



# Estudio de Pre-Factibilidad Técnica y Económica de un Sistema FV para Autoconsumo Eléctrico

Diseño de planta fotovoltaica 10,5 kWp

Colegio alemán de Santiago

**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:**

Energía Solar para la Generación de Electricidad y Calor

Ministerio de Energía de Chile  
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II  
Santiago de Chile

T +56 22 367 3000  
I [www.minenergia.cl](http://www.minenergia.cl)

**Responsable:**

Ana Almonacid

**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 de Pre-Factibilidad Técnica y Económica de un Sistema FV para Autoconsumo Eléctrico

**Autor:**

Daniel Almarza / Ana Almonacid / Rodolfo Rivera

**Aclaración:**

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto “Proyecto Energía Solar para la Generación de Electricidad y Calor” 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, Noviembre 2016**

## Contenido del informe

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>4</b>
<b>2. INFORMACIÓN GENERAL DEL PROYECTO.....</b>	<b>6</b>
2.1. DATOS GENERALES DEL INMUEBLE .....	6
2.2. UBICACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA .....	7
2.3. SUPERFICIE DISPONIBLE, CARACTERÍSTICAS GENERALES Y RESTRICCIONES.....	8
2.4. ASPECTOS DE SEGURIDAD Y ACCESOS .....	8
<b>3. SISTEMA FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>9</b>
3.1. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA .....	9
3.2. MÓDULOS.....	9
3.2.1. Inversor .....	9
3.2.2. Estructura de soporte .....	11
3.2.3. Sombras.....	12
3.3. PRODUCCIÓN ESTIMADA DE ENERGÍA Y VERIFICACIÓN DEL CONSUMO INTERNO.....	12
3.3.1. Porcentaje por autoconsumo:.....	12
3.3.2. Porcentaje de autarquía: .....	12
3.3.3. Producción estimada de energía (simulación) .....	13
<b>4. SISTEMA ELÉCTRICO .....</b>	<b>14</b>
4.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	14
4.2. ESTADO DE TABLEROS Y PUNTO DE CONEXIÓN.....	14
4.3. INSPECCIÓN AL PUNTO DE INYECCIÓN .....	16
4.4. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	17
4.5. SISTEMAS DE RESPALDO.....	17
4.6. SISTEMAS DE PROTECCIÓN CC/CA .....	18
4.7. CANALIZACIÓN CC/CA (SECCIÓN ESTIMADA, DISTANCIAS Y CAÍDAS DE TENSIÓN).....	18
<b>5. SISTEMA DE MONITOREO .....</b>	<b>19</b>
<b>6. INTERFAZ DE VISUALIZACIÓN.....</b>	<b>19</b>
<b>7. EVALUACIÓN ECONÓMICA .....</b>	<b>21</b>
7.1. PARÁMETROS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO DE SISTEMA FV .....	21
7.1.1. Costos asociados al proyecto.....	21
7.1.2. Valor de la energía .....	21
7.1.3. Eficiencia del generador solar y vida útil.....	21
7.1.4. Tasas de descuento .....	22
7.1.5. Otros parámetros (no utilizado en el cálculo).....	22
7.2. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	22
<b>8. INFORMACIÓN SOBRE LA EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN .....</b>	<b>24</b>
<b>9. INFORMACIÓN PARA LOS OFERENTES:.....</b>	<b>25</b>
<b>10. CONCLUSIONES.....</b>	<b>25</b>

## 1. Resumen Ejecutivo

Chile presenta una de las mejores radiaciones del planeta, siendo la energía solar la alternativa energética con mayor potencial en gran parte del país. Con el objetivo de aprovechar este potencial se analizaron varias opciones de instalación de un sistema FV en el colegio alemán de Santiago. Se ha determinado en conjunto con el colegio que la opción más adecuada para la instalación de los módulos fotovoltaicos es el sector del Torreón, ubicado en el patio interior del colegio sede Las Condes.



**Ilustración 1: Lugar de instalación planta FV**

El análisis técnico y económico indica que es posible instalar una planta FV de 10,5 kWp, sistema que será conectado a la red de distribución eléctrica mediante lo estipulado en la Ley de Generación Distribuida, permitiendo al colegio autogenerar una parte de la energía consumida y eventualmente inyectar los excedentes a la red.

Para este análisis se llevó a cabo una simulación del edificio en el software PV Sol.



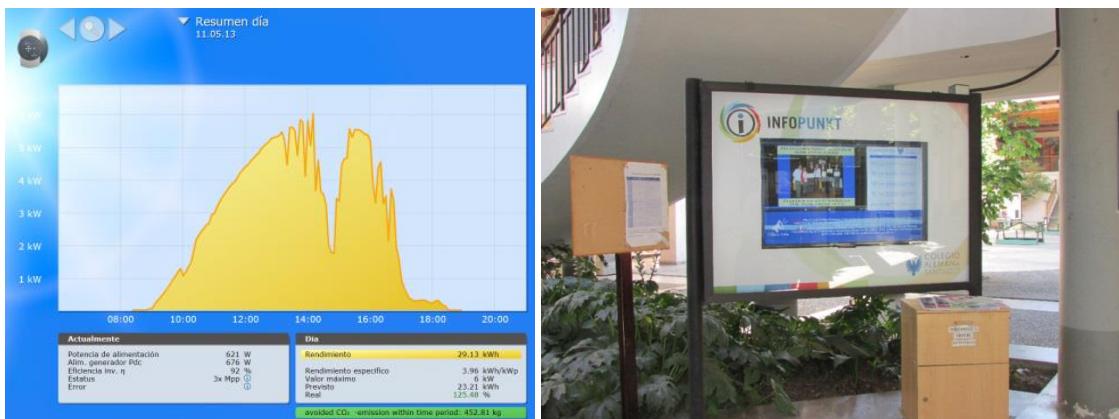
**Ilustración 2: Simulación en PVSol**

La producción fotovoltaica esperada para las condiciones ambientales del edificio y su ubicación respecto al sol, es de 14.731 kWh/año. Esta energía es equivalente al consumo de electricidad de 6,5 casas<sup>1</sup>.

