



# Estudio de Pre-Factibilidad Técnica y Económica

Empresa San Sebastián, AGIMA- ARICA



Por encargo de:



Ministerio Federal  
de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza,  
Obras Públicas y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania

**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:**

Matthias Grandel/

**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 Prefactibilidad Técnica y Económica de un Sistema FV para Autoconsumo en Empresa San Sebastián.

**Autor:**

Reinhold Schmidt, Diego Vaca, Diego Benavides

**Aclaración:**

Esta publicación ha sido preparada por encargo del 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, Febrero 2015**

## Contenido

1.	INTRODUCCIÓN.....	4
2.	ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	6
2.1.	MEDICIÓN Y ANÁLISIS DEL CONSUMO CON DATALOGGER.....	6
2.2.	DATOS DE CONSUMO EMELARI Y DEMANDA ANUAL .....	12
2.3.	TARIFA BT1 .....	14
3.	DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	15
3.1.	DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE RADIACIÓN SOLAR EN EL LUGAR ...	16
3.2.	CÁLCULO DE LA POTENCIA PEAK DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO .....	18
3.3.	BASES TÉCNICAS Y DISEÑO DE COMPONENTES .....	21
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	23
4.1.	COSTOS DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENCIÓN.....	23
4.2.	CÁLCULO DE VAN Y COSTO ESPECÍFICO DE GENERACIÓN, LCOE Y PAYBACK.....	25
4.3.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	27
5.	CONCLUSIONES.....	29

## 1. Introducción

El siguiente documento entrega el informe de avance del estudio de pre-factibilidad técnica y económica para la implementación de un sistema fotovoltaico con conexión a red y preferencia de autoconsumo para la empresa de agua purificada San Sebastián, AGIMA-Arica.

Empresa: Agua purificada San Sebastián

El Tofo 3101

Arica

Contacto: Francisco Basy Galup, cel. 6 678 88 67

Coordenadas: 19k, 364337; 7958252

Principal producto de la empresa es agua purificada a través de un proceso de osmosis inversa que se vende en bidones de 20 litros. También se ofrece en el mercado local hielo que se vende en bolsas plásticas.



**Ilustración 1: Producción de Bidones de 20 litros de agua purificada y bolsas de hielo.**



**Ilustración 2: Sala de producción.**



**Ilustración 3: Planta de osmosis inversa.**



**Ilustración 4: Ubicación de la empresa.**

## **2. Análisis de la demanda eléctrica**

Con el fin de determinar la demanda de energía eléctrica se realizó un diagnóstico energético en el lugar. En detalle, se ejecutó las siguientes actividades:

- Medición y análisis del consumo con datalogger, 2 semanas en el lugar
- Análisis de los datos de consumo mediante las boletas de Emelari
- Cálculo de la demanda mensual y anual
- Análisis de la tarifa eléctrica

### **2.1. Medición y análisis del consumo con datalogger**

El consumo actual de energía eléctrica se realiza a través de una conexión al sistema de distribución de la empresa eléctrica de Arica, EMELARI, suministro en baja tensión, trifásico, 220/380V. El consumo se puede agrupar en los siguientes artefactos y equipos eléctricos:

1. Purificación de agua
  - Motobombas de agua
  - Planta de osmosis inversa
  
2. Producción de hielo
  - Máquina de hielo
  - Refrigeradores
  
3. Iluminación, oficina y administración
  - Iluminación de la planta
  - Equipos computacionales
  - Otros

Durante un total de 2 semanas, entre los días del 17 de octubre hasta el día 2 de noviembre se instaló un medidor de kWh con datalogger en el empalme eléctrico a la salida del medidor de Emelari. Se archivó los datos obtenidos en un intervalo de 10 minutos.

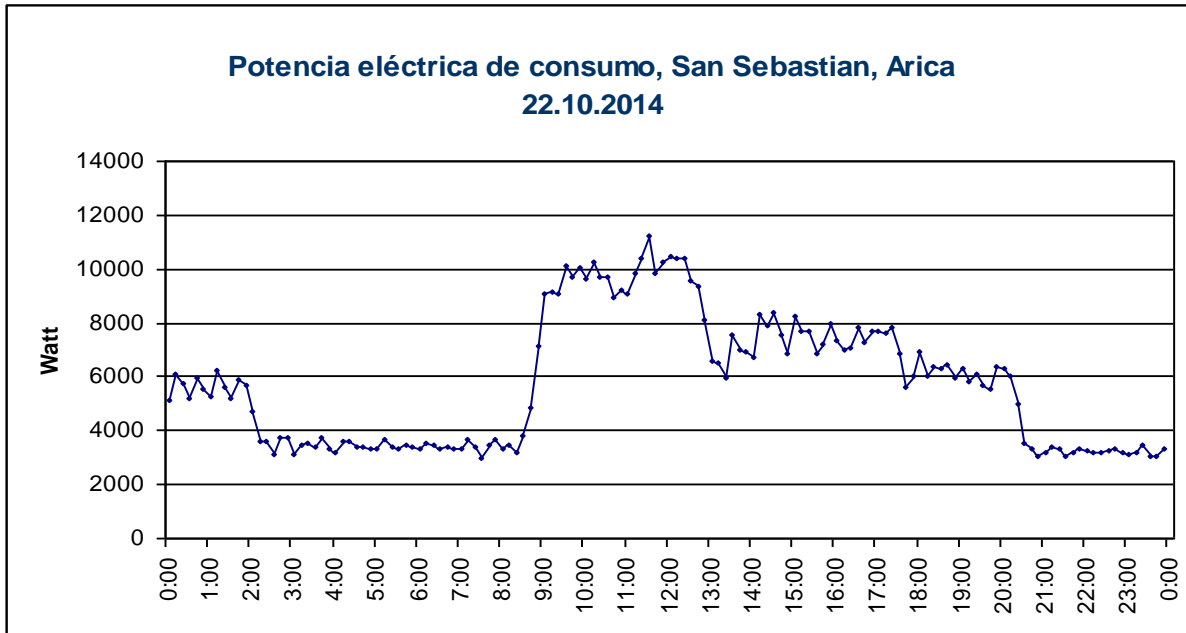
La siguiente Tabla 1 entrega un listado de los diferentes equipos y artefactos eléctricos en la planta con su potencia eléctrica nominal.

Equipo	Marca	Modelo	Potencia Nominal [W]
Máquina de Hielo	BREMA	C 300A	2.600
Refrigerador 1	GAFA	4008 CHI	160
Refrigerador 2			500
Refrigerador 3	Rimasa	BD(W)-600	300
Bomba 1 (Osmosis)	Pedrollo	JCRm 15H	1.100
Bomba 2 (Osmosis)	Grundfos	A96533078P10609	1.100
Bomba 3 (Osmosis)	Baldor	35315-373PS	1.000
Bomba 4 (Estanques)	Pedrollo	PKm 60	370
Bomba 5 (Estanques)	Reggio	SM 100	750
Bomba 6 (Osmosis Químicos)	Pedrollo	JCRm 1A	600
Secador	CROWN	CT1900	1.600
Selladora de Bolsas	Work Tools	F-400	600
40 Tubos Fluorescentes			1.440
7 Computadores			1.050
1 Notebook			25
TV			300
2 Monitores			400
Total			13.895

**Tabla 1. Listado de equipos y artefactos eléctricos**

La planta opera normalmente durante los días lunes – viernes durante el día, según la demanda también en las horas de la noche y sábado en la mañana; la sala de ventas y oficinas de administración trabajan de lunes a viernes durante el día y también el día sábado en la mañana.

La Ilustración 5 muestra un perfil típico de consumo diario, el Anexo A1 presenta todos los perfiles de consumo medidos.



**Ilustración 5: Perfil típico de consumo diario**

Los valores de consumo de energía eléctrica en este día son los siguientes:

Total, 24 horas:	$E_{el, consumo, total} = 138 \text{ kWh}$
Día, 9 – 18 h:	$E_{el, consumo, 9-18h} = 76 \text{ kWh}$
Noche, 18 – 9 h:	$E_{el, consumo, 18-9h} = 62 \text{ kWh}$
Potencia eléctrica, máx.:	$P_{el, max} = 11 \text{ kW}$

La siguiente Tabla 2 y la Figura 2 entregan los resultados de las mediciones realizadas; se muestra el consumo diario total, el consumo durante las horas del día (9 -18 h) y el consumo durante la noche (18 – 9h).

