



## **Estudio respecto a la orientación de paneles fotovoltaicos para una maximización económica de plantas de generación y su acoplamiento con el perfil de demanda**

M. Elton, M. Lofat, C. Muñoz y S. Sinclair

**Edición:**

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40  
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn • Alemania

**Nombre del proyecto:**

Estudio respecto a la orientación de  
paneles fotovoltaicos para una maximización  
económica de plantas de generación y  
su acoplamiento con el perfil de demanda

**Responsable:**

Hugo Mendizábal

**En coordinación:**

Marchant Pereira 150  
7500654 Providencia  
Santiago • Chile  
T +56 22 30 68 600  
I [www.4echile.cl](http://www.4echile.cl)

**Título:**

Estudio respecto a la orientación de  
paneles fotovoltaicos para una maximización  
económica de plantas de generación y  
su acoplamiento con el perfil de demanda

**Autores:**

M. Elton, M. Lofat, C. Muñoz y S. Sinclair

**Aclaración:**

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Fomento de la Energía Solar" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa Internacional para la Protección del Clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear (BMUB). Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

**Santiago de Chile, abril de 2015**

## Contenido del informe

<b>1. ABSTRACT .....</b>	<b>4</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>3. METODOLOGÍA .....</b>	<b>6</b>
A. RADIACIÓN SOLAR .....	6
B. ENERGÍA ELÉCTRICA.....	6
C. PRECIOS Y VENTAS DE ENERGÍA.....	6
<b>4. RESULTADOS .....</b>	<b>7</b>
A. VALIDACIÓN DE DATOS DE RADIACIÓN .....	7
B. VENTA DE ENERGÍA ANUAL POR ORIENTACIÓN.....	8
C. ACOPLA A PERFIL DE DEMANDA POR ORIENTACIÓN.....	12
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>16</b>
<b>6. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>17</b>
<b>7. REFERENCIAS .....</b>	<b>18</b>

## 1. ABSTRACT

LA capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Chile ha aumentado significativamente durante el año 2014 pasando de tan sólo 6,7 MW instalados en Diciembre del 2013 a 362 MW hasta Diciembre del año 2014. Todas estas instalaciones han sido hechas con orientación norte, lo que maximiza su producción de energía. Una primera hipótesis que se presenta en este estudio es que las nuevas instalaciones fotovoltaicas en Chile podrían tener una dirección diferente al norte, lo que disminuiría la generación de energía pero podría permitir un mejor retorno económico en aquellas plantas que venden energía en el mercado spot. Utilizando el explorador solar del Ministerio de Energía, se modelaron plantas fotovoltaicas con orientación fija en 6 localidades de Chile para un año completo con 21 orientaciones diferentes. Se utilizaron también los costos marginales del año 2013 de cada localidad para simular los ingresos económicos de una planta fotovoltaica con un modelo de negocio de venta a spot. Con este criterio, para las seis localidades; Arica, Antofagasta, Calama, Andacollo, Santiago y Curicó, al analizar el año 2013 completo la mejor orientación corresponde al norte. Sin embargo, entre los meses de Noviembre y Enero se observaría un mejor rendimiento con una orientación diferente al norte. Por ejemplo en los meses de Noviembre a Enero en la localidad de Andacollo se observó que una planta de 100 MW tendría una mayor generación de energía de 1.980 MWh al orientar los paneles hacia el Oeste (270°) en vez de una orientación Norte (0°). Esto significaría un mayor ingreso, durante estos meses, de USD 283.000.

Una segunda hipótesis es que las instalaciones que se realizan en el sector industrial, comercial, público y residencial, utilizando la nueva ley de “Net Billing”, podrían tener un mejor rendimiento económico al utilizar una orientación diferente al norte. Esto podría ocurrir por el hecho de que el perfil de generación tenga un mejor acople con el perfil de demanda, maximizando el autoconsumo. Tomando como referencia la tarifa correspondientes a cada sector y el precio nudo del año 2013, la conclusión es que económicamente para un año completo la mejor orientación es la norte. Sin embargo al analizar mes a mes, se observa nuevamente que en los meses de verano esta afirmación varía. Por ejemplo una instalación para un perfil industrial en Calama, durante un mes de verano, tendría un 9% de mayor rendimiento económico al tener una orientación Oeste.

## 2. INTRODUCCIÓN

EN las últimas décadas se ha observado una fuerte alza en los precios de la electricidad a nivel mundial. En Chile, el costo marginal de la electricidad en el año 2004 fluctuaba en torno a los 30 USD/MWh tanto en el Sistema Interconectado Central (SIC) como en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). El promedio del costo marginal del año 2013 para el SIC fue de 151 USD/MWh y de 80 USD/MWh en el SING, lo que representa un aumento de 503% y 266% respectivamente [1]. Junto con lo anterior, se ha observado también una mayor competitividad en cuanto a costos de las fuentes de Energías Renovables no Convencionales (ERNC) y la mayor presencia de éstas en mercados importantes (eg. Estados Unidos, Europa Japón y China). Por ejemplo, el precio de un módulo fotovoltaico ha reducido su costo desde USD 76,6/Watt en 1977 a USD 0,74/Watt en 2013 [2]. Lo anterior, junto al hecho de que en numerosos países se han implementado políticas de fomento (metas, cuotas, feed-in tariff, entre otras), ha impulsado la penetración de este tipo de fuentes en los mercados energéticos. A nivel mundial se tiene que en la actualidad la generación eléctrica mediante Energías Renovables ha aumentado en los últimos 10 años desde un 18% a un 22% del total, lo cual se espera que siga creciendo en los próximos años[3].

