



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE SUMINISTRO, A TRAVÉS DE ERNC PARA COMUNIDAD AGRÍCOLA EN EL NORTE DE CHILE

AUTOR (ES): DANIEL CARTES HIDALGO
JOAQUIN VILLEGAS BUSTOS

SEMINARIO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE EJECUCIÓN EN ELECTRICIDAD

CONCEPCIÓN – CHILE
2014



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE SUMINISTRO, A TRAVÉS DE ERNC PARA COMUNIDAD AGRÍCOLA EN EL NORTE DE CHILE

AUTOR (ES): DANIEL CARTES HIDALGO
JOAQUIN VILLEGAS BUSTOS

DOCENTE PATROCINANTE: FABRICIO SALGADO DÍAZ

DOCENTES ADJUNTOS O CORRECTORES: OSVALDO REINOSO ALARCÓN
JAVIER RIEDEMANN AROS

Dedicatoria

*A nuestras familias por su apoyo,
motivación y cariño.*

RESUMEN

El presente seminario de título tiene como objetivo principal realizar un estudio de factibilidad técnica y económica de energías renovables no convencionales, específicamente orientado a la energía solar fotovoltaica.

El estudio se lleva a cabo, a través, del diseño de un proyecto fotovoltaico que sea capaz de suministrar energía eléctrica a una comunidad agrícola ubicada al Norte de Chile, suficiente para beneficiar algunas necesidades importantes como por ejemplo la agricultura y calidad ambiental, a través de energía que permitirá llevar a cabo algunas actividades, tales como el riego de áreas de cultivo utilizadas principalmente para el autoconsumo de frutas y verduras, calefacción-aire acondicionado para enfrentar las variaciones de temperaturas que existen durante el año y una iluminación eficiente y económica.

El proyecto fotovoltaico, una vez diseñado, permitirá conocer información de carácter técnico para evaluar si es factible, dadas las condiciones geográficas y meteorológicas del lugar elegido en la etapa de diseño, instalar un sistema fotovoltaico. También cuenta con una parte de estudio de factibilidad económica, que permite saber si es viable el proyecto en cuanto al costo que tendría desarrollarlo en contraste a los beneficios que entregará.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	6
CAPITULO 1: ERNC Y SU APOORTE EN LA AGRICULTURA.....	8
1.1 ¿Qué son las ERNC?.....	8
1.2 ERNC y su política energética.....	8
1.3 Situación actual de las ERNC en Chile.....	10
1.4 La agricultura y su evolución desde los inicios de Chile.....	12
1.5 Situación agrícola actual.....	13
1.6 Proyectos de ERNC aplicados en la agricultura.....	14
CAPITULO 2: CONCEPTOS GENERALES Y COMPONENTES DE UN SISTEMA	
FOTOVOLTAICO.....	17
2.1 Definición de un sistema fotovoltaico.....	17
2.2 Energía solar.....	18
2.2.1 Movimiento Sol - Tierra.....	19
2.2.2 Componentes de la radiación solar.....	20
2.2.3 Incidencia de la radiación solar sobre un módulo fotovoltaico.....	22
2.3 Componentes de un sistema fotovoltaico.....	23
2.3.1 Célula fotovoltaica.....	23
2.3.2 Módulo fotovoltaico.....	29
2.3.3 Generador fotovoltaico.....	31
2.3.4 Inversor.....	31
2.3.5 Sistema acumulador de energía.....	32
2.3.6 Regulador de carga.....	36
2.3.7 Protecciones.....	37
2.3.8 Estructuras de soporte.....	39
2.4 Tipología de conexiones.....	41
2.4.1 Sistema autónomo.....	41
2.4.2 Sistema conectado a red.....	43

CAPITULO 3: MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	46
3.1 Mantenimiento de los módulos	47
3.2 Mantenimiento del inversor	49
3.3 Mantenimiento de las estructuras de soporte	49
3.4 Mantenimiento de las baterías	49
CAPITULO 4: DISEÑO Y DIMENSIONADO DEL PROYECTO	51
4.1 Descripción del proyecto	51
4.2 Elección de una localidad modelo	52
4.3 Sistema fotovoltaico autónomo para una vivienda modelo	59
4.3.1 Estimación del consumo	59
4.3.2 Esquema casa modelo	65
4.3.3 Dimensionado del sistema de generación	67
4.3.4 Dimensionado del inversor	71
4.3.5 Dimensionado del sistema de acumulación	72
4.3.6 Dimensionado del sistema de regulación.....	75
4.3.7 Dimensionado de conductores	77
4.3.8 Dimensionado de interruptores	81
4.3.9 Dimensionado de estructuras de soporte.....	83
4.4 Sistema fotovoltaico autónomo para riego	87
4.4.1 Estimación del consumo	87
4.4.2 Esquema modelo	90
4.4.3 Dimensionado del sistema de generación	92
4.4.4 Dimensionado del inversor	95
4.4.5 Dimensionado del sistema de acumulación	96
4.4.6 Dimensionado del sistema de regulación.....	99
4.4.7 Dimensionado de conductores	100
4.4.8 Dimensionado de estructuras de soporte.....	102

CAPITULO 5: EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	103
5.1 Sistema fotovoltaico autónomo para una vivienda modelo	105
5.1.1 Antecedentes económicos	105
5.1.2 Rentabilidad del proyecto fotovoltaico	110
5.2 Sistema fotovoltaico autónomo para riego	117
5.2.1 Antecedentes económicos	117
5.2.2 Rentabilidad del proyecto fotovoltaico	122
CONCLUSIONES	131
BIBLIOGRAFÍA	133
ANEXOS	136

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el uso de la energía proveniente del sol está tomando cada vez más importancia en el ámbito de generación de energía eléctrica. Esto se debe a que es un recurso renovable y que no genera contaminación ambiental en los procesos de conversión de energía solar a eléctrica, aunque la humanidad aún es exclusivamente dependiente de las energías no renovables (convencionales) como por ejemplo el petróleo, carbón, gas natural y nuclear.

Chile posee uno de los niveles de radiación más altos del mundo, concentrados en las regiones ubicadas en la zona norte del país, debido a que durante el año existe muy poca nubosidad, lo que se convierte en una enorme ventaja en el desarrollo exitoso de proyectos fotovoltaicos orientados a aprovechar el recurso solar para el beneficio propio.

Cada día va aumentando la necesidad de integrar los distintos tipos de Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en Chile, debido al problema energético que se ha ido acrecentando con el paso de los años por causa del crecimiento económico del país.

Muchas comunidades ubicadas en el Norte de Chile presentan un gran problema de suministro energético y de agua para las actividades cotidianas. Esto se origina a causa de la ubicación geográfica donde abundan los terrenos áridos y las altas temperaturas. Por consecuencia para las comunidades agrícolas se dificulta el desarrollo de cultivos como hortalizas y frutas para el autoconsumo, lo que origina un alto costo de estos productos, siendo a veces un elemento difícil de acceder para las personas de bajos recursos.

El gran potencial que poseen las ERNC podría ser aplicado para obtener un gran beneficio, para estas comunidades desfavorecidas geográficamente, y ayudar en su desarrollo agrícola y mejorar su calidad de vida que ha sido hasta la actualidad muy difícil. Es por esto que este proyecto se basa en realizar un estudio, de factibilidad técnica y económica de instalar un sistema fotovoltaico del tipo aislado (autónomo), en una comunidad ubicada en el Norte de Chile, considerando el mercado actual del país.

Este seminario se desarrolla básicamente con una parte teórica, mencionada en los primeros capítulos (capítulos 1, 2 y 3) y una parte de proyecto donde se diseña el sistema

fotovoltaico (capítulo 4) para luego realizar un análisis económico (capítulo 5). El contenido de cada capítulo se lleva de la siguiente forma:

Capítulo 1: Llamado “ERNC y su aporte en la agricultura”, abarca el tema del uso de las energías renovables en la agricultura, donde se explica el concepto de ERNC, las políticas que se están tomando en el país respecto a este tema, la situación agricultura en la Zona Norte y para terminar se presentan algunos proyectos de ERNC aplicados en la agricultura como ejemplos.

Capítulo 2: Llamado “Conceptos generales y componentes de un sistema fotovoltaico”, se concentra en explicar teóricamente la energía solar, qué es un sistema fotovoltaico y los elementos que lo conforman. También se explican las tipologías de sistemas fotovoltaicos que existen y sus principales características.

Capítulo 3: Llamado “Mantenimiento de un sistema fotovoltaico”, explica cómo llevar a cabo un mantenimiento correcto de algunos componentes del sistema que requieren una revisión periódica para evitar futuras fallas y anomalías.

Capítulo 4: Llamado “Diseño y dimensionado del proyecto”. En éste capítulo se realizan los cálculos necesarios para dimensionar los elementos que formarán el sistema fotovoltaico. Se inicia por la elección de una localidad modelo, donde se realiza una recopilación de datos meteorológicos como radiación, irradiación y temperaturas en rangos de tiempos determinados. Estos datos meteorológicos permiten continuar con el dimensionado del campo fotovoltaico y los demás componentes del sistema.

Capítulo 5: Llamado “Evaluación económica del proyecto”, abarca el área económica del proyecto y se enfoca en realizar un análisis de cálculos, mediante factores económicos, para determinar la factibilidad de dicho proyecto.

CAPÍTULO 1: ERNC Y SU APOORTE EN LA AGRICULTURA.

1.1 ¿Qué son las ERNC?

ERNC corresponde a la abreviación de Energías Renovables No Convencionales. Éstas se pueden definir como cualquier tipo de energía proveniente del sol y luego convertida, ya sea: de forma directa (como termal, fotoquímica o fotoeléctrica), de forma indirecta (como el viento, hidroeléctrica o biomasa), o bien de algún mecanismo originado por un movimiento de la naturaleza (como geotérmica o mareomotriz).

Las energías renovables se caracterizan porque, en sus procesos de conversión de energía útil, no se consumen y no se agotan debido a que los recursos empleados son regenerados o repuestos por la naturaleza a una velocidad que puede llegar a ser igual o superior a la que son consumidos por el hombre. Las energías renovables suelen ser clasificadas en convencionales y no convencionales, dependiendo de según sea el nivel de desarrollo de las tecnologías empleadas en su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos. Dentro de la clasificación de las convencionales se ubica la energía hidráulica como la más común y utilizada.

1.2 ERNC y Política Energética

Chile se enfrenta a un gran desafío de generar las condiciones óptimas y adecuadas para llegar a ser un país desarrollado en la próxima década. Este ha sido el objetivo que muchos Gobiernos han propuestos. Para alcanzar el necesario desarrollo, se requiere de un crecimiento permanente y en la medida que el país crece, mayor energía se requiere. En el momento de proyectar un futuro energético, Chile aspira lograr que su demanda sea abastecida con energía de calidad, limpia y económica, es por eso que es importante el desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC) porque cumplen con todas las características de la situación.

En Chile, las fuentes de ERNC no han sido desarrolladas de igual forma que las convencionales debido principalmente a los altos costos de inversión, a un desconocimiento de ellas en el mercado y a la presencia de un marco regulatorio que no ha ofrecido grandes incentivos para su inversión.

En el año 2009, solo el 2,7% de la matriz energética chilena provenía de ERNC. Actualmente, dicha Cifra no supera el 9% del total de la matriz energética, claramente se ve un progreso del desarrollo de proyectos favorables a las ERNC, este incremento se debe a que el Estado realizó algunas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos mediante la Ley 19.940 y la Ley 20.018, también conocidas como Ley Corta 1 y 2, respectivamente. Estas leyes intentaron en primer lugar mejorar los sistemas de tarificación en la transmisión y posteriormente en la generación. Además, incorporaron ventajas comparativas para las ERNC de forma de asegurar un trato no discriminatorio para el desarrollo de este tipo de energías en el mercado energético.

De esta forma, en marzo de 2008 fue promulgada la ley 20.257 (o Ley de Energías Renovables No Convencionales) ante la necesidad de dar un mayor impulso a las inversiones en ERNC y acelerar el desarrollo de este mercado en Chile, estableciendo una obligación para las empresas eléctricas con la capacidad instalada superior a 200 MW, para que una parte de la energía que comercialicen con distribuidoras o clientes finales, esto es un 5% que provenga de medios de generación renovable no convencionales propios o contratados. Esta ley considera como fuentes de ERNC a las energías geotérmica, solar, eólica, de biomasa y biogás, de los océanos e hidráulica.

Con el paso del tiempo esta ley se ha ido modificando para fomentar la evaluación de proyectos de ERNC a través de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), creando así por ejemplo el crédito CORFO ERNC, un crédito a largo plazo para financiar a empresas que desarrollen proyectos en materia de la ERNC, tanto para generación como para distribución.