Para el análisis y cálculo de los datos y promedios, ver Tabla 2, se contempla un total de casi 2 semanas, del día viernes 17 de octubre hasta el día miércoles, 29 de octubre de 2014.



San Sebastián, Consumo: 17 de octubre - 02 de noviembre, 2014				
Día	Fecha	Total	9-18h	18-9h
kWh/día				
Viernes	17.10.14	122	77	45
Sábado	18.10.14	78	53	25
Domingo	19.10.14	14	5	9
Lunes	20.10.14	121	81	40
Martes	21.10.14	182	85	97
Miércoles	22.10.14	138	76	62
Jueves	23.10.14	104	61	43
Viernes	24.10.14	100	64	36
Sábado	25.10.14	71	51	20
Domingo	26.10.14	13	5	8
Lunes	27.10.14	104	63	41
Martes	28.10.14	150	77	73
Miércoles	29.10.14	126	62	64
Jueves	30.10.14	83	52	31
Viernes	31.10.14	51	33	18
Sábado	01.11.14	61	18	43
Domingo	02.11.14	32	8	24
promedio ( 17.10 - 29.10)		101,8	58,5	43,3
promedio lunes - viernes		127,4	71,8	55,7
promedio sábado, domingo, feriado		44,0	28,5	15,5

Tabla 2: Datos del consumo medido

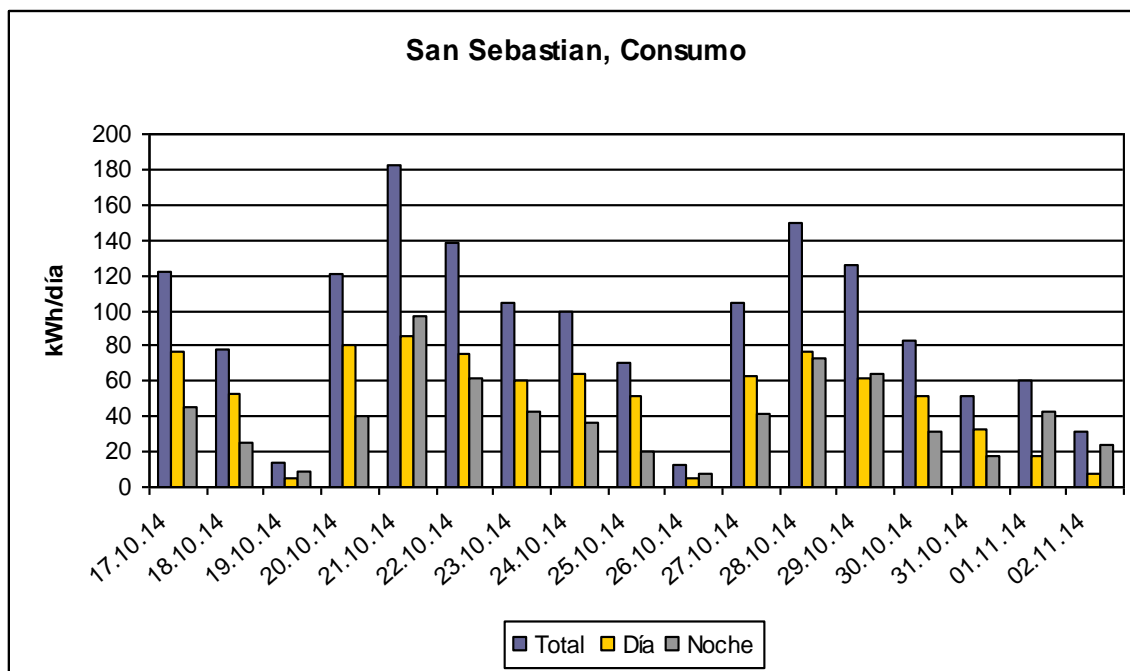


Ilustración 6: Consumo medido

El consumo de energía eléctrica en los días de trabajo de lunes a viernes (17.10. – 29.10.) varió en las dos semanas de medición entre un valor mínimo de 100 kWh/día y un valor máximo de 182 kWh/día.

Durante el fin de semana y feriados la planta normalmente no trabaja; el consumo de energía eléctrica en estos días se concentra en la operación de los refrigeradores para mantener las bolsas de hielo.

Según los resultados obtenidos de las mediciones, el consumo de energía eléctrica entre lunes y viernes aumenta en un 25 % comparado con los valores promedios.

Entre lunes y viernes, el consumo durante el día, entre las 9 – 18 h representa un 57 % del valor total, el consumo entre las 18 – 9h representa un 43 % respectivamente, ver Figura 3.

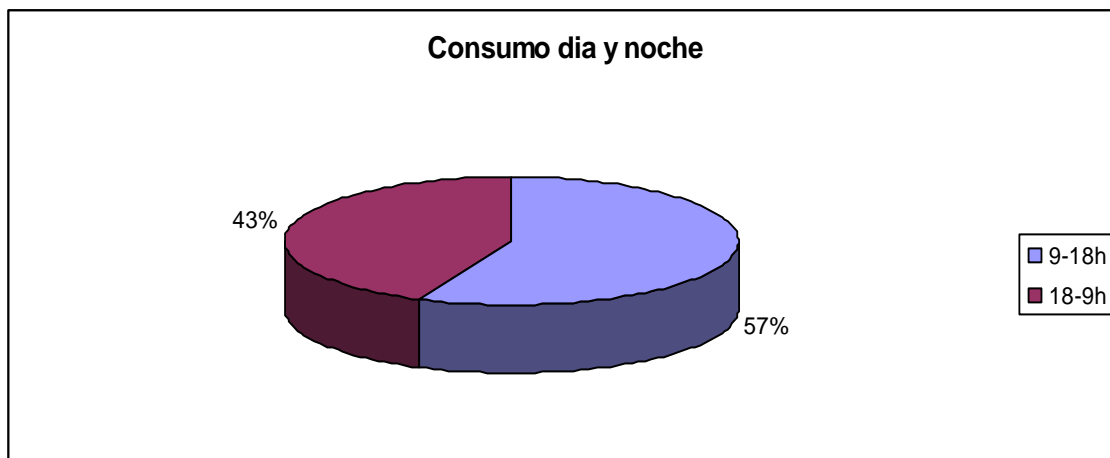
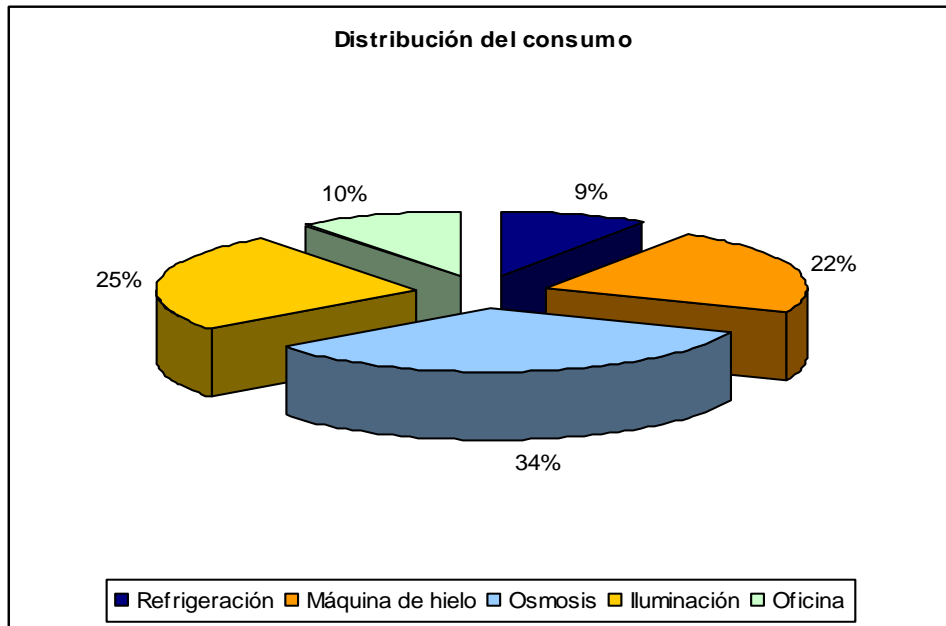


Ilustración 7: Porcentajes de consumo día / noche, entre lunes y viernes

Con los datos de consumo medidos y el análisis de consumo en terreno se estimó la distribución de consumo de energía eléctrica en los diferentes tipos de consumo. La siguiente Figura 4 muestra el resultado.