Chile, cuenta con un enorme potencial para el desarrollo de este tipo de fuentes. Según el estudio *El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé*, Chile tiene un potencial de 40.452 MW para energía eólica; 1.640.128 MW para el caso solar fotovoltaico; 552.871 MW

para la termoeléctrica de concentración solar, y 12.472 MW para el caso hidroeléctrico, lo cual se ha reflejado en un continuo ingreso de centrales eólicas, mini-hidro y solares fotovoltaicas (FV) [4].

En relación a esta última tecnología, Chile cuenta con las mejores condiciones a nivel mundial, con niveles de radiación solar que exceden los 2.500 kWh/m<sup>2</sup> en algunos puntos del norte del país y con niveles de cielos despejados muy cerca de los máximos a nivel mundial. Junto a esto, las recientes reducciones en los precios de la tecnología y los altos precios de la energía en Chile han permitido la instalación de las primeras plantas sin subsidios en el país. Hoy se observa una tendencia al alza en la formulación de proyectos de este tipo, con una capacidad instalada de centrales FV que pasó de 6,7 MW en diciembre 2013 a 362 MW en diciembre 2014[5]. A nivel residencial y de pequeña escala se observa un bajo desarrollo debido a la reciente publicación del reglamento de “net-billing”, el 22 de octubre 2014, lo que ha retrasado el desarrollo de proyectos de este tipo.

En el hemisferio sur, en la gran mayoría de los casos los diseños de las plantas FV incluyen módulos que apuntan al norte, con un grado de inclinación igual a la latitud de su localización, lo que permite maximizar la generación de energía. Sin embargo, existe evidencia de EE.UU. y Reino Unido, que desde el punto de vista económico podría ser más beneficioso que los módulos estuvieran apuntando a un punto cardinal diferente que el norte (o sur en el caso del hemisferio norte). La hipótesis es que, a pesar de tener una menor generación de energía, los módulos instalados en una orientación diferente podrían aprovechar más efectivamente la generación durante aquellas horas donde el precio spot es más alto o se adecúa mejor al perfil de demanda.

De acuerdo a Borenstein [4], una instalación FV podría tener un mejor rendimiento económico apuntando al sur-oeste o al oeste (en el hemisferio norte). Estos resultados dependerían de los precios de la energía. En un escenario de precios de alta volatilidad en Los Angeles, los retornos podrían ser en torno a 5% mayores en una planta apuntando al oeste y un 9% apuntando al suroeste. Otro estudio, realizado en Austin, Texas [6], muestra que las instalaciones residenciales apuntando al oeste generan un 49% más de energía en horario punta, comparado con instalaciones apuntando al sur.

Lo anterior podría tener una especial implicancia en Chile, donde se observan precios spot muy por sobre el promedio hacia el final del día en algunos nudos. Esto podría también tener implicancia en zonas costeras del norte del país, donde existe una neblina matutina, afectando el rendimiento de plantas que apuntan al norte en las primeras horas del día.

A nivel residencial, debido a que en Chile los hogares tienen una tarifa plana, la orientación de las instalaciones a nivel residencial podría acoplarse a los perfiles de demanda de los distintos hogares, lo que podría disminuir la energía que está siendo inyectada al sistema para aquellas instalaciones “on-grid”, mejorando su rendimiento económico.

Los principales objetivos del presente estudio son los siguientes:

1. Analizar el impacto de la orientación en la rentabilidad de las instalaciones FV que venden su energía en el mercado spot.
2. Analizar el impacto de la orientación en el acoplamiento de las instalaciones FV en techos (“rooftop”) a la demanda de energía.

### 3. Metodología

En esta sección se presenta la metodología empleada en el estudio. Primero, se describe la fuente de información de los datos de radiación solar para Chile. Luego, se muestra el método de obtención de la energía eléctrica producida por las instalaciones fotovoltaicas. Por último, se expone la obtención de los datos de precios de la energía y el cálculo de las ventas de energía de la instalación.

#### a. Radiación Solar

Para realizar un análisis detallado, tal como lo requiere este estudio, se debe poseer información de la radiación solar horaria en diferentes puntos del país. Para esto se escogieron seis puntos de interés: Arica, Calama, Antofagasta, Andacollo, Santiago y Curicó, y distintas orientaciones: 0° (N), 10°, 20°, 30°, 40°, 45° (NE), 50°, 60°, 70° 80°, 90° (E), 350°, 340°, 330°, 320°, 315° (NW), 310°, 300°, 290°, 280°, 270° (W).

Esta información fue obtenida desde el Explorador Solar del Ministerio de Energía, desarrollado por el departamento de Geofísica de la FCFM de la Universidad de Chile. Esta plataforma corresponde a una modelación del recurso solar para gran parte del territorio del país. Desde el Explorador Solar se obtuvo la radiación global incidente en plano inclinado para las diferentes localidades y orientaciones durante un año calendario.

#### b. Energía Eléctrica

La radiación solar obtenida es utilizada para modelar la generación de electricidad mediante una instalación solar fotovoltaica. Primero, los datos cada diez minutos de irradiación, fueron llevados a energía solar cada una hora, en kWh/m<sup>2</sup>, por medio de su integración horaria.