Tomando como referencia el Índice de Precios Noviembre 2016<sup>2</sup> de la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (GIZ por sus siglas en alemán), un proyecto de esta magnitud tendría un costo aproximado de inversión inicial total sin IVA de \$15.752.999 CLP. Con base en la tarifa eléctrica del colegio AT3, para octubre de 2016, el ahorro estimado anual sería 1.056.213 CLP.

El aporte más significativo de este proyecto es de carácter educativo y medioambiental, ya que la energía generada sería producida con fuentes renovables, evitando la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera en aproximadamente 5,13 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente al año.

Adicionalmente, el proyecto contaría con un sistema de monitoreo online para el seguimiento y diagnóstico de la planta fotovoltaica, y con un display público con información de carácter educativo sobre el sistema fotovoltaico.



**Ilustración 3: Izquierda, ejemplo información del monitoreo online. Derecha, ejemplo información en display público**

A continuación se muestran las características principales del proyecto:

Potencia [kW]	Costo de la inversión total sin IVA (CLP) <sup>1</sup>	Producción FV esperada [kWh/año]	Tarifa	Costo energía (\$/kWh) (con/IVA) <sup>3</sup>	Ahorro estimado anual [\$ /año]	CO <sub>2eq</sub> evitado [ton/año]
10,5	15.752.999	14.731	AT3	71,70	1.056.213	5,1

**Tabla 1: Características del proyecto.**

<sup>1</sup> Consumo residencial anual estimado en 1.800 kWh/año.

<sup>2</sup> Costo de 2,28 USD/Wp para sistemas de 5-10 kWp según análisis Índice de Precios de sistemas FV conectados a la red de distribución elaborado por la GIZ. Equivalencia monetaria: 1 USD = 658,02 CLP (Banco Central de Chile, 3 de octubre 2016).

<sup>3</sup> Valor Chilectra tarifa AT3 Octubre 2016.

El costo de la inversión total no incluye el costo de un sistema de monitoreo.

A partir de la entrega de este informe, es necesario que el colegio manifieste sus comentarios y/u observaciones, para luego entregar el informe de pre-factibilidad a las empresas FV ofertantes.

## 2. Información general del proyecto

### 2.1. Datos generales del inmueble

A continuación se encuentran los datos generales del inmueble.

DATOS DEL INMUEBLE			
Identificación del Inmueble	COLEGIO ALEMÁN DE SANTIAGO		
Cantidad de pisos	2 + 1 subterráneo	Antigüedad	26 años
Reformas previstas	No hay		
Dirección	Nuestra Señora del Rosario 850		
Región	Metropolitana	Comuna	Las Condes
Tipo de zona	<input type="checkbox"/> Costera <input checked="" type="checkbox"/> Valle <input type="checkbox"/> Cordillera		

Tabla 2: Datos generales del inmueble



Ilustración 4: Lugar de instalación planta FV

Las coordenadas son 33°23'55.21"S, 70°34'9.32"O



**Ilustración 5: Ubicación del edificio (fuente: Google Earth)**

## 2.2. Ubicación de la planta fotovoltaica

En la siguiente ilustración se muestra la zona seleccionada para la instalación del sistema FV.



**Ilustración 6: Planta de cubierta del edificio seleccionado**

### 2.3. Superficie disponible, características generales y restricciones

Considerando las características propias constructivas de cada edificio, es necesario implementar una solución, acorde a cada situación tomando en cuenta factores principalmente constructivos y de orientación geográfica. A continuación se señalan las principales características constructivas de la superficie seleccionada.

SUPERFICIE DISPONIBLE			
Lugar seleccionado	Cubierta de las salas del 2do piso – sector torreón		
Orientación	Noroeste (330°)	Inclinación	30°- 40°
Elementos por relocalizar:	No		
Área bruta disponible [m2]	480	N° de cubiertas	2
Material de la cubierta	Tejuela de hormigón	Antigüedad	26 años
Material de la estructura	Cerchas de madera	Antigüedad	26 años
¿Deterioro?	Sí <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/>	¿Filtraciones?	Sí <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/>
Tipo de deterioro	N.A.		
Lugar filtraciones	N.A.		
Existe un acceso al entretecho	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>		

Tabla 3: Características constructivas de la superficie disponible para la instalación

### 2.4. Aspectos de seguridad y accesos

A continuación se describen las formas de acceso y tránsito actual, así como también las medidas mínimas de seguridad necesarias para desarrollar las labores de instalación y mantenimiento post entrega de la instalación de los sistemas fotovoltaicos.

ACCESO Y TRANSITO ACTUAL	
Forma de acceso	Por el torreón se puede tener acceso a ambas cubiertas.
Forma de tránsito	Actualmente no es transitable la cubierta.
¿Es posible el tránsito para una visita a terreno con empresas?	Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> No Necesario <input checked="" type="checkbox"/>
Observación	Es posible observar la cubierta desde el torreón, y su estructura desde el entretecho que se utiliza como bodega.

Tabla 4: Información sobre accesibilidad y tránsito actual en la zona de la instalación

Los siguientes elementos mencionados se deberán considerar dentro del proyecto a cotizar, para garantizar la seguridad durante las labores de instalación y mantenimiento.

MEDIDAS DE SEGURIDAD A IMPLEMENTAR		
Soporte para líneas de vida	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	A lo largo del campo fotovoltaico
Barandas	Sí <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/>	
Piso técnico (pasarelas metálicas)	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	A lo largo del campo fotovoltaico
Escalera tipo gatera	Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	

Tabla 5: Medidas mínimas de seguridad necesarias para desarrollar las labores de instalación y mantenimiento



### 3. Sistema fotovoltaico

#### 3.1. Dimensionamiento del sistema

El dimensionamiento de la planta fue realizado usando el software PVSol 7 Premium®, y la base de datos de radiación del Explorador Solar (<http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>).