#### Tipo de consumo

- Refrigeración: 9 %
- Máquina de hielo: 22 %
- Ósmosis inversa: 34 %
- Iluminación: 25 %
- Oficina: 10 %



**Ilustración 8: Distribución del consumo**

**Perfil típico de consumo, lunes - viernes**

Los datos medidos permiten determinar un perfil diario típico como promedio de los 9 días de medición. La siguiente Tabla 3 y la Figura 5 muestran estos valores promedios: el consumo mínimo, máximo y promedio, además el valor absoluto de la potencia máxima registrada. Este perfil del consumo promedio se utiliza después en el diseño del sistema solar.

Datos consumo, lunes - viernes		
$P_{el, max}$	12,7	kW
Consumo prom. total	130	kWh/día
Consumo promedio 9 - 18 h	72	kWh/día
Consumo promedio 18 - 9 h	58	kWh/día

**Tabla 3: Datos de consumo**

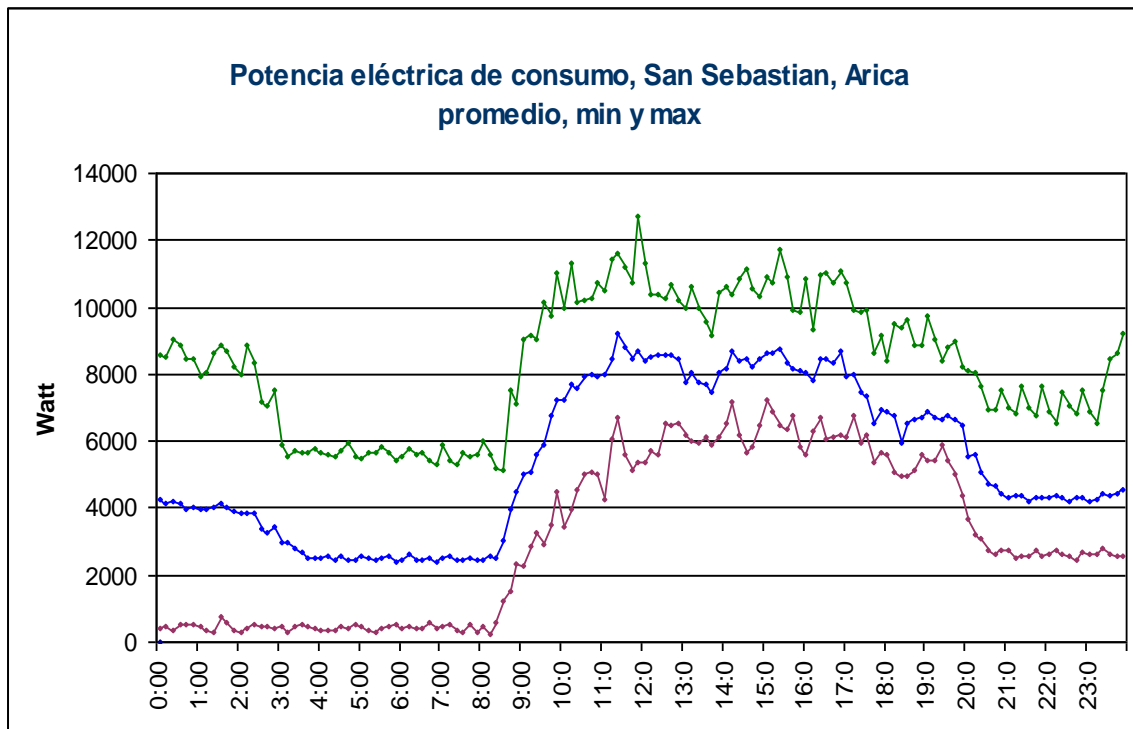


Ilustración 9: Perfil típico de consumo, min./máx. y promedio

## 2.2. Datos de consumo Emelari y demanda anual

Con el fin de determinar la demanda de energía eléctrica en cada mes del año se analizó los datos de consumo entregado en la boleta por la empresa eléctrica Emelari y comparó estos datos con las mediciones realizados en terreno. El valor de referencia de consumo (lunes – viernes) es de 130 kWh/día, datos medidos en el mes de octubre, ver Tabla 3 y Figura 5. Para obtener los datos de consumo en todos los meses del año, se calculó una diferencia según la boleta de Emelari respecto a este valor de referencia de octubre. Finalmente, se obtuvo los valores de consumo diario entre lunes y viernes para todos los meses del año.

La Tabla 4 y la Ilustración 10 entregan este resultado.

	Consumo diario Boleta Emelari todos los días	Diferencia consumo octubre ref.	Consumo diario Lunes - Viernes
Mes	kWh/día	%	kWh/día
ene	135	147	191
feb	175	190	247
mar	95	103	134
abr	103	112	146
may	92	100	130
jun	93	101	132
jul	84	91	119
ago	85	93	121
sep	87	94	122
oct	92	100	130
nov	97	105	137
dic	98	107	139
Promedio:	103		146

Tabla 4: Consumo diario, meses del año.

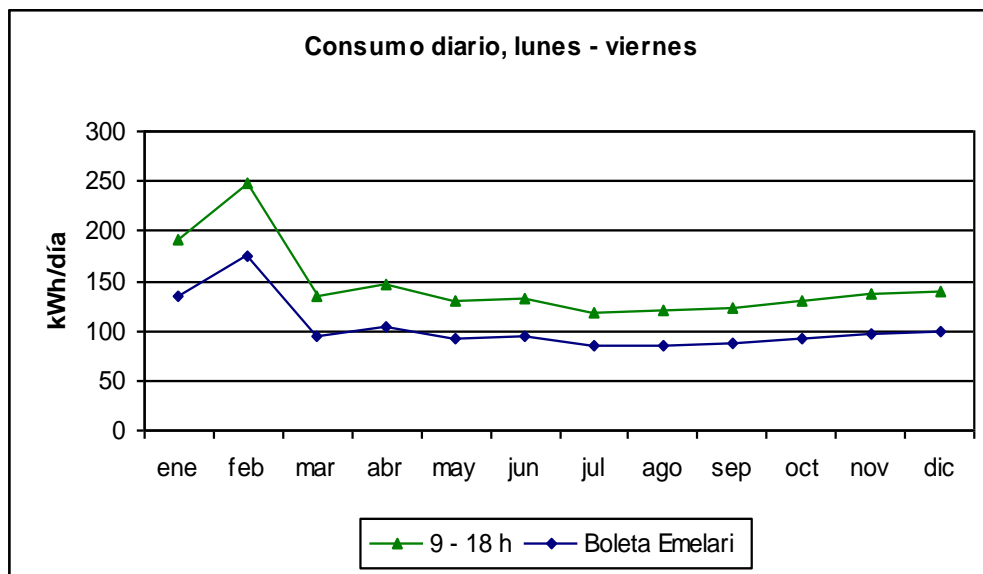


Ilustración 10: Consumo diario en los meses del año.

El consumo de energía eléctrica es relativamente constante durante los meses del año, pero se observa un aumento significativo en los meses de verano, enero y febrero, debido a un aumento de la demanda de agua potable y hielo en verano.

### 2.3. Tarifa BT1

La empresa San Sebastián compra la energía eléctrica de Emelari aplicando la tarifa BT1. Actualmente, la tarifa de San Sebastián, es:

$$T = 91,8 \text{ Pesos / kWh} \quad ( T_{BT1, Arica} = 109 \text{ Pesos / kWh} )$$

Respecto a proyectos energéticos de energía solar, se hacen las evaluaciones económicas por lo menos durante una vida útil del proyecto de 20 años. Predecir o estimar la tarifa eléctrica convencional en el futuro es relativamente difícil; por lo tanto, se propone analizar el aumento de la tarifa eléctrica en los últimos años y tomar este valor como referencia para definir el aumento en los próximos 20 años.

La Ilustración 11 muestra la tarifa BT1 residencial en Arica entre los años 2005 – 2014, durante un total de 10 años.

El aumento de la tarifa ( 2005: 70 Pesos / kWh y 2014: 109 Pesos / kWh ) es de 39 Pesos / kWh, equivalente a un aumento promedio anual de 5 %.

