

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

Memoria de Título

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA A NIVEL RESIDENCIAL EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA,
MEDIANTE EL MECANISMO “NET METERING”.**

IGNACIO ANDRÉS PÉREZ FUENTES

Santiago, Chile

2014

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

Memoria de Título

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA A NIVEL RESIDENCIAL EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA,
MEDIANTE EL MECANISMO “NET METERING”.**

**FEASIBILITY STUDY FOR THE USE OF PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY
AT RESIDENTIAL LEVEL IN DISTRIBUTED GENERATION THROUGH THE
NET METERING DEVICE.**

IGNACIO ANDRÉS PÉREZ FUENTES

Santiago, Chile

2014

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA A NIVEL RESIDENCIAL EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA,
MEDIANTE EL MECANISMO NET METERING.**

Memoria para optar al título profesional de:
Ingeniero en Recursos Naturales Renovables.

IGNACIO ANDRÉS PÉREZ FUENTES

Profesor Guía	Calificaciones
Pablo Morales P. Ingeniero Agrónomo, M.S., Ph. D.	6,0
Profesores Evaluadores	
Jaime Rodríguez M. Ingeniero Agrónomo, Mg.Sc.	6,0
Paulina Aldunce I. Ingeniero Agrónomo, Mg. Sc.	6,2

Santiago, Chile

2014

*A mis padres y hermana por estar siempre a mi lado.
A "Jacke" por ser mi apoyo y compañera en este camino.
A todos mis amigos.*

ÍNDICE

RESUMEN	8
ABSTRACT	9
1. INTRODUCCIÓN	10
1.1. Objetivos	12
1.1.1. Objetivo General	12
1.1.2. Objetivos Específicos.....	12
2. ANTECEDENTES	13
2.1. “Net Metering”	13
2.1.1. Definición de sistemas “Net Metering”	13
2.1.2. Beneficios de sistemas “Net Metering”	14
2.1.3. Modelo estructural de sistemas “Net Metering”	15
2.1.4 Aspectos legales en Chile para sistemas “Net Metering”	17
2.2. Sistemas Solares Fotovoltaicos	19
2.2.1 Definición de energía solar fotovoltaica	19
2.2.2 Escenario actual de energía solar fotovoltaica en Chile.....	19
2.2.3. Escenario actual de energía solar fotovoltaica en el Mundo.....	20
2.2.4. Sistemas solares fotovoltaicos para “Net Metering”	21
2.3. Experiencia Internacional con mecanismo “Net Metering”	24
2.3.1 Escenario de Estudio, estado de California, Estados Unidos.....	26
3. MÉTODO	28
3.1. Lugar de estudio	28
3.2. Método	28
3.2.1. Selección de escenarios de evaluación.....	28
3.2.2 Selección de sistemas solares fotovoltaicos para evaluación.....	29
3.2.3. Proyección del precio de la electricidad.....	31
3.2.4. Definición de modelo de análisis financiero	32
3.2.5 Costos de sistemas solares fotovoltaicos para evaluación.	34
3.2.6. Ingresos en evaluación financiera	35
3.2.7. Variables para evaluación financiera del estudio.....	35
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	38

4.1. Selección de sistemas solares fotovoltaicos para evaluación.....	38
4.2. Costos de sistemas solares fotovoltaicos para evaluación	38
4.3. Análisis de indicadores financieros en evaluación.....	41
4.3.1. Valor Actual Neto (VAN).....	41
4.3.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)	42
4.3.3. Periodo de Recuperación de la inversión (PRC).....	44
4.3.4. Índice de Rentabilidad (IR).....	45
4.4. Análisis de Ahorro Neto.....	46
5. CONCLUSIONES.....	48
6. BIBLIOGRAFÍA.....	50
7. APÉNDICES.....	52

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Estado global de las ERNC en Chile.....	20
Cuadro 2. Escenario de Evaluación en torno a Sistemas Net Metering.....	28
Cuadro 3. Panel Solar Fotovoltaico seleccionado.....	29
Cuadro 4. Inversor seleccionado.....	29
Cuadro 5. Máximo Potencial Energético para cada localidad según zona climática.....	30
Cuadro 6. Tarifas de electricidad para años de evaluación del estudio.....	31
Cuadro 7. Energía Potencial generada en Santiago por distintos Sistemas Solares Fotovoltaicos.....	38
Cuadro 8. Costo de inversión de sistemas solares fotovoltaicos para escenario de California, Estados Unidos.....	38
Cuadro 9. Costo de inversión de sistemas solares fotovoltaicos para escenario de Chile. ...	39
Cuadro 10. VAN de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios evaluados.....	41
Cuadro 11. TIR de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios evaluados.....	43
Cuadro 12. PRC de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios evaluados.....	44
Cuadro 13. IR de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios evaluados.....	45
Cuadro 14. Flujo de Caja sistema solar fotovoltaico 250 (W) escenario California, EE.UU.	52
Cuadro 15. Flujo de Caja Sistema solar fotovoltaico 500 (W) escenario California, EE.UU.	53
Cuadro 16. Flujo de Caja Sistema solar fotovoltaico 1000 (W) escenario California, EE.UU.....	54
Cuadro 17. Flujo de Caja Sistema solar fotovoltaico 2000 (W) escenario California, EE.UU.....	55

Cuadro 18. Flujo de Caja Sistema solar fotovoltaico 3000 (W) escenario California, EE.UU.	56
Cuadro 19. Flujo de Caja Sistema solar fotovoltaico 5000 (W) escenario California, EE.UU.	57
Cuadro 20. Flujo de Caja Sistema solar fotovoltaico 250 (W) escenario de Chile.....	58
Cuadro 21. Flujo de Caja Sistema solar fotovoltaico 500 (W) escenario de Chile.....	59
Cuadro 22. Flujo de Caja Sistema solar fotovoltaico 1000 (W) escenario de Chile.....	60
Cuadro 23. Flujo de Caja Sistema solar fotovoltaico 2000 (W) escenario de Chile.....	61
Cuadro 24. Flujo de Caja Sistema solar fotovoltaico 3000 (W) escenario de Chile.....	62
Cuadro 25. Flujo de Caja Sistema solar fotovoltaico 5000 (W) escenario de Chile.....	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Funcionamiento conceptual de un sistema “Net Metering”.	13
Figura 2. Top 10 de Mercados fotovoltaicos en relación a potencia instalada	21
Figura 3. Esquema general Sistema solar fotovoltaico para “Net Metering”.	23
Figura 4. Costos de Inversión vs tamaño de sistema fotovoltaico (potencia instalada) para escenarios evaluados.	40
Figura 5. Precio de energía según tamaño de sistema solar fotovoltaico.....	40
Figura 6. VAN de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios de evaluación.....	42
Figura 7. TIR de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios de evaluación.	44
Figura 8. Ahorros monetarios de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios de evaluación.	46

RESUMEN

En el presente estudio se analizó uno de los sistemas o mecanismos que más se ha consolidado en el mundo con respecto a la generación distribuida de energías renovables. Este mecanismo es el “Net Metering” o Medición Neta, el cual consiste en dar la posibilidad al consumidor final de inyectar los excedentes de energía que genera una vivienda y al mismo tiempo busca desarrollar un mercado energético más competitivo, adecuando las condiciones tarifarias de los consumidores finales de energía eléctrica. En el estudio se caracterizaron los sistemas solares fotovoltaicos para generación distribuida, se analizaron distintos tipos de sistemas de medición neta y finalmente se evaluó la factibilidad financiera y técnica de la aplicación de este mecanismo. Esto último se realizó para distintos tamaños de sistemas solares fotovoltaicos en dos escenarios de evaluación; “Net Metering” de California, Estados Unidos y por otro lado “Net Metering” de la Ley de generación distribuida aprobada recientemente en Chile. Estos escenarios se evaluaron en una residencia de la comuna de Santiago con datos de consumo energético promedio, correspondiente a 2640 (kWh/año). Los resultados muestran que el mecanismo “Net Metering” de California es más óptimo para su aplicación en el país, puesto que según los indicadores financieros presenta niveles de rentabilidad considerablemente mayores en la evaluación financiera. Finalmente se pudo concluir que el mecanismo de “Net Metering” de La Ley Chilena no genera incentivos adecuados para el desarrollo de energías renovables, ni aporta al desarrollo de los sistemas generación distribuida de pequeña escala.

Palabras Claves: Consumo Energético Promedio, California, Chile, Energía Eléctrica.

ABSTRACT

This study examined one of the systems or mechanisms that more has been consolidated in the world with respect to distributed generation renewable energy. This mechanism is called "Net Metering" which involves give the possibility to final consumer to inject excess energy available to housing and at the same time seeks to generate a more competitive energy market, adjusting the tariff terms of final consumers of electrical energy. In the study were characterized solar photovoltaic systems for distributed generation, different types of net metering systems was analyzed and finally the financial and technical feasibility of the application of this mechanism for different types of popular sizes of solar photovoltaic systems in two scenarios were evaluated for assessment alleged case of distributed residential level of the commune of Santiago, Region Metropolitana, Chile, which has an average of 2640 (kWh/year) energy consumption; For one thing "Net Metering" of California, United States and other "Net Metering" Distributed Generation Law recently passed in Chile was evaluated. The results show that the mechanism "Net Metering" California is optimal for use in the country, since according to financial indicators shows considerably higher levels of profitability in the financial evaluation. Finally it was concluded that the mechanism of "Net Metering" of the Chilean law does not encourage in any way by itself the development of renewable energy neither contributes less to the development of distributed generation systems small scale.

Keywords: Average Energy Consumption, California, Chile, Electrical Energy.

1. INTRODUCCIÓN

La energía es un insumo esencial para la sociedad; su disponibilidad y abastecimiento influyen directamente en el bienestar social y crecimiento económico. En la medida que Chile crece, mayor energía requiere, produciéndose un natural acoplamiento entre economía y energía. En consecuencia, el desafío del país es contar con recursos energéticos suficientes y competitivos para apoyar un desarrollo sustentable en la región (MINENERGÍA, 2012a).

En Chile, al año 2020 se proyectan tasas de crecimiento total del consumo eléctrico en torno al 6 o 7 por ciento con respecto al año 2012. Por lo que se requerirá aumentar la oferta de nuevos proyectos de generación de energía. Esta tarea es gigantesca, considerando además que Chile es un país principalmente importador de recursos energéticos y en los últimos años, particularmente dependiente de los combustibles fósiles, cuyos altos precios han incrementado los costos marginales de generación de energía, por ende, el precio de la electricidad. Es indudable que nuestro país requiere más energía, pero de la misma forma con un alto nivel de confiabilidad, ya que está sumamente expuesto a factores económicos y políticos externos en el plano energético (MINENERGÍA, 2012b).

Pero esta energía requerida no debe ser de cualquier tipo, sino de energías que permitan llevar al país a un desarrollo social, económico y sostenible con el medio ambiente. Estas tecnologías son las llamadas energías renovables no convencionales (ERNC), las cuales dependiendo de su forma de aprovechamiento, generan impactos ambientales significativamente inferiores a las fuentes convencionales de energía, y contribuyen a los objetivos de seguridad de suministro y sustentabilidad ambiental que la sociedad requiere (CNE, 2007). El país presenta un gran potencial de recursos naturales que puede ser aprovechado por las ERNC, pero a la fecha el desarrollo de estas no ha avanzado lo suficiente, pues sólo alrededor de un 3 por ciento de la producción de energía eléctrica se compone de este tipo de energías (Ministerio de Energía, 2012c). Sin embargo, en la actualidad existe el interés político y económico de impulsar las ERNC, tal como se presenta en la Política Energética del año 2008, en la “Estrategia Nacional de Energía 2012-2030”, en la Ley que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales y la Ley que “Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales” o comúnmente llamado “Ley 20/20”, donde indica que la cuota de ERNC aumentará en 20 por ciento para el año 2020 en la matriz energética (SENADO REPÚBLICA DE CHILE, 2012).

Chile fue pionero en la liberalización del mercado eléctrico a nivel mundial, siendo el primer país del mundo en privatizar el sector eléctrico, lo que permitió que se multiplicara cuatro veces la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Central (SIC) y seis veces en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) en los últimos veinte años. De esta manera se ha creado un mercado que ha logrado abastecer la demanda máxima del sistema eléctrico (MINENERGÍA, 2012c). Sin embargo, se observan una serie de debilidades que

deben ser enfrentadas en la actualidad para contar con un mercado eléctrico con mayor grado de seguridad y confiabilidad. Es por esto que según la Estrategia Nacional de Energía 2012- 2030 propuesta por el Ministerio de Energía, uno de los factores que se necesitan para impulsar las ERNC en el país es un mercado eléctrico más competitivo.

Entre varias estrategias para hacer un mercado energético más competitivo está adecuar las condiciones tarifarias de los consumidores finales de energía eléctrica, esto en un escenario donde la tecnología ha evolucionado, por ende, el interés y demanda por el uso de ERNC a crecido lo suficiente como para que las personas tengan la flexibilidad de disponer de diversas alternativas para abastecer sus requerimientos eléctricos bajo la perspectiva económica y técnica (MINENERGÍA, 2012d)

De lo anterior, la estrategia que más se ha consolidado en el mundo es la generación distribuida de energía eléctrica con mecanismo “Net Metering”. Así, en varios países del mundo, como España, Alemania, Estados Unidos y Australia este sistema ha sido todo un éxito, impulsándose mayor competencia en los mercados de energías y mayores incentivos para el uso de ERNC (Watts y Kipreos, 2010a). Esto ha dado pie para que Chile se interese en promover y poner en discusión este tipo de mecanismo.

“Net Metering” o Medición Neta, se trata de un esquema de medición y tarificación de la generación eléctrica distribuida a pequeña escala (típicamente residencial), permitiendo a los clientes del suministro eléctrico nacional reducir su consumo neto e inyectar sus excesos de generación al sistema de distribución de electricidad y recibir una compensación económica por ello. Así este mecanismo funciona como una forma de incentivo a la instalación de fuentes de generación de ERNC de pequeña escala, principalmente para el sector residencial (Watts y Kipreos, 2010b).