Una vez que se contó con la información horaria, se obtuvo la generación eléctrica por unidad de área por medio de (1). Donde  $\eta_s$  representa la eficiencia en la transformación de energía solar a energía eléctrica, la cual incluye el factor de ajuste de la eficiencia para módulos, operando a 25°C y el factor de pérdidas del sistema para generar energía eléctrica alterna (AC).  $E_{s,d,h}$  corresponde a la energía solar para el día d y para la hora h,  $A_i$  corresponde al área de la instalación fotovoltaica y  $E_{e,d,h}$  es la energía eléctrica producida por la instalación para el día d y para la hora h.

$$E_{e,d,h} = \eta_s \cdot E_{s,d,h} \cdot A_i \quad (1)$$

#### c. Precios y Ventas de Energía

Chile posee un sistema marginal de precios de la energía eléctrica. Para esto existe un mercado spot, donde para cada día y hora del año se puede conocer el precio de la electricidad, el cual depende a su vez del sector de los distintos Sistemas Interconectados del país. Para esto se tomaron puntos de retiro/inyección relativos a las zonas de donde se recopiló la información de radiación solar, de acuerdo a lo indicado en la tabla 1.

Zona geográfica	Punto retiro/inyección
Arica	Parinacota
Calama	Calama
Antofagasta	Esmeralda
Andacollo	Pan de Azúcar
Santiago	Alto Jahuel
Curicó	Itahue

**Tabla 1: Puntos de retiro e inyección de energía**

Para cada uno de estos puntos, se obtuvo desde fuentes de costos marginales de CDEC-SING [7] Y CDEC SIC [8] y los valores horarios de los precios spot de la energía eléctrica, para cada día del año 2013.

Luego se obtuvieron las ventas diarias de energía, por medio del producto entre la electricidad producida hora a hora y el precio spot de la energía ( $P_{s,d,h}$ ). Por último, para cada orientación se obtuvo las ventas anuales de energía ( $V_a$ ).

## 4. Resultados

A continuación se presentan los resultados del estudio y los diversos análisis realizados. Primero, se muestra la validación de datos del Explorador Solar para un punto cercano a la zona de Arica. Luego, se muestra los resultados de venta de energía anual para cada una de las orientaciones, en los distintos puntos del país escogidos. Por último, se muestra el análisis del acople de la curva de producción solar a distintos perfiles de demandas característicos.

### a. Validación de datos de Radiación

Para validar los datos que están siendo utilizados para este informe entregados por el Explorador Solar [9], se recurrió a hacer una comparación con mediciones de un punto en terreno en San Miguel en Arica [10]. Si bien los datos obtenidos vía Explorador difieren de la medición real, estos están dentro de los rangos esperados. Como muestra la figura 1, el Explorador provee datos más conservadores respecto de las posibles ventajas de orientaciones diferentes de aquellas hacia el norte, entregados en la medición real. Por ejemplo, el “peak” de radiación que entrega el explorador solar se atrasa en una hora (desde las 13 a 14 hrs.) al cambiar la orientación de Norte ( $0^\circ$ ) a Noroeste ( $315^\circ$ ). Sin embargo, los datos entregados en la medición real muestran que el peak se atrasa en dos horas al modificar la orientación de manera similar (desde 13 a 15 hrs). Además, en el caso Noroeste, la medición real estaría más extendida a lo largo del día, mostrando radiación hasta una hora después que lo modelado por el explorador. Estos fenómenos generan diferencias en un 9% promedio para la radiación en la medición real con respecto al explorador entre las 15 y 19 hrs, lo que podría tener una incidencia en los resultados finales. Para esta validación se contó con sólo un número limitado de días para medición real, idealmente se consideraría una medición anual.

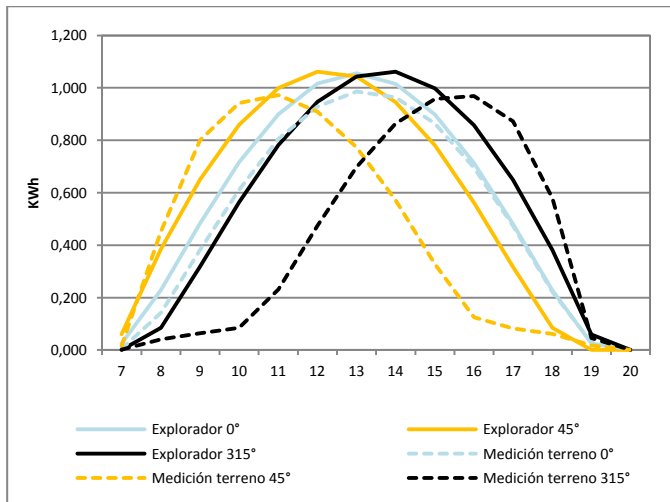


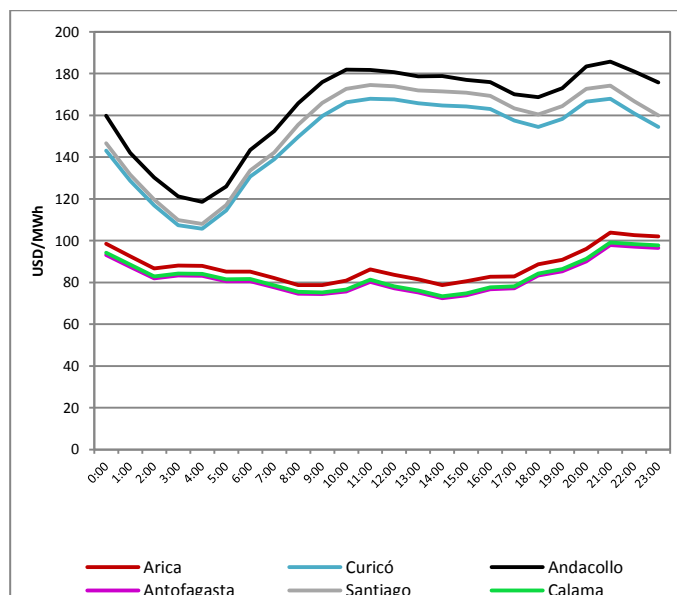
Figura 1: Validación datos Explorador Solar

### b. Venta de energía anual por orientación

En esta sección se revisará la venta de energía eléctrica anual generada por un sistema fotovoltaico de 100 MW de acuerdo a las distintas orientaciones. La venta de energía eléctrica en cada localidad considera principalmente las variables de: los costos marginales del mercado “spot” y la generación de energía eléctrica de sistemas fotovoltaicos.