Uno de los hitos más actuales en el desarrollo de la matriz energética sustentable en Chile es la promulgación en febrero de 2012 de la ley cogeneración domiciliaria o Net Billing, esta ley consiste en la regulación de pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Este

cuerpo legal viene a establecer el sistema de incentivo a los pequeños medios de generación distribuidos en base de ERNC, conocido a nivel internacional como Net Metering.

Esta ley busca establecer el derecho de los clientes regulados que tengan medios de generación ERNC o cogeneración eficiente a inyectar los excedentes de energía a la red de distribución. Este derecho se encuentra establecido a primera vista para los clientes regulados que cuenten con medios de generación que no superen los 100 kilowatts, sujeto a que no afecte a la seguridad operacional de las redes de distribución. Las inyecciones de energía que realicen estos medios de generación serán valorizadas a un precio menor al que las empresas de distribución traspasan a sus clientes la energía conforme a los precios regulados fijados por decreto.

En general la política chilena ha presentado variados mecanismos de estrategias para el fomento progresivo de las ERNC para una alta penetración de estas en el país, resulta un gran desafío determinar cuál de los mecanismos de fomento constituirá una mejor política de fomento para las energías renovables en Chile.

1.3 Situación actual de las ERNC en Chile

En estos últimos años el país le ha dado una importancia mayor a los proyectos de ERNC, que suministren potencia a los cuatro grandes sistemas eléctricos conocidos (SING, SIC, Sistema Eléctrico de Aysén y Sistema Eléctrico de Magallanes), debido a los problemas, planteados en el punto anterior (1.2), que se están comenzando a hacer más notorios a medida que el país aumenta su desarrollo a nivel industrial y económico.

Según un reporte correspondiente al mes de Agosto del año 2014 del Centro de Energías Renovables (CER), que pertenece al Ministerio de Energía, se ha llegado a una potencia instalada en todo el país, proveniente de ERNC, de 1716 MW equivalente al 8,7% de la potencia instalada en los sistemas eléctricos. De esta potencia instalada, la ERNC con mayor aporte y que hasta el momento está liderando es la Energía Eólica con una potencia instalada de 682 MW (40%), seguida de: Plantas de Biomasa que entregan una potencia de 461 MW (27%), Mini Centrales Hidráulicas con 342 MW (20%), Plantas Solares con 189 MW (12%) y Biogás con 43 MW (3%).

Desde enero a julio del año 2014 se han entregado a la matriz nacional cerca de 600 MW provenientes de fuentes renovables no convencionales, en contraste al año 2013 donde se entregaron sólo 291 MW.

También se destacan los 487 MW de plantas de Energía Solar que están en proceso de construcción y los más de 17000 MW en iniciativas de ERNC que están en proceso de evaluación en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), dónde la energía solar es la que lidera con más de 6100 MW, como se muestra en la Tabla 1.1, ya aprobados con la Resolución de Calificación Ambiental.

Tabla 1.1 Estado de proyectos ERNC.

Tipo	Operación (MW)	Construcción (MW)	RCA Aprobada	En Evaluación (MW)
Biomasa	461	22	94	94
Biogas	43	0	1	8
Eólica	682	154	4542	2481
Mini-Hidro	342	34	290	185
Solar - PV	189	487	6150	4247
Solar - CSP	0	100	760	0
Geotermia	0	0	120	0
Total	1716	797	11957	7015

Respecto a la generación de energía de las ERNC, ésta dobla la exigencia de la ley 20.257 que establece una meta de un 5% de inyección mediante energías renovables en los sistemas eléctricos. En el mes de julio de 2014 la generación llegó a los 532,3 GWh, cifra que es 50% superior al mismo mes del año 2013. El tipo de energía que más aporta en cuanto a la generación es la biomasa con 229 GWh, seguida de: la eólica con 130 GWh, mini hidráulica con 116 GWh, la solar con 33 GWh y finalmente biogás con 25 GWh.

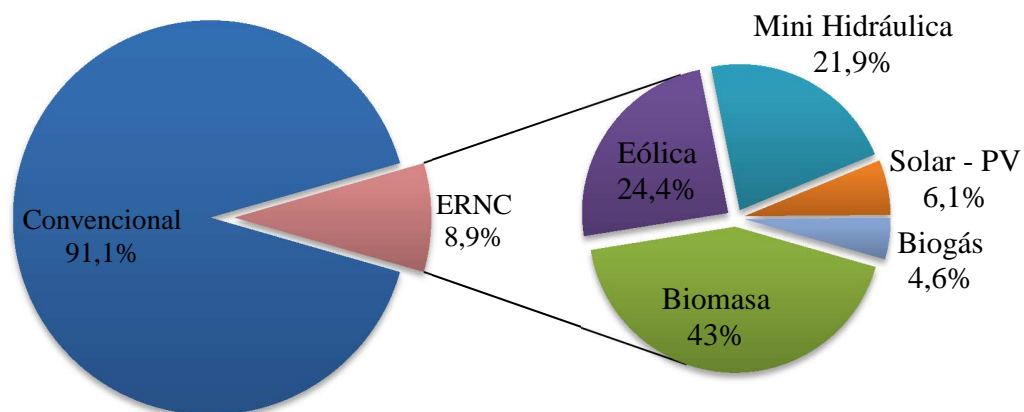


Fig. 1.1 Generación de ERNC en el año 2014.

1.4 La agricultura y su evolución desde los inicios de Chile

La agricultura chilena tiene antecedentes prehispánicos en gran parte del territorio nacional. Las primeras comunidades agrícolas surgieron en el Norte Grande, luego fueron transmitiendo sus conocimientos y técnicas hacia el sur. Los primeros cultivos prehispánicos más importantes fueron el maíz, la papa, el poroto y el zapallo. Posteriormente con la llegada y colonización de los españoles se introdujeron más cultivos como la manzana, la oliva, el trigo y la vid.

En mayo de 1838 se fundó la Sociedad Nacional de Agricultura y Colonización (actualmente SNA), siendo la agrupación gremial más antigua de Chile, encargada de defender los intereses de los distintos sectores agrícolas y agroindustriales. Actualmente la entidad encargada de esta actividad es el Ministerio de Agricultura que es la institución del estado encargada de coordinar y fomentar esta actividad.

La agricultura es diversa debido a la geografía del territorio Chileno, lo que ofrece una gran diversidad de productos agrícolas. Éstos se venden y utilizan tanto internamente (autoconsumo) como para la exportación siendo una actividad que aporta con un gran porcentaje de las exportaciones del país a otras naciones de América, Asia y Europa principalmente.

En el año 2005 esta actividad ocupaba al 13,2 % de la mano de obra chilena, junto con la ganadería que corresponden a las principales actividades de las regiones del centro y del sur del país. La exportación de frutas y verduras ha alcanzado niveles históricos al abrirse las puertas de los mercados asiáticos y europeos.

Debido a la evolución que ha experimentado el país en las últimas décadas es posible contrastar que la agricultura ha sufrido importantes transformaciones. Como resultado de estas transformaciones que se han ido efectuando a largo plazo (décadas), el sector agrícola se ha constituido en uno de los pilares del desarrollo económico del país lo que la ha llevado a instalarse en los mercados internacionales, compitiendo de la mano con países más eficientes en una agrícola mundial que acelera cada vez más su integración y especialización.

1.5 Situación agrícola actual

La economía chilena en general y el sector agrícola en particular, han mantenido un proceso constante de modernización y progreso desde la década de los 80, lo que se ha ido materializando en una exitosa diversificación de nuestra agricultura, así como en la inserción y posicionamiento de sus productos en los mercados internacionales. El mundo actual también ha ido mostrando signos de creciente complejidad, lo que nos ha obligado a desplegar esfuerzos permanentes por mantenernos vigentes, tanto política como económicamente, en las dinámicas redes por las que se interconectan las relaciones internacionales actuales.

Es así como nuestro país, un pequeño territorio en el hemisferio sur, alejado de los principales circuitos económicos mundiales ha ido construyendo una sociedad de creciente estabilidad social y política, obteniendo reconocimiento por la calidad de los productos, servicios y por la seriedad de nuestro sector empresarial productivo y exportador. Sin embargo en la actualidad Chile está inmerso en un escenario particularmente difícil y competitivo, lo que nos obliga a modernizarnos para hacer frente a mercados domésticos y externos cada vez más exigentes, eficaces y progresar en la productividad de calidad mediante avances científicos y tecnológicos. Frente a este panorama, se está consciente de la gran tarea. Pero también del

enorme potencial que nuestro sector agropecuario posee para seguir expandiéndose y Chile se transforme en un reconocido líder mundial en exportaciones de alimentos inocuos y de calidad.

Entre las principales acciones se pueden destacar los especiales esfuerzos desplegados en el fomento al riego y drenaje. Sin duda el agua no es solo es uno de los principales insumos de la agricultura, sino también una de las preocupaciones fundamentales, tomando en cuenta los escenarios de creciente escasez que se observan para el país, según los pronósticos vinculados al cambio climático.

En el país se cultivan anualmente, tanto al aire libre como en invernaderos, una gran variedad de hortalizas, cuya superficie anual fluctúa alrededor de 90.000 hectáreas. Su producción es tanto para el consumo en fresco como para la agroindustria (congelados, deshidratados, conservas y jugos), para los mercados interno e internacional. Entre las especies cultivadas para el consumo fresco destaca la producción de lechuga, tomate, cebolla zanahoria y zapallo, y entre las especies destinadas a la agroindustria sobresalen tomate, maíz, alcachofa, arveja, poroto verde, esparrago y pimienta.

Las hortalizas cultivan en todo el país, lo que permite una amplia disponibilidad de productos durante todo el año. El norte de Chile se caracteriza por la producción temprana, que obtiene los mejores precios en el mercado interno. La zona central, donde se concentra la mayor producción, abastece el mercado con una gran oferta y variedad de productos. La zona sur presenta características climáticas aptas para un grupo de cultivos hortícolas que en ciertas épocas del año abastecen los mercados locales.

1.6 Proyectos de ERNC aplicados en la agricultura

El éxito de la producción agrícola está relacionado con la energía. Se requiere de energía en procesos importantes como el riego, la ordeña, los mecanismos de control para las heladas, entre otros.

Para el sector agrícola las ERNC son algo nuevo y el potencial que posee este sector para el desarrollo de ellas es muy grande. Los desechos agrícolas (biomasa), la radiación solar, el viento y el agua son recursos naturales que abundan en gran parte del territorio ocupado para esta actividad económica. Sin dudas estos recursos ofrecen muchas oportunidades para transformar el sector agrícola en una actividad autosostenible y que esté en armonía con el medio ambiente, produciendo menor contaminación en sus procesos de producción.

Debido al problema energético al que Chile se enfrentará en los próximos años, el gobierno ha decidido implementar estrategias energéticas hasta el año 2025, poniendo énfasis en la eficiencia energética y dándole mayor participación a las energías renovables no convencionales, las cuales tienen un gran potencial en gran parte del territorio nacional.

Hasta el momento existen algunos proyectos, basados en ERNC, que se podrían implementar según el Centro de Energías Renovables del Ministerio de Energía. Entre los que destacan:

a) Biodigestores

Consiste en la degradación de la biomasa en condiciones anaeróbicas, mediante microorganismos que producen principalmente gas metano, el cual puede ser utilizado en la producción de energía eléctrica.

Una de sus ventajas es el aprovechamiento de los desechos generados en la actividad agropecuaria. Además como subproducto se genera un sustraído usado como fertilizante.

b) Bombeo solar de agua

Sistema que consiste en paneles fotovoltaicos que capturan la radiación proveniente del sol y la transforman en energía eléctrica para alimentar bombas destinadas al riego. Consiste en un sistema simple que no requiere gran trabajo en el mantenimiento de las bombas y limpieza de los paneles fotovoltaicos.

c) Bombeo eólico de agua

La energía cinética que posee el viento en algunas zonas aisladas, puede ser utilizada para mover grandes turbinas eólicas que transforman dicha energía en mecánica la que mediante un generador se transforma en eléctrica. Esta energía final es capaz de dar suministro eléctrico a bombas utilizadas en el riego.

d) Secadores solares

Es un equipo colector de radiación que calienta el aire dentro de una cámara de secado. El aire caliente dentro de la cámara deshidrata el producto que se encuentra en el interior.

e) Minicentrales de paso

Son sistemas hídricos generalmente pequeños que se ubican en el cauce de ríos y mediante una turbina conectada a un generador se transforma la energía del agua en energía eléctrica.

f) Calderas de biomasa

Consiste en una caldera de alta eficiencia que se puede utilizar para generar energía térmica y eléctrica. Dicha generación se obtiene de una turbina de vapor, que funciona con el vapor producido al calentar el agua.

