



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
PARA VIVIENDAS CONECTADAS A LA RED DE
DISTRIBUCIÓN, EN EL CONTEXTO DE LA LEY N° 20.571**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

MILLARAY ALEJANDRA MIRANDA ESCOBAR

PROFESOR GUÍA:
JORGE ROMO LÓPEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE
2016

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: MILLARAY MIRANDA
FECHA: 20/09/2016
PROF. GUÍA: JORGE ROMO

DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA VIVIENDAS CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN, EN EL CONTEXTO DE LA LEY N° 20.571.

La Ley N° 20.571, aprobada en Abril de 2012, permite a los clientes de Empresas Distribuidoras disponer de generadores eléctricos propios, para consumos y/o venta de una parte o el total de la energía generada a la Distribuidora. Estos sistemas de generación deben emplear Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y la potencia instalada no debe superar los 100 kW. En Octubre de 2014 se publicó el Reglamento de dicha Ley, que sentó las bases legales para que los clientes de las Distribuidoras puedan contratar tarifas como "Generadores Residenciales". Así, se podría esperar que un alto porcentaje de los clientes instalen paneles fotovoltaicos (FV) en sus inmuebles, como ha ocurrido en otros países.

En este contexto, se analiza en qué condiciones los proyectos FV residenciales son rentables, desarrollando y aplicando metodologías confiables para centrales FV de baja potencia, en viviendas típicas ubicadas en diversas ciudades del país; y en base a los resultados, se entregan las recomendaciones para optimizar económicamente estas soluciones. Posteriormente, se realizan análisis de sensibilidad respecto al precio de los paneles FV, al precio del kWh comprado por la Distribuidora y al efecto de subsidios estatales y/o rebajas de impuestos en la inversión. La finalidad de estos análisis es determinar en qué escenarios son más rentables los proyectos FV para los clientes de la red de distribución eléctrica.

Los resultados del estudio permiten concluir que el Reglamento no incentiva la instalación de centrales generadoras residenciales por parte de los usuarios de las Distribuidoras, debido a sus elevados costos de inversión y lento retorno; sin embargo, en el escenario de una disminución del precio de los paneles solares, los proyectos mejoran su rentabilidad, en particular en la zona sur, donde se necesitan más paneles. Aún más, si la Distribuidora paga al cliente por la energía inyectada un precio igual al que éste le compra a la Distribuidora, mejora significativamente la rentabilidad, sobre todo en los sectores donde el kWh sea más costoso. En el caso de subvenciones del gobierno para la inversión, la generación es más rentable en cualquier zona. Por lo anterior, se considera que la Ley y/o el Reglamento deben ser replanteada para lograr un crecimiento en la generación distribuida.

Dedicado a la señora y el viejo panzón, y a las personas
que me ayudaron a llegar al final de este camino.

“Eres un caso difícil, como un péndulo con muchos grados de libertad”

J.S.

Agradecimientos

Primero quiero agradecer a Dios por permitirme completar exitosamente este largo y, a ratos, muy difícil camino, permitiéndome terminar la carrera que realmente me gusta, que no fue la primera que cursé; a mis papás y familia por darme todas las facilidades y el apoyo necesario durante este tiempo para llegar a buen puerto.

Le agradezco a mis amigos de la vida por apoyarme en este largo proceso, cuando las cosas no funcionaban como yo hubiera querido, a la Gabriela, la Romanet, la Angela, la Claudia, la Nataly, su apoyo siempre fue muy reconfortante.

Le agradezco a mis amigos de la primera generación, Marlene, Cathy, Cristian, Lily, Jacque, por estar ahí para hacer más entretenido los momentos libres y los almuerzos frente a Química, y por las salidas a bailar que siempre se agradecen; a Victor por su inconmensurable ayuda con todos los problemas computacionales que se me presentaron, sin él nada habría salido bien y a Carlos por heredarme su material de años anteriores que hizo mi vida mucho más fácil a la hora de enfrentar los ramos.

También le agradezco a mis amigos de la segunda generación por las jornadas sentados en la cafeta, conversando de las cosas más absurdas con una mirada más absurda aún; a los cerdos: Catalina, Chorre, Matias y Juanka que hicieron que el (a veces tortuoso) estudio fuera más llevadero a lo largo de las jornadas en la casa de la Cata, por el apoyo mutuo con las tareas y/o trabajos donde hacíamos un equipo genial, y por todos los Houston y Challenger de los que fueron responsables. Al Ilian, al Pedro, la Laura, al Erick y la FAE, que hicieron que la estadía en los computadores de eléctrica fuera mucho más entretenida mientras hacíamos cosas productivas (o lo intentábamos).

Le agradezco a la gente que conocí en la cafeta y con quienes entablé lindas amistades, al Alvaro por ser el mejor/peor amigo que pude conocer, que me hizo reír y también rabiarse con sus cosas de pantys, y me ciber-acompañó muchas noches mientras ambos estudiábamos, a la Karen que me entretuvo infinitamente con su simpática locura y salidas geniales, al Mono que siempre estaba ahí para nosotros con su buena onda, al Edi, la Violchen y el Nico M. con quienes compartí grandes momentos de estar en nada.

Finalmente debo agradecer a dos personas que en diferentes momentos fueron indispensables; primero, al Pato, que me acompañó y alentó todo el tiempo, sobre todo cuando el camino se puso más cuesta arriba, sin él habría sido mucho más difícil lograrlo, y a Julio Salas, porque a pesar de los contratiempos, me ayudó, creyó en mí y me defendió como nunca lo esperé, y también me dio el impulso final para terminar mi carrera.

Le agradezco a todos quienes estuvieron conmigo y los quiero mucho.

Tabla de contenido

1.	Introducción	1
1.1.	Motivación	1
1.2.	Objetivos	1
1.3.	Alcances	2
2.	Antecedentes	3
2.1.	Consideraciones generales sobre Energía Solar	3
2.1.1.	Radiación electromagnética	3
2.1.2.	Movimientos de la Tierra	4
2.1.3.	Coordenadas celestes.....	7
2.1.4.	Recurso solar	8
2.2.	Celdas Fotovoltaicas	9
2.2.1.	Efecto fotoeléctrico	9
2.2.2.	Juntura NP	9
2.2.3.	Celdas FV	10
2.2.4.	Curva de carga.....	11
2.2.5.	Rendimiento y efecto de la temperatura.....	12
2.3.	Ley N°20.571 y su Reglamento	13
2.3.1.	Análisis de la Ley N°20.571	13
2.3.2.	Análisis del Reglamento de la ley N° 20571.....	13
2.3.3.	Leyes similares en otros países	16
2.3.4.	Valor agregado de distribución	17
2.3.5.	Otros aspectos de interés	17
3.	PANELES FOTOVOLTAICOS	18
3.1.	Descripción	18
3.1.1.	Elementos constituyentes	18
3.1.2.	Tipos de paneles	19
3.1.3.	Efecto sombra.....	19
3.1.4.	Efecto “hot spot” y de diodos bypass	20
3.2.	Paneles FV comerciales	21
3.2.1.	Datos técnicos y precios más relevantes	21
3.2.2.	Otros datos técnicos	22
3.3.	Potencia generada.....	23
3.3.1.	Ecuaciones.....	23
3.3.2.	Efecto de la orientación e inclinación del panel.....	24

3.3.3.	Paneles fijos y con seguimiento solar.....	25
3.4.	Nuevos desarrollos en paneles fotovoltaicos.....	26
4.	Metodología para proyectos de generación FV distribuida residencial	27
4.1.	Descripción general de la Metodología.....	27
4.2.	Datos necesarios.....	28
4.3.	Cálculo de la cantidad de Paneles	28
4.4.	Especificación de elementos Accesorios.....	30
4.5.	Evaluación Económica en Base al Reglamento de la Ley 20.571	33
4.6.	Decisión de la Mejor Solución	36
4.7.	Análisis de Sensibilidad	36
5.	Aplicación	38
5.1.	Descripción general de proyectos a realizar.....	38
5.2.	Definición de viviendas típicas en grandes ciudades y curvas de demanda diaria.....	38
5.3.	Proyecto para Casa Típica de Antofagasta.....	39
5.3.1.	Radiación del lugar.....	39
5.3.2.	Aplicación de la metodología.....	40
5.3.3.	Solución óptima.....	42
5.4.	Proyecto para Casa Típica de Santiago	42
5.4.1.	Radiación del lugar y otros datos	42
5.4.2.	Aplicación de la metodología.....	43
5.4.3.	Solución óptima.....	45
5.5.	Proyecto para Casa Típica de Pucón	46
5.5.1.	Radiación del lugar y otros datos	46
5.5.2.	Aplicación de la metodología.....	46
5.5.3.	Solución óptima.....	49
6.	Análisis de resultados.....	50
6.1.	Comparación de resultados (de soluciones más rentables) en cada ciudad.....	50
6.2.	Análisis de Sensibilidad	51
6.2.1.	Respecto a Precio del kWh.....	51
6.2.2.	Costo de paneles.....	54
6.2.3.	Subsidios estatales, y otros.....	56
6.3.	Determinación del mejor escenario para tener Proyectos altamente rentables	56
7.	Conclusiones	58
	Bibliografía	60
	Anexos.....	63
A1.	Radiación solar en el territorio nacional.....	63
A1.1.	Descripción de registros disponibles y conceptos relacionados	63

A1.2. Selección de Ciudades donde se Analizará la Generación FV	
Distribuida Residencial	65
A1.2. Valores de Radiación Solar diaria por ciudad escogida	67
A2. Paneles fotovoltaicos comerciales.....	68

1.Introducción

1.1. Motivación

El día 22 de octubre del 2014 se aprobó el reglamento de la ley N° 20.571, sentando las bases para que los clientes regulados de las empresas de distribución eléctrica puedan contar con sus propios medios de generación de energía para abastecer su propio consumo, y/o vender el total o parte de la energía generada (normalmente, el excedente de energía generada respecto a lo consumido).

La potencia inyectada a la red no puede ser mayor a los 100 kW y las instalaciones generadoras deben utilizar “energías renovables no convencionales” (ERNC). Debido a la naturaleza de las distintas ERNC, la energía solar es la de aprovechamiento más directo y simple, por lo que se esperaría que esta ley incentive principalmente la implementación de sistemas de generación fotovoltaicos domiciliarios.

De esta forma nace el interés por estudiar distintos proyectos de sistemas de generación fotovoltaicos, y de analizar mejoras en las condiciones actuales de los proyectos buscando una mayor rentabilidad, puesto que, en la situación actual, en caso de vender energía regularmente al sistema, estos proyectos tienen periodos de recuperación de la inversión muy elevados, que pueden alcanzar hasta los 10 años o más.

1.2. Objetivos

El principal objetivo este trabajo de Título es desarrollar y aplicar metodologías confiables para proyectos de centrales fotovoltaicas de baja potencia y aplicarlos a viviendas típicas ubicadas en diversas ciudades del país. En base a los resultados así obtenidos se pretende entregar recomendaciones para optimizarlas económicamente.

Entre los objetivos específicos se encuentran:

- Realizar un cálculo fiable del consumo diario de una vivienda a partir de las cuentas de consumo eléctrico.
- Proponer una metodología para relacionar los datos de radiación solar del lugar con el tamaño de la instalación fotovoltaica.
- Establecer una metodología simple para determinar el tamaño de la instalación y encontrar la cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios para alimentar total o parcialmente la demanda.

- Determinar las especificaciones necesarias de los elementos de electrónica de potencia adicionales, para el buen funcionamiento de la instalación (regulador, inversor, medidor).
- Elaborar un método para la evaluación económica, considerando las inversiones y la posibilidad de vender energía a la red eléctrica, según la ley N ° 20.571.
- Aplicar la metodología diseñada a 3 viviendas típicas, ubicadas en el norte, centro y sur del país.
- Realizar un análisis de sensibilidad a los diseños propuestos con el fin de mejorar su desempeño económico desde el punto de vista del usuario.
- Analizar los resultados y exponer las conclusiones respectivas.

1.3. Alcances

El trabajo que aquí se presenta considera el desarrollo de una metodología de diseño para instalaciones de generación fotovoltaica aplicable principalmente a viviendas particulares, en las que el cliente de la distribuidora y dueño de la instalación, pueda inyectar energía a la red eléctrica, y recibir una compensación económica por ello. No obstante, si bien el presente trabajo está dirigido a viviendas privadas, puede ser extendido en un futuro a otro tipo de inmuebles, como edificios de departamentos, oficinas, empresas, colegios, etc., en los cuales los órdenes de magnitud tanto del consumo, como de los espacios necesarios e inversión, cambian considerablemente, pudiendo llegar a soluciones más convenientes en estos casos, debido a la existencia de economías de escala.

Por otra parte, los proyectos se realizan con ecuaciones simplificadas del comportamiento de paneles FV, lo que se considerará aceptable para los objetivos del estudio. Es decir, no se entra a detallar efectos negativos en caso de existencia de sombras ocasionales sobre algunos paneles, ni se consideran los efectos de la temperatura sobre el rendimiento de los paneles, entre otras cosas.

También se decidió aceptar simplificaciones en las curvas de demanda de viviendas típicas, en las curvas diarias de radiación solar (en este aspecto, se consideran iguales todos los días de un mismo mes). Finalmente, debe aclararse que los proyectos entran al detalle sólo para determinar el tipo, número y ubicación de los paneles FV; no se diseñan, sino que se especifican los inversores, medidores, cables, etc.

2. Antecedentes

2.1. Consideraciones generales sobre Energía Solar

2.1.1. Radiación electromagnética

La radiación electromagnética es un tipo de campo electromagnético variable que se propaga transportando energía y se caracteriza por no necesitar un medio material para su transmisión. La radiación electromagnética cubre un espectro que va de longitudes de onda muy cortas ($10^{-5} m$), hasta longitudes de onda correspondientes a centenares de metros (ver Figura 2.1).

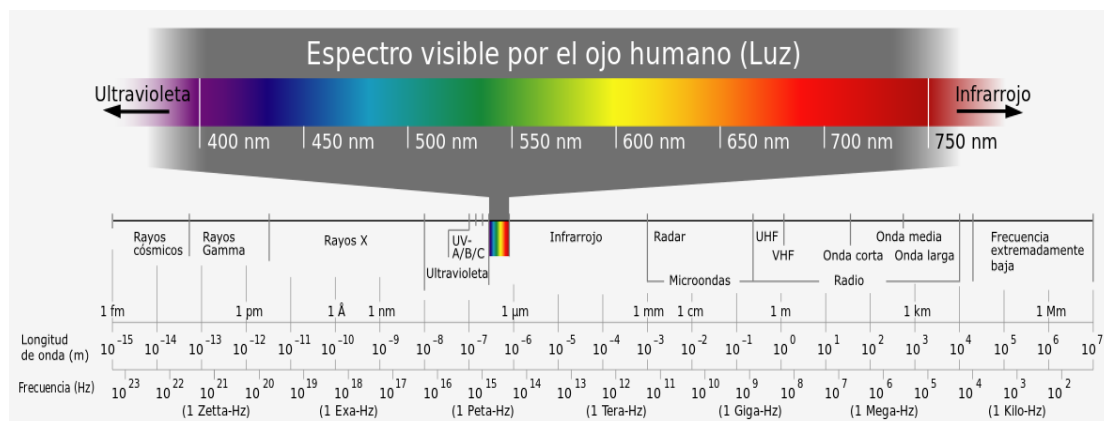


FIGURA 2.1: ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO [15].

Para modelar la radiación emitida por un cuerpo, se utiliza el concepto de “cuerpo negro”, que corresponde a un objeto ideal capaz de absorber toda la energía que incide sobre él, y radia en todas las longitudes de onda. Todo cuerpo con temperatura mayor a 0 K radia energía electromagnética, siendo la cantidad de energía función de la temperatura del cuerpo.

La ley de Wien [3] [4] determina la longitud de onda a la que se tiene la máxima emisión de energía de un cuerpo negro, y está dada por la fórmula:

$$\lambda = \frac{2890}{T} \quad (2.1)$$

Donde λ es la longitud de onda en μm y T la temperatura en K. Si se considera al Sol como cuerpo negro y que su temperatura superficial es de 5770 K, al utilizar la ley de Wien se obtiene que el máximo de radiación se da en una longitud de onda de $\lambda = 475 \text{ nm}$. En la Figura 2.2 se presenta el espectro de radiación del Sol a nivel extraterrestre y al nivel del mar, que cubre un rango aproximado de 300 a 2500 nm de longitud de onda. Además, este espectro tiene fuertes bandas de absorción, producto del ozono atmosférico, CO_2 y vapor de agua.

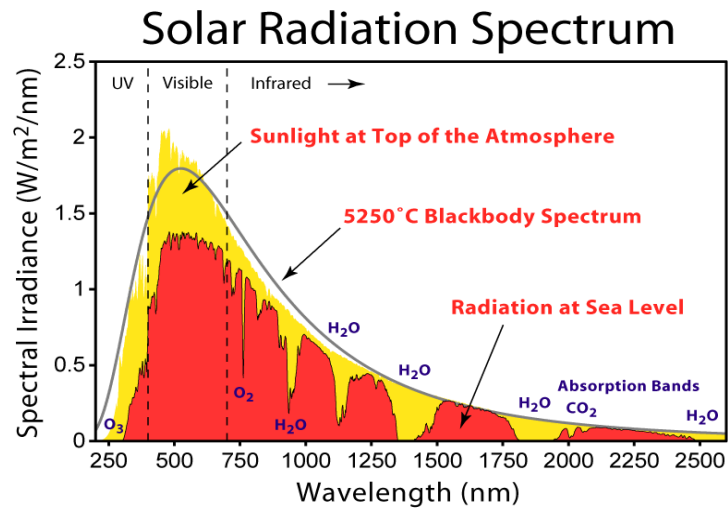


FIGURA 2.2: ESPECTRO DE RADIACIÓN DEL SOL AL NIVEL DEL MAR [3].

2.1.2. Movimientos de la Tierra

Para estudiar los movimientos de la Tierra, o lo que es equivalente, los movimientos del Sol en el cielo, es necesario definir algunos conceptos que serán de utilidad:

- La “bóveda celeste” es una esfera imaginaria de diámetro infinito, cuyo centro se ubica donde está el observador.
- El “horizonte celeste” es la proyección del horizonte del observador en la bóveda celeste. En este plano se definen las direcciones cardinales: norte, sur, este y oeste (Fig 2.3).
- El “meridiano” celeste del lugar es un plano ficticio perpendicular a la horizontal y que une la dirección norte-sur (Fig. 2.3).

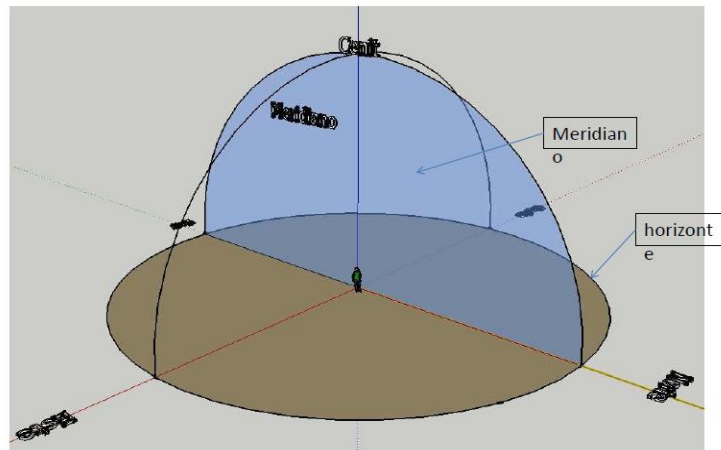


FIGURA 2.3: MERIDIANO CELESTE.

- El “ecuador celeste” es la proyección del ecuador terrestre sobre la bóveda celeste (Fig 2.4). Si llamamos ϕ a la latitud, el ángulo entre el ecuador celeste y la horizontal es $90^\circ - \phi$. Además, intersecta la horizontal justo en la dirección este-oeste.
- La “eclíptica” es la trayectoria que describe el Sol en la bóveda celeste a lo largo de un año, vista desde la Tierra. Los puntos donde la eclíptica intersecta con el ecuador celeste se llaman punto de Libra y punto de Aries (Fig. 2.4).

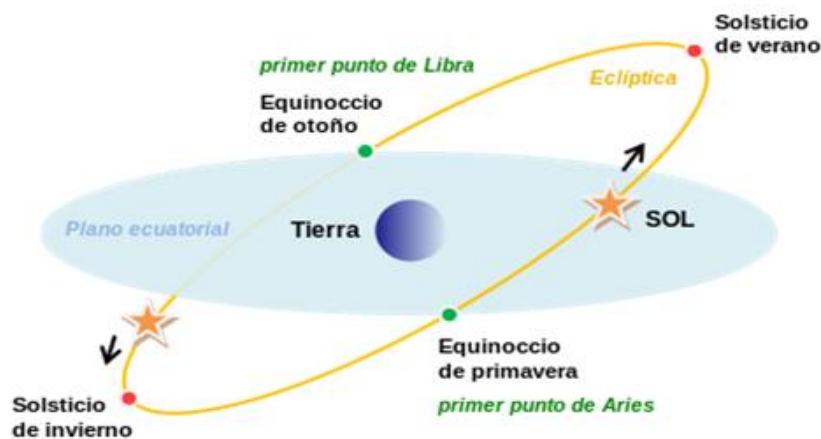


FIGURA 2.4: ECUADOR CELESTE Y ECLÍPTICA.

- Se llama “declinación solar” la distancia angular que tiene el Sol por sobre el ecuador celeste. Varía desde un máximo de $+23,45^\circ$ en Junio a $-23,45^\circ$ en Diciembre. Es igual a 0° en los equinoccios. Se designa con la letra griega δ .

Existen otros puntos notables además del Ecuador, como los Trópicos de Cáncer y Capricornio (Fig 2.5), y la zona comprendida entre ellos tiene la particularidad de recibir perpendicularmente los rayos del Sol en algún momento del año. En las zonas norte y sur se encuentran los círculos polares; para latitudes mayores a las del círculo polar, existe al menos 1 día en el año en que no se pone el Sol o 1 día en que no aparece.