Los costos marginales promedio de la energía en el mercado “spot” hora a hora durante un año (\$USD/MWh) se pueden observar en la figura 2. Esta figura muestra la diferencia de los costos marginales durante 24 horas entre las localidades que se encuentran en las matrices energéticas del SIC (Andacollo, Curicó y Santiago) y, del SING (Arica, Antofagasta y Calama), este fue construido utilizando datos del CDEC SIC – SING del año 2013. Al comparar los datos anuales para costos marginales de las diferentes localidades se logra observar que los sitios pertenecientes al SIC tienen costos marginales que varían bastante durante el día, alcanzando los costos mínimos a las 5:00 hrs. y máximos a las 22:00 hrs. la diferencia entre el máximo y mínimo es de 68 USD\$/MWh. Por su parte, los costos marginales en el SING tienden a ser más estables, alcanzando una diferencia entre los puntos máximos y mínimos de 25 USD\$/MWh. Su punto mínimo es durante la mañana a las 10:00 hrs y el máximo en la noche a partir de las 22:00 hrs.

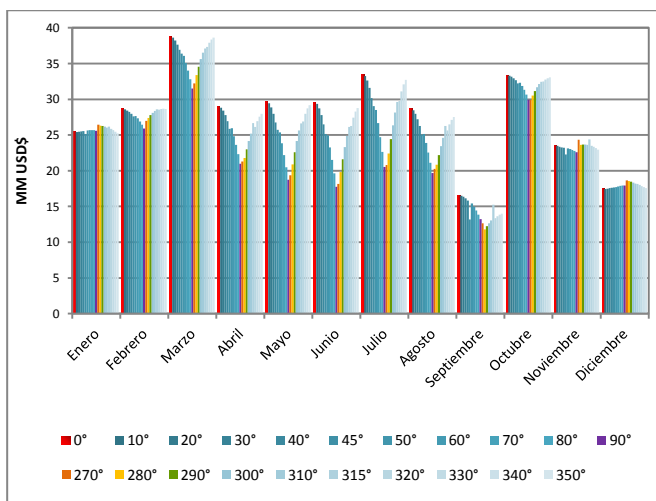




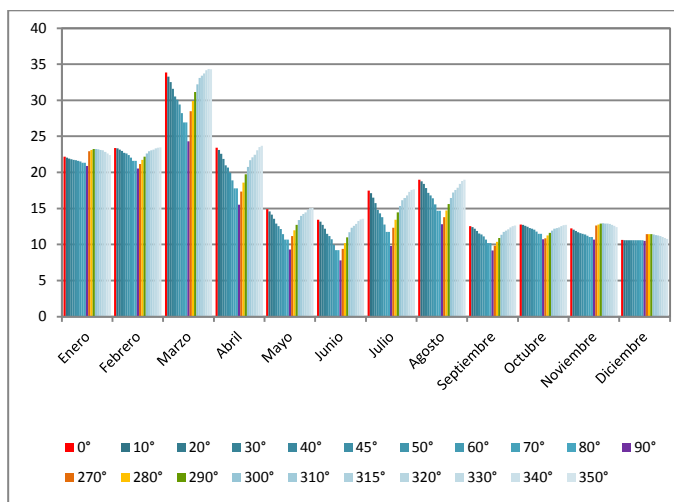
**Figura 2: Promedio Anual Costos Marginales Energía en el Mercado Spot (USD\$/MWh). Fuente: Elaboración propia en base a CDEC SIC-SING (2014)**

Al cruzar los datos de promedio anual de costo marginal de la energía en el mercado spot con aquellos de la generación eléctrica para las diferentes orientaciones, se obtiene la venta de energía eléctrica específica en cada localidad y para cada orientación de paneles solares. La información de venta de energía es presentada de manera mensual para apreciar de mejor manera la fluctuación que se produce durante todo un año. En las figuras de la venta de energía, presentadas abajo (figuras 3-8), se puede apreciar que desde de marzo a octubre las ventas óptimas de energía se producen generalmente cuando la orientación de los paneles están en dirección norte ( $0^\circ$ ). Sin embargo, a través del análisis también se encuentra que existen tres e incluso cuatro meses durante el año en donde la orientación óptima de los paneles para la venta de energía no es el norte ( $0^\circ$ ) sino que otra. Estas orientaciones varían dependiendo de la ubicación del sitio, por la radiación solar del lugar, y también de la matriz energética donde se encuentra la localidad analizada, debido a los costos marginales relacionados.