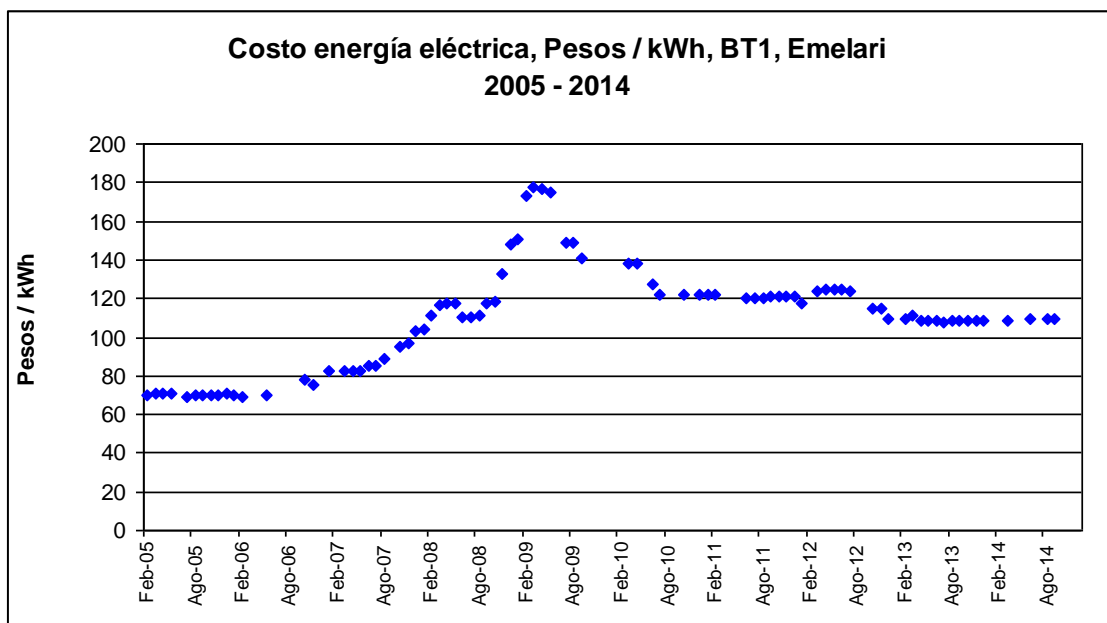


Ilustración 11: Aumento de la tarifa BT1 entre 2005 – 2014

Aplicando este aumento anual de 5 % se puede estimar la tarifa de energía eléctrica en los próximos años. La Tabla 5 entrega el cálculo de las futuras tarifas partiendo con un valor de 109 Pesos/kWh en 2014. Según este cálculo y estimación la tarifa eléctrica subirá a un valor de 142 Pesos/kWh en 10 años y 232 Pesos/kWh en 20 años.

<b>Año</b>	<b>Factor de aumento de tarifa</b>	<b>Tarifa BT1 Emelari 2014</b>
	<b>5 % / año</b>	<b>109 Pesos /kWh</b>
		<b>Pesos</b>
1	1,00000	109
2	1,05000	114
3	1,10250	120
4	1,15763	126
5	1,21551	132
6	1,27628	139
7	1,34010	146
8	1,40710	153
9	1,47746	161
10	1,55133	169
11	1,62889	178
12	1,71034	186
13	1,79586	196
14	1,88565	206
15	1,97993	216
16	2,07893	227
17	2,18287	238
18	2,29202	250
19	2,40662	262
20	2,52695	275

**Tabla 5: Estimación del aumento de la tarifa BT1, 20 años.**

### **3. Diseño del sistema fotovoltaico**

La Ilustración 12 muestra la configuración del sistema fotovoltaico en lo cual el autoconsumo de la planta tiene preferencia. El sistema solar cubre en primer lugar la demanda propia del lugar; cuando existe un excedente del sistema fotovoltaico, este es inyectado a la red. El medidor que se usa en esta configuración es un medidor bi-direccional: registra la cantidad de kWh que se recibe de la red y registra la cantidad de kWh que se inyecta a la red. Para el monitoreo propio del lugar se recomienda también instalar un medidor que registra en forma separada el consumo.

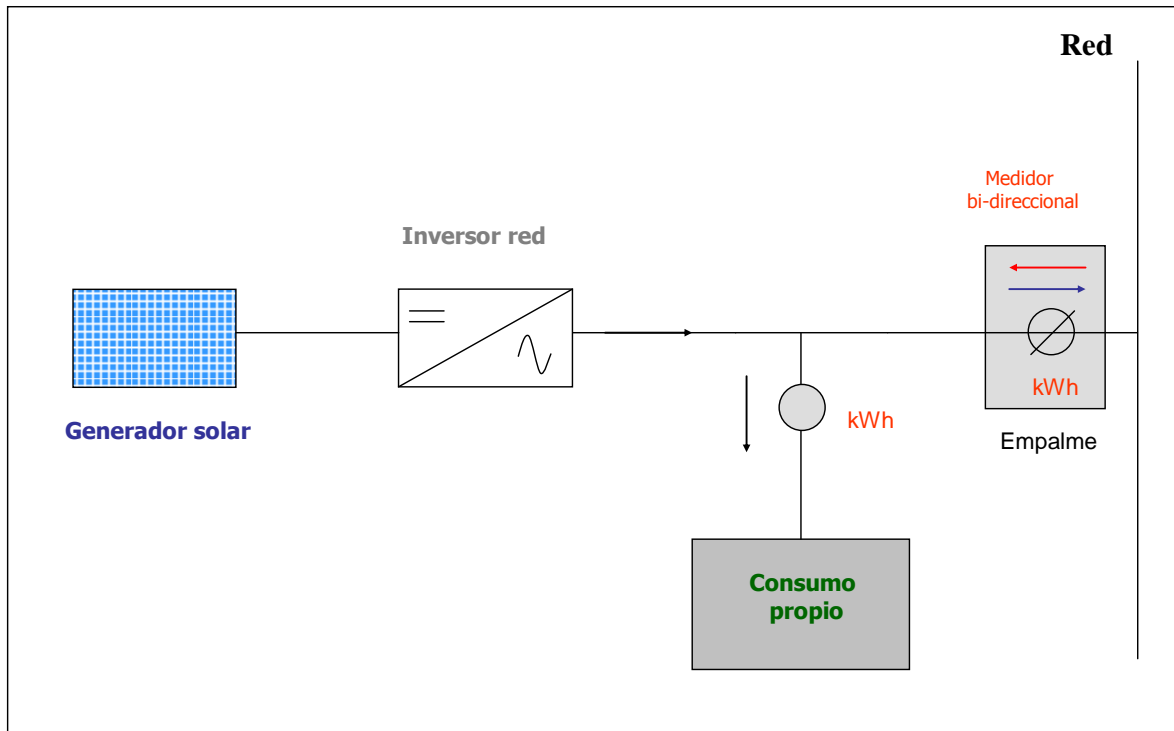


Ilustración 12: Esquema básico del sistema fotovoltaico.

### 3.1. Determinación del potencial de radiación solar en el lugar

Para determinar el potencial de radiación solar en la región, existen varias fuentes de información, como por ejemplo el explorador solar, mediciones propios de proyectos ejecutados y datos de medición de una estación de monitoreo en Pampa Camarones (Proyecto Minenergía-GIZ).

Se propone utilizar los datos de la estación en Pampa Camarones dado que están disponibles en intervalos de tiempo de 10 minutos sobre un año completo. Para el lugar de Arica se ajusta estos valores con un factor de corrección de 0,8; después se calcula la irradiancia en superficie horizontal con un ángulo de inclinación de 15°, orientados hacia el norte.

La Tabla 6 y la Ilustración 13 entregan los datos de radiación global diaria en la superficie horizontal e inclinada, como valores promedios mensuales y valor anual.