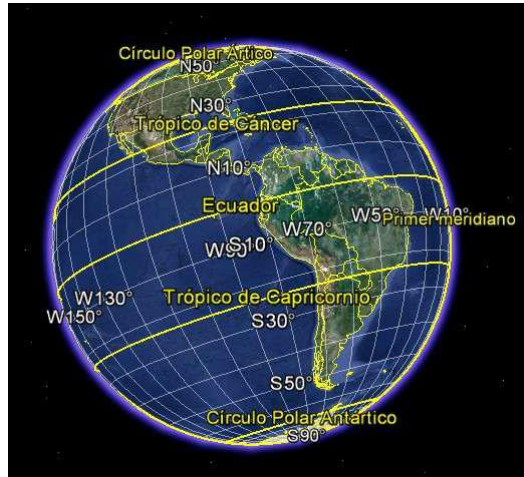


FIGURA 2.5: ECUADOR, TROPICOS Y CÍRCULOS POLAR.

Como ya se mencionó, el Sol transita sobre la eclíptica durante el año, camino en el que ocurren 2 solsticios y 2 equinoccios (ver Fig 2.6). Durante el solsticio de junio, el eje de la Tierra apunta al Sol, y su declinación es $23,45^\circ$; mientras que en el solsticio del 22 de diciembre la declinación del Sol es $-23,45^\circ$, teniéndose el día más largo del hemisferio sur y más corto del hemisferio norte. En el equinoccio, el eje terrestre está de frente al Sol, por lo que la declinación solar es 0° y el día y la noche tienen la misma duración para todas las localidades. El equinoccio de verano marca el paso del invierno a la primavera (el 22 de marzo) y el equinoccio de invierno (el 23 de septiembre), marca el paso del verano al otoño (estaciones para el hemisferio norte, ver Fig 2.6).

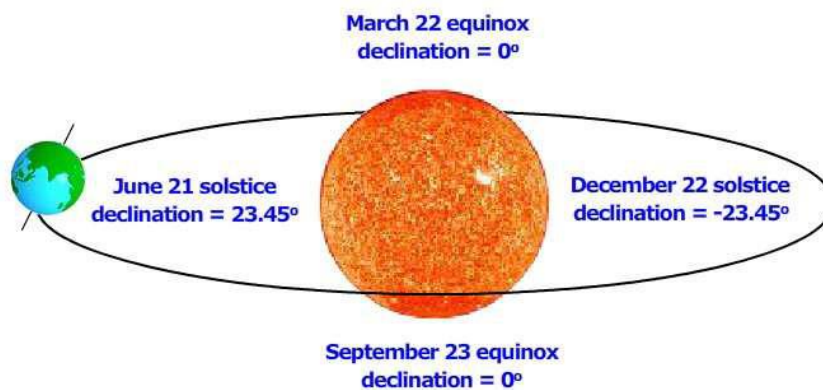


FIGURA 2.6: TRAYECTORIA DE LA TIERRA ALREDEDOR DEL SOL.

2.1.3. Coordenadas celestes

Es un sistema de coordenadas que se caracterizan por ser absolutas y son definidas por medio del punto Aries y el ecuador celeste, utilizando dos ángulos para describir la posición de un objeto: “declinación” δ y “ángulo horario” (AH), mostrados en la Fig 2.7.

- El “ángulo horario AH” o “ascensión recta”, se mide a lo largo del ecuador celeste a partir del punto Aries hacia el este, y se mide en horas, que van desde 0 hasta 24, donde 1 hora equivale a 15° . Cuando el Sol está en el meridiano, AH = 0 h; y a medianoche, AH = 12 h.
- La “declinación” es el ángulo entre el ecuador celeste y el objeto. Se mide en grados y va desde 0° hasta 90° en el hemisferio norte y desde 0° hasta -90° en el hemisferio sur.

La declinación (en grados) en cierto lugar y momento del año, se calcula con la siguiente expresión [18]:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot (d - d_{sv})}{365,25}\right) \quad (2.2)$$

Donde d es el día juliano en que se hace la medición, contado desde el primero de enero y d_{sv} es el día juliano en que ocurre el solsticio de verano, día 22 de julio.

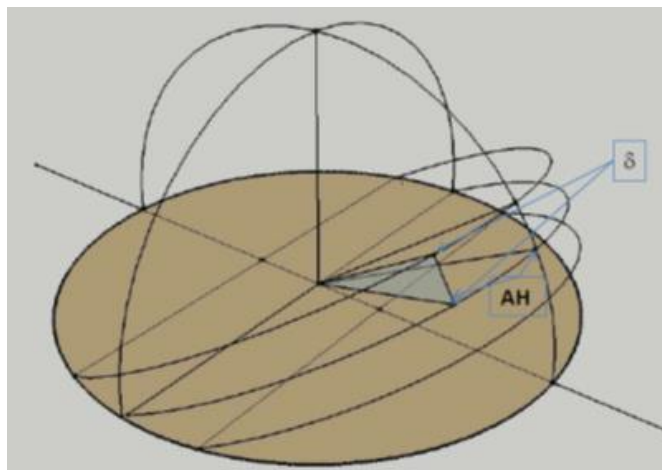


FIGURA 2.7: COORDENADAS ECUATORIALES.

2.1.4. Recurso solar

La radiación solar se puede clasificar según su forma de incidencia sobre la superficie de la Tierra, existiendo las siguientes formas (ver Fig. 2.8):

- Radiación directa: es la que proviene directamente del Sol y se caracteriza por generar sombras definidas.
- Radiación difusa: es la radiación absorbida y dispersada por la atmósfera que llega a la superficie terrestre.
- Radiación reflejada: es aquella reflejada por los componentes y obstáculos de la superficie terrestre y depende del coeficiente de reflexión de la superficie; también llamado “albedo”.

La radiación global incidente corresponde a la suma de estas 3 formas de radiación, donde en general se puede despreciar la radiación difusa, debido al mínimo aporte al total de la radiación.

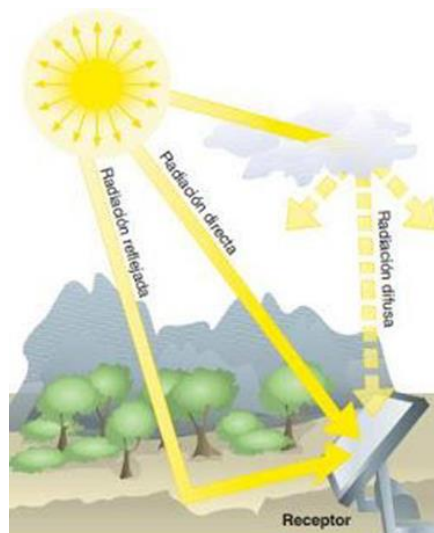


FIGURA 2.8: TIPOS DE RADIACIÓN.

Al considerar un plano perpendicular a los rayos del Sol fuera de la atmósfera, el valor promedio de la intensidad de la radiación solar es de 1353 W/m^2 , valor conocido como “constante solar”. Sin embargo, al nivel de la superficie terrestre, la intensidad de la radiación depende de varios factores, entre los que se cuentan los factores astronómicos como latitud, día y hora en que ocurre la radiación y la nubosidad del cielo; en general, para días despejados la radiación es bastante predecible.

2.2. Celdas Fotovoltaicas

2.2.1. Efecto fotoeléctrico

El montaje mostrado en la Figura 2.9, consiste de dos placas metálicas dentro de un tubo al vacío, conectadas por un conductor a una fuente de voltaje continuo. En dicho tubo no hay corriente inicialmente, pero cuando se hace incidir luz de cierta frecuencia sobre una de las placas, aparece una corriente por el conductor.

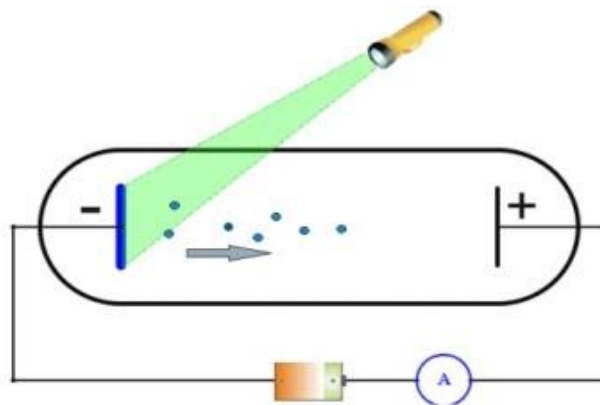


FIGURA 2.9: MONTAJE EXPERIMENTO DEL EFECTO FOTOELÉCTRICO.

Este fenómeno fue explicado por Albert Einstein en 1905, lo que le significó ganar el premio Nobel de física años más tarde. Los fotones de un rayo de luz tienen cierto nivel de energía que está determinado por su frecuencia, y al incidir sobre el metal, los electrones de éste pueden absorber la energía de los fotones, siendo excitados. Y si la energía es mayor que la función de trabajo propia del material, entonces el electrón es liberado y se pueden desplazar influenciados por la diferencia de tensión, creándose una corriente. Cuando la intensidad de la luz aumenta, aumenta la cantidad de electrones que se liberan, pero no la energía cinética con que se libera cada uno.

2.2.2. Juntura NP

Tanto los materiales conductores, semiconductores y aisladores a nivel atómico están formados por bandas de energía, donde la más externa es la banda de conducción y la que sigue es la de valencia, y entre las diferentes bandas existen bandas prohibidas, que son niveles de energía que los electrones no pueden tener.

En un conductor, los electrones se caracterizan por estar ligados débilmente a la banda de valencia, por lo que pueden pasar con gran facilidad a la banda de conducción que está a medio llenar, donde los electrones se pueden mover libremente, cuando se aplica una tensión

externa. En cambio, en un material aislante, los electrones de la banda de valencia están fuertemente ligados en enlaces interatómicos.

En un material semiconductor, la banda de conducción está vacía y la de valencia es ocupada completamente y sus electrones forman enlaces que no son demasiado fuertes. Con una diferencia de tensión suficiente, pueden pasar de la banda de valencia a la de conducción.

Para mejorar la conductividad de un semiconductor se utiliza la técnica del dopaje, que consiste en agregar a un semiconductor como el silicio, otro material que posea un electrón de valencia más, como fósforo o arsénico, obteniendo un material tipo N, en que los electrones saltan más fácilmente a la banda de conducción, mejorando su conductividad. También al semiconductor se le puede agregar un material con un electrón menos en la banda de valencia como boro o galio, así se tiene un material tipo P con más huecos para conducir electricidad.

Al crear una unión de materiales tipo N y P, los electrones libres se difunden desde N hacia P creando un campo eléctrico en la unión debido al gradiente de la carga; en una juntura de silicio, la diferencia de potencial de equilibrio tiene un valor de 0,7 [V] aproximadamente.

Al aplicar una tensión externa, donde el lado N tiene mayor potencial que el lado P, los electrones libres son alejados de la unión, lo que se traduce en ausencia de flujo de cargas, pero si se conecta de forma inversa, los portadores son empujados hacia el lado opuesto de la juntura, dándose la conducción de corriente.

2.2.3. Celdas FV

Las celdas fotovoltaicas son juntas PN de gran área, diseñadas para recibir la luz solar en el lado N. Cuando ésta incide sobre la celda, algunos electrones de la banda de valencia del lado N, pasan a la de conducción y son atraídos por el campo eléctrico, avanzando hacia el lado P, con lo que se puede crear una corriente eléctrica al conectar una carga. Las celdas cuentan con filamentos de cobre u otro conductor, para capturar los electrones liberados y dirigirlos hacia la salida del panel para utilizar la corriente generada.

Los electrones que no son convertidos en corriente se recombinan, transformándose en pérdidas por recombinación, que pueden ser minimizados disminuyendo el espesor de las celdas.

Por otro lado, la “eficiencia cuántica” es la probabilidad de que un fotón sea absorbido por un electrón y disminuye a medida que es más delgada la celda, influyendo en el rendimiento de la celda, dejando en evidencia que existe un compromiso entre las pérdidas por recombinación y el aumento en la eficiencia cuántica. Para aumentar la eficiencia cuántica sin aumentar las pérdidas por recombinación, se cubre la capa P con material reflectante doblando el espesor de la celda, de manera que el fotón tenga una segunda posibilidad de ser absorbido. La Figura 2.10 ilustra una celda fotovoltaica.



FIGURA 2.10: CELDA FOTOLTAICA.

2.2.4. Curva de carga

Las celdas fotovoltaicas producen corriente continua, y su curva I-V se caracteriza por generar una intensidad de corriente constante para un amplio rango de tensiones. Pero alcanzado cierto valor, la corriente disminuye asintóticamente a cero (ver Figura 2.11).

La corriente de cortocircuito I_{sc} es la máxima corriente que puede fluir por un panel, cuando la tensión en los terminales es cero. Mientras que el máximo voltaje que alcanza el panel es el voltaje de circuito abierto V_{oc} .

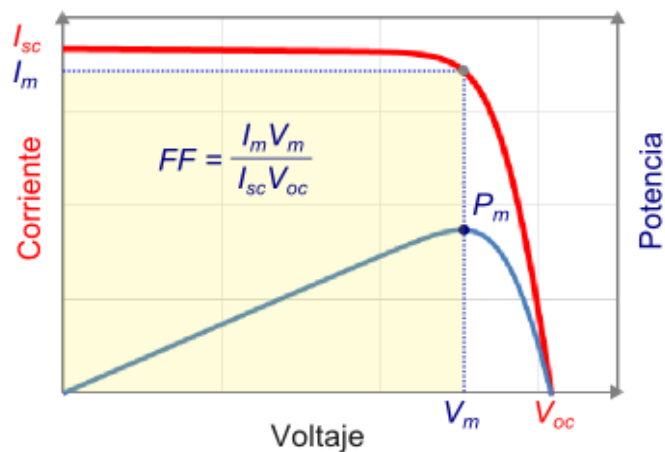


FIGURA 2.11: CURVA CARACTERÍSTICA DE UN PANEL FV [16].

En la curva I-V existe un punto conocido como “punto de máxima potencia” (MPP por sus siglas en inglés), donde se obtiene la máxima potencia posible, y las coordenadas de dicho punto son designadas por I_m y V_m , teniendo que $P_{mpp} = I_m \cdot V_m$. Es importante operar en este punto porque es donde se alcanza la máxima eficiencia del panel, pudiendo generar mayor cantidad de energía en cada instante. También se define el “factor de forma” como:

$$FF = \frac{P_{mpp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (2.3)$$

cuyos valores típicos están entre 0,7 y 0,85.

2.2.5. Rendimiento y efecto de la temperatura

La eficiencia de la conversión de la energía es el porcentaje de energía solar absorbida por el panel que efectivamente es convertida en energía eléctrica, y se calcula como:

$$\eta = \frac{\text{Potencia eléctrica}}{\text{irradiancia} \cdot \text{área panel}} \quad (2.4)$$

En la actualidad las celdas fotovoltaicas alcanzan eficiencias que van entre 15% y 20%, dependiendo de la tecnología utilizada para su construcción.

La eficiencia de una celda solar se ve afectada por las condiciones ambientales que la rodean, como el polvo, sombras, humedad y temperatura, las que hacen que la curva de carga se modifique. En particular, la temperatura tiene un efecto negativo en el rendimiento del panel; a medida que la temperatura aumenta, el voltaje máximo que puede alcanzar el panel disminuye, como se muestra en la Figura 2.12, con lo que disminuye la potencia generada.

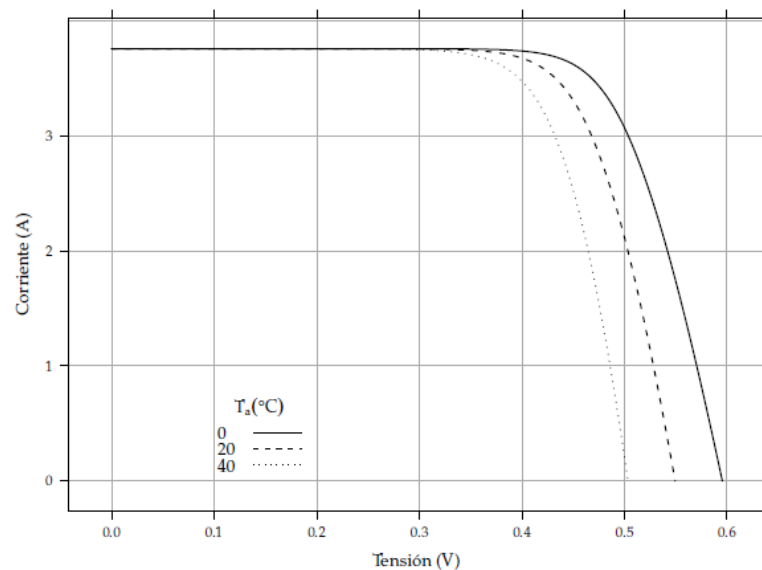


FIGURA 2.12: EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA CURVA V-I [2].

2.3. Ley N°20.571 y su Reglamento

2.3.1. Análisis de la Ley N°20.571

Esta ley define a los “medios de generación no convencionales” como aquellos que utilizan como fuente primaria a alguna de las siguientes ERNC:

- Biomasa, que consiste en materia orgánica y biodegradable, que puede ser usada como combustible directamente o transformada en otro tipo de biocombustible. Lo anterior incluye los residuos biodegradables domiciliarios y no domiciliarios.
- Energía hidráulica con una potencia instalada menor a 2 MW.
- Energía geotérmica que se obtiene a partir del calor interno de la Tierra.
- Energía solar obtenida en forma de radiación.
- Energía eólica, que corresponde a la energía cinética del viento.
- Energía de los mares, que se consigue del movimiento de las mareas, las olas, las corrientes y los gradientes térmicos de los mismos.
- Otras energías especificadas por la CNE, que se usen para la generación de electricidad y causen bajo impacto ambiental según los procedimientos establecidos en el reglamento.

Basado en lo anterior, la ley 20.571 especifica que los usuarios finales que posean equipos de generación eléctrica que utilicen ERNC, cuya capacidad instalada no supere los 100 kW y que hayan sido diseñados para su autoconsumo, podrán inyectar los excedentes de energía generada a la red de distribución por medio del respectivo empalme, y dichas inyecciones serán valoradas y descontadas de su facturación. En otras palabras, la empresa distribuidora comprará las inyecciones de energía hechas por el cliente.

La empresa distribuidora deberá velar para que las instalaciones o modificaciones realizadas a las mismas cumplan con las exigencias impuestas por la ley. Además, debe imponer un contrato, en el que se especifique las condiciones de pago de la energía inyectada por el consumidor final.

En cuanto a los costos de inversión y obras adicionales necesarios para permitir la conexión al sistema de distribución, éstos deben ser solventados por el cliente final y no deben significar costos adicionales a los demás clientes.

2.3.2. Análisis del Reglamento de la ley N° 20571

El reglamento determina las condiciones para la instalación de equipos de generación en los domicilios de los clientes finales, y cómo serán canceladas las inyecciones de energía por la empresa distribuidora al cliente final.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.3.3. Leyes similares en otros países

Debido al creciente interés por las pequeñas instalaciones de energía renovable, se ha comenzado a regular respecto a la generación distribuida en diversos países como Italia, Japón, Australia, Estados Unidos, México, entre otros, siendo Alemania uno de los pioneros.

En España se aprobó el Real Decreto respectivo a estos temas a finales del año 2011, donde se establecen las condiciones para la conexión de instalaciones de generación distribuida a la red eléctrica; y a principios del 2012 debía aprobarse un segundo Real Decreto, donde se establecerían las condiciones para la generación de energía eléctrica producida por un cliente para su propio consumo, lo que aún no ocurre. En esta proposición se establece que en los sistemas de autoconsumo, la energía debe ser consumida en su totalidad, sin poder inyectarse a la red, lo que perjudicaría a los consumidores domiciliarios, ya que en esas condiciones el periodo de retorno de la inversión sería de 30 años aproximadamente.

En Francia, existe legislación sobre generación distribuida desde el año 2002, y el año 2006 se fijó el actual precio de venta de energía de parte de los consumidores, por un periodo de 20 años. Dicho precio es mayor que el pagado por los clientes a la empresa distribuidora, por lo que se recomienda a los usuarios vender toda la energía que generen y luego comprar la que necesiten para su consumo propio [17].

En México existe regulación para autoprodutores de energía eléctrica desde el año 2007. El generador puede inyectar su energía a la red eléctrica y los pagos se abonan a una tarifa mínima por producción, con vigencia de un año. En caso de no existir excedentes, se le cobra al usuario la diferencia entre consumo y generación del periodo. Pero si la diferencia es menor que el costo de la tarifa mínima por producción, se cobra ésta en lugar de la cantidad de energía suministrada a la red, que sería un precio inferior.

El caso de Alemania es el más exitoso. En este país, el año 2000 se publicó la ley “German Renewable Energy Act”, obteniendo como resultado que para el año 2012, el 35% de la potencia instalada basada en ERNC corresponde a generación distribuida, además de una baja del 50% en los costos de las instalaciones fotovoltaicas en los primeros 5 años. Quienes producen su propia energía tienen la garantía, por parte del Estado, que pueden vender su “producto” a precios fijos durante 20 años, volviéndose muy conveniente para el cliente.

2.3.4. Valor agregado de distribución

El negocio de la empresa distribuidora es comprar energía y potencia a las generadoras, para abastecer de ellos a los clientes finales, ya sean empresas o domicilios particulares. El precio que paga la distribuidora por la energía se llama “precio de nudo”, y el precio que cobran las empresas a sus clientes es llamado valor agregado de distribución (VAD).