En Chile han existido 4 iniciativas legales para promover e incentivar el desarrollo del mecanismo “Net Metering”, dentro de las cuales, una de estas se ha convertido en Ley; Ley número 20.571, la cual regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, modificando la Ley General de Servicios Eléctricos. Según Horvarth (2011), autor del proyecto de ley, en los países que se ha incorporado este sistema ha permitido a miles de clientes ahorrar gran cantidad de dinero y también energía neta consumida de los sistemas interconectados, además se ha producido un crecimiento exponencial en el uso de otros tipos de energías; las ERNC, como la solar, eólica y biomasa.

Por lo expuesto anteriormente, en el presente estudio se evalúa la factibilidad del uso de este tipo de mecanismo para generación distribuida a nivel residencial utilizando energía solar fotovoltaica, para su aplicación en el país. Puesto que la explosión tecnológica y los precios de esta tecnología han convertido a los paneles solares fotovoltaicos en una muy buena opción para introducir y explotar mayores niveles de ERNC al sistema eléctrico nacional, considerando además que en Chile, producto de las condiciones climáticas favorables, la energía solar tiene un potencial incalculable, principalmente en la zona norte del país, área que cuenta con uno de los niveles de radiación más altos del mundo (BCN,

2011). De manera que los resultados de este estudio sentarán antecedentes básicos para establecer decisiones del uso y mejoras del mecanismo “Net Metering” en Chile.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo General

Determinar la factibilidad del uso de energía solar fotovoltaica a nivel residencial en generación distribuida para un caso supuesto en Chile, ante distintos escenarios de mecanismos “Net Metering”.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Caracterizar los sistemas solares fotovoltaicos, en torno a tecnologías, funcionamiento y requerimientos en la implementación para uso residencial en generación distribuida con mecanismos “Net Metering”.
- Analizar tipos de mecanismos “Net Metering” nacional e internacional y las principales características de implementación y aplicabilidad de estos sistemas en la realidad de cada país.
- Evaluar la factibilidad técnica y financiera del uso de energía solar fotovoltaica a nivel residencial en generación distribuida en un caso supuesto en Chile, para cada tipo específico de mecanismo “Net Metering” analizado.
- Identificar cual tipo de mecanismo “Net Metering” es más óptimo para su implementación y aplicación en Chile.

2. ANTECEDENTES

2.1. “Net Metering”

2.1.1. Definición de sistemas “Net Metering”

“Net Metering” o Medición Neta es un sistema de compensación de saldos de energía eléctrica y mecanismo de medición de consumo neto que permite al consumidor auto productor de energía compatibilizar su curva de demanda y producción. Se trata de un sistema interconectado a la red, en donde el cliente puede verter o consumir energía en momentos puntuales desde la red energética o desde el sistema de autogeneración. En pocas palabras, se puede decir que la Medición Neta le da la posibilidad al consumidor final de inyectar a la red los excesos de energía con que cuente su vivienda, industria o comercio. Este sistema implica un cambio de filosofía en el que el “generador” de energías renovables pasa a ser a su vez un “consumidor” produciendo parte de lo que posteriormente va a consumir. Además, mediante un medidor el consumidor puede identificar los máximos y mínimos niveles de demanda pudiendo modificar sus hábitos de consumo adaptando así la curva de generación a la demanda (Picón, 2012a).

A continuación, en la Figura 1 se presenta un modelo del funcionamiento conceptual de los sistemas “Net Metering”.

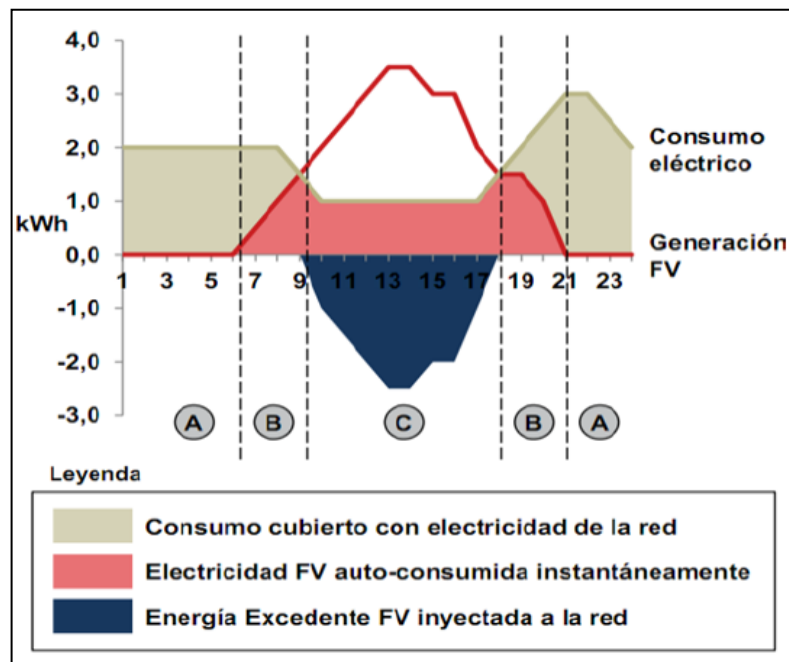


Figura 1. Funcionamiento conceptual de un sistema “Net Metering”

Fuente: ECLAREON (2011)

Donde;

Sección A: Todo el consumo eléctrico se cubre con electricidad importada desde la red eléctrica. La generación fotovoltaica (autogeneración) es nula.

Sección B: El sistema fotovoltaico cubre una parte del consumo. El sistema eléctrico desde la red proporciona el resto de energía para satisfacer la demanda.

Sección C: Las horas de máxima generación del sistema coinciden con las horas de menor demanda. Una parte de la generación fotovoltaica cubre toda la demanda eléctrica del edificio y el excedente se vierte a la red eléctrica.

2.1.2. Beneficios de sistemas “Net Metering”

Los sistemas “Net Metering” han sido implementados con éxito en otras partes del mundo, en ellos ha demostrado ser un aporte estratégico para el sistema eléctrico regulado (mercado eléctrico), haciéndolo más competitivo e incentivando el uso de ERNC, beneficiando principalmente a los usuarios residenciales, industriales y comerciales de pequeña escala (Ordenes, 2012).

Dentro de los principales beneficios que entrega este sistema para los clientes de baja tensión y pequeña escala, se encuentra la reducción en los costos de consumo de energía, esto producto de la compensación de saldos que genera el mecanismo. Además, a nivel de red de distribución, se producen menores pérdidas por transmisión y distribución, lo que descentraliza la generación de energía, donde los clientes pasan a ser mini centrales generadoras de energía de su propio entorno. Esto a su vez le otorga una mayor estabilidad al sistema, porque reduce la presión existente de la red. Y por último y no menos importante, un beneficio adicional es la disminución de contaminación ambiental, en donde el sistema contribuye considerablemente a disminuir la huella de carbono producto del consumo de energía (Watts y Kipreos, 2010a).

Visto a una escala mayor, si el sistema se masificara a lo largo de todo Chile, los beneficios país serían altísimos, ya que los clientes residenciales de energía eléctrica representan aproximadamente al 20% del total de consumo eléctrico del país. Por otra lado, se reduciría en parte la dependencia que se tiene de los combustibles fósiles, como el petróleo, el que además de tener un precio en aumento y una dependencia extranjera casi completa, es altamente contaminante, siendo uno de los causantes de la polución y las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, principalmente en las ciudades. (Ordenes, 2012).

2.1.3. Modelo estructural de sistemas “Net Metering”

El modelo estructural fundamental para desarrollar buenas políticas de sistemas “Net Metering” debe construirse sobre 4 pilares fundamentales. Estos son:

a) Incentivos.

Existen diversos tipos de incentivos en general enfocados en motivar la instalación de fuentes de generación de ERNC y otros para estimular las medidas de eficiencia energética. A continuación se presentan los principales incentivos utilizados en sistemas de Medición Neta.

- **Al Impuesto:** Se traducen en impuestos preferentes para comprar equipos de generación basados en ERNC de pequeña escala. Su objetivo es reducir el costo de instalación que tienen los medios de generación ERNC. Los hay personales o a la propiedad, en donde un ejemplo es que el costo de la instalación de generación no se incluye en la tasación de la propiedad (Watts *et al.*, 2010).
- **Rebates:** Corresponde a un incentivo en donde se le devuelve dinero al consumidor que sirven como un reembolso parcial que ayuda a pagar la instalación de equipos y sistemas de generación ERNC, así como también inversiones que se traduzcan en aumentos de la eficiencia energética en un consumo. Por lo general este tipo de incentivos son administrados por las empresas de distribución (generalmente para incentivar eficiencia energética, lo que se traduce en descongestionar líneas), el estado y gobernaciones locales (Caso de Estados Unidos, California) (Watts *et al.*, 2010).
- **Descuentos en tarifas:** Por lo general son ofrecidos por las empresas de distribución para incentivar la eficiencia energética y se basan en pagos por disminución en el consumo en forma de reducciones en las cuentas de energía (Watts *et al.*, 2010).
- **Préstamos:** Préstamos de bajo interés realizados por las empresas de distribución u organismos públicos, con el fin de promover la instalación de fuentes de generación de ERNC de pequeña escala o el aumento en la eficiencia energética de un consumo (Watts *et al.*, 2010).
- **Incentivos basados en desempeño:** Remuneran una actividad según sus logros. Por ejemplo, en el caso de la Medición Neta, corresponde a un pago por la energía aportada al sistema, por lo general se traducen en un pago por kWh's inyectados. Aquí destaca un tipo particular de incentivo llamado Feed in Tariff (FiT) (Watts *et al.*, 2010).

- Subsidios: Son subsidios competitivos enfocados principalmente en el sector público, diseñados para reducir el costo capital de equipos de generación ERNC (Watts *et al.*, 2010).
- Políticas de compra de energía verde: Son políticas que promueven la compra y venta de certificados de energía verde entre entidades públicas, colegios, fundaciones sin fines de lucro y los medios de generación de energía renovables (Watts *et al.*, 2010).
- Fondos de Beneficio Público: Estos fondos son financiados mediante pequeños aumentos en la cuenta de energía eléctrica y financian programas de rebajas, préstamos, estudio y desarrollo y de educación verde (Watts *et al.*, 2010).

b) Política y regulación de medición

Las políticas de Medición Neta son el pilar fundamental en una reforma al mercado eléctrico local. La legislación y regulación local deben definir cabal y precisamente diversos temas, dentro de los cuales destacan las tecnologías a utilizar, en específico los medidores, los tipos de tarifas, tipos de medición y de remuneración del exceso de energía generada y de la ahorrada, entre otros temas (Watts *et al.*, 2010).

c) Estándares de interconexión

Las instalaciones de generación distribuida deben registrarse bajo ciertos estándares de interconexión que aseguren cierta calidad de servicio y que además obliguen a la instalación de generación distribuida a desconectarse ante alguna contingencia (Watts *et al.*, 2010).

d) Políticas de ingresos y tarifas para el exceso de energía generada (inyectada a la red)

Las tarifas que las empresas de distribución de energía eléctrica ofrecen a los usuarios son reguladas. Al estar éstas tarifas reguladas, el distribuidor no puede cobrar lo que él quiera por la energía (y potencia) que suministra a sus clientes, ni tampoco puede elevar a los precios de un cliente en específico (que pertenezca a un grupo determinado de clientes) por el simple hecho de que ese cliente es más caro de mantener. Es por esto que en un sistema “Net Metering” es necesario fijar tipo de tarifa a aplicar, por concepto de consumo neto de energía y de los excesos netos de energía que generan los sistemas de generación (Watts *et al.*, 2010).

2.1.4 Aspectos legales en Chile para sistemas “Net Metering”

Actualmente en Chile, la ley que reglamenta todo lo relacionado con los servicios Eléctricos es la versión compilada y actual de la “Ley General de Servicios Eléctricos” correspondiente al Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del año 2006 (DFL 4 2006) (Ordenes, 2012).

Así en Chile se ha aprobado recientemente una ley, la cual regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, modificando la Ley General de Servicios Eléctricos. Viéndose así el intento de aportar y dar las primeras directrices sobre la generación distribuida y el autoconsumo con fuentes renovables, promoviendo e incentivando el desarrollo de un sistema Net Metering en el país (Valdés y Gutiérrez, 2012).

Esta Ley busca fomentar el uso de pequeños generadores (básicamente por ERNC y cogeneración) estableciendo beneficios tributarios y tarifas convenientes para los usuarios del sistema que deseen inyectar sus excedentes a la red de distribución. Esto en particular para la energía fotovoltaica es un gran avance, ya que permite financiar el costo en el que se incurre para su instalación. Sin embargo también afirma que el generador debe incurrir en los costos que sean necesarios para la instalación de los sistemas, incluyendo las obras y adecuaciones que sean necesarias en el sistema para permitir la inyección (Valdés y Gutiérrez, 2012).

A continuación se presenta una breve descripción de la ley:

- Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes, con una capacidad instalada por cliente o usuario final que no podrá superar los 100 kW (Valdés y Gutiérrez, 2012).
- Por otro lado, la concesionaria 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 impliquen un cambio relevante en las magnitudes esperadas de inyección o en otras condiciones técnicas, cumpla con las exigencias establecidas por el reglamento (Valdés y Gutiérrez, 2012).
- Con respecto a la valorización de la energía inyectada, se establece que el precio en que será valorizada será equivalente al precio que el cliente paga por la energía menos el 10%, que corresponde a gastos de administración, facturación y mantención de líneas de distribución. Dicho de otra forma es que utiliza tarifas diferenciadas para la energía; para la energía consumida desde la red y aquella inyectada. Asignándole un valor menor a la ERNC inyectada (ACESOL, 2011).