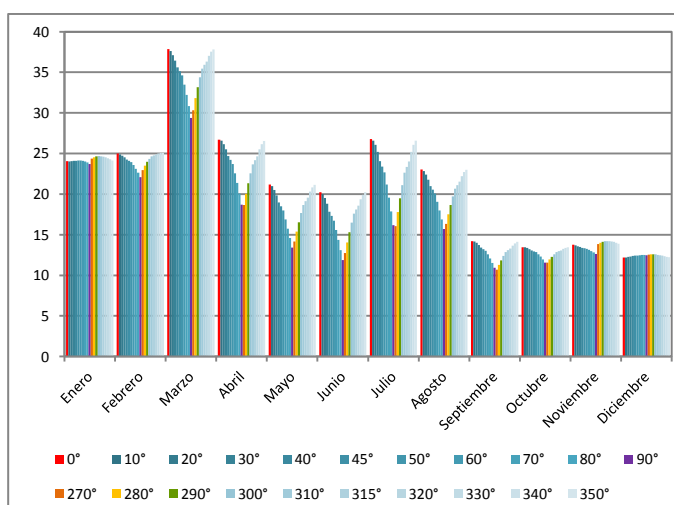
De acuerdo a los resultados se puede observar que para localidades del SIC (figuras 3, 4 y 5) la orientación óptima de los paneles durante noviembre, diciembre y enero están al oeste ( $270^\circ$ ) para Andacollo (Figura 2) y noroeste ( $290^\circ$ ) para Curicó y Santiago (Figuras 4 y 5). En las tres localidades se destacan las mejorías en la valorización de la energía generada durante diciembre para las orientaciones oeste en relación a la orientación óptima (Norte). Para Andacollo la orientación  $270^\circ$  tiene una mejoría del 6,5%. En Santiago y Curicó la orientación  $290^\circ$  tiene un mejor retorno de 3,3% y 7,3%, respectivamente.



**Figura 3. Venta Energía Mensual Andacollo (MMUSD\$).** Fuente: Elaboración propia en base Explorador Solar y CDEC SIC-SING (2014)



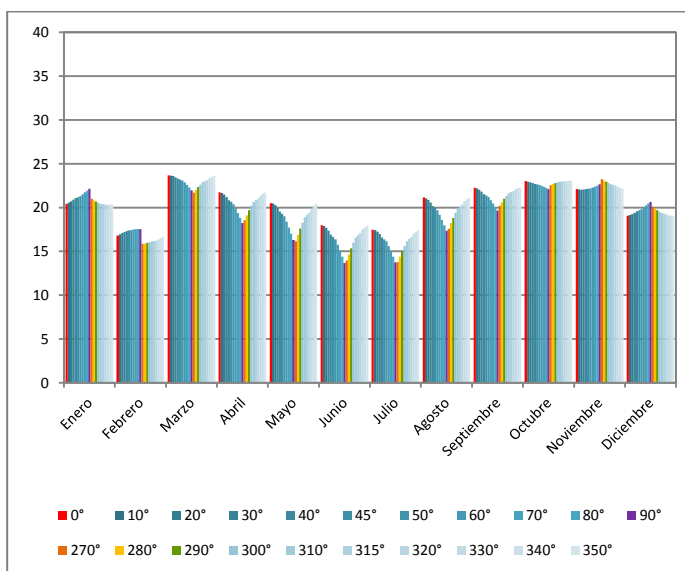
**Figura4. Venta Energía Mensual Curicó (MMUSD\$).** Fuente: Elaboración propia en base Explorador Solar y CDEC SIC-SING (2014)



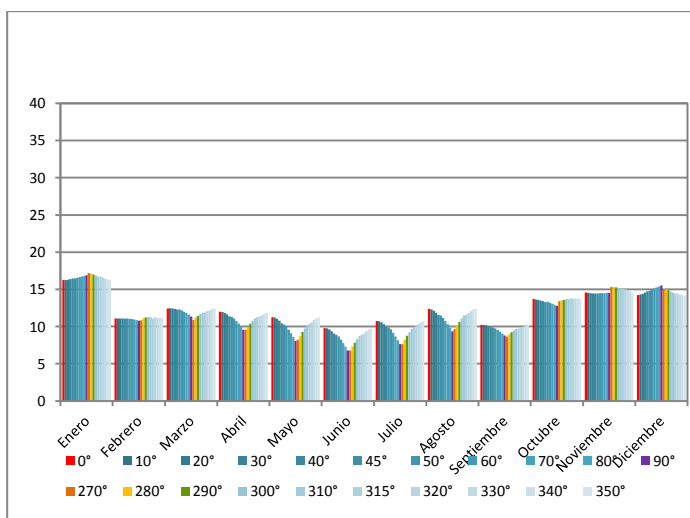
**Figura 5. Venta Energía Mensual Santiago (MMUSD\$).** Fuente: Elaboración propia en base Explorador Solar y CDEC SIC-SING (2014)

Por otra parte, en las localidades que se encuentran en el SING (Figuras 6, 7 y 8), las

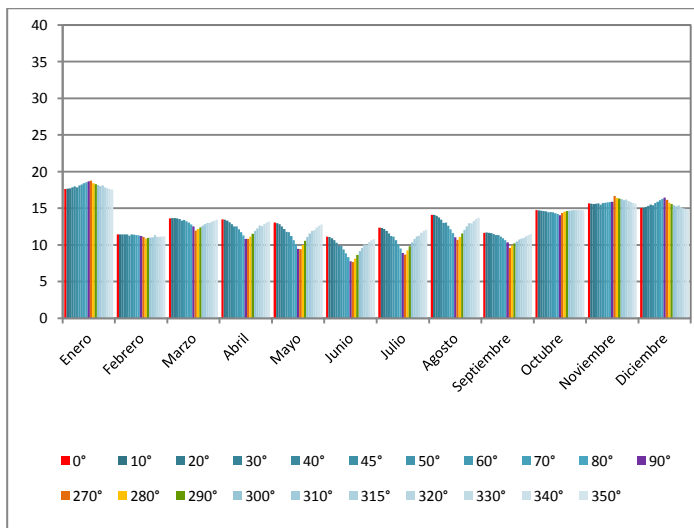
orientaciones óptimas de los paneles para la venta de energía durante noviembre y febrero varían mes a mes. En general, se observa que en estas localidades la orientación óptima en noviembre es hacia el oeste (270°), y luego en diciembre hacia el este (90°). Sin embargo, en Antofagasta la orientación en enero vuelve a ser oeste (270°) y luego noroeste (280°) en febrero (Figura 7). Similarmente, Calama vuelve desde una orientación óptima hacia el este (90°) en diciembre a oeste (270°) en enero (Figura 8). Particularmente, en el caso de Arica la orientación óptima hacia el este (90°) se mantiene desde diciembre hasta febrero (Figura 6). En las tres localidades se destacan las mejorías en la valorización de la energía generada durante diciembre para las orientaciones este (90°) en relación al norte. Para Arica y Antofagasta esto se traduce en una mejoría cercana al 8%. En Calama se observa un 9% de mejor rendimiento.