#### 3.2. Módulos

Los módulos a instalar deben ser nuevos del mismo tipo y modelo. Se puede ofertar módulos de tipo poli o monocristalino. Los módulos a utilizar deben estar autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para ser utilizado en instalaciones de generación eléctrica que se conecten a las redes de distribución eléctrica, conforme a lo establecido en el reglamento de la Ley 20.571. Información sobre los módulos autorizados por la SEC se encuentra disponible en la página de la Superintendencia: [www.sec.cl](http://www.sec.cl).

El principio de funcionamiento de este tipo de generación se basa en un proceso químico que transforma la radiación solar en energía eléctrica, donde se obtiene corriente continua (DC). No obstante lo anterior, lo que realmente se necesita es **corriente alterna (AC)**, por lo que es necesario incorporar un equipo electrónico llamado inversor. Este equipo realiza dicha transformación, logrando adecuar la energía producida, en función de las variables eléctricas de **Voltaje 220V AC** y **Frecuencia 50 Hz**, dentro de los rangos establecidos por la SEC, para asegurar la **calidad y seguridad** del suministro eléctrico.



**Ilustración 7: Módulo Fotovoltaico Tipo, Potencia de 250 W, dimensión de 1,6m x 1m, peso 15 Kg aprox.**

Adicionalmente a los requisitos constructivos y de seguridad que describe la normativa vigente, los módulos fotovoltaicos ofertados deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Garantía de potencia de salida, al año 25 después de la puesta en operación, igual o superior al 80% de la potencia máxima del módulo.
- Garantía de fabricación de al menos 10 años.
- Tolerancia a la potencia igual o mayor a cero.

##### 3.2.1. Inversor

Como equipo electrónico necesario para inyectar la energía generada por la instalación fotovoltaica a la red, se considera uno o varios inversores, los cuales deben ser nuevos y estar autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para tales efectos. La información sobre los inversores autorizados por la SEC se encuentra disponible en la página de la Superintendencia: [www.sec.cl](http://www.sec.cl).

La siguiente figura muestra un equipo inversor, sus protecciones y canalización a modo de ejemplo referencial.



**Ilustración 8: Típico montaje de un inversor**

Adicionalmente a los requisitos constructivos y de seguridad que describe la normativa vigente, el o los inversores ofertados deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Poseer un grado IP compatible con el lugar de instalación del inversor
- Rendimiento máximo, según su ficha técnica (datasheet), mayor o igual a 95%.
- Garantía de fabricación de, al menos 5 años.
- El inversor debe tener servicio técnico en Chile.

Considerando las características del edificio identificadas en la visita a terreno, a continuación se sugiere su ubicación y sus principales características a ser requeridas en la presentación de ofertas.

<b>LUGAR Y CARACTERISTICAS DEL INVERSOR</b>	
<b>Ubicación</b>	Se sugiere ubicar el inversor/es en la cubierta del torreón, considerando que este es el lugar más próximo al generador fotovoltaico y que tiene una buena ventilación.
<b>IP</b>	IP65(exterior) <input checked="" type="checkbox"/> IP54(interior) <input type="checkbox"/>
<b>Complemento adicional</b>	Armario metálico de protección <input type="checkbox"/> Otro:
<b>N° de MPPT</b>	4
<b>Internet</b>	Wifi <input type="checkbox"/> Ethernet <input checked="" type="checkbox"/>
<b>Observaciones</b>	Instalar fuera del alcance de los alumnos y no expuesto al sol directo. Se debe procurar que los MPPT estén dispuestos de manera de disminuir el efecto sombra.

**Tabla 6: Sugerecias para la ubicación y características del inversor**

### 3.2.2. Estructura de soporte

La estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos debe ser de aluminio, la cual debe cumplir funciones mecánicas tanto para la inclinación del conjunto de módulos fotovoltaicos que se instalarán, como estructura de soporte y anclaje del campo fotovoltaico a la superficie seleccionada.

La siguiente figura muestra un esquema de estructura de montaje:



**Ilustración 9: Estructura de anclaje Típica para módulos fotovoltaicos**

Respecto a la estructura de soporte de los módulos, además se recomienda cumplir con los siguientes requisitos, sin perjuicio que deberán satisfacer la normativa vigente en Chile, haciendo especial mención a la normativa que afecta a la edificación y diseño estructural para los efectos de viento, nieve y sismo, así como también la normativa dispuesta por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles:

- Garantía de fabricación de, al menos, 5 años. Esta garantía debe ser proporcionada por la empresa seleccionada y debe ser válida para la localización concreta de la instalación fotovoltaica y el sistema de anclaje adecuado a las características constructivas del techo a intervenir.
- El sistema de fijación de la estructura de soporte a la superficie existente (losa, techo u otro) debe ser tal que no produzca daños ni filtraciones. Para verificar lo anterior la inspección de obra podrá exigir que se realicen pruebas para verificar la impermeabilización de la cubierta.
- La estructura seleccionada debe permitir la limpieza de la cubierta y debe evitar interrumpir las pendientes de desagüe de la cubierta, es decir, evitar la generación de zonas de agua estancada.
- El peso total de la estructura por metro cuadrado de superficie, incluidos los módulos fotovoltaicos, no debe exceder el máximo permitido por la estructura, según norma vigente. De igual forma se debe considerar las distintas cargas que puedan afectar a la instalación como pueden ser el viento y la nieve según la normativa vigente.

ESTRUCTURA DE SOPORTE SISTEMA FV			
¿Es posible perforar la superficie?	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>		
Sistema de fijación	Lastre <input type="checkbox"/> A cerchas o costanera <input checked="" type="checkbox"/> Otro:		
Inclinación	Paralelos <input checked="" type="checkbox"/>	Inclinados <input type="checkbox"/>	
Orientación	Noroeste (330°)		
Observación	Considerando la antigüedad del techo y su inclinación. Se sugieren revisar con un ingeniero civil estructural la sobrecarga máxima que puede resistir el techo, analizar la necesidad de refuerzos, y generar un plano del techo.		