- Además la energía inyectada podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (Valdés y Gutiérrez, 2012).
- Finalmente los pagos que recibirán los propietarios de estas instalaciones por la inyección de energía, no constituirán renta para todos los efectos legales y, por su parte, las operaciones que tengan lugar conforme a lo señalado en tales disposiciones no se encontrarán afectas a Impuesto al Valor Agregado, exceptuando a los contribuyentes de Primera Categoría (Valdés y Gutiérrez, 2012).

Con respecto a la valorización de la energía que se inyecta a la red es un punto sumamente relevante en la implementación del “Net Metering”, pues en gran medida de ello depende su futura acogida por los clientes residenciales y, a su vez, por las empresas distribuidoras, pues el ideal es que ambos ganaran con el sistema, por supuesto, evaluando no sólo el ámbito económico, sino también aspectos ambientales (Ordenes, 2012).

Al ser valorizada de distinta forma la energía que se consume que la energía que se inyecta, el concepto “Net Metering” o medición neta cambia de sentido, correspondiendo más bien a “Net Billing” (facturación neta), ya que el objetivo de la Ley se transforma en no inyectar energía a la red. Sin embargo, se seguirá utilizando el término “Net Metering”, teniendo en cuenta que para efectos legales, en Chile corresponde a un “Net Billing” (Valdés y Gutiérrez, 2012).

Así, el objetivo de la Ley es otorgar mayores facilidades a pequeños generadores conectados en la red de distribución para que puedan inyectar sus excedentes al sistema. Se les están dando beneficios tributarios a quienes puedan obtener una renta a través de este sistema de inyección. Además de valorizar la energía que se pudiera estar inyectando, también se valoriza a favor del generador la disminución de pérdidas que provoca este proceso (Valdés y Gutiérrez, 2012).

Sin embargo el precio al cual se valoriza la energía, está relacionado directamente con el precio de nudo al cual compra la energía la empresa distribuidora. Este precio puede ser fluctuante en el tiempo lo que puede perjudicar al pequeño generador. Según la Ley General de Servicios Eléctricos, para proyectos menores a 9 MW, existe la opción de que estos vendan su energía a un costo marginal estabilizado, por lo cual se debería mantener este mismo mecanismo para este tipo de generadores, porque sólo es conveniente generar pequeñas cantidades de energía, evitando inyectar a la red, pues su precio es castigado. También es cuestionable el hecho de que sólo se acepten generadores de hasta 100 kW de capacidad, debido a que grandes edificios podrían tener sistemas que superen esta capacidad y que también podrían ser incentivados a tener sus sistemas de generación eficiente o de energía renovable. Asimismo, se necesitan 2 medidores unidireccionales o un medidor bidireccional digital capaz de medir ambos flujos de forma independiente, lo que encarece aún más los proyectos (Valdés y Gutiérrez, 2012).

Por otra parte, la Ley de Chile no considera la naturaleza variable de las renovables, pues castiga la energía inyectada con un menor precio a pesar de ser energía limpia (Ordenes, 2012).

2.2. Sistemas Solares Fotovoltaicos

2.2.1 Definición de energía solar fotovoltaica

La energía solar es aquella que proviene de la radiación solar y es transformada mediante dispositivos tecnológicos, en forma térmica o eléctrica, para su posterior utilización. El aparato encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía útil es el panel solar, pudiendo ser de dos clases: captadores solares térmicos y módulos fotovoltaicos. La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica (efecto fotoeléctrico). Esto se consigue aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores mediante las celdas fotovoltaicas. El material base para su fabricación suele ser el silicio (CAJA MADRID, 2006).

2.2.2 Escenario actual de energía solar fotovoltaica en Chile

Chile es uno de los países con mayores niveles de radiación solar en el mundo, estimándose el potencial de energía solar en torno a los 228.000 MW eléctricos. Un estudio realizado por el Ministerio de Energía y GIZ en 2011, permitió identificar los suelos disponibles para la ubicación de proyectos de generación solar. Los resultados indican que la potencia instalable de tecnología de concentración solar de potencia (CSP) total en el país es de 2.637 GW, y para la tecnología fotovoltaica (FV) es de 1.318 GW. En ambas tecnologías destaca la Región de Antofagasta, que representa el 50% de la superficie favorable a nivel nacional (CER, 2012a).

La radiación solar que presenta el Norte Grande es una de las más altas del planeta, que junto a la reducida cantidad de nubes en la zona, caracterizan al Desierto de Atacama como una de las zonas más idóneas para la generación de energía solar. A pesar de la existencia de estos sectores con gran cantidad de radiación solar incidente en el país, en la actualidad el desarrollo industrial de la energía solar en Chile es aún incipiente, siendo las aplicaciones de pequeña escala de sistemas fotovoltaicos y de colectores solares, las que se han posicionado como una alternativa utilizada (CER, 2012a).

Pero el avance de la tecnología y el declive sostenido de los precios ha permitido elaborar nuevas iniciativas para plantas de energía solar, ya sean fotovoltaicas (FV), concentración solar de potencia (CSP) o colectores solares térmicos (CER, 2012a). En cuanto a proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC) en operación conectados a la red,

actualmente existen 732 MW, destacando la incorporación de la primera planta solar fotovoltaica que comienza a inyectar al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) (CER, 2012b). A continuación en Cuadro 1 se presenta el estado global de las energías renovables no convencionales conectadas con la red o matrices energéticas.

Cuadro 1. Estado global de las ERNC en Chile.

Estado	Operación	Construcción	SEIA	
			RCA aprobada, sin construir	En Calificación
Mini- Hidro	260	64	229	115
Eólica	201	100	2813	927
Biomasa	270	170	69	7
Solar	1	0,3	685	2188
Geotermia	0	0	50	70
Total	732	335	3796	3307

Fuente: Reporte CER (2012)

Durante los últimos años, el sector fotovoltaico Chileno se ha caracterizado por ser un mercado emergente, con una marcada tendencia al alza. Esto se aprecia en los proyectos solares que han ingresado a calificación ambiental en el SEIA, ya que desde el mes de Abril de 2012 hasta Mayo de 2012 han ingresado 1310 MW a calificación, correspondiendo el 75% a proyectos solares y un 23% a proyectos eólicos, el resto corresponde a biomasa y mini-hidro (CER, 2012b). También se aprecia en la cantidad de empresas que ofrecen servicios de instalación y asesorías en sistemas solares fotovoltaicos a industrias y residencias. Así también las nuevas iniciativas políticas y legales han incentivado e impulsado el mercado solar fotovoltaico, tales como en la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, la comúnmente llamada ley 20/20 y la reciente ley que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales que incentiva la medición neta.

2.2.3. Escenario actual de energía solar fotovoltaica en el Mundo

La evolución de los mercados internacionales en torno al desarrollo de las energías solares fotovoltaicas ha sido bastante dinámico en los últimos años, por producto de que nuevas naciones son las que aportan los mayores índices de potencia instalada. Por ejemplo en el caso de la capacidad instalada acumulada (MW) en la Unión Europea, el país que lidera al año 2011 es Alemania, seguido por Italia, España y Francia respectivamente. Por otro lado en el caso de las nuevas redes instaladas de sistemas solares fotovoltaicos en la Unión Europea desde el año 2000 al 2011 el país que lidera es Italia, seguido por Alemania y Francia respectivamente (EPIA, 2012). Esto ha generado que Alemania pierda peso en el

mercado fotovoltaico mundial y que Italia se convierta al año 2012 en el principal mercado. De acuerdo al último informe sobre el sector fotovoltaico mundial de la consultora IMS Research y EPIA, se presenta en la Figura 2 las naciones más importantes en relación a la potencia instalada en el mercado global fotovoltaico.

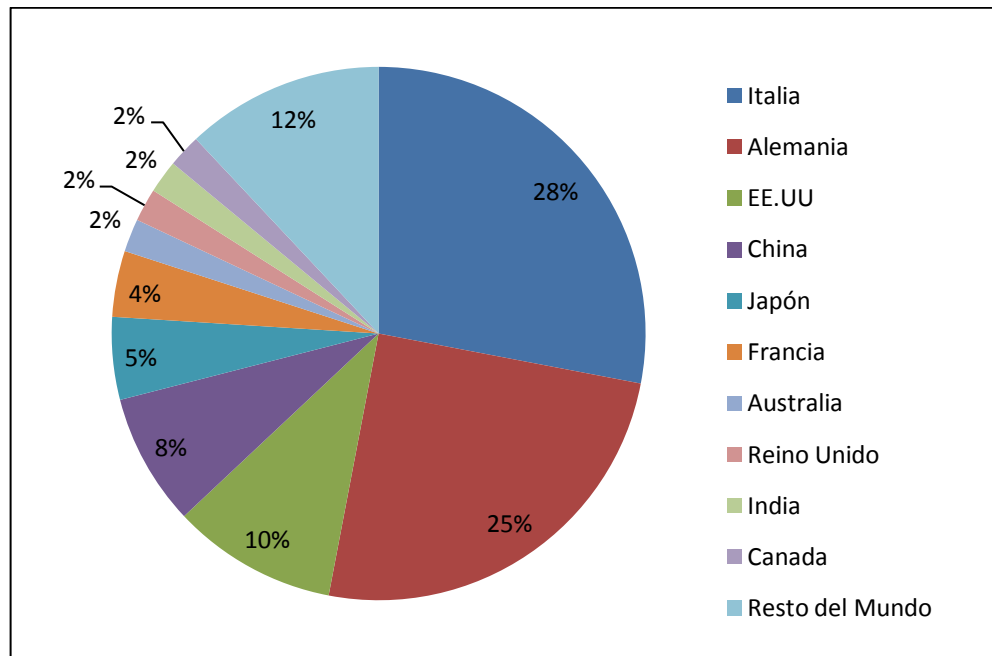


Figura 2. Top 10 de Mercados fotovoltaicos en relación a potencia instalada
Fuente: EPIA (2012)

2.2.4. Sistemas solares fotovoltaicos para “Net Metering”

2.2.4.a. Panel fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos son los dispositivos encargados de producir electricidad a partir de la radiación solar que incide sobre ellos. Un panel fotovoltaico es un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas entre ellas como circuito en serie logrando un valor de tensión de salida deseado y a la vez conectadas en paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo. Puede ser compuesto por celdas monocristalinas y policristalinas. Las monocristalinas tienen mayor porcentaje que las celdas policristalinas ya que estas son secciones de una barra de silicio cristalizado en una sola pieza, mientras que las otras son secciones de una barra de silicio que se ha estructurado de forma desordenada en forma de pequeños cristales (Ordenes, 2012).

Por otra parte, la potencia nominal de los paneles solares fotovoltaicos, corresponde a la entregada bajo condiciones de irradiación de 1000 W/m² a 25°C (STC: Standar Test Conditions). Bajo estas condiciones, los paneles monocristalinos tienen una eficiencia del orden del 16%, y los policristalinos alrededor del 12-14%. Con esto se puede determinar que, de forma unitaria, los paneles tienen el siguiente potencial (Ordenes, 2012).

2.2.4.b. Inversor. Es el dispositivo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y el posterior suministro a la red. Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al panel fotovoltaico, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del panel fotovoltaico (potencia de entrada) (Ordenes, 2012).

Este dispositivo es esencial para la inyección de energía eléctrica al sistema. En las instalaciones en modalidad “Net Metering” es necesario contar con un equipo inversor capaz de gestionar los excesos y defectos de energía. Los denominados grid Interactive inverters o más comúnmente conocidos como grid tie inverters son un tipo singular de inversor que incorpora una unidad de control continuo siendo capaz de gestionar los flujos eléctricos en función de la producción fotovoltaica y la demanda de consumo de cargas en corriente alterna siempre otorgando la preferencia al sistema fotovoltaico frente a la red eléctrica (Watts y Kipreos, 2010b).

2.2.4.c. Equipo de Medida. El equipo de medida es uno de los elementos básicos a fin de contabilizar la entrada y salida de energía desde la red distribuidora y con ello determinar la compensación de la que el cliente-generador podrá beneficiarse.

Los tipos de medidores son:

- **Medidor Bidireccional, tipo disco:** La función de este tipo de contador es medir y registrar el flujo de electricidad en ambas direcciones, por un lado la exportada por el consumidor-generador a la red de distribución en kWh y la consumida por el cliente de la red eléctrica. Este tipo de medidores puede girar en ambos sentidos por lo que no hay necesidad de tecnología extra, sin embargo será la empresa de distribución la que dictamine si este tipo de medidor sirve para realizar Medición Neta. Estos contadores sirven solo para medir el exceso de energía generada a fin de mes y no para medir la energía total inyectada a la red, ya que funciona como un "restador" a la energía consumida por el consumo (Watts y Kipreos, 2010b).
- **Medidor Unidireccional:** En este caso la instalación debe estar compuesta por dos medidores unidireccionales, uno para medir la energía consumida por el cliente y el otro para medir la energía generada por éste. El objetivo de este es que la energía que se inyecta a la red se remunere bajo una tarifa distinta a la que se consume (Watts y Kipreos, 2010b).

- **Medidor Digital:** Los medidores digitales cuentan con una serie de aplicaciones monitorizadas que otorgan al usuario más control. Mediante estos se puede realizar lo mismo que dos unidireccionales, además de ofrecer comunicaciones (ej. telemetría) con la empresa de distribución, funciones de prepago, medición según hora de consumo/generación (diferenciadas entre horas punta y horas valle), etc. (Watts y Kipreos, 2010b).

En la Figura 3 se muestra un esquema de los equipos que se debieran tener un sistema solar fotovoltaico para “Net Metering”.

