UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

Departamento de Industrias

MBA

CONVERSIÓN ELÉCTRICA DOMÉSTICA FOTOVOLTAICA EN CHILE BAJO UN ESQUEMA DE SUBSIDIO TIPO FEED-IN TARIFF

Tesis de Grado presentada por

Roberto Fuentes Núñez

Como requisito para optar al grado de

MBA. Magíster en Gestión Empresarial

Director: Dr. Andrés Fuentes

Noviembre de 2017

TÍTULO DE TESIS:

“Conversión eléctrica doméstica fotovoltaica en Chile bajo un esquema de subsidio tipo Feed-In Tariff”.

AUTOR:

ROBERTO EDUARDO FUENTES NÚÑEZ

TRABAJO DE TESIS, presentando en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de MBA Magíster en Gestión Empresarial de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Observaciones: _____

_____

SR. ……...

SR. ……...

SR. ……...

Santiago, Noviembre de 2017

Todo el contenido, análisis, conclusiones y opiniones vertidas en este estudio son de mi exclusiva responsabilidad.

Nombre: Roberto Eduardo Fuentes Núñez.

Firma: ……..

Fecha: ……..

Dedicado a:

Mi esposa Dayana, por su amor, constante apoyo, su fe en mí y su férrea visión de que las cosas siempre serán mejores en nuestras vidas. Su inteligencia, optimismo y alegría han sido siempre la luz que ilumina el camino que estamos recorriendo juntos, inclusive en los momentos más complejos.

A mis hijos Vicente y Diego, por la infinita paciencia, amor y comprensión durante todo este tiempo. Son mis superhéroes; a sus cortas edades me han enseñado –y lo siguen haciendo- a vencer los obstáculos más difíciles, a estar feliz y agradecido, y por supuesto motivado en progresar a diario.

A mis padres, quienes con su inmenso e incondicional amor, esfuerzo y empuje, forjaron en mi la disciplina, constancia y todas las herramientas que me han servido, sin duda, para llegar hasta acá.

A mis hermanos, de quienes he recibido desde siempre y de tantas formas, su apoyo y cariño.

A la universidad, a mis profesores y compañeros de postgrado, por su valioso aporte y enseñanza, por los momentos duros y gratos que quedan escritos en la historia de esta linda etapa de mi vida.

A todos a quienes no mencioné, pero que estuvieron ahí con su valiosa compañía.

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO 9

ABSTRACT 11

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN 13

1.1. INTRODUCCIÓN 13

1.2. OBJETIVOS 15

1.2.1. Objetivo Principal 15

1.2.2. Objetivos Secundarios 15

1.3. HIPÓTESIS 16

1.4. POLÍTICA ENERGÉTICA CHILENA 17

1.4.1. Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 18

1.4.2. Energía 2050 - Política Energética de Chile 20

CAPÍTULO II

EL MERCADO ELÉCTRICO EN CHILE 23

2.1. BREVE DESCRIPCIÓN 23

2.1.1. Centro de Despacho Económico de Carga 24

2.1.2. Ministerio del Medio Ambiente 24

2.1.3. Superintendencia de Electricidad y Combustibles 25

2.1.4. Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos 25

2.1.5. Segmento de Generación Eléctrica 26

2.1.6. Segmento de Transmisión Eléctrica 26

2.1.7. Segmento de Distribución Eléctrica 27

2.1.8. Cliente Libre 27
2.1.9. Cliente Regulado 27
2.1.10. Sistema Interconectado del Norte Grande 27
2.1.11. Sistema Interconectado Central 28
2.1.12. Sistema Eléctrico de Aysén 28
2.1.13. Sistema Eléctrico de Magallanes 28
2.1.14. Voltaje Monofásico y Trifásico 28
2.1.15. Precio de Nudo de Energía 29
2.1.16. Precio de Nudo de Potencia 29
2.1.17. Tarifa BT-1 29
CAPITULO III
FUENTES DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES 30
3.1. SITUACIÓN DE LAS ERNC EN CHILE 30
3.2. SITUACIÓN DE LAS ERNC EN EL MUNDO 32
3.2.1. Alemania 34
3.2.2. China 35
3.2.3. España 35
3.2.4. Brasil 35
3.3. ASPECTOS BENÉFICOS DE LAS ERNC 36
3.3.1. Sustentabilidad y Cuidado Ambiental 36
3.3.2. Seguridad de Suministro 37
3.3.3. Crecimiento y Desarrollo 37
3.4. DIFICULTADES Y DEBILIDADES DE LAS ERNC EN CHILE 38
3.4.1. Conflictos con Concesiones Mineras 38

3.4.2. Gran Demanda y Escasez de Terrenos 38
3.4.3. Precios de Tecnologías para ERNC 38
3.4.4. Falta de Capacidad de Transmisión 38
3.4.5. Problemas Financieros 39
CAPITULO IV
ANÁLISIS NORMATIVO 40
4.1. SITUACIÓN NORMATIVA EN CHILE 40
4.1.1. Ley Corta I 40
4.1.2. Ley Corta II 40
4.1.3. Ley 20.257 41
4.1.4. Ley 20.698 41
4.1.5. Ley 20.365 42
4.1.6. Ley 20.897 42
4.1.7. Ley 19.657 42
4.1.8. Ley 20.805 43
4.1.9. Resolución Exenta 370 43
4.2. ANÁLISIS DE LA LEY 20.571 43
4.3. ANÁLISIS DEL SISTEMA ALEMÁN 51
4.3.1. Introducción 51
4.3.2. Feed-In Tariff 53
CAPITULO V
IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DOMÉSTICA Y SU INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO 61
5.1. METODOLOGÍA 61
5.1.1. Estructura del Análisis 61

5.1.2. Herramienta Computacional 61
5.1.3. Antecedentes 65
5.1.4. Viabilidad Financiera 66
5.2. FACTIBILIDAD DEL PROYECTO 66
5.2.1. Descripción del Proyecto Fotovoltaico Doméstico 66
5.2.2. Modelamiento del Consumo Doméstico 68
5.2.3. Vida Útil Considerada para el Proyecto 72
5.2.4. Costo Nivelado de la Energía 72
5.2.5. Monto de la Inversión 73
5.2.6. Análisis Financiero 73
5.2.7. Análisis de Sensibilidad 82
5.2.8. Análisis de Riesgo 87
CONCLUSIÓN 92
BIBLIOGRAFÍA 99
ANEXOS 108

RESUMEN EJECUTIVO

Chile debe contar con una conversión de energía diversificada, que incluya ERNC en su matriz, con un sistema eléctrico confiable, robusto y limpio.

La generación distribuida es una tecnología con amplio desarrollo en países de Europa, entre ellos en Alemania, en donde existe un sistema de estímulo a la penetración de la autogeneración en base a un incentivo al precio pagado por cada kWh autogenerado e inyectado a la red de distribución. Este sistema simplemente opera a través de una decidida postura política y legal, bajo el amparo del acuerdo social en la materia.

En Chile, en cambio, la Ley 20.571 establece un sistema del tipo Net Billing que actualmente beneficia casi exclusivamente a las empresas distribuidoras, lucrando por cada kWh generado por los clientes residenciales, a sus expensas.

En el estudio se realizaron evaluaciones de un proyecto fotovoltaico de 3 kW, común en el mercado e inclusive ofertado por las principales distribuidoras eléctricas.

En ellas se observa que en el caso nacional si bien los indicadores financieros y/o económicos son favorables y el proyecto resulta ser rentable, existe un dilatado tiempo de recuperación del capital, como también que el LCOE es superior al pago que las distribuidoras, amparadas por la Ley 20.571, realizan a los generadores residenciales.

Se evaluó el proyecto bajo las condiciones similares a las que operan en Alemania (Feed-In Tariff) y luego bajo un real sistema Net Metering. En el primer caso, los beneficios para el generador residencial fueron evidentes, siendo un escenario ideal para la adopción de esta tecnología en nuestro país. Sin embargo, la realidad es que hoy Chile está bastante lejos de adoptar un sistema similar (como se dijo, sin la participación de fondos

fiscales necesariamente, como ocurre en Alemania, pero probablemente con una férrea oposición de las generadoras), por lo que se plantea como materia de un futuro estudio, el análisis sobre el impacto que podría tener el adoptar un sistema similar al Alemán, analizando los precios de la cuenta eléctrica de los hogares o bien, pensando en un subsidio con fondos públicos.

En cuanto al escenario Net Metering, se aprecia que el usuario es retribuido realmente por la energía que autogenera e inyecta a la red, puesto que el LCOE es inferior al pago simétrico por parte de la distribuidora, además del hecho de que se disminuye el tiempo de recuperación del capital en comparación con el actual escenario Net Billing.

Se propone que el Estado explore esta última opción en base a los indicadores que resultan del estudio y que, además, el Gobierno no castigue con el peso de un posible subsidio al Valor Agregado de Distribución que las empresas distribuidoras puedan solicitar, puesto que se presume que no es justo técnicamente subsidiar una energía autogenerada por los usuarios residenciales que luego será consumida por los vecinos cercanos, ocupando en su transporte una mínima porción de infraestructura de distribución eléctrica.

Por último, los análisis de sensibilidad y riesgo efectuados muestran que el proyecto evaluado es rentable en los escenarios actuales, Net Metering y evidentemente, bajo un escenario similar al Alemán, a propósito de las buenas y favorables condiciones de radiación solar de nuestro país y de los actuales costos iniciales de inversión.

ABSTRACT

The Chilean conversion matrix would be robust, clean, reliable and totally diversified including renewable and sustainable energies (REN).

Distributed generation is a technology widely adopted in Europe and especially in Germany. In this country the model proposed by the government motivates, from financial point of view (USD/kWh), the penetration of self-generation and injection of electrical energy into the local distribution network. It is important to indicate that this system is supported by a well-structured establishment (political and legal), largely supported by the community.

In Chile, the 20571 law established the Net Billing model as the umbrella to introduce the REN in the Chilean system. However, this model motivates only the local distribution companies, profiting for each kWh converted by the residential customers.

A common residential PV plant (in terms of power and size) was evaluated operating in Chile. Different cases shown that the financial indicators are attractive, nevertheless the time to recover the investment is too large. The LCOE usually obtained is larger than the distribution company, protected by the Law 20571.

The project was also analyzed under Feed-In Tariff model and compared under a real Net Metering system. In the first case, the benefit for the local generator is clear and represents obviously an interesting scenario to motivate the implementation of this technology. However, in the present configuration Chile is far to adopt this model (efforts must be deployed from both sides government, generators and distributors companies). In this sense, new studies would be carrying out in order to understand and to evaluate the actual impact of the model adopted in Germany, from financial and economic point of view. This would be established regarding mainly the

price of kWh that will be adopted considering also the subventions from the government.

Analyzing the Net Metering scenario, clearly the user obtains a retribution for the electric energy generated and reinserted into the network, nevertheless this is not enough; the LCOE is smaller compared to the symmetric payment by the distributor, obtaining a shorter payback compared to the Net Billing scenario.

The main conclusion of this study is that the government must to explore a new way to impulse the REN using a model the German strategy. Clearly this will be adapted to Chilean society where the distributors obtain a correct retribution (balanced) by the use of the network, where probably the energy will be used close to the local generator (a small portion of distribution infrastructure would be used).

The last part of this work was devoted to a sensitivity and risk analysis. The simulations carried out shown that the project evaluated is profitable in the current scenarios, for Net Metering and of course for Feed-In Tariff evidently, under a similar scenario to German. This is absolutely reinforced by the large solar irradiation conditions standing in Chile and also by a decreasing cost of the PV plant analyzed in this study.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

Chile tiene como tarea pendiente en el ámbito de la generación eléctrica, la consolidación de una matriz diversificada, confiable y competitiva. También debe cumplir con el desafío social y ecológico de implementar fuentes de generación eléctrica limpias y sustentables.

En la actualidad el país presenta una oferta eléctrica contaminante, cara e insegura, un sistema de transmisión anticuado y poco confiable, en regular estado y una cobertura insuficiente para la diversificación e innovaciones que requiere el desarrollo del parque eléctrico (CCTP, 2011).

Chile depende de manera no menor de las importaciones de petróleo y carbón, ya que alrededor del 37% de la capacidad instalada de generación corresponde al tipo termoeléctrico (Generadoras de Chile, 2017).

Es de interés, dado el actual escenario, emplear energías eléctricas que no dependan directamente de la generación termoeléctrica, tal como lo es la generación fotovoltaica, la que permite disponer de una fuente renovable no convencional, además de constituir un tipo de generación distribuida.

Particularmente y a nivel residencial, los clientes pueden implementar un sistema con esta tecnología que, además de satisfacer su consumo propio, les permitan inyectar la energía excedente al sistema de distribución convencional al que se encuentren conectados.

Actualmente la Ley 20.571, conocida como "Net Billing", entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a las distribuidoras eléctricas a un precio regulado, el que se publica en las páginas web de aquellas.

Este estudio tiene como propósito evaluar la implementación técnica y económica a nivel doméstico de un sistema de generación fotovoltaico, analizado primero bajo el marco normativo que otorga la Ley 20.571 y posteriormente, bajo un marco regulatorio similar al empleado en Alemania, país con una política de incentivos económicos de parte del Estado, además de una trayectoria consolidada y exitosa en esta materia.

A la luz de los resultados que se obtengan bajo uno y otro marco legal, se harán las recomendaciones que sean pertinentes de aplicar a la actual legislación nacional, con el objeto de promover la aplicación y desarrollo de tecnologías de generación eléctricas limpias y renovables en Chile.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo Principal

Analizar si la implementación de una política de fomento de generación distribuida con paneles fotovoltaicos domésticos similar a la empleada en Alemania, es una opción viable que permita impulsar el sector de energías renovables no convencionales en Chile.

1.2.2. Objetivos Secundarios

- Analizar el esquema normativo vigente en Chile, que pretende fomentar la implementación de energías renovables domiciliarias en el país.
- Analizar un esquema normativo similar al empleado en Alemania para el fomento de subsidios asociados a la implementación de energías renovables a nivel doméstico.
- Analizar económicamente y financieramente la implementación práctica del sistema doméstico basado en celdas fotovoltaicas, evaluando el periodo de recuperación de la inversión y la cantidad de energía que se aporta al sistema de distribución eléctrico. Este análisis se realiza bajo dos escenarios, primero bajo el actual esquema normativo chileno y luego bajo un esquema similar al utilizado en Alemania.
- Realizar un análisis de sensibilidad y riesgo sobre los parámetros financieros de mayor incidencia en los resultados financieros.
- Realizar una comparación de resultados bajo cada escenario y entregar, a la luz de los resultados, recomendaciones a la actual normativa chilena.

1.3. HIPÓTESIS

La implementación de un esquema legal similar al empleado en Alemania, tal como es el modelo "Feed-In Tariff" (en adelante FIT) en Chile, es una opción viable y que permitirá impulsar el sector de energías renovables no convencionales (en adelante ERNC).

El análisis se enfocará en un sistema fotovoltaico de generación a nivel doméstico, considerando las condiciones típicas de radiación solar que se encuentran en la zona central de Chile.

La hipótesis se prueba como verdadera si se obtiene un VAN positivo y un TIR mayor a 6%. La hipótesis se considerará como falsa si se obtiene un VAN negativo y un TIR menor al 6% en función del análisis de sensibilidad y riesgo llevado a cabo.

1.4. POLÍTICA ENERGÉTICA CHILENA

A partir de la privatización del sector eléctrico en el año 1982, el Estado asumió un rol subsidiario que ejerció principalmente a través de la regulación, con el objetivo de garantizar la libre competencia, el funcionamiento correcto del mercado y proteger a los consumidores. La acción estatal se redujo a la intervención regulatoria, con soluciones rápidas y cortoplacistas, frente a desajustes circunstanciales que enfrentó el sistema y el mercado eléctrico. Ejemplos fueron la publicación de la Ley Corta I y Ley Corta II, como respuesta a los cortes de suministro de gas provenientes de Argentina del año 2004 (Martínez, 2017).

Esta fue la tónica que dominó durante más de dos décadas, tiempo en que el sector eléctrico no tuvo una visión planificadora, sino más bien reaccionaria donde “la política energética chilena fue no tener política” hasta mediados de los años 2000 (Maldonado, ¿Qué política energética necesita Chile?, 2014).

En el año 2008, la Comisión Nacional de Energía publicó el documento "Política Energética: Nuevos Lineamientos. Transformando la Crisis Energética en una Oportunidad", que da cuenta, por primera vez, de la necesidad de contar con una política energética de largo plazo con carácter de política de Estado que integre a diferentes sectores y que posea un enfoque sistémico. El documento planteaba lo siguiente: “dada la incertidumbre que enfrenta el sector energético y la constatación de que los impactos de la energía que se tenga no incumben sólo al sector si no que se vinculan con –y son un pilar fundamental de– la competitividad global de la economía nacional y su desarrollo social, las políticas energéticas no sólo deben seguir los principios de eficiencia técnica y económica, sino que, además, deben integrar, activamente, consideraciones de seguridad, sustentabilidad y equidad” (Ministerio de Energía, 2015).

La Agencia Internacional de Energía (IEA) revisó la Política Energética del país en el año 2009, indicando que constataba una evolución de los fundamentos de política del sector en las décadas anteriores. En dicha revisión se enfatizó el cambio institucional del sector mediante la separación de funciones de formulación de políticas, con la creación del Ministerio de Energía; de las funciones de regulación, y fiscalización y supervisión, en coordinación con la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Sin embargo, la IEA también recomendó elaborar un documento sobre Política Energética de largo plazo, con un enfoque integral, fijando metas y objetivos claros, en un marco de consenso, por medio de mecanismos de consulta pública (Ministerio de Energía, 2015).

1.4.1. Estrategia Nacional de Energía 2012-2030

Chile no tuvo una estrategia energética formal de largo plazo hasta el año 2012, cuando se publicó la "Estrategia Nacional de Energía 2012-2030" (en adelante ENE 12-30) por parte del gobierno del Presidente Sebastián Piñera.

Esta estrategia se fundamentó en seis pilares:

- Crecimiento con eficiencia energética como parte de una política de Estado.
- Despegue de las ERNC: un desafío pendiente.
- El rol de las energías tradicionales: mayor preponderancia al recurso hídrico, menor dependencia externa.
- Nuevo enfoque en transmisión: hacia una carretera eléctrica pública.
- Hacia un mercado eléctrico más competitivo.
- Avance sostenido en las opciones de interconexión eléctrica regional.

La ENE 12-30 destaca la idea de que el proceso de concientización acerca de la necesidad de implementar la eficiencia energética en Chile ya está

hecho, de manera que el trabajo a futuro consistiría en materializar esta conciencia a través de políticas decididas del gobierno.

Es así como la ENE 12-30 definió una meta concreta de eficiencia energética para el año 2020 de alcanzar una disminución del 12% en la demanda de energía proyectada a ese año.

Para el logro de aquella meta, la ENE 12-30 propuso ciertas medidas específicas, en donde la más relevante es la elaboración de un plan de acción de eficiencia energética 2012-2020, que permita aunar las medidas tendientes al uso eficiente de la energía en los distintos sectores, tales como el transporte, industria, minería, comercio y sector residencial.

Dentro de las restantes medidas se encuentran:

- La creación del sello de eficiencia energética, que busca reconocer y premiar a las empresas líderes en este ámbito; el establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética para productos y servicios que se comercialicen en Chile.
- Programas de iluminación residencial y público eficientes.
- La creación de la Comisión Interministerial de Desarrollo de Políticas de Eficiencia Energética, con el propósito de lograr una mayor coordinación entre los distintos actores públicos que tengan intereses comprometidos en la implementación de políticas de eficiencia energética, por ejemplo, el Ministerio de Vivienda, Ministerio de Transportes, etc.

La ENE 12-30 señala al impulso de las ERNC con un rol fundamental en la proyección del crecimiento eléctrico, pero a su vez, menciona a la generación a base de carbón como un energético imprescindible para el futuro, dándole aún más importancia al recalcar los proyectos aprobados y distintas líneas de acción al respecto que pareciera ser el energético “más eficiente” para el desarrollo adecuado de la matriz (Martínez, 2017).

1.4.2. Energía 2050 - Política Energética de Chile

Bajo el gobierno de la Presidente Michelle Bachelet, en mayo de 2014 se publica por primera vez una agenda estatal, la “Agenda de Energía – Un Desafío País, Progreso para Todos”. Esta contiene siete ejes de trabajo para un desarrollo energético confiable, sustentable, inclusivo y a precios razonables (Ministerio de Energía, 2014).

Para lograr este objetivo, el Ministerio de Energía impulsaría políticas y acciones con el fin de alcanzar desafíos concretos; entre ellos desarrollar al año 2015 un Política Energética, de largo plazo, validada por la sociedad chilena, mediante un proceso participativo y regional; planificando una agenda de corto plazo hasta el año 2025, y otra a mediano y largo plazo hasta el 2050 (Ministerio de Energía, 2014).

El hincapié a la participación ciudadana es un hito importante en el cambio de paradigma energético respecto a los documentos anteriores. Por otro lado, el rol del Estado como primer eje también es algo nuevo. Se interpreta como el gran punto de inflexión con el objeto de generar políticas y regulaciones que cumplan con los objetivos que se plantean, monitorear el funcionamiento de los mercados y contribuir a bajar barreras para nuevos inversionistas.

En el segundo semestre de 2015 el gobierno entregó el informe "Energía 2050 - Política Energética de Chile", el que propone al sector un enfoque sistémico mediante cuatro pilares:

- Seguridad y calidad de suministro.
- Energía como motor de desarrollo.
- Compatibilidad con el medio ambiente.
- Eficiencia y educación energética.

El documento declara como objeto lograr y mantener la confiabilidad de todo el sistema energético, al mismo tiempo que se cumple con criterios de sostenibilidad e inclusión y se contribuye a la competitividad de la economía del país.

En definitiva, mediante estos atributos, se establece como objetivo avanzar hacia una energía sustentable en todas sus dimensiones (Ministerio de Energía, 2015).

El tercer pilar propone una meta del 60% de incorporación de ERNC en la matriz energética para el año 2035, y un 70% para el año 2050.

En la figura 1.1 se muestran las principales metas para el año 2035, mientras que en la figura 1.2 se muestran las principales metas para el año 2050.

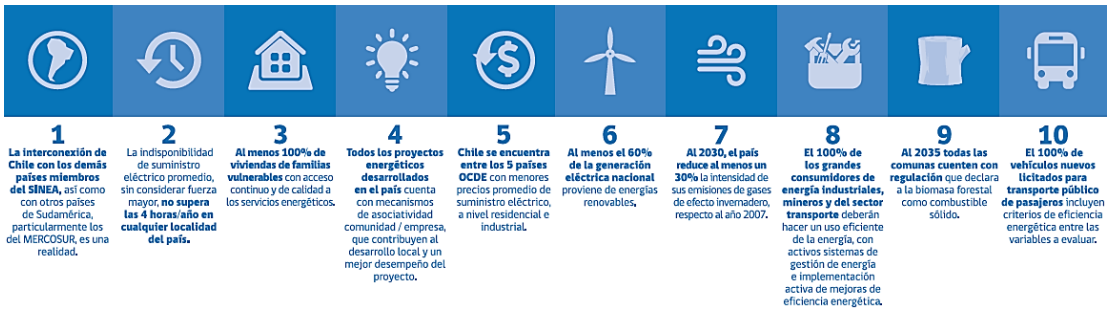


Figura 1.1: Principales metas para el 2035. Fuente: Ministerio de Energía.

Figura 1.2: Principales metas para el 2050. Fuente: Ministerio de Energía.

Tanto en el documento ENE 12-30 como en Energía 2050, se puede apreciar que las ERNC, tanto a nivel industrial como domiciliario tienen un rol central, como así también el papel de la sociedad en la incorporación cultural de la eficiencia energética y el uso de fuentes amigables con el medioambiente.

CAPÍTULO II

EL MERCADO ELÉCTRICO EN CHILE

2.1. BREVE DESCRIPCIÓN

Las actividades de generación, transmisión y distribución conforman la estructura del mercado eléctrico chileno, las que son desarrolladas por empresas de capitales privados y en donde el Estado sólo ejerce funciones de fiscalización, regulación y planificación de inversiones. Esta última en realidad es una recomendación para las empresas, sin un carácter forzoso.

A nivel macro, la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que es el DFL Nº 4 - 2006, regula la generación, transmisión y distribución eléctrica en Chile.

Básicamente, el esquema de operación del sistema eléctrico chileno debe contemplar una capacidad de generación que cubra los requerimientos de demandas variables en el tiempo, en especial en los momentos de alta intensidad de demanda, los que se conocen como horarios punta. Para ello, se ha adoptado un mecanismo que permite que el precio pagado por la potencia y energía de punta cubra sus costos de inversión y operación, lo que se conoce como Teoría Marginalista.

Se permite la entrada o despacho de las máquinas generadoras al sistema según el costo variable de operación que tengan asignadas, de modo que se persigue un esquema de despacho económico; se seleccionan las unidades desde las más económicas hasta las menos, cubriendo la demanda presente del sistema al mínimo costo.

Las empresas generadoras pueden celebrar contratos con clientes libres y empresas distribuidoras. Los clientes libres son aquellos en donde la potencia contratada es mayor a 2 MW.

Las empresas distribuidoras abastecen a los clientes regulados. La asignación del suministro en el caso de las empresas distribuidoras es realizada mediante un proceso de licitaciones abiertas y públicas.

Por otra parte, en el caso de los clientes libres, el precio se acuerda entre las partes.

En la práctica, la energía eléctrica en déficit o en exceso se transa en el mercado spot, al costo marginal del sistema. Además, las transferencias de potencia eléctrica se realizan al precio de nudo, el que se calcula por la autoridad cada seis meses.

A continuación, se describirán algunos actores y definiciones relevantes:

2.1.1. Centro de Despacho Económico de Carga

Este organismo coordina y determina la operación de las centrales generadoras, líneas y subestaciones de transmisión, y barras de consumo asociadas a los clientes libres.

Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) son órganos de derecho privado. En la actualidad, cada sistema interconectado tiene su propio CDEC; CDEC-SIC (para el sistema interconectado central) y CDEC-SING (para el sistema interconectado del norte grande).

Deben preservar la seguridad del sistema eléctrico, garantizar la operación económica y el acceso abierto a los sistemas de transmisión, determinar los costos marginales de energía y las transferencias económicas entre los integrantes del CDEC.

2.1.2. Ministerio del Medio Ambiente

El Ministerio del Medio Ambiente de Chile, es el órgano del Estado encargado de colaborar con el Presidente de la República en el diseño y

aplicación de políticas, planes y programas en materia ambiental; así como en la protección y conservación de la diversidad biológica y de los recursos naturales renovables e hídricos, promoviendo el desarrollo sustentable, la integridad de la política ambiental y su regulación normativa (MMA, 2014).

2.1.3. Superintendencia de Electricidad y Combustibles

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) es el organismo encargado de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad.

La SEC fue creada en el año 1984. Desde entonces sus funciones han evolucionado y en la actualidad, y de acuerdo a lo establecido en las Leyes Nº 18.410 de 1985 y N° 19.613 de 1999, tiene por misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio.

2.1.4. Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos

El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos es un órgano colegiado autónomo creado en el año 2004 por la Ley Nº 19.940, de competencia estricta y reglada. Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento.

Está integrado por siete profesionales de amplia trayectoria profesional o académica y que han acreditado, en materias técnicas, económicas o jurídicas del sector eléctrico, dominio y experiencia laboral mínima de tres años. Cinco de ellos deben ser ingenieros o licenciados en ciencias

económicas, nacionales o extranjeros, y dos deben ser abogados. Los integrantes son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante un concurso público, por periodos de seis años. El Panel de Expertos se renueva en forma parcial cada tres años (Panel de Expertos, 2014).

2.1.5. Segmento de Generación Eléctrica

El segmento de generación se conforma por empresas que producen electricidad, destacándose dos mercados principales, el spot y el de contratos (entre generadores y grandes clientes o consumidores).

Este sector funciona bajo las normas de la libre competencia, y está regulado en la ley conforme a los principios del libre mercado. El inversionista en generación puede decidir libremente si ingresa o no a esta actividad, posteriormente debe competir con los demás generadores en el mercado de generación para vender la electricidad que genera. Sin embargo, adoptada la decisión de entrar al mercado de la generación, no es más libre para decidir cuánto o cuándo producir; esto se determinará por el CDEC. De este modo, aquellas generadoras que tengan los costos más bajos serán electas de forma preferente, por lo que la competencia radicará en tener los costos más baratos.

2.1.6. Segmento de Transmisión Eléctrica

Este segmento lo integran las empresas eléctricas dueñas de las líneas de transmisión, las que tienen la obligación dar servicio a quien lo solicite.

Existe un impedimento natural que obstaculiza que funcione adecuadamente la competencia en este sector como tal. Chile es un país angosto donde las líneas de transmisión son muy caras, por lo cual se genera un monopolio natural poco evitable. Existe un sector transporte troncal, un sistema de

subtransmisión y otro libre para el uso de usuarios individualmente identificados denominado sistema adicional.

2.1.7. Segmento de Distribución Eléctrica

Este sector funciona bajo un régimen de concesión, con obligación de servicio y es un servicio público regulado, que abastece a clientes regulados.

Este segmento lo conforman todas las empresas encargadas de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, que son los clientes ubicados dentro de su área de concesión.

2.1.8. Cliente Libre

De acuerdo a lo estipulado en la LGSE, los clientes libres son capaces de pactar libremente los precios con sus suministradores, pues no están sujetos a la regulación de precios.