El VAD se calcula considerando una empresa modelo eficiente, y considera los costos fijos por gastos de administración y atención al usuario, pérdidas en distribución de potencia y energía, y costos de mantención, operación e inversión. Los costos de inversión se calculan considerando el reemplazo de equipos e instalaciones, considerando una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10%

2.3.5. Otros aspectos de interés

El reglamento chileno especifica que la energía inyectada por los usuarios podrá ser considerada por la distribuidora para el cumplimiento de la cuota del 20% de energía retirada que se genere por medio de ERNC, según establece la ley 20.257. Por lo anterior, anualmente y cada vez que se solicite, la distribuidora remitirá al cliente un certificado con las inyecciones realizadas por éste, con copia a la dirección de peajes del CDEC respectivo para que sean registrados. La distribuidora también deberá informar al usuario el monto total de las inyecciones realizadas desde la última emisión del certificado.

Por su parte, el usuario puede convenir el traspaso de las inyecciones certificadas a cualquier empresa de distribución que efectúe retiros en el sistema eléctrico, y una copia de este convenio deberá entregarse a la dirección de peajes del CDEC respectivo, para que se imputen las inyecciones.

3.PANELES FOTOVOLTAICOS

3.1. Descripción

3.1.1. Elementos constituyentes

Un panel fotovoltaico es un conjunto de celdas conectadas en serie/paralelo ubicadas una al lado de la otra, encapsuladas en un vidrio templado y montadas sobre una estructura. Los paneles más comunes en el comercio tienen diferentes tensiones de salida: 6, 12, 24 y 48 V.

Un arreglo solar es la conexión de varios paneles solares. Una manera de conectar paneles es en serie, que es conocido como “string”, y tiene el efecto de aumentar la tensión de salida. A la vez, al conectar strings en paralelo, se obtiene mayor corriente, consiguiendo aumentar la potencia instalada. En la figura 3.1 se observa el efecto en la curva característica del arreglo.

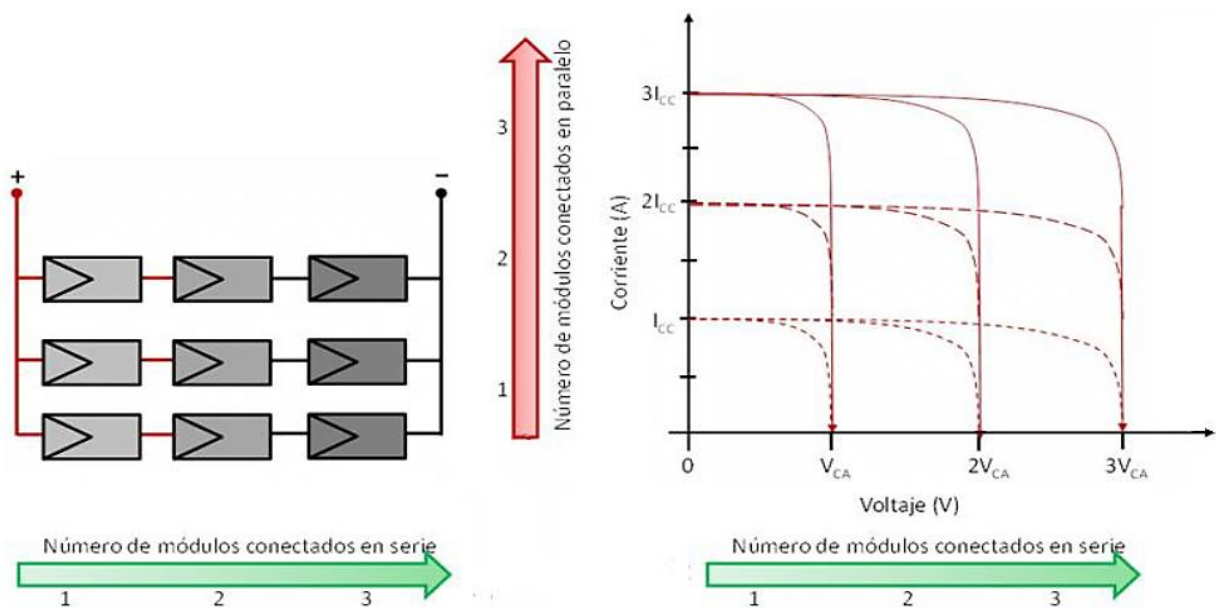


FIGURA 13.1: CURVA CARACTERISTICA DE UN ARREGLO SOLAR.

Las configuraciones de paneles fotovoltaicos se caracterizan por ser robustas y de bajo costo, pero también tienen desventajas como el bajo factor de planta (aproximadamente 15%) y la existencia de pérdidas no despreciables debido a diferencias de operación entre paneles y a la gran cantidad de cables de poder necesarios.

3.1.2. Tipos de paneles

Existen distintos tipos de paneles, que se clasifican según el material utilizado en su construcción o el método de fabricación, y son los siguientes:

- **Monocristalinos:** las celdas están hechas con una rodaja de Silicio de alta pureza, es decir, un solo cristal; su proceso de fabricación es costoso, pero alcanzan mejores rendimientos, cercanos al 16%.
- **Policristalino:** sus celdas están hechas con pedazos de Silicio ubicados desordenadamente en forma de cristales pequeños, tienen menor rendimiento que los anteriores (14% aproximadamente) debido a que se produce una recombinación no deseada.
- **Amorfo:** hecho de Silicio con fabricación más simple que en los casos anteriores, por lo que son más económicos, pero su eficiencia alcanza sólo el 12% y presentan una degradación inicial más rápida al ser expuestos al sol.
- **Lámina delgada:** para su construcción se usan materiales como Silicio amorfo (rendimiento del 8% aproximadamente), Teluro de Cadmio (rendimiento del 8%), Arsénico de Galio (rendimiento del 20%), Diseleniuro de Cobre en Indio (rendimiento del 9%).

3.1.3. Efecto sombra

La presencia de sombra sobre un arreglo solar, ya sea por árboles, edificaciones cercanas, nubes o sombras entre los mismos paneles, provoca la eliminación de la radiación directa (que corresponde a la mayor parte de la energía que recibe el panel), lo que se refleja en la disminución de la corriente, traduciéndose en menos potencia instantánea generada.

El efecto de la sombra sobre el panel depende fuertemente de la configuración de éstos y de lo homogénea que sea la sombra incidente. Si la sombra afecta de manera homogénea al panel, entonces disminuye la radiación incidente, generándose menos energía eléctrica (Figura 3.2-A).

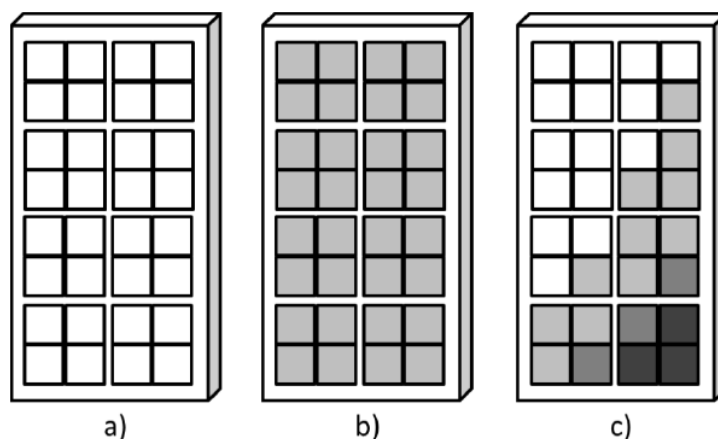


FIGURA 3.2: A) PANEL SIN SOMBRA, B) PANEL CON SOMBRA HOMOGENEA, C) PANEL CON SOMBRA NO HOMOGENEA.

En el caso de una sombra que afecta sólo parcialmente al panel, el efecto en el rendimiento depende de la configuración serie-paralelo interna entre las celdas; si dos celdas están conectadas en paralelo el voltaje de ambas sigue siendo el mismo, y las corrientes se siguen sumando, aunque éstas ya no sean iguales. En cambio, si dos celdas están conectadas en serie, la celda sombreada limita la generación de corriente de las siguientes celdas en el string, disminuyendo de forma más seria la potencia que en el caso en paralelo.

3.1.4. Efecto “hot spot” y de diodos bypass

El efecto “hot spot” consiste en el calentamiento de una celda debido a su sombreado parcial. Cuando una o varias celdas en serie son sombreadas, puede generar menos energía que las demás celdas, lo que equivale a generar una corriente limitada, y en caso que la carga aplicada al panel sea mayor a esta corriente, la celda se puede comportar como resistencia, aumentando el riesgo de fallas; y si supera el “voltaje de disrupción” comenzará a fluir una gran corriente que aumenta la temperatura de la celda.

Para evitar este efecto se utilizan “diodos de bypass”. Este es un diodo conectado en paralelo con la celda que limita la tensión y permite un flujo alternativo a la corriente cuando alguna celda presenta fallas, como se observa en la Figura 3.3.

Cuando existe una conexión de paneles en paralelo también se puede tener este efecto si alguno es sombreado, ya que genera una tensión menor que sus vecinos, por lo que actúa como resistencia. Este problema se soluciona anteponiendo diodos a la unión de los paralelos, lo que se conoce como “diodos anti retorno” (“blocking diodes” en la Figura 3.3).

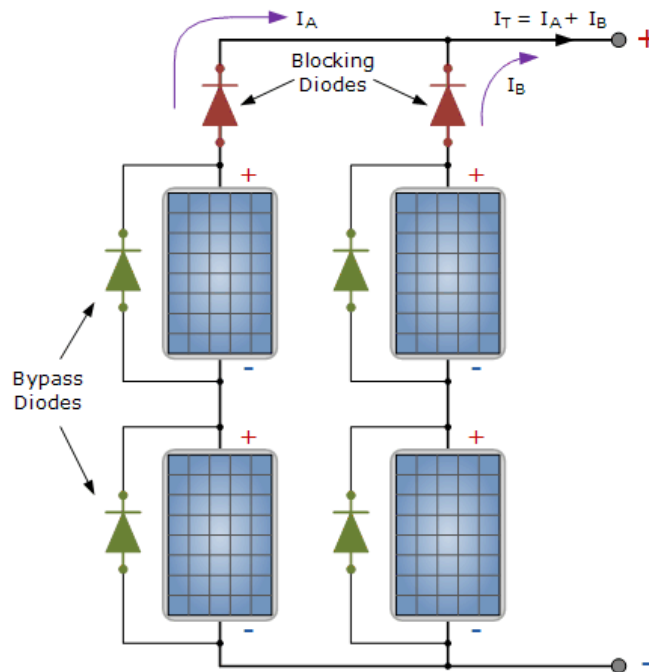


FIGURA 143: CONFIGURACION DE DIODOS DE BYPASS Y DE ANTIRRETORNO.

3.2. Paneles FV comerciales

3.2.1. Datos técnicos y precios más relevantes

Existen diferentes tipos de paneles fotovoltaicos en el mercado, y su especificación principal es la denominada “potencia pico”, que es la potencia máxima que puede generar bajo condiciones ambientales estándar, es decir temperatura ambiente de 25°C y radiación de $1000\text{ W}/\text{m}^2$. En Chile se encuentra disponible una amplia variedad de paneles, con potencias que fluctúan entre 5 y 300 W aproximadamente. En particular, para el diseño de plantas solares domiciliarias, en la mayoría de los casos son más convenientes los paneles de mayor potencia (es decir, de mayor tamaño), ya que permiten tener mayor potencia instalada en un mismo espacio.

El precio en el mercado de los paneles solares policristalinos de 250 W y de 24 V va desde \$150.000 hasta \$190.000 por unidad, mientras que uno de 300 W y 24 V tiene precios entre \$180.000 y \$240.000 por unidad. Para el caso de los paneles solares monocristalinos, para 250 W y 24 V su precio bordea los \$170.000, y para 300 W y 24 V los precios están entre \$200.000 y \$220.000.

Los paneles monocristalinos y policristalinos, con potencias de 250 W y 300W, tienen dimensiones parecidas, siendo los más comunes de 1640 x 990 x 40 mm, con un peso entre 19 y 20 kg.

3.2.2. Otros datos técnicos

Los paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado tienen otras características eléctricas además de la potencia pico, que deben ser consideradas al momento de realizar su instalación. Dichas características vienen especificadas en su respectiva ficha técnica, y las más relevantes se indican a continuación:

- Voltaje de máxima potencia: voltaje alcanzado cuando la potencia es máxima, en otras palabras, voltaje en el punto de máxima potencia.
- Corriente de máxima potencia: corriente cuando la potencia generada es máxima, o corriente en el punto de máxima potencia.
- Voltaje de circuito abierto: voltaje máximo que ocurre cuando no hay carga conectada a los bornes del panel, por lo que la corriente es cero.
- Corriente de cortocircuito: corresponde a la corriente máxima medida cuando existe un corto circuito entre los bornes del panel, por lo que el voltaje en ese caso es cero
- Eficiencia: es la relación (cociente) entre la potencia eléctrica generada por el panel y la potencia de radiación incidente en éste.

En la ficha técnica también se presentan las características mecánicas y físicas del panel. Entre las primeras se tienen el rango de funcionamiento, la temperatura de uso, cargas de viento y nieve que soporta y la máxima corriente inversa que puede admitir el panel, entre otras; mientras que entre las características físicas se mencionan las dimensiones, el peso, caja de conexiones y número de celdas en serie en el panel.

En la Figura 3.4 se presenta la ficha técnica de un panel solar de 290 W, de la marca Moringsun Solar.

Brand	Morningsun Solar
Model	MSP-290W

Solar Module 290W

TYPICAL ELECTRICAL CHARACTERISTICS		
Max-Power	Pm(W)	290
Max-Power Voltage *	Vm(V)	35
Max-Power Current *	Im(A)	8,29
Open-Circuit Voltage *	Voc(V)	43,2
Short-Circuit Current *	Isc(A)	8,87
Panel efficiency	η(%)	14,65%
No, type and arrangement of cells	72 pcs. poly-crystalline silicon(6× 12)	
Cell Size	156×156mm	
Power Tolerance	(%)	+/-3
Pm Temperature Coefficient	(%/ °C)	-0,45
Isc Temperature Coefficient	(%/ °C)	0,05
Max-System Voltage	(VDC)	1000
NOCT-Nominal Operating Cell Temperature	(°C)	47+/-2
MECHANICAL CHARACTERISTICS		
Dimension	1956×992×45(mm)	
Weight	23kg	
Glass, Type and Thickness	High Transmission, Low Iron, Tempered Glass 3.2 mm	
Backsheet	TPT	
Cable and Connector	4mm ² , MC4	
ABSOLUTE RATINGS		
Operating Temperature	(°C)	-40~+85
Storage Temperature	(°C)	-40~+85
*STC Conditions(1000W/m ² , 1.5AM and 25 °C Cell Temperature)		

FIGURA 15: FICHA TÉCNICA PANEL SOLAR MORNINGSUN SOLAR.

3.3. Potencia generada

3.3.1. Ecuaciones

El funcionamiento de una celda se puede explicar por medio de la expresión para la corriente, que se presenta a en la ecuación (3.1):

$$I = I_{sc} \cdot \left(1 - e^{\frac{q \cdot (V_{oc} - V)}{m \cdot k \cdot T_c}} \right) \quad (3.1)$$

Donde:

m : Factor de idealidad de la juntura NP, su valor es aproximadamente 1 cuando la tensión aplicada es elevada, mientras que para tensiones bajas su valor es cercano a 2.

k : Constante de Boltzmann, su valor es $1,3806 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$.

T_c : Temperatura de la juntura NP en grados Kelvin

q : Carga del electrón, cuyo valor es $1,6021 \cdot 10^{-19} \text{ C}$.

La curva presentada con anterioridad (Figura 2.11), es la curva característica V-I de una celda, que se deduce de la ecuación (3.1). En la misma figura se grafica la potencia en función del voltaje, donde se destaca el punto llamado “punto de máxima potencia”.

3.3.2. Efecto de la orientación e inclinación del panel

La radiación solar es mejor aprovechada en la generación de energía cuando incide de forma perpendicular sobre los paneles solares, por lo que es muy importante la inclinación que tengan éstos a la hora de recibir los rayos solares.

Se debe considerar que la inclinación de los rayos del Sol respecto a la superficie varía con las estaciones del año, teniéndose que en verano los rayos solares llegan con un ángulo máximo respecto a la horizontal, mientras que en invierno el ángulo es mínimo. Así, idealmente los paneles solares deberían estar más inclinados con respecto a la horizontal en invierno que en verano (Figura 3.5).

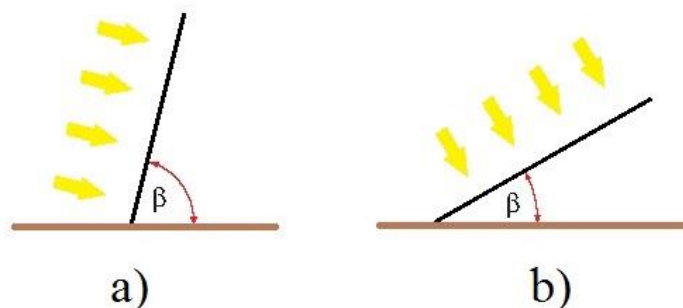


FIGURA 3.5: (A) RADIACIÓN SOLAR INCIDENTE EN INVIERNO (B) RADIACIÓN SOLAR INCIDENTE EN VERANO

Además, la inclinación ideal del panel respecto a la horizontal (β), depende de la latitud en que se encuentra emplazado el arreglo solar, ya que, a mayor latitud, los rayos solares llegan con menor inclinación a la superficie terrestre, por lo que es necesario disminuir el ángulo de inclinación del panel respecto a la horizontal. En suma, para un mejor aprovechamiento de la radiación disponible, en el hemisferio sur es más conveniente que los paneles se orienten mirando hacia el norte, y viceversa para el hemisferio norte; y el ángulo óptimo β (para una máxima captación anual de energía con panel fijo) está dado por:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \cdot |\phi| \quad (3.2)$$

En esta ecuación ϕ es la latitud del lugar [19].

3.3.3. Paneles fijos y con seguimiento solar

Para la instalación de paneles solares se pueden usar soportes estáticos o móviles. Los primeros disponen de la inclinación que permite el máximo aprovechamiento anual de la radiación, lo que se puede conseguir dándole a los paneles un grado de inclinación β_{opt} con respecto a la horizontal dado por la ecuación (2.3) y orientados hacia el norte (en el hemisferio sur). Si bien este tipo de soporte no captura tanta radiación como podría hacerlo un sistema de seguimiento, tiene la ventaja de ser más económico, por lo que son ampliamente usados en la actualidad.

Por su parte, los soportes móviles aprovechan mejor la radiación disponible, ya que siguen la trayectoria del Sol, pero son más costosos que los anteriores. Existen dos tipos de sistemas de seguimiento solar: seguimiento de un eje, donde el soporte rota en una sola dirección, con la finalidad de seguir la trayectoria diaria del Sol; y seguimiento de dos ejes, que permite un seguimiento completo de la trayectoria del Sol, tanto en azimut como en altitud a lo largo del año, consiguiendo que la radiación solar incida perpendicularmente al panel la mayor parte del año.

En la Figura 3.6 se observa el aumento de energía generada a lo largo de un día en un sistema con seguimiento en un eje, con respecto a uno estático.

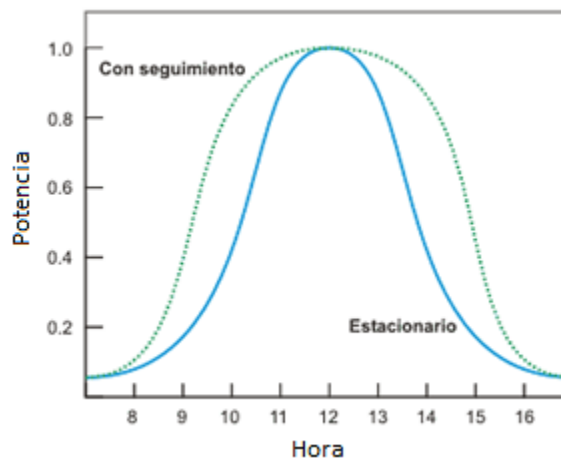


FIGURA 16: GENERACION DE ENERGIA CON Y SIN SEGUIMIENTO SOLAR.

3.4. Nuevos desarrollos en paneles fotovoltaicos

Los nuevos desarrollos en paneles solares tienen dos objetivos principales: aumentar el rendimiento de conversión de energía y disminuir el costo de fabricación, que, si bien ha bajado en los últimos años, siguen siendo altos.

En el Centro Suizo de Electrónica y Microtécnica (CSEM) han creado una nueva generación de paneles que poseen una menor cantidad de filamentos de cobre por celda, y se les agrega una película de silicio para aumentar el rendimiento. Tienen la ventaja de alcanzar un rendimiento muy alto (hasta 50%) que no se afecta tanto por la temperatura como en los paneles clásicos. Y para hacerlos más estéticos, se ha logrado crear paneles de color terracota, que asemejan a los techos de las casas en Europa. [7]

La compañía Spectrolab (EEUU) creó un nuevo tipo de celda de múltiples uniones, que alcanza un rendimiento del 37,8%; están formadas por dos o más materiales semiconductores, no sólo silicio, y la unión de estos materiales capta diferentes longitudes de onda de la luz incidente, aumentando la eficiencia. La empresa no ha publicado mayores detalles sobre estos nuevos paneles a la fecha. [8]

En la Universidad Nacional del Litoral (Argentina) se realizan estudios sobre el silicio microcristalino para crear celdas fotovoltaicas. En este caso, la celda de silicio microcristalino está formada por pequeños cúmulos de silicio monocristalino. Estos presentan varias ventajas respecto a las celdas tradicionales, entre las que se cuentan que el proceso de producción es menos costoso, la tecnología usada en el proceso es más sencilla, se requiere menos material por celda y pueden tener una forma que no sea necesariamente plana. [9]

4. Metodología para proyectos de generación FV distribuida residencial

4.1. Descripción general de la Metodología

El objetivo es diseñar una central fotovoltaica para una vivienda conectada a la red eléctrica, de manera que se pueda abastecer el propio consumo residencial. O bien, consumir energía de la red en caso de necesitar más que la generada, o entregar el excedente de energía FV a la red, en caso que la energía requerida sea menor que la generada. Para realizar el diseño se consideran 5 pasos fundamentales:

- i. Se estima el consumo de energía diario del inmueble, para un día típico de cada mes. Este cálculo puede hacerse en base a la curva de carga residencial típica y las facturas de energía eléctrica de la vivienda. Así se puede estimar la potencia demandada máxima y la variación de potencia en función del tiempo para días típicos de cada mes.
- ii. Obtener información sobre la radiación, considerando la latitud y longitud de la localidad donde se ubica la vivienda. La información se puede obtener del Registro Solarimétrico del registro que se encuentra en “Irradiancia solar en territorios de la República de Chile” [5]. Esta información permite estimar la cantidad de energía que se podría generar por unidad de área, para un día típico de cada mes, con la inclinación y orientación que tengan los paneles seleccionados.
- i. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, donde se calcula la cantidad de paneles necesarios para alimentar el consumo en los meses más críticos, es decir en invierno. Deben tenerse en cuenta las restricciones de espacio existentes en el lugar de emplazamiento.
- ii. Especificación y selección de los elementos adicionales necesarios para operar la instalación correctamente, como inversor, protecciones eléctricas, conductores, entre otros.
- iii. Diseño de la malla a tierra para la seguridad de las personas y enseres de la vivienda.