Actualmente ya existen proyectos exitosos de ERNC en el sector agrícola, tanto privados (Schwager Energy, HBS Energy y Subsole) como públicos donde destacan los proyectos del programa nacional de ERNC para la pequeña agricultura de Indap (Instituto de Desarrollo Agropecuario del Ministerio de Agricultura). Esto confirma que es posible este tipo de energías con los productores y empresas silvoagropecuarias.

CAPÍTULO 2: CONCEPTOS GENERALES Y COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.

2.1 Definición de sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico es una agrupación de variados elementos eléctricos, electrónicos y mecánicos, que en conjunto realizan una transformación de la energía que irradia el sol, en energía eléctrica, sin mediación de reacciones químicas, ciclos termodinámicos, o procesos mecánicos que requieran partes móviles.

Estos sistemas constan de elementos fundamentales para su funcionamiento tales como: generador fotovoltaico, acumulador de carga (baterías), regulador de carga y un inversor que puede ser opcional dependiendo del tipo de sistema fotovoltaico y de la carga que se conectará a él.

Según el funcionamiento, con relación a una red eléctrica convencional, existen dos tipos fundamentales de sistemas fotovoltaicos: de una parte están los denominados sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCR), que necesitan la conexión a una red eléctrica para realizar su función generadora de electricidad. Por otra parte, están los sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA), que al contrario de los anteriores, no necesitan de una conexión con una red eléctrica, y su funcionamiento es independiente de dicha fuente de energía como es la red, es decir, estos últimos tienen un funcionamiento en isla y requieren de un sistema acumulador de energía, constituido de bancos de baterías, para tener reservas de energía cuando el campo fotovoltaico no esté recibiendo radiación solar.

2.2 Energía solar

El sol es la estrella más cercana a la tierra, a una distancia aproximada de 150 millones de kilómetros. En su núcleo debido a las altas temperaturas, se libera energía mediante un proceso de fusión nuclear. Esta energía es irradiada por la superficie del sol, que se encuentra a 5778 Kelvin, en forma de ondas electromagnéticas con distintas longitudes de onda.

En el ámbito fotovoltaico existen dos magnitudes, irradiancia y radiación, que describen fenómenos relacionados entre sí pero no equivalentes, por lo que es de importancia diferenciarlas.

a) Irradiancia

Se define como la relación de potencia incidente por unidad de superficie de cualquier onda electromagnética con la superficie que la recibe. Se expresa de la siguiente forma:

$$G = \frac{P_{inc}}{A} [W/m^2] \quad (2.1)$$

Dónde:

G : Irradiancia (W/m^2)

P_{inc} : Potencia incidente (W)

A : Área de la superficie (m^2)

b) Radiación

A veces conocida como Irradiación, es la cantidad de irradiancia recibida en un tiempo determinado, por lo tanto es una medida de energía. En el ámbito fotovoltaico generalmente se utilizan las expresiones $kWh/m^2/día$ para radiaciones diarias y $kWh/m^2/año$ para radiaciones correspondientes a periodos anuales.

2.2.1 Movimiento Sol – Tierra

a) Movimiento Sol - Tierra Real

La tierra presenta dos movimientos principales en su camino alrededor del sol. Uno de ellos denominado rotación que consiste en un giro sobre sí misma, y otro llamado traslación que realiza un movimiento alrededor del sol. El giro de la tierra alrededor de su eje causa cambios que afectan a la distribución de la radiación solar a lo largo de un día, y la posición de este eje respecto al sol causa cambios estacionales.

Existen dos parámetros fundamentales para poder entender los movimientos de la tierra, éstos son la excentricidad y declinación solar.

La excentricidad es la relación que existe entre la distancia en un momento dado entre la Tierra y el Sol (r) y la distancia media Tierra - Sol (r_0).

La declinación solar es el ángulo que se origina entre una línea que une los centros de la tierra y el sol y el plano ecuatorial. Este parámetro al igual que la excentricidad varía cada día, y se obtiene a través de la siguiente expresión simplificada:

b) Movimiento Sol - Tierra Aparente

Aunque es sabido que la tierra gira alrededor del sol, la sensación que se tiene es que el sol gira alrededor de la tierra. A este movimiento se le denomina movimiento Sol - Tierra Aparente, y es muy útil al momento de realizar cálculos sobre como incide un rayo de sol sobre una superficie que estuviese situada en la tierra, por ejemplo un módulo fotovoltaico.

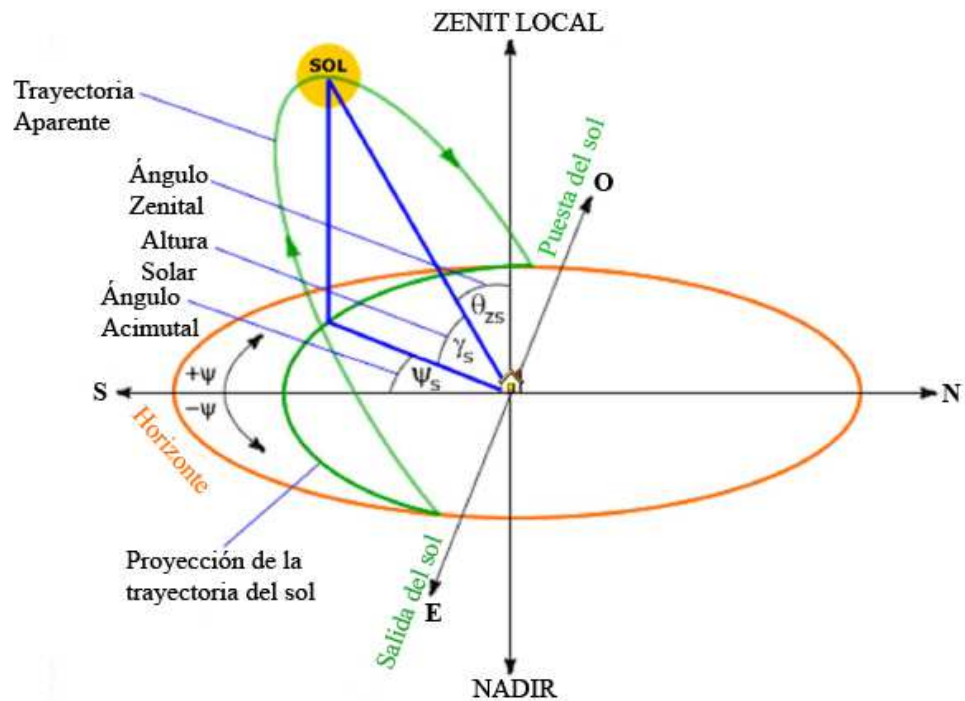


Fig. 2.1 Movimiento Tierra - Sol Aparente.

La altura solar está dada por el ángulo γ_s , que corresponde al ángulo formado por el sol respecto a la horizontal del lugar. Se determina conociendo la latitud del lugar, la declinación solar de un día y el ángulo horario.

El ángulo complementario a la altura solar se denomina distancia zenital. Mientras que el otro ángulo que permite conocer la posición solar respecto a un observador ubicado en la tierra es el azimut solar.

2.2.2 Componentes de la radiación solar

La radiación que recibe un elemento situado en el exterior de la atmósfera terrestre proviene directamente del sol. Esta radiación es conocida como Radiación Extraterrestre.

Sin embargo, la radiación solar al atravesar la atmósfera, por acción de los agentes atmosféricos, ésta es reflejada (nubes), absorbida (ozono, oxígeno, vapor de agua, etc.) y dispersada (moléculas, gases de agua) Por último la radiación que llega al suelo, una parte es

absorbida por el propio suelo y otra reflejada. La intervención de los agentes atmosféricos da como resultado la descomposición de la radiación solar incidente en tres componentes:

a) Radiación Directa

Está constituida por los rayos del sol que llegan directamente a un punto determinado. Estos rayos solares no se ven afectados por la acción de agentes terrestres (nubes y montañas principalmente), esto quiere decir que no se desvía o difuminan en su paso por la atmósfera.

b) Radiación Difusa

Proviene de los rayos solares no directos y dispersos por las nubes o muchos otros factores (montañas, edificios, suelo y otras superficies en altura). A diferencia de los rayos solares directos, los difusos llegan en todas direcciones debido a que su dirección fue desviada por los factores recientemente mencionados.

c) Radiación de Albedo

Proviene principalmente de la superficie terrestre debido a la reflexión de la radiación incidente en ella. Generalmente esta radiación es despreciada debido a que su efecto sobre un receptor es muy bajo y no produce alteraciones significativas en los cálculos de sistemas fotovoltaicos.

La radiación total corresponde a la suma de la radiación directa, difusa y albedo y se denomina radiación global.

En la figura 2.2 es posible apreciar con una mayor claridad los elementos de la radiación solar.

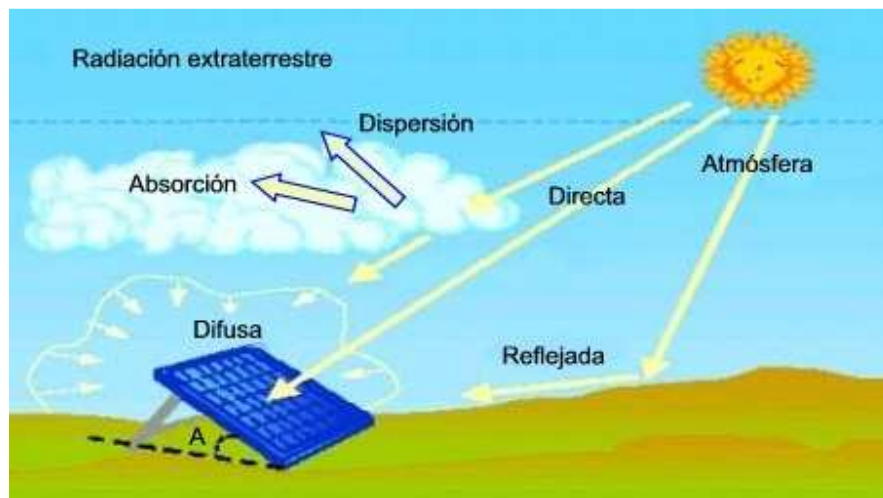


Fig. 2.2 Componentes de la radiación solar.

2.2.3 Incidencia de la radiación solar en un módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico es el equipo encargado de captar la radiación emitida por el sol y no su calor, por lo cual estos están funcionando todos los días del año. La radiación emitida durante un día nublado es completamente distinta a la emitida en un día soleado. En un día nublado la radiación absorbida por un módulo es mayormente del tipo difusa, mientras que en un día soleado la radiación mayor es la directa, debido a que las nubes intervienen en la trayectoria de los rayos solares, provocando una desviación de ellos y también difuminándolos en los días nublados.

En un día con condiciones óptimas, que presenta algunas características como nubosidad nula, sin partículas suspendidas en el aire y con el sol apuntando directamente al módulo se puede llegar a una radiación directa de 1000 W/m^2 , incluso en algunas zonas supera este valor, lo que las hace ideales para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

En el caso de la radiación captada por el módulo fotovoltaico, el mayor aporte de radiación llega a través de la radiación directa, en menor medida aporta la radiación difusa y la reflejada con un aporte muy pequeño y a veces despreciable. En la figura 2.3 se presentan las componentes de la radiación sobre la superficie de un módulo fotovoltaico.

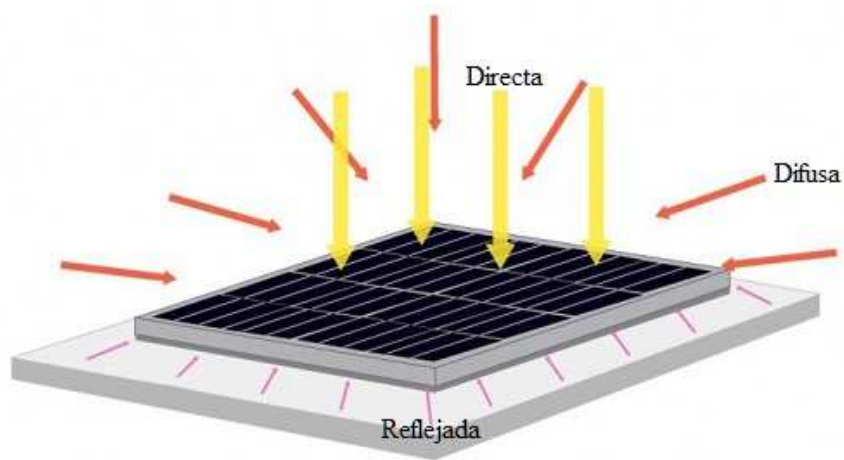


Fig. 2.3 Componentes de la radiación en un módulo fotovoltaico.