Tabla 7: Caracterización de la estructura de soporte para el sistema FV

### 3.2.3. Sombras

En el área seleccionada donde se instalará el sistema fotovoltaico en cuestión, no deben existir sombras que puedan afectar la radiación incidente, en el campo fotovoltaico. Este es uno de los factores preponderante en el diseño de éste tipo de sistema de generación, ya que el efecto de sombras sobre un módulo o parte de su conjunto (string), podrían afectar la integridad de estos, dañándolos y produciendo la desconexión del sistema fotovoltaico (SFV). Además el efecto sombra reduce considerablemente la producción de Energía eléctrica que fue estimada en el estudio de generación proyectada.

A continuación se señalan las sombras identificadas a tener en cuenta durante el diseño de ingeniería de detalle, posterior a la adjudicación.

SOMBRA A TENER EN CUENTA EN EL DISEÑO DEL SISTEMA FV	
Internas	Sí. Torreón
Externas	Ninguna

Tabla 8: Sombras identificadas con relevancia para el diseño del sistema FV

## 3.3. Producción estimada de energía y verificación del consumo interno

### 3.3.1. Porcentaje por autoconsumo:

El porcentaje por autoconsumo representa la proporción entre la energía total que genera el sistema FV y la cantidad de esa energía que se utiliza para consumo propio y/o carga de baterías en el caso de sistemas con almacenamiento de energía (el resto se inyecta a la red).

### 3.3.2. Porcentaje de autarquía:

El porcentaje por autarquía explica el porcentaje del consumo eléctrico que está abastecido por la planta FV y/o la batería. Esto incluye el autoconsumo desde la planta FV y la electricidad que viene de la batería. La mayor parte del porcentaje es utilizado en autarquía y la menor parte

está destinada a la electricidad inyectada a la red. Este corresponde al porcentaje de la demanda total de energía que es suministrada por el sistema FV y por las baterías en el caso de sistemas con back-up (el resto es obtenido desde la red).

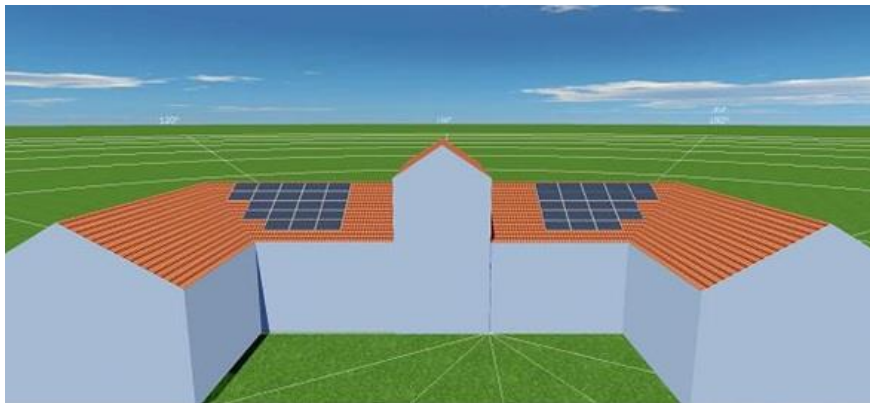
### 3.3.3. Producción estimada de energía (simulación)

De acuerdo a lo diseñado en PVSol Premium 7.0 ® se propone que el sistema a instalar tenga las siguientes características.

DIMENSIONAMIENTO SFV	Cantidad	Unidad
Capacidad de planta F.V Simulada	10,5	kWp
Cantidad de módulos a instalar	42	Uds.
Generación anual específica estimada	1.402,95	kWh/kWp
Producción anual esperada	14.731	kWh/año
Coefficiente de rendimiento de la instalación	68,8	%
Reducción de rendimiento por sombreado	12,3	%/año
Emisiones de CO <sub>2</sub> eq evitadas	5,1	ton/año

**Tabla 9: Dimensionamiento del sistema FV.**

A continuación se muestra un layout referencial de la planta FV sobre el techo seleccionado:



**Ilustración 10: Vista simulación orientación paneles FV**

## 4. Sistema eléctrico

### 4.1. Descripción del sistema eléctrico

El edificio cuenta con un suministro eléctrico con las siguientes características.

EMPALME			
<b>Potencia instalada</b>	400 kVA	<b>Tarifa</b>	AT3-1A
<b>Energía Anual [kWh/año] (aproximado)</b>	377.700 kWh		
<b>Acometida</b>	Embutido <input type="checkbox"/>	Aérea <input checked="" type="checkbox"/>	Subterránea <input type="checkbox"/>
<b>Tipo de conexión</b>	Monofásica <input type="checkbox"/>	Trifásica <input checked="" type="checkbox"/>	
<b>Protección general [A]</b>	100		
<b>Ubicación</b>	En el poste afuera del colegio		
<b>Sufre cortes de energía</b>	Sí <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/>		

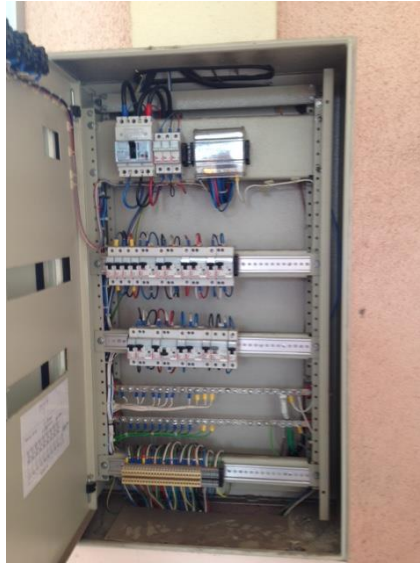
Tabla 10: Características del empalme

### 4.2. Estado de tableros y Punto de conexión

Durante la visita a terreno se identificaron las principales características del sistema eléctrico del inmueble, se revisaron el estado de los tableros eléctricos y se seleccionó el punto de inyección más apropiado. En relación al punto de inyección, que se refiere principalmente al tablero seleccionado para la inyección de energía desde el SFV a la instalación eléctrica del edificio, el cual fue sugerido bajo aspectos técnicos y normativos. A continuación se muestran los resultados obtenidos durante la visita a terreno y posterior análisis.