Para mayor simplicidad, se ha considerado que no existen problemas de espacio para la instalación, cosa que no es correcta, ya que para cada vivienda se debe tener en cuenta la arquitectura de la casa, las sombras por construcciones aledañas o árboles cercanos, o la disponibilidad de espacio, ya sea en techos, murallas o patio. No obstante, en el peor caso, como se verá, se necesitan poco más de 20 paneles, con lo cual el supuesto es razonable.

4.2. Datos necesarios

Corresponden fundamentalmente a los pasos (i) e (ii) de la metodología. El primer conjunto de datos que se debe considerar es el consumo mensual de electricidad de la vivienda, el que se puede obtener a partir de las boletas de consumo de energía eléctrica. En este caso se calculará aproximadamente la curva de demanda de los días típicos de cada mes.

Para un mes cualquiera, considerando la forma típica de una curva de demanda diaria residencial, ésta se acota de manera tal que la demanda media (promedio) calculada de ésta, sea igual a la potencia activa media del mes, obtenida a partir de la energía mensual indicada en la boleta (con n son los días del mes):

$$P_{media} = \frac{E_{mes}}{24 \cdot n} \quad (4.1)$$

El segundo conjunto de datos que se necesita es la radiación en el lugar de emplazamiento de la vivienda. En [5] se encuentra la potencia radiante media horaria W/m^2 para un día típico de cada mes, incidiendo sobre una superficie ubicada ya sea horizontal o en diferentes inclinaciones respecto a la horizontal (ángulo de inclinación β), y orientado hacia el norte. Aquí se debe considerar la inclinación β más próxima a la que tendrán los paneles (OBS: no será necesariamente β_{opt} mencionado en el punto 3.3.2, pues muchas veces se utiliza la misma inclinación de la techumbre); o bien interpolar los valores de potencia radiante de los ángulos β tabulados superior e inferior al β de los paneles.

Con la radiación por metro cuadrado de la tabla se puede calcular la potencia media generada por los paneles en cada hora del día típico, y la energía generada al mes, como se verá luego.

4.3. Cálculo de la cantidad de Paneles

Una de las partes fundamentales del diseño del sistema FV es el cálculo de la cantidad de paneles necesarios para cubrir la demanda. Como criterio, se considerará que el peor mes (junio) se debe cubrir la energía demandada.

El cálculo del número de paneles puede hacerse de dos formas:

- i. De la tabla de potencia radiante en el lugar [5], considerando el mes de junio y el ángulo de incidencia β de los paneles, se tiene la potencia media radiante en cada hora del día típico del mes. Así, la energía generada al día por el conjunto de paneles será:

$$E_{gen} = \sum_{k=1}^{24} \sigma(k) \cdot \eta \cdot A \cdot \# \text{ paneles} \quad (4.2)$$

Donde $\sigma(k)$ es la radiación solar del lugar de emplazamiento en la hora k del día, η es la eficiencia de los paneles y A es el área de cada panel; y la energía generada es expresada en Wh.

De manera que si $E_{gen} = E_{demandada}$, entonces la cantidad de paneles sería:

$$\# \text{ paneles} = \frac{E_{demandada}}{\sum_1^{24} \sigma(k) \cdot \eta \cdot A} \quad (4.3)$$

- ii. Considerando la radiación horaria para cada día del mes disponible en [5] (tabla D, usando el ángulo β correspondiente), se obtiene la potencia radiada promedio \bar{P} de las horas con radiación significativa, y con ello se calcula la energía radiante media por día (en Wh/m^2) como:

$$E_{rad \text{ diaria}} = \bar{P} \cdot \Delta t \quad (4.4)$$

Por otra parte, se define el “número de horas de Sol equivalente” (HSE) como las horas que debiera haber radiación de $1000 \text{ W}/m^2$ (radiación estándar) para que la energía radiante diaria fuera igual a E_{rad} de la ecuación anterior, es decir:

$$1000 \cdot HSE = E_{rad}$$

$$HSE = \frac{E_{rad}}{1000}$$

De esta forma, el número de paneles queda dado por:

$$\# \text{ paneles} = \frac{E_{dem}}{P_{peak \text{ panel}} \cdot HSE} \quad (4.5)$$

Siendo $P_{peak \text{ panel}}$ la potencia que generaría el panel seleccionado medida en W, con una potencia estándar radiada de $1000 \text{ W}/m^2$ (dato de la ficha técnica).

En las aplicaciones del capítulo 5, se usará este último método.

4.4. Especificación de elementos Accesorios

Además de los paneles fotovoltaicos, es necesario contar con varios elementos adicionales para la generación solar, que permiten el correcto funcionamiento del sistema, como son el inversor, el medidor de energía, los elementos destinados a proteger a las personas y a los elementos de la instalación, los cables y otros:

Inversor

Dispositivo electrónico encargado de convertir la corriente continua que entregan los paneles, en corriente alterna. El inversor está diseñado para suministrar energía a la vivienda (y ajustar la magnitud y frecuencia del voltaje alterno que entrega) y para inyectar energía en la red pública. Para escoger el inversor se debe considerar la potencia máxima generada por el conjunto de paneles (como caso extremo, puede suponerse que la radiación fuera 1000 W/m^2 , lo que es un supuesto ideal). Luego se escoge un panel comercial con una capacidad un 5 a 10% mayor, para tener un margen de error en caso de sobrecarga. Normalmente cuentan con una protección contra cortocircuito en la salida, y detectan caídas de voltaje a la entrada, desconectándolo cuando llegan a un valor crítico.

El lugar de instalación del inversor idealmente debe ser fresco y seco, protegido contra polvo, vapores, radiación directa y lluvia, y tener buena accesibilidad para hacer mantención en caso de necesitarse.

Las marcas de inversores autorizadas por la SEC son: SMA, Fronius, Omnik New Energy, ABB, KACO, Enphase Energy, Growatt, Ginlong Technology, Schneider Electric, Renesola, Solarmax, Steca Electronik, Zeversolar, Hauwei, Involar, Samil Power, LeadSolar, Ingeteam, Aros Solar Technology, Think Power, OPTI- Solar, Autarco, Voltronic Power, Goodwe, MASTervolt y Grintec.

Medidor bidireccional

Es el encargado de medir las energías consumida e inyectada a la red, mediante la integración de la potencia activa en periodos de tiempo de 15 minutos (como se usa en Chile), valores de energía que se van almacenando.

Los medidores bidireccionales estáticos son los autorizados por la SEC para el cumplimiento de la ley 20.571, en los que la corriente y la tensión actúan sobre elementos electrónicos para obtener una salida de impulsos proporcional a la energía activa.

Los medidores de última generación permiten leer tanto la energía inyectada como la consumida por separado (no sólo la resta entre ambas), con lo cual se puede realizar el cálculo del pago por energía sin problemas para la distribuidora, cuando el precio del kWh comprado a la distribuidora es diferente al precio del kWh vendido a ésta. Además, algunos tienen la capacidad de detectar fallas y entregar información a la empresa distribuidora.

Las marcas autorizadas por la SEC son: Clou, Constan, Elster, EMH, IMC, Itron, Kamstrup, Ladis Gyr y Star.

Tablero de distribución TDA

Es el tablero donde se alojan las protecciones y dispositivos de maniobra para los circuitos de la instalación eléctrica; puede ser alimentado desde un tablero general o directamente desde el empalme, como ocurre generalmente en el caso de consumos domiciliarios.

En un tablero de distribución se encuentran las principales protecciones, que son protecciones diferenciales y disyuntores monofásicos. La protección diferencial es un dispositivo electromagnético que sirve para proteger a las personas del contacto directo con partes activas de la instalación o indirecto (falla en el aislamiento) y el disyuntor monofásico (o interruptor automático) es el encargado de abrir el circuito cuando la corriente que circula por él sobrepasa un valor crítico, con la finalidad de evitar daños en los equipos eléctricos. Estas protecciones se pueden usar como protecciones generales (protegen toda la instalación) y también parciales, es decir que protegen cada uno de los “circuitos” o partes en que se subdivide la instalación; y también están las que protegen las conexiones del generador FV con la instalación de la vivienda y con la red de distribución pública.

Conductores

Los conductores de sistemas fotovoltaicos están expuestos a fuertes cargas mecánicas, y condiciones ambientales, por encontrarse al aire libre, por lo que deben ser más resistentes que los usados en el común de las instalaciones eléctricas. Por esto se recomienda usar cables de tipo PV ZZ-F, que son diseñados para aplicaciones fotovoltaicas. Los cables PV ZZ-F son unipolares, con doble aislamiento, y pueden transportar corriente continua con una tensión de hasta 1800 V; ofrecen gran resistencia térmica y climática (contra rayos UV, frío y humedad), tienen una buena resistencia al fuego, y el material aislante que poseen también es de alta calidad. El conductor está estañado, ya que de esta forma tiene mayor resistencia contra la oxidación.

Para el cálculo de la sección de conductores en corriente continua, se empleará la siguiente fórmula; que considera una caída de voltaje máxima aceptable de 3% del voltaje del generador fotovoltaico:

$$S \geq \frac{2 \cdot L \cdot P}{0,03 \cdot V^2 \cdot \sigma} \quad (4.6)$$

Dónde:

S = sección transversal del conductor en m^2

L = largo del conductor m

P = máxima potencia suministrada por el generador FV W

V = voltaje del generador V

σ = conductividad eléctrica del cobre puro de $5,8 \cdot 10^7 S/m$, a una temperatura de $20^\circ C$ [32]

La sección obtenida con la ecuación (4.6) se debe ajustar al valor normalizado (comercial) inmediatamente superior.

Conectores Fotovoltaicos

Para instalaciones de este tipo habitualmente se usan conectores llamados MC3 y MC4, para el conexionado de los distintos dispositivos.

Finalmente, según lo indica la norma técnica, la conexión de los distintos implementos debe ser cómo se presenta en el diagrama de la Figura 4.1.

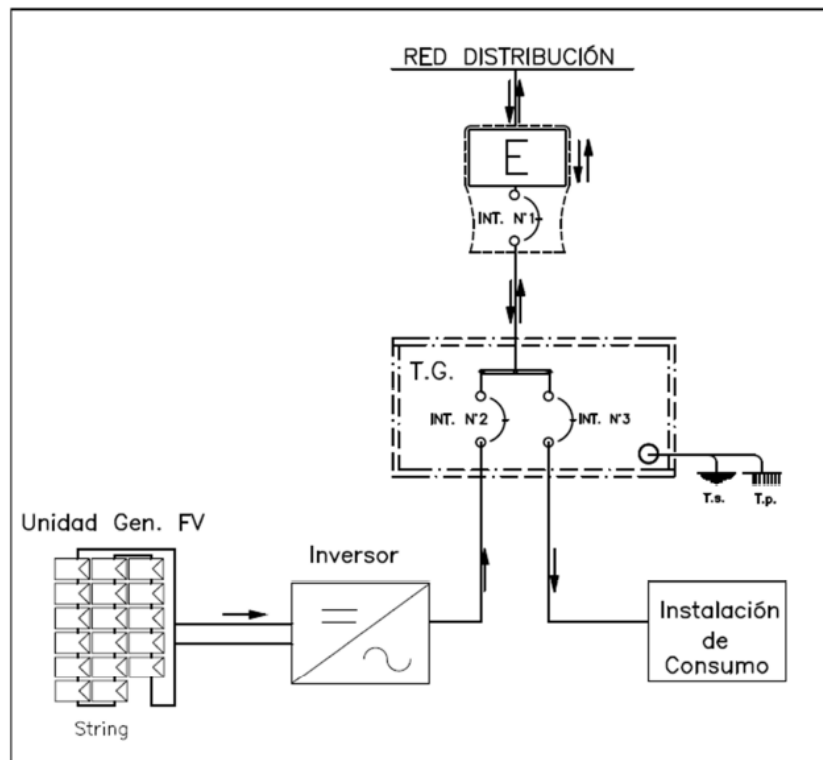


FIGURA 4.1: DIAGRAMA DE CONEXIÓN INVERSOR-MEDIDOR BIDIRECCIONAL

Malla de tierra

En instalaciones FV residenciales convencionales, donde los paneles se ubican sobre la techumbre, es suficiente la tierra de protección (y de servicio) que se emplea en la instalación eléctrica de la vivienda. Esta consiste en una barra de acero cubierta con cobre (“copperweld”) enterrada verticalmente en el terreno, donde se conectan las estructuras metálicas de los artefactos eléctricos y el neutro de la instalación. La barra usualmente tiene

una longitud de 1,5 a 3 m (dependiendo de la resistividad del terreno, entre otras cosas) y de 5/8, 3/4 ó 1 plg de diámetro según la resistencia mecánica del terreno [20].

Los paneles fotovoltaicos generalmente se conectan con los terminales y cables positivo (+) y negativo (-) aislados de tierra, pero con todas las estructuras metálicas de los paneles y eventuales cubiertas metálicas de cables de C.C., conectadas a la puesta a tierra de la instalación. Esto es importante, pues con una instalación FV ubicada en una techumbre, hay mayor riesgo de incendios de origen eléctrico que se inician en dicha instalación, y que se pueden evitar con la puesta a tierra [21].

4.5. Evaluación Económica en Base al Reglamento de la Ley 20.571

La evaluación económica de la instalación de un sistema de generación solar es muy importante para el usuario, ya que ésta determinará si el proyecto es conveniente económicamente o no. Para realizar éste estudio se proponen dos métodos: periodo de recuperación del capital actualizado y valor actual neto (VAN).

El primero consiste en determinar en cuántos años se recupera la inversión inicial, considerando una determinada tasa de descuento. El criterio para aceptar el proyecto es que el periodo de recuperación sea menor que un periodo máximo definido por el inversionista. Matemáticamente se expresa usando la ecuación (4.7).

$$I_0 \leq \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (4.7)$$

Donde I_0 es el costo de inversión, r es la tasa de descuento y FC_t son los flujos de caja o entradas y salidas de dinero percibidas por el usuario debido a la compra o venta de electricidad, y los periodos t serán en años, por lo que se debe calculará el flujo equivalente anual, a partir de los datos de consumo y generación mensual, debido a que la facturación del consumo eléctrico se realiza mensualmente.

El método del VAN mide el aumento o disminución de la riqueza de los inversionistas que produce la realización del proyecto que se evalúa, y para calcularlo se necesitan los flujos de caja futuros del proyecto y su vida útil. El cálculo del VAN se hace con la ecuación (4.8), y en caso que el resultado sea mayor que cero, el proyecto se acepta; si es menor a cero se rechaza; y si es igual a cero, es indiferente hacerlo o no.

$$VAN = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (4.8)$$

El cálculo del VAN parte del periodo cero, que corresponde al periodo en que se realiza la inversión, por lo que $FC_0 = I_0$.

La vida útil de una instalación de generación fotovoltaica suele ser entre 20 y 25 años, por lo que se considerará un horizonte de evaluación de 20 años y una tasa de descuento del 10%, valor ampliamente aceptado para evaluar proyectos.

Los costos de inversión incluyen la mano de obra, que debe ser de un profesional reconocido por la SEC y se contabilizará a 1UF la hora más la suma del costo de los dispositivos necesarios para el sistema. En este punto se comparará el desempeño de la instalación cuando se usan paneles monocristalinos o policristalinos, y se escogerá el más conveniente económicamente.

Para hacer en análisis económico se debe tener en cuenta que la mayor demanda de energía en una vivienda se da entre las 19 y las 23 horas, mientras que la generación de energía fotovoltaica se da entre las 12 y las 16 horas aproximadamente; en otras palabras, la ocurrencia de la demanda y la generación no coinciden a lo largo del día (ver Figura 4.2). Esta discrepancia de horario se traduce en que habrá horas en las que haya excedentes de energía que se inyecten a la red, mientras que habrá otras horas en las que se consumirá más energía que la generada.

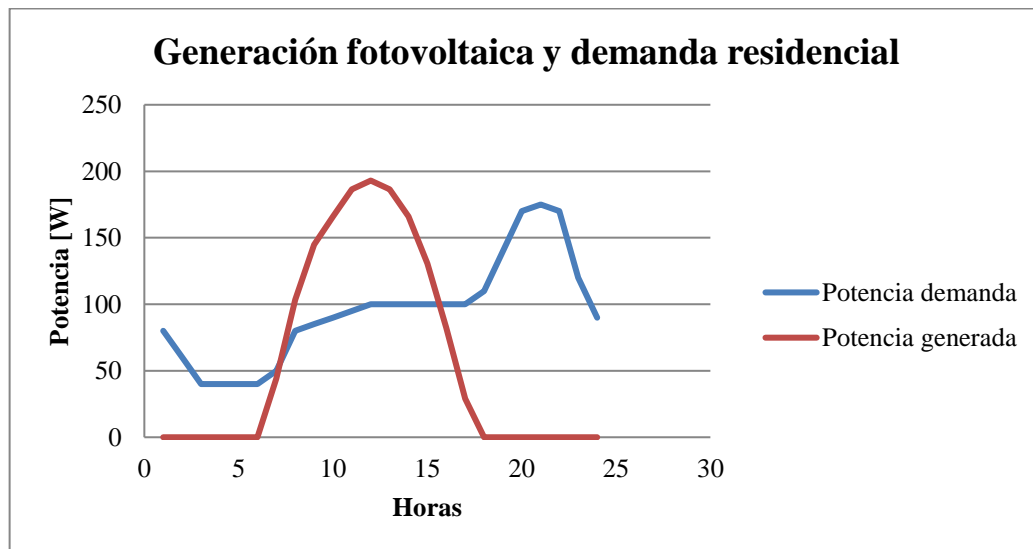


FIGURA 4.2: GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DIARIA Y DEMANDA RESIDENCIAL.

Entonces, para calcular los beneficios económicos que le reporta la instalación FV al cliente, se procede como sigue, para los días típicos de cada mes:

- Calcular el excedente de energía FV generada (área A1 en Fig.4.3) y multiplicarlo por el precio de venta del kWh a la distribuidora.
- Calcular la cantidad de energía que se deja de comprar a la distribuidora (área A2 en la Fig.4.3) y multiplicarla por el valor del kWh pagado por el usuario.

- La suma de ambos valores, multiplicada por el número de días del mes, corresponde a los ingresos o beneficios económicos obtenidos para el mes analizado:

$$\text{Ingresos} = (E_{A1} \cdot P_{venta} + E_{A2} \cdot P_{compra}) \cdot n \quad (4.9)$$

Donde E_{A1} es la energía generada que puede ser inyectada a la red eléctrica, E_{A2} es la energía que el cliente deja de comprar a la distribuidora, P_{venta} es el precio al que el cliente vende la energía generada, P_{compra} es el precio de venta de la energía de la distribuidora y n los días del mes.

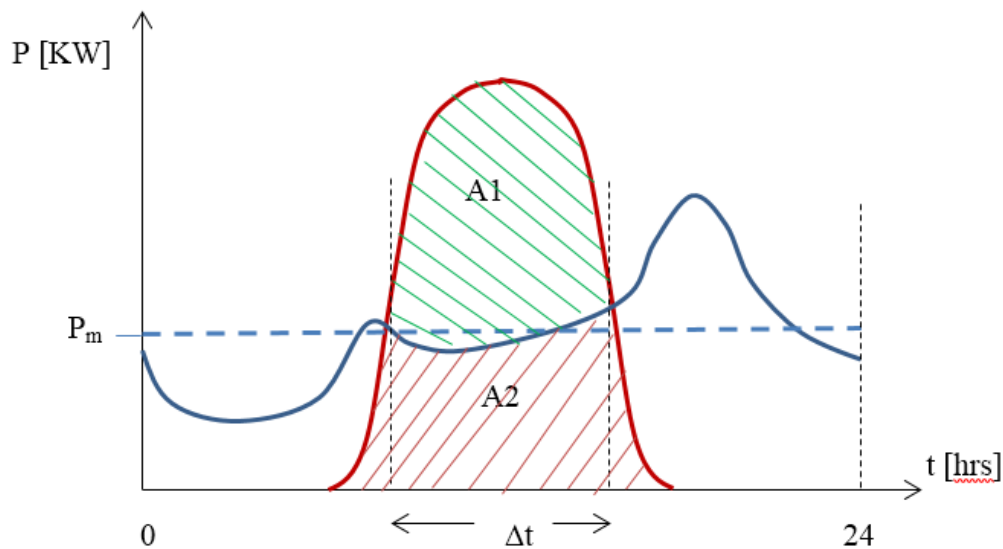


ILUSTRACIÓN 4: ENERGÍA EXCEDENTE (A1) Y ENERGÍA NO COMPRADA (A2).