2.3 Componentes de un sistema fotovoltaico

2.3.1 Célula fotovoltaica

La estructura básica de un sistema fotovoltaico corresponde a la Célula Fotovoltaica (figura 2.4), cuya misión es convertir la energía luminosa proveniente del sol en energía eléctrica a un nivel atómico.

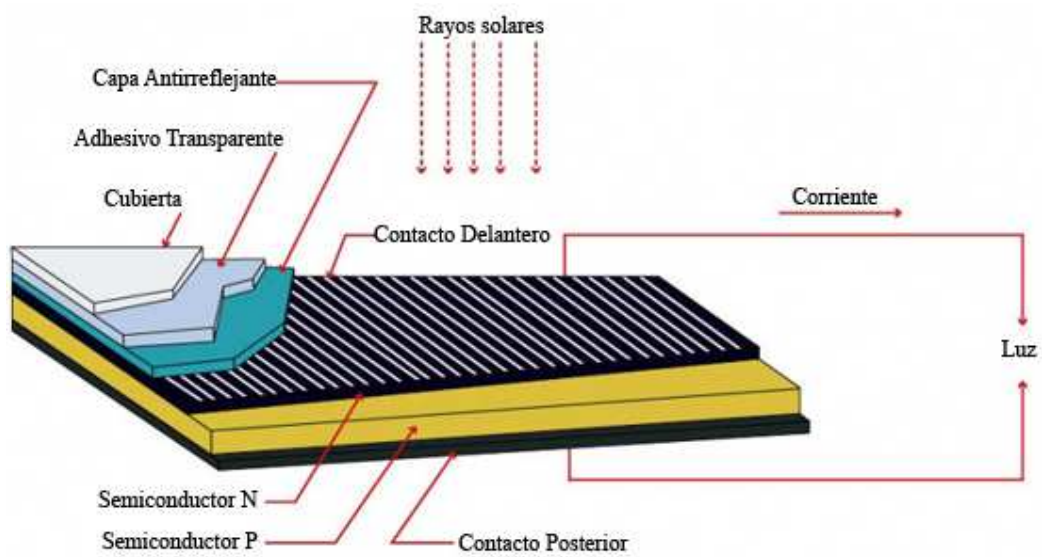


Fig. 2.4 Estructura de la Célula Fotovoltaica.

La estructura de una célula fotovoltaica, como se muestra en la figura 2.5, se compone de dos materiales semiconductores de silicio, uno de tipo N y otro de tipo P, que se impurifican con boro en la parte P y se agrega una pequeña capa de fósforo en la parte N. Además de los materiales semiconductores la célula lleva contactos en la parte delantera, que deben cumplir con la exigencia de cubrir la menor superficie posible para que no impidan la incidencia de la luz en la célula, pero sin perder la utilidad de conducir el flujo de electrones que da origen a una corriente. También se cuenta con contactos en la parte posterior que se encargan de cerrar el circuito de la célula, a diferencia de los delanteros, estos poseen un tamaño más grande. Finalmente, la célula cuenta con una capa antirreflejante que tiene como función mejorar la absorción de los rayos solares, ya que el silicio es un material gris brillante que puede actuar como espejo reflejando gran parte de la energía que incide sobre las células.

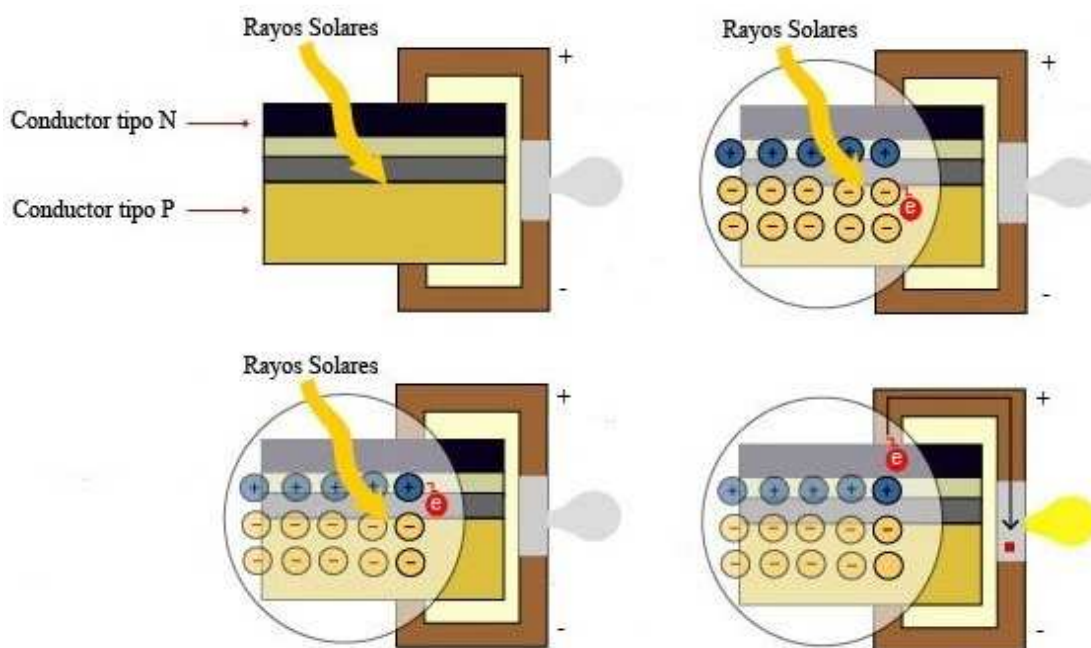


Fig. 2.5 Efecto Fotovoltaico.

El funcionamiento de una célula fotovoltaica se basa en el efecto fotovoltaico, el cual consigue una diferencia de potencial a partir de luz. El proceso de conversión se inicia cuando los rayos provenientes del sol inciden en la superficie de la célula y son captados por las dos placas de silicio, u otro material conductor, una de las cuales actúa como carga negativa de tipo N y la otra con carga positiva tipo P. Una vez captados los rayos del sol, estos producen una ionización

de las cargas haciendo que se separen las cargas positivas de las negativas, lo que origina un movimiento de las cargas positivas al terminal positivo y las negativas al terminal negativo. Con el efecto de atracción natural se produce una circulación de las cargas, que se ven forzadas, hacia el terminal opuesto del conductor que une ambas placas y así se lleva a cabo un proceso de generación de electricidad.

Una célula posee una tensión, corriente y potencia cuyo valor depende de la temperatura ambiente e irradiancia en un momento determinado. Generalmente el fabricante entrega los valores STC (nominales) de corriente de cortocircuito en condiciones nominales ($I_{sc,STC}$), tensión de circuito abierto en condiciones nominales ($V_{oc,STC}$) y la potencia máxima (P_m) para una irradiancia de $1000 \text{ (W/m}^2\text{)}$ y una temperatura ambiente de 25°C .

La corriente que puede entregar una célula se ve afectada por la irradiancia que esté recibiendo en cierto momento, a medida que la irradiancia aumenta y se acerca al valor nominal la corriente aumentará, en caso contrario -que la irradiancia vaya disminuyendo- la corriente tiende a disminuir. Para la tensión ocurre algo similar, pero en este caso se ve afectada por la acción de la temperatura a la que se encuentre la célula, si la temperatura de la célula excede los 25°C (mayoritariamente esto ocurre) la tensión irá disminuyendo con cada aumento de la temperatura.

La temperatura de la célula está dada por la siguiente expresión:

$$T_C = T_A + \frac{T_{ONC}-20}{800} G \text{ (}^\circ\text{C)} \quad (2.2)$$

Dónde:

T_C : Temperatura de célula ($^\circ\text{C}$)

T_A : Temperatura ambiente ($^\circ\text{C}$)

T_{ONC} : Constante suministrada por el fabricante ($^\circ\text{C}$)

G : Irradiancia (W/m^2)

La corriente y tensión se obtienen de las siguientes expresiones:

$$I_{SC} = \frac{I_{SC,STC}}{1000} G \text{ (A)} \quad (2.3)$$

Dónde:

I_{SC} : Corriente de la célula (A)

$I_{SC,STC}$: Corriente de la célula nominal (A)

G : Irradiancia (W/m²)

$$V_{OC} = V_{OC,STC} - 0,0023(T_C - 25) \text{ (V)} \quad (2.4)$$

Dónde:

V_{OC} : Voltaje de la célula (V)

$V_{OC,STC}$: Voltaje nominal de la célula (V)

T_C : Temperatura de la célula (°C)

Finalmente, la potencia entregada por una célula, para una temperatura e irradiancia en un momento dado se puede obtener, a través, del método del Factor de Forma constante, siendo el más simple y el error en los cálculos es mínimo. La expresión es la siguiente:

$$P = V_{OC} I_{SC} \left(\frac{V_{OC,M} I_{SC,M}}{V_{OC,STC} I_{SC,STC}} \right) \text{ (W)} \quad (2.5)$$

Dónde:

P : Potencia (W)

V_{OC} : Voltaje de la célula para una temperatura de funcionamiento determinada (V)

I_{SC} : Corriente de la célula para una irradiancia determinada (A)

$V_{OC,M}$: Voltaje máximo nominal (V)

$I_{SC,M}$: Corriente máxima nominal (A)

$V_{OC,STC}$: Voltaje nominal (V)

$I_{SC,STC}$: Corriente nominal (A)

Normalmente se tiende a pensar que en la estación de verano la célula entregará su mayor potencia en comparación a otras estaciones por los índices de irradiancia, pero esto no es del todo cierto ya que se debe tener en cuenta que las temperaturas ambiente son muy altas, lo que induce que la célula trabaje a temperaturas altas y la tensión V_{oc} de salida será mucho menor.

Como se ve en la figura 2.6 la potencia máxima de la célula estará en un punto distinto, de un valor menor, a los de corriente y tensión nominales entregados por el fabricante. A los valores de corriente y tensión donde se llega a la máxima potencia se les llama corriente de máxima potencia ($I_{sc,m}$) y tensión de máxima potencia ($V_{oc,m}$).

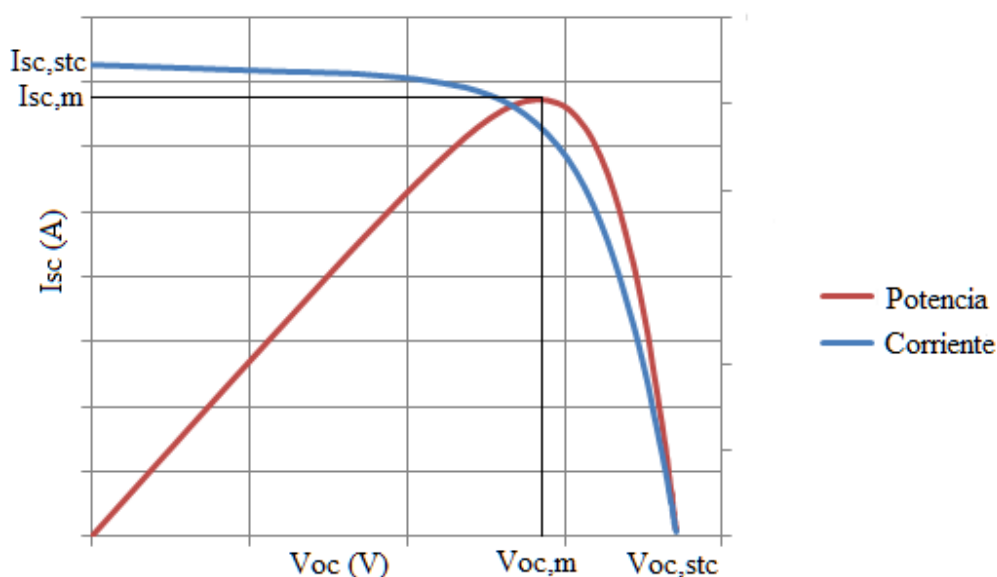

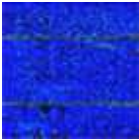
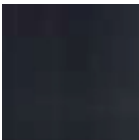


Fig. 2.6 Curva de Potencia y Corriente de una Célula.

En la actualidad existen múltiples tipos de materiales empleados en la construcción de las células fotovoltaicas. El más usado hasta el momento es el Silicio, pero con los avances de las tecnologías se han ido descubriendo nuevas formas de construcción de las células, con una mayor eficiencia y menor costo de producción.