PUNTO DE INYECCIÓN ELEGIDO: <b>Tablero de Distribución</b>					
<b>Identificación tablero</b>	Tablero Distribución Comp E3 – E4				
<b>Tablero</b>	Existente <input type="checkbox"/> Nuevo/Auxiliar <input checked="" type="checkbox"/>				
<b>Ubicación</b>	Pasillo frente a escala sector E3 – E4				
<b>Protección de cabecera [A]</b>	40	<b>Espacio en barras</b>	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	<b>Espacio en módulos</b>	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
<b>Observaciones</b>					

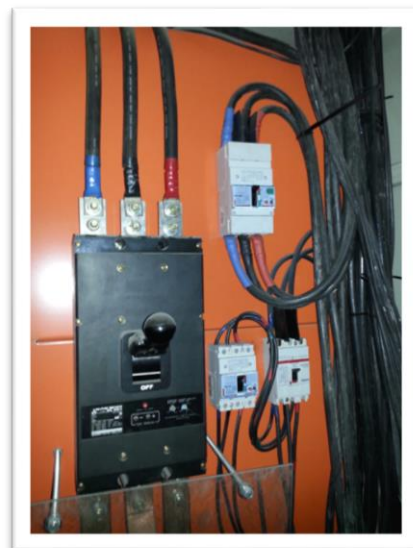
Tabla 11: Información del punto de inyección elegido



**Ilustración 11: Interior tablero de distribución**

<b>TABLERO GENERAL</b>					
<b>Identificación tablero</b>	Tablero General				
<b>Ubicación</b>	Subterráneo				
<b>Protección de cabecera [A]</b>	600	<b>Espacio en barras</b>	Sí <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/>	<b>Espacio en módulos</b>	Sí <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/>

**Tabla 12: Información del tablero general**



**Ilustración 12: Interior tablero general**

### 4.3. Inspección al punto de inyección

Luego de realizar la inspección del punto de inyección, se identificaron algunos aspectos que deben ser corregidos (obras adicionales) para garantizar la adecuada inyección de energía al sistema eléctrico existente.

ASPECTOS VERIFICADOS	Cumple	Observaciones
Tableros cumplen con el volumen de espacio libre de 25% para proveer de ampliaciones; (punto 6.2.1.8 de la Norma NCH ELEC. 4/2003).	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>	
Los Alimentadores y Sub-alimentadores cumplen con el dimensionamiento y canalización adecuada; (Puntos 8.2.0 y 7.1.2.1 de la Norma NCH ELEC. 4/2003).	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>	
Los conductores de los circuitos quedan protegidos por la capacidad del disyuntor; (Puntos 8.1.1.1 y 11.0.4.2 de la Norma NCH ELEC. 4/2003).	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>	
Los circuitos que contienen enchufes disponen de protección diferencial; (Punto 11.2.12 de la Norma NCH ELEC. 4/2003).	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>	
Tableros cuentan con cubierta cubre equipo, puerta exterior y terminales; (Puntos 6.2.1.3 y 6.2.2.6 de la Norma NCH ELEC. 4/2003).	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>	
Tableros cuentan con barras de distribución las cuales tienen disponibilidad y están bien dimensionadas, (puntos 6.2.2.2 y 6.2.2.5 de la Norma NCH ELEC. 4/2003).	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>	
Partes metálicas de la instalación se encuentran protegidos contra tensiones peligrosas.(Puntos 6.2.4.2 y 10.2.1 de la Norma NCH ELEC. 4/2003).	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>	
Tableros están rotulados y cuentan con luces piloto, (puntos 5.4.2.9 y 6.2.2.8 de la Norma NCH ELEC. 4/2003).	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>	
Existe continuidad de conductores de protección (Puntos 10.2.2 y 10.2.3 de la Norma NCH ELEC. 4/2003).	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>	
Otros:		La puerta exterior del tablero no está aterrizada.

**Tabla 13: Resultados de la inspección al punto de inyección**



#### 4.4. Sistema de puesta a tierra

El SFV utiliza el sistema de puesta a tierra existente del inmueble, por lo cual el SFV deberá contar con un conductor de características tales que interconecte principalmente elementos metálicos (cubierta del edificio, estructura de anclaje de la planta fotovoltaica) a través de una unión equipotencial, la cual evitará que se produzcan tensiones peligrosas en cualquier parte del sistema. Por lo tanto se deberá considerar realizar dicha interconexión con el sistema de puesta a tierra existente en el edificio. La siguiente tabla muestra el resultado de lo observado durante la visita a terreno.

ASPECTOS VERIFICADOS SPT	Cumple	Observaciones
Existe Puesta a Tierra de acuerdo a la norma.(máximo 20 ohm); (Puntos 9.2.7.3, 9.2.7.4 y 10.2.4 de la Norma NCH ELEC. 4/2003)	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>	
Obras adicionales		

Tabla 14: Resultados de la inspección al sistema de puesta a tierra del inmueble

#### 4.5. Sistemas de respaldo

Si es que existe un Grupo Electrónico (G.E) es necesario implementar un sistema que evite que la planta fotovoltaica pueda funcionar en paralelo con el G.E. A continuación se muestran las características del grupo electrónico del inmueble.