No obstante, para facilitar el cálculo de estas energías, se puede considerar que en el intervalo Δt , la potencia generada tiene los mayores valores, la potencia consumida por la vivienda es relativamente constante, con un valor similar a la potencia media P_m del día típico del mes analizado. (OBS: Δt puede ser alrededor de 14 horas en meses de verano, y alrededor de 9 horas en meses de invierno). De esta forma:

- Energía vendida a la distribuidora:

$$E_{A2} = P_m \cdot \Delta t \quad (4.10)$$

- Energía no-comprada a la distribuidora:

$$E_{A1} = E_{gen\ diaria} - E_{A2} \quad (4.11)$$

En estas expresiones P_m es la demanda medida en kW, Δt es el tiempo en que hay radiación solar medida en horas y $E_{gen\ diaria}$ la energía generada diaria en kWh.

En cuanto al precio que pagará la distribuidora al cliente por la energía, el Reglamento especifica que será el precio de nudo de la energía que la distribuidora debe traspasar a los usuarios, sin considerar el pago del VAD; esto equivale aproximadamente a un 60% del precio del kilowatt hora pagado por los usuarios con la tarifa simple BT1, que es la tarifa más común entre consumos residenciales.

4.6. Decisión de la Mejor Solución

Para decidir la mejor solución, se considerarán los resultados del VAN y del periodo de retorno, en conjunto. Entonces el proyecto se considerará conveniente para el cliente de la distribuidora, si la inversión se recupera en un periodo no mayor a 5 años como máximo, siendo ideal hasta 3 años, ya que, para las personas naturales, un negocio que tenga un periodo de retorno largo, no es llamativo. Además, si el VAN entrega un resultado mayor a cero en un horizonte de evaluación de 20 años, como ya se había mencionado antes.

4.7. Análisis de Sensibilidad

Una vez escogida la mejor solución, se estudiará cómo cambian los resultados económicos al hacer cambios en el pago de los excedentes y/o en la inversión. Lo primero será analizar el resultado económico cuando al cliente final se le paga el mismo precio por el kWh que él paga a la compañía distribuidora, y el caso en que recibe un pago mayor al 100% por cada kWh.

El segundo punto a analizar es cómo se afecta el resultado al existir cambios en el costo de los paneles solares, ya que éstos representan un porcentaje importante de la inversión inicial; y finalmente qué ocurre cuando se tiene la presencia de subsidios estatales para la inversión inicial, que cubran una parte de la inversión.

- i. Sensibilidad de los resultados respecto al costo del kWh vendido a la distribuidora: Como se ha explicado, el Reglamento de la ley 20.571 considera, en términos prácticos, que el cliente vende el kWh a la distribuidora a un precio igual al 60% del precio al que compra el kWh a la distribuidora (“Net Billing”). Aquí se considerará cómo afecta al resultado económico que dicho porcentaje sea mayor al 60%; y en particular, se discutirá el caso del 100% (“Net Metering”) e incluso mayor al 100%.
- ii. Sensibilidad de los resultados respecto al costo de inversión: el costo de los paneles FV es el que más influye en el costo de inversión. Sin embargo, el precio

de los paneles baja cada vez más, por diversas razones, por lo cual puede esperarse que en uno o más años haya una reducción importante de la inversión.

Por otra parte, se considerará que el costo de la inversión total también podría bajar considerablemente si el Estado subvencionara cierto porcentaje de las inversiones para este tipo de proyectos, como ocurre en otros países. Se analizará la sensibilidad del resultado económico, respecto a dicho proyecto de subsidio a la inversión.

Finalmente, un análisis global de estos factores permitirá determinar qué escenario mínimo (en cuanto a precio del kWh, precio de paneles FV y/o porcentaje de subsidio estatal) resultaría adecuado para que la generación FV residencial sea atractiva para los clientes de las empresas distribuidoras, y esta solución se masificara significativamente en el país.

5. Aplicación

5.1. Descripción general de proyectos a realizar

En los siguientes puntos se evalúa la instalación de un sistema fotovoltaico que cubra las necesidades energéticas en invierno de 3 hogares ubicados en Antofagasta, Santiago y Pucón; estas ciudades fueron escogidas por tener climas muy distintos, lo que implica que poseen perfiles de radiación anuales bastante diferentes.

Para hacer el dimensionamiento de la instalación FV, se considera la radiación promedio de junio; y se utilizan paneles monocristalinos y policristalinos de igual potencia (250 W peak) En el caso de los monocristalinos, se escogió el mencionado en el cuarto lugar de la Tabla A.5, mientras que para los policristalinos se usó el mencionado en el tercer lugar de la Tabla A.2. Cabe indicar que debido a que la potencia peak es el único dato utilizado en el proceso de dimensionamiento (punto 4.3(ii)), y como éstas son iguales (250 W peak) en las dos opciones, la cantidad de paneles necesarios para cubrir la demanda será la misma, tanto para el caso de los monocristalinos y policristalinos.

Un caso interesante de estudiar es, si resulta más conveniente utilizar paneles solares monocristalinos, de mayor eficiencia y precio, o paneles policristalinos que tienen eficiencia menor y son más económicos. En ambos casos se considera la inclinación adecuada para recibir mayor radiación en cada ciudad y se ubican orientados hacia el norte. Se compararán los resultados con cada tipo de paneles en cada ciudad, con la finalidad de elegir el más conveniente para el usuario.

5.2. Definición de viviendas típicas en grandes ciudades y curvas de demanda diaria

Para este estudio se consideró como vivienda típica de gran ciudad, una casa con terreno propio, ya que de esta forma la instalación fotovoltaica sería propiedad del cliente final. No se consideró el caso de departamentos, debido a que la instalación de paneles FV sería comunitaria, pues los espacios son comunes para todos los vecinos, lo que hace cambiar la evaluación económica.

Para este estudio se considerará una vivienda con consumo de 250 kWh promedio mensual (debido a que ese valor es representativo de viviendas de sectores socioeconómicos ABC1 y una parte de C2, que son los que mayores posibilidades tienen de implementar generación FV en sus viviendas), pero se debe tener en cuenta que el consumo de energía

mensual varía a lo largo del año, siendo mayor en los meses de invierno y menor en verano. En la Figura 5.1 se presentan las curvas típicas residenciales de todos los días de la semana para el mes de julio [13], donde se observa que la hora de mayor demanda es entre 19 y 23 horas, como se mencionó anteriormente.

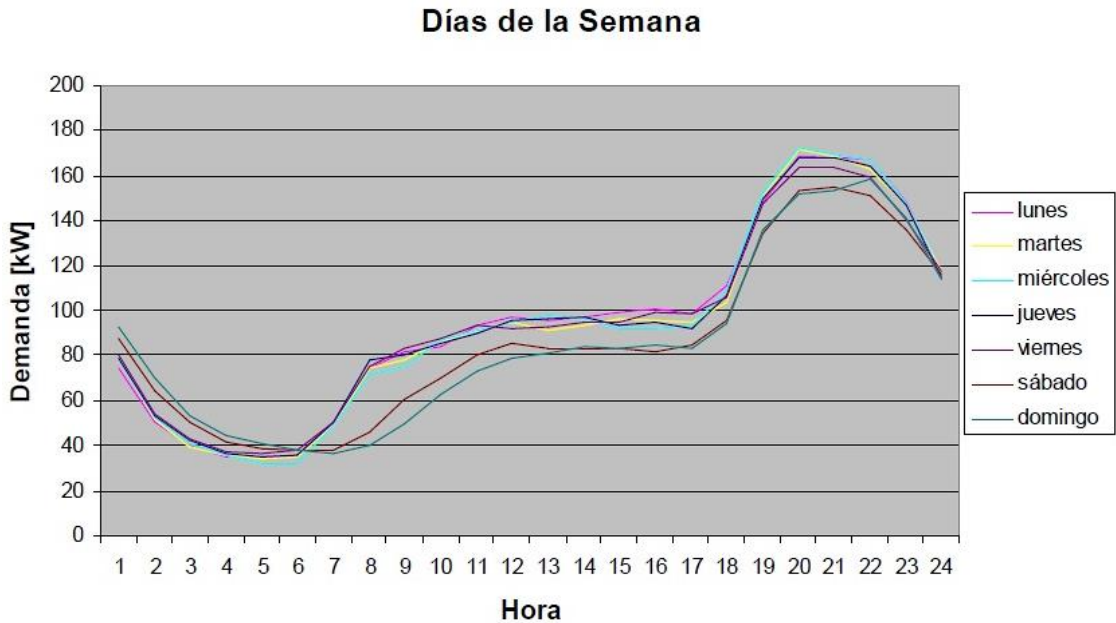


FIGURA 5.1: CURVA DEMANDA RESIDENCIAL PARA UNA SEMANA DE JULIO EN UN HOGAR PROMEDIO [13].

5.3. Proyecto para Casa Típica de Antofagasta

5.3.1. Radiación del lugar

Antofagasta está ubicada en la Segunda Región de Antofagasta, a los 23°38'39" de latitud sur y 70°24'39" de longitud oeste y tiene una elevación de 40 m.s.n.m. aproximadamente. Posee un clima desértico que se caracteriza por escasas precipitaciones durante el año, cielo sin nubes y grandes variaciones de temperatura a lo largo del día.

Del manual de irradiancia en Chile [5], de la tabla C, se escogió la inclinación de 23° ya que es la inclinación más cercana a la obtenida por medio de la ecuación (6), $\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot 23,7 \approx 20^\circ$. En la Figura 5.2 se observa que los niveles de radiación mensuales para Antofagasta, para la inclinación elegida, tienen poca variación a lo largo del año.

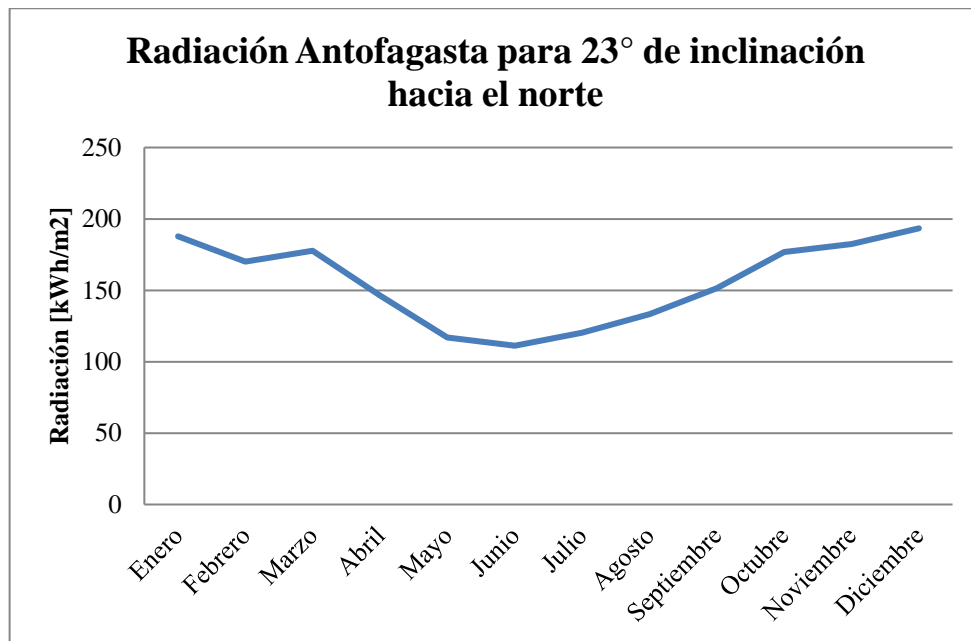


FIGURA 5.2: RADIACIÓN ANTOFAGASTA PARA 23° DE INCLINACION HACIA EL NORTE.

5.3.2. Aplicación de la metodología

Para el caso de Antofagasta se obtiene que la cantidad de paneles necesarios para cubrir la demanda es de 9.17, que se aproximan a 9 (ver Tabla 5.1).

TABLA 5.1: DIMENSIONAMIENTO DE PANELES PARA ANTOFAGASTA

Radiación junio [Wh]	3557
HSE [horas]	3,557
Demanda diaria [Wh]	8.333,33
# paneles	9,17

Debido a que la única característica de los paneles que se toma en cuenta en los cálculos es la potencia peak, el resultado es igual para paneles monocristalinos y policristalinos.

Para calcular la inversión necesaria, se estima que la construcción tomaría dos jornadas de 8 horas, con lo que se obtienen dos costos de inversión, uno usando paneles monocristalinos (\$2.158.100) y otro usando policristalinos (\$1.880.100), resumidos en la tabla 5.2.

TABLA 5.2: COSTOS DE INVERSION INICIAL EN ANTOFAGASTA.

Material	Características	Precio [pesos]
Inversor	600 W, 230 Vac	130.000
Tablero TDA		10.000
Medidor	230V, 50-60 Hz	95.000
Accesorios		10.000
Mano de obra	16 horas	384.000
Panel monocristalino c/u	24 V, 250 W	169.900
Panel policristalino c/u	24 V, 250 W	139.900
	Total monocristalino	2.158.100
	Total policristalino	1.880.100

Utilizando 9 paneles monocristalinos con eficiencia del 15,4% (ver Anexo A.2, Tabla A.5), se obtienen los valores mensuales de energía generada y ahorrada, excedentes, ahorro por compra de energía y venta de excedentes, donde el precio que se consideró pagado por el usuario a la distribuidora por el kWh es de \$108 [24] y el pagado por la distribuidora al usuario es de \$65.

TABLA 5.3: RESULTADOS INSTALACION SOLAR EN ANTOFAGASTA CON PANELES MONOCRISTALINOS.

Mes	Radiación [kWh/m ²]	E. generada [kWh]	E. ahorrada [kWh]	Excedentes [kWh]	Ahorro [pesos]	Venta E. [pesos]
Enero	189,12	419,40	139,93	279,47	15.112,5	18.165,27
Febrero	165,78	367,63	126,39	241,24	13.650,0	15.680,45
Marzo	178,45	395,74	139,93	255,81	15.112,5	16.627,67
Abril	146,43	324,72	114,58	189,31	12.375,0	13.659,09
Mayo	113,46	251,62	114,40	111,69	12.787,5	8.658,84
Junio	109,09	241,91	114,58	106,49	12.375,0	8.276,18
Julio	119,21	264,37	118,40	124,44	12.787,5	9.487,74
Agosto	132,63	294,13	118,40	154,20	12.787,5	11.422,14
Septiembre	151,49	335,94	114,58	200,52	12.375,0	14.388,17
Octubre	178,44	395,71	139,93	255,78	15.112,5	16.625,44
Noviembre	183,98	407,99	135,42	272,57	14.625,0	17.717,24
Diciembre	194,16	430,57	139,93	290,64	15.112,5	18.891,84
				TOTAL	164.212,5	169.600,1

Al considerar que el flujo de caja de todos los años será igual, se obtuvo que VAN = \$683. 835 y el periodo de recuperación del capital es de 11 años.

En la tabla 5.4 se presentan los resultados al usar paneles policristalinos con eficiencia del 14,14%.

TABLA 5.4: RESULTADOS INSTALACION SOLAR EN ANTOFAGASTA CON PANELES POLICRISTALINOS.

Mes	Radiación [kWh/m ²]	E. generada [kWh]	E. ahorrada [kWh]	Excedentes [kWh]	Ahorro [pesos]	Venta E. [pesos]
Enero	189,12	385,08	139,93	245,15	15.112,5	15.934,85
Febrero	165,78	337,55	126,39	211,16	13.650,0	13.725,35
Marzo	178,45	363,36	139,93	223,43	15.112,5	14.523,05
Abril	146,43	298,15	114,58	183,57	12.375,0	11.932,15
Mayo	113,46	231,03	118,40	112,63	12.787,5	7.320,71
Junio	109,09	222,12	114,58	107,53	12.375,0	6.989,66
Julio	119,21	242,74	118,40	124,34	12.787,5	8.081,79
Agosto	132,63	270,06	118,40	151,66	12.787,5	9.857,92
Septiembre	151,49	308,45	114,58	193,87	12.375,0	12.601,58
Octubre	178,44	363,33	139,93	223,40	15.112,5	14.521,00
Noviembre	183,98	374,61	135,42	239,19	14.625,0	15.547,48
Diciembre	194,16	395,35	139,93	255,41	15.112,5	16.601,97
				TOTAL	164.212,5	147.637,5

El VAN para el proyecto hecho con paneles policristalinos es de \$766.855 y el periodo de recuperación del capital es de 10 años.

5.3.3. Solución óptima

Para las dos opciones de proyecto el VAN es positivo, por lo que ambos son rentables para el usuario, pero el valor es mayor cuando se usan paneles policristalinos que cuando se usan paneles monocristalinos, lo que lleva a escoger la segunda propuesta. Por otra parte, el periodo de recuperación del capital es de 11 años para paneles monocristalinos y 10 años para el proyecto con paneles policristalinos, por lo que el segundo proyecto se prefiere sobre el primero. Con lo anterior, la solución óptima es la instalación con paneles policristalinos.

5.4. Proyecto para Casa Típica de Santiago

5.4.1. Radiación del lugar y otros datos

La ciudad de Santiago es la capital de Chile y se encuentra en la Región Metropolitana, sus coordenadas son 33°26'16" de latitud sur y 70°39'01" de longitud oeste, a una altitud media de 567 m.s.n.m. Presenta un clima mediterráneo, con temperaturas moderadas, lluvias invernales y una estación seca prolongada de entre 6 y 8 meses.

Utilizando la ecuación (3.2), para Santiago se obtiene un ángulo óptimo de inclinación de 27° , sin embargo, el registro más cercano a esta inclinación que se presenta en [5] es de 23° , por lo que se escogió dicha inclinación.

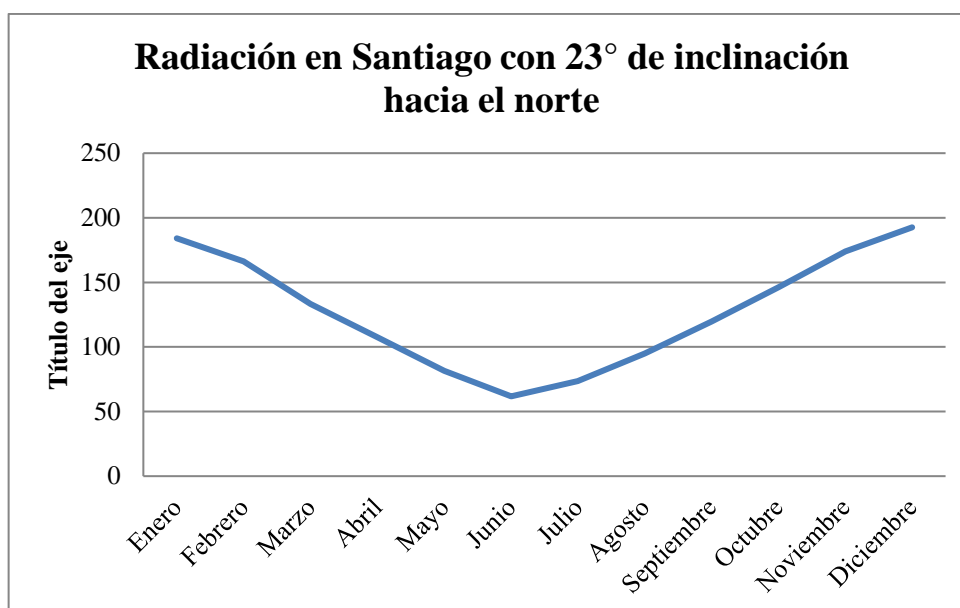


FIGURA 5.3: RADIACIÓN EN SANTIAGO CON 23° DE INCLINACIÓN.

5.4.2. Aplicación de la metodología

Al calcular la cantidad de paneles necesarios para alimentar el consumo domiciliario de 250 kWh mensual, considerando el momento con menor radiación del año, el resultado es aproximadamente 25 paneles, como se observa en la Tabla 5.5.

TABLA 5.5: DIMENSIONAMIENTO DE PANELES PARA SANTIAGO.

Radiación junio [Wh]	1310,4
HSE [horas]	1,31
Demanda diaria [Wh]	8.333,33
# paneles	25,4

Dado que se necesita instalar más paneles que en la evaluación anterior, se consideran 4 jornadas de 8 horas para la instalación de los equipos, lo que implica un aumento en los costos de inversión totales para las dos opciones de paneles disponibles, cuyos costos son mostrados en la Tabla 5.6.

TABLA 5.5: COSTOS DE INVERSION EN SANTIAGO.

Material	Características	Precio [pesos]
Inversor	600 W, 230 Vac	130.000
Tablero TDA		10.000
Medidor	230V, 50-60 Hz	95.000
Accesorios		10.000
Mano de obra	32 horas	768.000
Panel monocristalino c/u	24 V, 250 W	169.900
Panel policristalino c/u	24 V, 250 W	139.900
	Total monocristalino	5.260.500
	Total policristalino	4.510.500

En la Tabla 5.7 se presentan los resultados para un año de la instalación con paneles monocristalinos (eficiencia del 15,4%), donde el precio del kWh de venta cobrado por la distribuidora es de \$95 [25], y el precio percibido por el cliente al vender energía es \$57. Se especifican mensualmente la energía generada y ahorrada, los excedentes de energía, ahorro por compra de energía, venta de excedentes y el total anual, a partir del que se calculan el VAN y el periodo de retorno.

TABLA 5.6: RESULTADOS INSTALACION SOLAR EN SANTIAGO CON PANELES MONOCRISTALINOS.