Este segmento es constituido por clientes con potencia conectada mayor a 2 MW y opcionalmente cuando supera los 500 kW, habitualmente del tipo minero o industrial.

2.1.9. Cliente Regulado

De acuerdo a lo estipulado en la LGSE, son aquellos clientes cuya potencia conectada es inferior a 500 kW, para los cuales los precios de electricidad son fijados por la autoridad. Aquellos clientes cuya potencia conectada esté entre 500 kW y 2 MW, por decisión propia pueden optar a ser clientes regulados. Los clientes residenciales abastecidos por las distribuidoras eléctricas entran en esta categoría.

2.1.10. Sistema Interconectado del Norte Grande

El SING es el sistema eléctrico que cubre el territorio comprendido se extiende entre Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, Decimoquinta,

Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio continental (CDEC-SING, 2015).

La generación del SING es fundamentalmente del tipo termoeléctrica y fuertemente orientada al sector minero.

2.1.11. Sistema Interconectado Central

EL SIC es el sistema eléctrico que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé, y que corresponde al sistema eléctrico de mayor tamaño en el país. El SIC es el mayor de los sistemas interconectados, ya que cubre el abastecimiento de aproximadamente el 92,2% de la población nacional (CDEC-SIC, 2016).

2.1.12. Sistema Eléctrico de Aysén

Este sistema está conformado por cinco sistemas medianos en la zona sur del país y son: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén.

2.1.13. Sistema Eléctrico de Magallanes

Este sistema está conformado por cuatro sistemas medianos localizados en el extremo más austral del país. Estos sistemas son: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que abastecen a sus respectivas ciudades.

2.1.14. Voltaje Monofásico y Trifásico

Son las tensiones o voltajes que se utilizan en las instalaciones, sistemas y equipos. Generalmente para grandes magnitudes de potencia se utiliza la tensión trifásica, mientras que para las menores, la tensión monofásica. Los clientes regulados residenciales utilizan con frecuencia este tipo de tensión,

mientras que, por ejemplo, en los sistemas de transmisión se emplea el trifásico.

2.1.15. Precio de Nudo de Energía

Precio de la energía al que se realizan las transferencias entre generadores y distribuidores para dar suministro a clientes regulados. Este precio es determinado por la autoridad para períodos de seis meses.

Es el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento (CNE, 2015).

2.1.16. Precio de Nudo de Potencia

Precios máximos aplicables al consumo de electricidad de clientes regulados, representativos de los costos de suministro a nivel de generación-transporte, sin considerar los costos asociados a la distribución de electricidad.

Es el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico (CNE, 2015).

2.1.17. Tarifa BT-1

Esta tarifa se aplica a los clientes de baja tensión cuya potencia es menor a 10 kW, generalmente clientes residenciales.

CAPITULO III

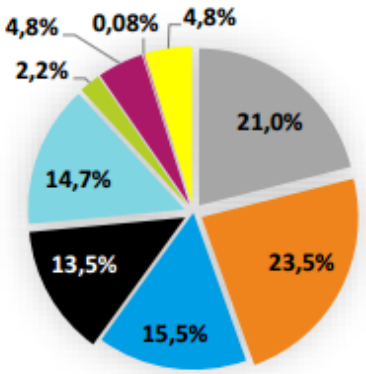
FUENTES DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES

3.1. SITUACIÓN DE LAS ERNC EN CHILE

En el país, de acuerdo a la LGSE, se definen las fuentes de generación renovables no convencionales a aquellos que:

- Su fuente primaria de energía sea la biomasa, la que puede usarse como combustible en forma directa o convertida en otros combustibles. Los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios que sean biodegradables entran en esta categoría.
- Su fuente de energía primaria sea la hidráulica con potencia máxima menor a 20 MW.
- Su fuente primaria de energía sea la geotérmica, la que se obtiene del calor natural de la tierra.
- Su fuente primaria de energía sea la eólica.
- Su fuente primaria de energía sea la mareomotriz. También entran en esta categoría las energías mecánicas mareomotrices que se obtengan producto del gradiente térmico de los mares.
- Siendo otros medios de generación, utilicen energías renovables para producción de electricidad y que contribuyan a diversificar la matriz energética, causen bajo impacto ambiental conforme a procedimientos establecidos por la autoridad.

La capacidad total instalada de ERNC en el país se aproxima a 3.039 MW, que corresponde al 13,82% de la potencia actual del sistema (Generadoras de Chile, 2017).



SIC + SING	Capacidad [MW]
Gas Natural	4.626,8
Carbón	5.163,7
Embalse	3.402,0
Derivados Petróleo	2.972,2
Pasada	3.222,5
Biomasa	479,1
Eólico	1.046,0
Cogeneración	17,5
Solar	1.058,3
Total	21.988,1

Figura 3.1: Capacidad instalada ERNC, al mes de febrero de 2017. Fuente: Generadoras de Chile.

Según la Unidad de Gestión de Proyectos del Ministerio de Energía (UGP), a marzo de 2017 se encuentran en construcción 2.349 MW, de los cuales 44,9% corresponden a centrales del tipo ERNC. De ellos, las centrales solares representan el 52,1%, eólicas el 36,8%, cogeneración 2,2% y mini-hidro el 8,9% (Generadoras de Chile, 2017).

Según consigna la UGP, los proyectos fotovoltaicos lideran la capacidad neta de los proyectos en construcción, destacando la central "El Romero Solar" (196 MW), "Pelícano" (100 MW) y "Atacama I" (100 MW), mientras que la central "Cerro Dominador" (110 MW) es del tipo concentración solar.

En el mes de febrero de 2017 las centrales mostradas en la tabla 3.1 siguiente se encuentran en etapa de pruebas.

Tabla 3.1: Centrales en fase de pruebas, al mes de febrero de 2017. Fuente: Generadoras de Chile.

Centrales en Pruebas SIC		
Central	Tipo	Potencia [MW]
Marchigue II	Solar	9,0
Los Pinos (Etapa I)	Biogás	3,0
El Boco	Solar	3,0
Pituel	Hídrico	0,56
Cuz Cuz	Solar	3,0
Molina	Térmico	1,0
El Romero	Solar	196,0
San Pedro II	Eólica	65
Cordillerilla	Solar	1,3
Viña Tarapacá	Hídrico	0,3
San Juan	Eólica	184,8
Quilapilún	Solar	103,0
Altos del Paico	Solar	2,1
Panguipulli PMGD	Hídrico	0,4
PE Lebu (Ampliación II)	Eólico	3,5
El Pilar – Los Amarillos	Solar	2,9
Loma Los Colorados	Solar	1
Alto Reinaco	Hídrico	1,5
Total		581,4

Centrales en Pruebas SING		
Central	Tipo	Potencia [MW]
El Águila I	Solar	2,0
La Huayca II	Solar	25,0
Parque Solar Finis Terrae	Solar	138,0
Sierra Gorda Este	Eólico	112,0
Uribe Solar	Solar	52,8
FV Bolero	Solar	146,6
Cerro Pabellón	Geotermica	27,5
Total		503,9

Según lo indicado en la tabla anterior, destacan las centrales ERNC solares, totalizando 685,7 MW instalados (SIC+SING).

3.2. SITUACIÓN DE LAS ERNC EN EL MUNDO

A nivel internacional, en el año 2015 se alcanzó un importante monto de inversión en ERNC, en este sentido destacan los aumentos de capacidad de producción y la creciente importancia relativa de los países en desarrollo. Esto sucede en un año en donde los precios de los combustibles fósiles y los commodities se desplomaron, causando un gran impacto en las compañías del sector hidrocarburos (Deloitte, 2016).

Las políticas de cambio climático y mejoramiento de la competitividad en costos han permitido el crecimiento de este tipo de energía en desmedro de otras fuentes. En la figura 3.2 se indica la inversión global en nuevos proyectos de ERNC.

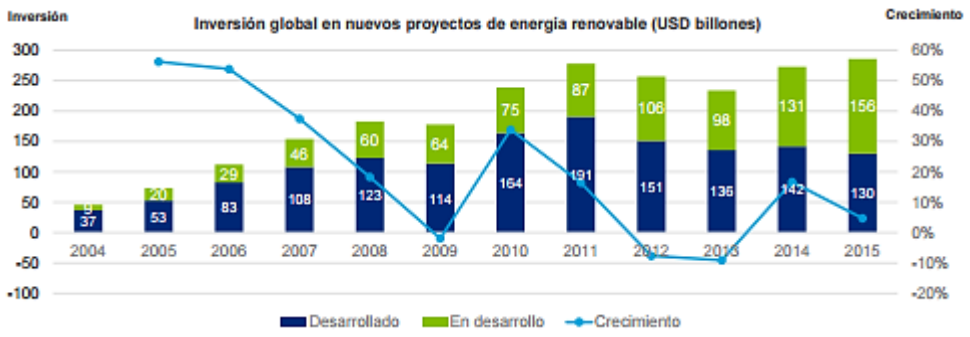


Figura 3.2: Inversión global en ERNC en 2015. Fuente: Deloitte.

En los últimos años, las energías solar y eólica han dominado las inversiones, según se muestra en la figura 3.3.

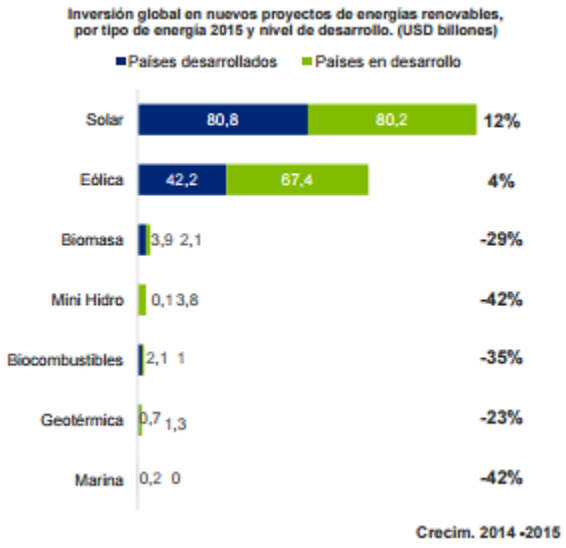


Figura 3.3: Inversión global en ERNC en 2015, por tipo. Fuente: Deloitte.

Un cambio importante se experimentó en la inversión en energía solar. Hasta el año 2014 era dominada por los países desarrollados, tales como Alemania, Italia y Japón, pero en el año 2015 la brecha entre ambos mundos se redujo a menos de US$ 1 millón, esto impulsado por China, India, Chile y Sudamérica (Deloitte, 2016).

En cuanto a los diez países con mayores inversiones en ERNC, Chile se posicionó en el décimo lugar durante el 2015. El ranking de los diez países mencionados lo lidera China, con más de un tercio de la inversión mundial, tal como lo indica la figura 3.4.

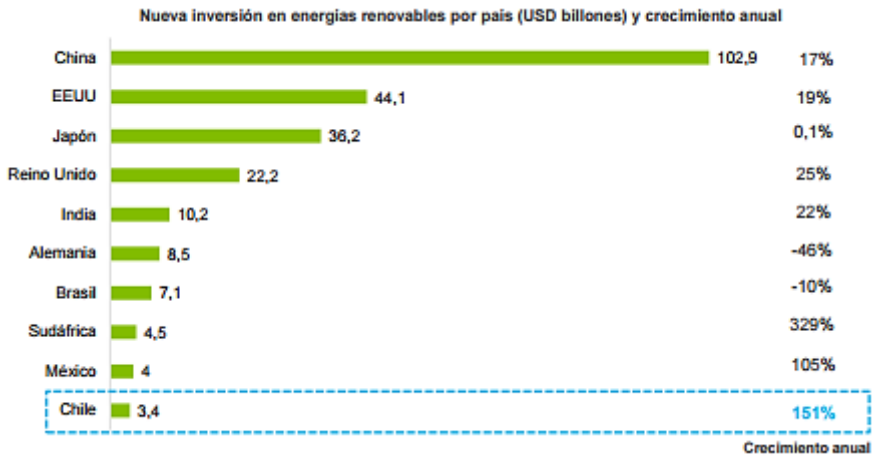


Figura 3.4: Inversión global en ERNC en 2015, por país. Fuente: Deloitte.

A continuación se indican algunos casos de países y su experiencia con las ERNC.

3.2.1. Alemania

Es el principal referente europeo en la transición hacia las energías renovables y la concienciación ecologista de esta nación se ejemplifica también en unas campañas de reciclaje muy asumidas entre la población o iniciativas pioneras como la de Hamburgo, que decidió dejar de comprar productos de plástico con el dinero de los contribuyentes.

Actualmente, el 33% de la electricidad que Alemania consume por año proviene de las ERNC. Tiene la mayor potencia instalada de energía eólica en Europa y es líder en energía fotovoltaica. El país se está preparando para terminar su transición energética y pasar a producir el 100% de su energía desde fuentes no contaminantes, en el año 2050 (Marton, 2016).

3.2.2. China

Después de haber terminado el 2015 con 43 GW de energía solar fotovoltaica instalada acumulada, China tiene aproximadamente 63 GW de capacidad de energía solar completada, aunque no toda esa capacidad se conectará a la red dadas las recientes restricciones en las provincias occidentales, donde el exceso de capacidad ha alcanzado el 52% en Xinjiang y el 39% en Gansu (El Períodico de la Energía, 2016).

La producción de energía solar en el país asciende actualmente a 3.300 GWh, según la Oficina Nacional de Estadísticas de China, una cifra que representa sólo el 0,7% de la generación total de energía del país (Futuro Renovable, 2016).

3.2.3. España

Este país ha sido otro de los casos efectivos en lo que respecta a la inserción de fuentes de energía renovable a su matriz energética. Junto con Alemania, es normalmente considerado como referente en esta materia.

Sin embargo, con la crisis económica que ha venido atravesando el país, se recortaron las ayudas públicas y se aprobaron normativas que han frenado el crecimiento del sector y el autoconsumo, lo que ha llevado al cierre de pequeñas empresas y al forzado salto internacional de las empresas de ERNC mejor preparadas.

En el año 2015, el 37% de la producción de electricidad fue de origen ERNC y ha aumentado la potencia instalada ERNC en un 91% de 2007 a 2015 (Ruiz, 2017).

3.2.4. Brasil

En el año 2015, el 73,5% de la energía eléctrica producida fue de origen ERNC (Enerdata, 2016). Dada su gran población (casi 208 millones de

habitantes en 2015), se constituye en el líder en la región en la promoción de las ERNC.

Entre el 2015 y 2018 está previsto que se aumente la capacidad eléctrica de 25 GW a 31,5 GW, de los que al menos 12 GW serán aportados por la energía eólica, solar y biomasa (ICEX, 2015).

La rápida expansión del mercado eólico en el país, junto con la exigencia de que parte de las inversiones en ERNC sean de origen nacional, ha hecho que muchos fabricantes de tecnología eólica elijan a Brasil como centro de producción, lo que ha repercutido a su vez, en el aumento de puestos de trabajo en este sector (WWF, 2014).

3.3. ASPECTOS BENÉFICOS DE LAS ERNC

3.3.1. Sustentabilidad y Cuidado Ambiental

La mayoría de los macro proyectos energéticos tradicionales ha sido cuestionada por sectores ciudadanos por sus impactos ambientales, considerados por éstos como insuficientemente resueltos (Maldonado, Desarrollo energético sustentable: Un desafío pendiente, 2006).

Debido al bajo impacto ambiental, y al desplazar fuentes contaminantes, en comparación a los medios convencionales, la implantación de ERNC ayuda a la preservación de los recursos naturales para las generaciones futuras.

Por otro lado, la reducción de la huella de carbono de empresas que buscan un espacio en los mercados internacionales, es uno de los alicientes más relevantes a la hora de decidir emprender un proyecto de abastecimiento energético sobre la base de fuentes ERNC, puesto que la competitividad de las compañías que hacen negocios en el exterior se ve mejorada notoriamente cuando se apuesta por el uso de fuentes energéticas que ayudan a reducir las emisiones.

3.3.2. Seguridad de Suministro

El desafío para Chile, considerando que todos los recursos tienen riesgos asociados en su suministro, es lograr una mayor seguridad energética por medio de la diversificación de su matriz energética (Rudnick, 2006).

El aumento del aporte de ERNC al sistema diversifica el riesgo en el suministro de la energía, lo cual contribuye a un sistema más estable ya que cada tecnología de generación tiene sus limitaciones y ciertos parámetros de operación.

La utilización de ERNC permite tener un sistema que no dependa de combustibles pertenecientes a otros países, bajando el grado de dependencia con el proveedor. Junto con lo anterior ayuda disminuir los costos del sistema, al desplazar los combustibles fósiles de mayor costo (Toledo, 2011).

Las energías renovables son aquellas cuya fuente es infinita, o que se agota en una escala de tiempo muy superior al tiempo cronológico humano.

3.3.3. Crecimiento y Desarrollo

El mercado de huella de carbono es un incentivo para las ERNC, ya que estas desplazan las fuentes más contaminantes, como el diésel y carbón.

Por otro lado, y sobre todo en sectores donde existen terrenos sin aprovechar, la instalación de parques fotovoltaicos puede otorgar rentabilidad a suelos que no se estaban aprovechando, como lo son en forma evidente por ejemplo, aquellos ubicados en la zona norte del país.

3.4. DIFICULTADES Y DEBILIDADES DE LAS ERNC EN CHILE

A continuación se resumen las principales debilidades y dificultades que se pueden evidenciar en el sector de las ERNC en el país.

3.4.1. Conflictos con Concesiones Mineras

Los terrenos que la autoridad entrega como concesión minera no pueden entregarse como servidumbre a terceros y sólo pueden ser compradas si el dueño de la concesión accede a vender el derecho sobre el terreno.

3.4.2. Gran Demanda y Escasez de Terrenos

Esto se evidencia con mayor fuerza en aquellos terrenos en el norte del SIC que se encuentren cercanos a subestaciones eléctricas (Deloitte, 2016).

Se estima que los proyectos de ERNC que no puedan negociar su conexión al sistema y decidan construir sus soluciones de construcción propia, se atrasarán hasta conseguir resolver estos problemas.

3.4.3. Precios de Tecnologías para ERNC

Las tecnologías limpias más maduras como la hidráulica y eólica, cuando se encuentran en una buena ubicación, tienen precios cercanos a los de las tecnologías tradicionales, mientras que las tecnologías más nuevas, como la mareomotriz, tienen aún altos costos asociados a su desarrollo (Deloitte, 2016).

3.4.4. Falta de Capacidad de Transmisión

De acuerdo al CDEC-SIC, se desecharon en enero de 2016, 18,3 GWh y en febrero del mismo año, 18,2 GWh de energías provenientes de fuentes eólicas y solares, por la falta de capacidad de transmisión.

3.4.5. Problemas Financieros

La banca ha disminuido su interés en financiar contratos en el mercado spot, enfocándose en contratos de largo plazo, lo que plantea nuevos desafíos para los desarrolladores en generación ERNC. La principal herramienta para asegurar estabilidad en los ingresos y permitir un futuro desarrollo de estas tecnologías es la obtención de contratos de suministro eléctrico, los que permiten manejar el riesgo del mercado spot y son un requisito fundamental exigido hoy por entidades bancarias para el acceso al financiamiento. Los costos marginales de la energía se mantendrían bajos por los próximos años. Este hecho sumado al aplazamiento de proyectos mineros, la menor demanda por energía y la desaceleración económica, provocaron un aumento en la percepción de riegos asociados al sector. Además, mientras no se solucione la congestión de transmisión, no será posible entregar recursos a proyectos en el norte del SIC ya que no tendría sentido tener mayor capacidad de generación (Deloitte, 2016).

CAPITULO IV

ANÁLISIS NORMATIVO

4.1. SITUACIÓN NORMATIVA EN CHILE

En el país existen varias leyes o reglamentos que abordan específicamente el ámbito de las ERNC. En el punto 3.1 se mencionó la LGSE y sus definiciones acerca de este tipo de energías. Cabe añadir a lo anterior que se hizo necesario hacer la distinción de las mini-hidro con las centrales hidroeléctricas tradicionales o de gran escala, las que tienen una importante participación en la matriz eléctrica.

A continuación se hará una descripción breve de las principales normativas pertinentes.

4.1.1. Ley Corta I

Corresponde a la Ley 19.940. Esta ley permite que los pequeños generadores queden exentos del pago de peaje de transmisión; los generadores con capacidad inferior a los 9 MW se liberan de los costos de transporte eléctrico.

Se establece que las generadoras con capacidad de 20 MW o superior deben pagar las tarifas completas.

También queda establecido que las pequeñas generadoras, en el caso de que no puedan acceder a las redes de transmisión troncales, pueden exigir ser conectadas a la red de los distribuidores.

4.1.2. Ley Corta II

Corresponde a la Ley 20.018. Esta ley obliga a las empresas de distribución eléctrica a adquirir bloques de potencia para el aseguramiento del suministro.

El mecanismo que se emplea es la licitación de grandes bloques de potencia con los generadores, por lo que se aseguran los ingresos a largo plazo mediante contratos de suministro.

Lo anterior otorga un respaldo a las generadoras para continuar con sus planes de inversión.

4.1.3. Ley 20.257

Esta ley establece que los generadores con capacidad sobre 200 MW, deberán contar con un mínimo de 5% de ERNC en la energía que comercializan.

Para el año 2024 este porcentaje subirá al 10%; entre los años 2010 a 2014 en un 5%, aumentándose 0,5% anual a partir del 2015 hasta llegar al 10% en el 2024.

También se establece que cada empresa que retire energía eléctrica desde sistemas con capacidad superior a 200 MW, debe acreditar que un 10% provenga de ERNC.

4.1.4. Ley 20.698

Esta ley incrementa la meta porcentual de ERNC de la Ley 20.257, ya que para el 2025 el porcentaje de ERNC de energía que las generadoras comercialicen debe ser del 20%.

Los incrementos son de 1% a partir del año 2014, hasta llegar al 12% en el 2020, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20%.

Esta ley excluye de la meta del 25% en la matriz a Magallanes y Aysén.

4.1.5. Ley 20.365

Se establece una franquicia tributaria para los sistemas solares térmicos que sirven para abastecer de agua potable sanitaria caliente a viviendas de hasta 4.500 UF.

La posibilidad de acogerse a esta franquicia ya no es posible bajo esta ley, puesto que aplica para aquellas viviendas cuyos permisos de construcción (o sus modificaciones) se hayan otorgado a partir del 1º de enero de 2008 y obtenido su recepción municipal final a partir de la publicación de esta ley y antes del 31 de diciembre de 2013.

4.1.6. Ley 20.897

Se establece la modificación a la Ley 20.365, renovando la vigencia de la franquicia tributaria por el período 2015 a 2020 y además, se agrega un subsidio directo para la provisión de esta tecnología en viviendas sociales nuevas.

Esta ley también amplía el giro de ENAP, entregándole la facultad para incursionar en el mercado eléctrico y desarrollar proyectos de generación.

4.1.7. Ley 19.657

Se establece la regulación de la energía geotérmica en cuanto a las concesiones y licitaciones para la explotación o exploración de este tipo de energía.

Se establece el procedimiento que faculta a toda persona chilena natural y a toda persona jurídica constituida de acuerdo a las leyes chilenas, a solicitar una concesión de energía geotérmica y a participar en una licitación pública para la obtención de aquella concesión.

4.1.8. Ley 20.805

Esta ley perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para los clientes sujetos a regulaciones de precios; permite introducir elementos para orientar o guiar los procesos, generando señales de tecnologías y plazos a los oferentes, permitiendo privilegiar tecnologías ERNC en las licitaciones.

4.1.9. Resolución Exenta 370

Esta resolución crea un subsidio para las líneas de transmisión, con el objeto de viabilizar los proyectos de líneas y facilitar el acceso a los sistemas de transmisión troncal desde proyectos de generación ERNC.

El subsidio opera en caso de una demanda menor a la proyectada, disminuyendo el riesgo de la inversión. Por otra parte, el transmisor que postule al subsidio deberá dar conexión a al menos tres proyectos ERNC.

El monto de subsidio tiene un tope de 18.000 UF al año y aplica entre los años seis y diez de la operación de la línea.

4.2. ANÁLISIS DE LA LEY 20.571

Esta ley permite que los clientes regulados que dispongan para su autoconsumo los medios y equipamiento de generación eléctrica mediante ERNC, puedan inyectar a la red de distribución a través de sus empalmes, la respectiva energía generada. La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kW.

El Artículo 149 bis aborda la valorización del aporte de electricidad generada hacia el sistema de distribución: *"...Las inyecciones de energía que se realicen en conformidad a lo dispuesto en el presente artículo serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 158. Dicha valorización deberá incorporar, además, las menores*

pérdidas eléctricas de la concesionaria de servicio público de distribución asociadas a las inyecciones de energía señaladas…". También se mencionan aspectos de conexión; *"...Un reglamento determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas.",* y finalmente, se indica *"...Esta ley entrará en vigencia una vez publicado el reglamento a que se refiere el artículo 149 bis..."*.

En el Artículo 149 ter se abordan los remanentes de energía inyectada: *"...Los remanentes de inyecciones de energía valorizados conforme a lo indicado en el artículo precedente que, transcurrido el plazo señalado en el contrato, no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente por la concesionaria de servicio público de distribución respectiva…"*, por otro lado, las obligaciones de la distribuidora se consignan de esta manera: *"...La concesionaria de servicio público de distribución deberá velar por que la habilitación de las instalaciones para inyectar los excedentes a la respectiva red de distribución, así como cualquier modificación realizada a las mismas que implique un cambio relevante en las magnitudes esperadas de inyección o en otras condiciones técnicas...".*

El Artículo 149 quáter de la Ley 20.571 indica que *"...la energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo al Artículo 149 bis, podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, a objeto del cumplimiento de la obligación establecida en el Artículo 150 bis..."*.

El Artículo 149 quinquies aborda aspectos relacionados con la tributación de los clientes domésticos: *"...Los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por los clientes finales en ejercicio de los derechos que les confieren los artículos 149 bis y 149 ter, 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...”.

A esta ley se le ha denominado tanto "Net Metering" como también "Net Billing". Al respecto, conviene hacer una precisión:

- Net Metering significa medida neta (o balance neto) y se calcula restando la energía consumida con la energía inyectada, en kWh.
- Net Billing significa facturación neta y se calcula restando la valorización de la energía consumida y las inyecciones, en pesos ($).

Los clientes domésticos que están sujetos a la tarifa BT-1 y que inyecten energía al sistema desde sus sistemas de generación ERNC, tendrán una valorización de sus inyecciones a un precio menor que el de compra. Se considera que la empresa distribuidora compensa al cliente doméstico por la energía incorporada al sistema con el precio de nudo, es decir, se paga sólo el precio que tiene la energía, previo a ser transmitida y distribuida, además los otros costos no energéticos como la infraestructura de distribución, son de cargo del cliente. La tarifa de energía consumida desde la red de distribución de Enel (ex Chilectra) para el año 2017 se ve en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Tarifas año 2017 BT1 Región Metropolitana. Fuente: Enel.

VALORES NETOS y C/IVA TARIFAS DE SUMINISTRO			ÁREA 1 A (a) VIGENCIA 1-07-2017	
			$ NETO	$ C/IVA
BT-1	Cargo Fijo	($/cliente)	633,5294	753,90
	Energía Base	($/kWh)	92,5126	110,090
	E. Adicional de Invierno	($/kWh)	121,5277	144,618
Todas las Tarifas	Cargo Único por uso Troncal	($/kWh)	1,24300	1,47917
VALORES NO AFECTOS A IVA TARIFAS DE INYECCIÓN			**ÁREA 1 A (a) VIGENCIA 1-07-2017**	
Energía inyectada en baja tensión		($/kWh)	63,4983	
Energía inyectada en media tensión		($/kWh)	60,2621	

Como se aprecia en la tabla 4.1, el valor de energía es de $110,09 por kWh consumido, mientras que es de $63,4983 por kWh inyectado hacia la red de distribución, existiendo un diferencial de un 57,68%.

La autoridad legislativa decidió que la Ley 20.571 tuviera este diferencial argumentando que alrededor de un 50% de la cuenta (boleta) de electricidad de un cliente regulado corresponde al costo de la energía, mientras que el 50% restante corresponde a pagos por potencia (pago por capacidad instalada apta para cubrir momentos de máxima demanda), pagos al distribuidor por conceptos de valor agregado de distribución (VAD), pagos de IVA y otros pagos menores por conceptos de pérdidas de potencia y energía en las redes de transmisión, subtransmisión y distribución.

En la figura 4.1 se muestra la composición típica de la tarifa BT1 de Chilectra (hoy Enel Distribución).

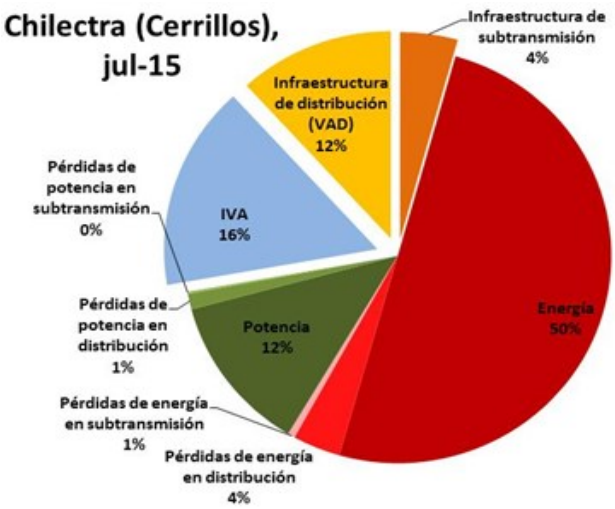


Figura 4.1: Composición tarifa BT-1 de Chilectra. Fuente: Ministerio de Energía, octubre de 2015.