En el tipo de construcción de las células fotovoltaicas se distinguen tres tipos (monocristalina, policristalina y amorfa).

Tabla 2.1 Tipos de Células fotovoltaicas.

Tipo	Dimensiones	Eficiencia	Irradiancia
a) Monocrystalina 	156 x 156 mm 125 x 125 mm	18%	130 W/m ²
a) Policristalina 	156 x 156 mm 125 x 125 mm	16%	120 W/m ²
b) Amorfa 	576 x 976 mm	5%	50 W/m ²

a) Monocrystalinas

Éstas se cortan de un solo cristal constituido de silicio. En apariencia, tienen una textura suave se puede visualizar el grosor del cristal a simple vista. Son las más eficientes pero como desventaja se presenta el alto costo que implica producirlas.

b) Policristalinas

Son construidas de silicio pero a diferencia de las monocrystalinas, presentan varios cristales que reducen el corte del cristal resultante. Presentan como ventaja, en comparación a las monocrystalinas, un costo de producción más bajo pero pierden eficiencia.

c) Amorfos

Son construidas con una pequeña capa de silicio amorfo (no cristalino) sobre una amplia variedad de superficies. Corresponde al tipo de célula menos eficiente y más baratas de producir. Su estructura es más flexible y por lo tanto no requiere de estructuras rígidas para instalarlas.

2.3.2 Módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico o panel fotovoltaico es una agrupación de células solares asociadas eléctricamente en diferentes combinaciones (serie, paralelo o mixto) para ser empleadas en la práctica. Estas se asocian ya que una célula genera una potencia muy pequeña, además de ser un elemento muy diminuto y delicado para cualquier tipo de aplicación.

Además es necesario encapsularlas de una forma adecuada para su protección frente a los efectos de la intemperie. El conjunto de células constituyen el modulo que tiene un tiempo de vida aproximadamente superior de 20 años en condiciones normales de operación.

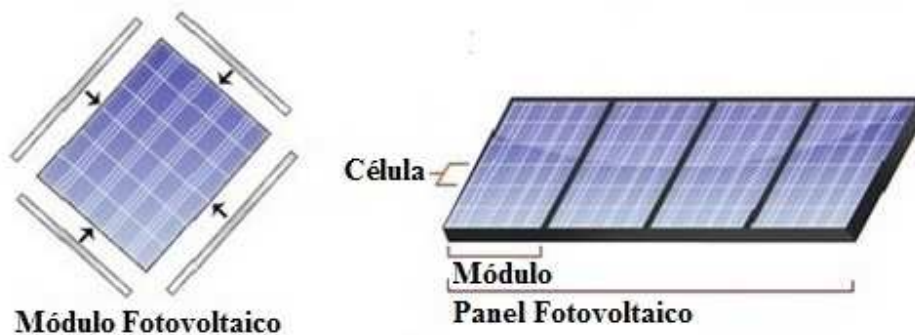


Fig. 2.7 Modulo Fotovoltaico.

2.3.2.1 Parámetros del módulo fotovoltaico

- a) Tensión de circuito abierto (V_{OCM}): Diferencia de potencial medida en los bornes de un panel cuando la corriente que suministra el panel es cero.

- b) Intensidad de cortocircuito (I_{SCM}): Valor de corriente que proporciona un módulo con radiación solar cuando sus bornes están cortocircuitados.
- c) Potencia máxima (P_{MAX}): Máxima potencia en determinadas condiciones de medida proporcionada por el módulo. Esta potencia depende de las dimensiones del módulo, de la radiación solar y de la temperatura de las células.
- d) Tensión en el punto máximo de potencia (V_{MAX}): Diferencia de potencial medida en los bornes de un módulo cuando está trabajando en el punto de máxima potencia.
- e) Corriente en el punto máximo de potencia (I_{MAX}): Corriente que proporciona un módulo cuando está trabajando en el punto de máximo potencia.
- f) Eficiencia de un modelo (η_M): relación entre la potencia eléctrica producida y la potencia de radiación incidente.
- g) Factor de Forma o Fill Factor (FF): Es un índice que indica la calidad del módulo. El valor máximo que puede tomar es la unidad. Cuando más próximo a la unidad este el FF mejor calidad será el modulo. Su expresión es:

$$FF = \frac{V_{MAX} * I_{MAX}}{V_{OCM} * I_{SCM}} \quad (2.6)$$

Dónde:

V_{MAX} : Tensión en el punto máximo de potencia

I_{MAX} : Corriente en el punto máximo de potencia

V_{OCM} : Voltaje de circuito abierto

I_{SCM} : Corriente de cortocircuito

En la figura 2.8 se presenta la curva V-I de un módulo fotovoltaico donde se distingue el comportamiento de la potencia para las variaciones de I_{sc} y V_{oc} .

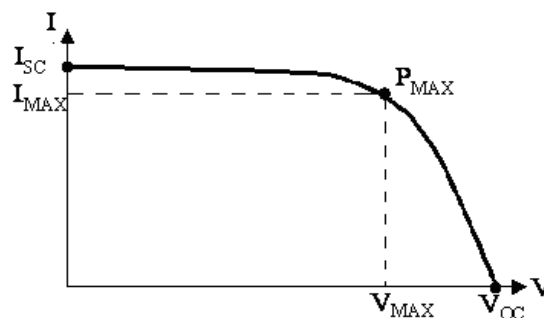


Fig. 2.8 Curva V-I de un módulo fotovoltaico.

2.3.3 Generador fotovoltaico

Es una agrupación de módulos conectados en serie y/o en paralelo, de la misma manera que las células solares conforman un módulo, resultando para ambos casos las mismas características eléctricas. Los generadores fotovoltaicos tienen como ventaja de ser un sistema variable a la capacidad instalada de potencia, debido a que permite agregar o restar módulos.

El generador fotovoltaico entrega corriente continua en su salida, esta no se puede impedir, porque se genera con solo recibir radiación solar. Esta particularidad provoca que la tensión y la potencia entregada varíen según la disponibilidad del recurso solar.

En una instalación fotovoltaica se distinguen dos potencias. La potencia pico o máxima del sistema, la que corresponde a la suministrada directamente por el generador y la potencia nominal del sistema que está referida a lado de salida del inversor, esta puede ser menor a la potencia máxima debido a las pérdidas que forman los elementos del sistema.

En la figura 2.9 se presenta la conformación de un generador fotovoltaico.

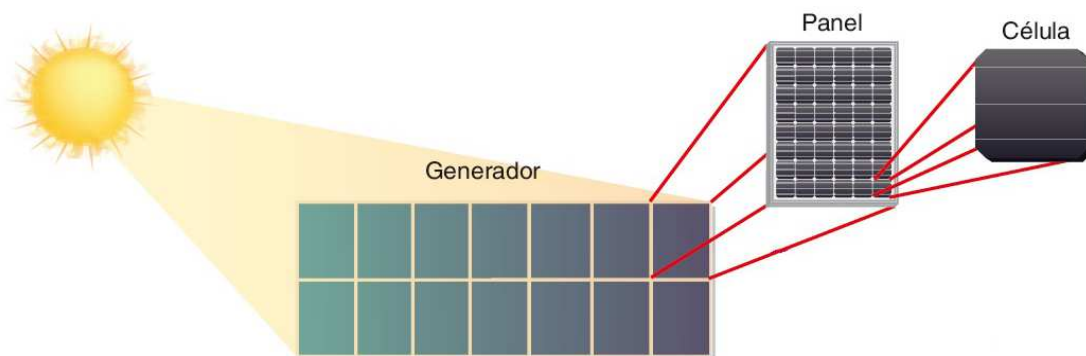


Fig. 2.9 Esquema genérico de la secuencia de elementos fotovoltaicos.

2.3.4 Inversor

Los inversores son los dispositivos encargados de convertir un voltaje de entrada de corriente continua, entregada por el generador fotovoltaico o por las baterías, a un voltaje simétrico de corriente alterna con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador.

El funcionamiento de un inversor se basa en conmutar o modificar la polaridad de la señal continua de entrada y posteriormente filtrarla para eliminar las partes de la misma no deseadas. Los principales parámetros de este elemento de un sistema fotovoltaico son la potencia nominal (determina el tamaño físico del inversor), la frecuencia, la eficiencia, las tensiones y corrientes de operación ya sean de entrada como las de salida.

Según el tipo de aplicación los inversores se dividen en dos grandes grupos: los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a red en la cual trabajan conectados en paralelo a la red eléctrica teniendo como objetivo inyectar toda o parte de la energía producida por el generador, y los inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos o aislados que no están conectados a la red eléctrica y por lo tanto, los inversores tienen como objetivo alimentar a las cargas conectadas para corriente alterna. En la figura 2.10 se aprecia un esquema del inversor conectado a un módulo fotovoltaico.

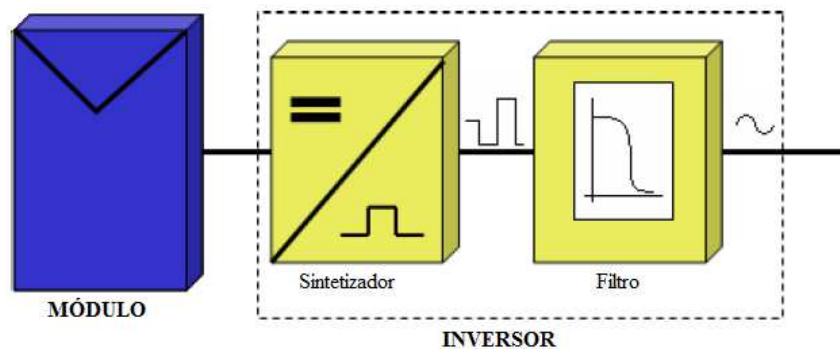


Fig. 2.10 Esquema Inversor Fotovoltaico.

2.3.5 Sistema acumulador de energía

Debido a la variación del perfil de la radiación solar, y por tanto de la energía eléctrica generada mediante el sistema fotovoltaico, se hace necesario almacenar la energía para tener un sistema estable y permanente.

El sistema de almacenamiento, en sistemas autónomos, en su mayoría se compone de baterías recargables. Técnicamente, las baterías se pueden considerar como el elemento más débil del sistema debido a la corta vida útil que éstas poseen, en comparación al resto de componentes

del sistema fotovoltaico, además se puede añadir el alto costo monetario que tienen debido a que los precios de los módulos fotovoltaicos han ido disminuyendo considerablemente en los últimos años, dejándolos a precios mucho más bajos en contraste a los precios de las baterías.

La batería se puede definir como un dispositivo de almacenamiento eléctrico conformado por dos electrodos (ánodo y cátodo) que se encuentran sumergidos en un electrolito. El funcionamiento de la batería corresponde a un proceso electro-químico que permite la conversión de energía eléctrica en energía química y viceversa. El proceso del electrolito es reversible, es decir, permite una acumular la energía y luego liberarla a un circuito conectado a una carga exterior.

Las baterías poseen tres misiones principales que son:

- a) Almacenar energía durante un determinado número de días.
- b) Proporcionar una potencia instantánea elevada.
- c) Fijar la tensión de trabajo de la instalación.

Es importante conocer y describir algunos parámetros de las baterías. A continuación se explican los más importantes:

- a) Capacidad

Se define como la cantidad de energía eléctrica que puede lograrse en una descarga completa del acumulador, partiendo de un estado de carga total del mismo. Se mide en amperes hora (Ah), y se calcula como el producto de la intensidad de descarga por tiempo que lleva actuando.

- b) Eficiencia de carga

Corresponde a la relación en porcentaje, entre la energía eléctrica empleada para recargar la batería y la energía realmente recargada. Mientras más cercano al 100%, mejor será la batería, ya que las pérdidas eléctricas serán muy pequeñas.

c) Autodescarga

Es el proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse lentamente, a través del paso del tiempo. Esto se debe a que en el interior de las baterías se produce un cierto nivel de reacción química que se traduce en descarga de las mismas incluso sin estar siendo utilizadas.

d) Profundidad de descarga

Se refiere a la cantidad de energía eléctrica en porcentaje que se obtiene del sistema acumulador en una descarga determinada, partiendo del acumulador totalmente cargado. Está relacionada con la duración o vida útil del acumulador. Si los ciclos de descarga son cortos (por ejemplo, al 20%) la vida del acumulador será mayor, en cambio, si los ciclos son más extensos (sobre el 80%) la vida útil se va reduciendo considerablemente en cada descarga.