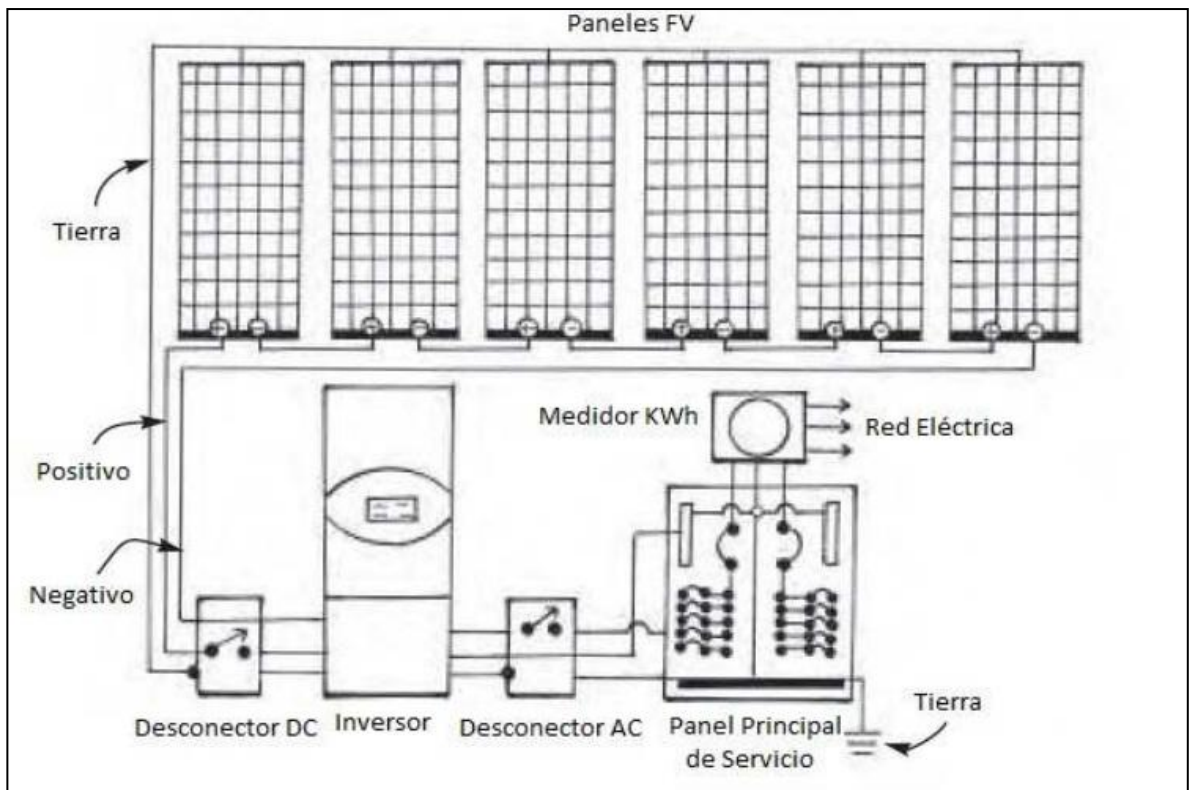


Figura 3. Esquema general Sistema solar fotovoltaico para “Net Metering”

Fuente: Watts y Kipreos (2010b)

Cabe destacar que los paneles fotovoltaicos producen energía eléctrica de corriente continua, generalmente es de 12 o 24 V, y en algunos casos particulares 48 V, y por ello se requiere del inversor, elevando el voltaje a 220 V y transformando a corriente alterna de 50 Hz de frecuencia. La electricidad generada llega al panel principal de servicio, ahí el exceso es desviado automáticamente a la red eléctrica. El hecho de aumentar el voltaje mediante un inversor es un proceso que ocupa un poco de energía, por lo que el inversor no posee una eficiencia del 100%, teniendo, en la mayoría de los casos una eficiencia del orden del 94% (Ordenes, 2012).

Por otro lado, el medidor bidireccional puede corresponder a un solo medidor que mida ambos flujos de energía (registro de consumo e inyección), o puede corresponder a dos medidores encargados de cada función independientemente. Eso dependerá de qué le es más fácil (o económico) a la compañía de distribución eléctrica. Es importante que se lleve un registro independiente del consumo y del aporte, esto porque los precios de consumo e inyección a la red no son iguales (Watts y Kipreos, 2010b).

2.3. Experiencia Internacional con mecanismo “Net Metering”

En el último período, debido al creciente auge de pequeñas instalaciones de generación de energía renovable, el autoconsumo de la vivienda e inyección de energía a la red distribuidora con mecanismo “Net Metering” ha comenzado a ser regulado en diversos países de todo el mundo, siendo una realidad en la Unión Europea, países tales como España, Inglaterra, Bélgica, Dinamarca, Alemania, Francia e Italia, en Norte América países como Estados Unidos y Canadá, en Asia países como Japón, Tailandia y el Líbano, también en Australia. En Latinoamérica en países como México, Brasil, Puerto Rico, Panamá, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Republica Dominicana, Jamaica, Uruguay y Chile (Watts y Kipreos, 2010a).

En los países en que la Medición Neta ha alcanzado un alto grado de desarrollo, ha sido porque ha habido una colaboración conjunta entre las empresas distribuidoras y el ente regulador, desarrollando programas de incentivo para los consumidores y también para las empresas de distribución. Se desprende además que los factores clave en una buena política de Medición Neta son disminuir las barreras de entrada a generadores pequeños, la implementación de subsidios para la adquisición de equipos por parte de los consumidores, y la accesibilidad de información (Watts y Kipreos, 2010a).

La experiencia internacional ha mostrado que el foco principal de los programas de medición neta se encuentra concentrado en los pequeños clientes residenciales. Debido a que en la mayoría de los países donde la medición neta ha sido implementada se ha diseñado el esquema tarifario en conjunto con importantes paquetes de incentivos complementarios, no es deseable que dichos incentivos y beneficios sean canalizados por grandes actores del mercado, los cuales a su vez podrían capitalizar estos beneficios y convertirlos en lucro (Watts y Kipreos, 2010a).

Por lo anterior, en general tal y como se ha observado en la mayoría de los marcos regulatorios de Estados Unidos y Europa, se han establecido diferenciaciones entre los tipos de clientes, ya sea estableciendo límites de capacidad para la instalaciones de forma diferenciada entre los diferentes grupos o exigencias que van en conformidad con la capacidad de pago y logística que cada actor posee.

El “Net Metering” o Medición Neta ya se encuentra altamente consolidada en Estados Unidos. En algunos estados las iniciativas de medición neta están presentes desde hace más de 30 años. Lo positivo de estas iniciativas es el hecho de que la Medición Neta y las diferentes regulaciones existentes en Estados Unidos han funcionado de forma dinámica, ya que han identificado las necesidades de los sistemas particulares, variando las regulaciones conforme fuera necesario. Casos emblemáticos son Oregón, California, Colorado y Texas (éste último como un mal ejemplo), entre muchos otros. Cabe destacar que en la actualidad solo tres estados actualmente no poseen sistemas de medición neta (FREEING THE GRID, 2013).

La Medición Neta en Estados Unidos ha sido aplicada de la mano de la creación de un sinnúmero de incentivos para permitir que su desarrollo sea económicamente factible desde el punto de vista del consumidor. Es más, muchos expertos aseguran que las políticas de Medición Neta por si solas ofrecen incentivos insuficientes para la instalación de medios de generación distribuidos limpios y han sido los incentivos económicos adicionales los que han gatillado su instalación (Watts y Kipreos, 2010a).

Otro aspecto a destacar en la regulación norteamericana es que muchos estados hacen una diferenciación entre clientes pequeños y clientes grandes, lo cual funciona bastante bien para disminuir las barreras de entrada a clientes residenciales. Además de esto, se diferencia en pequeños clientes entre los que operan con equipos certificados y los que operan sin equipos certificados, en donde a los primeros se les exigen menos pruebas a la hora de poner en servicio la instalación (Watts y Kipreos, 2010a).

En Europa la situación es un tanto distinta. Si bien los países europeos se encuentran liderando el campo de las energías renovables, en Europa la experiencia en cuanto a medición neta se refiere, es diferenciada entre los distintos países, existiendo países como Italia en el cual la iniciativa ha tenido gran éxito, con una legislación poseedora de un alto grado de detalle. Otros países han comenzado la implementación de estos sistemas recientemente y el éxito de los programas es incierto. Finalmente otros aún no han promulgado leyes de Medición neta, por ejemplo España se encuentra en vías de promulgar una ley propia de medición neta (Watts y Kipreos, 2010a).

Así, la iniciativa de “Net Metering” ha comenzado a ganar relevancia en Latinoamérica, debido al “boom” que las energías renovables han comenzado a tener en los países de esta región. Existen algunas iniciativas pero estas aun son incipientes y no poseen una experiencia detallada de forma que pueda ser comentada. Como es el caso de Chile en donde se acaba de aprobar la Ley que intenta aportar en el desarrollo de generadoras residenciales de energía (Watts y Kipreos, 2010a).

2.3.1 Escenario de Estudio, estado de California, Estados Unidos

El mecanismo “Net Metering” que se ha desarrollado a través del tiempo en California, Estados Unidos es simple transparente y de fácil implementación, donde incentiva a los usuarios a generar una cantidad de energía similar a la que consumen, promoviendo un comportamiento eficiente en cuanto al uso de energía y el desarrollo de los proyectos renovables a nivel residencial e industrial (ACESOL, 2011).

Utiliza una única tarifa para la energía, ya sea consumida desde la red de distribución o inyectada por el generador residencial. También toma en cuenta la naturaleza variable de las energías renovables, ya que permite al generador hacer intercambios de energía con la red, utilizándola como una gran “batería”, permitiendo solucionar el problema de tener perfiles de generación y consumos diferentes (ACESOL, 2011).

Por otra parte, en California, se estableció una capacidad instalada máxima por instalación de 1 MW máxima con un máximo total para el sistema correspondiente a un 2.5% del peak máximo de demanda del sistema, proyectándose alcanzar un máximo de un 5% en el corto plazo. Sin embargo, California comenzó la iniciativa de medición neta estableciendo un máximo de la capacidad instalada correspondiente a un 0.5% del peak máximo de demanda del sistema (Watts y Kipreos, 2010a).

Los pagos por la energía generada, bajo la cota de consumo de cada cliente se pagan mediante una tarificación anual, donde se reúne el consumo de 12 meses consecutivos y se calcula el consumo neto, pagándose este al precio de distribución final (o precio retail o de mercado). En cuanto a los excesos de generación se refiere, la legislación californiana no obliga a las empresas de distribución a pagar por los excesos generados por los clientes generadores. Además, dichos excesos son eliminados de la cuenta de energías generada una vez se cumple un año calendario (Watts y Kipreos, 2010a).

Existen tres factores clave en el desarrollo de la Medición Neta en este estado, ellos son:

- La posibilidad de que clientes de hasta 1MW de potencia instalada puedan optar a un programa de Medición Neta.
- Los incentivos existentes en California enfocados en disminuir los costos de adquisición de equipos de generación a los consumidores.
- La transparencia y la calidad de información disponible a los usuarios.

El éxito del sistema Net Metering en el estado de California se debe, en gran medida, a que coexisten una serie de programas de promoción de la energía solar fotovoltaica conectada a la red, los que a su vez, tienen presupuesto tanto para el financiamiento para la instalación, como para la operación de dichos proyectos. Dentro de estos programas destaca “El Programa de Iniciativa Solar de California” (California Solar Initiative, CSI), que es financiamiento exclusivo para la energía solar fotovoltaica (Ordenes, 2012).

Finalmente, Cabe destacar la cantidad de clientes que presenta el estado de California, siendo el estado que lidera el ranking y teniendo aproximadamente el 90% de la totalidad de los clientes de “Net Metering” en Estados Unidos (Ordenes, 2012).

3. MÉTODO

3.1. Lugar de estudio

El lugar de estudio corresponde a una vivienda ubicada en la ciudad de Santiago, Región Metropolitana, de consumo energético anual igual al consumo energético promedio de una vivienda de la Región Metropolitana para cliente regulado de tipo BT1 en área típica 1A, el cual corresponde a 2640 (kWh/año) (CHILE RENUEVA ENERGÍAS, 2013).

3.2.Método

3.2.1. Selección de escenarios de evaluación

Se explica la metodología usada en este estudio. En esencia, se explica la lógica del modelo de evaluación financiera para sistemas de generación distribuida con uso de energía solar fotovoltaica a nivel residencial para el lugar de estudio, según cada tipo de escenario de mecanismo “Net Metering”.

Los escenarios de mecanismo “Net Metering” en evaluación seleccionados se presentan en el Cuadro 2.

Cuadro 2. Escenario de Evaluación en torno a Sistemas “Net Metering”.

Condición	Escenario Net Metering California, EE.UU.	Escenario Net Metering Región Metropolitana, Chile
Pago de energía inyectada [FiT]	Pago de energía inyectada por parte de la empresa distribuidora igual al precio Retail (precio del Mercado)	Pago de energía inyectada por parte de la empresa distribuidora igual al precio Retail menos el 10% (90% del precio Mercado)

Se analizan ambos escenarios financieramente con distintos tamaños de sistemas solares fotovoltaicos instalados en el lugar de estudio, el que corresponde a una vivienda de consumo energético promedio de 2640 (kWh/año).

3.2.2 Selección de sistemas solares fotovoltaicos para evaluación.

Para la evaluación de la factibilidad técnica y financiera del estudio, inicialmente fue necesario seleccionar los tamaños de los sistemas solares fotovoltaicos que participaron en la evaluación con los dos escenarios de mecanismo “Net Metering”. Para la selección de estos sistemas, se realizó un estudio de mercado en Chile de las empresas que comercializan todo tipo de equipos de energía solar. Las empresas consideradas para ser cotizadas son: SOLARSHOP e IMOSOLAR, en paneles solares e inversores. Cabe destacar que al mismo tiempo se estimaron los costos de los equipos.

De esta manera, se eligió un panel solar y dos inversores desde el estudio de mercado para formar los distintos tamaños de sistemas solares fotovoltaicos, estos se presentan en el Cuadro 3 y Cuadro 4:

Cuadro 3. Panel Solar Fotovoltaico seleccionado.