Mes	Radiación [kWh/m ²]	E. generada [kWh]	E. ahorrada [kWh]	Excedentes [kWh]	Ahorro [pesos]	Venta E. [pesos]
Enero	191,23	1177,97	139,93	1.038,04	13.293,40	59.168,53
Febrero	146,76	904,04	126,39	777,65	12.006,94	44.325,92
Marzo	134,78	830,26	139,93	690,33	13.293,40	39.348,54
Abril	137,65	847,92	114,58	733,33	10885,42	41.800,07
Mayo	56,56	348,43	118,40	230,02	11248,26	13.111,30
Junio	39,31	242,16	93,75	148,41	8906,25	8.459,48
Julio	49,12	302,56	118,40	184,15	11248,26	10.496,79
Agosto	72,01	443,60	118,40	325,20	11248,26	18.536,25
Septiembre	102,57	631,81	114,58	517,23	10885,42	29.482,08
Octubre	138,39	852,50	139,93	712,57	13.293,40	40.616,61
Noviembre	169,83	1046,15	135,42	910,74	12.864,58	51.911,96
Diciembre	190,35	1172,57	139,93	1.032,64	13.293,40	58.860,49
				TOTAL	142.467,01	416.118,03

Con los costos de inversión e ingresos a lo largo de los 20 años de horizonte se obtiene que el VAN para el proyecto es de \$ -504.951 y la inversión no se recupera en el horizonte de 20 años.

Cuando se repite el cálculo de la energía generada, excedentes, ahorros y ventas para la generación por medio de paneles policristalino (eficiencia del 14,14%) se consiguen los resultados que se presentan en la tabla 5.8.

TABLA 5.7: RESULTADOS INSTALACION SOLAR EN SANTIAGO CON PANELES POLICRISTALINOS.

Mes	Radiación [kWh/m ²]	E. generada [kWh]	E. ahorrada [kWh]	Excedentes [kWh]	Ahorro [pesos]	Venta E. [pesos]
Enero	191,23	1.081,60	139,93	941,66	13.293,40	53.674,88
Febrero	146,76	830,07	126,39	703,68	12.006,94	40.109,83
Marzo	134,78	762,33	139,93	622,40	13.293,40	35.476,53
Abril	137,65	778,54	114,58	663,96	10.885,42	37.845,69
Mayo	56,56	319,92	118,40	201,52	11.248,26	11.486,37
Junio	39,31	222,35	93,75	128,60	8.906,25	7.330,12
Julio	49,12	277,80	118,40	159,40	11.248,26	9.085,78
Agosto	72,01	407,31	118,40	288,90	11.248,26	16.467,46
Septiembre	102,57	580,12	114,58	465,54	10.885,42	26.535,53
Octubre	138,39	782,75	139,93	642,82	13.293,40	36.640,85
Noviembre	169,83	960,56	135,42	825,14	12.864,58	47.033,08
Diciembre	190,35	1.076,63	139,93	936,70	13.293,40	53.392,05
				TOTAL	142.467,01	375.078,17

De los resultados anteriores se obtiene que el VAN es de \$ -104.346 y la recuperación del capital no se alcanza en 20 años.

5.4.3. Solución óptima

Al considerar el periodo de recuperación del capital se tiene que el desempeño económico de ambos proyectos no es deseable, ya que no existe recuperación del capital a lo largo de la vida útil del proyecto. En cuanto al VAN, es negativo para ambas alternativas, por lo que no se recomienda ejecutar ninguno de los proyectos presentados.

Finalmente, no existe una opción rentable para Santiago, pero la instalación con paneles policristalinos es levemente mejor que con paneles monocristalinos.

5.5. Proyecto para Casa Típica de Pucón

5.5.1. Radiación del lugar y otros datos

La ciudad de Pucón se encuentra a la orilla oriente del lago Villarrica, en la Novena Región de la Araucanía, sus coordenadas son $39^{\circ}16'00''$ de latitud sur y $71^{\circ}58'00''$ de longitud oeste y su elevación es de 227 m.s.n.m. Su clima característico es templado lluvioso, presentando lluvias a lo largo de todo el año, la que se intensifican en los meses de invierno.

Usando la ecuación (3.2), se obtiene una inclinación de 31° , pero la más cercana en [5] es de 29° , siendo la escogida para el análisis. En la Figura 5.4 se observa el perfil de radiación de Pucón, y los fuertes cambios que ésta sufre a lo largo del año, teniendo el mínimo entre los meses de junio y julio, y el máximo en entre diciembre y enero.

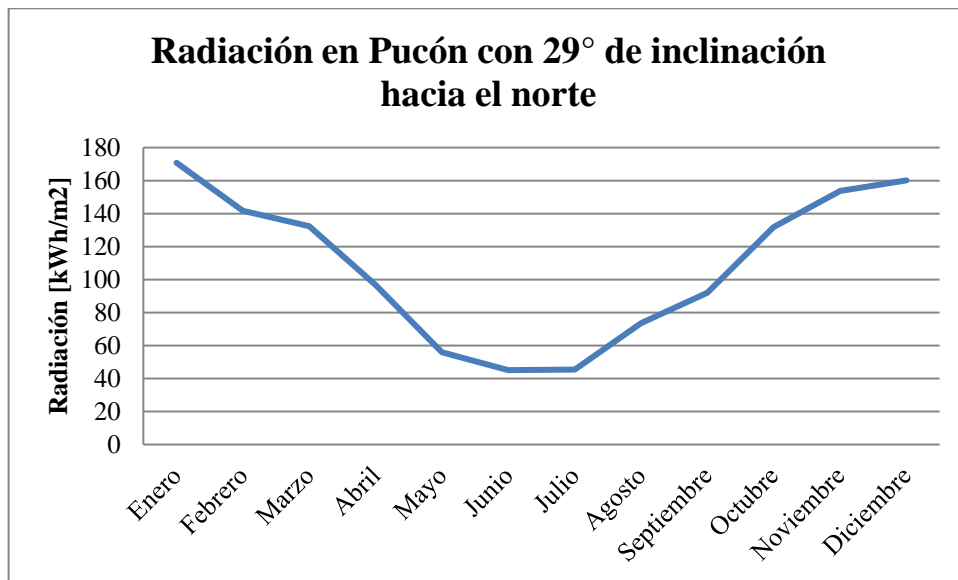


FIGURA 5.4: RADIACION EN PUCON CON 29° DE INCLINACION HACIA EL NORTE.

5.5.2. Aplicación de la metodología

Al utilizar la metodología expuesta con la radiación típica de Pucón y considerando una vivienda con un consumo de 250 kWh mensuales, se obtiene que 29 paneles (después de aproximar el resultado) son necesarios para cubrir la demanda de la vivienda durante el invierno, como está registrado en la Tabla 5.9.

TABLA 5.8: DIMENSIONAMIENTO DE PANELES PARA PUCON.

Radiación junio [Wh]	1061,6
HSE [horas]	1,06
Demanda [Wh]	8333,33
# paneles	29,4

Debido al aumento en la cantidad de paneles respecto a la ciudad anterior, para la mano de obra se consideró que la instalación terminada tarda 5 jornadas de 8 horas, completando un total de 40 horas de trabajo, con lo que se tienen las inversiones expuestas en la Tabla 5.10, dependiendo del tipo de paneles escogidos.

TABLA 5.9: COSTOS DE INVERSION EN PUCON.

Material	Características	Precio [pesos]
Inversor	600 W, 230 Vac	130.000
Tablero TDA		10.000
Medidor	230V, 50-60 Hz	95.000
Accesorios		10.000
Mano de obra	40 horas	960.000
Panel monocristalino c/u	24 V, 250 W	169.900
Panel policristalino c/u	24 V, 250 W	139.000
	Total monocristalino	6.132.100
	Total policristalino	5.262.100

En la ciudad de Pucón, el precio del kWh cobrado a los clientes finales es de \$114 [26], entonces el usuario vende el kWh a \$68 a la distribidora. Usando lo anterior y la cantidad de paneles necesario (de eficiencia de 15,4%), se obtiene la energía generada mensual, la energía ahorrada, los excedentes, el ahorro mensual por concepto de consumo y los ingresos por inyecciones de energía a la red eléctrica. Dichos resultados son presentados en la tabla 5.11.

TABLA 5.10: RESULTADOS INSTALACION SOLAR EN PUCON CON PANELES MONOCRISTALINOS.

Mes	Radiación [kWh/m ²]	E. generada [kWh]	E. ahorrada [kWh]	Excedentes [kWh]	Ahorro [pesos]	Venta E. [pesos]
Enero	173,49	1239,66	139,93	1.099,73	15.952,08	74781,37
Febrero	135,45	967,87	126,39	841,48	14.408,33	57220,82
Marzo	124,95	892,88	139,93	752,95	15.952,08	51200,36
Abril	85,12	608,25	114,58	493,66	13.062,50	33569,18
Mayo	44,11	315,17	96,88	218,29	11.043,75	14844,03
Junio	33,96	242,66	93,75	148,91	10.687,50	10126,19
Julio	35,35	252,57	96,88	155,69	11.043,75	10587,25
Agosto	62,13	443,94	118,40	325,53	13.497,92	22136,22
Septiembre	83,27	594,98	114,58	480,40	13.062,50	32666,86
Octubre	128,10	915,32	139,93	775,39	15.952,08	52726,23
Noviembre	154,99	1107,47	135,42	972,05	15.437,50	66099,49
Diciembre	163,36	1167,29	139,93	1.027,36	15.952,08	69860,31
				TOTAL	166.052,08	495.818,31

Al calcular el VAN con los resultados expuestos se obtiene un valor de \$ -497.224 y el periodo de recuperación excede los 20 años del horizonte de la evaluación, lo que implica que no se recupera el capital.

Al repetir el procedimiento para la instalación con paneles policristalinos (eficiencia del 14,14%) se consiguen los resultados de la Tabla 5.12.

TABLA 5.11: RESULTADOS INSTALACION SOLAR EN PUCON CON PANELES POLICRISTALINOS.

Mes	Radiación [kWh/m ²]	E. generada [kWh]	E. ahorrada [kWh]	Excedentes [kWh]	Ahorro [pesos]	Venta E. [pesos]
Enero	173,49	1.138,23	139,93	998,30	15.952,08	67884,37
Febrero	135,45	888,68	126,39	762,29	14.408,33	51835,93
Marzo	124,95	819,82	139,93	679,89	15.952,08	46232,72
Abril	85,12	558,48	114,58	443,90	13.062,50	30185,11
Mayo	44,11	289,38	96,88	192,51	11.043,75	13090,54
Junio	33,96	222,81	93,75	129,06	10.687,50	8776,09
Julio	35,35	231,91	96,88	135,03	11.043,75	9182,04
Agosto	62,13	407,61	118,40	289,21	13.497,92	19666,32
Septiembre	83,27	546,30	114,58	431,72	13.062,50	29356,62
Octubre	128,10	840,43	139,93	700,50	15.952,08	47633,75
Noviembre	154,99	1.016,86	135,42	881,44	15.437,50	59937,94
Diciembre	163,36	1.071,78	139,93	931,85	15.952,08	63365,94
				TOTAL	166.052,08	447.147,38

Esta vez el VAN tiene un valor de \$ -41.587 por lo que el proyecto no es rentable de realizar, y la inversión no se recupera durante la vida útil de la instalación.

5.5.3. Solución óptima.

Nuevamente, ambos VAN entregan un valor negativo, pero es un poco mayor para el caso con paneles policristalinos. Considerando el periodo de retorno, para ningún caso se tiene retorno de la inversión a lo largo de los 20 años de vida útil que poseen los proyectos.

Finalmente, al considerar ambos criterios, se recomendaría no ejecutar la instalación de paneles FV por no ser rentable.

6. Análisis de resultados

6.1. Comparación de resultados (de soluciones más rentables) en cada ciudad

De los resultados obtenidos se puede observar que en general es más conveniente utilizar paneles policristalinos para generar energía por sobre los monocristalinos, debido a que sus costos son menores, y la eficiencia de ambos tipos es parecida (15,4% monocristalinos y 14,14% policristalinos). Sin embargo, se debe considerar que el costo de los paneles es una variable muy volátil, que depende de las eventuales ofertas que existan en el mercado y se podría dar que exista una oferta temporal en que los paneles monocristalinos resulten más económicos que los policristalinos y entonces, el proyecto con paneles monocristalinos sea más rentable.

Las evaluaciones de los proyectos dan resultados más convenientes para el inversionista en la zona norte, dándose incluso que en Antofagasta la instalación de paneles solares para autoabastecer el consumo, es rentable a pesar del elevado costo de inversión. Esto se explica por el alto nivel de radiación incidente en el norte del país, ya que mientras mayor sea la radiación incidente, menor es la cantidad de paneles necesarios para alimentar el consumo, lo que disminuye el costo de inversión inicial.

Para Santiago y Pucón se observan rentabilidades parecidas, lo que se debe a que ambas localidades necesitan una cantidad relativamente parecida de paneles para abastecer el consumo, a pesar de que en Santiago existe un mejor nivel de radiación que en Pucón. Es importante notar que en Santiago, el precio del kWh es menor que en las otras 2 ciudades estudiadas, lo que afecta fuertemente las proyecciones económicas del proyecto, volviéndolo no rentable para el usuario.

Para el caso del sur, como la radiación existente en invierno es baja, se necesita una gran cantidad de paneles para abastecer el consumo en los meses de invierno, lo que aumenta los costos fuertemente, ya que los paneles son lo más costoso de la inversión inicial; sin embargo, la capacidad de generación en verano es elevada gracias a la cantidad de paneles, lo que da origen a la opción de vender más energía que en las otras ciudades.

En caso de cambiar algunos parámetros claves del escenario en que se hizo el proyecto de las instalaciones solares, se podrían obtener mejores resultados que permitan volver rentable el proyecto para el usuario. Este tema es estudiado en el siguiente punto.

6.2. Análisis de Sensibilidad

6.2.1. Respecto a Precio del kWh

Se repite la evaluación económica para las 3 ciudades, usando paneles policristalinos, pero esta vez se considera que el precio de venta del kWh para el usuario es el mismo que el recibe como pago al momento de inyectar energía a la red eléctrica, es decir, si en vez de tener una ley de Net Billing, se tuviera ley de Net Metering. Lo anterior lleva a los siguientes resultados.

i) Caso Antofagasta

Los resultados se muestran en la tabla 6.1.

TABLA 6.1: RESULTADOS INSTALACION SOLAR EN ANTOFAGASTA CON PANELES POLICRISTALINOS Y LEY DE NET METERING

Mes	Radiación [kWh/m ²]	E. generada [kWh]	E. ahorrada [kWh]	Excedentes [kWh]	Ahorro [pesos]	Venta E. [pesos]
Enero	189,12	385,08	139,93	245,15	15.112,5	26.476,36
Febrero	165,78	337,55	126,39	211,16	13.650,0	22.805,19
Marzo	178,45	363,36	139,93	223,43	15.112,5	24.130,61
Abril	146,43	298,15	114,58	183,57	12.375,0	19.825,73
Mayo	113,46	231,03	118,40	112,63	12.787,5	12.163,63
Junio	109,09	222,12	114,58	107,53	12.375,0	11.613,59
Julio	119,21	242,74	118,40	124,34	12.787,5	13.428,20
Agosto	132,63	270,06	118,40	151,66	12.787,5	16.379,31
Septiembre	151,49	308,45	114,58	193,87	12.375,0	20.938,01
Octubre	178,44	363,33	139,93	223,40	15.112,5	24.127,20
Noviembre	183,98	374,61	135,42	239,19	14.625,0	25.832,73
Diciembre	194,16	395,35	139,93	255,41	15.112,5	27.584,81
				TOTAL	164.212,5	245.305,38

En este caso el periodo de recuperación mejora de 10 a 7 años, y el VAN también mejora, pasando de \$766.855 a \$1.583.839, por lo que el proyecto se vuelve un poco más atractivo cuando se paga el 100% del kWh por parte de la distribuidora.

En la Figura 6.1 se presenta una comparación de los ingresos que el cliente percibe por concepto de venta de energía cuando se paga \$65 y \$108 por el kWh, donde se puede apreciar la mejora de los mismos a lo largo del año, sobre todo en los meses de verano.

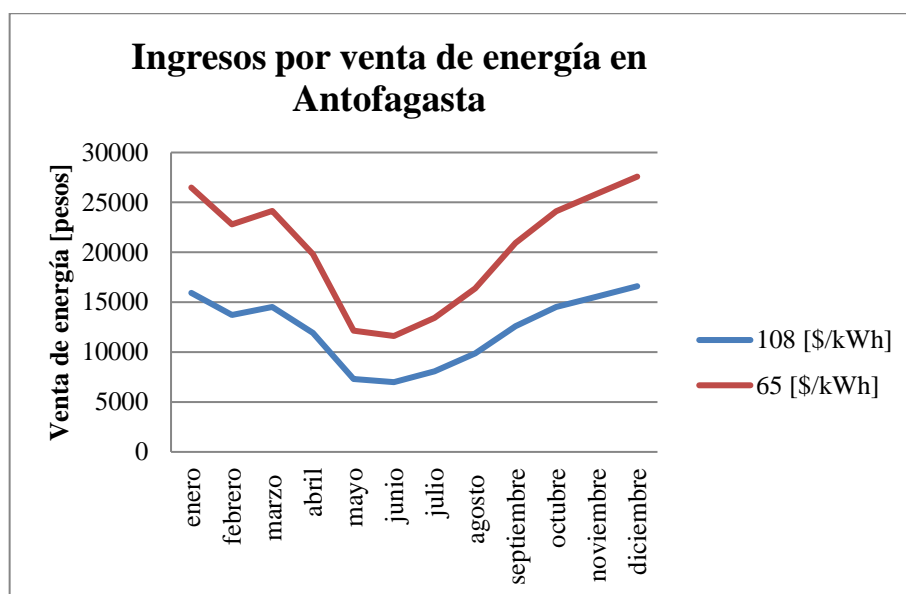


FIGURA 6.1: INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA EN ANOTFAGASTA.

ii) Caso Santiago

Para Santiago se obtienen resultados similares a los anteriores como se puede observar a continuación en la Tabla 6.2 y la Figura 6.2.

TABLA 6.2: RESULTADOS INSTALACION SOLAR EN SANTIAGO CON PANELES POLICRISTALINOS Y LEY DE NET METERING

Mes	Radiación [kWh/m ²]	E. generada [kWh]	E. ahorrada [kWh]	Excedentes [kWh]	Ahorro [pesos]	Venta E. [pesos]
Enero	191,23	1.081,60	139,93	941,66	13.293,40	89.458,14
Febrero	146,76	830,07	126,39	703,68	12.006,94	66.849,71
Marzo	134,78	762,33	139,93	622,40	13.293,40	59.127,55
Abril	137,65	778,54	114,58	663,96	10.885,42	63.076,14
Mayo	56,56	319,92	118,40	201,52	11.248,26	19.143,95
Junio	39,31	222,35	93,75	128,60	8.906,25	12.216,87
Julio	49,12	277,80	118,40	159,40	11.248,26	15.142,96
Agosto	72,01	407,31	118,40	288,90	11.248,26	27.445,76
Septiembre	102,57	580,12	114,58	465,54	10.885,42	44.225,88
Octubre	138,39	782,75	139,93	642,82	13.293,40	61.068,09
Noviembre	169,83	960,56	135,42	825,14	12.864,58	78.388,47
Diciembre	190,35	1.076,63	139,93	936,70	13.293,40	88.986,75
				TOTAL	142.467,01	625.130,28

Se ve una mejora importante en los ingresos por ventas de energía en los meses de verano, lo que se traduce en un fuerte impacto en la rentabilidad del proyecto, donde el VAN

aumenta desde \$ -104.346 a \$2.024.489 y sí se tiene un periodo de retorno, que en esta oportunidad alcanza los 10, lo que resulta más atractivo para los interesados en las ERNC.

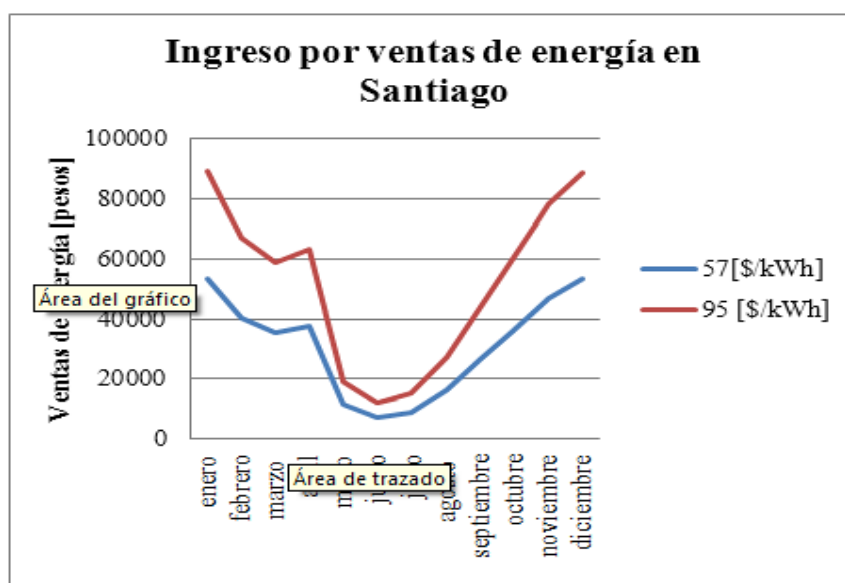


FIGURA 6.2: INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA EN SANTIAGO.

iii) El caso de Pucón

El caso de Pucón es el más extremo, ya que se pasa de un VAN inicial de \$ -41.587 a \$2.533.613 y el periodo de recuperación del capital cambia drásticamente de ser mayor a 20 años, a ser sólo de 9 años, igual que ocurre con el proyecto en Santiago.

TABLA 6.3: RESULTADOS INSTALACION SOLAR EN PUCON CON PANELES MONOCRISTALINOS Y LEY DE NET METERING.