Existen varios tipos de baterías en función de los materiales de construcción. En aplicaciones para sistemas fotovoltaicos, principalmente se ocupan baterías de plomo-ácido y baterías de níquel-cadmio, siendo las primeras más baratas (entre tres y cuatro veces por unidad de energía) pero ofrecen una fiabilidad mucho menor en comparación a las de níquel-cadmio. Aun así, las baterías de plomo-ácido son las más ocupadas en los sistemas de acumulación, por su bajo precio y sumándole un adecuado mantenimiento pueden llegar a prestar servicio por varios años.

En la tabla siguiente se muestran los tipos de baterías de plomo-ácido que existen.

Tabla 2.2 Tipos de baterías de plomo-ácido.

Tipo	Ventajas	Desventajas
Tubular Estacionaria	<ul style="list-style-type: none"> - Ciclo profundo - Tiempos de vida largos - Reserva de sedimentos 	<ul style="list-style-type: none"> - Precio elevado - Disponibilidad escasa
Arranque (Automóvil)	<ul style="list-style-type: none"> - Precio - Disponibilidad 	<ul style="list-style-type: none"> - Mal funcionamiento ante ciclado profundo y bajas corrientes. - Tiempo de vida corto - Escasa reserva de electrolito
Solar	<ul style="list-style-type: none"> - Amplia reserva de electrolito - Buen funcionamiento en ciclados medios 	<ul style="list-style-type: none"> - Tiempos de vida medios - No recomendada para ciclados profundos y prolongados
Gel	<ul style="list-style-type: none"> - Escaso mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> - Deterioro rápido en condiciones de funcionamiento extremas

En aquellas instalaciones en las que se van a tener descargas profundas, se recomiendan baterías tubulares estacionarias, así como en las instalaciones que requieren una capacidad elevada de potencia. Un ejemplo de lo anterior, sería una instalación fotovoltaica autónoma en una vivienda.

Si la instalación es de pequeña dimensión, o posee una dificultad a la hora de realizar mantenimiento, se deben elegir baterías de gel, teniendo en cuenta que los ciclos de descarga no sean profundos. Como ejemplo se puede tomar un sistema fotovoltaico que suministra energía a un pequeño repetidor en lo alto de un cerro.

A la hora de la selección de un acumulador es importante tener en cuenta el factor de la temperatura a la que estarán expuestos normalmente en su funcionamiento. La capacidad del acumulador se ve afectada por las variaciones de la temperatura, la capacidad aumentará a

medida que la temperatura también lo hace y al revés, disminuye cuando la temperatura baja. Si se tiene información de que la temperatura, en el lugar donde será instalado el acumulador, ha llegado a los 0 °C o menos se debe considerar un acumulador de mayor capacidad para enfrentar los efectos de estas condiciones climáticas.

2.3.6 Regulador de carga

Para tener un correcto funcionamiento en el sistema fotovoltaico se debe considerar un sistema de regulación llamado Regulador de Carga, que se encuentre conectado entre los módulos fotovoltaicos y la batería y tiene como misión controlar la carga y descarga de la batería. Por tanto, trabaja en dos zonas. En la zona relacionada con la carga, se encarga de que exista una carga suficiente para el acumulador y evitar que éste se sobrecargue. La segunda zona se relaciona con la descarga, se encarga de asegurar el suministro eléctrico suficiente a la carga externa, y además, evitar que el acumulador se descargue en forma excesiva. Estas dos zonas de trabajo, permiten una prolongación de la vida útil de las baterías que están ubicadas en el sistema acumulador, debido a que trabaja en conjunto con las baterías, generalmente se encuentran reguladores de carga en los sistemas autónomos.

Existen varias maneras de funcionamiento para los reguladores, aunque los más comunes son el regulador serie y el regulador paralelo. El regulador serie se conecta en serie entre los módulos y el acumulador, se encarga de desconectar los módulos cuando la tensión en la carga del acumulador alcanza un cierto valor alto, evitando la sobrecarga. También se incluye un interruptor entre el acumulador y la carga externa, que desconecta el suministro de energía cuando la descarga del acumulador ha alcanzado un cierto valor. Dentro de los reguladores serie existen varios tipos de control, donde el más común y utilizado es el que usa la modulación por anchura de pulso (PWM). El control PWM, gracias a la presencia de interruptores de estado sólido, la corriente entregada a la batería es conmutada a una frecuencia constante y relativamente alta en la que se varía el ciclo de trabajo, logrando que el acumulador reciba una tensión constante.

Por otro lado, se tienen los reguladores paralelo, que son menos comunes en la práctica. Consiste en un elemento shunt que cortocircuita los módulos para desconectarlos de la batería. Este regulador se basa en un principio de funcionamiento que disipa el exceso de energía a través de un interruptor (transistor) que al estar conectado en paralelo entre los módulos y el acumulador, realiza una derivación de la corriente entregada por los módulos. Cuando la tensión del acumulador está sobre un valor preestablecido, el dispositivo se encarga de limitar la corriente que llega al acumulador, manteniendo la tensión en un valor equivalente a la carga de mantenimiento, lo que produce una mejor carga del acumulador y un mejor aprovechamiento de la energía entregada por los módulos. El gran problema que presenta este tipo de regulador es que a veces necesitan disipar grandes cantidades de energía, por lo que necesitan disipadores de calor extremadamente grandes. En este tipo también destaca la regulación PWM que se encarga de controlar la corriente media entregada a la batería.

El dimensionado del sistema fotovoltaico se realiza para que pueda suministrar energía para el peor de los casos, donde la radiación del sol es muy baja, es por esto que los cálculos se basan en los datos de radiación correspondientes a los meses de invierno. Esto lleva a que en verano, la energía recibida por los módulos fotovoltaicos puede llegar a ser el doble de los cálculos estimados, por lo que si no se conecta un regulador entre los módulos fotovoltaicos y el acumulador de energía, se podría llegar incluso a hervir los electrolitos del acumulador producto de los excesos de corriente.

2.3.7 Protecciones

Corresponden a una parte importante de un sistema fotovoltaico, que se encargan de mantener la seguridad de los usuarios y equipos en caso de alguna falla en alguno de los componentes del sistema.

Existen protecciones físicas que otorga la carcasa del equipo eléctrico contra la acción del polvo y del agua. La norma internacional CEI 529 de la Comisión Electrotécnica Internacional establece un código numérico, que define el grado de protección que posee el equipo. Este código

esta formados por las letras IP (índice de protección), seguido de dos números que se indican en la siguiente tabla:

Tabla 2.3 Índice de protección.

Cifra	Protección contra sólidos	Cifra	Protección contra líquidos
0	No existe protección contra el contacto accidental y contra cuerpos sólidos	0	No existe protección contra el agua
1	Protección contra el ingreso de cuerpos sólidos de un diámetro mayor a 50 mm	1	Protección contra agua caída en forma vertical
2	Protección contra el ingreso de cuerpos sólidos de un diámetro mayor a 12 mm	2	Protección contra agua caída en diagonal (hasta un ángulo de 15°)
3	Protección contra el ingreso de cuerpos sólidos de un diámetro mayor a 2.5 mm	3	Protección contra la caída del agua (hasta un ángulo de 60°)
4	Protección contra el ingreso de cuerpos sólidos de un diámetro mayor a 1 mm	4	Protección contra la salpicadura del agua desde todas las direcciones
5	Protegido contra la entrada de polvo	5	Protección contra chorros de agua con manguera desde cualquier dirección
6	Protección total contra cualquier sólido	6	Protección contra chorros de agua potente desde cualquier dirección
		7	Protección contra penetración de agua durante una inmersión parcial
		8	Protección contra penetración de agua bajo presión durante una inmersión continua

En el caso de un sistema conectado a red, el índice de protección se aplica a los inversores, medidores, conductores y a las cajas de conexión. Para equipos cercanos a los módulos recomienda un índice de protección IP65, debido a que las labores de limpieza pueden salpicar agua.

A parte de las protecciones físicas, también existen protecciones eléctricas que tiene como función resguardar la seguridad de los equipos y usuarios cuando exista alguna anomalía en el sistema ocasionada por diferentes causas.

La primera medida de protección eléctrica es conectar todos los equipos que poseen una carcasa metálica a la tierra de protección. Esto incluye a los módulos, estructuras de soporte y otros equipos que dependen de las instrucciones entregadas por el fabricante.

El inversor también entrega una protección, a través de aislación galvánica y la protección anti-isla. La primera se encarga de separar las etapas de CC y CA en caso de fallas, mientras que la segunda evita la inyección de energía eléctrica a la red cuando ésta falla. La protección anti-isla es necesaria para los sistemas conectados a red, ya que se transforma en una medida de protección para los operarios de las líneas eléctricas.

Para tener una mejor protección del sistema, se hace necesario un interruptor entre el generador y el inversor, para desconectar estos elementos, lo que facilita las labores de mantenimiento. Además se deben considerar protecciones contra sobrecorrientes como disyuntores y fusibles.

2.3.8 Estructuras de soporte

Las estructuras de soporte cumplen una función importante en un sistema fotovoltaico, ya que deben asegurar el anclaje de los módulos fotovoltaicos, además de proporcionar la orientación y ángulo adecuado para el mejor aprovechamiento de la radiación solar. Principalmente deben mantener fijos los módulos cuando existe una intervención de factores climáticos como fuertes ráfagas de viento, nieve, lluvia y heladas.

Generalmente su orientación está hacia el sur en lugares ubicados en el hemisferio norte, y al norte para lugares ubicados en el hemisferio sur. De esta forma se aprovecha de mejor forma la radiación solar durante un día. El ángulo de inclinación varía según la posición geográfica donde esté instalado el módulo.

Las estructuras más típicas que se encuentran en instalaciones fotovoltaicas pueden ser sobre el suelo, sobre un poste, anclada a un muro o sobre un techo.

a) Estructuras sobre el suelo

Son las más robustas y comunes. Estas instalaciones tienen una gran facilidad de instalación y buen acceso a ellas, además de ser más resistentes a la fuerza del viento debido a que ésta fuerza es reducida en zonas bajas, mientras que mayor sea la altura de instalación mayor será la fuerza ejercida por el viento sobre las estructuras y paneles. Como desventaja se tiene que no son útiles para zonas ubicadas en montañas, ya que al existir presencia de nieve pueden quedar completamente cubiertas por esta y presentan una mayor facilidad de que los módulos sean afectados por sombras de objetos cercanos.

b) Estructuras sobre un poste

Las instalaciones de este tipo no deben ser de gran tamaño, ya que el peso de los módulos y de la estructura obliga a usar grandes soportes (postes) que elevan su precio. Generalmente se ocupan para instalaciones fotovoltaicas que suministran una baja potencia a objetos pequeños como focos de iluminación.

c) Estructuras ancladas a un muro

Se acoplan al muro de un recinto. El peso de estas estructuras depende del material de construcción del muro, es por esto que generalmente se usan estructuras livianas para no afectar la integridad física de los muros donde están instaladas. Presenta una mayor seguridad contra las fuerzas ejercidas por el viento pero su instalación queda limitada a que debe ser en muros orientados al norte en el caso de los lugares ubicados en el hemisferio sur.

d) Estructuras sobre un techo

Son las más usadas después de las instalaciones en el suelo. Esto se debe a que siempre se dispone de una buena ubicación a la hora de fijar los módulos fotovoltaicos, demás solucionan el

problema de sombreado que afecta a los módulos instalados sobre el suelo. Como desventaja se tiene que las fuerzas del viento son mucho mayores y la acción de la nieve en zonas de montaña.

Estas estructuras se ubican a la intemperie, y esto requiere un cuidado a la hora de elegir los materiales.

2.4 Tipología de conexiones

Un sistema fotovoltaico posee dos tipologías básicas, la primera es la instalación aislada (“off-grid”) y la segunda es la instalación conectada a red (“on-grid”).

Existen otras tipologías híbridas que combinan el sistema aislado con el sistema conectado a red con el fin de disponer suministro eléctrico cuando falla la red eléctrica. Otro sistema híbrido reúne los componentes de un sistema aislado que se complementa con otro tipo de generación de energía (por ejemplo, eólica, minihidráulica, biomasa o termosolar) para satisfacer el consumo de energía eléctrica de una forma más uniforme. Sin embargo, en los siguientes dos puntos, se explicarán los sistemas básicos antes mencionados, ya que éstos corresponden a la base de todo sistema fotovoltaico, ya sea híbrido o no.

2.4.1 Sistema autónomo

Un sistema autónomo o aislado se basa en satisfacer directamente la demanda energética de consumos asociados independientes de la red eléctrica. Este tipo de sistema se utiliza frecuentemente para localizaciones sin acceso a la red eléctrica. Los componentes que conforman este sistema son principalmente el generador, regulador de carga, inversor, protecciones, cableados.