Marca	Tipo de celdas	Potencia	Voltaje	Eficiencia	Precio		
		nominal	nominal		con IVA	Precio/watt	
		(w)	(v)	(%)	Área (m2)	(\$)	(\$/w)
Bosch	Monocristalino	250	12	16	1,64	276.300	1228

Cuadro 4. Inversor seleccionado.

Marca	Potencia de salida	Eficiencia	Precio con IVA	Precio/Watt
	(W)	(%)	(\$)	(\$/W)
STECA	300	94	200.000	667
TRITEC	1800	94	481.000	267

Asimismo, para seleccionar los tamaños de sistemas solares fotovoltaicos en relación a su potencia nominal que se usaron en la evaluación financiera y técnicas, es necesario conocer también el potencial energético solar de la zona donde está emplazada la vivienda, puesto que se debe saber cuánta energía potencial pueden generar anualmente los sistemas solares fotovoltaicos seleccionados.

Se consideró el Registro Nacional Solarimétrico realizado en conjunto por la Universidad Técnica Federico Santa María, el Gobierno de Chile (CNE), el PNUD y GEF, en el cual se midió la irradiación solar en (kWh/m²) a lo largo de todo el país, para varias localidades, en función de la inclinación, el azimut y el mes de medición, y considerando dichas variables tal que maximicen la energía anual acumulada, se muestra en el Cuadro 5 el máximo potencial energético para distintas localidades representativas de las zonas climáticas del país, la cual indica el máximo potencial energético para la zona en estudio (Santiago, Región Metropolitana).

Cuadro 5. Máximo Potencial Energético para cada localidad según zona climática.

Irradiación Solar Mensual y Anual (kWh/m²)															
Zona	Localidad	Inc (°)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
	Arica	9	178	169	169,5	134	119	96,2	91,9	115	130	160	167	175	1704,6
	Antofagasta	13	199	176	178	142	111	103	113	128	150	181	192	206	1878,4
NL	La Serena	20	193	175	135,9	103	95,4	89,4	87,9	103	123	149	162	192	1606,6
ND	Calama	22	212	197	202,7	179	177	157	173	198	197	223	124	223	2261,6
	Copiapó	17	202	184	177,9	145	125	112	128	147	164	197	197	208	1985,4
NVT	Ovalle	21	206	180	173,5	128	106	89,7	91,1	114	134	182	189	209	1802,1
CL	Valparaíso	23	181	151	135,6	95,3	69,7	57,3	64,4	92,1	118	146	165	178	1451,6
	San Fernando	25	201	168	151,2	103	60,5	50,5	62,2	88,2	114	151	171	196	1515,7
CI	Santiago	23	207	171	160,9	115	75,8	59,2	73,3	110	128	160	190	211	1661,2
SL	Concepción	27	200	170	159,5	120	81,3	54,7	72,6	105	131	166	181	191	1631,6
SI	Collipulli	28	185	158	143,8	108	67,2	41,6	48,7	79,9	112	145	162	177	1426,6
SE	Punta Arenas	43	150	120	105,1	67,1	42,2	22,5	31	54,6	83,6	112	152	155	1094,8
AN	Lonquimay	28	210	178	168,2	127	93,2	69,5	76,8	58,8	147	171	192	196	1685,9

Fuente: Registro Nacional Solarimétrico (2008)

Del cuadro se desprende que el máximo potencial eléctrico anual proveniente de la energía solar fotovoltaica que se puede obtener en Santiago es de 1661.2 (kWh/m²).

De los párrafos anteriores, se desprendió que para estimar los tamaños de los sistemas solares fotovoltaicos en función de su energía potencial de generación es necesario considerar:

- Área de sistema solar fotovoltaico, según la potencia nominal de generación.
- Porcentaje de eficiencia en relación a transformación de Energía de los sistemas solares fotovoltaicos. Considerando que el panel solar seleccionado es de celdas monocristalinas, posee una eficiencia del 16% y los inversores seleccionados una eficiencia del 94%, se puede estimar el porcentaje de eficiencia en la transformación de la energía, la cual es

[Eficiencia Sistema Panel Inversor = $0,16 \times 0,94 = 0,15 = 15\%$ de Eficiencia.]

- Radiación solar anual o máximo potencial energético para la zona de estudio

Así, los sistemas solares fotovoltaicos considerados para la evaluación financiera de los escenarios en la vivienda del lugar de estudio son respectivamente de 250, 500, 1000, 2000, 3000 y 5000 Watt de potencia nominal, y en conjunto con la radiación solar anual en el lugar de estudio se pudo conocer la energía potencial generada anualmente por cada sistema solar fotovoltaico.

3.2.3. Proyección del precio de la electricidad

Para establecer el análisis financiero del estudio, primero se debe estimar el precio o tarificación (I.V.A. incluido) que tendrá la energía eléctrica para los clientes regulados en el futuro, es decir, el precio al que los clientes de la vivienda del lugar de estudio pagan la energía consumida cada año de evaluación.

Se considera el precio futuro de la energía como el precio actual considerando la inflación, la que en promedio es del 3% anual, es decir, 0,25 mensual. De esta manera, el precio actual de la energía se considera según el promedio de tarifas mensuales del año 2012 de la empresa Chilectra S.A. para clientes regulados BT1 en área típica 1A para la Región Metropolitana

De esta forma, las tarifas futuras de la electricidad en Santiago, Región Metropolitana para los años de evaluación del estudio, correspondiente a 20 años serán consideradas como las que se muestran en el Cuadro 6 a continuación.

Cuadro 6. Tarifas de electricidad para años de evaluación del estudio.

TARIFAS (\$/kWh)					
Año	E. Base Normal	E. Adicional Invierno	Año	E. Base Normal	E. Adicional Invierno
2012	109	138	2022	146	185
2013	112	142	2023	151	191
2014	116	146	2024	155	197
2015	119	151	2025	160	203
2016	123	155	2026	165	209
2017	126	160	2027	170	215
2018	130	165	2028	175	221
2019	134	170	2029	180	228
2020	138	175	2030	186	235
2021	142	180	2031	191	242

Cabe destacar que por concepto del estudio, las tarifas utilizadas son las correspondientes a las de Energía en base normal.

3.2.4. Definición de modelo de análisis financiero

Se explica en qué consiste el modelo de análisis financiero del estudio para evaluar económicamente la inversión y todos sus elementos. El análisis toma el método de los flujos de caja incremental, el cual se basa en registrar sólo los ingresos y los costos atribuibles al proyecto, y por otro lado en los cuales no se hubiese incurrido si el proyecto no se hubiese ejecutado. Los ingresos que se registran en el flujo de caja incremental son claramente atribuibles a la realización del proyecto que es evaluado. Los ingresos incrementales son los que resultan de una comparación de los ingresos entre el escenario con proyecto y sin proyecto. Para realizar el análisis del proyecto, se encuentra la diferencia entre el flujo de caja con proyecto y el flujo de caja sin proyecto.

De esta forma, el método permite, entre otras cosas, despejar fácilmente el costo de oportunidad de los sistemas solares fotovoltaicos en los escenarios evaluados, puesto que al construir el flujo financiero de la entidad ejecutora con el proyecto y el flujo sin el proyecto, la diferencia revelará los costos de oportunidad de estos sistemas.

A Continuación se explica cada una de las variables utilizadas para la evaluación del estudio.

- Conociendo cada sistema solar fotovoltaico según tipo de potencia nominal instalada en el lugar de estudio y al mismo tiempo el precio de cada uno de estos, se puede conocer el precio por Watt de potencia instalado para cada caso.
- Se conoce la cantidad de Energía Generada (EG) por cada sistema solar fotovoltaico, ya que se sabe la energía potencial generada anualmente en el lugar de estudio.
- Energía Autoconsumida anualmente (EA), la cual se traduce en la energía que consume la vivienda de la zona en estudio desde el sistema solar fotovoltaico, esta energía no supera en ningún caso el consumo anual de la vivienda en estudio; 2640 [kWh/año], ya que cuando se supera la energía excedente es inyectada a la red distribuidora.
- Energía Inyectada anualmente (EI), corresponde a la fracción de energía que es generada por el sistema solar fotovoltaico, pero que no es autoconsumida por la vivienda. Esta energía representa la que es vertida a la red distribuidora por parte de la vivienda cuando existe un excedente, se mide en kWh/año y se aprecia en la Ecuación 1.

$$EI = EG - EA$$

Ecuación 1. Energía inyectada anualmente.

- Consumo Neto de energía (CN), representa la cantidad de energía que es consumida por la vivienda en estudio desde la red distribuidora.
- Ahorro Neto de energía (AN), se considera como la cantidad de energía que es Autoconsumida por parte de la vivienda más la cantidad de energía Inyectada a la red distribuidora. Se traduce también como la cantidad de energía generada total para los años de evaluación del proyecto, se mide en kWh/año (Ecuación 2).

$$AN = EA + EI$$

Ecuación 2. Ahorro neto de energía.

Este ahorro neto de energía se traduce también a ahorro en dinero para los clientes de la vivienda en estudio, se estima en función de la cantidad de energía ahorrada y el precio de la electricidad según base normal para los años en evaluación del proyecto.

- Pago a empresa distribuidora por concepto de Consumo neto de energía eléctrica (PDC), corresponde al monto de dinero pagado por los clientes de la vivienda en estudio a la distribuidora por la energía consumida. Esta variable se calcula por medio del consumo neto de energía y el precio de la electricidad (PE) según base normal que se calculó en el Cuadro 6 para los años en evaluación del proyecto (Ecuación 3).

$$PDC = CN \times PE$$

Ecuación 3. Pago a distribuidor por consumo.

- Pago de empresa distribuidora a cliente de vivienda por concepto de energía inyectada (PCEI), corresponde al monto de dinero pagado por la distribuidora de energía los clientes por recibir energía inyectada en la red proveniente del sistema solar fotovoltaico de la vivienda en estudio. Esta variable se calcula por medio de la energía inyectada de energía y el precio de la electricidad según base normal que se calculó en el Cuadro 6 para los años en evaluación del proyecto (Ecuación 4)

$$PCEI = EI \times PE$$

Ecuación 4. Pago a cliente por energía inyectada.

De esta manera se usan las variables antes mencionadas para ejecutar la evaluación financiera con método de flujos de caja incremental. De esta manera se encuentra la diferencia entre el flujo de caja con proyecto de sistema solar fotovoltaico de la vivienda en estudio y el flujo de caja sin proyecto, el cual representa el pago de dinero por parte del cliente a la empresa distribuidora por concepto de Consumo Neto de energía.

A partir de estos flujos de caja se obtienen indicadores económicos tales como:

Valor Actual Neto (VAN): modelo de evaluación que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos futuros descontando para cada periodo una tasa de interés.

El criterio implica que si se obtiene un valor positivo se debe aprobar el proyecto en evaluación.

Tasa Interna de Retorno (TIR): en términos sencillos es la tasa de interés a la cual el valor actual neto se vuelve cero, de esta forma se puede conocer que el valor de la TIR calculada para el proyecto se compara con la tasa de interés según el criterio de que si es mayor la TIR, el proyecto se debe aprobar.

Periodo de Recuperación de la Inversión o Capital (PRC): es un criterio sencillo que permite determinar la cantidad de tiempo en que se recupera la inversión realizada para la puesta en marcha del proyecto, incluido el capital de trabajo. Entrega una visión de corto plazo en la cual se empezara a recibir beneficios.

Índice de Rentabilidad o relación beneficio - costo (IR): implica un análisis de los valores ajustados de todos los costos y todos los ingresos de todos los periodos, por lo que entrega un valor que representa la razón entre ambos ítems, considerando factibles de realizar aquellos proyectos cuyo razón es mayor a 1.

Y se hace un análisis de comparación de ahorros netos de cada sistema solar fotovoltaico de la vivienda en estudio, para ambos escenarios en evaluación, estimando líneas de tendencia para cada caso.

3.2.5 Costos de sistemas solares fotovoltaicos para evaluación.

En general podemos separar los costos de un sistema solar fotovoltaico para “Net Metering” en dos tipos:

- Costos de inversión inicial, el cual incluye todo los equipos relacionados a la infraestructura, tales como paneles solares fotovoltaicos, inversores, medidores, cableado y conexiones. Dentro de los costos de inversión inicial se deben incluir los costos en la instalación de los equipos, tales como mano obra e insumos.
- Costos periódicos, corresponden a los costos de mantenimiento.

De esta manera, los equipos como paneles fotovoltaicos e inversores seleccionados fueron cotizados en las empresas de tecnología eléctrica antes mencionadas mostrados en los Cuadro 3 y Cuadro 4.

En el caso de los medidores se seleccionaron de dos tipos, según los requerimientos para la evaluación financiera del estudio. Para el escenario de “Net Metering” de California, se debe contar con un medidor bidireccional análogo el cual cuesta \$ 25.000, mientras que para el caso del escenario de “Net Metering” de Chile se necesitan dos medidores

bidireccionales análogos, ya que se utiliza tarifas diferenciadas para la energía retirada desde la red y la inyectada por medio del sistema solar fotovoltaico.

Con respecto a los costos periódicos en relación a mantención de los sistemas solares fotovoltaicos no representa impacto económico a los clientes de la vivienda en el lugar en estudio, pues corresponde principalmente a mantenerlos libres de polvo y agua, simplemente lavarlos cada cierto tiempo y secarlos con un paño seco bastaría para un buen cuidado, por lo que esta variable de costo no se considera dentro del análisis financiero.

También se considera como costos asociados dentro de los sistemas solares fotovoltaicos un 10 % de los costos de equipos por concepto de instalación, insumos e imprevistos.

Los costos variables para la evaluación financiera del estudio se traducen como el Consumo Neto de energía, es decir al pago a empresa distribuidora por concepto de Consumo neto de energía eléctrica por parte del cliente.

3.2.6. Ingresos en evaluación financiera

Se considera como ingreso en la evaluación financiera del estudio, el pago de empresa distribuidora a cliente de vivienda por concepto de energía inyectada, explicado en párrafos anteriores. Cabe recordar que esta variable se traduce como un tipo de mecanismo “Feed in Tariff”, el cual es un incentivo basado en desempeño del sistema solar fotovoltaico, donde se remunera al cliente según los logros de su sistema.