GRUPO ELECTRÓNICO			
Existe grupo electrónico	Sí <input type="checkbox"/>	No <input checked="" type="checkbox"/>	Capacidad Nominal [kVA]
Ubicación			
Cargas alimentadas			
Distancia al punto de inyección [m]			
Se puede tomar muestra	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	

Tabla 15: Resultados de la inspección al sistema de respaldo

**El tablero alimentado, no está alimentado por un grupo electrónico.**

#### 4.6. Sistemas de protección CC/CA

Si el punto de inyección cumple con el espacio en barras y módulos, se puede incorporar un sistema de protecciones al interior del tablero elegido como punto de inyección. En caso que no cumpla estos requisitos, se instalará un tablero auxiliar exclusivo del sistema FV. En cualquier caso las obras se llevarán a cabo de acuerdo a lo instruido en el reglamento de diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red RG N° 02/2014.

UBICACIÓN SISTEMA DE PROTECCIÓN		
Tablero	Existente <input type="checkbox"/>	Nuevo/Auxiliar <input checked="" type="checkbox"/>

Tabla 16: Resultados de la inspección al sistema de protección CA/CC

Para las instalaciones fotovoltaicas, en general deben cumplir con el punto 13 del RGR N°2 de la SEC.

En el lado de **corriente alterna CA** el sistema de protecciones se compone principalmente de interruptores termomagnético y diferenciales, que operan en caso de fallas de sobrecarga y cortocircuito, donde se incluye una protección contra contactos directos o indirectos, el cual protege exclusivamente la integridad de las personas.

En tanto el lado de **corriente continua CC**, deberá cumplir la función de proteger el campo fotovoltaico en su integridad a través de un interruptor RI y aguas arribas se conectarán fusibles los cuales deberán operar en caso de producirse una falla de sobrecargas.

En conclusión los sistemas de protección descritos siempre deberán operar en caso de cualquier tipo de falla, desconectado la planta fotovoltaica, de esta forma, lograr en su integridad confiabilidad para el sistema eléctrico.

#### 4.7. Canalización CC/CA (sección estimada, distancias y caídas de tensión)

Teniendo en consideración la ubicación propuesta del inversor y del punto de conexión es que se realizarán las siguientes canalizaciones

CANALIZACIONES CC		
Trayecto CC		Por los costados del torreón hasta los inversor/es que se ubicaran en la cubierta del torreón.
Distancia aproximada (m)		5 - 10

Tabla 17: Canalizaciones CC/CA

La **caída de tensión aceptada en las canalizaciones de CC no debe superar 1,5% del voltaje nominal**. Las canalizaciones serán según lo indicado en la Normativa RG2 SEC, que exige considerar dos ductos uno para el conductor de polo positivo (+) y otro para el conductor de polo negativo (-), ambos conductores deberán ser dimensionados adecuadamente según la tensión (Voltaje) correspondiente para su aislación, y su sección considerando la corriente máxima que es capaz de soportar (Amperes).

CANALIZACIONES CA		
Trayecto CA		Se sugiere por la parte posterior externa del torreón hasta el 1er piso donde se encuentra el punto de inyección.
Distancia aproximada (m)		15-20

Tabla 18: Canalizaciones CA

**La caída de tensión aceptada en las canalizaciones de CA no deberá superar 3% del Voltaje Nominal.** Estos conductores serán dimensionados al igual que los en el lado CC contemplando las normativas vigentes.

## 5. Sistema de monitoreo

Para el seguimiento y diagnóstico de la planta fotovoltaica se requiere de la implementación de un sistema de monitoreo que cuente con las siguientes funcionalidades:

- Registro de las variables eléctricas y de operación de la planta: tensiones, corrientes, potencia y energía generada, frecuencia de red, entre otras.
- Almacenamiento de variables de operación por más de un año.
- Visualización de variables de operación instantáneas e históricas.
- Detección de fallos y registro de alarmas.
- Acceso a parámetros de configuración del o los inversores de la planta.
- Modificación de parámetros de operación del o los inversores.
- Conexión serial RS485 con cada uno de el o los inversores.
- Conexión Ethernet TCP/IP con red de datos (intranet) de la Subsecretaría.
- Implementación de protocolo de comunicación estándar Modbus.
- Conexión a internet.
- Servidor web integrado para visualización y configuración del sistema.
- Al menos, 1GB de memoria para almacenamiento de variables.
- Transmisión de datos relevantes a servidor central para visualización en portal web.

Nota: La comunicación entre el sistema de monitoreo y la red de datos DEBE ser Ethernet. La comunicación entre el sistema de monitoreo y los inversores y sensor de radiación puede ser otra tecnología debidamente explicada en la propuesta técnica.

Adicionalmente, el sistema de monitoreo debe contar con, al menos, un sensor de intensidad de radiación solar y temperatura orientado en la misma dirección que los paneles fotovoltaicos. Deberá medir la irradiancia en períodos a definir, y los valores obtenidos deberán ser almacenados por el sistema de monitoreo durante más de un año. La irradiancia se considera como variable de operación de la planta.

Los equipos que comprenden el sistema de monitoreo deberán ser instalados en un tablero de corrientes débiles o tablero de control, y su canalización deberá ser independiente.

La conexión con la red de datos del Edificio se definirá en conjunto con la Administración del edificio, y la Inspección Técnica de Obra.

## 6. Interfaz de visualización

El principal objetivo de la interfaz de visualización es mostrar de manera sencilla y didáctica las variables de operación de la planta fotovoltaica en las dependencias del Edificio mencionado. En particular, interesan las siguientes variables:

- Potencia activa inyectada a la red.
- Energía acumulada diaria inyectada a la red.
- Energía acumulada anual inyectada a la red.
- Energía total inyectada a la red desde la puesta en marcha de la instalación.
- Irradiancia solar instantánea que incide sobre los paneles fotovoltaicos.
- Registro de reducción de huella de carbono (ton CO<sub>2eq</sub> evitados)
- Temperatura del módulo

- Ahorro en pesos

La interfaz de visualización deberá obtener los valores señalados desde el sistema de monitoreo, para lo cual se requiere que dicha interfaz establezca comunicación de datos con el sistema de monitoreo. Para el despliegue de la interfaz de visualización, se requiere de una pantalla LED de, a lo menos 40 pulgadas. La interfaz de visualización deberá contar con la funcionalidad que permita la configuración de gráficos y variables a desplegar. Adicionalmente, deberá permitir la consulta de datos para la implementación de gráficos en sitios web distintos a la interfaz de visualización por defecto y cuyo acceso debe ser a través de “plataforma de acceso abierto” y “protocolo de comunicación de acceso abierto”, es decir, no deben requerir licenciamiento.