Mes	Radiación [kWh/m ²]	E. generada [kWh]	E. ahorrada [kWh]	Excedentes [kWh]	Ahorro [pesos]	Venta E. [pesos]
Enero	173,49	1.138,23	139,93	998,30	15.952,08	113.806,15
Febrero	135,45	888,68	126,39	762,29	14.408,33	86.901,42
Marzo	124,95	819,82	139,93	679,89	15.952,08	77.507,79
Abril	85,12	558,48	114,58	443,90	13.062,50	50.604,45
Mayo	44,11	289,38	96,88	192,51	11.043,75	21.945,91
Junio	33,96	222,81	93,75	129,06	10.687,50	14.712,86
Julio	35,35	231,91	96,88	135,03	11.043,75	15.393,42
Agosto	62,13	407,61	118,40	289,21	13.497,92	32.970,01
Septiembre	83,27	546,30	114,58	431,72	13.062,50	49.215,51
Octubre	128,10	840,43	139,93	700,50	15.952,08	79.856,57
Noviembre	154,99	1.016,86	135,42	881,44	15.437,50	100.484,19
Diciembre	163,36	1.071,78	139,93	931,85	15.952,08	106.231,14
				TOTAL	166.052,08	749.629,43

Una vez más se observa una gran diferencia en los ingresos en los meses de verano, esto se debe a que en época de verano es cuando existen mayor cantidad de excedentes, que equivalen a más ingresos que vuelven mucho más conveniente el proyecto solar.

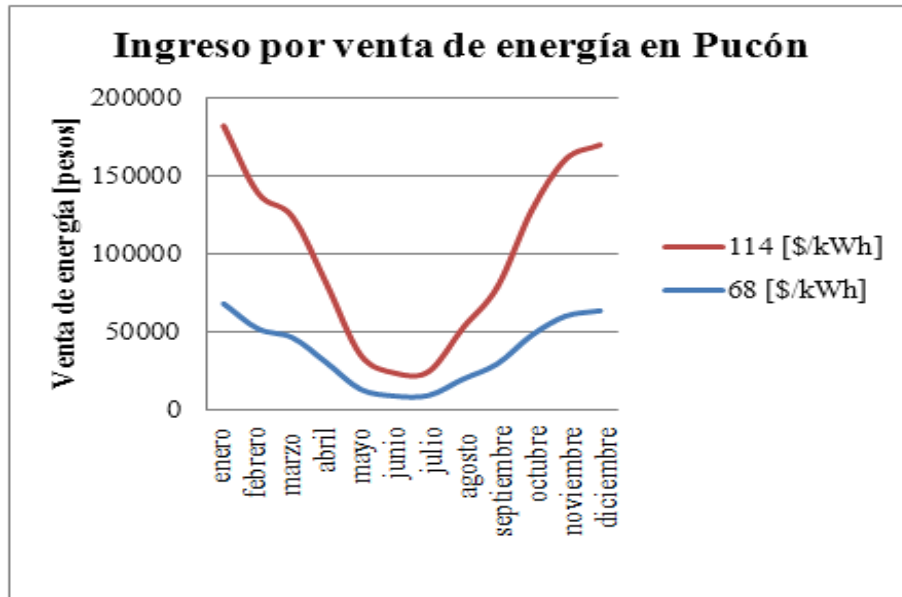


FIGURA 6.3: INGRESOS POR VENTAS DE ENERGIA PUCON.

6.2.2. Costo de paneles

El precio de los paneles es una de las variables más críticas al momento evaluar un proyecto solar, ya que equivale a un 70% del total de la inversión o más aún, por lo que una disminución en su precio puede impactar de manera importante en la evaluación económica. Es por esto que se estudiará el efecto de disminuir el precio de los paneles en un 25%, manteniendo el precio de venta del kWh en el 60% de lo que cobra la distribuidora al cliente.

Para Antofagasta, la inversión baja desde \$1.880.000 a \$1.573.325, mientras que el VAN del proyecto sube desde \$766.855 hasta \$1.081.629,8; y en vez de recuperar la inversión en 10 años, esto se logra en 8 años.

TABLA 12.4: COSTOS DE INVERSION CON PANELES REBAJADOS EN ANTOFAGASTA.

Material	Características	Precio [pesos]
Inversor	600 W, 230 Vac	130.000
Tablero TDA		10.000
Medidor	230V, 50-60 Hz	95.000
Accesorios		10.000
Mano de obra	16 horas	384.000
Panel policristalino c/u	24 V, 250 W	104.925
	Total policristalino	1.573.325

Para la instalación fotovoltaica en Santiago, se tiene que la inversión baja de manera considerable desde \$4.510.500 a sólo \$3.636.125, con lo que el VAN mejora de \$ -104.346 a \$770.028,91 y el periodo de recuperación mejora de ser mayor a 20 años a sólo 13 años, con lo cual el proyecto resulta más atractivo para los clientes.

TABLA 6.5: COSTOS DE INVERSION CON PANELES REBAJADOS EN SANTIAGO.

Material	Características	Precio [pesos]
Inversor	600 W, 230 Vac	130.000
Tablero TDA		10.000
Medidor	230V, 50-60 Hz	95.000
Accesorios		10.000
Mano de obra	32 horas	768.000
Panel policristalino c/u	24 V, 250 W	104.925
	Total policristalino	3.636.125

Finalmente, en el caso de Pucón, también se aprecia el cambio favorable al bajar la inversión desde \$5.262.100 a sólo \$4.247.825 y el VAN pasa de \$ -41.587 a \$972.687,71 y el periodo de recuperación, que era superior a 20 años, disminuye a sólo 13 años.

TABLA 6.613: COSTOS DE INVERSION CON PANELES REBAJADOS EN PUCON.

Material	Características	Precio [pesos]
Inversor	600 W, 230 Vac	130.000
Tablero TDA		10.000
Medidor	230V, 50-60 Hz	95.000
Accesorios		10.000
Mano de obra	40 horas	960.000
Panel policristalino c/u	24 V, 250 W	104.925
	Total policristalino	4.247.825

Se observa que a medida que el proyecto necesita mayor cantidad de paneles para ejecutarse, el impacto de la disminución del precio de éstos es mayor, razón por la que las zonas con mayor latitud se ven más beneficiadas con la disminución del precio.

6.2.3. Subsidios estatales, y otros

La existencia de subsidios estatales u otros como fondos concursables para financiar parcialmente el proyecto de generación fotovoltaico, es otra opción que puede volver la inversión mucho más conveniente. Para estudiar la influencia de esto, se consideró un subsidio estatal del 50% de la inversión total, con lo que se recalcularon los resultados para poder hacer una comparación.

Para Antofagasta, cuando se incorpora un subsidio del 50%, la inversión total baja de \$1.888.100 a \$944.050, con lo que el VAN se modifica, aumentando su valor de \$766.855 a \$1.710.904,83 y disminuyendo el periodo de retorno del capital de 10 años a sólo 4, que está dentro de un plazo más razonable para el usuario.

En Santiago, la inversión disminuye desde \$4.510.500 a \$2.255.250, alcanzando un VAN de \$2.150.903,9 en lugar del VAN del caso base que es de \$ -104.346 y el periodo de recuperación disminuye drásticamente a sólo 7.

Finalmente, el caso de Pucón es similar, ya que la inversión bajó de \$5.262.100 a sólo \$2.631.050, aumentando el VAN desde \$ -41.587 hasta \$2.589.462,7 resultando más atractivo para el usuario. En un periodo de 6 años se recupera la inversión, en contraste con el caso base, donde no se recupera el capital en 20 años, lo que implica una gran mejora en su rendimiento económico.

6.3. Determinación del mejor escenario para tener Proyectos altamente rentables

A partir de los resultados del análisis de sensibilidad, se puede observar que cuando el precio de venta de la energía es igual al precio pagado por el usuario a la distribuidora, los proyectos se vuelven más rentables, existiendo una diferencia importante en los ingresos de los meses de verano, momento cuando mayores son los excedentes. Este cambio afecta con mayor fuerza a los proyectos ubicados más al sur, ya que poseen más paneles para cubrir la demanda energética de invierno, lo que permite generar más en los meses de verano, existiendo más energía excedente para inyectar a la red de distribución. Por lo anterior, este tipo de solución no es igualmente eficiente para todos los clientes, pero serviría para incentivar regionalmente la generación distribuida.

El escenario donde los paneles solares disminuyen su precio, afecta a todos los proyectos haciéndolos más rentables, pero no de igual forma. A medida que un proyecto está compuesto por una mayor cantidad de paneles fotovoltaicos, mayor es el aumento de su rentabilidad y menor su periodo de retorno cuando el precio de éstos disminuye; por lo tanto, los proyectos ubicados en latitudes mayores se ven más beneficiados que los ubicados hacia el norte, ya que se caracterizan por necesitar más paneles para cubrir la demanda. De esta manera, la disminución en el precio de los paneles es un incentivo regional, igual que en el caso del aumento en el precio de venta del kWh a la distribuidora.

Cuando existen subvenciones estatales para la inversión inicial, el cambio en la rentabilidad es muy alto, y afecta de manera transversal a todos los proyectos, sin importar el lugar donde se ejecuten ni la cantidad de paneles que estos posean. Así se demostró con los resultados del análisis de sensibilidad, donde todos los escenarios alcanzaron periodos de retorno inferiores al horizonte de evaluación del proyecto, destacándose el caso de Antofagasta, que tendría un periodo de recuperación de 4 años.

Considerando lo expuesto, se puede llegar a la conclusión de que tener subsidios estatales son la forma más eficiente entre las estudiadas, para conseguir proyectos de generación distribuida rentables y atractivos para los usuarios; sin embargo, la existencia de una mezcla de dos o más opciones de las estudiadas podría ayudar aún más a hacer más atractivo el negocio para un usuario final.

7. Conclusiones

A través del estudio realizado, se concluye que la instalación de generación solar fotovoltaica en una vivienda no es un proyecto atractivo para los clientes de las distribuidoras. Ello se debe a la alta inversión inicial y al bajo pago recibido por conceptos de energía inyectada, lo que se traduce en una rentabilidad baja y largos periodos de recuperación del capital, que pueden alcanzar los 10 años o más. De hecho, la magnitud de la inversión inicial produce que los sectores de clase media del país no se vean atraídos por la idea de la generación fotovoltaica, ya que son incapaces de costearlos, segregando este tipo de proyectos sólo para los sectores más acomodados. A pesar de esto, es posible que otro tipo de proyectos si resulten rentables, como por ejemplo generación FV en colegios, condominios o centros comerciales, donde las horas en que se producen los consumos y se genera energía coinciden y los costos de inversión son menores debido a la existencia de economías de escala, pero no son objeto de estudio para el presente trabajo.

Se observa que ciertas medidas que se pueden aplicar tienen diferente impacto dependiendo de la zona en que se aplican, lo que lleva a concluir que se debe diferenciar según zona geográfica donde se aplica el proyecto, por ejemplo, la reducción del precio de los paneles solares genera mejores resultados en la zona sur ya que se deben considerar más paneles que en el norte, mientras que el pago del total del precio kWh al usuario por ventas de energía (que sea igual al precio de venta, o incluso mayor que éste, como ocurre en Francia en la actualidad) tiene menor eficacia en la zona central, ya que el precio del kWh pagado a la distribuidora es menor siendo menor el ahorro para el cliente. Es interesante mencionar que el proyecto FV en Antofagasta se vuelve atractivo cuando se tiene Net Metering y el precio del kWh pagado por el cliente supera los \$150, reduciéndose a 6 años el periodo de retorno, lo que deja en evidencia que esta medida ayuda a obtener proyectos más rentables, pero con un impacto moderado.

Una baja en el precio de los paneles también aumenta la rentabilidad del proyecto, fenómeno que se ha dado en los últimos 10 años, debido a mejoras en sus tecnologías de fabricación y aumento de competidores en el mercado, entre otras; y se espera que el costo de los mismos siga disminuyendo, pero esto depende del mercado. El problema de lo anterior, radica en que el Estado no tiene injerencia directa en el tema, y para reducir el precio podría rebajar impuestos a los paneles o pagar una parte de su precio a los proveedores, para que el usuario perciba un costo rebajado. Dado que este escenario es complejo de efectuar, parece ser más recomendable la existencia de subvenciones dirigidas a los usuarios interesados en las ERNC.

Los subsidios estatales a la inversión inicial son la forma más eficiente de obtener proyectos económicamente atractivos, ya que su impacto demostró ser transversal, sin importar la zona en que se encuentre el proyecto solar. Otra alternativa es invertir esfuerzos en reducir los “costos blandos”, que consisten en permisos, instalación, impuestos, entre otros que no son despreciables; lo que vuelve mucho más atractiva la generación domiciliar e incita a la gente a invertir en este tipo de proyectos. Cabe indicar que, si 400.000 viviendas en

Chile instalaran cada una, un promedio de 10 paneles de 250 Wpeak cada uno, equivaldría a tener una gran central fotovoltaica de 1000 MW en el sistema interconectado.

La Ley N°20.571 busca incentivar la generación distribuida en el país, diversificar la matriz energética y disminuir el impacto en el medio ambiente, por lo que es importante que exista un replanteamiento de la ley N°20.571 para buscar formas reales de incentivar las ERNC dentro de la población, ya que con la legislación actual no se conseguirá un despegue efectivo de la generación distribuida, en otras palabras, la Ley no está cumpliendo el objetivo para el que fue diseñada.

Es importante considerar las experiencias de países como Alemania, donde se creó una herramienta de estandarización de la información, procesos y documentación de las instalaciones fotovoltaicas de autoabastecimiento, la cual fue muy exitosa. De hecho, ha sido recomendada para el caso de Chile y actualmente, los centros más importantes relacionados con las ERNC están trabajando en crear un sistema para unificar la calidad de las instalaciones solares y certificar el origen renovable de éstas [29].

Bibliografía

- [1] Pamela Bassi Zepeda, “Proyecto de central fotovoltaica-eólica para un máximo aprovechamiento de energía renovable”, Memoria para optar al título de Ingeniera Civil Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, 2013.
- [2] Alejandro Astudillo Jara, “Estrategias de control para mitigar los efectos de grandes variaciones de radiación solar en plantas fotovoltaicas de gran escala en SEP”, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago, 2013.
- [3] “Energía Solar y Chile: Desafíos y Oportunidades”. Roberto Roman L. Universidad de Chile. 2011.
- [4] Bradley W. Carroll, Dale A. Ostlie, “An Introduction to Modern Astrophysics”, 1996.
- [5] Universidad Técnica Federico Santa María, “Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile”, Santiago, abril de 2008.
- [6] “Manual de cálculo de instalaciones fotovoltaicas Aisladas Autónomas”, <http://www.sfe-solar.com/calculo-sistemas-fotovoltaicos-aislados-autonomos/>. Octubre de 2015.
- [7] “Euro News”, <http://es.euronews.com/2014/02/11/los-nuevos-paneles-solares-mas-eficaces-y-mas-baratos/>. Septiembre de 2015.
- [8] “Energías como bienes comunes”. <http://www.energias.bienescomunes.org/2013/04/10/spectrolab-record-de-eficiencia-para-paneles-solares-sin-concentrador/>. Agosto de 2015.
- [9] “Divulgación y cultura científica iberoamericana”. http://www.oei.es/divulgacioncientifica/noticias_784.htm. Septiembre de 2015.
- [10] “Explorador de energía solar”, <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>. Septiembre de 2015.
- [11] “Natural resource Canada”, <http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>. Noviembre de 2015.
- [12] “Universidad de Chile, acerca de Chile”, <http://www.uchile.cl/portal/presentacion/la-u-y-chile/acerca-de-chile/8086/climas-de-chile>. Octubre de 2015.
- [13] Daniel Gomez Sagner, “Análisis de estacionalidad de curva de demanda para clientes BT-1”, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago, 2007.
- [14] Blog La electricidad, “como construir un TDA”, <http://laelectricidadenlaunion.blogspot.cl/2013/06/que-es-un-tda.html>. Octubre de 2015.
- [15] “Wikipedia, la enciclopedia libre” http://es.wikipedia.org/wiki/Espectro_electromagn%C3%A9tico. Agosto de 2015.

- [16] Sol. Curso de energía solar módulo 1, <http://www.osol.com.br/curso-energia-solar-modulo-1/>. Agosto de 2015.
- [17] Estefanía Caamaño, Demet Suna, “Utilities experience and perception of PV Distributed Generation”, PV upscale, 2007.
- [18] “Teknosolar.com”, <http://www.teknosolar.com/fotovoltaica-aislada.html>. Noviembre de 2015.
- [19] “Solar Action”, <http://solaraction.blogspot.cl/2012/12/calculo-instalacion-fotovoltaica.html>. Septiembre de 2015.
- [20] “Conexweld, especialistas en sistemas de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas”, <http://conexweld.net/>. Octubre de 2015.
- [21] “Mapfre”, <http://www.mapfre.com/fundation/html/revistas/seguridad/n133/es/articulo4.html>. Septiembre de 2015.
- [22] “Biblioteca del Congreso Nacional de Chile”, <http://www.leychile.cl/Consulta/listaresultadosimple?cadena=20571>. Agosto de 2015.
- [23] Ministerio de Energía, Reglamento de la Ley 20.571, Diario Oficial de la República de Chile, número 40.952.
- [24] “Tarifas de suministro eléctrico – 1 de Octubre de 2015”, <http://www.elecda.cl/wp-content/uploads/descargables/tarifas-hogar/elecda/tarifas-de-suministros/Tarifa-suministro-el%C3%A9ctrico-ELECDA-oct-2015.pdf>. Noviembre de 2015.
- [25] “Tarifas de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulación de precios”, http://historicas.chilectra.cl/Tarifas_Suministro_ClientesRegulados_2015_04_01.pdf. Octubre de 2015.
- [26] “Tarifas de suministro eléctrico – 01 de enero de 2015”, http://portal.saesa.cl:7778/pls/portal/docs/PAGE/PG_CALL_SAESA/SESP_CNS_TARIFAS_GRUPO_SAESA/SESP_CNS_TARIFAS_GRUPO_SAESA_SAESA_15/PUBLICACI%C3%93N%20SAESA%2001-01-2015.PDF. Octubre de 2015.
- [27] Claudio Gonzalez Cruz, apunte sobre “Tableros, conductores y canalizaciones”, área de electricidad, electrónica y telecomunicaciones, INACAP sede Colón, Santiago.
- [28] “Photovoltaik Anlagenpass”, http://www.photovoltaik-anlagenpass.de/fileadmin/user_upload/03_Anlagenpass/dokumente/pvapneu.pdf. Febrero de 2016.
- [29] Camila Soto Berindoague, “Efectos de requerimientos para centrales fotovoltaicas en la estabilidad de tensión del sistema interconectado del Norte Grande”, Memoria para optar al título de Ingeniera Civil Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, 2013.

[30] Claudio Vergara Ramírez, “Adaptador de impedancia para fuentes fotovoltaicas”, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago, 2008.

[31] Wikipedia, “el cobre” https://es.wikipedia.org/wiki/Cobre#Propiedades_f.C3.ADsticas

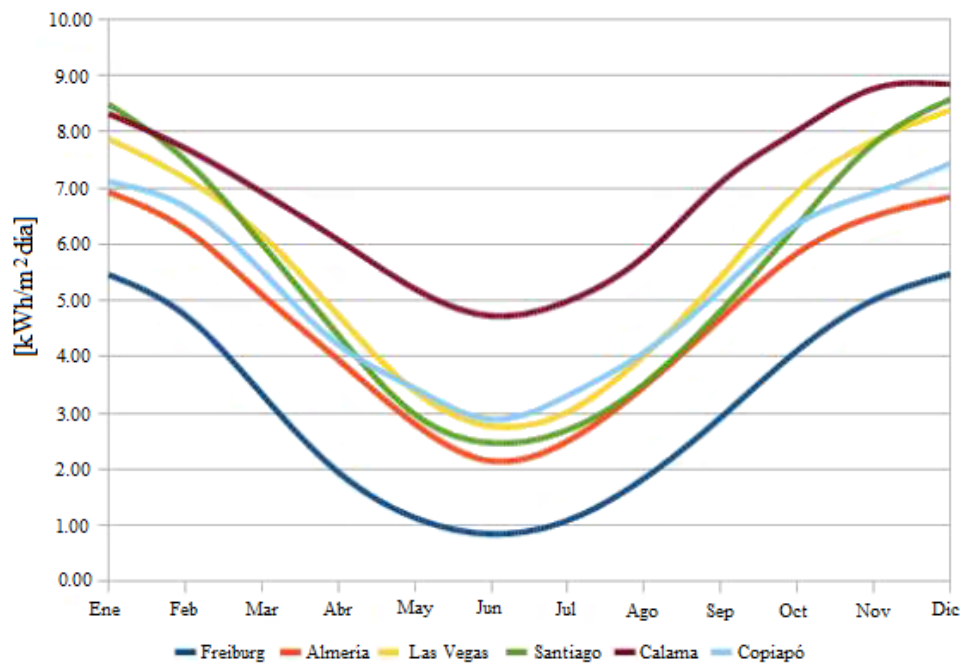
[32] http://www.fch.cl/wp-content/uploads/2012/10/P2_Antecedentes_situacion_nacional_iluminacion_residencial_MP.pdf

Anexos

A1. Radiación solar en el territorio nacional

La mayor parte de la energía solar incide sobre la tierra entre las latitudes de $\pm 30^\circ$, lo que vuelve privilegiado a Chile para realizar proyectos con energía solar, ya que se extiende entre los 17° y 56° de latitud sur aproximadamente. En comparación, Alemania se encuentra ubicada entre los 47° y 55° de latitud norte, lo que equivale a una radiación mucho más baja que la disponible en Chile. En la figura se comparan la cantidad de radiación recibida en diferentes ciudades del mundo, donde se puede apreciar que Santiago tiene mejor radiación en cualquier época del año respecto a Freiburg, y que Calama tiene un nivel de radiación excepcionalmente alto, lo que se traduce en un gran potencial para proyectos a base de energía solar.