Mes	$G_{d,horiz.}$ kWh/m <sup>2</sup> día Pam. Cam.	$G_{d,horiz.}$ kWh/m <sup>2</sup> día Arica	$F_{corr}$ 15°	$G_{d,incl. 15°}$ kWh/m <sup>2</sup> día Arica
Ene	8,08	6,46	0,94	6,09
Feb	7,60	6,08	0,98	5,98
Mar	6,87	5,50	1,03	5,65
Abr	6,14	4,91	1,08	5,33
May	5,30	4,24	1,14	4,83
Jun	4,48	3,58	1,17	4,19
Jul	4,94	3,95	1,15	4,55
Ago	5,39	4,31	1,09	4,72
Sep	7,04	5,63	1,05	5,90
Oct	8,00	6,40	0,99	6,34
Nov	8,35	6,68	0,96	6,42
Dic	7,96	6,37	0,94	6,01
kWh/m <sup>2</sup> día	6,68	5,34		5,50
kWh/m <sup>2</sup> año	2.438			2.008

Tabla 6: Radiación Global diaria, promedios mensuales

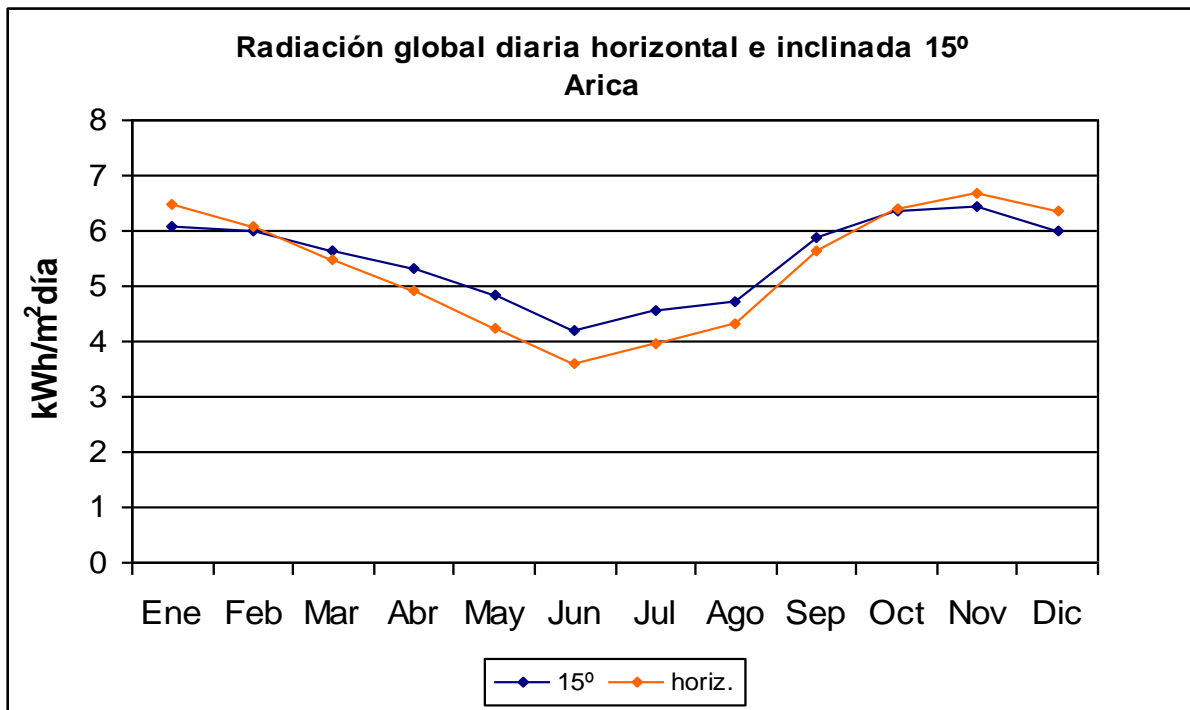


Ilustración 13: Radiación global diaria, promedios mensuales.

### 3.2. Cálculo de la potencia peak del generador fotovoltaico

Escenario autoconsumo, lunes – viernes

Metodología de cálculo:

1. Se calcula la demanda de energía eléctrica, asumiendo el perfil de consumo promedio medido en el mes de octubre, ver Ilustración 9. Los cambios y variaciones mensuales se ajustan según los datos entregados por la boleta de Emelari. Finalmente, se determina el consumo promedio mensual según la tabla 4.

2. Como datos de la radiación solar se utiliza los datos de medición de la estación de monitoreo en Pampa Camarones en intervalos de 10 minutos; para el lugar de Arica se aplica un factor de ajuste de 0,8 y se calcula la irradiancia en la superficie inclinada con un factor de corrección de cada mes, ver Tabla 6 e Ilustración 13.

3. El resultado del cálculo de la potencia peak del generador y la generación mensual sobre el año muestra la Tabla 8 y la Ilustración 14, ver metodología del cálculo en el Anexo 5.

Los principales resultados del diseño presentan la siguiente Tabla 7.

Resultados principales:	
$P_{peak}$	18,0 kW
Generación solar diario, promedio anual	78 kWh/día
Consumo diario, promedio anual	145 kWh/día
Generación solar vs. consumo 24 h	54 %
Generación solar - autoconsumo	88 %
Generación solar - red	12 %
Generación solar, anual:	28,3 MWh/año

**Tabla 7: Resultados principales del diseño.**

San Sebastián	Gen. Solar	Consumo 24 h	Solar-consumo	Solar - grid
Mes	kWh/día			
ene	83	191	83	0
feb	82	247	79	2
mar	77	134	69	8
abr	77	146	71	6
may	70	130	62	8
jun	61	131	58	3
jul	66	118	57	9
ago	68	121	59	9
sep	81	122	64	17
oct	87	130	69	18
nov	88	136	73	15
dic	91	139	76	15
Promedio día:	78	145	68	9
Promedio año:	28.306	53.096	24.932	3.374

Tabla 8: Generación solar y consumo, meses y año

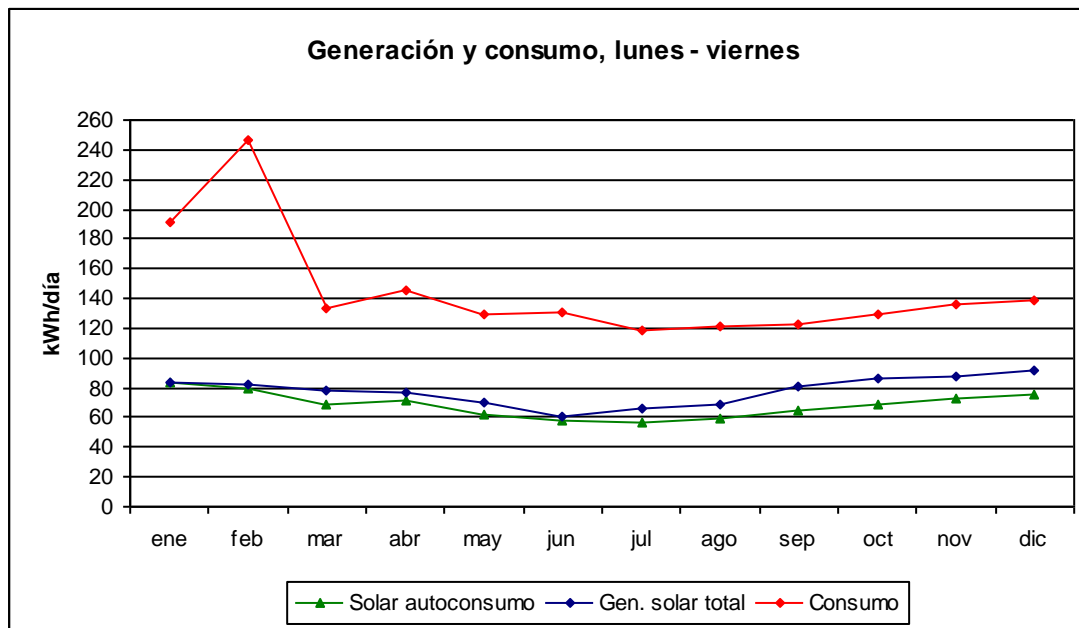


Ilustración 14: Generación solar y consumo, meses del año

Las Ilustraciones 15 y 16 presentan como ejemplo la generación solar y el consumo diario para el mes de abril y diciembre. El Anexo 4 entrega las hojas de cálculo en formato Excel para todos los meses del año.