Los ingresos son distintos para ambos escenarios de mecanismo “Net Metering” evaluados, puesto que para el escenario de evaluación del mecanismo de California, el pago de la energía inyectada a los clientes es igual al precio retail (precio del Mercado), mientras que en el escenario de evaluación del mecanismo de Chile, el pago de energía inyectada a los clientes es igual al precio retail menos el 10%, o sea el 90% del precio Mercado, como lo indica la legislación.

Se considera también como ingreso el valor residual o de desecho, por concepto de venta del equipamiento de los sistemas solares fotovoltaicos al término de la evaluación del proyecto. La vida útil de los equipos para sistemas fotovoltaicos es alrededor de 20 años, por esta causa que se considera como valor residual o de desecho como cero, puesto que al término de la evaluación los equipos están totalmente depreciados.

3.2.7. Variables para evaluación financiera del estudio

3.2.7.a. Depreciación. Para las depreciaciones se considera el deterioro de los equipos solares fotovoltaicos o la obsolescencia producida por los avances tecnológicos, lo cual tiene un impacto en la construcción del flujo de caja ya que influye directamente sobre el balance neto del proyecto. Para calcular el valor de este ítem se dividió el valor de los

activos a depreciar por su vida útil, mediante el método de depreciación lineal. La vida útil de los sistemas solares fotovoltaicos es de del orden de los 20 años y se considera que después de ese período que su valor de desecho es cero. Es por esto que se considera que la depreciación de los sistemas fotovoltaicos es del 5% anual.

3.2.7.b. Tasa de descuento. Según Sapag y Sapag (1996) “La tasa de descuento que debe utilizarse para actualizar los flujos de caja de un proyecto ha de corresponder a la rentabilidad que el inversionista le exige a la inversión por renunciar a un uso alternativo de esos recursos, en proyectos de niveles de riesgo similares” por lo tanto, la determinación de la tasa de descuento es esencial debido a que una mala elección puede inducir a resultados erróneos dentro de nuestra evaluación. Con todo, si los inversionistas de los sistemas fotovoltaicos disponen de los recursos deberá usarse como tasa de descuento “el costo oportunidad del capital” de uso de esos recursos en aquella alternativa que a igual riesgo le reditué la misma rentabilidad exigida a esa inversión. Caso contrario de no disponer de fondos y estos recursos deban obtenerse mediante un préstamo en el sistema financiero deberá usarse la tasa de interés o costo del dinero que la institución financiera cobre por el préstamo. Es necesario que la tasa de descuento refleje la necesidad de obtener una rentabilidad de acuerdo con los riesgos asociados al proyecto.

Así, recomendaciones de distintos estudios plantean que las tasas de descuento en proyectos energéticos deben superar el 10% debido a los riesgos asociados a los muchos factores externos que influyen en este tipo de inversiones, pero en el caso de los proyecto de sistemas fotovoltaicos, los riesgos asociados son limitados y los que hay casi todos ellos se conocen y están controlados, en cuanto a la eficiencia de producción ésta puede ser medida y hacer una estimativa con relativa facilidad, la relatividad de los cambios de insolación es muy baja, lo cual implica que los ingresos van a mantenerse más o menos constantes a lo largo de la vida del proyecto. En definitiva un sistema fotovoltaico es un tipo de inversión clara con muy poca incertidumbre, del que se conocen los costos, lo que la hace ser un tipo de inversión de poco riesgo. Con todos estos antecedentes se decidió utilizar una tasa de descuento para el presente proyecto de 10%.

3.2.7.c. Tasa de impuesto. La tasa de impuesto usada para la evaluación es el impuesto al valor agregado (I.V.A) de un 19% de los equipos comprados, incluyendo también el I.V.A en las ventas y pagos de energía eléctrica por parte de los clientes de la vivienda en el lugar de estudio. Por otro lado, en este proyecto no se considera la tasa de impuesto de primera categoría, correspondiente al 17%, que representa el impuesto a la utilidad del proyecto, ya que el proyecto es ejecutado por personas naturales que invierten sin tener que pagar este impuesto.

3.2.7.d. Tipo de cambio. El tipo de moneda a usar es el peso chileno, esto debido a que en el estudio la inversión se realiza por personas naturales (residentes de la vivienda del lugar de estudio), donde su moneda de cambio común es el peso chileno.

3.2.7.e. Supuestos generales para la evaluación. Por otro lado, en la evaluación financiera se consideran supuestos generales, los cuales se explican a continuación:

- Período de evaluación financiera del estudio es igual a 20 años.
- Se asume que para ambos escenarios en evaluación, la cantidad de energía autoconsumida, es decir la energía utilizada desde el sistema fotovoltaico por la vivienda, es la totalidad que puede generar (Energía potencial generada anual), no sobrepasando el supuesto general de consumo promedio de energía eléctrica de 2640 KWh que consume la vivienda en estudio.
- En los sistemas fotovoltaicos hay asociada una pérdida de eficiencia con el paso del tiempo, es por esto que se considera que existe una degradación en relación al performance del sistema fotovoltaico del 0,5 % anual.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Selección de sistemas solares fotovoltaicos para evaluación

En el Cuadro 7 se presentan los distintos tipos de tamaños de sistemas solares fotovoltaicos con potencia nominal dada, seleccionados para efectuar la evaluación de la factibilidad técnica y financiera del estudio. De estos se conoce la energía potencial generada anualmente para el lugar de estudio.

Cuadro 7. Energía Potencial generada en Santiago por distintos Sistemas Solares Fotovoltaicos.

Potencia Nominal (W)	Cantidad Panel FV	Área (m ²)	Eficiencia Panel-Inversor (%)	Radiación Solar Anual (kWh/m ²)	Energía Potencial Generada Anual (kWh/año)
250	1	1,64	15	1661,20	409
500	2	3,28	15	1661,20	817
1000	4	6,56	15	1661,20	1635
2000	8	13,12	15	1661,20	3269
3000	12	19,68	15	1661,20	4904
5000	20	32,80	15	1661,20	8173

4.2. Costos de sistemas solares fotovoltaicos para evaluación

A continuación se presentan en los Cuadro 8 y Cuadro 9 detalladamente los costos de los sistemas solares fotovoltaicos para los escenarios en evaluación de la vivienda en el lugar de estudio.

Cuadro 8. Costo de inversión de sistemas solares fotovoltaicos para escenario de California, USA.

Elementos	Costos [\$] FV 250 (W)	Costos [\$] FV 500 (W)	Costos [\$] FV 1000 (W)	Costos [\$] FV 2000 (W)	Costos [\$] FV 3000 (W)	Costos [\$] FV 5000 (W)
Paneles Solares FV	276.3	552.6	1.105.200	2.210.400	3.315.600	5.526.000

(Continúa)

Cuadro 8. Costo de inversión de sistemas solares fotovoltaicos para escenario de California, USA (Continuación).

Elementos	Costos [\$]	Costos [\$]	Costos [\$]	Costos [\$]	Costos [\$]	Costos [\$]
	FV 250 (W)	FV 500 (W)	FV 1000 (W)	FV 2000 (W)	FV 3000 (W)	FV 5000 (W)
Inversor	200	200	418	418	481	481
Medidor	25	25	25	25	25	25
Instalación de Sistema	15.35	30.7	61.4	122.8	184.2	307
Insumos	6.14	12.28	24.56	49.12	73.68	122.8
Imprevistos	9.21	18.42	36.84	73.68	110.52	184.2
Costo Sistema FV	532	839	1.671.000	2.899.000	4.190.000	6.646.000

Cuadro 9. Costo de inversión de sistemas solares fotovoltaicos para escenario de Chile.

Elementos	Costos [\$]	Costos [\$]	Costos [\$]	Costos [\$]	Costos [\$]	Costos [\$]
	FV 250 (W)	FV 500 (W)	FV 1000 (W)	FV 2000 (W)	FV 3000 (W)	FV 5000 (W)
Paneles Solares FV	276.300	552.600	1.105.200	2.210.400	3.315.600	5.526.000
Inversor	200.000	200.000	418.000	418.000	481.000	481.000
Medidor	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Instalación de Sistema	15.350	30.700	61.400	122.800	184.200	307.000
Insumos	6.140	12.280	24.560	49.120	73.680	122.800
Imprevistos	9.210	18.420	36.840	73.680	110.520	184.200
Costo Sistema FV	557.000	864.000	1.696.000	2.924.000	4.215.000	6.671.000

De los cuadros antes señalados, se desprende que los costos de inversión son relativamente más altos para el escenario “Net Metering” de Chile, esto se debe exclusivamente a la diferencia en relación al requerimiento de tipo de medidor.

A continuación se muestra, en la Figura 4 la curva de costos de inversión de sistemas solares fotovoltaicos en relación a los tamaños de potencia instalada de los sistemas solares en la vivienda del lugar de estudio para ambos escenarios evaluados.

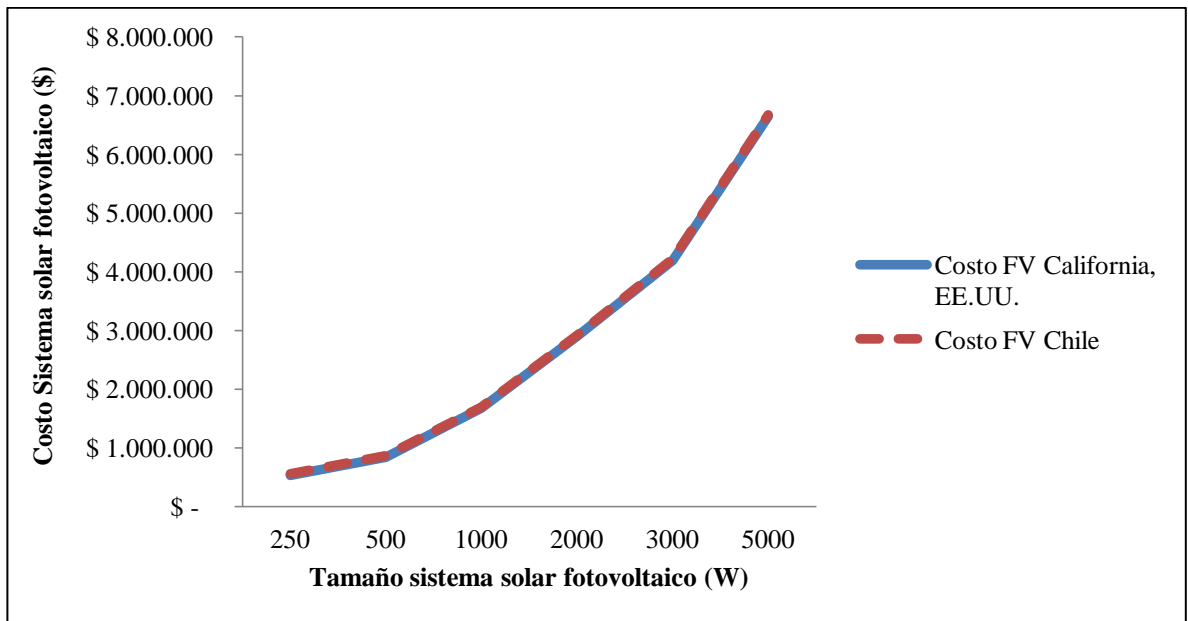


Figura 4. Costos de Inversión vs tamaño de sistema fotovoltaico (potencia instalada) para escenarios evaluados.

A continuación se presenta en la Figura 5 el precio de energía generada en relación a Watt de potencia para cada sistema solar fotovoltaico. Representa la relación del costo de inversión y la energía potencial generada anualmente por cada sistema.

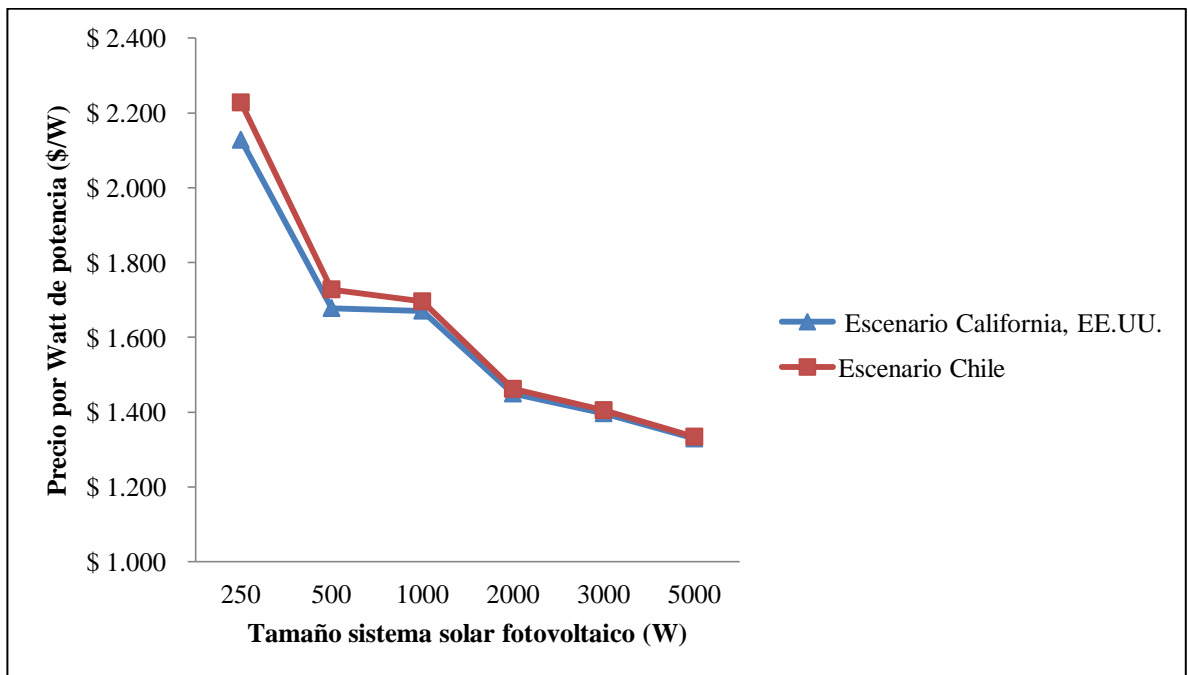


Figura 5. Precio de energía según tamaño de sistema solar fotovoltaico.