Por esta razón, la definición que más se apega a la Ley 20.571 es Net Billing, ya que Net Metering implicaría que la valorización de la energía inyectada y consumida sería similar, y no es el caso para los usuarios domésticos.

Para todas las tarifas distintas a la BT-1 (empresas y comercio), la energía consumida e inyectada se valoriza de la misma manera, y en estos casos se puede hablar de Net Metering.

Existe una moción parlamentaria para modificar la asimetría de los pagos en el caso de la tarifa BT-1, presentada por el senador Antonio Horvath en el año 2013, la que no ha prosperado. Esta moción se rotula con el boletín 8999-08 y que señala lo siguiente (Horvath, 2013):

"...La energía generada por los clientes BT-1 menores a 10 kW deberá ser cancelada por el distribuidor al mismo precio que la empresa distribuidora le cobra a dicho generador residencial por consumir electricidad, debiendo ser cancelada en forma mensual, semestral o anual, según se acuerde entre cliente y distribuidor. Si con ocasión o a consecuencia de la implementación del sistema de generación residencial fuere necesario reforzar la red de distribución, la inversión económica que dicho reforzamiento conlleve, se financiará con cargo al valor agregado de distribución.

Esta ley se aplicará a todos los sistemas eléctricos del país, sean menores, iguales o mayores a 200 MW...".

Con la Ley 20.571 se pretenden obtener las siguientes ventajas:

- Incentiva la generación local por parte de los usuarios, lo que se conoce como "generación distribuida".
- Lo anterior permite aumentar la disponibilidad del sistema eléctrico en cuanto a generación, además de la diversificación respecto de la matriz eléctrica tradicional.
- Reducción de costos para los clientes en cuanto a electricidad, puesto que al vender la energía que no consumen, obtienen un pago por parte de la distribuidora.
- Impacto positivo en el medioambiente, ya que se utiliza una ERNC, en desmedro del uso de energías provenientes de combustibles fósiles.

Pero también es posible encontrar desventajas:

- Altos costos de inversión para los usuarios domésticos.
- Mantenimiento que debe realizarse por técnicos calificados.
- Las empresas distribuidoras pueden ver aminoradas sus ganancias y deberán invertir en sistemas de redes de distribución, control, telemática y facturación que les permita optimizar el procedimiento de compra como también el cobro de la energía consumida por parte del cliente.
- Presiones por parte de las empresas distribuidoras hacia la autoridad política para que no se implemente vía ley, un sistema simétrico al menos, de pago hacia los clientes domésticos (del tipo Net Metering), de modo que se mantenga el incentivo de implementación de este tipo de tecnologías en un nivel poco masificado y al alcance de segmentos con mayor poder adquisitivo solamente.
- Burocracia en el proceso de conexión del equipamiento de autogeneración a la red de distribución. La cantidad de personas que prosiguen a término el proceso de conexión a la red es baja en relación a quienes inician dicho proceso, ya que como se puede apreciar, como ejemplo en la figura 4.1, de 407 solicitudes ingresadas (Formulario 1), existen sólo 5 notificaciones de conexión (Formularios 5, información a octubre de 2015). En la figura 4.2 se ilustra el procedimiento establecido por la normativa.

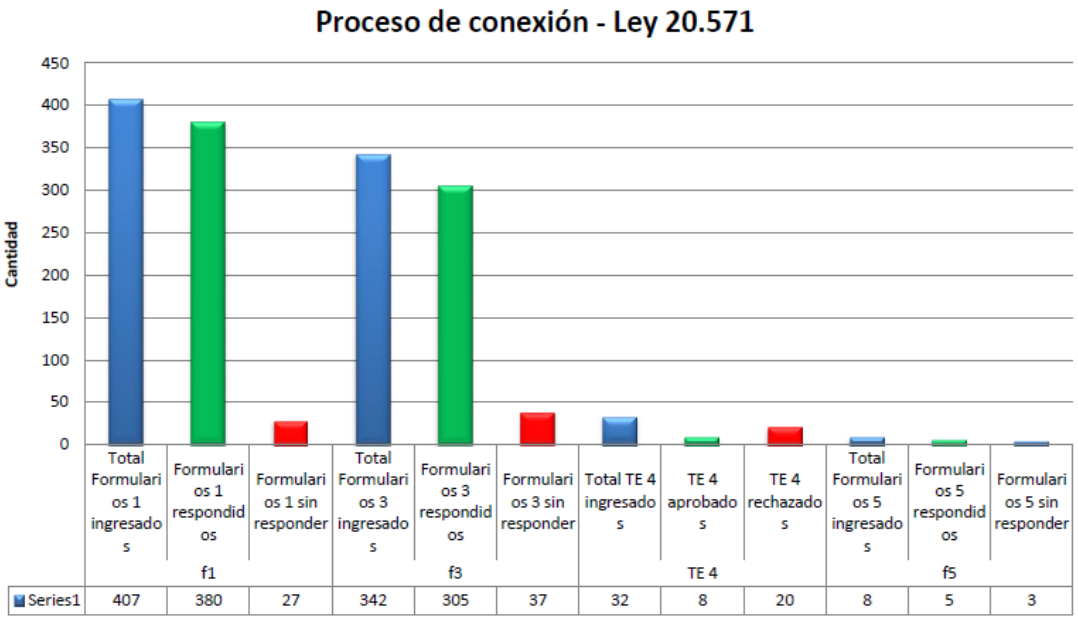


Figura 4.1: Avances en la implementación Ley 20.571. Fuente: Ministerio de Energía, octubre de 2015.

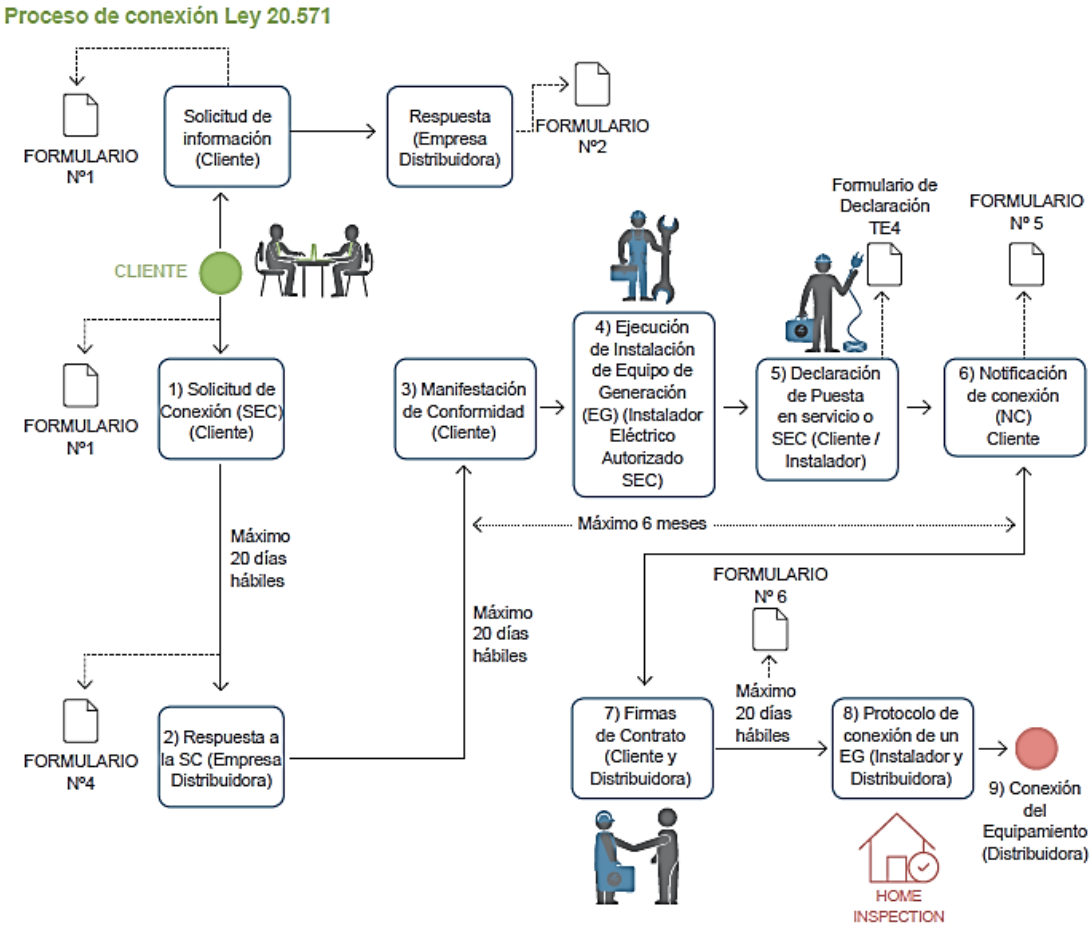


Figura 4.2: Proceso de conexión Ley 20.571. Fuente: Ministerio de Energía.

Lo anterior hace evidente la necesidad de reforzar la mejora en la implementación de la Ley 20.571, simplificando óptimamente los procedimientos y reduciendo los tiempos necesarios para llevar a cabo las interconexiones a la red de distribución.

La CNE hizo una simulación en el año 2015 donde consideró un 10% de penetración de la generación distribuida principalmente en hogares de mejores ingresos en base a un esquema simétrico de pagos o Net Metering, generando supuestos costos de US$58 millones que deberían ser asumidos tanto por hogares acomodados como aquellos de escasos recursos, generando un subsidio regresivo.

El análisis comete los siguientes errores u omisiones:

- Asume de manera "demasiado optimista" la penetración de un 10%, ya que la realidad de los países más avanzados en esta materia es bastante menor. Como se verá en el punto 4.3.2, en Alemania el porcentaje de hogares con generación fotovoltaica, por ejemplo, es menor al 4%.
- No se analizan ni se concluye acerca de los beneficios sociales ni ambientales que justifiquen que el Estado asuma o no estos costos.
- No se analizan los escenarios de subsidios a viviendas sociales con sistemas de autogeneración, ni tampoco instrumentos de financiamiento con intereses a nivel de crédito hipotecario para viviendas de clase media.
- No se justifica por qué la ganancia, que obtendría la distribuidora y no los usuarios domésticos que invierten en el sistema de autogeneración, es adecuada en la actual reglamentación Net Billing.

La Asociación Chilena de Energía Solar (ACESOL) criticó las conclusiones de la CNE. En relación a las pérdidas a las que aluden las autoridades y que generarían el “subsidio regresivo” del sistema, en ACESOL aseguran que

éstas no existen. “Sólo se trata de una adecuación entre potencia conectada y energía consumida, bajo una medida de eficiencia energética como es el uso de sistemas fotovoltaicos para ahorro de electricidad. Bajo un prisma de pérdidas, toda medida de eficiencia energética podría ser vista como un ‘subsidio regresivo’, como comprar un refrigerador eficiente o ampolletas de bajo consumo, los excedentes de un pequeño sistema solar usan sólo una parte mínima de la red, por lo que no se justificaría que se descuente todo el valor asociado a la potencia para mantener la red completa de distribución, como se estaría haciendo con el Net Billing. Hay que considerar que los excedentes que genera una vivienda, en la práctica se mantienen bajo el transformador de la cuadra y se consumen allí mismo, utilizándose sólo pocos metros de cable de la red de distribución” indicó Gabriel Neumeyer, presidente de la agrupación (ACESOL, 2015).

A lo anterior añade, “si los chilenos de verdad queremos que se masifique la energía solar distribuida, más que tener una Ley ‘para la foto’, como la actual, necesitamos Net Metering para BT-1, instrumentos de financiamiento con intereses a nivel de crédito hipotecario y un programa especial para viviendas sociales. Estas tres herramientas son la base para el desarrollo de la energía solar a nivel masivo, y con posibilidades de crecimiento para muchos actores, desde instaladores locales hasta las empresas establecidas del sector eléctrico que con un verdadero Net Metering también podrán desarrollar nuevos negocios” (ACESOL, 2015).

4.3. ANÁLISIS DEL SISTEMA ALEMÁN

4.3.1. Introducción

El Instituto de Ecología Aplicada de Alemania, a principio de la década de los '80 acuñó el término "Energiewende" (transición energética), el cual deriva de un esfuerzo colectivo por oponerse al desarrollo de la energía nuclear,

mostrando que existen alternativas amigables con la naturaleza para producir electricidad, buscando reducir y eliminar los riesgos de la energía atómica.

Algunos frutos de esta visión se pueden encontrar concretamente en los siguientes aspectos:

- Alemania redujo las emisiones de carbono en el 25,5% a fines del año 2012, superando la meta del Protocolo de Kioto (21%). Alemania tiene como objetivo de una disminución en el 40% en 2020 y luego del 80% a 95% para el 2050 (Morris, 2012).
- Alemania tiene como objetivo disminuir la importación de energía, ya que en 2012 el país gastó 87.000 millones de euros en ello, lo que equivale al 11% de sus importaciones. Alemania importa más de 70% de la energía que consume, incluyendo el uranio (Morris, 2012).
- Se estimula la innovación tecnológica y la economía verde. La Asociación Alemana de Energía Solar estima que las exportaciones representaron el 60% de la producción fotovoltaica en 2012, con el objetivo de llegar al 80% para el 2020. La Asociación Alemana de Energía Eólica señala que las exportaciones de la industria eólica representan el 65% al 70% (Morris, 2012).
- Se busca mejorar la seguridad energética y fortalecer las economías locales, proporcionando justicia social. Cuando las propias comunidades invierten en proyectos, los beneficios económicos son mucho mayores en comparación con la inversión hecha por las grandes empresas extranjeras. El valor agregado local también tiene efectos colaterales benéficos; se incrementa la aceptación del cambio. Cuando el parque eólico lo financia parcialmente la comunidad, hay menos oposición a lo que se considera una "invasión", en comparación con una inversión hecha por alguien externo. En Alemania, han surgido cientos de cooperativas energéticas, es decir,

ciudadanos que se unen para invertir en ERNC y, crecientemente, en la eficiencia energética (Morris, 2012).

4.3.2. Feed-In Tariff

Este es un sistema de tarifas especiales que consiste en una fijación del precio para las ERNC. Teóricamente, no existen restricciones respecto a la cantidad de energía ofertada, pero algunos países han adoptado un sistema de límites de capacidad en relación a algunas tecnologías.

En este sistema habitualmente se garantiza la conexión y el acceso a la red eléctrica. Puede implementarse usando una tarifa fija (determinada por cada kWh producido) o una prima (pago) adicional al valor de la energía eléctrica por cada kWh producido de energía renovable. El sistema de primas adicionales consiste en establecer ciertos pagos fijos por sobre el precio de la energía (por haber sido generada a través de fuentes renovables), entregando una seguridad adicional para los generadores. Sin embargo, comparado con el sistema clásico de tarifas especiales, este entrega menos certeza a los inversionistas, debido a que están expuestos al riesgo del precio del mercado de la energía (Sauma, 2012).

Alemania en la década de los '90 comenzó a aplicar un sistema de tarifas especiales, con una tarifa fija de compra, que correspondía a un 80% por sobre la tarifa promedio del mercado. Además, los dueños de sistemas fotovoltaicos y parques eólicos tienen acceso garantizado a la red.

En el año 2000 se consolidó esta política mediante revisiones periódicas de las tarifas, incorporando tecnologías como la biomasa y geotermia, introduciendo tarifas basadas en el costo y garantías para todas las energías renovables para los próximos 20 años. Esta política ha provocado un rápido crecimiento de las ERNC en Alemania, desde un 3,1% de la matriz energética en 1991, hasta un 16,9% en 2006 (Messer, 2013).

Hacia el año 2015, las ERNC representaron el 32,5% de la generación eléctrica alemana (IEA, 2016). Cabe señalar que Alemania tiene como objetivo alcanzar un 35% de participación de ERNC en su matriz energética para el 2020, lo que parece ser un hito alcanzable en la práctica dadas las cifras actuales. Se añade que también hacia el año 2015, aproximadamente el 3,7% de los hogares alemanes cuentan con sistemas de generación fotovoltaica doméstica conectada a la red (Energy Supply Association of Australia, 2015).

En Alemania, las tarifas de alimentación se garantizan por 20 años y el contrato estándar que una persona firma para el cobro de las tarifas con la empresa distribuidora consta de dos páginas solamente, lo que lo hace muy concreto, claro y preciso.

La ley que regula este sistema de tarifas es la "Erneuerbare-Energien-Gesetz" (con siglas EEG y que en español se traduce como Ley de Fuentes de Energías Renovables), y que en su revisión del año 2014 (o más conocida como EEG 2.0) establece que todas las instalaciones fotovoltaicas de potencia instalada mayor a 100 kW están obligadas a comercializar la energía generada y se les paga un precio por encima del de mercado, generando un modelo de integración de mercado (IEA, 2016).

El sistema Feed-In Tariff contempla, para los pequeños sistemas fotovoltaicos, una tasa de reducción progresiva de tarifas que depende de la capacidad previamente instalada. Este esquema tiene como propósito estimular la instalación anual de 2,4 a 2,6 GW.

El sistema de reducción progresiva de tarifas consiste en que cada año, el nivel de tarifas para las nuevas instalaciones se reduce en un porcentaje determinado. Sin embargo, la remuneración por kWh para los sistemas anteriormente instalados permanece constante durante el período de apoyo que fue garantizado al momento de entrar en operación. Por lo tanto,

mientras más tarde se instala un sistema fotovoltaico, menor será el reembolso recibido.

La EEG ha establecido reducciones de las FIT para la energía fotovoltaica más drásticas que para cualquier otro tipo de energía renovable, estableciendo que estos subsidios se otorgarán hasta alcanzar un tope de 52 GW de capacidad instalada, siendo la única tecnología que cuenta con este límite de capacidad para los subsidios (Fraunhofer ISE, 2017).

En la tabla 4.2 se muestra cómo ha ido evolucionando el pago de la energía generada a través del tiempo, desde el año 2001, para los sistemas fotovoltaicos pequeños menores de 10 kW de potencia instalada.

Tabla 4.2: Desarrollo del Feed-In Tariff para pequeños sistemas fotovoltaicos (<10 kW). Fuente: IEA.

YEAR	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012*	2013*	2014*	2015*	2016*
EURcents/ kWh	50,6	48,1	45,7	57,4	54,5	51,8	49,2	46,75	43,01	39,14	28,74	24,43	17.02	13,68	12,56	12,31

** adjusted by a flexible monthly degression rate between 0 – 2,8 % throughout the year*

A partir de octubre de 2015 la reducción del precio de pago de energía generada se aminoró producto de que la capacidad instalada cayó por debajo del rango de 2,4 a 2,6 GW en Alemania (IEA, 2016).

El precio promedio por el concepto de energía eléctrica, hacia el año 2016, para un usuario doméstico es de 0,073 euros/kWh (Eurostat, 2017), de modo que si se compara este valor para el mismo año con el precio mostrado en la tabla 4.2, se tiene un pago de alrededor de un 68% más por sobre el precio de compra de la energía a la distribuidora. Este porcentaje, menor al 80% que inicialmente se pagaba a inicios de la década de los '90 como se mencionó anteriormente, aún resalta por su aspecto atractivo y por sobre todo en comparación con la estructura chilena.

En la tabla 4.3 se muestra la composición de los costos de la cuenta de electricidad promedio para usuarios domésticos en Alemania.

Tabla 4.3: Composición de costos en la cuenta de electricidad doméstica en algunos países europeos. Fuente: Eurostat.

Country	Composition of the electricity prices for household consumers (in € perkWh)			
	Total price	Energy and supply	Network costs	Taxes and levies
Belgium	0.275	0.080	0.102	0.093
Bulgaria	0.094	0.055	0.023	0.016
Czech Republic	0.142	0.052	0.064	0.026
Denmark	0.308	0.041	0.059	0.209
Germany	0.298	0.073	0.066	0.160

En cuanto al costo nivelado de energía (LCOE) para los sistemas fotovoltaicos domésticos en Alemania, se tiene un valor aproximado de 0,13 euros/kWh (IEA, 2016), mientras el costo total de electricidad de consumo de la red, tal como se indica en la tabla 4.3, es de 0,298 euros/kWh, lo que evidencia lo atractivo de invertir en estos sistemas, inclusive sin subsidios estatales. Pero además, la paridad de red se ha alcanzado para los sistemas fotovoltaicos domésticos en el año 2012, mientras que las plantas fotovoltaicas de gran escala lo hicieron un año antes, en el 2011, como se muestra en la figura 4.3.

De la figura 4.3 se puede apreciar que mientras menor sea la cantidad de plantas fotovoltaicas nuevas (y cada vez más baratas) instaladas, más lenta será la disminución de la tarifa media de alimentación determinada por la EEG. Después del año 2020, la tarifa FIT expirará gradualmente para las plantas más viejas, ya que su tarifa pactada era de 20 años, pero aquellas plantas seguirán suministrando energía con costos comparables e inferiores incluso a las tecnologías de combustibles fósiles (Fraunhofer ISE, 2017).

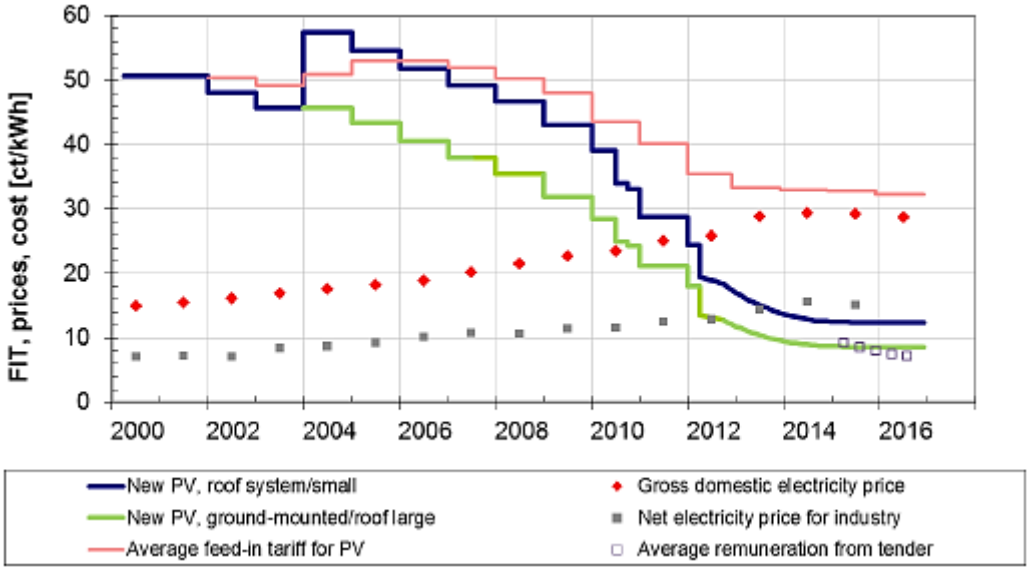


Figura 4.3: Desarrollo del FIT para tecnología fotovoltaica, precios de la electricidad para el consumidor y costos de generación convencional. Fuente: Fraunhofer ISE.

Es importante destacar que las tarifas de incentivo a las energías renovables y en especial a la fotovoltaica no cuentan con un respaldo de fondos públicos, es decir, no se encuentra subsidiado en realidad por el Estado Alemán. Este esquema opera a través de una decidida postura política y legal, respaldado por un acuerdo social en la materia.

Al respecto, han existido críticas al sistema de tarifas FIT, fundamentado en que sería inequitativo puesto que todos los usuarios en sus cuentas de electricidad están en realidad subsidiando el sistema, inclusive aquellos que no cuentan con sistemas fotovoltaicos y de menores recursos.

La figura 4.4 muestra el desarrollo de la energía fotovoltaica conectada a la red eléctrica alemana.

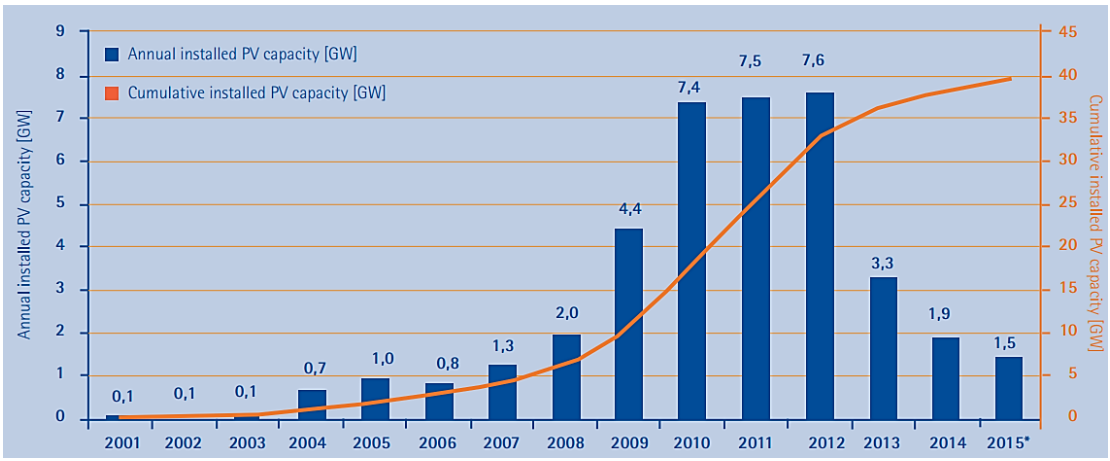


Figura 4.4: Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada en Alemania. Fuente: IEA.

En la EEG, el Feed-In Tariff se caracteriza por los costos reales de la inversión, en cuanto al tamaño y tecnología del sistema; las tarifas ofrecidas para tecnologías más costosas, como por ejemplo la fotovoltaica, tienen un mejor subsidio que las tarifas ofrecidas a otros tipos de energía (Finadvice, 2014), tal como lo indica la figura 4.5.

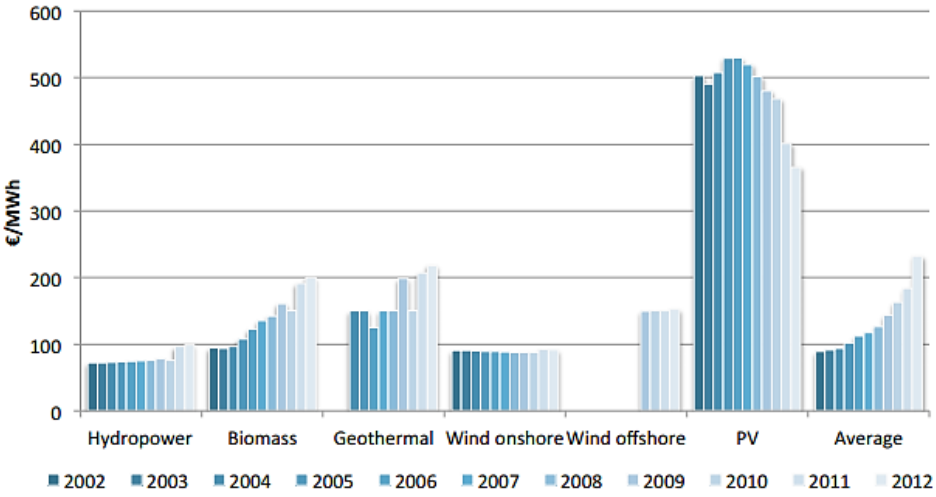


Figura 4.5: Evolución de costos de las FIT para cada tipo de tecnología. Fuente: Finadvice, julio de 2014.

La forma decreciente de los subsidios tiene la intención de presionar a los fabricantes de sistemas fotovoltaicos a optimizar costos y acelerar la curva

de aprendizaje en cuanto a la tecnología. Lo anterior ha provocado que los precios de los sistemas fotovoltaicos estén evolucionando a la baja (Fraunhofer ISE, 2017), tal como se indica en la figura 4.6.

Figura 4.6: Evolución de precios de los sistemas fotovoltaicos de hasta 10 kW en Alemania. Fuente: Fraunhofer ISE.

El panel fotovoltaico implica más de la mitad de los costos del sistema, por otra parte la curva de aprendizaje de los paneles tienen como característica que el precio disminuye alrededor del 20% cada vez que la capacidad instalada se duplica, tal como se indica en la figura 4.7.

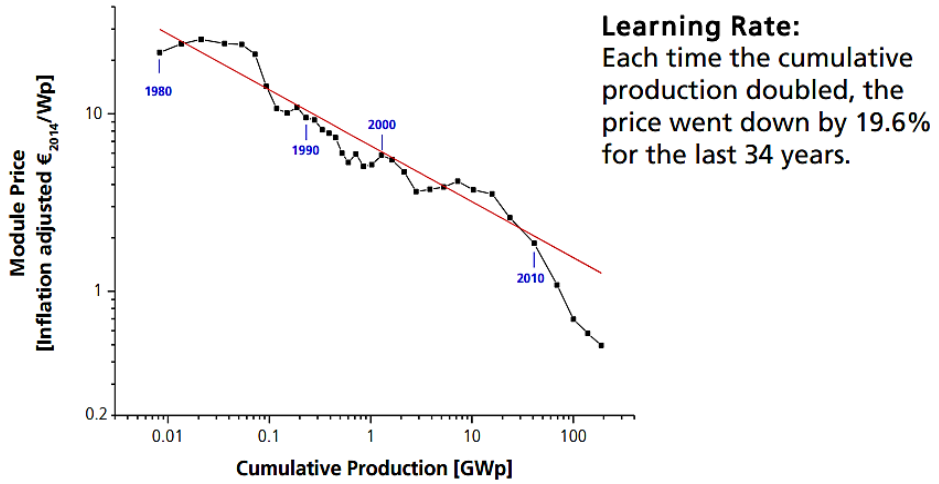


Figura 4.7: Curva de aprendizaje de la tecnología fotovoltaica. Fuente: Fraunhofer ISE.