Recurso Solar:



A1.1. Descripción de registros disponibles y conceptos relacionados

Existen variados registros sobre la radiación sobre el territorio nacional con información confiable, tanto en páginas web interactivas como en formato de libro, que permiten estudiar proyectos basados en energía solar, ya sea para sistemas de colectores o fotovoltaicos. Los registros más importantes disponibles son:

Explorador Solar

Sitio web perteneciente al departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, cuya dirección es <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>. Esta base de datos permite el análisis de la radiación solar, entregándola la información en forma de curvas de radiación anual y mapas, los que han sido creados a partir de datos satelitales obtenidos entre los años 2003 y 2011.

Norma técnica que determina algoritmo para la verificación de la contribución solar mínima de los Sistemas Solares Térmicos acogidos a la franquicia tributaria de la Ley N° 20.365

Esta norma cuenta con 6 anexos que entregan información técnica relacionada con la radiación y el clima de 345 localidades a lo largo del país. Es de particular interés los anexos 3 que presenta la radiación global promedio para cada localidad tanto anual como mensual, y el anexo 4 donde se tiene la radiación difusa promedio anual y mensual para cada localidad.

Por ser una norma técnica está disponible para todo el público interesado, y es posible encontrarla en internet en formato PDF.

Retscreen

Es un software para la gestión de energías renovables, eficiencia energética y energías limpias en general, que permite el análisis de proyectos de generación distribuida. Este programa cuenta con una base de datos de radiación a nivel mundial, teniendo registros de la NASA de varias ciudades de Chile.

Puede ser obtenido de forma gratuita de la página <http://www.retscreen.net/ang/home.php>, y se instalarán dos programas, el primero llamado RETScreen 4 que es un programa basado en Excel que permite estudiar la viabilidad técnica y económica de posibles proyectos en base a energía limpia. El segundo programa es RETScreen Plus que permite verificar el rendimiento de la energía en instalaciones ya existentes.

Irradiancia solar en territorios de la República de Chile

Es un manual que contiene información sobre la irradiancia solar a lo largo de todo Chile, datos que fueron recolectados en el Laboratorio de Energía y Evaluación Solar de la Universidad Técnica Federico Santa María.

La publicación cuenta con 5 tablas nombradas de la siguiente forma:

- Tabla A, irradiancia global mensual y anual en plano horizontal para distintas localidades de Chile con unidades MJ/m^2 .

- Tabla B, irradiación global mensual y anual en diferentes inclinaciones y azimut con unidades MJ/m^2 .
- Tabla C, irradiación global mensual y anual en diferentes inclinaciones y azimut con unidades kW/m^2 .
- Tabla D, radiación total horaria, promedio mensual para distintas orientaciones (azimut, AZ) e inclinaciones de superficies con unidades W/m^2 .
- Tabla E, porcentaje de radiación difusa horaria con respecto a radiación total para distintas orientaciones en unidades %

A1.2. Selección de Ciudades donde se Analizará la Generación FV Distribuida Residencial

Para realizar la evaluación técnico-económica de una instalación de generación fotovoltaica, se han escogido 3 ciudades de Chile, una ubicada en el norte, una en el centro y otra en el sur, ya que ellas tienen climas muy dispares entre sí, que implica niveles de radiación distintos para cada caso, permitiendo estudiar el desempeño de la instalación en cada uno de los escenarios expuestos. A continuación, se presentan las tablas de radiación para cada ciudad.

TABLA C14 IRRADIACION GLOBAL MENSUAL Y ANUAL EN DIFERENTES INCLINACIONES Y AZIMUT (kWh/m^2)

LOCALIDAD: ANTOFAGASTA
LATITUD: 23,47 [GRADOS] SUR

Az	INCL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
180 al Norte	13	198,7	175,8	178,0	141,8	110,9	103,4	112,6	128,2	150,0	181,1	191,9	206,1	1878,4
	23	187,8	170,0	177,8	146,3	117,0	111,2	120,3	133,3	151,4	176,9	182,4	193,4	1867,9
	33	173,3	160,6	173,7	147,6	120,7	116,5	125,3	135,6	149,5	169,1	169,1	176,7	1817,6
	43	155,1	147,9	165,8	145,7	121,7	119,2	127,6	134,9	144,4	157,6	152,3	156,4	1728,6
	90	59,2	60,6	82,7	93,2	89,9	94,1	97,8	92,0	80,9	68,5	56,2	59,6	934,5
150	13	198,0	175,2	174,8	139,3	109,2	101,8	110,8	126,1	147,5	179,4	191,4	205,6	1859,1
	23	186,8	168,7	171,4	141,4	113,7	108,1	116,8	129,2	146,4	173,6	181,4	192,2	1829,8
	33	171,6	158,7	164,4	140,5	115,8	111,9	120,2	129,6	142,2	164,2	167,6	174,9	1761,6
	43	155,7	142,2	153,9	136,5	115,4	113,4	120,9	127,2	135,0	149,0	151,3	159,2	1659,7
	90	89,6	87,1	101,6	92,9	79,1	84,9	87,6	83,7	89,6	95,8	90,2	84,3	1066,2
120	13	198,8	174,8	170,8	135,0	105,4	97,7	106,5	122,1	144,0	177,6	191,8	206,5	1831,1
	23	188,1	167,8	163,7	133,0	106,1	99,9	108,3	121,3	139,5	170,2	182,3	194,3	1774,4
	33	176,7	154,2	157,9	129,0	104,7	100,1	107,7	118,2	134,7	159,5	167,5	191,1	1701,3
	43	174,6	157,8	164,5	129,8	96,0	90,1	97,7	113,7	140,2	163,9	169,5	180,0	1677,9
	90	138,6	122,9	124,8	98,3	75,3	70,1	76,7	88,0	104,0	126,4	134,4	144,2	1303,7
90	13	200,5	174,5	167,3	130,1	100,4	92,1	100,8	117,2	140,4	176,5	193,2	209,0	1802,0
	23	191,5	167,4	156,8	123,3	96,4	88,9	97,0	111,7	132,5	167,6	184,8	199,1	1717,2
	33	181,2	156,4	159,2	120,5	92,0	85,3	92,8	106,1	135,7	161,4	170,0	199,7	1660,3
	43	184,2	161,3	150,2	122,4	96,7	79,6	93,6	111,9	128,0	160,2	179,0	190,4	1657,5
	90	160,0	142,9	114,2	93,1	74,3	71,2	76,7	84,6	96,7	133,7	158,9	165,4	1371,8
0 al Sur	13	206,9	175,8	166,5	123,5	91,5	81,2	90,0	109,7	137,7	177,4	198,1	217,6	1775,8
	23	204,1	170,0	155,2	110,2	78,9	67,4	75,7	96,9	127,0	169,8	194,5	216,0	1665,6
	33	196,8	160,6	140,5	94,8	65,0	54,3	60,7	82,3	113,8	158,5	186,8	209,6	1523,6
	43	185,5	147,9	123,2	77,7	53,2	43,8	49,2	67,0	98,6	144,2	175,0	198,7	1363,9
	90	65,9	64,2	49,8	40,4	34,2	30,1	32,7	38,7	45,2	60,1	68,1	59,6	588,9

TABLA C37 IRRADIACION GLOBAL MENSUAL Y ANUAL EN DIFERENTES INCLINACIONES Y AZIMUT (kWh/m²)

LOCALIDAD: **SANTIAGO, TOBALABA**
 LATITUD: **33,45 [GRADOS] SUR**

Az	INCL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
180 al Norte	23	184,2	166,3	133,3	107,6	81,5	61,8	73,6	94,9	119,7	146,2	173,9	192,6	1535,5
	33	174,0	160,3	132,1	110,1	85,1	65,0	77,3	97,7	119,9	142,1	165,1	180,6	1509,2
	43	160,4	150,9	128,2	110,2	87,0	66,8	79,3	98,5	117,6	135,3	153,0	165,1	1452,4
	53	143,8	138,7	121,8	108,1	86,9	67,3	79,6	97,3	113,0	125,9	138,0	146,6	1366,9
	90	71,5	72,0	76,8	79,3	69,7	55,8	65,1	74,1	75,6	71,5	69,8	71,0	852,2
150	23	180,7	163,7	129,4	104,4	77,6	59,0	70,0	91,7	115,7	143,9	170,8	188,5	1495,4
	33	168,9	156,5	126,3	105,4	79,5	60,9	72,0	93,1	114,1	138,7	160,5	174,9	1450,8
	43	160,8	148,3	120,8	104,1	79,7	61,5	72,5	92,6	110,2	131,7	152,7	166,7	1401,4
	53	147,3	136,0	113,4	100,8	78,3	60,9	71,5	90,1	104,5	121,6	140,0	152,3	1316,6
	90	98,4	92,6	84,4	70,8	57,5	47,5	54,5	62,6	78,4	84,9	94,3	78,3	904,1
120	23	178,2	160,3	123,5	97,8	70,8	53,7	63,6	85,4	109,5	140,4	168,1	186,4	1437,6
	33	174,9	155,0	119,8	97,1	69,2	53,1	62,6	84,4	107,7	134,0	165,5	182,3	1405,6
	43	166,0	151,3	123,6	91,5	70,3	54,0	63,9	81,1	108,5	133,9	157,0	172,8	1373,8
	53	169,8	145,8	113,9	93,6	72,9	56,1	66,4	83,3	102,9	124,8	161,2	176,5	1367,3
	90	122,0	111,4	88,7	71,4	53,8	40,5	48,4	62,6	79,6	97,1	115,5	127,3	1018,2
90	23	177,5	156,8	117,3	89,9	63,5	48,6	57,4	77,7	102,8	136,6	166,8	186,5	1381,3
	33	178,0	149,0	118,9	87,2	66,2	46,6	58,0	77,6	103,2	131,1	166,1	185,6	1367,5
	43	171,0	154,3	113,7	89,2	63,0	48,7	57,3	75,7	102,6	130,8	161,9	178,0	1346,2
	53	160,6	147,4	114,6	85,9	66,7	44,2	57,0	76,9	98,7	130,3	152,2	167,2	1301,8
	90	142,5	137,0	89,6	70,0	54,9	41,4	49,3	62,1	76,8	113,8	136,4	147,8	1121,7
0 al Sur	23	184,9	154,4	111,3	76,3	51,3	37,6	45,2	65,1	95,0	132,5	171,5	197,6	1322,9
	33	175,1	142,9	99,9	64,3	41,9	31,6	37,1	54,3	83,8	122,2	161,6	188,1	1202,8
	43	161,8	128,6	86,9	52,5	34,2	27,7	31,5	44,8	71,3	109,6	148,7	174,8	1072,4
	53	145,4	112,0	72,5	42,0	32,7	26,4	30,1	38,9	58,1	95,3	132,8	158,0	944,1
	90	82,3	57,7	44,7	33,5	25,7	20,4	23,5	30,6	39,5	52,2	74,6	89,1	573,7

TABLA C60 IRRADIACION GLOBAL MENSUAL Y ANUAL EN DIFERENTES INCLINACIONES Y AZIMUT (kWh/m²)

LOCALIDAD: **PUCON**
 LATITUD: **39,27 [GRADOS] SUR**

Az	INCL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
180 al Norte	29	170,8	141,6	132,3	96,6	56,0	45,1	45,5	73,6	92,1	131,7	153,7	160,1	1299,3
	39	160,5	136,2	130,9	98,7	58,0	47,3	47,2	75,3	91,6	127,6	145,4	149,8	1268,5
	49	147,1	128,0	126,8	98,5	58,8	48,5	47,9	75,5	89,3	121,1	134,4	136,6	1212,6
	59	131,1	117,5	120,1	96,3	58,3	48,7	47,7	74,1	85,3	112,4	121,0	121,2	1133,6
	90	82,3	75,4	86,9	77,8	49,8	43,0	41,1	61,0	64,4	75,4	76,3	78,1	811,4
150	29	167,7	136,5	126,0	91,1	52,9	43,0	43,3	69,4	87,9	127,9	149,6	158,3	1253,6
	39	158,7	131,2	122,8	91,5	53,9	44,7	44,4	69,9	86,2	123,4	142,6	149,4	1218,5
	49	153,2	128,4	116,4	90,0	53,9	45,3	44,5	69,0	82,9	118,1	138,0	143,5	1183,3
	59	140,0	117,3	112,3	86,7	52,8	45,1	43,8	66,7	79,4	110,2	126,2	131,2	1111,8
	90	104,1	89,8	87,3	65,6	43,5	38,9	36,7	51,6	60,8	84,8	94,7	96,4	854,1
120	29	166,5	136,0	117,8	81,4	46,7	37,7	38,4	61,5	83,5	123,7	149,2	157,1	1199,5
	39	168,2	131,1	120,8	81,6	47,7	34,8	37,6	63,5	82,3	122,5	147,4	160,1	1197,4
	49	161,8	134,4	114,5	85,3	45,1	35,4	36,2	63,9	80,6	121,0	145,2	151,1	1174,4
	59	150,3	123,4	117,7	80,4	44,6	35,9	36,4	58,8	82,1	115,2	133,4	150,3	1128,4
	90	132,2	110,4	106,9	65,8	35,9	28,5	29,0	47,6	70,5	102,3	118,1	121,5	968,8
90	29	166,2	130,1	112,9	75,3	41,9	33,5	34,7	57,2	78,2	119,0	149,3	156,6	1155,0
	39	161,4	131,7	113,1	74,3	42,0	31,2	33,2	57,8	78,6	119,1	145,0	151,7	1139,0
	49	165,0	127,4	111,5	76,4	40,8	33,0	33,7	56,3	75,4	119,8	142,7	160,1	1142,2
	59	162,3	124,5	112,6	71,6	43,2	28,7	33,5	55,1	76,0	111,6	145,8	150,0	1114,7
	90	133,8	112,8	93,1	62,9	37,8	31,0	30,9	48,5	58,9	105,1	119,5	123,0	957,3
0 al Sur	29	158,7	115,7	87,2	48,2	27,2	21,2	23,3	38,2	61,0	103,8	138,6	155,2	978,4
	39	144,9	102,8	73,0	39,1	26,2	20,5	22,5	34,0	51,9	91,7	126,1	143,2	875,8
	49	75,2	62,4	53,5	37,5	25,0	19,5	21,4	32,5	44,2	61,6	70,6	77,4	580,8
	59	71,8	60,5	52,4	35,6	23,6	18,4	20,2	30,7	41,8	60,8	67,3	73,7	557,0
	90	78,6	51,2	41,8	28,9	18,6	14,4	15,7	24,4	33,3	47,7	67,6	80,7	503,1

A1.2. Valores de Radiación Solar diaria por ciudad escogida

En la Tabla A.1 se presentan los niveles de radiación mensual para cada región, medidos en kilowatt hora, que se obtuvieron promediando la radiación de todas las localidades de cada una de las regiones para todos los meses del año.

Se puede observar que las regiones de más al norte tienen excelentes niveles de radiación, incluso en los meses de invierno. Si bien existe una disminución en la cantidad de radiación a medida que se avanza en las regiones hacia el sur, esta diferencia es más pronunciada en los meses de invierno.

TABLA A.1: RADIACIÓN SOLAR HORARIA PARA ANTOFAGASTA EN $[W/m^2]$.

Hora	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ene	60,9	204,6	369,9	538	684	783,5	818,9	783,5	684	538	369,9	204,6	60,9
Feb	38,1	181,8	350,6	524,3	676,4	780,4	817,4	780,4	676,4	524,3	350,6	181,8	38,1
Mar	7,3	151,8	327,8	512,6	676,1	788,5	828,4	788,5	676,1	512,6	327,8	151,8	7,3
Abr		99,9	259,7	432,2	587,3	694,8	733,2	694,8	587,3	432,2	259,7	99,9	
May		51,5	179,3	312,3	451,5	543	575,9	543	451,5	321,3	179,3	51,5	
Jun		39,6	169,5	316,6	452,6	548,4	582,8	548,4	452,6	316,6	169,5	39,6	
Jul		47,9	183,5	335,9	476,1	574,5	609,8	574,5	476,1	335,9	183,5	47,9	
Ago		76,1	219,9	377,1	519,7	619,1	654,7	619,1	519,7	377,1	219,9	76,1	
Sep		122,1	280,9	449,4	599,4	703	740	703	599,4	449,4	280,9	122,1	
Oct	27,3	168,8	336,7	510,7	663,5	768,3	805,5	768,3	663,5	510,7	336,7	168,8	27,3
Nov	54,4	200,1	369,1	541,5	691,7	794,2	830,6	794,2	691,7	541,5	369,1	200,1	54,4
Dic	65,8	212,4	380,8	551,9	700,4	801,6	837,5	801,6	700,4	551,9	380,8	212,4	65,8

TABLA A.2: RADIACIÓN SOLAR HORARIA PARA SANTIAGO EN $[W/m^2]$.

Hora	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ene	92,6	228,5	383,1	539,3	674,6	766,6	799,3	766,6	674,6	539,3	383,1	228,5	92,6
Feb	56,1	187,8	341,8	50,5	639,7	735,2	769,2	735,2	639,7	500,5	341,8	187,8	56,1
Mar	9,5	117,1	247,7	385,4	508,4	593,7	624,2	593,7	508,4	385,4	247,7	117,1	9,5
Abr		53,2	159,8	276,6	383,5	458,9	486,1	458,9	383,5	276,6	159,8	53,2	
May		9,4	79,5	158,2	231,2	283,1	301,8	283,1	231,2	158,2	79,5	9,4	
Jun			50,7	112,2	169,5	210,3	225	210,3	169,5	112,2	50,7		
Jul		1,6	64,8	136,6	203,6	251,3	268,6	251,3	203,6	136,6	64,8	1,6	
Ago		28,4	111,6	203,3	287,4	346,7	368,2	346,7	287,4	203,3	111,6	28,4	
Sep		80,3	188,5	303,4	406,6	478,5	504,3	478,5	406,6	303,4	188,5	80,3	
Oct	35,5	141,9	266,2	393,9	506,1	583,2	610,7	583,2	506,1	393,9	266,2	141,9	35,5
Nov	80,1	206,3	350,1	495,5	621,7	707,7	738,2	707,7	621,7	495,5	350,1	206,3	80,1
Dic	101,2	234,5	384,9	535,9	666,1	754,6	786	754,6	666,1	535,9	384,9	234,5	101,2

TABLA A.3: RADIACIÓN SOLAR HORARIA PARA PUCON EN $[W/m^2]$.

Hora	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ene	100,8	218,7	352	486,3	602,8	682,3	710,5	682,3	602,8	486,3	352	218,7	100,8
Feb	59	167,6	293,6	423,2	537,3	616	644,1	616	537,3	423,2	293,6	167,6	59
Mar	10,5	108	227,6	355,5	471,1	552,1	581,2	552,1	471,1	355,5	227,6	108	10,5
Abr		40,7	137,6	246,6	348,5	421,4	447,8	421,4	348,5	246,6	137,6	40,7	
May			55	121,2	183,8	228,8	245,2	228,8	183,8	121,2	55		
Jun			34,4	92,5	148,3	188,9	203,8	188,9	148,3	92,5	34,4		
Jul			39,3	95,3	148,5	186,7	200,6	186,7	148,5	95,3	39,3		
Ago		16,5	90,1	173,3	251,3	307,1	327,5	307,1	251,3	173,3	90,1	16,5	
Sep		63,6	151,8	245,8	330,7	390,1	411,5	390,1	330,7	245,8	151,8	63,6	
Oct	39,1	135	247,1	362,9	465,3	536	561,3	536	465,3	362,9	247,1	135	39,1
Nov	87,1	197,8	323,1	449,7	559,7	634,9	661,6	634,9	559,7	449,7	323,1	197,8	87,1
Dic	107	215,8	336,6	456,9	560,3	630,5	655,4	630,5	560,3	456,9	336,6	215,8	107

A2. Paneles fotovoltaicos comerciales

A continuación se presenta un resumen de precios y características de los paneles solares disponibles en el comercio en Chile para Diciembre de 2015; en particular en 4 tiendas especializadas en el tema, las cuales son: Digishop, Solarshop, Panel Solar Chile y Eolicasolar.

TABLA A.214: PNELES SOLARES DISPONIBLES EN DIGISHOP.

Tipo	Características	Costo
Policristalino	290 W, 30 V, eficiencia 14,65%	\$175.000
Policristalino	250 W, 60 celdas, eficiencia 15,4%	\$145.000
Policristalino	250 W, 60 celdas, eficiencia 14,14%	\$139.000
Policristalino	260 W	\$154.000
Policristalino	300 W	\$175.000
Monocristalino	310 W	\$184.000

TABLA A.3: PANELES SOLARES DISPONIBLES EN SOLARSHOP.

Tipo	Características	Costo
Policristalino	250 W, 24 V, eficiencia 15,4%	\$178.000
Policristalino	265 W, 24 V	\$196.000
Policristalino	260 W, 24 V	\$214.000
Policristalino	310 W, 24 V	\$246.000

TABLA A.415: PANELES SOLARES DISPONIBLES EN PANEL SOLAR CHILE.

Tipo	Características	Costo
Policristalino	250 W, 24 V	\$197.000
Policristalino	300 W, 24 V, eficiencia 15,5%	\$235.000
Monocristalino	250 W, 24 V	\$160.940
Monocristalino	250 W, 24 V	\$169.900
Monocristalino	300 W, 24 V	\$199.900
Monocristalino	300 W, 24 V	\$210.000

TABLA A.5: PANELES SOLARES DISPONIBLES EN EOLICASOLAR.

Tipo	Características	Costo
Policristalino	250 W, eficiencia 15,74%	\$168.000
Policristalino	250 W, 30V, eficiencia 14,4%	\$232.000
Policristalino	260 W, eficiencia 15,74%	\$174.000
Monocristalino	250 W, 24 V, eficiencia 15,4%	\$169.900
Monocristalino	300 W, 24 V	\$199.900
Monocristalino	300 W, 24 V	\$210.000

Para paneles de 24 V y potencias grandes, las dimensiones son la mayor parte de las veces iguales, 1640 x 990 x 40 mm y de 19,1 kg. En cuanto a la ausencia de datos como la eficiencia o la corriente nominal para cada panel, no se encontraron disponibles en internet, lo cual dificulta la elección de los paneles ideales para cada proyecto.