**Figura 6. Venta Energía Mensual Arica (MMUSD\$).** Fuente: Elaboración propia en base Explorador Solar y CDEC SIC-SING (2014)



**Figura 7. Venta Energía Mensual Antofagasta (MMUSD\$).** Fuente: CDEC SIC-SING (2014)



**Figura 8. Venta Energía Mensual Calama (MMUSD\$).** Fuente: Elaboración propia en base Explorador Solar y CDEC SIC-SING (2014)

### c. Acople a perfil de demanda por orientación

Para el acople de la energía generada por los módulos en diferentes orientaciones respecto de los perfiles de demanda de distintos sectores, se utiliza la información de generación de energía proveniente de orientaciones en las localidades. Además se utilizan perfiles de demanda reales para un edificio de oficinas, una industria, un supermercado y una residencia (Tabla 2).

Para la modelación económica se utilizó la tarifa correspondiente en cada caso. Para el sector residencial se utilizó una tarifa BT1. Para el sector oficinas e industria se utilizó una tarifa BT4.3. Para el sector comercial se utilizó una tarifa AT4.3. Para la energía que sería inyectada al sistema se utilizó el precio nudo correspondiente a cada zona.

Luego de hacer las estimaciones se pudo observar que sólo en algunos meses (noviembre a enero), al variar la orientación de los módulos desde aquella considerada optima norte ( $0^\circ$ ) hacia el oeste ( $270^\circ$ ), se logra una mayor generación de energía proporcionalmente en las horas de la tarde (perfil de generación energética más extenso), y con ello se cubre de mejor forma el perfil de la demanda. Este fenómeno se genera en ciertas localidades y segmentos debido a que tienen distintos perfiles de generación y demanda diaria. En la tabla 2 se presenta sólo la orientación  $270^\circ$  en la comparación con la orientación  $0^\circ$ , ya que  $270^\circ$  resultó ser la orientación con mejor rendimiento con respecto al Norte ( $0^\circ$ ) independiente de la localidad, el segmento o el mes analizado.

	Sector	Principales meses	Valorización Energía producida por día (CLP \$)			
			Orientación Norte (0°)	Orientación Oeste (270°)	Δ	Δ %
Andacollo	Residencia	Enero	358	368	10	2,8%
		Noviembre	369	368	-1	-0,3%
		Diciembre	361	387	26	7,2%
	Oficinas/ Edificio	Enero	32.400	31.984	-416	-1,3%
		Noviembre	32.995	32.675	-320	-1,0%
		Diciembre	33.104	33.887	783	2,4%
	Industria	Enero	5.681	5.762	81	1,4%
		Noviembre	5.613	5.827	214	3,8%
		Diciembre	5.681	6.047	366	6,4%
	Supermercado	Enero	319.662	319.467	-195	-0,1%
		Noviembre	322.732	326.231	3499	1,1%
		Diciembre	324.496	338.733	14237	4,4%
Calama	Residencia	Enero	337	353	16	4,7%
		Noviembre	348	356	8	2,3%
		Diciembre	339	365	26	7,7%
	Oficinas/ Edificio	Enero	33.498	33.507	9	0,03%
		Noviembre	34.103	34.354	251	0,7%
		Diciembre	33.866	35.231	1365	4,0%
	Industria	Enero	5.794	5.974	180	3,1%
		Noviembre	5.698	6.072	374	6,6%
		Diciembre	5.732	6.246	514	9,0%
	Supermercado	Enero	329.360	335.579	6219	1,9%
		Noviembre	335.133	342.824	7691	2,3%
		Diciembre	331.475	352.197	20722	6,3%
Santiago	Residencia	Enero	297	298	1	0,3%
		Noviembre	305	291	-14	-4,6%
		Diciembre	297	305	8	2,7%
	Oficinas/ Edificio	Enero	26.451	25.447	-1004	-3,8%
		Noviembre	26.862	25.341	-1521	-5,7%
		Diciembre	26.671	26.092	-579	-2,2%
	Industria	Enero	4.618	4.588	-30	-0,6%
		Noviembre	4.524	4.530	6	0,1%
		Diciembre	4.529	4.655	126	2,8%
	Supermercado	Enero	260.308	254.210	-6098	-2,3%
		Noviembre	261.969	252.945	-9024	-3,4%
		Diciembre	261.334	260.270	-1064	-0,4%

Tabla 1 Valorización de energía producida para orientación 0° y 270°. Fuente: Elaboración propia

Un caso para destacar es el segmento industria en las localidades de Andacollo y en especial Calama (Tabla 2), donde se obtienen los mayores rendimientos económicos (9%) en los meses de verano al modificar la orientación hacia el oeste respecto del norte.