## 7. Evaluación económica

### 7.1. Parámetros utilizados en el análisis económico de sistema FV

#### 7.1.1. Costos asociados al proyecto

Se deben considerar todos los costos asociados a la inversión, operación y mantención del proyecto. En cuanto a los costos de inversión, estos se refieren a la compra de los componentes del sistema FV:

- Generador solar
- Inversor
- Estructura soporte del generador solar
- Materiales de instalación, cables, tablero, medidores, seccionador, etc.

Éstos se calculan como un costo unitario, es decir son expresados en \$/kW instalado, lo cual será detallado más adelante.

*Valor en este análisis: Los costos se determinan según Índice de Precios de sistemas FV conectados a la red de Noviembre 2016, desarrollado por la GIZ<sup>4</sup>.*

En cuanto a los costos de operación y mantención, éstos están asociados al adecuado funcionamiento del sistema durante todo el tiempo de operación e incluyen los trabajos de limpieza y mantención técnica de los paneles al menos una vez al año.

*Estos costos son calculados y expresados como un porcentaje de 1% del total de la inversión del sistema FV.*

#### 7.1.2. Valor de la energía

El valor de la energía es una variable fundamental para determinar la rentabilidad de un proyecto de generación eléctrica de autoconsumo.

En el análisis siguiente se toman las tarifas actuales de la distribuidora tanto para el consumo como para la inyección.

*Se estima que estos valores se verán incrementados en un porcentaje de 1% fijo por año.*

#### 7.1.3. Eficiencia del generador solar y vida útil

A lo largo de la vida útil del sistema FV, hay que considerar una degradación de su funcionamiento, es decir los paneles sufren una disminución en su producción eléctrica a lo largo del tiempo.

*La degradación en este análisis es 0,6% por año.*

---

<sup>4</sup> Costo de 2,28 USD/Wp para sistemas de 5-10 kWp según análisis Índice de Precios de sistemas FV conectados a la red de distribución elaborado por la GIZ. Equivalencia monetaria: 1 USD = 658,02 CLP (Banco Central de Chile, 3 de octubre 2016).

#### 7.1.4. Tasas de descuento

Para calcular los flujos a futuros del proyecto es muy importante poder definir la tasa de descuento de éstos, es decir, aplicar a los flujos la rentabilidad que se espera. Este valor es variable y depende exclusivamente de los intereses del inversionista del proyecto.

*Tasa de descuento en este análisis: 0% (costo de capital no está considerado.)*

#### 7.1.5. Otros parámetros (no utilizado en el cálculo)

Además de los parámetros anteriores, se puede tomar en cuenta otros parámetros para obtener mayor exactitud en los resultados del proyecto. Entre otros, estos podrían ser:

- Inflación: para un correcto cálculo de los resultados se debe considerar la variación que se produce en el tiempo del valor real del dinero.
- Recambio del inversor después de su vida útil de aproximadamente 15 años.
- Reliquidaciones en las cuentas de electricidad.

Configuración	
Localidad	Las Condes
Tarifa	AT
Empresa Distribuidora	CHILECTRA
Potencia del SFV [kW]	10.5 kWp
Azimut [°]	-30
Inclinación [°]	30
Precio de electricidad [CLP/kWh]	60.26
Remuneración inyección [CLP/kWh]	60.26

Tabla 19: Parámetros utilizados en la evaluación económica del proyecto

#### 7.2. Análisis económico

Es importante aclarar que la evaluación del proyecto se hizo tomando en cuenta una inversión sin financiamiento externo, es decir considerando como financista solamente al dueño del proyecto.

La siguiente tabla muestra los resultados de los indicadores VAN, TIR y Payback de la evaluación del proyecto en cada uno de los escenarios considerados:

Costo Inversión (CLP/Wp)	kW (peak)	Costo total (Mio. CLP, sin IVA)	Generación FV (kWh/a)	VAN (Mio. CLP)	TIR sobre equity (%)	Plazo recuperación simple (años)
1.500	10,5	15,7	14.731	-5,74	1,2	17,8