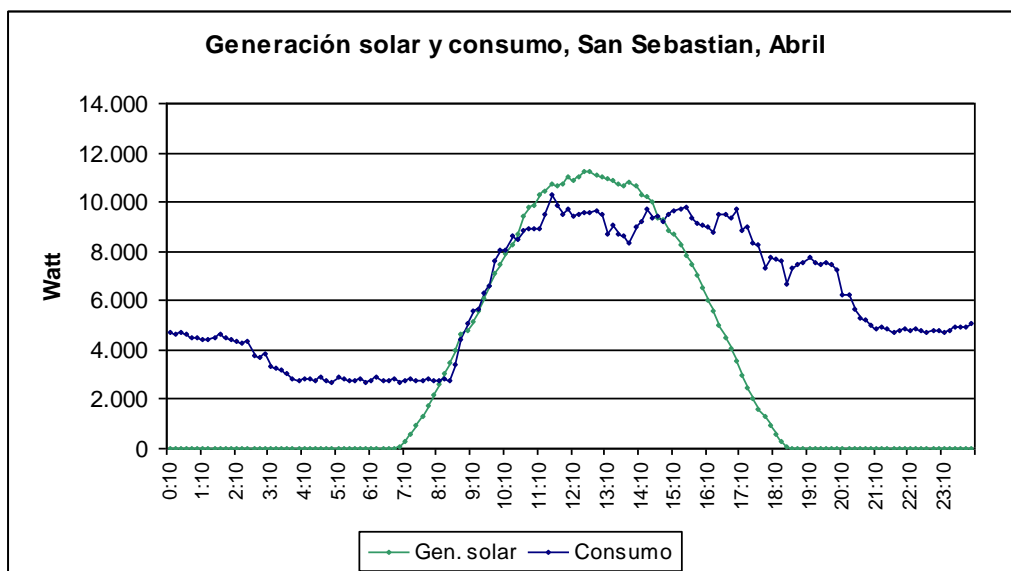


Ilustración 15: Generación solar y consumo, mes de abril

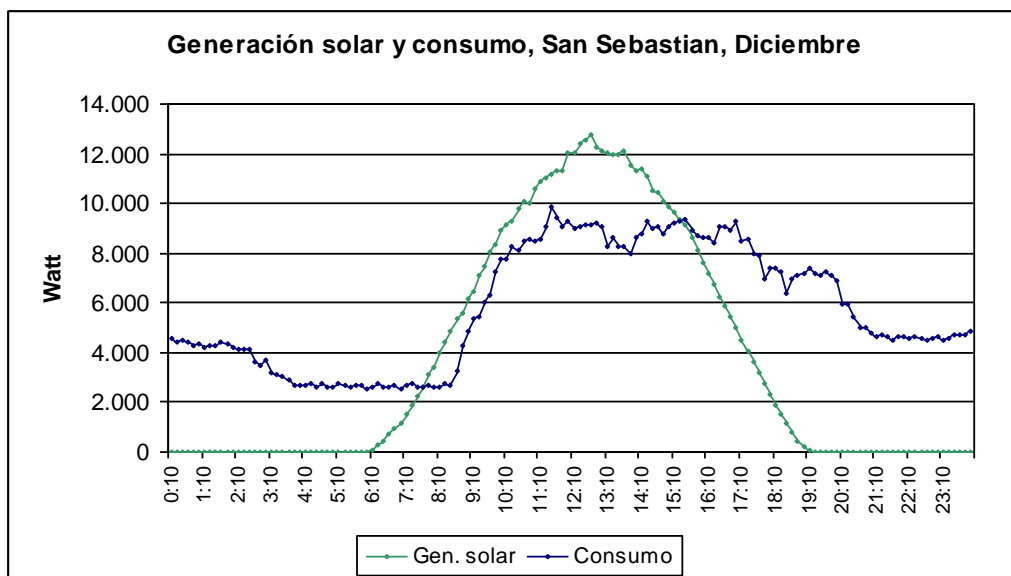


Ilustración 16: Generación solar y consumo, mes de diciembre

### 3.3. Bases técnicas y diseño de componentes

#### 3.3.1 Generador solar

El generador solar tiene una potencia peak de 18 kWp. El arreglo del generador solar contempla un total de 3 strings en conexión paralela; cada string está compuesta por 20 paneles en conexión serie. Como ejemplo, se eligió un panel policristalino de 72 celdas con una potencia peak de 300 Wp. (Marca JA Solar, modelo JA P6-72). Las especificaciones técnicas del panel se encuentran en el Anexo A2.

La siguiente ilustración muestra el diseño y esquema del sistema.

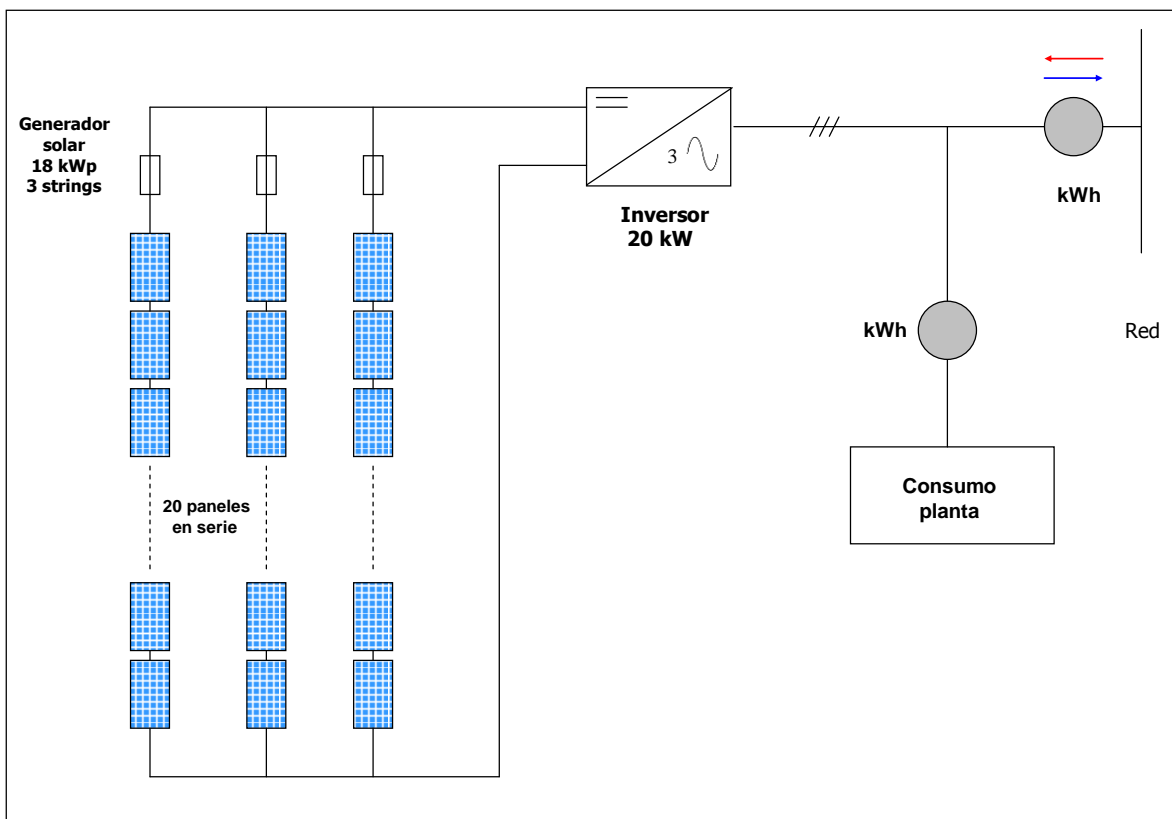


Ilustración 17: Diseño y esquema del sistema.

### 3.3.2 Soporte y montaje del generador solar

El espacio necesario para la instalación del generador solar es de aprox. 180 m<sup>2</sup>. En la planta San Sebastián existe en general suficiente espacio para la instalación del generador solar. Se recomienda reforzar y ampliar el techo existente ( en la foto a mano izquierda ) e instalar el generador solar en esta parte, ver Ilustración 18.



Ilustración 18: Lugar de instalación del generador solar

### 3.3.3 Inversor

El diseño contempla el uso de un inversor tipo central, es decir, los tres strings del generador solar se conectan a la entrada de un solo equipo inversor.

La potencia nominal del inversor es de 20 kW, c.a. Como ejemplo, se seleccionó un inversor de la marca SMA, modelo Sunny Tripower 20000 TLEE.

El Anexo A3 entrega las especificaciones técnicas del inversor.

Se considera una eficiencia del inversor de un 94 %. Todas las pérdidas eléctricas en el sistema como por ejemplo las pérdidas de cables se estiman en un valor total de un 5 %.