De ambos gráficos anteriormente mostrados se presenta cómo se comporta el precio de la energía proveniente de un sistema solar fotovoltaico en función del tamaño del mismo. Por un motivo de economía de escala, los sistemas más pequeños tienen precios más altos en la relación Watt de potencia instalado, pues existen gastos fijos independientes del tamaño como: fletes, costos de importación, gastos administrativos, rendimiento de mano de obra, etc. Así, se muestra que al realizar proyectos de mayor tamaño, estos gastos se pueden prorratear de mejor manera, logrando mejores precios por watt instalado.

4.3. Análisis de indicadores financieros en evaluación

4.3.1. Valor Actual Neto (VAN)

A continuación en el Cuadro 10 se presentan los Valores Actuales Netos (VAN) de cada sistema solar fotovoltaico en ambos escenarios evaluados considerados en la evaluación financiera del estudio.

Cuadro 10. VAN de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios evaluados.

Potencia sistema instalado (W)	VAN Escenario California, EE.UU. (\$)	VAN Escenario Chile (\$)
250	-83.448,05	-108.448,05
500	57.007,19	32.007,19
1000	122.111,09	97.111,09
2000	686.125,47	603.227,08
3000	1.975.860,29	926.027,06
5000	3.105.065,57	1.696.639,98

Se aprecia en los datos que los resultados obtenidos con respecto al VAN son favorables a la decisión de aceptar para casi todos los tamaños de sistemas solares fotovoltaicos del proyecto de inversión en ambos escenarios de evaluación, es decir, es recomendable invertir en estos sistemas para generación distribuida en la vivienda del lugar de estudio. Pero existe una excepción, específicamente con el sistema de 250 Watt de potencia, donde el VAN es negativo, en este caso el proyecto de inversión para generación distribuida con este tamaño de equipo no es favorable que se acepte. La razón de esta excepción se debe a que los sistemas más pequeños tienen precios más altos en su relación Watt de potencia instalado. Así, el indicador muestra que no es conveniente invertir en sistemas fotovoltaicos pequeños para generación distribuida residencial.

Con todos los demás sistemas solares fotovoltaicos instalados; desde los 500 hasta los 5000 Watt de potencia, se aprecia que es favorable optar por aceptar los proyectos de inversión para los escenarios evaluados en el estudio, ya que el VAN toma un valor positivo, el cual

indica que los flujos de caja generados permiten recuperar el capital invertido y todavía dan un importante excedente de riqueza a los inversores o clientes regulados.

A continuación se presenta en la Figura 6. la curva de VAN de cada sistema solar fotovoltaico evaluado en ambos escenarios.

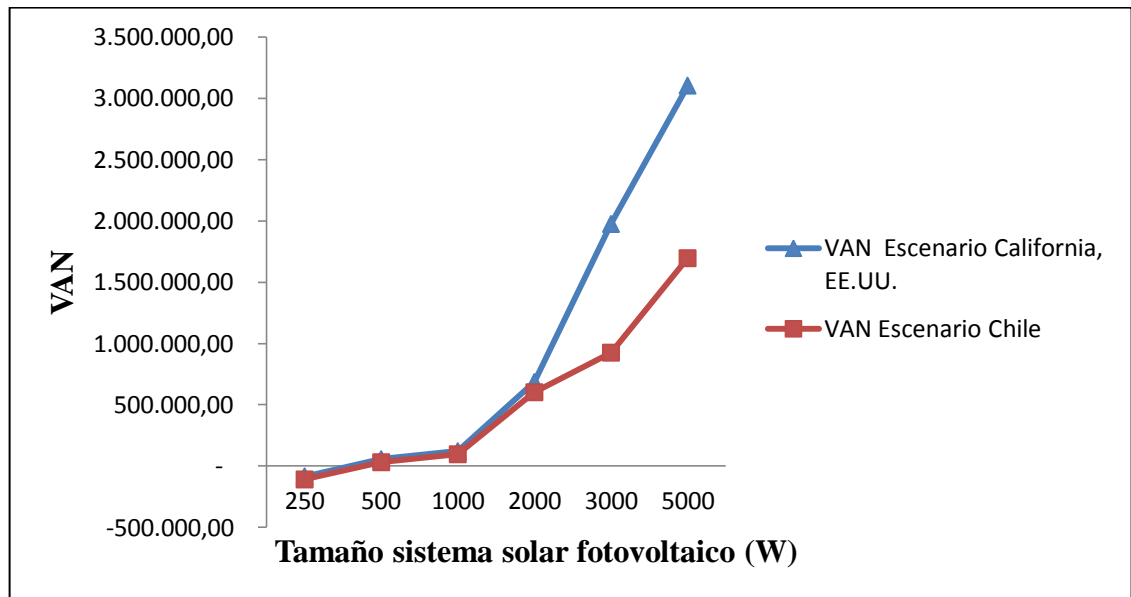


Figura 6. VAN de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios de evaluación.

Se aprecia que en el escenario de “Net Metering” de California los VAN son considerablemente mayores que los del escenario de “Net Metering” de Chile. Esta razón se debe principalmente al tipo de mecanismo utilizado con respecto al pago de la energía inyectada por la vivienda a la red (Feed in Tariff). Se aprecia que a mayor tamaño de sistema solar fotovoltaico la brecha de valores en el VAN aumenta, ya que mientras más grande es el sistema, este más inyecta a la red, por ende más diferencias existen en los pagos por parte de la empresa distribuidora de energía y mayores diferencias existen con respecto a la rentabilidad del proyecto entre los escenarios.

4.3.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

A continuación en el Cuadro 11 se presentan el índice de Tasa Interna de Retorno (TIR) de cada sistema solar fotovoltaico en ambos escenarios evaluados considerados en la evaluación financiera del estudio.

Cuadro 11. TIR de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios evaluados.

Potencia Sistema Instalado (W)	TIR Escenario California, USA (%)	TIR Escenario Chile (%)
250	7,82%	7,27%
500	10,90%	10,49%
1000	10,96%	10,76%
2000	13,03%	12,65%
3000	15,70%	12,82%
5000	15,70%	13,24%

De la misma forma que en caso del índice VAN, se aprecia en los datos que los resultados obtenidos con respecto a la TIR son favorables a la decisión de aceptar para casi todos los tamaños de sistemas solares fotovoltaicos el proyecto de inversión en ambos escenarios de evaluación, es decir, es recomendable invertir en estos sistemas para generación distribuida en la vivienda del lugar de estudio. Pero de igual forma existe una excepción, específicamente con el sistema de 250 Watt de potencia, donde la TIR no es mayor que el valor de la tasa de descuento al cual el análisis financiero del estudio fue evaluado, en este caso el proyecto de inversión para generación distribuida con este tamaño de equipo no es favorable que se acepte. La razón de esta excepción se debe a que los sistemas más pequeños tienen precios más altos en su relación Watt de potencia instalado. Así, el indicador muestra que no es conveniente invertir en sistemas fotovoltaicos pequeños para generación distribuida residencial.

Con todos los demás sistemas solares fotovoltaicos instalados; desde los 500 hasta los 5000 Watt de potencia, se aprecia que es favorable optar por aceptar los proyectos de inversión para los escenarios evaluados en el estudio, ya que el indicador TIR representa el máximo costo de capital a la que los inversores podrían financiar los proyectos, en estos casos es mayor que el valor de la tasa de descuento al cual el proyecto fue evaluado, superando el 10% de la tasa de descuento. Según este criterio se indica que los proyectos deberían ser llevados a cabo.

A continuación se presenta en la Figura 7 la curva de TIR de cada sistema solar fotovoltaico evaluado en ambos escenarios.

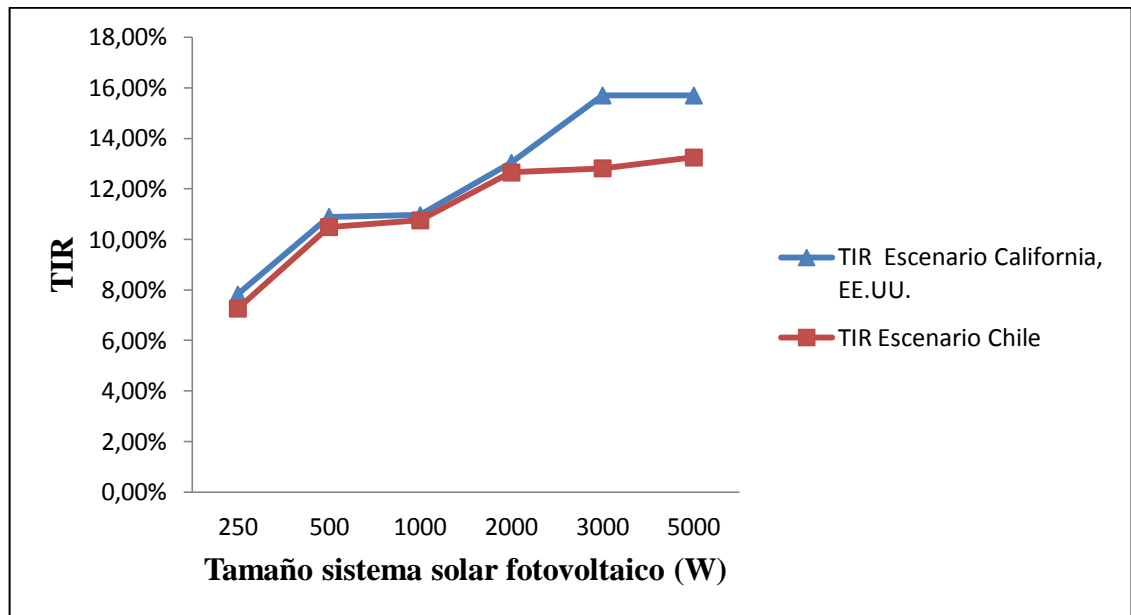


Figura 7. TIR de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios de evaluación.

De la misma forma que en el análisis de los VAN de los sistemas instalados para los escenarios evaluados, se aprecia que para el escenario de “Net Metering” de California las TIR son considerablemente mayores que los del escenario de “Net Metering” de Chile, también la razón se debe principalmente al tipo de mecanismo utilizado con respecto al pago de la energía inyectada por la vivienda a la red (Feed in Tariff). Se aprecia que a mayor tamaño de sistema solar fotovoltaico la brecha de valores en el TIR aumenta, ya que mientras más grande es el sistema, este más inyecta a la red, por ende más diferencias existen en los pagos por parte de la empresa distribuidora de energía y mayores diferencias existen con respecto a la rentabilidad del proyecto entre los escenarios.

4.3.3. Período de Recuperación de la inversión (PRC)

A continuación en el Cuadro 12 se presenta el Período de Recuperación de la inversión o capital (PRC) de cada sistema solar fotovoltaico evaluado en ambos escenarios.

Cuadro 12. PRC de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios evaluados.

Potencia Sistema Instalado (W)	PRC Escenario California, USA (Años)	PRC Escenario Chile (Años)
250	11	11
500	9	9
1000	9	9

(Continúa)

Cuadro 12. PRC de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios evaluados (Continuación).

Potencia Sistema Instalado (W)	PRC Escenario California, USA (Años)	PRC Escenario Chile (Años)
2000	8	8
3000	7	8
5000	7	8

Del cuadro anteriormente mostrado se desprende que en todos los tamaños de sistemas solares fotovoltaicos del proyecto de inversión en ambos escenarios de evaluación se recupera la inversión inicial antes de la finalización del estudio, el cual corresponde a 20 años. Se observa también, que a mayor potencia instalada, más rápido se recupera la inversión, ya que a mayor potencia instalada más cantidad de energía generada por la vivienda en estudio es inyecta a la red, la cual es pagada por la empresa distribuidora a los clientes.

Además se aprecia que desde 3000 Watt de potencia instalada existen diferencias entre los periodos de recuperación entre ambos escenarios de evaluación, mostrándose que en los sistemas solares fotovoltaicos instalados para el escenario de California se recupera más pronto la inversión que para el escenario de Chile.

4.3.4. Índice de Rentabilidad (IR)

A continuación en el Cuadro 13. Se presenta el Índice de Rentabilidad o Relación Beneficio Costo (IR) de cada sistema solar fotovoltaico evaluado en ambos escenarios.

Cuadro 13. IR de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios evaluados.

Potencia Sistema Instalado (W)	PRC Escenario California, USA	PRC Escenario Chile
250	0,843	0,805
500	1,068	1,037
1000	1,073	1,057
2000	1,237	1,206
3000	1,472	1,220
5000	1,467	1,254

Se aprecia en los datos que los resultados obtenidos con respecto al índice de rentabilidad (IR) son favorables a la decisión de aceptar para casi todos los tamaños de sistemas solares fotovoltaicos el proyecto de inversión en ambos escenarios de evaluación, es decir, es recomendable invertir en estos sistemas para generación distribuida en la vivienda del lugar de estudio, ya que los flujos actualizados superan la cantidad total invertida, siendo el IR

superior a la unidad. Pero de igual forma existe una excepción, específicamente con el sistema de 250 Watt de potencia, donde el IR no es superior a la unidad, en este caso el proyecto de inversión para generación distribuida con este tamaño de equipo no es favorable que se acepte.

4.4. Análisis de Ahorro Neto

A continuación se presenta en la Figura 8 las curvas ahorro en dinero del cliente de la vivienda en estudio para cada sistema solar fotovoltaico instalada evaluado en ambos escenarios; escenario de mecanismo “Net Metering” de California y Chile respectivamente.