Alemania realiza actividades de financiamiento a través del Ministerio Federal de Economía y Energía (BMWi), enfocado a la investigación y desarrollo de

la tecnología fotovoltaica. Algunos puntos claves que son de interés en este programa son (IEA, 2016):

- Desarrollo de obleas de silicio.
- Desarrollo de tecnologías de película fina (CIG/CIGS).
- Calidad y confiabilidad de sistemas fotovoltaicos.
- Desarrollo de tecnología para sistemas islas y sistemas conectados a la red.
- Reciclaje de sistemas, componentes de la tecnología fotovoltaica y su impacto ecológico.

En el año 2015, el BMWi financió proyectos de investigación y desarrollo por un monto de 84,2 millones de euros (IEA, 2016).

CAPITULO V

IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DOMÉSTICA Y SU INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO

5.1. METODOLOGÍA

5.1.1. Estructura del Análisis

Se analizará la implementación de un sistema de generación fotovoltaico doméstico de 3 kW en la Región Metropolitana de Santiago. Se usará en una vivienda de características de clase media alta, ubicada en el sector de Peñalolén. El propósito de este sistema es abastecer de energía eléctrica a un grupo familiar de 4 personas.

Se realizará el análisis de viabilidad económica bajo la ley Net Billing y luego bajo un esquema similar al alemán.

5.1.2. Herramienta Computacional

Se utilizará el software RETScreen, el cual permite modelar el sistema de generación fotovoltaica propuesto y también permite la determinación de los resultados económicos y financieros.

El software RETScreen es una herramienta que se acopla y complementa a Excel, en donde el usuario debe completar los diversos campos específicos del proyecto a desarrollar. Entre otras características, el software es útil en el análisis de la producción y ahorro de energía, análisis de reducción de emisiones, viabilidad financiera, análisis de riesgo, implementación de sistemas ERNC y análisis de sensibilidad.

Modelo de Energía:

El software considera datos climáticos y en especial la radiación solar, eficiencias de las celdas solares y componentes del sistema, tal como del inversor. RETScreen estima la producción de energía eléctrica de cada ubicación geográfica, tomando como modelo matemático las ecuaciones de Duffie y Beckman (Fuentes, Bustos, Toledo, & Contreras, 2015) para la radiación solar promedio sobre una superficie inclinada. Las siguientes son las ecuaciones más relevantes.

$$E_p = S \cdot \overline{H_t} \tag{1}$$

$$\bar{E} = S \cdot \overline{H_t} \cdot \eta_p \cdot \lambda_p \tag{2}$$

$$CF = {}^{\bar{E}}/_{E_p} \tag{3}$$

Donde:

E_p : Energía disponible provista por el sol en un año en una superficie S, MWh.

S : Área total del arreglo de paneles fotovoltaicos, m².

$\overline{H_t}$: Radiación solar promedio anual sobre una superficie inclinada, kWh/m²/año.

$\bar{E}$: Energía promedio convertida anualmente por el sistema fotovoltaico, MWh.

η_p : Eficiencia del sistema fotovoltaico, %.

λ_p : Pérdidas misceláneas del sistema fotovoltaico, %.

CF : Factor de capacidad, %.

La ecuación (1) representa la energía total que puede convertirse en un año, a plena carga.

La ecuación (2) representa la energía promedio convertida por el sistema fotovoltaico en un año.

La ecuación (3) indica la eficiencia del sistema fotovoltaico a través de la representación de la relación entre la energía convertida por el sistema en un año sobre la energía que puede convertirse anualmente a plena carga.

Modelo Financiero:

Los indicadores más relevantes en este análisis corresponden al valor anual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), el plazo de recuperación del capital (Payback) e índice de rentabilidad y costo nivelado de la energía (LCOE).

Las ecuaciones más relevantes son las siguientes:

$$I_0 = \sum_{t=1}^{n} FC_t \tag{4}$$

$$VAN = \sum_{t=0}^{n} \frac{FC_t}{(1+i)^t} \tag{5}$$

$$VAN = \sum_{t=0}^{n} \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \tag{6}$$

$$BC = \frac{\frac{\sum_{t=1}^{n} FC_t}{(1+i)^t}}{I_0} \tag{7}$$

Donde:

I_0 Inversión inicial.

FC_t Flujo neto de efectivo (la cantidad de dinero en efectivo, entradas menos salidas) en el tiempo t. Para los propósitos educativos, I_0 es comúnmente colocado a la izquierda de la suma para enfatizar su papel de (menos) la inversión.

t El tiempo o periodo del flujo de caja.

n El tiempo o periodo a evaluar.

i Tasa de descuento (la tasa de rendimiento que se podría ganar en una inversión en los mercados financieros con un riesgo similar).

FC_t Flujo neto de efectivo (la cantidad de dinero en efectivo, entradas menos salidas) en el tiempo t.

BC Relación de beneficio - costo.

La ecuación (4) representa el Payback, es decir, es el periodo de tiempo o número de años que necesita una inversión para que el valor actualizado de los flujos netos de caja igualen al capital invertido.

La ecuación (5) representa el VAN, es decir, el indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto en el tiempo; evalúa si luego de descontar la inversión inicial, queda alguna ganancia. Si el VAN de un proyecto de inversión es positivo, entonces se considera que el proyecto es viable financieramente.

La ecuación (6) representa la TIR, es decir, el indicador de la rentabilidad en el tiempo del proyecto. La TIR de la inversión es la tasa de interés a la que el valor actual neto de los costos (los flujos de caja negativos) de la inversión es igual al valor presente neto de los beneficios (flujos positivos de efectivo) de la inversión y se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte. Si la tasa de rendimiento del proyecto expresada por la TIR supera a la tasa de corte, se le acepta; en caso contrario, se le rechaza.

La ecuación (7) indica el índice de rentabilidad (relación costo-beneficio), que señala la razón entre los flujos positivos actualizados y los flujos negativos actualizados de toda la vida útil del proyecto. El criterio es elegir la razón beneficio costo mayor a 1, lo que indica que un proyecto es rentable.

5.1.3. Antecedentes

Para la elaboración del estudio de factibilidad, es necesario definir las variables técnicas y económicas requeridas por el software RETScreen, las que se indican a continuación.

Información del sitio:

- Las características geográficas del sitio.
- Datos meteorológicos, tales como la humedad, temperatura, presión atmosférica, etc.
- Las coordenadas del sitio del proyecto; latitud, longitud y altitud.

Antecedentes del modelo del sistema:

- Características de las celdas fotovoltaicas, marca, modelo, eficiencia y pérdidas.
- Capacidad de generación eléctrica del panel.
- Características del inversor eléctrico; eficiencia, pérdidas y capacidad.
- Tipo de seguidor solar; uniaxial, biaxial, azimut o fijo.
- Tarifa de exportación de energía.

Antecedentes para el análisis de costos:

- Costos de la ingeniería (etapas conceptual, básica y detalles).
- Costo del equipamiento eléctrico relacionado a la generación fotovoltaica.
- Costos misceláneos, tales como entrenamiento, contingencias, medidor, etc.
- Costos de mantenimiento y repuestos.

Antecedentes para el análisis financiero:

- Parámetros financieros tales como la tasa de escalamiento de combustibles, tasa de descuento, tasa de inflación, tiempo de vida del proyecto, etc.
- Finanzas (incentivos y donaciones).
- Impuesto a la renta (método de depreciación, tasa de depreciación, exención de impuestos disponibles y tasa efectiva del impuesto a la renta).
- Venta de energía (valor de la energía, tasa de escalamiento).
- Ingreso por venta de tonelada de CO_2 equivalente. En este caso, se asumirá que el generador doméstico por sí solo no tiene capacidad de negociar la venta debido a la pequeña cantidad de energía que producirá, de modo que este ingreso no será considerado en la evaluación financiera.

5.1.4. Viabilidad Financiera

Se procede a realizar el modelamiento del flujo financiero una vez que se ingresan las variables técnico-económicas en el software. Los resultados que se obtienen son:

- Tasa interna de retorno.
- Payback.
- Valor actual neto.
- Relación costo-beneficio.

5.2. FACTIBILIDAD DEL PROYECTO

5.2.1. Descripción del Proyecto Fotovoltaico Doméstico

El proyecto implementará un sistema de generación eléctrica en base a la tecnología de celdas fotovoltaicas dispuestas en la techumbre de un hogar

representativo para una familia de cuatro personas, de clase media alta y emplazado en la comuna de Peñalolén, en Santiago.

El sistema consta de un panel fotovoltaico de 12 celdas de 250 W, de tecnología en base a silicio policristalino, un inversor de 3 kW tipo on-grid, medidor eléctrico Enel para Net Billing, cableado, estructura y elementos auxiliares respectivos. Cabe señalar que el equipamiento a seleccionar y que se ciñe a estas características, corresponderá a aquellos comercializados en el país y certificados debidamente por la SEC.

En la figura 5.1 se indica la ubicación del proyecto a desarrollar.

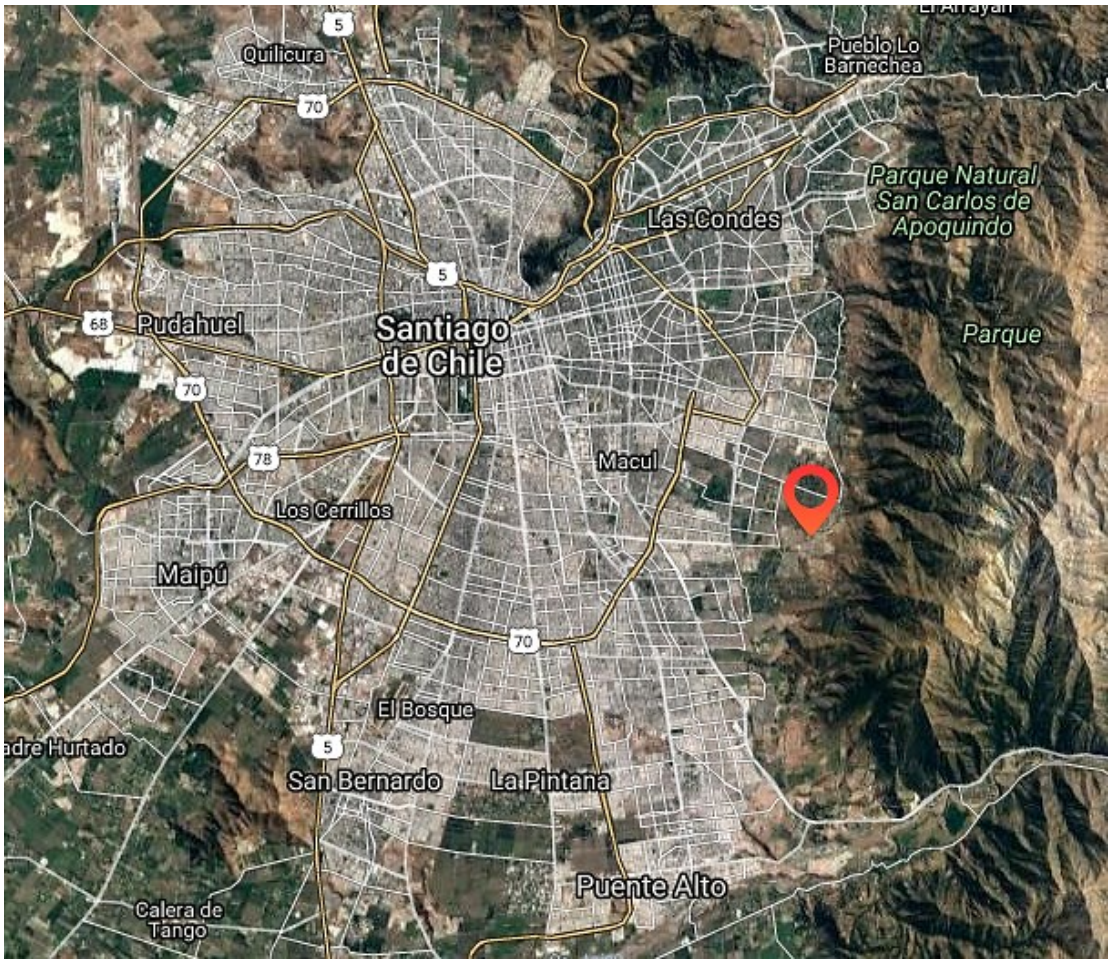


Figura 5.1: Emplazamiento del proyecto, indicado por el pin rojo, en la comuna de Peñalolén, Santiago.

La localización referencial es 33,5109 grados latitud sur y 70,5299 grados longitud oeste, con una altura de 807 msnm. Corresponde al sector de los barrios Las Pircas y Alto Macul.

En la tabla 5.1 se indica la radiación solar diaria horizontal para el sitio, obtenido desde el Explorador Solar de la Universidad de Chile.

Tabla 5.1: Radiación promedio solar diaria horizontal para el sitio en cada mes. Fuente: Elaboración propia con datos del Explorador Solar de la Universidad de Chile.

Radiación solar diaria horizontal	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
kWh/m²/d	6,77	6,02	4,88	3,14	1,93	1,58	1,61	2,11	3,25	4,29	5,98	6,80

En la tabla 5.2 se indica la velocidad del viento promedio por mes, obtenido desde el Explorador Solar de la Universidad de Chile.

Tabla 5.2: Velocidad promedio del viento para el sitio en cada mes. Fuente: Elaboración propia con datos del Explorador Solar de la Universidad de Chile.

Velocidad del viento promedio	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
m/s	1,61	1,49	1,40	1,50	1,48	1,60	1,50	1,57	1,62	1,43	1,57	1,63

Los datos de temperatura y presión atmosférica son los que entrega el programa RETScreen, para Santiago de Chile.

5.2.2. Modelamiento del Consumo Doméstico

El perfil de consumo caracterizado en los sectores comercial, industrial y doméstico según se indica en la figura 5.2, será el que se tendrá en consideración para modelar la demanda doméstica de energía eléctrica.

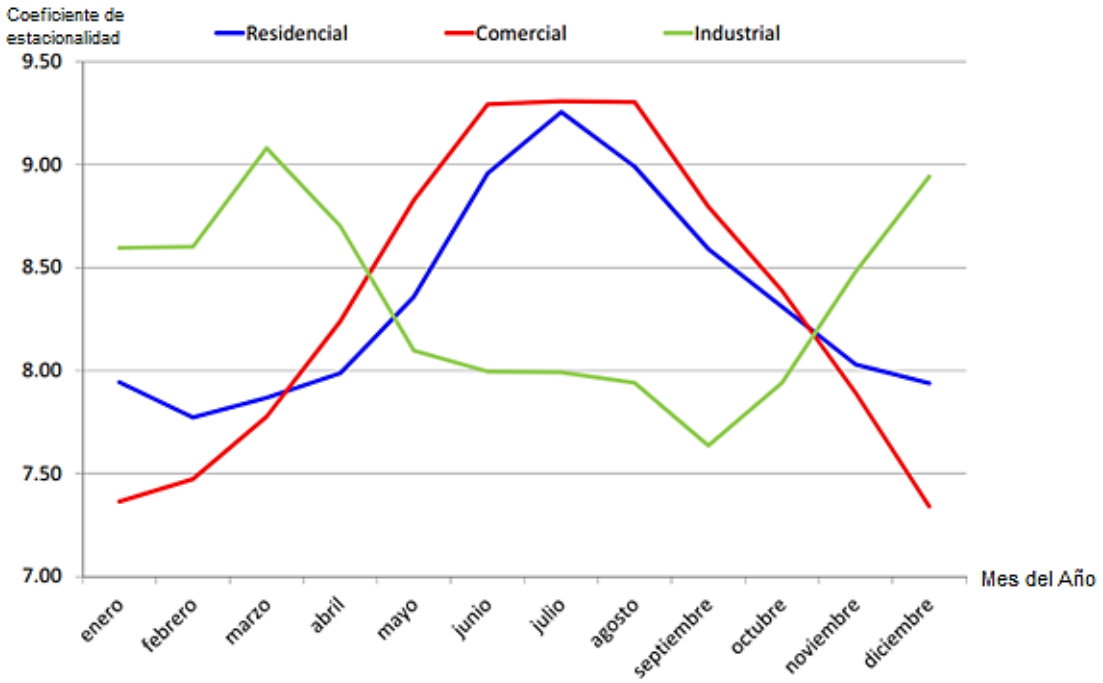


Figura 5.2: Coeficientes de estacionalidad por sector, promedios históricos años 1999 - 2012 de las ventas de energía. Fuente: Mercados Eléctricos Consultores, 2014.

En los meses que corresponden al invierno se alcanza el pico de consumo eléctrico del sector residencial y, en especial, durante el mes de julio. No obstante, se observa que durante el mes de enero, producto del calor, aumenta el consumo eléctrico respecto a los meses siguientes. Así mismo, en la figura 5.2 se observa que durante los meses centrales del año el consumo comercial alcanza su pico de consumo, y en especial durante el período de junio a agosto. En estos meses, en particular, hay menos pedidos de vacaciones, la actividad escolar y universitaria están en pleno funcionamiento, por lo que el consumo eléctrico del sector comercial es mayor. En último lugar, el consumo industrial presenta su pico de demanda en el mes de marzo, durante los meses de invierno cae su consumo en concepto de ventas reguladas. Esta situación responde a la propia actividad del sector, con picos de producción en el mes de marzo y caídas en los períodos de invierno, y por incentivos de precios (Mercados Energéticos Consultores, 2014).

Los coeficientes estacionales indicados en la figura 5.2 serán de utilidad para aproximar el consumo promedio mensual doméstico del proyecto en desarrollo, tal como se indica en la tabla 5.3.

Tabla 5.3: Coeficientes de estacionalidad de consumo eléctrico en cada mes. Fuente: Elaboración propia con datos de la figura 5.2 en base a información de Mercados Eléctricos Consultores, 2014.

Coeficiente de estacionalidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Valor mensual residencial	8,16	7,78	7,97	7,81	8,36	8,91	9,00	8,97	8,21	8,60	8,29	7,94

Para estimar el consumo doméstico de energía eléctrica por mes en una vivienda típica de clase media alta, se considerará un valor anual de 2.135 kWh (Romero, 2011), según se indica en la figura 5.3.

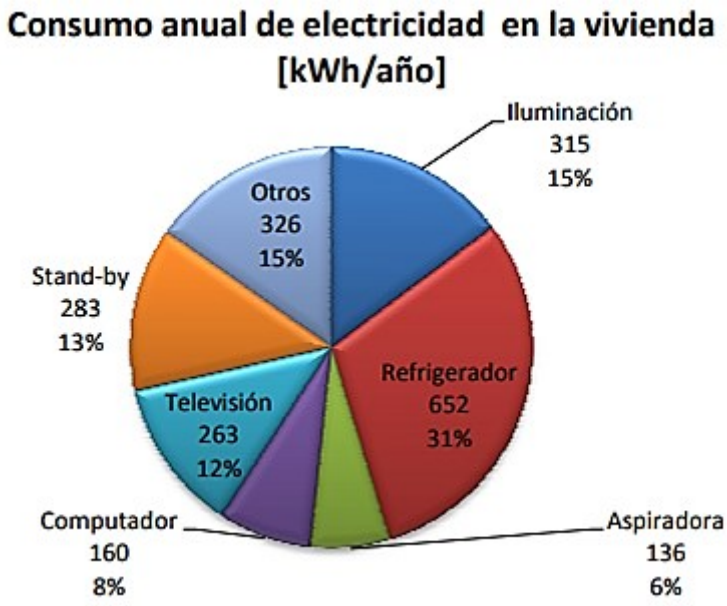


Figura 5.3: Consumo doméstico anual de electricidad, consumo total de 2.135 kWh/año y una muestra de 113 encuestas. Fuente: Nathaly Romero - Universidad de Chile, 2011.

De este modo, considerando los coeficientes estacionales de la tabla 5.3 y el total representativo anual de 2.135 kWh, se obtiene el consumo estimado

mensual que se empleará en el desarrollo del modelo de RETScreen, según indica la tabla 5.4.

Tabla 5.4: Estimación de consumo promedio de energía eléctrica por mes. Fuente: Elaboración propia en base a datos de tabla 5.3 y figura 5.3.

Consumo doméstico	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
kWh	174,2	166,1	170,2	166,7	178,5	190,2	192,2	191,5	175,3	183,6	177,0	169,5

El sistema de generación consta de 12 celdas de 250 Wp (es decir, 250 W máximo de capacidad de generación) cada una, con una eficiencia de 15,4%, un área estimada de 19 m², un inversor de 3 kW, con una eficiencia de 98,2%, más las pérdidas varias del conjunto, estimadas en 3% (Fuentes, Bustos, Toledo, & Contreras, 2015). En base a esta información, el programa RETScreen estima una generación de electricidad según se indica en la tabla 5.5. Cabe señalar que la referencia para la base de datos del programa es un sistema de marca CP-Solar, modelo CPS250P36, pero con la eficiencia del equipo cotizado, según se indica en el Anexo I.

Tabla 5.5: Estimación de generación promedio de energía eléctrica por mes. Fuente: Elaboración propia en base a cálculo de RETScreen.

Generación fotovoltaica	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
kWh	402,2	364,1	368,2	305,7	275,5	271,2	274,2	289,5	309,3	348,6	380,0	395,5

Por lo tanto, se tiene una generación anual de 3.984 kWh y se obtienen los excedentes que se inyectan a la red de distribución según se indica en la tabla 5.3, en donde se observa una inyección total anual de 1.849 kWh.

Tabla 5.6: Estimación de excedente promedio de energía eléctrica por mes inyectada a la red de distribución. Fuente: Elaboración propia en base a cálculo de RETScreen.

Excedente de energía	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
kWh	228	198	198	139	97	81	82	98	134	165	203	226

5.2.3. Vida Útil Considerada para el Proyecto

La vida útil será de 15 años, en acuerdo con la máxima vida útil de los principales componentes del sistema de generación fotovoltaico doméstico en la actualidad. Al respecto, cabe señalar que la mayoría de los proveedores de equipos y materiales relacionados con generación eléctrica fotovoltaica garantizan por 10 años como máximo los principales equipos y piezas (tal como los paneles e inversores).

5.2.4. Costo Nivelado de la Energía

El Costo Nivelado de la Energía (LCOE) es un indicador que permite comparar entre las diversas tecnologías, el costo que en teoría implica generar una unidad de energía y cuyo valor es equivalente a la suma de todos los costos asociados al sistema de generación durante su vida útil. El LCOE se calcula como se indica en la ecuación (8).

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^{T} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \tag{8}$$

Donde:

LCOE : Costo nivelado de la energía, $/kWh.

I : Inversión inicial, $.

T : Años de vida útil del sistema fotovoltaico, año.

t : Año.

Ct : Costos de operación y mantenimiento (O&M), $.

Et : Energía generada en un año, kWh.

r : Tasa de descuento, %.

Para efectos del cálculo del LCOE, se estima que la degradación del desempeño del sistema de generación fotovoltaico es de 0,5% anual.

5.2.5. Monto de la Inversión

El proyecto contempla un monto estimado de MM$4,4, según se indica en la tabla 5.7.

Tabla 5.7: Estimación del monto de la inversión. Fuente: Elaboración propia en base cotizaciones indicadas en el Anexo I.

Ítem	Cantidad	Unidad	Costo unitario (IVA INCL.)	Costo total (IVA INCL.)
Paneles Fotovoltaicos 250 W policristalinos	12	c/u	$156.128	$1.873.536
Inversor en Red para 220 V - 50 Hz - 3 kW	1	c/u	$571.200	$571.200
Costo de Conexión ENEL Net Billing	1	global	$103.373	$103.373
Cables, automáticos y accesorios	1	global	$124.950	$124.950
Estructuras de soporte de paneles y accesorios	12	c/u	$53.550	$642.600
Trabajos de instalación y pruebas	1	global	$690.200	$690.200
Traslados y gastos generales	1	global	$321.300	$321.300
Subtotal				$4.327.159
Contingencias	2	%		$86.543
TOTAL MONTO DE INVERSIÓN				**$4.413.702**

El detalle del costo contemplado en la tabla 5.7 se puede visualizar en el Anexo I, donde se encuentran las cotizaciones realizadas. En general, para aquellas se ha empleado el método de cotizar a tres oferentes distintos y se consideró la oferta más conveniente para cada caso, cuando es aplicable (en el caso de la conexión a Enel no puede cotizarse a terceros).

Por otro lado, se consideró un costo anual de mantenimiento de M$50, estimando que es el pago a un técnico eléctrico SEC para que limpie las celdas y verifique el estado del equipamiento. Esta acción supone que se realiza una vez al año y que no se esperan fallas mayores del sistema.

5.2.6. Análisis Financiero

Para el análisis financiero, se han considerado los siguientes aspectos:

- Tiempo de vida útil de 15 años.

- Tasa de interés del 6%, la que representa una tasa de interés desde la perspectiva de un cliente residencial. Una tasa del 10% ó 12% sería vista desde la perspectiva de una empresa o inversionista privado. La tasa del 6% señalada es coherente a la tasa social de descuento anualizada que informa el Ministerio de Desarrollo Social.
- Tasa de inflación del 3%.
- Incremento del 5% anual del precio de venta de energía durante el ciclo de vida del proyecto, ya que este incremento refleja el incremento histórico de precios en Chile (Fuentes, Bustos, Toledo, & Contreras, 2015).
- Tasa de incremento anual de combustibles fósiles del 10% (Fuentes, Bustos, Toledo, & Contreras, 2015).

Resultados bajo el escenario Ley 20.571 - Net Billing:

En la tabla 5.8 se muestran los resultados de la evaluación del proyecto bajo el escenario actual chileno, en el marco del Net Billing, Ley 20.571.

Tabla 5.8: Resultados bajo el escenario Net Billing chileno actual.

Indicador	Valor
Payback	9,1 años
VAN	$1.428.322
TIR	9,7%
Relación Costo-Beneficio	1,32
LCOE	92,59 $/kWh

La tabla anterior indica que el usuario doméstico debería realizar una inversión inicial estimada en equipos, materiales y trabajos de instalación de MM$4,4, lo que produce una disminución en su boleta de electricidad desde el primer mes, pero sin embargo el retorno de la inversión se realizaría recién en torno al año 9, obteniendo beneficios reales prácticamente desde el año 9 hacia adelante.

El VAN obtenido para este escenario señala que al final del período de evaluación de 15 años, el usuario doméstico habrá obtenido beneficios por MM$1,43, lo que sugiere que ejecutar este proyecto implica necesariamente considerarlo como una inversión de largo plazo.

Por otra parte, al comparar la TIR del 9,7% obtenida con la tasa de descuento del 6% usada para la evaluación, se observa que este proyecto es una buena oportunidad de inversión y que el principal inconveniente es el dilatado tiempo de retorno de la inversión, el que como se vio, se produce en 64,6% del tiempo de operación.

En relación al análisis de costo-beneficio, se obtuvo un valor de 1,32, lo que implica que los flujos positivos actualizados son mayores que los negativos actualizados de toda la vida útil del proyecto, de modo que el proyecto es rentable.

El LCOE es de $92,7, valor que si es comparado con la tarifa que cobra la empresa distribuidora por la energía de la red, que es de $110,1 por kWh, deja de manifiesto que por este lado se genera un gran ahorro por cada kWh que se autoconsume y se deja de comprar a la empresa distribuidora.

Si se compara el LCOE con el valor de exportación de electricidad, que es de 63,5 $/kWh, se observa que el valor es menor al costo de conversión por autogeneración, es decir la empresa distribuidora lucra con esa energía, a expensas del usuario y generador doméstico. De acuerdo a lo anterior, se puede concluir que una vez cubierto el autoconsumo, incrementar la capacidad del sistema fotovoltaico no es atractivo, ya que no existen incentivos para instalar mayor potencia que la requerida y así poder generar más energía limpia exportable a la red de distribución eléctrica.

Resultados bajo el escenario similar al Alemán, Feed-In Tariff:

Cabe preguntarse cómo vararían los resultados del mismo proyecto, pero bajo las condiciones de estímulo de la tarifa de exportación de energía generada que actualmente presenta Alemania, según se describió en la sección 4.3.

Un factor relevante a considerar es la relación que existe entre la tarifa de compra de electricidad a la compañía y la tarifa de exportación de energía generada. En este sentido, bajo un hipotético caso similar al alemán aplicado en nuestro país y según se desprende de la tabla 4.2, la tarifa de exportación correspondería a 1,68 veces la tarifa de compra de electricidad, esto es, 1,68 x $110,09 = $184,9, los que se mantendrán inalterables por toda la vida útil del proyecto, puesto que en el caso alemán, este valor se pacta contractualmente por un período de 20 años.

En la tabla 5.9 se muestran los resultados de la evaluación del proyecto bajo el escenario actual chileno, en el marco de un hipotético sistema similar al alemán, basado en Feed-In Tariff.

Tabla 5.9: Resultados bajo un escenario similar al alemán.