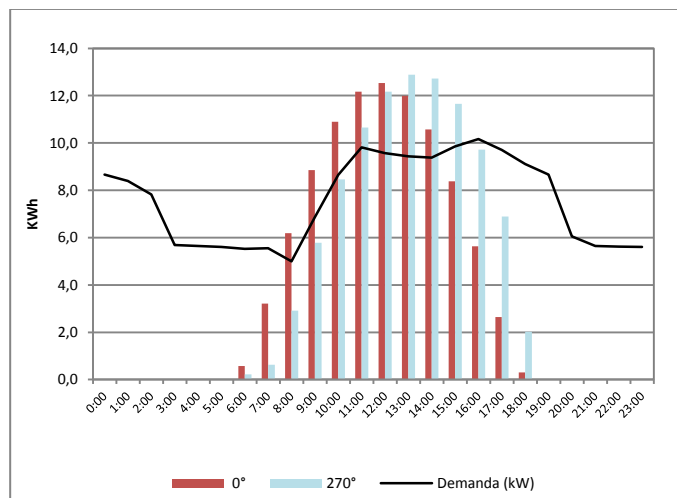
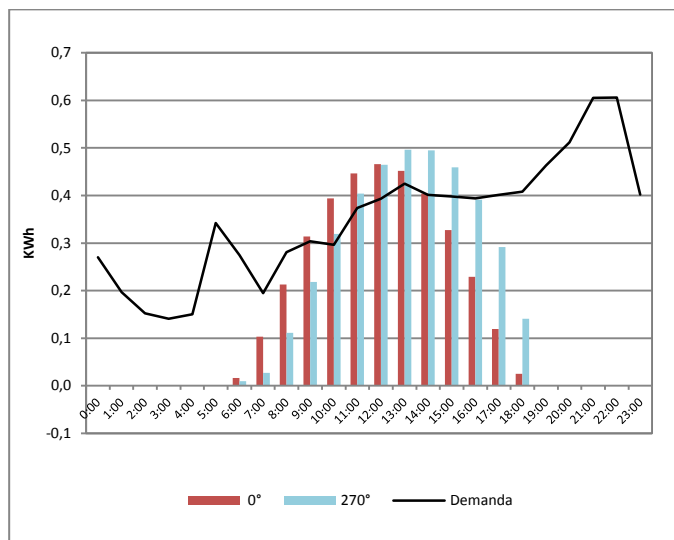


Figura 9 Acople del perfil de demanda Industria con generación de energía solar FV en Calama, Noviembre

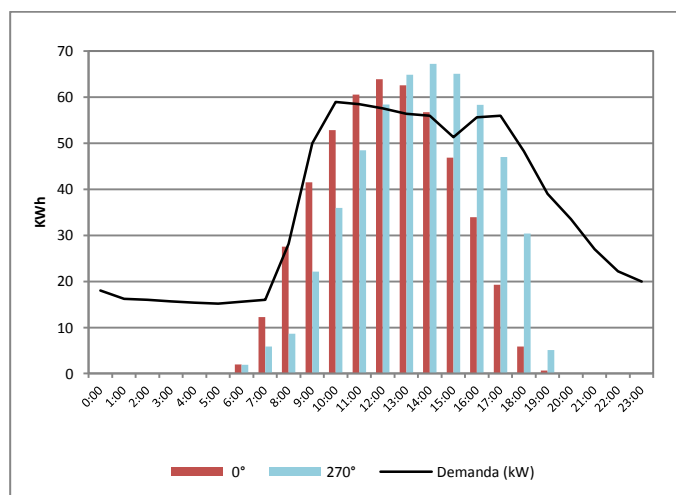
Fuente: Elaboración propia

Al analizar por segmento se puede observar en la tabla 2 que en el sector residencial el hecho de modificar la orientación de los módulos en Calama otorgaría los mayores rendimientos económicos, llegando casi al 8% respecto de la valorización de la energía en el caso base (norte 0°). Similarmente, en Andacollo y Santiago se obtiene una mejoría en los resultados económicos sobre el 7% y 2% respectivamente de la orientación óptima (norte).



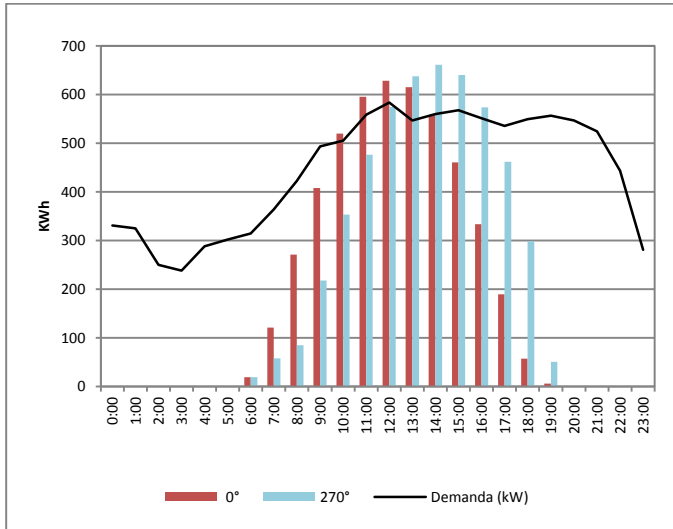
**Figura 10 Acople del perfil de demanda Residencia con generación de energía solar FV en Calama, Diciembre. Fuente: Elaboración propia**

En el segmento para edificio de oficinas se pudo observar que tanto para Calama como para Andacollo la valorización de esta energía no supera el 4%. Esto se debe principalmente a que el perfil de generación con orientación norte tiene un mayor acople con el perfil de demanda de este segmento.



**Figura 11 Acople del perfil de demanda Oficinas con generación de energía solar FV en Andacollo, Diciembre. Fuente: Elaboración propia**

Por último, en el segmento de supermercado se destacan las localidades de Calama y Andacollo durante diciembre. La valorización de la energía generada al modificar la orientación de los módulos hacia el oeste genera una mejoría de 6% y 4% respectivamente en los resultados económicos respecto de la orientación norte.