## 4. Análisis económico

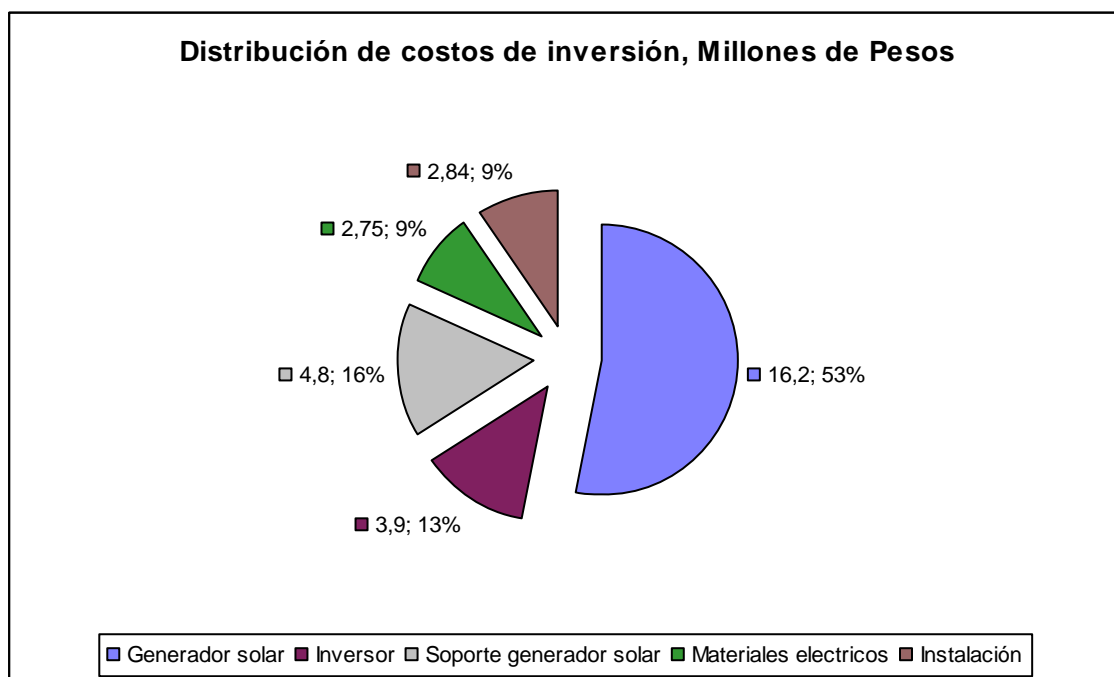
### 4.1. Costos de inversión, operación y mantenimiento

Para efectuar una evaluación económica del sistema, se determinó todos los costos de inversión inicial, de operación y mantenimiento. La siguiente Tabla 9 entrega los detalles de todos los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Los costos de inversión inicial asumen un valor total de \$ 30.490.000.-, neto y contemplan los siguientes ítems:

- Generador solar
- Inversor
- Soporte del generador solar
- Materiales de instalación, cables, tablero, medidores, seccionador, etc.
- Instalación, transporte, mano de obra, planos, permisos, etc.

La distribución de estos costos de inversión muestra la siguiente Ilustración.



**Ilustración 19: Distribución de costos de inversión inicial**

Para la operación del sistema se contempla solamente costos de mantención; la operación de la planta no requiere costos adicionales. La mantención incluye los trabajos de limpieza de los paneles y una mantención técnica una vez al año.

La mantención técnica realiza un técnico eléctrico y contempla la revisión actual de la planta, el funcionamiento del sistema con sus componentes y el análisis de datos sobre la producción del sistema y el consumo de energía eléctrica del lugar. Se estima un costo anual de este trabajo de mantención de \$ 100.000.- Pesos.

La generación solar para autoconsumo se calcula según Tabla 8 y tiene un valor de 24,9 MWh/año; esto produce un ahorro en la compra de energía eléctrica convencional según las tarifas presentadas en la Tabla 5. Una pequeña parte de la generación solar se inyecta a la red, con un valor de 3,4 MWh/año, ver también Tabla 8; se calcula esta venta a la red con una tarifa de net billing de 60 Pesos/kWh.

Costos de inversión, operación y mantención:

	Item	Detalle	Costo neto
1.	Equipos, materiales:		
	Generador fotovoltaico	18 kWp	16.200.000
	Inversor trifásico	20 kW	3.900.000
	Soporte generador solar	incl. refuerzo techo	4.800.000
	Tablero de control, c.c. y c.a.		350.000
	Seccionador c.c.		750.000
	Junction box	strings	500.000
	Materiales de instalación, cables, tierra, etc.		650.000
	Medidores de kWh	bi-direcc y consumo	500.000
	Subtotal equipos, materiales:		27.650.000
2.	Instalación:		
	Instalación	técnicos, eléctricos	1.000.000
	Transporte Santiago-Arica	equipos	600.000
	Puesta en marcha		250.000
	Planos, permisos, SEC		340.000
	Gastos generales		250.000
	Imprevistos		400.000
	Subtotal instalación:		2.840.000
	Total Inversión inicial, 1+2:		30.490.000
3.	Operación y mantención		
	Operación del sistema	limpieza paneles	0
	Mantención técnica	anual	100.000
	Subtotal operación y mantención, costo anual:		100.000

**Tabla 9: Detalle de los costos de inversión, operación y mantención**



## 4.2. Cálculo de VAN y costo específico de generación, LCOE y payback

Los principales parámetros que determinan la rentabilidad del proyecto son los siguientes:

- Costos de inversión
- Costos de operación y mantención
- Vida útil de los componentes y reposición de equipos
- Generación de energía eléctrica del sistema solar
- Ahorro por autoconsumo
- Tarifa de energía eléctrica convencional
- Vida útil del proyecto
- Tasa de interés

Se asume una tasa de interés de  $i = 4\%$  y una duración del proyecto de 20 años. Respecto a la vida útil de los componentes del sistema solar se asume una vida útil del generador solar y de la instalación eléctrica de 20 años; la vida útil del inversor se estima en 10 años, lo que significa reponer este equipo una vez durante la duración del equipo.

Bajo estas condiciones la evaluación económica entrega los siguientes resultados:

VAN = \$ 27,07 Millones de Pesos

TIR = 11 %

LCOE = 90 Pesos / kWh

Pay back = 9 años

La Tabla 10 presenta los detalles de cálculo de VAN, TIR, LCOE y pay-back.

**Costos y cálculo VAN**  
(en Millones de Pesos)

**i = 0,04**

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
<b>1. Inversión</b>																						
Generador solar	16,20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversor	3,90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Soporte gen. solar	4,80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Materiales locales	2,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Instalación	2,84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Subtotal</b>	<b>30,49</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3,90</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2. Costos de operación</b>																						
Limpieza paneles		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento técnico		0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
<b>Subtotal</b>		<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>
<b>3. Ahorros</b>																						
Tarifa BT1, Pesos / kWh		109	114	120	126	132	139	146	153	161	169	178	186	196	206	216	227	238	250	262	275	
Tarifa inyección a red		60	63	66	69	73	77	80	84	89	93	98	103	108	113	119	125	131	138	144	152	
Autoconsumo MWh/año		24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90
Exportación red MWh/año		3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40
Ahorro por autoconsumo		2,71	2,85	2,99	3,14	3,30	3,46	3,64	3,82	4,01	4,21	4,42	4,64	4,87	5,12	5,37	5,64	5,92	6,22	6,53	6,86	
Venta a la red		0,20	0,21	0,22	0,24	0,25	0,26	0,27	0,29	0,30	0,32	0,33	0,35	0,37	0,38	0,40	0,42	0,45	0,47	0,49	0,52	
<b>Saldo año</b>	<b>-30,49</b>	<b>2,82</b>	<b>2,96</b>	<b>3,12</b>	<b>3,28</b>	<b>3,45</b>	<b>3,62</b>	<b>3,81</b>	<b>4,01</b>	<b>4,21</b>	<b>0,53</b>	<b>4,65</b>	<b>4,89</b>	<b>5,14</b>	<b>5,40</b>	<b>5,68</b>	<b>5,97</b>	<b>6,27</b>	<b>6,59</b>	<b>6,92</b>	<b>7,27</b>	
<b>Saldo acumulativo</b>	<b>-30,49</b>	<b>-27,67</b>	<b>-24,71</b>	<b>-21,59</b>	<b>-18,31</b>	<b>-14,87</b>	<b>-11,24</b>	<b>-7,43</b>	<b>-3,42</b>	<b>0,79</b>	<b>1,31</b>	<b>5,97</b>	<b>10,86</b>	<b>16,00</b>	<b>21,40</b>	<b>27,08</b>	<b>33,04</b>	<b>39,31</b>	<b>45,90</b>	<b>52,83</b>	<b>60,10</b>	
<b>VAN</b>	<b>27,07</b>																					
<b>Costo esp. Pesos / kWh</b>	<b>90</b>																					

Tabla 10: Cálculo y evaluación económica.