Indicador	Valor
Payback	6,9 años
VAN	$3.115.386
TIR	14%
Relación Costo-Beneficio	1,71
LCOE	92,59 $/kWh

Los resultados indican que el usuario doméstico comienza a obtener beneficios reales prácticamente a partir del año 7 en adelante, dos años antes que en el caso actual chileno.

Por otro lado, el VAN obtenido es de MM$3,1, es decir MM$1,7 más o bien, 218% más que el VAN del caso actual vigente en Chile. Esto implica

reconocer que el atractivo de invertir bajo este esquema hipotético es claramente muy superior al actual modelo vigente en nuestro país.

Lo anterior se confirma al analizar la TIR y la relación costo-beneficio. En la TIR, el valor de 14% comparado con el 6% usado como tasa de descuento evidencia la buena oportunidad que representa el proyecto, mientras que la relación costo-beneficio de 1,71 indica que el proyecto es rentable y que los flujos positivos actualizados son mucho mayores que los negativos, en comparación con el escenario actual chileno.

El LCOE es de $92,6, y si se compara con el valor de exportación hipotético de electricidad, que es de 184,9 $/kWh, se observa que el valor es mayor al costo de producción por autogeneración, es decir el usuario es compensado y obtiene beneficios por la venta de energía autogenerada, siendo esto un claro estímulo para la difusión y adopción de este tipo de tecnología en el país.

En la tabla 5.10 se muestra la comparativa entre los escenarios analizados.

Tabla 5.10: Resultados comparados entre escenarios.

Indicador	Valor escenario actual chileno - NetBilling	Valor escenario similar al alemán - Feed In Tariff
Payback	9,1 años	6,9 años
VAN	$1.428.288	$3.115.386
TIR	9,7%	14,0%
Relación Costo-Beneficio	1,32	1,71
LCOE	92,59 $/kWh	92,59 $/kWh

Según se puede observar bajo la perspectiva del usuario doméstico, en un escenario donde se incentive la penetración de la autogeneración mediante un estímulo al precio de exportación de electricidad, que existe un mayor atractivo en incurrir en una inversión no menor que no tardará demasiado

tiempo en recuperar el capital y además se obtiene el doble de beneficios que en el caso chileno.

Como se indicó en el punto 4.3.2, el sistema alemán incentiva a las energías renovables y en especial a la fotovoltaica con una tarifa de exportación de energía hacia la red mucho más competitiva que la de compra. A ello se añade que dicha diferencia en precios no se encuentra respaldada en realidad por fondos públicos, es decir, no se encuentra subsidiado en realidad por el Estado. Este sistema simplemente opera a través de una decidida postura política y legal, bajo el amparo del acuerdo social en la materia.

Se plantea como materia de un futuro estudio, el análisis más profundo sobre el impacto que podría tener el adoptar un sistema similar al alemán, en cuanto dice relación a los futuros precios de la cuenta eléctrica de los hogares o bien, si el Estado decidiera incurrir en un subsidio con fondos públicos.

¿Net Metering?:

Pese a lo anterior, si en nuestro país existiese actualmente una simetría de pagos, es decir, un modelo tipo Net Metering, cabría hacerse la pregunta, ¿es necesario que el Estado incurriera en algún tipo de subsidio?.

Como se observa en la figura 4.1, el VAD (valor agregado de distribución) representa el 12% del precio que se paga por la energía consumida. Es muy probable que las empresas distribuidoras soliciten que se les compense por este porcentaje si es que el precio de exportación fuese el mismo que el de compra de energía eléctrica. Si el Estado acepta este esquema, entonces debería incurrir en un subsidio para compensar el VAD a las distribuidoras.

Por otra parte, al igual como la energía verde que un generador residencial exporta al sistema está exenta de IVA, sería justo que esa misma cantidad

de energía cuando la empresa distribuidora la venda a otro consumidor final, esté liberada de IVA también, de manera que la distribuidora tampoco tenga que asumir el cargo por este concepto. Esto, claro está, se traduce en una menor recaudación fiscal.

Bajo esta premisa, y haciendo un ejercicio de pensar en estimular la penetración sólo del 1% de esta tecnología a nivel residencial (y no del 10% estimado erróneamente por la CNE como se mencionó en el punto 4.2), se tienen las siguientes situaciones como consecuencia de este análisis:

- El total de clientes residenciales es de aproximadamente el 93% de los 6.337.967 clientes de las distribuidoras (Empresas Eléctricas A.G., 2016), y ascienden a 5.894.309 usuarios.
- Una penetración del 1% de generación fotovoltaica anual es de 58.943 usuarios. Cada uno de ellos se considerará con sistema de 3 kW como el estudiado.
- La exportación de energía generada, por razones de simplicidad de análisis, se estimará en 1.849 kWh por usuario al año.
- La cantidad exportada, por tanto, sería de 108.985.607 kWh/año.
- El subsidio del 12% para cubrir el VAD corresponde a $13,21.- pesos por kWh inyectado (12% de $110,09.- pesos, que es la tarifa vigente de compra considerada).
- El subsidio promedio por cliente anual sería de $13,21x1.849 = $24,4.
- El subsidio total anual sería de $24.425x58.943 = MM$1.439,6.
- Según se indica en la figura 5.4, el presupuesto 2018 destinado por el Estado al apoyo de las ERNC es de MM$2.416,1, es decir, el subsidio anual representaría un 59,59% del presupuesto del Estado en esta materia.

PROYECTO DE LEY DE PRESUPUESTOS AÑO 2018
MINISTERIO DE ENERGÍA
SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA
APOYO AL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Partida : 24
Capítulo : 01
Programa : 03

Sub Título	Item	Asig.	Denominaciones	Glosa N°	Moneda Nacional Miles de $
			INGRESOS		5.088.511
08			OTROS INGRESOS CORRIENTES		20
	02		Multas y Sanciones Pecuniarias		10
	99		Otros		10
09			APORTE FISCAL		5.088.491
	01		Libre		5.088.491
			GASTOS		5.088.511
21			GASTOS EN PERSONAL	01	688.317
22			BIENES Y SERVICIOS DE CONSUMO		168.019
24			TRANSFERENCIAS CORRIENTES		2.416.155
	02		Al Gobierno Central		1.472.575
		005	Corporación de Fomento de la Producción	02	1.472.575
	03		A Otras Entidades Públicas		943.580
		003	Apoyo al Desarrollo de Energías Renovables no Convencionales	03	943.580
29			ADQUISICIÓN DE ACTIVOS NO FINANCIEROS		1.816.020
	05		Máquinas y Equipos		1.816.020

Figura 5.4: Presupuesto año 2018 para el apoyo de ERNC. Fuente: Dirección de Presupuestos - Gobierno de Chile, 2017.

El proyecto se evaluó en RetScreen bajo el supuesto de la aplicación de un escenario Net Metering, obteniéndose los resultados que se indican en la tabla 5.11:

Tabla 5.11: Resultados bajo un escenario Net Metering.

Indicador	Valor
Payback	7,8 años
VAN	$2.626.902
TIR	12,5%
Relación Costo-Beneficio	1,60
LCOE	92,59 $/kWh

Los resultados indican que el usuario doméstico comienza a obtener beneficios reales prácticamente a partir del año 7,8 en adelante, casi un año antes que en el caso actual chileno.

Por otro lado, el VAN obtenido es de MM$2.626,9 es decir MM$1.198,6 más o bien, 184% más que el VAN del caso actual vigente en Chile. Esto implica reconocer que el atractivo de invertir bajo este esquema hipotético es mejor al actual modelo vigente en nuestro país.

En la TIR, el valor de 12,5% comparado con el 6% usado como tasa de descuento evidencia la buena oportunidad que representa el proyecto, mientras que la relación costo-beneficio de 1,60 indica que el proyecto es rentable y que los flujos positivos actualizados son mayores que los negativos, en comparación con el escenario actual chileno.

El LCOE es de $92,59 y si se compara con el valor de exportación hipotético de electricidad, que es de $110,09 por kWh, se ve que el valor es mayor al costo de producción por autogeneración, es decir el usuario es compensado y obtiene beneficios por la venta de energía autogenerada, siendo esto un estímulo para la difusión y adopción de este tipo de tecnología en el país.

Queda abierta la interrogante si es necesario que el Estado incurra en el subsidio para el VAD, puesto que en una topología de generación distribuida, los excedentes que genere una vivienda es posible que sean consumidos dentro de la misma cuadra, sector, villa o comuna, por lo que la infraestructura usada para el flujo de potencia de distribución es menor. Esto debería abordarse en un estudio más profundo sobre la materia, que cuantifique la equidad del cobro, desde el punto de vista técnico (ingeniería eléctrica) y económico.

Por último, cabe hacer hincapié que si el Estado desea fomentar una difusión en la generación distribuida, deberá implementar un esquema mucho más propicio para las inversiones domésticas que el actual Net Billing, si es que desea cumplir la meta de incorporar 70% de ERNC a la matriz energética para el año 2050. Sin un estímulo apropiado para ello, no se ve fácil conseguirlo.

5.2.7. Análisis de Sensibilidad

Se llevó a cabo un análisis de sensibilidad sobre los parámetros financieros que tienen mayor incidencia en los resultados financieros. Como se planteó en la sección 5.2.6, los parámetros más relevantes son sin duda la inversión inicial y la tarifa a la que se exporta la electricidad autogenerada a la red de distribución eléctrica.

El análisis de sensibilidad se efectúa sobre el VAN y TIR. Además se añadirá el análisis de costos iniciales y los de O&M.

<u>Análisis de sensibilidad del VAN:</u>

Las tablas 5.12 y 5.13 muestran los resultados obtenidos mediante el software RETScreen para el análisis donde se haga fundamentalmente variar los precios de exportación de energía desde el caso actual Net Billing, al de un caso Net Metering. Las tablas 5.14 y 5.15 muestran los resultados al variar el precio de exportación de energía desde el caso base, hasta un precio de un escenario similar al alemán.

Tabla 5.12: Análisis de sensibilidad VAN, rango de variación del ±73% en tarifa de exportación de electricidad y costos iniciales, para variar actual precio de exportación al de Net Metering. Fuente: RETScreen.

			Costos iniciales			CLP
Tarifa de exportación de electricidad		1.175.161	2.794.431	**4.413.702**	6.032.973	7.652.244
CLP/MWh		-73%	-37%	**0%**	37%	73%
16.906,60	-73%	3.468.284	1.849.013	229.742	-1.389.529	-3.008.800
40.202,45	-37%	4.067.574	2.448.303	829.032	-790.239	-2.409.510
63.498,30	**0%**	4.666.864	3.047.593	**1.428.322**	-190.949	-1.810.220
86.794,15	37%	5.266.154	3.646.883	2.027.612	408.341	-1.210.929
110.090,00	73%	5.865.444	4.246.173	2.626.902	1.007.631	-611.639

Tabla 5.13: Análisis de sensibilidad VAN, rango de variación del ±73% en costos O&M y costos iniciales. Fuente: RETScreen.

			Costos iniciales			CLP
Operación y Mantenimiento		1.175.161	2.794.431	**4.413.702**	6.032.973	7.652.244
CLP		-73%	-37%	**0%**	37%	73%
13.313	-73%	5.107.616	3.488.345	1.869.074	249.804	-1.369.467
31.656	-37%	4.887.240	3.267.969	1.648.698	29.427	-1.589.843
50.000	**0%**	4.666.864	3.047.593	**1.428.322**	-190.949	-1.810.220
68.344	37%	4.446.488	2.827.217	1.207.946	-411.325	-2.030.596
86.687	73%	4.226.111	2.606.841	987.570	-631.701	-2.250.972

Tabla 5.14: Análisis de sensibilidad VAN, rango de variación del ±191% en tarifa de exportación de electricidad y costos iniciales, para variar actual precio de exportación al del caso alemán. Fuente: RETScreen.

			Costos iniciales			CLP
Tarifa de exportación de electricidad		-4.028.365	192.668	**4.413.702**	8.634.736	12.855.770
CLP/MWh		-191%	-96%	**0%**	96%	191%
-57.954,60	-191%	6.745.991	2.524.957	-1.696.076	-5.917.110	-10.138.144
2.771,85	-96%	8.308.190	4.087.157	-133.877	-4.354.911	-8.575.945
63.498,30	**0%**	9.870.390	5.649.356	**1.428.322**	-2.792.712	-7.013.745
124.224,75	96%	11.432.589	7.211.555	2.990.521	-1.230.512	-5.451.546
184.951,20	191%	12.994.788	8.773.754	4.552.721	331.687	-3.889.347

Tabla 5.15: Análisis de sensibilidad VAN, rango de variación del ±191% en costos O&M y costos iniciales. Fuente: RETScreen.

			Costos iniciales			CLP
Operación y Mantenimiento		-4.028.365	192.668	**4.413.702**	8.634.736	12.855.770
CLP		-191%	-96%	**0%**	96%	191%
-45.635	-191%	11.019.320	6.798.287	2.577.253	-1.643.781	-5.864.815
2.183	-96%	10.444.855	6.223.821	2.002.787	-2.218.246	-6.439.280
50.000	**0%**	9.870.390	5.649.356	**1.428.322**	-2.792.712	-7.013.745
97.817	96%	9.295.924	5.074.890	853.857	-3.367.177	-7.588.211
145.635	191%	8.721.459	4.500.425	279.391	-3.941.642	-8.162.676

La tabla 5.12 muestra cómo varía el VAN si el rango de precio de exportación de energía eléctrica va desde el caso base (0%, es decir el precio actual), hasta el precio de un escenario Net Metering (73%, es decir, el precio de venta de energía de la distribuidora es igual al de exportación). Se aprecia que los costos iniciales podrían incrementarse hasta un 37% siempre que la tarifa de exportación se incremente un 37% y/o 73%, pero no es admisible

que se incrementen los costos iniciales en un 73%, puesto que el VAN se torna negativo, demostrando el peso relevante que tienen los costos iniciales en la evaluación financiera. Del mismo modo, el VAN se torna negativo si los costos iniciales aumentan un 37% en el caso base de la tarifa de exportación o en menor valor.

De la tabla 5.13 se desprende, similarmente a lo anteriormente señalado, la relevancia de los costos iniciales en la evaluación financiera. El VAN se torna negativo si los costos iniciales aumentan del caso base, en este caso un 37% y los costos O&M son los del caso base o mayores.

La tabla 5.14 muestra cómo varía el VAN si el rango de precio de exportación de energía eléctrica va desde el caso base (0%, es decir el precio actual), hasta el precio de un escenario similar al alemán (es decir, el precio de venta de energía de la distribuidora es igual $184,9 por kWh). Se aprecia que los costos iniciales podrían incrementarse hasta un 96% siempre que la tarifa de exportación se incremente un hasta el precio del caso alemán. Similarmente a lo observado en la tabla 5.12, se evidencia el peso relevante que tienen los costos iniciales en la evaluación financiera.

De la tabla 5.15 se desprende, similarmente a lo anteriormente señalado, la relevancia de los costos iniciales en la evaluación financiera. El VAN se torna negativo si los costos iniciales aumentan del caso base, en este caso sobre 96% para todas las variaciones de los costos O&M del rango evaluado.

<u>Análisis de sensibilidad de la TIR:</u>

Las tablas 5.16 y 5.17 muestran los resultados obtenidos mediante el software RETScreen para el análisis donde se haga fundamentalmente variar los precios de exportación de energía desde el caso actual Net Billing, al de un caso Net Metering. Las tablas 5.18 y 5.19 muestran los resultados al variar el precio de exportación de energía desde el caso base, hasta un precio de un escenario similar al alemán.

Tabla 5.16: Análisis de sensibilidad TIR, rango de variación del ±73% en tarifa de exportación de electricidad y costos iniciales, para variar actual precio de exportación al de Net Metering. Fuente: RETScreen.

			Costos iniciales			CLP
Tarifa de exportación de electricidad		1.175.161	2.794.431	**4.413.702**	6.032.973	7.652.244
CLP/MWh		-73%	-37%	**0%**	37%	73%
16.906,60	-73%	29,0%	12,8%	6,6%	3,0%	0,4%
40.202,45	-37%	32,7%	14,8%	8,2%	4,3%	1,7%
63.498,30	**0%**	36,4%	16,7%	**9,7%**	5,6%	2,8%
86.794,15	37%	40,1%	18,5%	11,1%	6,8%	3,9%
110.090,00	73%	43,7%	20,4%	12,5%	8,0%	5,0%

Tabla 5.17: Análisis de sensibilidad TIR, rango de variación del ±73% en costos O&M y costos iniciales. Fuente: RETScreen.

			Costos iniciales			CLP
Operación y Mantenimiento		1.175.161	2.794.431	**4.413.702**	6.032.973	7.652.244
CLP		-73%	-37%	**0%**	37%	73%
13.313	-73%	39,3%	18,1%	10,7%	6,5%	3,6%
31.656	-37%	37,8%	17,4%	10,2%	6,1%	3,2%
50.000	**0%**	36,4%	16,7%	**9,7%**	5,6%	2,8%
68.344	37%	34,9%	16,0%	9,1%	5,1%	2,4%
86.687	73%	33,5%	15,2%	8,6%	4,7%	2,0%

Tabla 5.18: Análisis de sensibilidad TIR, rango de variación del ±191% en tarifa de exportación de electricidad y costos iniciales, para variar actual precio de exportación al del caso alemán. Fuente: RETScreen.

			Costos iniciales			CLP
Tarifa de exportación de electricidad		-4.028.365	192.668	**4.413.702**	8.634.736	12.855.770
CLP/MWh		-191%	-96%	**0%**	96%	191%
-57.954,60	-191%	positivo	66,7%	0,9%	-5,2%	-8,5%
2.771,85	-96%	positivo	121,9%	5,6%	-1,6%	-5,2%
63.498,30	**0%**	positivo	180,8%	**9,7%**	1,5%	-2,6%
124.224,75	96%	positivo	240,9%	13,3%	4,1%	-0,3%
184.951,20	191%	positivo	301,5%	16,6%	6,5%	1,7%

Tabla 5.19: Análisis de sensibilidad TIR, rango de variación del ±191% en costos O&M y costos iniciales. Fuente: RETScreen.

			Costos iniciales			CLP
Operación y Mantenimiento		-4.028.365	192.668	**4.413.702**	8.634.736	12.855.770
CLP		-191%	-96%	**0%**	96%	191%
-45.635	-191%	positivo	230,6%	12,4%	3,4%	-0,9%
2.183	-96%	positivo	205,6%	11,1%	2,5%	-1,7%
50.000	**0%**	positivo	180,8%	**9,7%**	1,5%	-2,6%
97.817	96%	positivo	156,3%	8,2%	0,4%	-3,5%
145.635	191%	positivo	132,2%	6,7%	-0,6%	-4,4%

La tabla 5.16 muestra cómo varía la TIR si el rango de precio de exportación de energía eléctrica va desde el caso base (0%, es decir el precio actual), hasta el precio de un escenario Net Metering (73%, es decir, el precio de venta de energía de la distribuidora es igual al de exportación). Se aprecia que los costos iniciales podrían incrementarse hasta un 37% siempre que la tarifa de exportación se incremente un 37% y/o 73%, pero no es admisible que se incrementen los costos iniciales en un 73%, puesto que la TIR toma valores inferiores al 6%, demostrando el peso relevante que tienen los costos iniciales en la evaluación financiera. Del mismo modo, la TIR toma valores inferiores al 6% si los costos iniciales aumentan sobre 37% en el caso base de la tarifa de exportación o en menor valor.

De la tabla 5.17 se desprende, similarmente a lo anteriormente señalado, la relevancia de los costos iniciales en la evaluación financiera. La TIR toma valores inferiores a 6% si los costos iniciales aumentan del caso base, en este caso un 37% y los costos O&M son los del caso base o mayores.

La tabla 5.18 muestra cómo varía la TIR si el rango de precio de exportación de energía eléctrica va desde el caso base (0%, es decir el precio actual), hasta el precio de un escenario similar al alemán (es decir, el precio de venta de energía de la distribuidora es igual $184,9 por kWh). Se aprecia que los costos iniciales podrían incrementarse hasta un 96% siempre que la tarifa de exportación se incremente un hasta el precio del caso alemán. Similarmente

a lo observado en la tabla 5.17, se evidencia el peso relevante que tienen los costos iniciales en la evaluación financiera.

De la tabla 5.19 se desprende, similarmente a lo anteriormente señalado, la relevancia de los costos iniciales en la evaluación financiera. La TIR toma valores inferiores a 6% si los costos iniciales aumentan del caso base, en este caso sobre 96% para todas las variaciones de los costos O&M del rango evaluado.

5.2.8. Análisis de Riesgo

Se realizará un análisis de riesgo del VAN sobre los parámetros financieros que tienen mayor incidencia en los resultados financieros. Como se planteó en la sección 5.2.6, los parámetros más relevantes son sin duda la inversión inicial y la tarifa a la que se exporta la electricidad autogenerada a la red de distribución eléctrica. En este caso, se hará el análisis sobre lo siguiente:

- Costos iniciales: rango de variación ±10%.
- Costos de O&M: rango de variación ±10%.
- Costo de electricidad de compra a la red: rango de variación ±10%.
- Tarifa de exportación de electricidad: rango de variación ±10% (escenario 1) y posteriormente se realiza un nuevo análisis con un rango de variación del ±73% (escenario 2) y luego del ±191% (escenario 3).

<u>Análisis de riesgo escenario 1</u>:

En la figura 5.5 se muestra el diagrama de tornado, que evidencia que los costos iniciales impactan inversamente el VAN, mientras mayores, menor valor toma el VAN. También se observa que el valor de la energía comprada a la electricidad y que se ahorra producto de la autogeneración, como también la tarifa de exportación de electricidad, inciden de manera directa a

los resultados del VAN. Los costos de O&M inciden en menor cuantía, de manera inversa al valor del VAN.

Parámetro	Unidad	Valor	Rango (+/-)	Mínimo	Máximo
Costos iniciales	CLP	4.413.702	10%	3.972.332	4.855.072
Operación y Mantenimiento	CLP	50.000	10%	45.000	55.000
Costo de combustible - caso base	CLP	235.364	10%	211.828	258.901
Tarifa de exportación de electricidad	CLP/MWh	63.498,30	10%	57.148,47	69.848,13

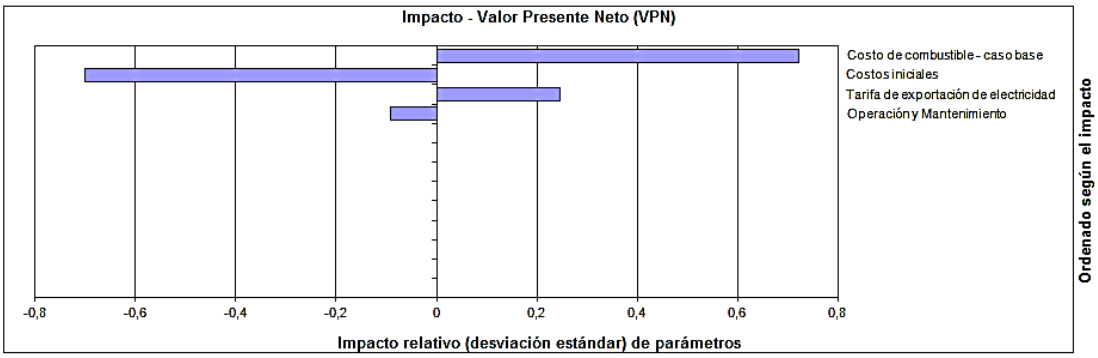


Figura 5.5: Impacto en el VAN, escenario 1. Fuente: RETScreen.

En la figura 5.6 se observa la distribución del VAN tomando un 10% de riesgo que su valor se encuentre fuera del rango MM$1,091 – 1,784.

Mediana	CLP	1.418.260
Nivel de riesgo	%	10,0%
Mínimo en intervalo de confianza	CLP	1.091.102
Máximo en intervalo de confianza	CLP	1.784.094

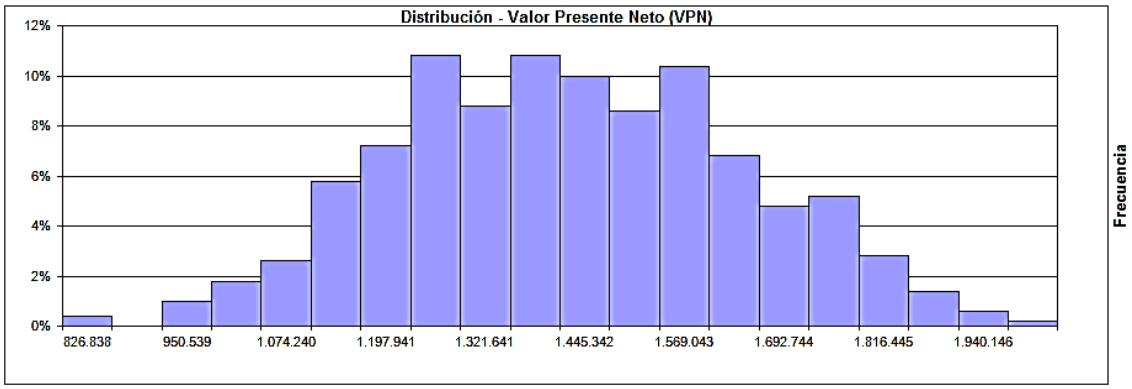


Figura 5.6: Distribución del VAN, escenario 1. Fuente: RETScreen.

<u>Análisis de riesgo escenario 2</u>:

En la figura 5.7 se muestra el diagrama de tornado, que evidencia que toma mayor relevancia el precio de exportación de electricidad, impactando directamente el valor del VAN. Lo sigue el ahorro de la energía que se dejó

de comprar a la red debido a la autogeneración, mientras que los costos iniciales impactan inversamente pero no con la misma relevancia que en el escenario 1. Finalmente, los costos de O&M afectan inversamente al VAN, pero también en menor cuantía.

Parámetro	Unidad	Valor	Rango (+/-)	Mínimo	Máximo
Costos iniciales	CLP	4.413.702	10%	3.972.332	4.855.072
Operación y Mantenimiento	CLP	50.000	10%	45.000	55.000
Costo de combustible - caso base	CLP	235.364	10%	211.828	258.901
Tarifa de exportación de electricidad	CLP/MWh	63.498,30	73%	16.906,60	110.090,00

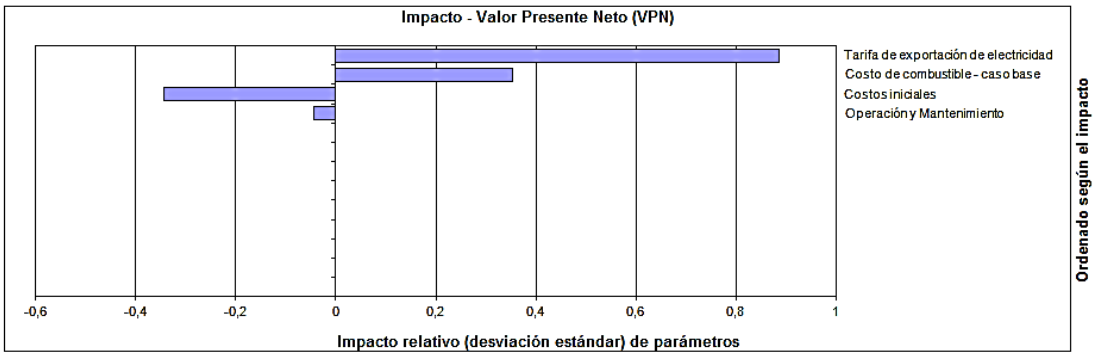


Figura 5.7: Impacto en el VAN, escenario 2. Fuente: RETScreen

Mediana	CLP	1.414.965
Nivel de riesgo	%	10,0%
Mínimo en intervalo de confianza	CLP	714.495
Máximo en intervalo de confianza	CLP	2.221.353

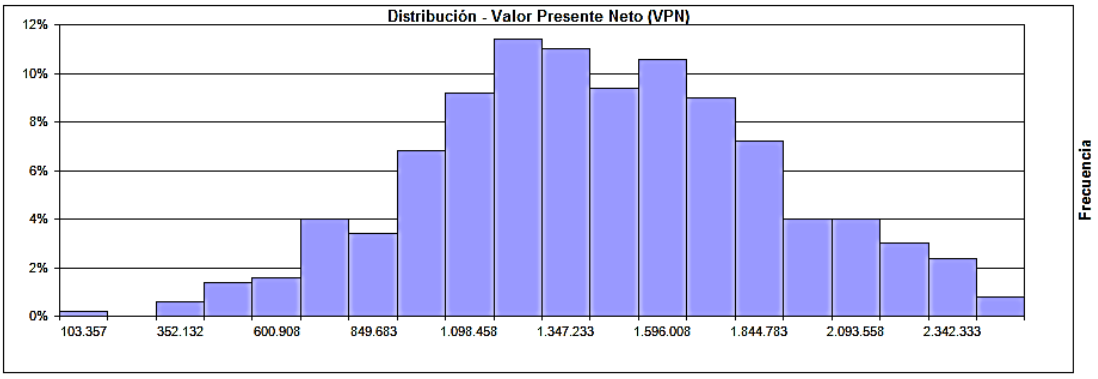


Figura 5.8: Distribución del VAN, escenario 2. Fuente: RETScreen.

En la figura 5.8 se observa la distribución del VAN tomando un 10% de riesgo que su valor se encuentre fuera del rango MM$0,714 - $2,221.

Análisis de riesgo escenario 3:

En la figura 5.9 se muestra el diagrama de tornado, que evidencia que toma mayor relevancia el precio de exportación de electricidad, impactando directamente el valor del VAN. Lo sigue el ahorro de la energía que se dejó comprar al autogenerar, seguido por los costos iniciales (afecta de manera inversa), al igual que los costos O&M, también de impactando de manera leve.