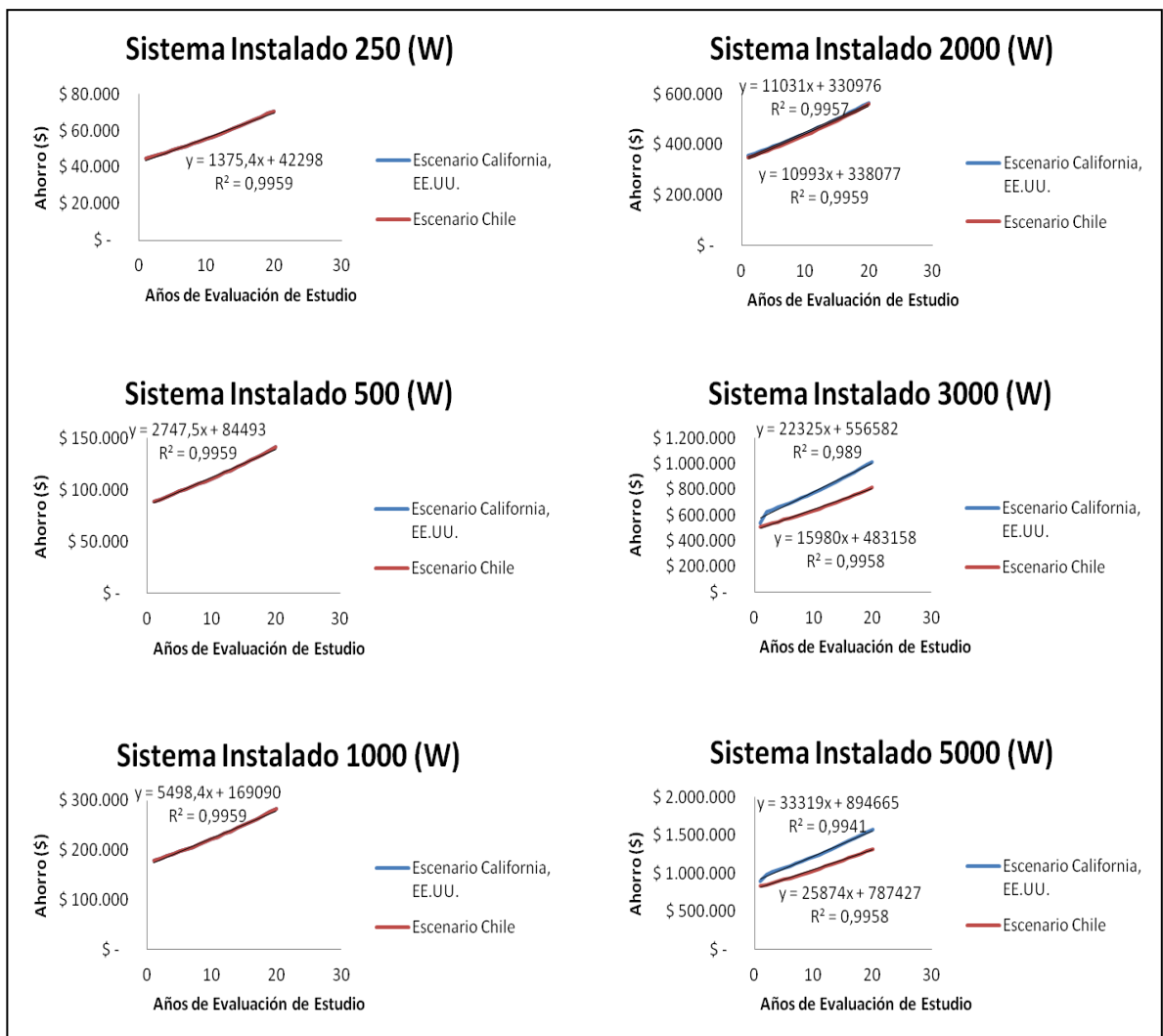


Figura 8. Ahorros monetarios de sistemas solares fotovoltaicos en escenarios de evaluación.

Sabiendo que energía ahorrada es la energía Autoconsumida por parte de la vivienda más la cantidad de energía Inyectada a la red distribuidora. Teniendo en cuenta que para calcular el monto de dinero ahorrado esta cantidad de energía se debe multiplicar por el precio de la energía Retail, para el caso de la energía autoconsumida y por el precio de energía inyectada.

Según las ecuaciones de línea de tendencia de los gráficos se aprecia que la pendiente de estas aumenta considerablemente a medida que aumenta el tamaño del sistema instalado. Por ende, a mayor potencia instalada, los ahorros aumentan en el estudio, esto se explica porque a mayor potencia instalada mayor energía autoconsumida y mayor cantidad de energía inyectada a la red, puesto que mayor cantidad de energía es generada por los equipos fotovoltaicos.

Se aprecia en los gráficos que los sistemas solares fotovoltaicos instalados de 250, 500 y 1000 Watt de potencia en ambos escenarios de evaluación tienen la misma curva de ahorro, presentando igual pendiente (según el cálculo de la línea de tendencia). Esto se debe a que la vivienda con consumo de 2640 (kWh/Año) autoconsume la totalidad de la energía generada por estos sistemas, por ende con estos sistemas no se inyecta energía a red. Por el contrario en los casos de 2000, 3000 y 5000 Watt de potencia se genera mayor cantidad de energía que la capacidad máxima de autoconsumir de la vivienda, por lo que el excedente es inyectado a la red distribuidora, pagándose a los clientes según las tarifas de casa escenario de evaluación.

De las curvas, se desprende que existe un mayor nivel de ahorro para el escenario de California.

5. CONCLUSIONES

En el presente estudio se concluyó que el mecanismo “Net Metering” es un nuevo modelo complementario que surge de la mano de las tecnologías asociadas a los sistemas distribuidos de generación y que funciona como una forma de incentivo a la instalación de fuentes de generación de energías renovables no convencionales (ERNC), planteándose así, estos sistemas como una alternativa de suministro en el contexto de las redes inteligentes. Este mecanismo no implica un costo alguno para el Estado ni para las distribuidoras, puesto que el “Net Metering” no es un incentivo, sino simplemente un mecanismo justo de transar energía renovable.

El mecanismo “Net Metering” no se debe ver sólo como un sistema técnico donde da la posibilidad al consumidor final de inyectar los excesos de energía que cuente su fuente generadora, si no que se debe visionar como una política energética completa de medición neta, que se construya bajo pilares legales, técnicos y financieros, donde estos den lineamientos para que la medición neta funcione de manera adecuada según la realidad de cada país.

De los resultados, se concluyó que la generación distribuida con sistemas solares fotovoltaicos para una vivienda es un sistema exitoso y eficiente, puesto que en la mayoría de los casos de sistemas solares para ambos escenarios de evaluación los criterios financieros indican que los proyectos son favorables de aplicar por parte de los clientes de la vivienda en estudio, ya que la rentabilidad es positiva en la evaluación. Esto quiere decir que de cualquier forma usar sistemas de energías renovables para la generación de energía en pequeña escala es una inversión conveniente, donde la recuperación del capital invertido retorna en un corto período.

En el caso del mecanismo “Net Metering” evaluado del caso de California, tiene índices de rentabilidad considerablemente mayores que en el caso de mecanismo “Net Metering” de Chile. Esto se debe principalmente al aspecto técnico legal, el cual valoriza de forma distinta la energía que se consume e inyecta a la red. En el caso de Chile el mecanismo de medición neta en si no existe, ya que cambia de sentido, correspondiendo a una facturación neta, donde termina siendo conveniente sólo generar pequeñas cantidades de energía para autoconsumo, evitándola inyectar a la red distribuidora, pues su precio es castigado. De esta manera se concluye que el mecanismo de “Net Metering” de La Ley Chilena no incentiva de ningún modo por sí solo el desarrollo de energías renovables, ni menos aporta al desarrollo de los sistemas de generación distribuida con energías renovables en pequeña escala.

De esta manera, debido a que los programas de medición neta se encuentran orientados a clientes residenciales o de pequeña escala, es deseable eliminar las posibles barreras que puedan existir para que estos clientes instalen sistemas de generación distribuida y se acojan a programas de medición neta. Por esta razón es aceptable la utilización de tarifas

parejas que remuneran energía y potencia de manera conjunta, de manera de no desincentivar a posibles interesados en instalar estos sistemas, debido a la complejidad que podría significar el cambio de tarifa para el cliente.

Es por esto que se concluye que dentro de ambos escenarios de tipos de mecanismo “Net Metering” analizado en el estudio, se concluye que el mecanismo de California, Norteamérica es mucho más eficiente y óptimo para su utilización en Chile, puesto que junto a los sinnúmero de tipos de incentivos que provee el Estado y la legislación de California, principalmente el objetivo del mecanismo es entregar a los consumidores o clientes todas las herramientas y ayudas para que puedan generar energía limpia y renovable desde sus viviendas. De esta forma, se concluye que a Chile le queda un camino gigantesco con respecto a la generación y aplicación de una política seria en Medición Neta o generación distribuida, donde haya sistemas de incentivos, regulación legal clara, estándares técnicos y políticas de tarifas con respecto a la energía inyectada a la red.

6. BIBLIOGRAFÍA

ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍA SOLAR (ACESOL). 2011. “Net Metering” vs Ley Chilena de generación distribuida. Evaluación de proyectos. Santiago, Chile. 2-16p.

BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL DE CHILE (BCN). 2011. Energías renovables no convencionales. Energía Solar. Disponible en: http://www.bcn.cl/carpeta_temas_profundidad/energias-renovables-no-convencionales/energia-solar. Leído el 26 de Diciembre del 2011.

CAJA MADRID. 2006. Guía de la energía solar. Dirección general de industria, energía y minas. Industrias gráficas el Instalador. Madrid, España. 19p.

CENTRO DE ENERGÍAS RENOVABLES (CER). 2012a. Energías Renovables de Chile – Ficha informativa. Energía Solar. Santiago, Chile. 1-2.

CENTRO DE ENERGÍAS RENOVABLES (CER). 2012b. Reporte CER, Mayo 2012. Estado de Proyectos ERNC en Chile. Santiago, Chile. 1-2.

CHILE RENUEVA ENERGÍAS. 2013. Eficiencia energética la mayor de las energías. Disponible en: http://www.chilerenuevaenergias.cl/index.php?option=com_k2&view=item&layout=item&id=10. Leído el 2 de Marzo del 2012.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE). 2007. Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponibles en Chile para la generación de biogás. Potencial de biogás. Santiago, Chile. 5p.

ECLAREON. 2011. Consideraciones y análisis del “Grid Parity” y “Net Metering” en España. Paridad de red ya es una realidad en España. Madrid, España. 6p.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION (EPIA). 2012. Global market outlook 2012. Total PV installed capacity. Verona, Solar Expo 2012. 2-74.

FREEING THE GRID. 2013. Best Practices in State Net Metering Policies and Interconnection Procedures. Net Metering California, United State. Disponible en: <http://freeingthegrid.org/>. Leído el 3 de Mayo del 2012.

Horvart, A. 2011. Horvart Senador. El Senado aprobó el proyecto de ley que establece el *Net Metering*. Disponible en: <http://www.antoniohorvath.cl/noticias/senado-aprueba-elnet-metering/>. Leído el 26 de Diciembre del 2011.

MINISTERIO DE ENERGÍA (MINENERGIA). 2012a. Estrategia Nacional de Energía 2012 – 2030. Energía para el futuro, el desafío energético de Chile. Santiago, Chile. 6p.

MINISTERIO DE ENERGÍA (MINENERGIA). 2012b. Estrategia Nacional de Energía - 2012 – 2030. Energía para el futuro, ¿Qué energía queremos? Santiago, Chile. 7-10.

MINISTERIO DE ENERGÍA (MINENERGIA). 2012c. Estrategia Nacional de Energía 2012 – 2030. Energía para el futuro, hacia un mercado eléctrico más competitivo. Santiago, Chile. 32-33.

MINISTERIO DE ENERGÍA (MINENERGIA). 2012d. Estrategia Nacional de Energía 2012 – 2030. Energía para el futuro, avance sostenido en las opciones de interconexión eléctrica Regional. Santiago, Chile. 34p.

Ordenes, F. 2012b. Análisis técnico, económico y legal de la implementación del sistema “Net Metering” en Chile: Aplicación en 2 viviendas de la Región Metropolitana. Departamento de Ingeniería Civil, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. Santiago, Chile. 33p.

Picón, F. 2012a. Màster Interuniversitari UB-UPC d’Enginyeria en Energia, Sistemas fotovoltaicos Net Metering. Definición de los sistemas “Net Metering”. Universidad de Barcelona y Universidad de Catalunya. Barcelona, España. 23p.

Sapag C., Sapag N., 2003. Preparación y evaluación de proyectos. Mc-graw Hill Interamericana. Santiago, Chile. 437p.

SENADO REPÚBLICA DE CHILE. 2012. Ley 20/20, Boletín 7201-08. Proyecto de Ley “Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales”. Santiago, Chile. 6p.

Valdés, M. y G. Gutiérrez. 2012. Evolución del desarrollo y del costo de los sistemas fotovoltaicos en el mundo y en Chile. Mercados eléctricos. Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago, Chile, 2012. 6-53.

Watts, D. y N. Kipreos. 2010a. Resumen experiencia internacional en medición neta. Equipo de planificación, modelación energética y de abatimiento de emisiones. Grupo de energía UC. Santiago, Chile. 1-14.

Watts, D. y N. Kipreos. 2010b. Introducción a medición neta. Equipo de planificación, modelación energética y de abatimiento de emisiones. Grupo de energía UC. Santiago, Chile. 1-14.

Watts, D., N. Kipreos y D. Jara. 2010. Resumen definiciones y discusiones para el marco regulatorio sobre medición neta. Equipo de planificación, modelación energética y de abatimiento de emisiones. Grupo de energía UC. Santiago, Chile. 1-5.