Un sistema fotovoltaico autónomo requiere de un elemento almacenador de energía, generalmente la batería, siendo este elemento el más característico en una instalación aislada.

El funcionamiento de este sistema consta que al recibir radiación solar el generador produce corriente continua que circula a través de conductores pasando por el regulador de carga cumpliendo la función de controlar el estado de la batería (carga y descarga) y además la energía pasa directamente al inversor para próximamente llegar al consumo que puede ser de características alternas o continuas.

De esta forma con el uso de baterías este sistema es capaz de suministrar energía eléctrica por el día y almacenarla para suministrar por la noche, dando un constante suministro al consumo.

En la figura 2.11 se presenta un esquema general de los componentes de un sistema fotovoltaico autónomo.

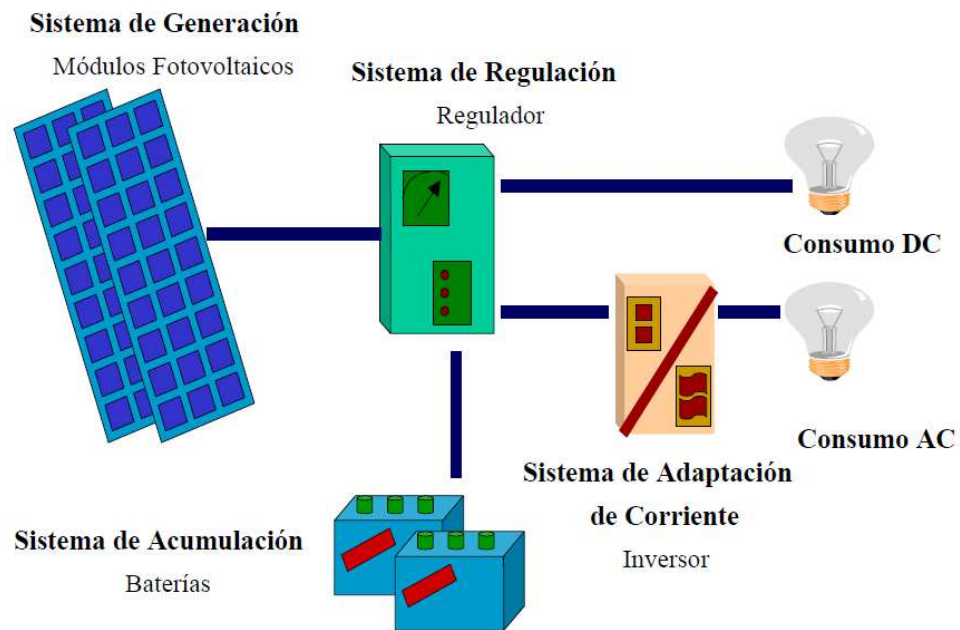


Fig. 2.11 Componentes de un sistema fotovoltaico autónomo.

Para dimensionar un sistema fotovoltaico autónomo se deben seguir los pasos presentados en la figura 2.12.

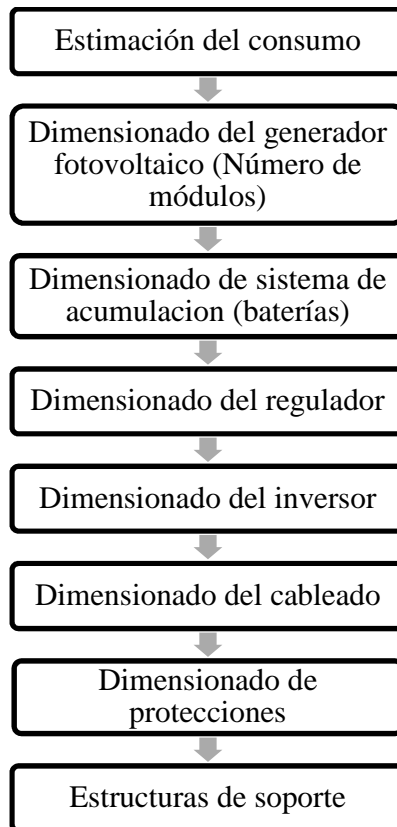


Fig. 2.12 Pasos en el dimensionado de un sistema autónomo.

2.4.2 Sistema conectado a red

Este tipo de conexión de basa en la generación de energía eléctrica en complemento a la recibida de red eléctrica. Esta conexión tiene como gran diferencia, en comparación a la aislada, que carece de elementos de almacenamiento de energía, debido a que la energía generada que no es consumida, es entregada a la red en una fracción o totalmente.

Los componentes que integran el sistema conectado a red (figura 2.13) son principalmente el generador, inversor, protecciones, cableados y además contar con un medidor bidireccional para conocer la energía que se ha entregado y/o recibido de la red.

Es importante mencionar que el inversor de este sistema no puede ser ocupado en un sistema aislado. Para este caso el inversor debe cumplir con la función de entregar corriente alterna en su salida para las posibles cargas y asegurar una corriente alterna senoidal pura al entregar energía a la red (en el caso de que parte de la energía sea consumida y la restante entregada a la red).

Los requerimientos que debe cumplir el inversor son:

- a) Baja distorsión armónica
- b) Rendimiento elevado
- c) Bajo consumo
- d) Buen seguimiento del punto de máxima potencia
- e) Protección contra sobretensiones
- f) Aislamiento galvánico
- g) No funcionamiento en isla
- h) Conexión y desconexión automática

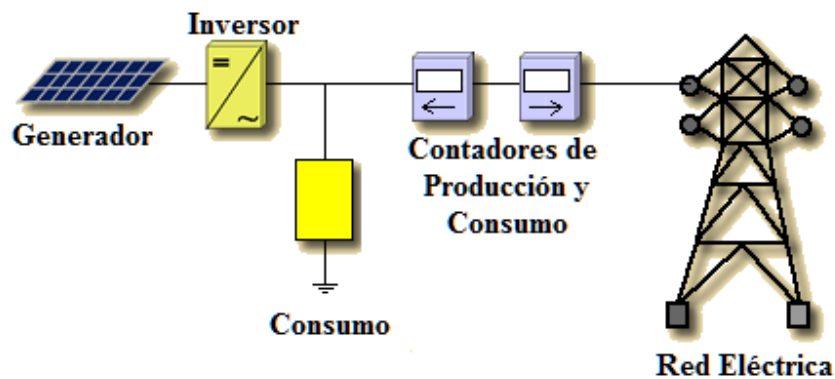


Fig. 2.13 Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Para dimensionar un sistema conectado a red se deben seguir los pasos presentados en la figura 2.14.

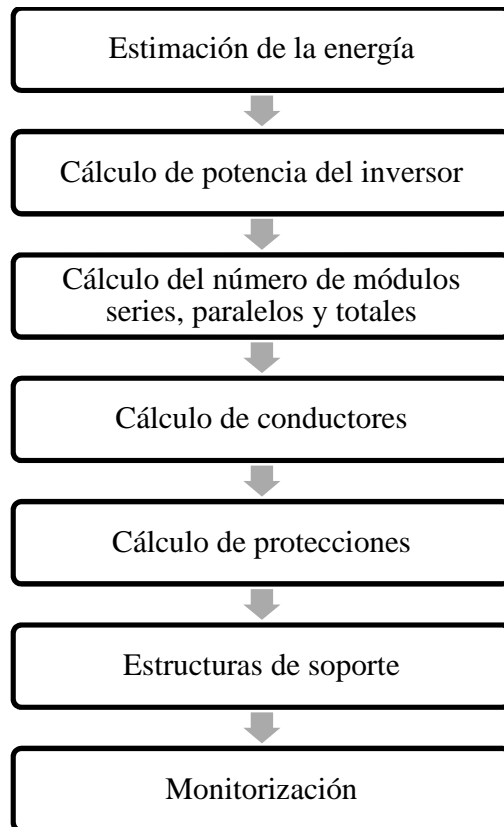


Fig. 2.14 Pasos en el dimensionado de un sistema conectado a red.

CAPÍTULO 3: MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Se ha comprobado que las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por requerir un escaso mantenimiento, siempre y cuando el sistema esté bien diseñado.

El plan de mantenimiento, empleado en estas instalaciones, suele ser de tipo preventivo y correctivo. Estas no poseen partes móviles sometidas a desgaste por roce o a la falta de lubricante, a excepción de los sistemas con seguidor de máxima potencia que emplean mecanismos capaces de mover los módulos para modificar su orientación e inclinación con el fin de conseguir la máxima potencia posible en cada momento.

Al momento de hacer un plan de mantenimiento es necesario tener claras las operaciones que se realizarán en el mantenimiento. Además saber qué tipo de operaciones puede realizar el usuario y cuáles deben ser realizados por una persona calificada y el período que establece cada cuanto tiempo se realizan las actividades de mantenimiento.

a) Plan de mantenimiento correctivo

Corresponde a una forma de mantenimiento que actúa sobre el sistema después de ocurrido una falla o problema en alguna de las partes que lo conforman. Esto implica que es usado cuando no se pueden predecir o prevenir las posibles fallas, convirtiéndolo en la única opción.

El proceso de mantenimiento correctivo comienza cuando se produce una avería y luego continua con un diagnóstico de la causa que originó las fallas, con el propósito de impedir que se vuelva a repetir la misma falla.

En el corto plazo este plan resulta económico en comparación a los distintos planes que existen, pero presenta la desventaja de que si existe una deficiencia en las actividades de mantenimiento se puede originar una falla aún peor, lo que lo convierte en un plan costoso en periodos de mediano y largo plazo.

b) Plan de mantenimiento preventivo

A diferencia del plan correctivo, el mantenimiento preventivo presenta como objetivo principal evitar o reducir al mínimo las consecuencias de las fallas producidas en el sistema, a través de un estudio periódico de las posibles fallas futuras.

Permite detectar las fallas que se presentan de forma repetitiva en el tiempo, disminuir los puntos muertos por paradas, aumentar la vida útil de los equipos, reducir los costos de reparaciones y detectar los puntos débiles que presenta el sistema al cual se le aplica el plan de mantenimiento.

Un plan de mantenimiento preventivo bien diseñado y organizado puede reducir de forma considerable las fallas, y sus consecuencias, producidas en el sistema.

3.1 Mantenimiento de los módulos

Debido a la ausencia de partes móviles en los módulos, estos requieren un bajo mantenimiento.

Los aspectos que se deben tener en cuenta al momento de planear el mantenimiento de los módulos son, por un lado, asegurar de que ningún obstáculo produzca sombra sobre los módulos, y por otro lado, que la superficie expuesta a los rayos solares este siempre limpia. Estos aspectos resultan ser importantes y de no ser considerados, producen efectos negativos en el funcionamiento del sistema, el más severo es la baja generación de energía eléctrica.

a) Limpieza de la suciedad de los módulos

Con el tiempo se va acumulando suciedad en la superficie de los módulos, lo que provoca una reducción de la energía capturada del sol, lo que lleva a una menor potencia generada. Esta reducción de potencia es mínima pero significativa si se habla de un sistema fotovoltaico que cuenta con un gran número de módulos.

Para llevar a cabo las labores de limpieza se recomienda usar agua sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos que dañen la superficie de los módulos. Para asegurar la integridad de los módulos se deben realizar estas labores en un horario donde la temperatura ambiente no sea alta (por la mañana o por la tarde) para evitar los cambios repentinos de temperatura entre el módulo y el agua.

El periodo de limpieza debe ser mensual en lugares donde hay niveles medios de suciedad (ej. polvo) y cada dos semanas o menos, según sean los requerimientos, para zonas donde existe un alto nivel de polvo y otros agentes de suciedad.

b) Inspección visual

Se debe comprobar cada dos meses de forma visual la integridad de los componentes del sistema fotovoltaico como la célula, observando con cuidado que no existan deformaciones o roturas debido a agentes externos. Para el caso de los módulos al igual que la célula se debe verificar que no existan roturas o deformaciones en toda la superficie y el marco del módulo. También se debe revisar que este en el ángulo de inclinación y orientación correcto, para esto basta en comparar estos aspectos con los otros módulos del sistema.

c) Control de las características eléctricas del módulo

Este control se debe llevar a cabo cada 6 meses o anualmente. Se debe revisar que no existan desperfectos y daños en la aislación de los conductores de cada módulo, daños en la soldadura y conexiones de las células, presencia de corrosión en los conectores y caja de bornes del módulo y comprobar la toma a tierra.

Además se propone realizar una termografía, con el objetivo de verificar que la temperatura de funcionamiento de los conductores y módulos no exceda los rangos de temperatura permitidos por el fabricante.