Parámetro	Unidad	Valor	Rango (+/-)	Mínimo	Máximo
Costos iniciales	CLP	4.413.702	10%	3.972.332	4.855.072
Operación y Mantenimiento	CLP	50.000	10%	45.000	55.000
Costo de combustible - caso base	CLP	235.364	10%	211.828	258.901
Tarifa de exportación de electricidad	CLP/MWh	63.498,30	191%	-57.954,60	184.951,20

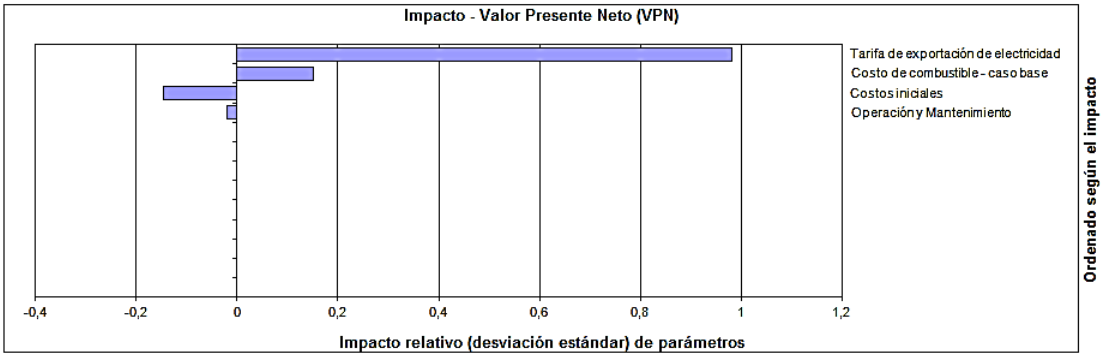


Figura 5.9: Impacto en el VAN, escenario 3. Fuente: RETScreen

Sin embargo, en la figura 5.7 se aprecia que el rango de variación de la tarifa de electricidad de ±191% produce una variación negativa en este factor. Por lo tanto, se evalúa en la distribución del VAN la probabilidad de que se tenga un VAN cero o superior.

En la figura 5.10 se aprecia que el nivel de riesgo para que el VAN esté fuera del rango MM$0 - $2,845, es del 17,3%.

Mediana	CLP	1.425.302
Nivel de riesgo	%	17,3%
Mínimo en intervalo de confianza	CLP	0
Máximo en intervalo de confianza	CLP	2.845.216

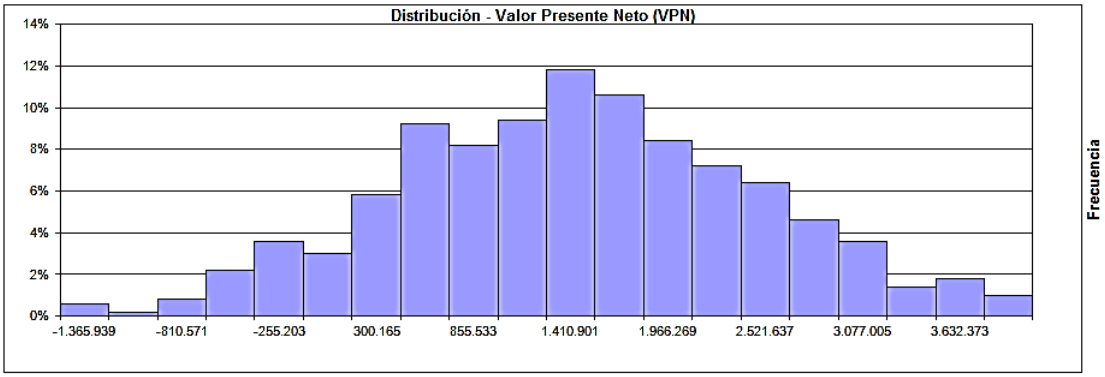


Figura 5.10: Distribución del VAN, escenario 3. Fuente: RETScreen.

CONCLUSIÓN

Actualmente en Chile el mercado eléctrico está concentrado, dependiente de insumos del exterior, como así también de la situación macroeconómica. Presenta una oferta cara, contaminante e insegura, con una infraestructura de transmisión y distribución con baja confiabilidad y que requiere de nuevas mejoras e inversiones.

Por otro lado, los precios de la electricidad se encuentran dentro de los más caros de América Latina y sobre el promedio de la OCDE. Tampoco es posible a los usuarios escoger de qué compañía eléctrica consumirán la energía eléctrica.

La generación distribuida es una opción que permite aliviar las tradicionales rutas de transmisión (de acuerdo al CDEC-SIC, se desecharon en enero de 2016, 18,3 GWh y en febrero del mismo año, 18,2 GWh de energías provenientes de fuentes eólicas y solares, por la falta de capacidad de transmisión) y permite entregar inyecciones de energía eléctrica a través de redes de distribución cercanas, ya que lo generado por un usuario doméstico puede ser consumido por sus vecinos.

La situación de radiación solar de nuestro país favorece técnicamente la implementación de proyectos fotovoltaicos, a esto se suma que los costos del equipamiento y obras de instalación han ido decreciendo en los últimos años, de modo que incurrir en inversiones de este tipo está al alcance principalmente en sectores de clase media y alta.

Nuestra actual normativa, basada en la Ley 20.571 - Net Billing, permite a las distribuidoras pagar una tarifa de exportación de electricidad menor a la que ellas cobran cuando un usuario doméstico les compra energía eléctrica. De hecho, al implementar el proyecto doméstico fotovoltaico de 3 kW, se pudo apreciar que el LCOE fue de $92,59 mientras que la tarifa pagada por las inyecciones por Enel fue de sólo $63,49 por lo que se ve que la empresa

distribuidora lucra con la energía generada, a expensas del usuario residencial que la autogenera. De este mismo modo, en este escenario no es atractivo incrementar la capacidad de generación fotovoltaica, ya que no existen incentivos para instalar una potencia mayor que la estrictamente requerida.

Se pudieron observar ahorros por cada kWh que se autoconsume, ya que la tarifa de compra es de 110,09 $/kWh, es decir, se produce un ahorro por cada kWh que se deja de comprar a la empresa distribuidora.

Los costos de inversión ascendieron a MM$4,4 aproximadamente con un costo de M$50 anual en O&M.

El VAN bajo el escenario actual chileno es de MM$1,428, con un payback de 9,1 años, una TIR de 9,7% y una relación costo-beneficio de 1,32, todos indicadores de que el proyecto es rentable, pero con un dilatado tiempo de recuperación de la inversión. Para todos los casos, el tiempo de vida útil se consideró en 15 años.

El mismo proyecto, evaluado bajo un hipotético sistema similar al alemán entrega un VAN 218% (MM$3,115) superior al del caso actual chileno, con un tiempo de recuperación de dos años antes (6,9 años), un TIR de 14% y una relación costo-beneficio de 1,71. Además, el LCOE de $92,6 es inferior al precio que hipotéticamente debería pagar la compañía distribuidora, $184,9 por kWh, de modo que el usuario sería compensado, obteniendo beneficios por la venta de energía que autogeneró.

Lo interesante de este caso hipotético es que el sistema alemán incentiva a las energías renovables y en especial a la fotovoltaica con una tarifa de exportación de energía hacia la red mucho más competitiva que la de compra. A ello se añade que dicha diferencia en precios no se encuentra respaldada en realidad por fondos públicos, es decir, no se encuentra subsidiado en realidad por el Estado. Este sistema simplemente opera a

través de una decidida postura política y legal, bajo el amparo del acuerdo social en la materia.

Actualmente nuestro país se encuentra bastante lejos de adoptar un sistema similar, pero dado los resultados anteriores cabe preguntarse si al menos estableciendo un sistema simétrico, del tipo Net Metering, pueden obtenerse indicadores más auspiciosos.

Los resultados de dicha evaluación indican que se obtiene un VAN de MM$2,627, es decir MM$1,199 más o bien, 184% más que el VAN del caso actual vigente en Chile. Esto implica reconocer que el atractivo de invertir bajo este esquema hipotético es mejor al actual modelo vigente en nuestro país. El LCOE es de $92,59 y si se compara con el valor de exportación hipotético de electricidad, que es de $110,09 por kWh, se observa que el valor es mayor al costo de producción por autogeneración, es decir el usuario es compensado y obtiene beneficios por la venta de energía autogenerada, siendo esto un estímulo para la difusión y adopción de este tipo de tecnología en el país. Por otro lado, el usuario doméstico comienza a obtener beneficios reales prácticamente a partir del año 7,8 en adelante, casi un año antes que en el caso actual chileno.

Si se implementa un sistema simétrico de pagos, probablemente las empresas distribuidoras harían una fuerte presión para que se les compense, al menos, el valor del VAD, equivalente al 12% del precio que se paga por la energía consumida.

El Estado, tomando en consideración la meta autoimpuesta del 70% de incorporación de ERNC a la matriz energética para el año 2050 (y también debido al probable intenso lobby por parte de las compañías), posiblemente cedería a las presiones y tendría que subsidiar aquello; el análisis respectivo supuso una penetración anual del 1% en base a proyectos similares al evaluado, lo que implica un costo anual de MM$1.440 aproximadamente,

equivalente al 59,59% del presupuesto del Estado 2018 para el apoyo de ERNC.

Sin embargo, no se considera justo que el Estado incurra en dicho subsidio, puesto que hoy en día el generador residencial se encuentra en un escenario en donde la valorización de la energía inyectada equivale al valor que la empresa distribuidora paga por la energía a la empresa generadora (precio de nudo), sumándole las menores pérdidas que surgen en el proceso de distribución (valor de exportación de $63,49). Esta retribución, como se analizó, no alcanza a cubrir el costo que implica para el generador residencial generar ese kWh, ya que al calcular LCOE en el escenario actual, se obtuvo que cada kWh cuesta al consumidor un valor de $92,59, por lo tanto los mayores beneficios surgen del ahorro por autoconsumo, más que por los pagos por inyectar energía a la red.

Por otro lado, la empresa distribuidora compra esta energía al cliente generador en 63,5 $/kWh y luego la vende unos metros más allá a otro cliente que paga la tarifa normal, es decir $110,1 $/kWh.

En este proceso, y de acuerdo a la figura 4.1, la empresa distribuidora se ha quedado con un diferencial de 46,6 $/kWh, por otra parte, aproximadamente 20,9 $/kWh, correspondiente al 19% del precio de distribución, los debe pagar en forma de IVA y 13,2 $/kWh, correspondientes al VAD (12% de la tarifa de distribución). El remanente de 12,5 $/kWh (46,6 $/kWh – 34,1 $/kWh) que tendrían que pagarse por concepto de peaje a los operadores de transmisión y subtransmisión, sin embargo, al provenir esta energía desde la red de distribución, ese diferencial actualmente queda en manos de la distribuidora, siendo la única beneficiada después de este proceso.

Se plantea como materia de un futuro estudio, el análisis más profundo sobre el impacto que podría tener el adoptar un sistema similar al alemán, en cuanto dice relación a los futuros precios de la cuenta eléctrica de los

hogares o bien, si el Estado decidiera incurrir en un subsidio con fondos públicos.

En relación a los análisis de sensibilidad, se consideraron los factores más relevantes que impactan al VAN y el TIR, evaluándose en el escenario un posible Net Metering y un caso similar al Alemán. Se observa, para variaciones del precio de exportación de energía desde el caso actual a un Net Metering, que tanto para el VAN como la TIR, los costos iniciales pueden incrementarse hasta un 37% siempre que la tarifa de exportación se incremente hasta la tarifa Net Metering (73%). Por otra parte, el VAN se torna negativo y la TIR toma valores inferiores al 6% si los costos iniciales aumentan un 37%, mientras que la tarifa de exportación tiene el valor de caso base o menor.

Similarmente, para variaciones del precio de exportación de energía desde el caso actual a un Net Metering, se ve que tanto para el VAN como la TIR, los costos iniciales pueden incrementarse hasta un 96% siempre que la tarifa de exportación se incremente hasta la tarifa del caso alemán. Por otra parte, el VAN se torna negativo y la TIR toma valores inferiores al 6% si los costos iniciales aumentan un 96%, mientras que la tarifa de exportación tiene el valor de 96% superior o menor.

Respecto del análisis de riesgo, se evaluaron tres escenarios:

- Costos iniciales: rango de variación ±10%.
- Costos de O&M: rango de variación ±10%.
- Costo de electricidad de compra a la red: rango de variación ±10%.
- Tarifa de exportación de electricidad: rango de variación ±10% (escenario 1) y posteriormente se realiza un nuevo análisis con un rango de variación del ±73% (escenario 2) y luego del ±191% (escenario 3).

El escenario 1 indicó que la distribución del VAN tiene un 10% de riesgo que su valor se encuentre fuera del rango MM$1,09 - $1,78. Por otro lado, se observa que el ahorro de energía cuando se deja de comprar a la distribuidora incide de manera directa con mayor importancia, seguido de los costos iniciales, de manera inversa, luego la tarifa de exportación de manera directa y finalmente y en menor cuantía, los costos de O&M.

El escenario 2 indicó que la distribución del VAN tiene un 10% de riesgo que su valor se encuentre fuera del rango MM$0,71 - $2,22. Por otro lado, se observa que la tarifa de exportación incide de manera directa con mayor importancia, seguido del ahorro de ahorro de energía cuando se deja de comprar a la distribuidora de manera directa, luego los costos iniciales de manera inversa y finalmente, los costos de O&M de manera inversa y en menor cuantía.

El escenario 3 indicó que la distribución del VAN tiene un 17,3% de riesgo que su valor se encuentre fuera del rango MM$0 - $2,85. Por otro lado, se observa que la tarifa de exportación incide de manera directa con mayor importancia, seguido del ahorro de ahorro de energía cuando se deja de comprar a la distribuidora de manera directa, luego los costos iniciales de manera inversa y finalmente, los costos de O&M de manera inversa y en menor cuantía.

El uso de software de modelación RETSceen permitió facilitar el análisis debido a sus características amigables y su diversidad de herramientas incorporadas.

Se concluye que para lograr las metas impuestas de incorporación de ERNC a la matriz energética nacional para el año 2050, deben evaluarse modificaciones a la actual Ley 20.571, en donde al menos, se establezca una condición de Net Metering o simetría de pagos, y de paso, el estado no subsidie el VAD a las distribuidoras.

Similarmente como ocurre en casos extranjeros, como el de Alemania, una decidida postura económica pensada en el desarrollo de la Nación, en común acuerdo con los diversos actores del sector académico, privado y público en torno a la materia, podrán propiciar una puesta al día del sistema eléctrico chileno, modernizándolo, dotándolo de una mejor confiabilidad y situando a Chile dentro de los países amigables con el medioambiente y la sustentabilidad ambiental.

BIBLIOGRAFÍA

109-58, P. L. (2005). *ENERGY POLICY ACT OF 2005*. Recuperado el 2014, de http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/pdf/PLAW-109publ58.pdf

A. Castillo, F. V. (2014). "Diseño multiobjetivo de un sistema hibrido eólico - solar con baterias para zonas no interconectadas". *Tecnura - Scielo, 18*(39), 39.

ACESOL. (Junio de 2015). *Sustentabilidad.* Recuperado el Julio de 2017, de http://www.revistaei.cl/2015/06/09/acesol-expresa-necesidad-de-instrumentos-que-faciliten-masificacion-solar/#

ACM. (2011). *Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020*. Recuperado el 2014, de IDAE: http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf

AHM, P. (2007). *IEA - PVPS ANNUAL REPORT*. Recuperado el 2014, de http://web.archive.org/web/20080908054452/http://www.iea-pvps.org/ar/ar07/07ar_Denmark.pdf

BC. (2014). *Estadisticas económicas*. Obtenido de http://www.bcentral.cl/estadisticas-economicas/series-indicadores/index.htm

BCN. (2004). *Ley Chile.* Recuperado el 2014, de Ley 19940: http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=222380

BCN. (2008). *Ley Chile.* Recuperado el 2014, de LEY NÚM. 20.257: http://www.leychile.cl/Navegar?idLey=20257

BCN. (2008). *Ley Chile.* Obtenido de Ley N° 20257: http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212

BCN. (2013). *Ley Chile.* Recuperado el 2014, de Ley 20/25: http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1038211

BCN. (2014). *Biblioteca del congreso nacional de Chile*. Obtenido de http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1038211

Botero, S., & Morales, C. (2008). Análisis del instrumento regulatorio medición neta y su potencial aplicación al caso colombiano. *Revista energetica*, 13.

BP. (2014). *"BP Satistical review of world energy 2014".* London: Pureprint Group Limited.

CCTP. (2011). Chile necesita una gran reforma energética. En C. c. eléctrica. Imprenta Andes.

CCTP. (2011). Chile necesita una Gran Reforma Energética. En C. C. Parlamentaria, *Chile necesita una Gran Reforma Energética - Propuestas de la CCTP para la transición hacia un desarrollo eléctrico limpio, seguro, sustentable y justo* (Primera edición ed., págs. 47-48). Santiago, Chile: Imprenta Andes.

CDEC-SIC. (2016). *¿Cómo funciona el sistema interconectado central?* Recuperado el Mayo de 2017, de https://sic.coordinadorelectrico.cl/novedades/como-funciona-sistema-interconectado-central/

CDEC-SING. (2015). *CDEC-SING: Presentación*. Recuperado el Mayo de 2017, de http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_sing.presentacion

Central, B. (2014). *Planificación Estratégica.* Obtenido de www.bcentral.cl: http://www.bcentral.cl/acerca/planificacion-estrategica/

CEP. (Noviembre Diciembre de 2010). *Estudio nacional de opinión púplica*. Obtenido de http://www.cepchile.cl/dms/lang_1/doc_4727.html#.UFFSeo2Ttq0

CER. (Septiembre de 2014). *Reporte CER.* Obtenido de http://www.cer.gob.cl/mailing/2014/septiembre/REPORTE_SEP2014%20FINAL.pdf

CIFES. (2014). *cifes.gob.cl.* Recuperado el 2014, de http://cifes.gob.cl/wp-content/uploads/2011/06/Fichas_Instrumentos_Financiamiento_Jun-2014.pdf

CNE. (2015). *Comisión Nacional de Energía: Definición de Precios de Nudo*. Recuperado el Mayo de 2017, de http://antigua.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo

Decreto 71. (2014). *LEYES, REGLAMENTOS Y DECRETOS DE ORDEN GENERAL.* Recuperado el 2014, de Ministerio de Energía: http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/reglamentos/D_71_DO.pdf

Deloitte. (Agosto de 2016). *Sector Energía III: ERNC, perspectivas y dificultades.* Recuperado el Mayo de 2017, de https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energ%C3%ADa-chile-parte3.pdf

DSIRE. (2014). *California*. Recuperado el 2014, de Database Incentives/Policies for Renewables & Efficiency: http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CA02R

El Períodico de la Energía. (Julio de 2016). *La locura fotovoltaica se desata en China*. Recuperado el Mayo de 2017, de http://elperiodicodelaenergia.com/la-locura-fotovoltaica-se-desata-en-china-instala-20-gw-en-el-primer-semestre-el-triple-que-en-2015/

Empresas Eléctricas A.G. (2016). *Memoria Anual 2016.* Obtenido de http://www.electricas.cl/wp-content/uploads/2017/06/MEMORIA_ELECTRICAS_2016.pdf

Enerdata. (2016). *Global Energy Statistical Yearbook 2016.* Grenoble, Francia: Enerdata.

Energy Supply Association of Australia. (2015). *Renewable Energy in Australia - How do we really compare?* Recuperado el 07 de 2017, de https://www.google.cl/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjU5Ov9iY_VAhWBk5AKHSPGCLoQFgglMAA&url=https%3A%2F%2Fc311ba9548948e593297-96809452408ef41d0e4fdd00d5a5d157.ssl.cf2.rackcdn.com%2F2016-03-23-factcheck-renewables%2FESA0

EPIA. (2013). *Global market outlook for photovoltaics*. Obtenido de http://ec.europa.eu/economy_finance/events/2009/20091120/epia_en.pdf

EUROPEO, P. (2009). *Directiva Europea de Energías Renovables*. Recuperado el 2014, de DIRECTIVA 2009/28/CE : http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:ES:PDF

Eurostat. (2017). *Eurostat: Statistics Explained*. Recuperado el Mayo de 2017, de http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Disaggregated_price_data_for_household_consumers,_2016s2_(in_EUR_kWh).png

Finadvice. (Julio de 2014). *Development and Integration of Renewable Energy: Lessons Learned from Germany.* Recuperado el Julio de 2017, de http://nlvow.nl/wp-content/uploads/2014/08/germany_lessonslearned_final_071014.pdf

Fraunhofer ISE. (Enero de 2017). *Recent Facts About Photovoltaics in Germany.* Recuperado el Julio de 2017, de https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf

Fuentes, A., Bustos, F., Toledo, A., & Contreras, J. (2015). Sensitivity analysis of a photovoltaic solar plant in Chile. *Renewable Energy*(87), 145-153.

Futuro Renovable. (Julio de 2016). *Futuro Renovable: Agenda Energética*. Recuperado el Mayo de 2017, de http://www.futurorenovable.cl/la-locura-fotovoltaica-se-desata-en-china-instala-20-gw-en-el-primer-semestre-el-triple-que-en-2015/

Generadoras de Chile. (Abril de 2017). *Boletín del Mercado Eléctrico, Sector Generación.* Recuperado el Mayo de 2017, de http://generadoras.cl/media/page-files/275/Bolet%C3%ADn%20Generaci%C3%B3n%20Abril%202017%20.pdf

Horvath, A. (19 de Junio de 2013). *Cámara de Diputados: Proyectos de Ley*. Recuperado el 12 de Mayo de 2017, de https://www.camara.cl/pley/pley_detalle.aspx?prmID=9406&prmBL=8999-08

ICEX. (2015). *Brasil anuncia un importante plan de inveriones en energía eléctrica.* Madrid, España: ICEX España Exportación e Inversiones.

IEA. (2016). *PVPS Annual Report 2015.* IEA.

JARA. (2006). Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). En *Endesa Eco.*

Jimenez, S. (2011). *Energía Renovable No Convencional: Políticas de Promoción en Chile y el Mundo*. Obtenido de Comisionde energia Chile: https://comisiondeenergiacichile.files.wordpress.com/2011/11/ernc-informe-economico.pdf

La Tercera. (7 de Junio de 2012). *Negocios, Portada: Precios de la Energía en Chile superan en 60% promedio de países OCDE*. Recuperado el Julio de 2017, de http://diario.latercera.com/edicionimpresa/precios-de-energia-en-chile-superan-en-60-promedio-de-paises-ocde/

Latour. (2013). *IEA-PVPS* . Recuperado el 2014, de IEA-PVPS : http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Events/6-Marie_Latour_-_Self-consumption_and_net-metering_schemes_in_Europe.pdf

Ley Chile 20.571. (2012). *Ley 20.571 REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES*. Recuperado el 2014, de BCN: http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1038211&idVersion=2222-02-02

Maldonado, P. (Septiembre de 2006). *Desarrollo energético sustentable: Un desafío pendiente*. Recuperado el Mayo de 2017, de http://www.uchile.cl/noticias/32284/desarrollo-energetico-sustentable-un-desafio-pendiente

Maldonado, P. (Agosto de 2014). *¿Qué política energética necesita Chile?* Recuperado el Junio de 2017, de http://www.inap.uchile.cl/columna-de-opinion/671-ique-politica-energetica-necesita-chile.html

Martínez, V. (2017). Energías Renovables No Convencionales: Regulación y Políticas Públicas en el Derecho Chileno y Derecho Comparado. *Memoria para optar al Grado Académico de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales*. Santiago, Chile: Universidad de Chile.

Marton, A. (Mayo de 2016). *Plataforma Urbana: Sustentabilidad*. Recuperado el Mayo de 2017, de http://www.plataformaurbana.cl/archive/2016/05/26/alemania-alcanzo-un-nuevo-record-de-generacion-de-energia-renovable/

ME. (2014). *Agenda de Energía - Un Desafío País, Progreso Para Todos.* Recuperado el Junio de 2017, de <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/2014/agenda-de-energia-un-desafio-pais.html>

ME. (2014). *Glosario*. Obtenido de http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/12_Utiles/glosario.html

ME. (2014). *Ministerio de Energia*. Obtenido de http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/la_energia/electricidad.html

Mercados Energéticos Consultores. (Diciembre de 2014). *Análsis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo.* Recuperado el Agosto de 2017, de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe-Final-RESUMEN-EJECUTIVO.pdf

Messer, N. (2013). Políticas de Fomento para las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). *Tésis para Optar al Grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile*. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile.

Ministerio de Energía. (2014). *Agenda de Energía - Un Desafío País, Progreso Para Todos*. Recuperado el 04 de Junio de 2017, de http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/2014/agenda-de-energia-un-desafio-pais.html

Ministerio de Energía. (2015). *Energía 2050 - Política Energética de Chile.* Recuperado el 04 de Junio de 2017, de http://www.energia2050.cl/uploads/libros/libro_energia_2050.pdf

MMA. (2014). *Ministerio del Medio Ambiente - Visión y Misión*. Recuperado el Mayo de 2017, de http://portal.mma.gob.cl/vision-y-mision/

Mocarquer. (2006). En la variedad está la energía. *Revista Universitaria*, Vol.90.

Morris, P. (2012). La Transición Energética Alemana.

Mosquera, P. (2013). *Energia renovables para todos.* Recuperado el 2014, de fenercom: http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/cuadernos-energias-renovables-para-todos-eolica.pdf

Ontario, M. E. (2014). *energy.gov.on.ca*. Recuperado el 2014, de energy.gov.on.ca: http://www.energy.gov.on.ca/en/archive/electricity-regulations/

Panel de Expertos. (2014). *Panel de Expertios: La Institución*. Recuperado el Mayo de 2017, de http://www.panelexpertos.cl/lainstitucion.php

Pastén, C. (2012). "Chile, energia y desarrollo". *Obras y Proyectos - Scielo, ISSN N° 0718-2813*(11), 28-39.

photon. (2013). *http://www.photon.info/.* Obtenido de http://www.photon.info/photon_home_en.photon

Romero, N. (Marzo de 2011). *Consumo de Energía a Nivel Residencial en Chile y Análisis de Eficiencia Energética en Calefacción.* Recuperado el Agosto de 2017, de Memoria para Optar al Título de Ingeniero Civil de la Universidad de Chile: http://www.tesis.uchile.cl/tesis/uchile/2011/cf-romero_nr/pdfAmont/cf-romero_nr.pdf

Roth, A. (2004). "Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life - cycle costing". *Energy 29 - Science Direct, 2125-2144*(12-15), 12-15.

Rudnick, H. (Noviembre de 2006). *Políticas Públicas UC.* Recuperado el Mayo de 2017, de http://politicaspublicas.uc.cl/wp-content/uploads/2015/02/seguridad-energetica-en-chile-dilemas-oportunidades-y-peligros.pdf

Ruiz, X. (Marzo de 2017). *Latinoamérica y España: Caminos opuestos en el fomento de las ERNC.* Valencia: Universidad Internacional de Valencia. Recuperado el Mayo de 2017, de http://smartgridspain.org/web/blog/2017/03/07/latinoamerica-espana-caminos-opuestos-fomento-las-energias-renovables/

Sauaia, R. L. (2014). *http://www.pv-magazine-latam.com/.* Obtenido de http://www.pv-magazine-latam.com/noticias/detalles/articulo/brasil--un-mercado-complejo--entrevista-con-rodrigo-lopes-sauaia--director-de-absolar-_100016422/

Sauma, E. (2012). *Políticas de Fomento a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), Temas de la Agenda Pública.* Santiago: Centro de Políticas Públicas UC.

T & T Consultoría. (2013). *Estandarización de las líneas de distribución y de segmentación para la regulación de la generación distribuida*. Recuperado el 2014, de Biblioteca del Congreso: http://catalogo.bcn.cl/ipac20/ipac.jsp?profile=bcn&index=BIB&term=248704

Terra. (12 de Agosto de 2014). *Conozca los beneficios de generar energía en su hogar.* Obtenido de http://economia.terra.cl/conozca-los-beneficios-de-generar-energia-en-su-hogar,60eb73cdb96c7410VgnVCM20000099cceb0aRCRD.html

Toledo, A. (Noviembre de 2011). Viabilidad de una planta de energía solar fotovoltaica en Chile. *Tesis MBA Gestión Empresarial, UTFSM*. Santiago, Chile: UTFSM.

Valencia, L. (2007). "New scenario of the non-conventional renewable energies on Chile after the incentives created on the "Short Law I"". *Science Direct, 1*(Renewable Energy 33 (2008) 1429–1434), 6.

WWF. (2014). *Líderes en Energía Limpia.* WWF International.

ANEXOS

Anexo I – 1 Cotizaciones del proyecto.

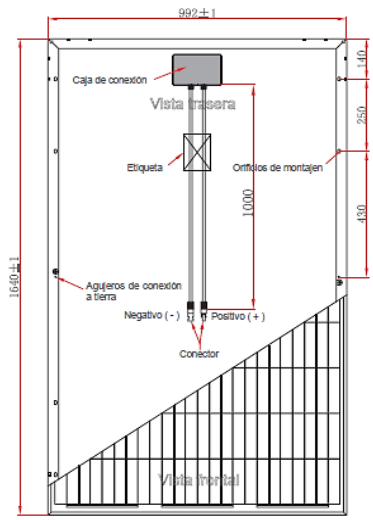
ESSE

Dirección: Pedro León Gallo Nº 674, Providencia - Santiago.
Fono: +56-2-23334424
Mail: contacto@esse.cl

Garantía

Equipo y materiales: 10 años
Entrega de energía:
No debe decrecer más de 2% en un año.
No debe decrecer más de un 3% en los primeros 2 años.
El rendimiento anual no debe degradarse en una tasa mayor al 0,7% en los siguientes 23 años.