Tabla 20: Resultados económicos pre-factibilidad planta FV de 10,5 kWp

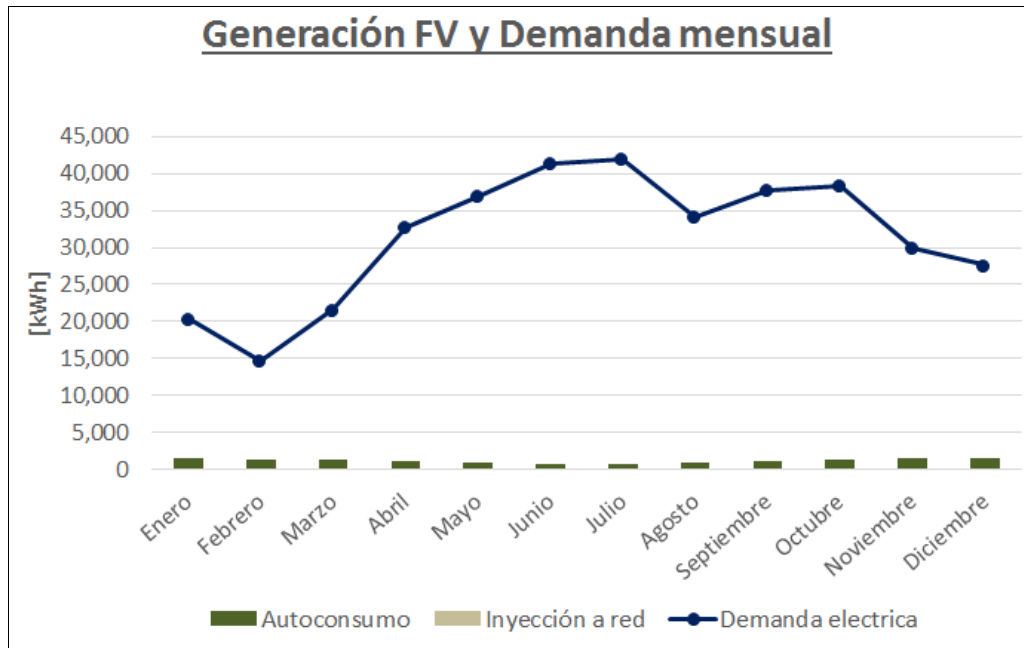


Ilustración 13: Generación FV y demanda mensual

RESULTADOS DE LA CALCULACIÓN ENERGIA					
Ingreso manual	Generación FV	Demanda	Autoconsumo	Consumo desde red	Inyección a red
Mes	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	1,666	20,400	1,666	18,734	0
Febrero	1,451	14,700	1,451	13,249	0
Marzo	1,418	21,600	1,418	20,182	0
Abril	1,160	32,700	1,160	31,540	0
Mayo	921	36,900	921	35,979	0
Junio	739	41,400	739	40,661	0
Julio	776	42,000	776	41,224	0
Agosto	894	34,200	894	33,306	0
Septiembre	1,134	37,800	1,134	36,666	0
Octubre	1,396	38,400	1,396	37,004	0
Noviembre	1,520	30,000	1,520	28,480	0
Diciembre	1,654	27,600	1,654	25,946	0
<b>Total</b>	<b><u>14,731</u></b>	<b><u>377,700</u></b>	<b><u>14,731</u></b>	<b><u>362,969</u></b>	<b><u>0</u></b>

Tabla 21: Balance energía Autoconsumo Sistema FV

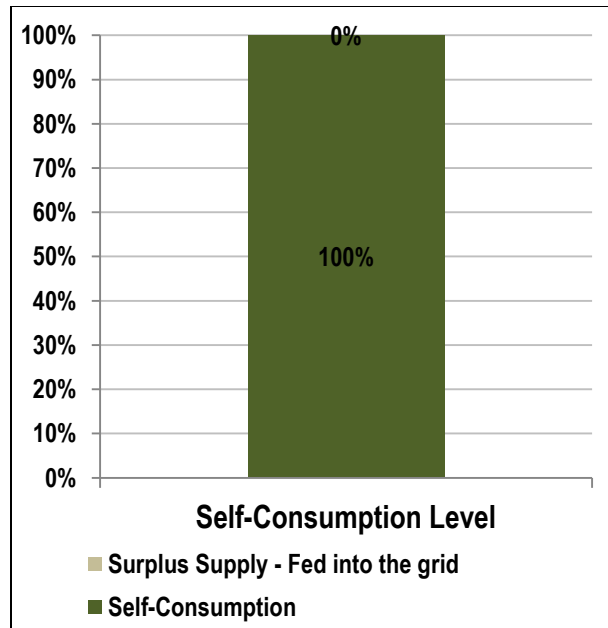


Ilustración 14: Porcentaje autoconsumo

### 8. Información sobre la ejecución de la instalación

A continuación se señalan las principales características del lugar para tener en cuenta durante la ejecución del proyecto. Cabe señalar que mientras más facilidades sean otorgadas a la empresa seleccionada, el tiempo requerido para la realización de los trabajos será menor.

Horarios	Lunes a Viernes	Sábado	Domingo
Trabajo de Obra en el Techo	8:00-19:00		
Ingreso de materiales	8:00-19:00		

Tabla 27: Horarios disponibles para la ejecución del proyecto

Logística	
Lugar disponible para almacenar materiales	Si, en la multicancha y patios
Acceso con vehículos	Si
Existe un espacio físico para instalación de oficina	Sí <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/> Pero se puede usar una sala como oficina temporal
Se pueden ocupar los baños del inmueble	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Tiempo de Instalación estimado[semanas]	2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input checked="" type="checkbox"/> 5 <input type="checkbox"/>
Conexión junto con la distribuidora	4 semanas posterior a la instalación
Otros	

Tabla 22: Facilidades disponibles para la ejecución del proyecto



A continuación se muestra la información que se posee del inmueble que pueden ser entregados a la empresa seleccionada, de esa forma facilitar los trabajos de instalación.

Planos as-built			
	Digital (CAD)	No digital	Observación
Planos Eléctricos	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Planos de cubierta	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Un esquema referencial
Planos de estructura	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	

Tabla 23: Información adicional. Planos as-built

## 9. Información para los oferentes:

Para la ejecución de los servicios se recomienda seguir la metodología y requisitos del Programa Techos Solares Públicos (PTSP) del Ministerio de Energía. La cual incluye las especificaciones técnicas de los componentes, entrega de una ingeniería de detalle previo a los trabajos de instalación, instrucciones generales sobre los trabajos a ejecutar y capacitación respecto a la mantención de la planta.

La solución a ofertar es "llave en Mano", la cual debe incluir como hitos finales la respectiva inscripción a la SEC, el protocolo de conexión con la distribuidora y la puesta en marcha del sistema de monitoreo.

## 10. Conclusiones

Luego de haber realizado el presente estudio de pre factibilidad técnico económico, podemos considerar que a partir de los datos obtenidos, es factible instalar una **planta fotovoltaica de 10,5 [kW]**, conectada a la red.

Potencia [kW]	Costo de la inversión total sin IVA (CLP) <sup>1</sup>	Producción FV esperada [kWh/año]	Tarifa	Costo energía (\$/kWh) (con/IVA) <sup>5</sup>	Ahorro estimado anual [\$ /año]	CO <sub>2eq</sub> evitado [ton/año]
10,5	15.752.999	14.731	AT3	71,70	1.056.213	5,1

<sup>5</sup> Valor Chilectra tarifa AT3 Octubre 2016.