**Figura 12 Acople del perfil de demanda Supermercado con generación de energía solar FV en Andacollo, Diciembre.**  
**Fuente: Elaboración propia**

## 5. Conclusiones

1. Respecto de la validación de datos entregados por el Explorador Solar en comparación con los datos medidos en terreno, se encontró que los datos provenientes del Explorador tienen una diferencia respecto a aquellos entregados en la medición real, aunque se encontrarían en rangos aceptables. La medición real Noroeste en Arica tendría un 9% de mayor radiación que la modelación hecha con el Explorador Solar después de las 15:00 hrs, lo que podría tener un efecto sobre los cálculos hechos respecto a los beneficios económicos de orientaciones diferentes al norte. Se requeriría de una medición por doce meses para poder caracterizar un año típico y de esta forma hacer una comparación de mayor certeza.
2. Si se considera un año completo y una orientación fija, todas las instalaciones modeladas tendrían su rendimiento económico anual óptimo con una orientación norte. Sin embargo, existen meses en donde los ingresos económicos de una planta fotovoltaica se optimizan al orientar los paneles hacia direcciones diferentes al norte ( $0^\circ$ ). La orientación de paneles para un rendimiento económico óptimo en localidades del SIC son generalmente entre oeste ( $270^\circ$ ) y noroeste ( $280^\circ$ - $290^\circ$ ) entre los meses de noviembre a enero.
3. Una planta fotovoltaica de 100 MW podría tener retornos económicos mayores si pudiera orientar sus paneles de manera diferente por algunos períodos del año. Por ejemplo, en Andacollo una orientación oeste ( $270^\circ$ ) tendría un mejor rendimiento de USD 282.928 en comparación al norte ( $0^\circ$ ) entre Noviembre y Enero, lo que representa un 4% de mejor rendimiento.
4. La orientación de paneles para el rendimiento económico óptimo mensual en localidades del SING son variadas. En un mismo punto geográfico, la orientación para un rendimiento económico óptimo cambiaría entre este ( $90^\circ$ ), oeste ( $270^\circ$ ) y noroeste ( $290^\circ$ ) entre noviembre y febrero.
5. En cuanto al acople entre los perfiles de demanda y generación, se puede indicar que al cambiar la orientación hacia el oeste, entre los meses de noviembre y enero, se genera energía en la tarde y, por lo tanto, se crea un perfil de generación más extenso, y con ello se cubre de mejor forma el perfil de la demanda. Este fenómeno ocurre en ciertas localidades y segmentos, debido a que tienen distintos perfiles de generación y de demanda diaria. Los mejores rendimientos modelados en este análisis se ven en el sector industrial de Calama donde se alcanza un 9% adicional de rendimiento económico por tener un mejor acoplamiento en algunos meses de verano.
6. La opción de contar con diferentes orientaciones podría tener especial relevancia con la entrada masiva de proyectos fotovoltaicos en algunas zonas o barras. Al tener un grupo de plantas con diferentes orientaciones, en vez de todas con orientación norte, el perfil de generación agregado se extendería durante el día y el peak sería más bajo, generando menor presión sobre el sistema. Además podría disminuir los efectos sobre los Costos Marginales mejorando el rendimiento económico agregado.



## 6. Recomendaciones

- Realizar simulaciones de los costos marginales para 10 años, con distintos niveles de penetración de energía solar y eólica para barras con alto interés de desarrollo de proyectos solares. Luego analizar cuáles serían los rendimientos económicos de plantas con distintas orientaciones con estos costos marginales, incluyendo una planta con orientación este-oeste.
- Incorporar datos reales medidos en terreno en los cálculos de rentabilidad para cada una de las localidades y orientaciones.
- Desarrollar un análisis respecto al impacto que tendría sobre las redes de distribución, los cambios en las orientaciones o combinaciones de distintas orientaciones de los paneles.
- Análisis del impacto de un sistema de paneles en distintas direcciones, con tal de aplanar la curva de generación y acomodarse a algún perfil o satisfacer ciertos criterios de operación que requiera el sistema.
- Aumentar el número de perfiles de demanda analizados en cada sector para confirmar los resultados. Además diferenciar más entre perfiles considerando por ejemplo tipos y tamaño de industria para el sector industrial o zona térmica y estrato socio económico para el sector residencial.

## 7. Referencias

- [1] MINENERGÍA 2014, Agenda de Energía Un Desafío País, Progreso para Todos disponible en: <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/2014/agenda-de-energia-un-desafio-pais.html>
- [2] Chase 2014, Jenny Chase 2014 Bloomberg Levelised Cost of Electricity – PV, disponible en: <https://www.iea.org/media/workshops/2014/solarelectricity/bnef2lcoeofpv.pdf>
- [3] IEA 2014, Key World Energy Statistics.
- [4] MINENERGIA / GIZ, 2014, Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé Disponible en: [http://www.minenergia.cl/archivos\\_bajar/Estudios/Potencial\\_ER\\_en\\_Chile\\_AC.pdf](http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Estudios/Potencial_ER_en_Chile_AC.pdf)
- [5] CER, 2014, Centrote Energias Renovables, Reporte CER.
- [6] Borenstein 2008, Severin Borenstein, The Market Value and Cost of Solar Photovoltaic Electricity Production, center for the Study of Energy Markets, University of California Berkeley. Disponible en: <http://escholarship.org/uc/item/3ws6r3j4>
- [7] CDEC-SING, 2013, Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande.
- [8] CDEC-SIC, 2013, Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central.
- [9] MINENERGIA/Departamento de Geofísica FCFM, Universidad de/GIZ. 2014, Explorador Solar. Disponible en: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar/>
- [10] Reinhold Schmidt/Proyecto INIA, 2014, Medición radiación solar real en San Miguel de Arica.