Dimensiones



PANEL SOLAR POLICRISTALINO 250 W

Precio:

CLP $131.200.- NETO

CLP $156.128.- IVA INCL.

REFERENCIAS: http://esse.cl/producto/panel-solar-poli-cristalino-250w/

http://esse.cl/wp-content/uploads/2013/10/TWxxxP660.pdf

Descripción:

Panel Solar Poli Cristalino 250 Wp TIANWEI

Certificado SEC - Ley 20.571.

Paneles e inversores certificados para ley 20,571

Especificaciones mecánicas

Dimensiones	1640×992×40mm
Peso	19.5kg
Max. Carga estática, frente (nieve y viento)	5400Pa
Max. Carga estática, espalda (viento)	2400Pa
Max. Impacto de granizo (diámetro/velocidad)	25mm / 23m/s

Materiales de construcción

Cubierta (material, tipo, espesor)	Alta transmisión, bajo nivel de hierro, vidrio templado 3.2mm
Celda (Cantidad, material, tipo, dimensiones)	60 piezas (6*10)/ Polycristalino/156mm x 156mm
Marco (material/color/anodización, color)	aleación de aluminio anodizado/ plata/claro
Caja de conexión (grado de protección)	IP67
Cable (largo/ sección transversal de área)	1000mm (800,900,1100mm)/ 4mm²

TWxxxP660(xxx=230-260)

Características eléctricas

Potencia máxima (Pmax)	230	235	240	245	250	255	260
Potencia máxima Voltaje (Vmp)	29.5	30	30	30	30.5	30.5	31
Potencia máxima corriente (Imp)	7.8	7.83	8	8.17	8.2	8.36	8.39
Voltaje de circuito abierto (Voc)	36.6	37.2	37.2	37.5	37.7	37.8	38.2
Corriente corto circuito (Isc)	8.42	8.46	8.65	8.74	8.84	8.97	9.05
Eficiencia de las celdas encapsuladas (%)	16.9	16.3	16.6	16.9	17.3	17.6	18
Eficiencia el modulo (%)	14.1	14.44	14.75	15.1	15.4	15.67	16
Tolerancia de potencia (W)	0~5						
Máximas series sin protección (A)	15						
Máximo voltaje del sistema (TUV)	DC 1000V						
Temperatura de operación normal (°C)	45±3						

Características eléctricas testeadas a Estándar Test Conditions (STC) definido como: Radiación: 1000w/m2, espectro AM1,5 y temperatura a 25°C.

ESOL
Dirección: Santa Elvira Nº 76, Santiago.
Fono: +56-2-25564871
Mail: contacto@esol.cl

Volver

Inversor en Red Omnik 3.0K-TL2-S

Características

Código:OMN3.0TL2-S

Stock: Disponible

Inversor en Red Omnik 3.0K-TL2-S

MÁS INFORMACIÓN | DESCARGAR

Inversor On Grid, para inyección de energía a la Red, con certificación SEC y perfil chileno pre-configurado de acuerdo a ley 20.571.

INVERSOR EN RED 3 kWp.

Precio:

CLP $480.000.- NETO

CLP $571.200.- IVA INCL.

REFERENCIAS: http://www.esol.cl/detalle_productos.php?id=986

http://www.esol.cl/files/OMN2.5TL2-S.pdf

Descripción:

Inversor On-Grid Omnik 3 kWp 3.0K-TL2-S Certificado SEC - Ley 20.571.

Technical Data

Omniksol-3k/4k/5k-TL2

Type	Omniksol-3k-TL2	Omniksol-4k-TL2	Omniksol-5k-TL2
Input (DC)			
Max. PV Power	3400W	4500W	5200W
Max. DC Voltage	590V	590V	590V
Nominal DC Voltage	360V	360V	360V
Operating MPPT Voltage Range	120 - 550V	120 - 550V	120 - 550V
MPPT Voltage Range at Nominal Power	150 - 500V	200 - 500V	200 - 500V
Start up DC Voltage	150V	150V	150V
Turn off DC Voltage	120V	120V	120V
Max. DC Current	12A/12A	16A/16A	18A/18A
Max. Short Circuit Current for each MPPT	16A/16A	20A/20A	20A/20A
Number of MPP trackers	2	2	2
Max. Input Power for each MPPT	2000W	2600W	3000W
Number of DC Connection for each MPPT	A:1/B:1	A:1/B:1	A:1/B:1
DC Connection Type	MC4 connector	MC4 connector	MC4 connector
Output (AC)			
Max. AC Apparent Power	3300VA	4400VA	5000VA**
Nominal AC Power(cos phi = 1)	3000W	4000W	4600W**
Nominal Grid Voltage	220V/230V/240V	220V/230V/240V	220V/230V/240V
Nominal Grid Frequency	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz
Max. AC Current	14.4A	19.0A	22.0A
Grid Voltage Range*	185-276V	185-276V	185-276V
Grid Frequency Range*	45-55Hz/55-65Hz	45-55Hz/55-65Hz	45-55Hz/55-65Hz
Power Factor	0.95 capacitive...0.95 inductive	0.95 capacitive...0.95 inductive	0.95 capacitive...0.95 inductive
Total Harmonic Distortion (THD)	<2%	<2%	<2%
Feed in Starting Power	30W	30W	30W
Night time Power Consumption	<1W	<1W	<1W
Standby Consumption	6W	6W	6W
AC Connection Type	Plug-in connector	Plug-in connector	Plug-in connector
Efficiency			
Max. Efficiency (at 360Vdc)	98.2%	98.2%	98.2%
Euro Efficiency (at 360Vdc)	97.3%	97.5%	97.5%
MPPT Efficiency	99.9%	99.9%	99.9%

ENEL

Referencia:
https://www.eneldistribucion.cl/galeria/documento/Servicios_No_Regulados_2017_08_01.pdf

PRECIOS DE SERVICIOS INFORMADOS

LISTA DE VALORES DE SERVICIOS INFORMADOS EFECTUADOS POR ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.
ESTOS PRECIOS INCLUYEN UN 19% DE IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA)
Vigencia desde el 01 de Agosto de 2017

SOLICITUDES DE PROYECTOS ASOCIADOS A GENERACIÓN DISTRIBUIDA - NET BILLING

1.- Estudios Técnicos:

a) Solicitud de Información (al presentar Formulario 1)	UF	0,691
b) Solicitud de Conexión (al presentar Formulario 3):		
• Con presentación de Formulario 1 Previo, cuando el Equipo de Generación < Capacidad Instalada Permitida		Sin Costo
• Con presentación de Formulario 1 Previo, cuando el Equipo de Generación > Capacidad Instalada Permitida	UF	0,949
• Sin presentación de Formulario 1 Previo (*)	UF	1,589

(*) En caso de que Equipo de Generación < Capacidad Instalada Permitida, se devolverá UF 0,898.

2.- Trabajos de Empalme:

Empalmes monofásicos

a) Arriendo Mensual de Medidor bidireccional [$/medidor/mes]	$	450,8
b) Cambio de medidor a bidireccional (no incluye equipo de medida)	UF	0,462
c) Cambio de medidor a bidireccional (incluye equipo de medida)	UF	2,720
d) Reprogramación de Medidor (**)	UF	0,422

Empalmes trifásicos

a) Cambio de medidor a bidireccional Trifásicos en B.T. sin Indicador de Demanda (no incluye equipo de medida)	UF	0,873
b) Cambio de medidor a bidireccional Trifásicos en B.T. con Indicador de Demanda (no incluye equipo de medida)	UF	1,022
c) Cambio de medidor a bidireccional Trifásicos en B.T. (incluye equipo de medida)	UF	17,3785
d) Reprogramación de Medidor (**)	UF	0,633

(**) Solo medidores con características técnicas que permita registrar energía inyectada.

3.- Puesta en Servicio:

a) Supervisión puesta en servicio Equipo de Generación	UF	0,469

INDICADORES

Dolar interbancario = 624,50 Gráfico

UF = 26.642,59 IPC = 0,20%

*Tiempo de desfase (20 min.)

Costos considerados:
1 - a): UF 0,691
2 - c): UF 2,72
3 - a): UF 0,469

COSTO DE CONEXIÓN TOTAL: UF 3,88, considerando un valor de 1 UF al 22 de Septiembre de 2017 de CLP $26.642,59, se obtiene un total de CLP $103.373.- IVA INCLUIDO.

ESSE

Dirección: Pedro León Gallo Nº 674, Providencia - Santiago.
Fono: +56-2-23334424
Mail: contacto@esse.cl

Referencia: http://esse.cl/wp-content/uploads/2016/03/Kit-3kW.pdf

- COSTO DE CABLES, AUTOMÁTICOS , FERRETERÍA Y ACCESORIOS:

  CLP $105.000.- NETO
  CLP $124.950.- IVA INCL.

- COSTO DE ESTRUCTURA DE SOPORTE Y ANCLAJE A TECHUMBRE (12 UNIDADES):

  CLP $540.000.- NETO
  CLP $642.600.- IVA INCL.

- COSTO DE TRABAJOS DE INSTALACIÓN, SUPERVISIÓN Y PRUEBAS:

  CLP $580.000.- NETO
  CLP $690.200.- IVA INCL.

- TRASLADOS Y GASTOS GENERALES:

  CLP $270.000.- NETO
  CLP $321.300.- IVA INCL.

COSTO TOTAL POR TRABAJOS DE INSTALACIÓN, CONEXIONADO Y PRUEBAS:
CLP $1.495.000.- NETO
CLP $1.779.050.- IVA INCL.

Anexo II – 1 Hoja de Cálculo RETScreen - "Información del proyecto"

Natural Resources Canada Ressources naturelles Canada Canada

RETScreen® International
www.retscreen.net

Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia

Información del proyecto

Ver la base de datos del proyecto

Nombre del Proyecto	Generacion Fotovoltaica
Ubicación del Proyecto	Peñalolén
Preparado para	Tesina MBA UTFSM
Preparado por	Roberto Fuentes N.
Tipo de proyecto	Generación de electricidad
Tecnología	Fotovoltaico
Tipo de red	Red central y carga interna
Tipo de análisis	Método 2
Poder calorífico de referencia	Poder Calorífico Inferior (PCI)
Mostrar parámetros	☑
Idioma	Spanish - Español
Manual de usuario	English - Anglais
Moneda	Chile
Unidades	Unidades métricas

Condiciones de referencia del sitio

Seleccionar ubicación de datos meteorológicos

Ubicación de datos meteorológicos	Peñalolén - [Explorador Solar Universidad de Chile]
Mostrar datos	☑

	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Ubicación del Proyecto
Latitud	°N	-33,5	-33,5
Longitud	°E	-70,5	-70,5
Elevación	m	807	807
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	0,0	
Temperatura de diseño del aire acondicionad	°C	30,7	
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	21,2	

Mes		Temperatura del aire	Humedad relativa	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Días-grado de calentamiento	Días-grado de enfriamiento
		°C	%	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero		20,8	54,5%	6,77	83,1	1,6	21,8	0	335
Febrero		20,2	58,0%	6,02	83,1	1,5	20,9	0	286
Marzo		18,2	62,6%	4,88	83,1	1,4	17,9	0	254
Abril		14,5	69,7%	3,14	83,1	1,5	12,1	105	135
Mayo		10,7	78,7%	1,93	83,1	1,5	7,0	226	22
Junio		8,8	83,0%	1,58	83,1	1,6	3,9	276	0
Julio		8,0	83,0%	1,61	83,1	1,5	2,5	310	0
Agosto		9,6	80,5%	2,11	83,2	1,6	4,2	260	0
Setiembre		11,7	76,1%	3,25	83,1	1,6	7,4	189	51
Octubre		14,6	69,0%	4,29	83,1	1,4	12,3	105	143
Noviembre		17,3	61,2%	5,98	83,1	1,6	16,6	21	219
Diciembre		19,7	55,9%	6,80	83,1	1,6	20,3	0	301
Anual		14,5	69,4%	4,02	83,1	1,5	12,2	1.493	1.745
Medido a	m					10,0	0,0		

Llene la Hoja de Carga y Red

© Minister of Natural Resources Canada 1997-2013.

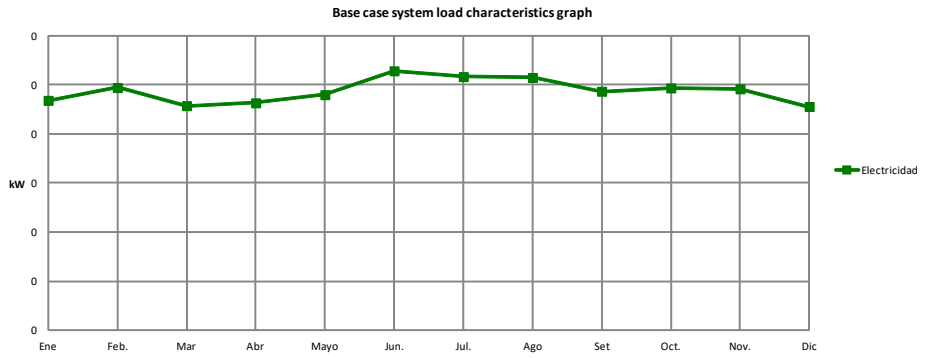
Anexo II – 2 Hoja de Cálculo RETScreen - "Carga y red"

Diseño de Red y Carga RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Proyecto de generación eléctrica	Unidad	
Sistema eléctrico de potencia del caso base		
Tipo de red		Red central y carga interna

Características de carga del caso base

Mes		Electricidad carga bruta media kW
Enero		0
Febrero		0
Marzo		0
Abril		0
Mayo		0
Junio		0
Julio		0
Agosto		0
Setiembre		0
Octubre		0
Noviembre		0
Diciembre		0
Carga eléctrica de punta del sistema sobre media mensual máx.		0,0%
Carga punta - anual		0
Demanda de electricidad	MWh	2
Tarifa de electricidad - caso base	CLP/kWh	110,090
Costo total de electricidad	CLP	235.364



Mediciones de eficiencia energética - caso propuesto

Mediciones de eficiencia energética - uso-final	%	0%
Carga eléctrica de punta neta	kW	0
Demanda de electricidad neta	MWh	2

Observación, el programa no muestra los decimales ingresados en la carga mensual, sin embargo los considera correctamente.

Anexo II – 3 Hoja de Cálculo RETScreen - "Modelo de energía" - caso Net Billing actual.

Modelo de Energía RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

☐ Muestre unidades alternativas

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto

Tipo de análisis: ○ Método 1 ⊙ Método 2

Evaluación de recursos

Modo de rastreo solar		Fijado
Inclinación	°	33,0
Azimut	°	180,0

☑ Mostrar datos

Mes	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m²/d	Radiación solar diaria - inclinado kWh/m²/d	Tarifa de exportación de electricidad CLP/MWh	Electricidad exportada a la red MWh
Enero	6,77	6,12	63.498,3	0,228
Febrero	6,02	5,88	63.498,3	0,198
Marzo	4,88	5,25	63.498,3	0,198
Abril	3,14	3,72	63.498,3	0,139
Mayo	1,93	2,44	63.498,3	0,097
Junio	1,58	2,08	63.498,3	0,081
Julio	1,61	2,03	63.498,3	0,082
Agosto	2,11	2,47	63.498,3	0,098
Setiembre	3,25	3,52	63.498,3	0,134
Octubre	4,29	4,27	63.498,3	0,165
Noviembre	5,98	5,53	63.498,3	0,203
Diciembre	6,80	6,04	63.498,3	0,226
Anual	**4,02**	**4,10**	**63498,30**	**1,849**

Radiación solar anual - horizontal	MWh/m²	1,47
Radiación solar anual - inclinado	MWh/m²	1,50

Fotovoltaico

Tipo		poliSi	
Capacidad de generación eléctrica	kW	3,00	*Vea la base de datos del producto*
Fabricante		CP-Solar	
Modelo		poliSi - CPS250P36	12 unidad(es)
Eficiencia	%	15,4%	
Temperatura normal de operación de las celdas	°C	45	
Coeficiente de temperatura	% / °C	0,40%	
Área del colector solar	m²	19	
Pérdidas varias	%	3,0%	

Inversor

Eficiencia	%	98,2%
Capacidad	kW	3,0
Pérdidas varias	%	3,0%

Resumen

Factor de utilización	%	15,2%
Electricidad entregada a la carga	MWh	2,138
Electricidad exportada a la red	MWh	1,849

Estrategia de operación - sistema eléctrico de potencia de carga

Tarifa de electricidad - caso base	CLP/MWh	110.090,00
Precio de combustible - caso propuesto	CLP/MWh	0,00
Precio de electricidad - caso propuesto	CLP/MWh	110.090,00

Estrategias de operación	Electricidad entregada a la carga MWh	Electricidad exportada a la red MWh	Electricidad restante requerida MWh	Combust. del sistema eléctrico de potencia MWh	Ganancia (pérdida) operativa CLP	Eficiencia %
Potencia eléctrica a plena capacidad	**2**	**2**	**0**	**0**	**352.745**	-
Seguimiento de la potencia eléctrica de carga	2	0	0	0	235.364	-

Escoja la estrategia de operación: Potencia eléctrica a plena capacidad

Anexo II – 4 Hoja de Cálculo RETScreen - "Modelo de energía" - caso similar al alemán.

Modelo de Energía RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

☐ Muestre unidades alternativas

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto

Tipo de análisis
○ Método 1
⊙ Método 2

Evaluación de recursos

Modo de rastreo solar		Fijado
Inclinación	°	33,0
Azimut	°	180,0

☑ Mostrar datos

Mes	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m²/d	Radiación solar diaria - inclinado kWh/m²/d	Tarifa de exportación de electricidad CLP/MWh	Electricidad exportada a la red MWh
Enero	6,77	6,12	184.951,2	0,228
Febrero	6,02	5,88	184.951,2	0,198
Marzo	4,88	5,25	184.951,2	0,198
Abril	3,14	3,72	184.951,2	0,139
Mayo	1,93	2,44	184.951,2	0,097
Junio	1,58	2,08	184.951,2	0,081
Julio	1,61	2,03	184.951,2	0,082
Agosto	2,11	2,47	184.951,2	0,098
Setiembre	3,25	3,52	184.951,2	0,134
Octubre	4,29	4,27	184.951,2	0,165
Noviembre	5,98	5,53	184.951,2	0,203
Diciembre	6,80	6,04	184.951,2	0,226
Anual	**4,02**	**4,10**	**184951,20**	**1,849**

Radiación solar anual - horizontal	MWh/m²	1,47
Radiación solar anual - inclinado	MWh/m²	1,50

Fotovoltaico

Tipo		poliSi	
Capacidad de generación eléctrica	kW	3,00	*Vea la base de datos del producto*
Fabricante		CP-Solar	
Modelo		poliSi - CPS250P36	12 unidad(es)
Eficiencia	%	15,4%	
Temperatura normal de operación de las celdas	°C	45	
Coeficiente de temperatura	% / °C	0,40%	
Área del colector solar	m²	19	
Pérdidas varias	%	3,0%	

Inversor

Eficiencia	%	98,2%
Capacidad	kW	3,0
Pérdidas varias	%	3,0%

Resumen

Factor de utilización	%	15,2%
Electricidad entregada a la carga	MWh	2,138
Electricidad exportada a la red	MWh	1,849

Estrategia de operación - sistema eléctrico de potencia de carga

Tarifa de electricidad - caso base	CLP/MWh	110.090,00
Precio de combustible - caso propuesto	CLP/MWh	0,00
Precio de electricidad - caso propuesto	CLP/MWh	110.090,00

Estrategias de operación	Electricidad entregada a la carga MWh	Electricidad exportada a la red MWh	Electricidad restante requerida MWh	Combust. del sistema eléctrico de potencia MWh	Ganancia (pérdida) operativa CLP	Eficiencia %
Potencia eléctrica a plena capacidad	2	2	0	0	577.259	-
Seguimiento de la potencia eléctrica de carga	2	0	0	0	235.364	-

Escoja la estrategia de operación: Potencia eléctrica a plena capacidad

Anexo II – 5 Hoja de Cálculo RETScreen - "Modelo de energía" - caso Net Metering.

Modelo de Energía RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

☐ Muestre unidades alternativas

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto

Tipo de análisis: ○ Método 1 ⊙ Método 2

Evaluación de recursos

Modo de rastreo solar		Fijado
Inclinación	°	33,0
Azimut	°	180,0

☑ Mostrar datos

Mes	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m²/d	Radiación solar diaria - inclinado kWh/m²/d	Tarifa de exportación de electricidad CLP/MWh	Electricidad exportada a la red MWh
Enero	6,77	6,12	110.090,0	0,228
Febrero	6,02	5,88	110.090,0	0,198
Marzo	4,88	5,25	110.090,0	0,198
Abril	3,14	3,72	110.090,0	0,139
Mayo	1,93	2,44	110.090,0	0,097
Junio	1,58	2,08	110.090,0	0,081
Julio	1,61	2,03	110.090,0	0,082
Agosto	2,11	2,47	110.090,0	0,098
Setiembre	3,25	3,52	110.090,0	0,134
Octubre	4,29	4,27	110.090,0	0,165
Noviembre	5,98	5,53	110.090,0	0,203
Diciembre	6,80	6,04	110.090,0	0,226
Anual	**4,02**	**4,10**	**110090,00**	**1,849**

Radiación solar anual - horizontal	MWh/m²	1,47
Radiación solar anual - inclinado	MWh/m²	1,50

Fotovoltaico

Tipo		poliSi	
Capacidad de generación eléctrica	kW	3,00	*Vea la base de datos del producto*
Fabricante		CP-Solar	
Modelo		poliSi - CPS250P36	12 unidad(es)
Eficiencia	%	15,4%	
Temperatura normal de operación de las celdas	°C	45	
Coeficiente de temperatura	% / °C	0,40%	
Área del colector solar	m²	19	
Pérdidas varias	%	3,0%	

Inversor

Eficiencia	%	98,2%
Capacidad	kW	3,0
Pérdidas varias	%	3,0%

Resumen

Factor de utilización	%	15,2%
Electricidad entregada a la carga	MWh	2,138
Electricidad exportada a la red	MWh	1,849

Estrategia de operación - sistema eléctrico de potencia de carga

Tarifa de electricidad - caso base	CLP/MWh	110.090,00
Precio de combustible - caso propuesto	CLP/MWh	0,00
Precio de electricidad - caso propuesto	CLP/MWh	110.090,00

Estrategias de operación	Electricidad entregada a la carga MWh	Electricidad exportada a la red MWh	Electricidad restante requerida MWh	Combust. del sistema eléctrico de potencia MWh	Ganancia (pérdida) operativa CLP	Eficiencia %
Potencia eléctrica a plena capacidad	**2**	**2**	**0**	**0**	**438.873**	-
Seguimiento de la potencia eléctrica de carga	2	0	0	0	235.364	-

Escoja la estrategia de operación: Potencia eléctrica a plena capacidad

Anexo II – 6 Hoja de Cálculo RETScreen - "Análisis de costos".

Análisis de Costos RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Selección - opciones		
⦿ Método 1	⦿ Notas/Rango	Notas/Rango
○ Método 2	○ Segunda moneda	Ninguno
	○ Reparto de costos	

Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.		Monto	Costos relat.
Estudio de factibilidad						
Estudio de factibilidad	costo			CLP	-	
Subtotal:				CLP	-	0,0%
Desarrollo						
Desarrollo	costo			CLP	-	
Subtotal:				CLP	-	0,0%
Ingeniería						
Ingeniería	costo			CLP	-	
Subtotal:				CLP	-	0,0%
Sistema eléctrico de potencia						
Carga de base - Fotovoltaico	kW	3,00	CLP 624.512	CLP	1.873.536	
Carga de punta - Electricidad de la red	kW	0,26		CLP	-	
Caminos-accesos	km			CLP	-	
Línea de transmisión	km			CLP	-	
Subestación	proyecto			CLP	-	
Mediciones de eficiencia energética	proyecto			CLP	-	
Inversor en Red para 220 V - 50 Hz - 3 kWp	costo	1	CLP 571.200	CLP	571.200	
Costo de Conexión NetBilling ENEL	costo	1	CLP 103.373	CLP	103.373	
Subtotal:				CLP	2.548.109	57,7%
Balance del sistema y misceláneos						
Repuestos	%			CLP	-	
Transporte	proyecto	1	CLP 321.300	CLP	321.300	
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d	1	CLP 690.200	CLP	690.200	
Cables, automáticos, accesorios, estructuras	costo	1	CLP 767.550	CLP	767.550	
Contingencias	%	2,0%	CLP 4.327.159	CLP	86.543	
Intereses durante la construcción			CLP 4.413.702	CLP	-	
Subtotal:		Ingrese número de meses		CLP	1.865.593	42,3%
Costos iniciales totales				CLP	4.413.702	100,0%

Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.		Monto
Operación y Mantenimiento					
Partes y labor	proyecto	1	CLP 50.000	CLP	50.000
Definido por el usuario	costo			CLP	-
Contingencias	%		CLP 50.000	CLP	-
Subtotal:				CLP	50.000

Ahorros anuales	Unidad	Cantidad	Costo unit.		Monto
Costo de combustible - caso base					
Electricidad	MWh	2	CLP 110.090,000	CLP	235.364
Subtotal:				CLP	235.364

Costos periódicos (créditos)	Unidad	Año	Costo unit.		Monto
Definido por el usuario	costo			CLP	-
				CLP	-
Fin de la vida del proyecto	costo			CLP	-

Anexo II – 7 Hoja de Cálculo RETScreen - "Análisis financiero" - caso Net Billing actual.

Análisis Financiero RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Parámetros financieros

General		
Tasa escalamiento de combustibles	%	10,0%
Tasa de inflación	%	3,0%
Tasa de descuento	%	6,0%
Tiempo de vida del proyecto	año	15
Finanza		
Incentivos y donaciones	CLP	
Relación de deuda	%	
Análisis de impuesto a la renta		☐

Renta anual

Renta por exportación de electricidad		
Electricidad exportada a la red	MWh	2
Tarifa de exportación de electricidad	CLP/MWh	63.498,30
Renta por exportación de electricidad	CLP	117.381
Tasa de escalamiento de exportación de	%	5,0%
Renta por reducción de GEI		☐
Ingresos "premium" del cliente (rebaja)		☐
Otros ingresos (costo)		☐
Renta por producción de Energía Limpia (EL)		☐

Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto

Costos iniciales			
Sistema eléctrico de potencia	57,7%	CLP	2.548.109
Balance del sistema y misc.	42,3%	CLP	1.865.593
Costos iniciales totales	**100,0%**	**CLP**	**4.413.702**
Costos anuales/pagos de deuda			
Operación y Mantenimiento		CLP	50.000
Costo de combustible - caso propuesto		CLP	0
Costos anuales totales		**CLP**	**50.000**
Costos periódicos (créditos)			
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base		CLP	235.364
Renta por exportación de electricidad		CLP	117.381
Total renta y ahorros anuales		**CLP**	**352.745**

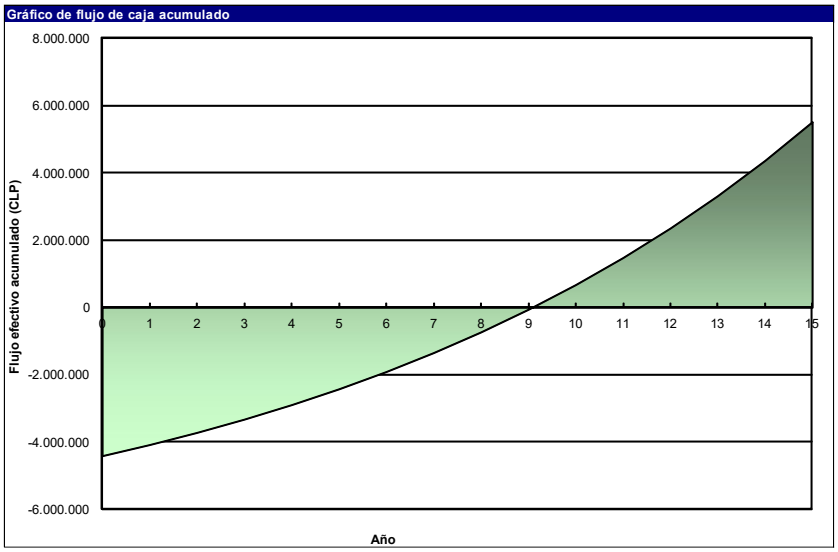
Viabilidad financiera

TIR antes de impuestos - capital	%	9,7%
TIR antes - impuestos - activos	%	9,7%
TIR luego de impuestos - capital	%	9,7%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%	9,7%
Pago simple de retorno del capital	año	14,6
Repago - capital	año	9,1
Valor Presente Neto (VPN)	CLP	1.428.322
Ahorros anuales en ciclo de vida	CLP/año	147.064
Relación Beneficio-Costo		1,32

Flujos de caja anuales

Año #	Antes-impuestos CLP	Después-impuestos CLP	Acumulado CLP
0	-4.413.702	-4.413.702	-4.413.702
1	330.651	330.651	-4.083.052
2	361.158	361.158	-3.721.893
3	394.516	394.516	-3.327.377
4	430.999	430.999	-2.896.378
5	470.904	470.904	-2.425.475
6	514.561	514.561	-1.910.914
7	562.331	562.331	-1.348.582
8	614.611	614.611	-733.972
9	671.834	671.834	-62.137
10	734.479	734.479	672.342
11	803.071	803.071	1.475.413
12	878.185	878.185	2.353.598
13	960.454	960.454	3.314.051
14	1.050.572	1.050.572	4.364.623
15	1.149.303	1.149.303	5.513.926

Gráfico de flujo de caja acumulado



Anexo II – 8 Hoja de Cálculo RETScreen - "Análisis financiero" - caso similar al alemán.