### 4.3. Análisis de sensibilidad

A continuación, se presenta los resultados de sensibilidad respecto a variaciones en la tasa de interés y en el tamaño del sistema solar.

El primer escenario contempla un sistema solar de 18 kWp con diferentes tasas de interés de 4, 6 y 8 %. El segundo escenario contempla una tasa de interés de un 4 % con diferentes tamaños del sistema solar de 15, 18 y 25 kWp.

Tasa de interés:

La siguiente Tabla 11 y la Ilustración 20 muestran el cálculo de costo específico de energía (LCOE) para el sistema solar de 18 kWp. Se observa una función lineal entre la tasa de interés y el LCOE.

Tasa de interés	LCOE 18kWp
%	Pesos / kWh
4	90
6	104
8	120

Tabla 11: LCOE versus tasa de interés

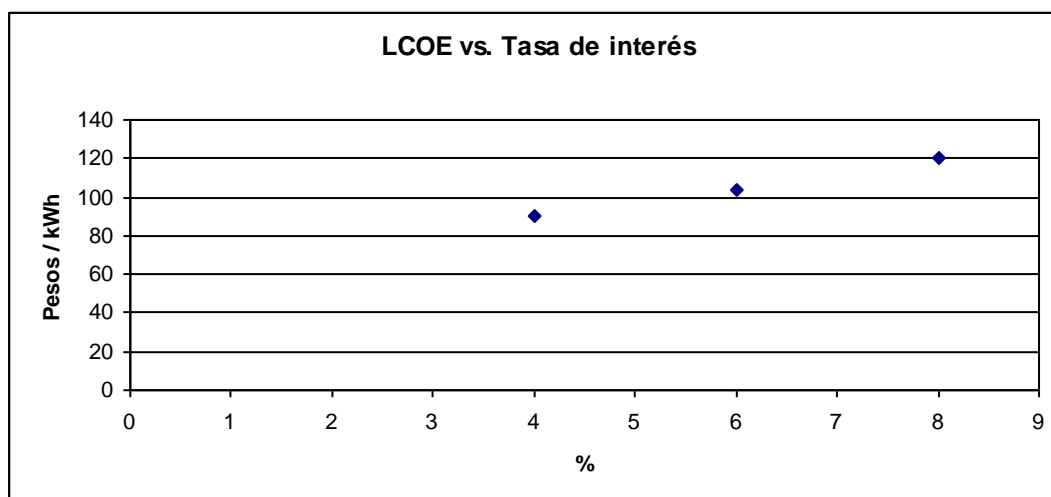


Ilustración 20: LCOE versus tasa de interés

Potencia peak del sistema:

La siguiente Tabla 12 y la Ilustración 21 muestran el cálculo del costo específico de energía (LCOE), los costos de inversión inicial y la generación solar para diferentes tamaños del sistema solar, a una tasa de interés de un 4 %. Aumentando la potencia peak del generador solar, se inyecta más energía eléctrica a la red y, debido al net billing, se registra un leve aumento del LCOE. El sistema solar de 15 kWp presenta en este escenario la mejor solución respecto al costo específico de energía. Considerando un eventual aumento del consumo de energía eléctrica en los próximos años, se recomienda instalar un sistema solar un poco más grande, en este caso sería un generador solar de 18 kWp.

<b>Ppeak</b>	<b>Generación solar</b>	<b>Solar a autoconsumo</b>	<b>Solar a grid</b>	<b>Costo inicial</b>	<b>LCOE</b>
<b>kWatt</b>	<b>MWh/año</b>	<b>MWh/año</b>	<b>MWh/año</b>	<b>Millones Pesos</b>	<b>Pesos / kWh</b>
15	24,1	22,8 95%	1,3 5%	25,41	88
18	28,3	24,9 88%	3,4 12%	30,49	90
25	38,2	27,3 71%	10,9 29%	42,35	91

Tabla 12: LCOE con diferentes tamaños del sistema solar

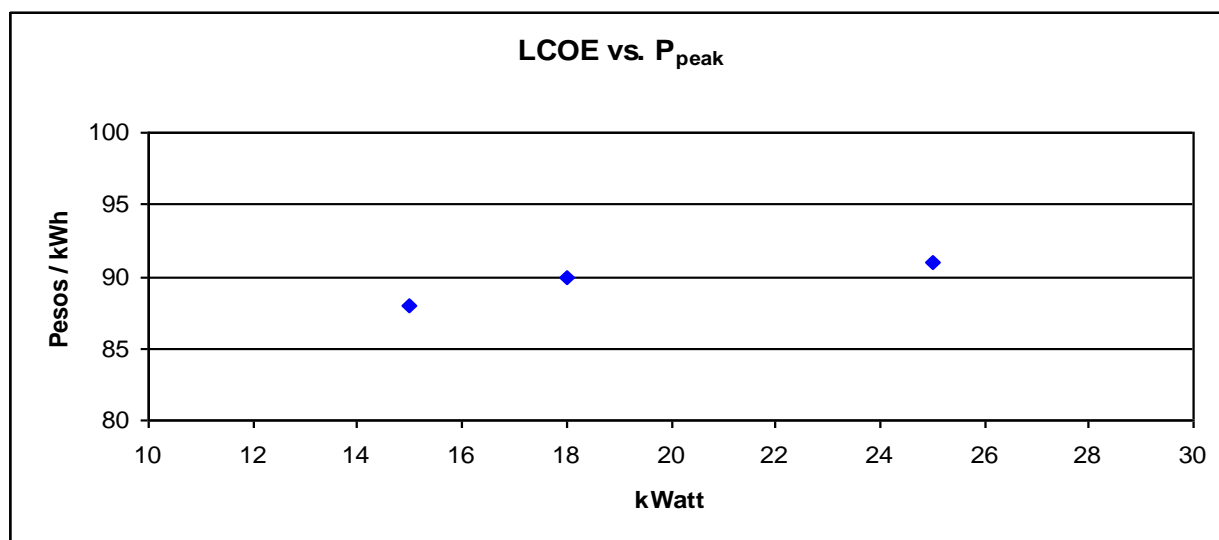


Ilustración 21: LCOE versus diferentes tamaños del sistema solar

## 5. Conclusiones

### Resumen

Los resultados del estudio de pre-factibilidad muestran claramente que la implementación de una planta fotovoltaica con conexión a red y preferencia al autoconsumo durante las horas del día es técnicamente y económicamente viable.

Se contempla una planta solar con una potencia peak de 18 KWp que produce diariamente 78 kWh/día como valor promedio anual. Esto cubre un 54 % del consumo total de 24 horas. La planta se conecta al sistema de distribución de baja tensión en conexión trifásica.

La implementación de la planta requiere una inversión inicial de aprox. 30,5 Millones de Pesos. La evaluación económica entrega un costo específico de energía eléctrica de 90 Pesos/kWh y un periodo de pay-back de 9 años.

### Próximos pasos

Las mediciones en terreno y el análisis de los datos de consumo entregaron entre otros resultados la distribución del consumo sobre las 24 horas del día; el consumo diario entre las 9 – 18 h cubre un 57 % del consumo diario total. Con el fin de mejorar el grado de autoconsumo se recomienda analizar la posibilidad de cambiar algunas rutinas en la producción, es decir reducir el uso de algunos equipos eléctricos en la noche y aumentar su uso durante las horas del día. Esto aumentaría el tamaño del generador solar y mejoraría aún la rentabilidad del proyecto solar.

La inversión inicial de aprox. 30 Millones de Pesos es manejable para la empresa, sin embargo, significa un obstáculo para una pronta realización del proyecto. Por lo tanto, se recomienda analizar con más detalle posibles proyectos y concursos de cofinanciamiento a través de instrumentos de CORFO, Sercotec u otros.