Análisis Financiero RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Parámetros financieros

General		
Tasa escalamiento de combustibles	%	10,0%
Tasa de inflación	%	3,0%
Tasa de descuento	%	6,0%
Tiempo de vida del proyecto	año	15
Finanza		
Incentivos y donaciones	CLP	
Relación de deuda	%	
Análisis de impuesto a la renta		☐

Renta anual

Renta por exportación de electricidad		
Electricidad exportada a la red	MWh	2
Tarifa de exportación de electricidad	CLP/MWh	184.951,20
Renta por exportación de electricidad	CLP	341.895
Tasa de escalamiento de exportación de	%	0,0%
Renta por reducción de GEI		☐
Ingresos "premium" del cliente (rebaja)		☐
Otros ingresos (costo)		☐
Renta por producción de Energía Limpia (EL)		☐

Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto

Costos iniciales			
Sistema eléctrico de potencia	57,7%	CLP	2.548.109
Balance del sistema y misc.	42,3%	CLP	1.865.593
Costos iniciales totales	**100,0%**	**CLP**	**4.413.702**
Costos anuales/pagos de deuda			
Operación y Mantenimiento		CLP	50.000
Costo de combustible - caso propuesto		CLP	0
Costos anuales totales		**CLP**	**50.000**
Costos periódicos (créditos)			
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base		CLP	235.364
Renta por exportación de electricidad		CLP	341.895
Total renta y ahorros anuales		**CLP**	**577.259**

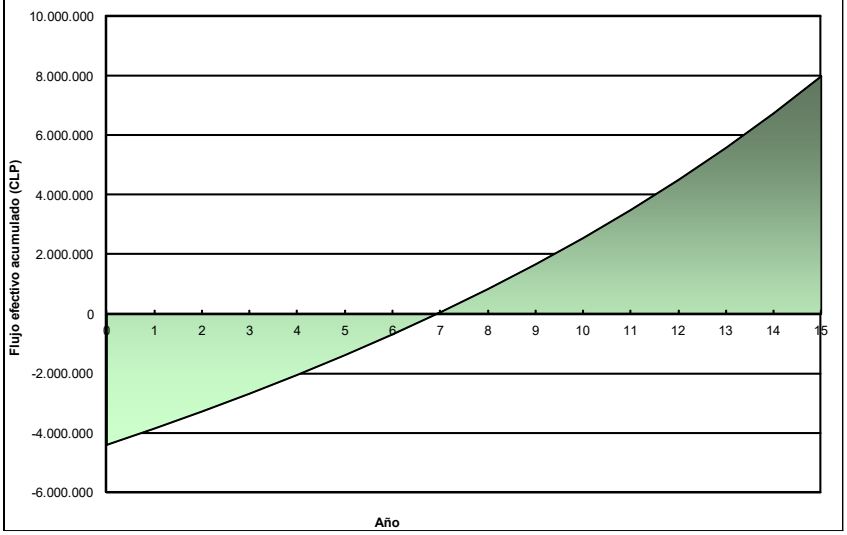
Viabilidad financiera

TIR antes de impuestos - capital	%	14,0%
TIR antes - impuestos - activos	%	14,0%
TIR luego de impuestos - capital	%	14,0%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%	14,0%
Pago simple de retorno del capital	año	8,4
Repago - capital	año	6,9
Valor Presente Neto (VPN)	CLP	3.115.386
Ahorros anuales en ciclo de vida	CLP/año	320.769
Relación Beneficio-Costo		1,71

Flujos de caja anuales

Año #	Antes-impuestos CLP	Después-impuestos CLP	Acumulado CLP
0	-4.413.702	-4.413.702	-4.413.702
1	549.296	549.296	-3.864.407
2	573.641	573.641	-3.290.766
3	600.528	600.528	-2.690.237
4	630.216	630.216	-2.060.021
5	662.988	662.988	-1.397.034
6	699.154	699.154	-697.879
7	739.060	739.060	41.180
8	783.081	783.081	824.261
9	831.633	831.633	1.655.894
10	885.173	885.173	2.541.067
11	944.205	944.205	3.485.272
12	1.009.281	1.009.281	4.494.552
13	1.081.009	1.081.009	5.575.561
14	1.160.061	1.160.061	6.735.622
15	1.247.171	1.247.171	7.982.793

Gráfico de flujo de caja acumulado



Anexo II – 9 Hoja de Cálculo RETScreen - "Análisis financiero" - caso Net Metering.

Análisis Financiero RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Parámetros financieros

General		
Tasa escalamiento de combustibles	%	10,0%
Tasa de inflación	%	3,0%
Tasa de descuento	%	6,0%
Tiempo de vida del proyecto	año	15
Finanza		
Incentivos y donaciones	CLP	
Relación de deuda	%	

Análisis de impuesto a la renta ☐

Renta anual

Renta por exportación de electricidad		
Electricidad exportada a la red	MWh	2
Tarifa de exportación de electricidad	CLP/MWh	110.090,00
Renta por exportación de electricidad	CLP	203.509
Tasa de escalamiento de exportación de	%	5,0%

Renta por reducción de GEI ☐

Ingresos "premium" del cliente (rebaja) ☐

Otros ingresos (costo) ☐

Renta por producción de Energía Limpia (EL) ☐

Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto

Costos iniciales			
Sistema eléctrico de potencia	57,7%	CLP	2.548.109
Balance del sistema y misc.	42,3%	CLP	1.865.593
Costos iniciales totales	**100,0%**	**CLP**	**4.413.702**
Costos anuales/pagos de deuda			
Operación y Mantenimiento		CLP	50.000
Costo de combustible - caso propuesto		CLP	0
Costos anuales totales		**CLP**	**50.000**
Costos periódicos (créditos)			
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base		CLP	235.364
Renta por exportación de electricidad		CLP	203.509
Total renta y ahorros anuales		**CLP**	**438.873**

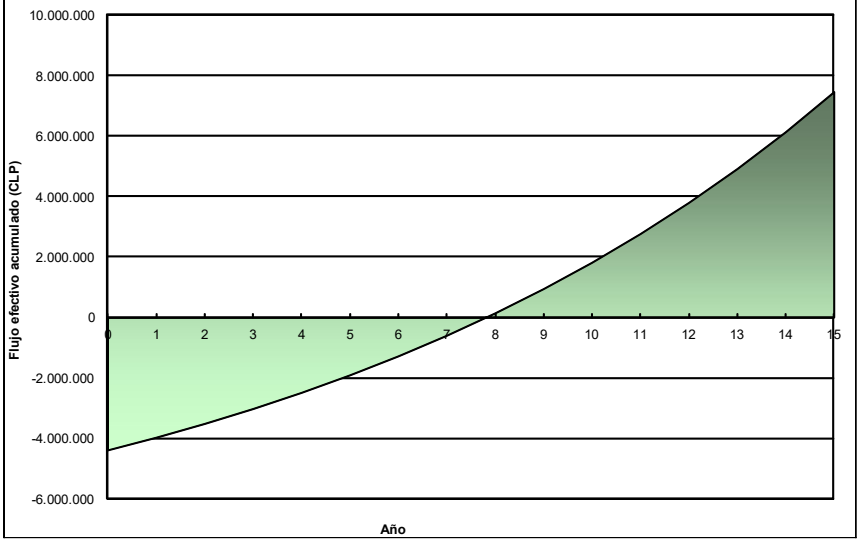
Viabilidad financiera

TIR antes de impuestos - capital	%	12,5%
TIR antes - impuestos - activos	%	12,5%
TIR luego de impuestos - capital	%	12,5%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%	12,5%
Pago simple de retorno del capital	año	11,3
Repago - capital	año	7,8
Valor Presente Neto (VPN)	CLP	2.626.902
Ahorros anuales en ciclo de vida	CLP/año	270.473
Relación Beneficio-Costo		1,60

Flujos de caja anuales

Año #	Antes-impuestos CLP	Después-impuestos CLP	Acumulado CLP
0	-4.413.702	-4.413.702	-4.413.702
1	421.085	421.085	-3.992.617
2	456.114	456.114	-3.536.503
3	494.220	494.220	-3.042.283
4	535.688	535.688	-2.506.595
5	580.827	580.827	-1.925.768
6	629.981	629.981	-1.295.787
7	683.522	683.522	-612.265
8	741.861	741.861	129.596
9	805.447	805.447	935.043
10	874.773	874.773	1.809.816
11	950.379	950.379	2.760.195
12	1.032.858	1.032.858	3.793.053
13	1.122.861	1.122.861	4.915.914
14	1.221.099	1.221.099	6.137.013
15	1.328.357	1.328.357	7.465.370

Gráfico de flujo de caja acumulado



Anexo II – 10 Hoja de Cálculo RETScreen - "Análisis financiero" - caso Net Metering.

Análisis Financiero RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Parámetros financieros

General		
Tasa escalamiento de combustibles	%	10,0%
Tasa de inflación	%	3,0%
Tasa de descuento	%	6,0%
Tiempo de vida del proyecto	año	15
Finanza		
Incentivos y donaciones	CLP	
Relación de deuda	%	

Análisis de impuesto a la renta ☐

Renta anual

Renta por exportación de electricidad		
Electricidad exportada a la red	MWh	2
Tarifa de exportación de electricidad	CLP/MWh	110.090,00
Renta por exportación de electricidad	CLP	203.509
Tasa de escalamiento de exportación de	%	5,0%

Renta por reducción de GEI ☐

Ingresos "premium" del cliente (rebaja) ☐

Otros ingresos (costo) ☐

Renta por producción de Energía Limpia (EL) ☐

Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto

Costos iniciales			
Sistema eléctrico de potencia	57,7%	CLP	2.548.109
Balance del sistema y misc.	42,3%	CLP	1.865.593
Costos iniciales totales	**100,0%**	**CLP**	**4.413.702**
Costos anuales/pagos de deuda			
Operación y Mantenimiento		CLP	50.000
Costo de combustible - caso propuesto		CLP	0
Costos anuales totales		**CLP**	**50.000**
Costos periódicos (créditos)			
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base		CLP	235.364
Renta por exportación de electricidad		CLP	203.509
Total renta y ahorros anuales		**CLP**	**438.873**

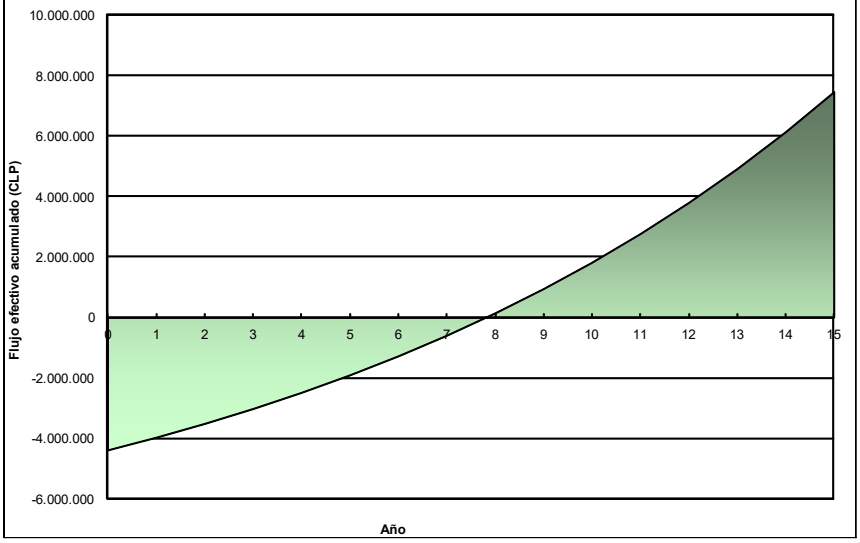
Viabilidad financiera

TIR antes de impuestos - capital	%	12,5%
TIR antes - impuestos - activos	%	12,5%
TIR luego de impuestos - capital	%	12,5%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%	12,5%
Pago simple de retorno del capital	año	11,3
Repago - capital	año	7,8
Valor Presente Neto (VPN)	CLP	2.626.902
Ahorros anuales en ciclo de vida	CLP/año	270.473
Relación Beneficio-Costo		1,60

Flujos de caja anuales

Año #	Antes-impuestos CLP	Después-impuestos CLP	Acumulado CLP
0	-4.413.702	-4.413.702	-4.413.702
1	421.085	421.085	-3.992.617
2	456.114	456.114	-3.536.503
3	494.220	494.220	-3.042.283
4	535.688	535.688	-2.506.595
5	580.827	580.827	-1.925.768
6	629.981	629.981	-1.295.787
7	683.522	683.522	-612.265
8	741.861	741.861	129.596
9	805.447	805.447	935.043
10	874.773	874.773	1.809.816
11	950.379	950.379	2.760.195
12	1.032.858	1.032.858	3.793.053
13	1.122.861	1.122.861	4.915.914
14	1.221.099	1.221.099	6.137.013
15	1.328.357	1.328.357	7.465.370

Gráfico de flujo de caja acumulado



Anexo II – 11 Hoja de Cálculo RETScreen - "Análisis de Riesgo" - caso Net Billing actual.

Análisis de Riesgo y Sensibilidad RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

☑ Análisis de sensibilidad

Efectúe análisis sobre	Valor Presente Neto (VPN)	
Rango de sensibilidad	73%	
Umbral	0	CLP

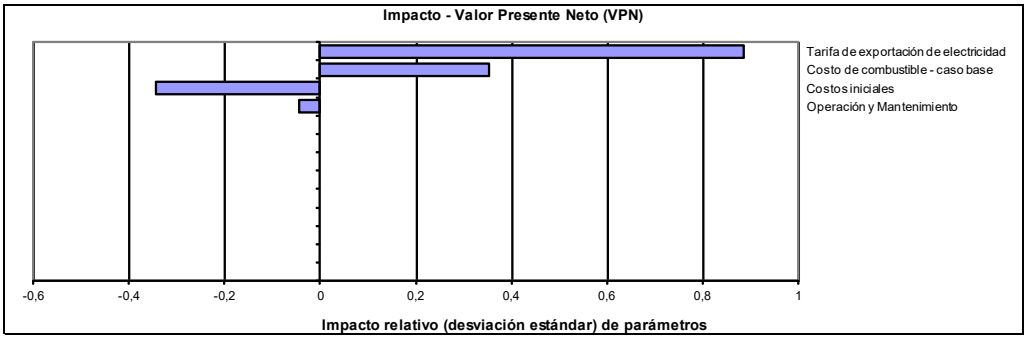
Tarifa de exportación de electricidad			Costos iniciales			CLP
CLP/MWh		1.175.161	2.794.431	4.413.702	6.032.973	7.652.244
		-73%	-37%	0%	37%	73%
16.906,60	-73%	3.468.284	1.849.013	229.742	-1.389.529	-3.008.800
40.202,45	-37%	4.067.574	2.448.303	829.032	-790.239	-2.409.510
63.498,30	0%	4.666.864	3.047.593	**1.428.322**	-190.949	-1.810.220
86.794,15	37%	5.266.154	3.646.883	2.027.612	408.341	-1.210.929
110.090,00	73%	5.865.444	4.246.173	2.626.902	1.007.631	-611.639

Operación y Mantenimiento			Costos iniciales			CLP
CLP		1.175.161	2.794.431	4.413.702	6.032.973	7.652.244
		-73%	-37%	0%	37%	73%
13.313	-73%	5.107.616	3.488.345	1.869.074	249.804	-1.369.467
31.656	-37%	4.887.240	3.267.969	1.648.698	29.427	-1.589.843
50.000	0%	4.666.864	3.047.593	**1.428.322**	-190.949	-1.810.220
68.344	37%	4.446.488	2.827.217	1.207.946	-411.325	-2.030.596
86.687	73%	4.226.111	2.606.841	987.570	-631.701	-2.250.972

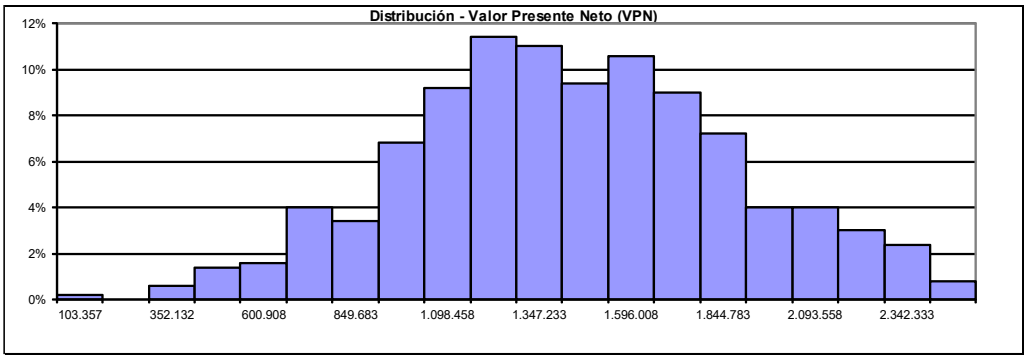
☑ Análisis de riesgo

Efectúe análisis sobre: Valor Presente Neto (VPN)

Parámetro	Unidad	Valor	Rango (+/-)	Mínimo	Máximo
Costos iniciales	CLP	4.413.702	10%	3.972.332	4.855.072
Operación y Mantenimiento	CLP	50.000	10%	45.000	55.000
Costo de combustible - caso base	CLP	235.364	10%	211.828	258.901
Tarifa de exportación de electricidad	CLP/MWh	63.498,30	73%	16.906,60	110.090,00



Mediana	CLP	1.414.965
Nivel de riesgo	%	10,0%
Mínimo en intervalo de confianza	CLP	714.495
Máximo en intervalo de confianza	CLP	2.221.353



Anexo II – 12 Hoja de Cálculo RETScreen - "Análisis de Riesgo" - caso similar al alemán.

Análisis de Riesgo y Sensibilidad RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

☑ Análisis de sensibilidad

Efectúe análisis sobre	Valor Presente Neto (VPN)	
Rango de sensibilidad	191%	
Umbral	0	CLP

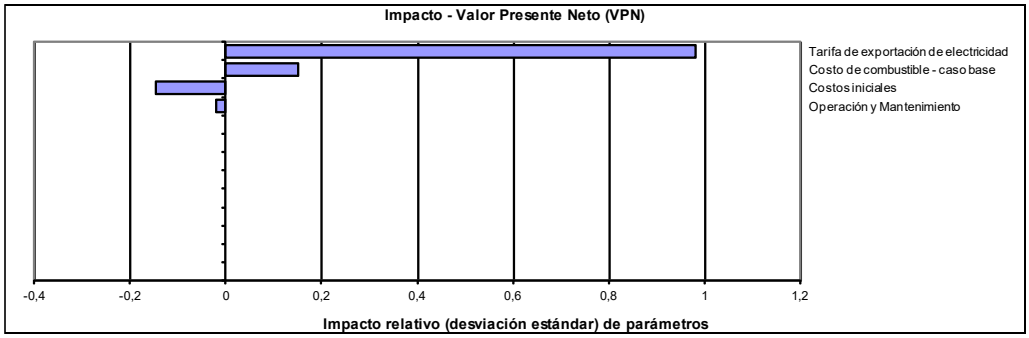
Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales				CLP
CLP/MWh		-4.028.365	192.668	4.413.702	8.634.736	12.855.770
		-191%	-96%	0%	96%	191%
-57.954,60	-191%	6.745.991	2.524.957	-1.696.076	-5.917.110	-10.138.144
2.771,85	-96%	8.308.190	4.087.157	-133.877	-4.354.911	-8.575.945
63.498,30	0%	9.870.390	5.649.356	**1.428.322**	-2.792.712	-7.013.745
124.224,75	96%	11.432.589	7.211.555	2.990.521	-1.230.512	-5.451.546
184.951,20	191%	12.994.788	8.773.754	4.552.721	331.687	-3.889.347

Operación y Mantenimiento		Costos iniciales				CLP
CLP		-4.028.365	192.668	4.413.702	8.634.736	12.855.770
		-191%	-96%	0%	96%	191%
-45.635	-191%	11.019.320	6.798.287	2.577.253	-1.643.781	-5.864.815
2.183	-96%	10.444.855	6.223.821	2.002.787	-2.218.246	-6.439.280
50.000	0%	9.870.390	5.649.356	**1.428.322**	-2.792.712	-7.013.745
97.817	96%	9.295.924	5.074.890	853.857	-3.367.177	-7.588.211
145.635	191%	8.721.459	4.500.425	279.391	-3.941.642	-8.162.676

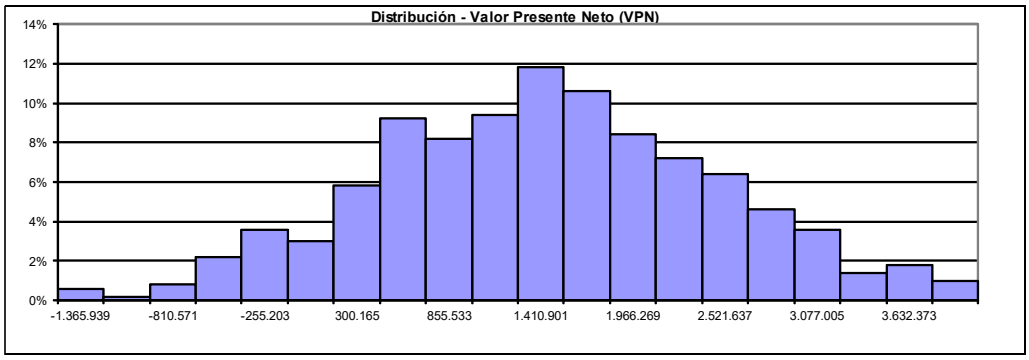
☑ Análisis de riesgo

Efectúe análisis sobre	Valor Presente Neto (VPN)

Parámetro	Unidad	Valor	Rango (+/-)	Mínimo	Máximo
Costos iniciales	CLP	4.413.702	10%	3.972.332	4.855.072
Operación y Mantenimiento	CLP	50.000	10%	45.000	55.000
Costo de combustible - caso base	CLP	235.364	10%	211.828	258.901
Tarifa de exportación de electricidad	CLP/MWh	63.498,30	191%	-57.954,60	184.951,20



Mediana	CLP	1.425.302
Nivel de riesgo	%	17,3%
Mínimo en intervalo de confianza	CLP	0
Máximo en intervalo de confianza	CLP	2.845.216



Anexo II – 13 Hoja de Cálculo RETScreen - "Análisis de Riesgo" - caso Net Metering.

Análisis de Riesgo y Sensibilidad RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

☑ Análisis de sensibilidad

Efectúe análisis sobre	Valor Presente Neto (VPN)	
Rango de sensibilidad	73%	
Umbral	0	CLP

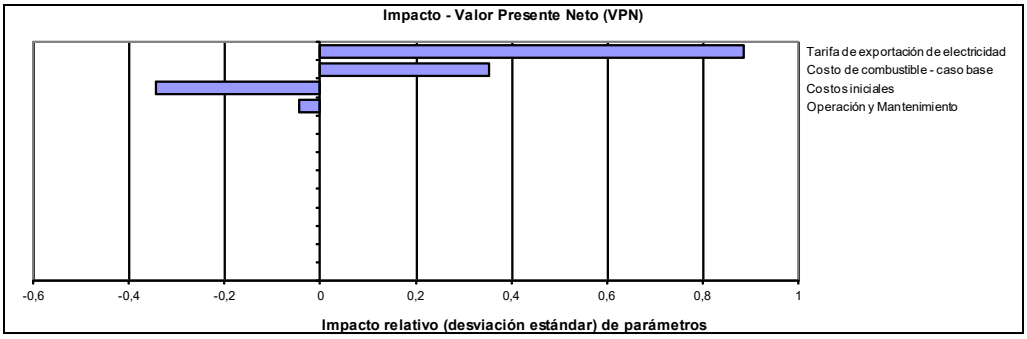
Tarifa de exportación de electricidad			Costos iniciales			CLP
CLP/MWh		1.175.161	2.794.431	4.413.702	6.032.973	7.652.244
		-73%	-37%	0%	37%	73%
16.906,60	-73%	3.468.284	1.849.013	229.742	-1.389.529	-3.008.800
40.202,45	-37%	4.067.574	2.448.303	829.032	-790.239	-2.409.510
63.498,30	0%	4.666.864	3.047.593	**1.428.322**	-190.949	-1.810.220
86.794,15	37%	5.266.154	3.646.883	2.027.612	408.341	-1.210.929
110.090,00	73%	5.865.444	4.246.173	2.626.902	1.007.631	-611.639

Operación y Mantenimiento			Costos iniciales			CLP
CLP		1.175.161	2.794.431	4.413.702	6.032.973	7.652.244
		-73%	-37%	0%	37%	73%
13.313	-73%	5.107.616	3.488.345	1.869.074	249.804	-1.369.467
31.656	-37%	4.887.240	3.267.969	1.648.698	29.427	-1.589.843
50.000	0%	4.666.864	3.047.593	**1.428.322**	-190.949	-1.810.220
68.344	37%	4.446.488	2.827.217	1.207.946	-411.325	-2.030.596
86.687	73%	4.226.111	2.606.841	987.570	-631.701	-2.250.972

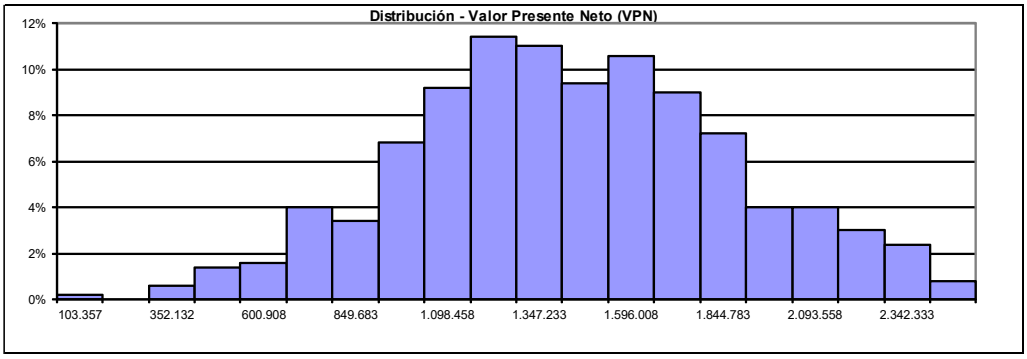
☑ Análisis de riesgo

Efectúe análisis sobre	Valor Presente Neto (VPN)

Parámetro	Unidad	Valor	Rango (+/-)	Mínimo	Máximo
Costos iniciales	CLP	4.413.702	10%	3.972.332	4.855.072
Operación y Mantenimiento	CLP	50.000	10%	45.000	55.000
Costo de combustible - caso base	CLP	235.364	10%	211.828	258.901
Tarifa de exportación de electricidad	CLP/MWh	63.498,30	73%	16.906,60	110.090,00



Mediana	CLP	1.414.965
Nivel de riesgo	%	10,0%
Mínimo en intervalo de confianza	CLP	714.495
Máximo en intervalo de confianza	CLP	2.221.353



Anexo III – 1 Hoja de Cálculo LCOE.

Solar PV Project Cost Calculator *Levelized Cost of Energy (LCOE) Model*

Inputs highlighted in Yellow

System Inputs		Input Description
System Size (kW-DC)	3	*(Please insert the aggregate system size for a site)*
1st-Year Production (kWh)	3.984	*(Please insert the aggregate forecasted system production at a site*
Annual Degradation	0,50%	*(Please insert the expected system yearly performance degradation)*
Direct Purchase Inputs		
Cost ($/W)	$ 1.471,234	*(Please insert total system cost per Watt. If not available, use the formula: Cost ($/W) = (Total-system-cost/Total-system-size-in-watts)*
Initial Rebate/Incentive	$ -	*(Please insert the total value of rebates/incentives received within the first year)*
O&M Cost ($/kW)	$ 16.666,67	*(Please insert the per kW O&M cost. If not available, use the formula: O&M Cost ($/kW) = (1st-year-O&M-Cost/Total-system-size-in-kW)*
O&M Escalator (%)	3%	*(Please insert the expected yearly escalation)*

LCOE Outputs*

Direct Purchase	
15 Year	$ 92,58994

** Compare to expected utility costs over the next 20 years*

**Undiscounted Analysis*

LCOE Calculator

Year	Production (kWh)	Direct Purchase Cost ($)	O&M Cost ($)
0		$ 4.413.702	
1	3.984		$ 50.000
2	3.964		$ 51.500
3	3.944		$ 53.045
4	3.925		$ 54.636
5	3.905		$ 56.275
6	3.885		$ 57.964
7	3.866		$ 59.703
8	3.847		$ 61.494
9	3.827		$ 63.339
10	3.808		$ 65.239
11	3.789		$ 67.196
12	3.770		$ 69.212
13	3.751		$ 71.288
14	3.733		$ 73.427
15	3.714		$ 75.629
Total	**57.713**	**$ 4.413.702**	**$929.946**