3.2 Mantenimiento del inversor

El inversor corresponde al componente más delicado del sistema completo, y por lo tanto necesita un mantenimiento más profundo.

Cada seis meses se deben verificar las conexiones que llegan y salen del inversor, limpiar en caso de presencia de polvo, revisar que las conexiones estén todas bien ajustadas y no se encuentren sueltas y revisar el correcto funcionamiento del equipo disipador y ventilador del inversor. El periodo de mantenimiento puede variar dependiendo de la ubicación del inversor, donde existe una alta presencia de polvo, humedad y otros agentes dañinos se deben realizar más seguidas las actividades de mantenimiento, en caso contrario, el periodo de mantenimiento será más alto (cada seis meses hasta un año).

Se debe tener cuidado, al momento de realizar algún tipo de mantenimiento sobre el inversor, y verificar que este todo desconectado de la fuente eléctrica para evitar accidentes durante el proceso de mantenimiento.

3.3 Mantenimiento de las estructuras de soporte

Las estructuras de soporte, que anclan y mantienen en su posición a los módulos, mayoritariamente están fabricadas con materiales de aluminio y los tornillos de acero inoxidable, por lo que no se requiere mantenimiento para anticorrosión.

Se deben revisar cada seis meses y verificar que no existan deformaciones en las estructuras, como grietas y golpes. También se deben revisar el anclaje de las estructuras como los tornillos y tuercas, en caso de existir defectos se deben reemplazar por unos nuevos.

3.4 Mantenimiento de las baterías

El sistema acumulador, compuesto de múltiples baterías, al igual que el inversor es un elemento delicado que posee una vida limitada que se puede ver afectada negativamente por el

mal uso como por ejemplo: descargas de la batería mucho más profundas de lo que recomienda el fabricante, es decir, una batería que se descarga sólo a un 20 % de la energía que tiene acumulada tendrá un tiempo de duración mayor al de una batería que sufre descargas de 80 % o más. Además el mantenimiento que se le realiza a la batería condiciona el tiempo de duración del equipo.

El mantenimiento a las baterías debe ser mensual o cada dos semanas. Se debe evitar que el líquido baje más allá de lo estipulado, agregando más líquido (agua destilada) si es necesario. Además se debe realizar una carga de ecualización que consiste en cargar la batería hasta su límite y continuar hasta que el líquido comience a lanzar burbujas, con esto se logra que el material activo que ha dejado de reaccionar por el desgaste, reaccione de cierta forma y permita un mejor funcionamiento de la batería.

Es importante la temperatura ambiente a la que estará expuesta la batería, en el caso de que se exceda esta temperatura la capacidad de la batería se verá comprometida, en el caso de la temperatura este muy baja, el frío afecta a las reacciones químicas haciéndolas más lentas. Este último tiene un mayor efecto sobre baterías que están con una carga baja, por el contrario, para baterías con una carga alta, los efectos son mínimos.

En las actividades de mantenimiento antes señaladas, se debe agregar la inspección visual de la batería, observando con cuidado que no existan deformaciones en su estructura y tampoco la presencia de suciedad en la carcasa y especialmente en los bornes de conexión. En el caso de que exista alguna conexión suelta, esta debe ser reajustada para evitar posibles fallas y un mal funcionamiento.

CAPITULO 4: DISEÑO Y DIMENSIONADO DEL PROYECTO.

4.1 Descripción del proyecto

Chile es un país ubicado en Sudamérica, posee un angosto y prolongado territorio que comprende tres continentes (América del Sur, Antártida y Oceanía). Como consecuencia de su alargado territorio y ubicación geográfica contiene diversos relieves que adoptan un importante valor decisivo en la ubicación y desarrollo de una localidad (rural o urbana). Esto se traduce en un aislamiento poblacional debido a que estas buscan condiciones necesarias básicas que favorezcan el desarrollo social.

El medio rural es el que, en contraste al medio urbano, se caracteriza por una ocupación extensiva del territorio, lo que significa una baja densidad de población que se organiza en aldeas o pequeños asentamientos dispersos situados generalmente cerca de los lugares de trabajo. Esto se explica por el hecho de que las actividades consideradas propiamente rurales, es decir, las destinadas a la producción de alimentos y materias primas (agricultura, ganadería, silvicultura), exigen una mayor proporción de tierra por habitante, ya que en estos casos el recurso básico es el suelo.

El gran problema del medio rural es que su equipamiento (agua potable, electricidad) y servicios (salud, educación) suelen ser escasos. Es por esto que ha nacido un interés para encontrar una solución de mejora en el ámbito de su calidad de vida de una población con un insuficiente suministro energético, alejada de los centros urbanos y dedicada a la agricultura.

Se presenta una alternativa de mejora a la problemática mencionada, la cual se hará un estudio para determinar si es factible técnica y económicamente su implementación en el futuro. La alternativa consiste en diseñar un sistema de suministro eléctrico basado en las energías renovables no convencionales de tipo solar fotovoltaica, que sea capaz de abastecer energía eléctrica para ser usada en sistema de riego, calefacción e iluminación de las viviendas de una localidad mencionada a continuación.

4.2 Elección de una localidad modelo

La elección de una localidad modelo se basó en la búsqueda de aquella que contenga las características mencionadas anteriormente en el punto 4.1. Después de una serie de análisis de carácter climático, geográfico y demográfico de variadas localidades, se obtuvo como resultado la localidad de Gualliguaica debido a que representa de mejor manera las características buscadas.

La localidad agrícola de Gualliguaica, se encuentra ubicada en las coordenadas 39°00'15" Sur y 70°49'00" Oeste, a 15 km de la Ciudad de Vicuña y a 45 km de la Ciudad de La Serena en la Región de Coquimbo. Se muestra en la figura 4.1 el mapa con la ubicación geográfica de la localidad.

Corresponde a una localidad de 1 km de extensión que se sitúa alrededor de una calle principal. La ubicación original del pueblo se encuentra inundada por el Embalse Puclaro en el año 1999. Su nueva ubicación data del 1 de Enero del año 2000, siendo llamado "El pueblo del Siglo XXI". En la figura 4.2 se muestra una vista aérea de la localidad.

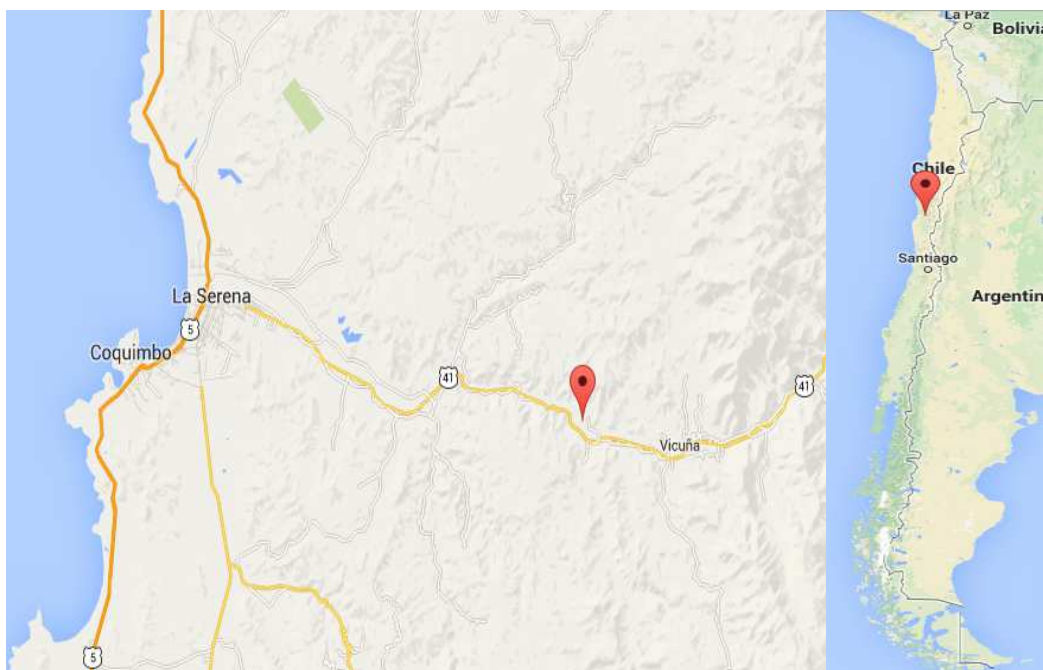


Fig. 4.1 Ubicación de Gualliguaica.



Fig. 4.2 Vista satelital de Gualliguaica.

La población total de Gualliguaica, registrada en el censo 2002 (últimos datos conocidos de esta localidad), asciende a 335 habitantes. La distribución por sexo de las personas corresponde a 174 hombres equivalentes a un 51,9% y 161 mujeres equivalentes al 48,1% del total de la población.

La estructura etaria de la población se da de la siguiente forma:

Tabla 4.1 Estructura etárea de la población.

Rango de edad (años)	Nº Habitantes	Porcentaje (%)
0 - 9	64	19,1
10 - 19	54	16,1
20 - 39	103	30,8
40 - 49	43	12,8
50 - 64	38	11,3
Mayor a 64	33	9,9

El número de viviendas contadas es de 109, de las cuales no todas cuentan con servicios básicos (Agua Potable, Electricidad y Alcantarillado). En cuanto a los materiales empleados en la construcción de dichas viviendas predomina: el Zinc para los techos, Paneles prefabricados para las paredes y Baldosas de Cemento para los pisos.

Tabla 4.2 Número de viviendas por tipo de suministro de Agua Potable.

Red de Pública Agua potable	Pozo	Río o Vertiente
108	0	1

Tabla 4.3 Número de viviendas por tipo de suministro Eléctrico.

Red Pública de Elec.	Generador Propio	Placa Solar	No tiene
108	0	0	1

Tabla 4.4 Número de viviendas por tipo de Alcantarillado.

Alcantarillado	Fosa Séptica	Pozo Negro	Químico	No tiene
106	0	3	0	0

Tabla 4.5 Número de viviendas por tipo de Combustible.

G. Natural	G. Lic.	Parafina	Leña	Carbón	Electricidad	E. Solar
0	100	0	2	1	0	0

Tabla 4.6 Antecedentes económicos productivos.

	Trabajador asalariado	Trabajadores de servicio doméstico	Trabajador de cuenta propia	Familiar no remunerado
Hombres	83	0	12	3
Mujeres	7	1	2	0

El clima de esta zona es principalmente seco de tipo mediterráneo, generado por los efectos del anticiclón del Pacífico, lo que atenúa los efectos del invierno entre los meses de julio y agosto, donde se concentran las lluvias. La temperatura media en verano es de 28°C, alcanzando en ocasiones los 35°C a 38°C. En invierno la media es de 14°C, con mínimas ocasionales de 3°C bajo cero, lo que constituye las famosas “heladas”, tan dañinas para el desarrollo de la agricultura.

En oposición a lo anterior, entre otoño e invierno, vientos calientes descienden de los cerros por las quebradas, creando a su paso microclimas y subidas de temperatura. Un elemento importante a destacar en relación al clima es que más de 300 noches al año son despejadas, lo que genera cielos limpios y puros.

Según datos obtenidos a través de un informe creado por “Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas” perteneciente a la Universidad de Chile se obtuvo una tabla con la radiación global horizontal mensual. La radiación global horizontal corresponde a la que se recibe en una superficie perpendicular al campo de gravedad de la tierra y por lo tanto va recibiendo con distinto ángulo la radiación directa del sol a través del día.

La radiación global horizontal presentada en la tabla 4.7 corresponde a la suma de la componente directa y difusa de la radiación.

Tabla 4.7 Radiación Global Horizontal.

Mes	Radiación (kWh/m ² día)
Enero	8,96
Febrero	8,24
Marzo	7,00
Abril	5,25
Mayo	3,88
Junio	3,27
Julio	3,53
Agosto	4,33
Septiembre	5,89
Octubre	7,54
Noviembre	8,65
Diciembre	9,17
Anual	6,31

Para el caso de la Irradiancia, se obtuvieron datos a través del “Centro de Estudios Avanzados en Zonas Áridas” (CEAZA), ubicado en la ciudad de La Serena. En este caso se consideran datos de la ciudad de Vicuña, debido a que no existe una estación de medición en Gulliguaica. Vicuña se ubica a 15 km de la localidad en estudio por lo que los datos obtenidos se consideran como válidos.

Tabla 4.8 Irradiancia Máxima Promedio perteneciente al año 2013.

Mes	Irradiancia (kW/m ²)
Enero	1,1080
Febrero	1,0370
Marzo	1,0940
Abril	0,9800
Mayo	0,7266
Junio	0,7110
Julio	0,7381
Agosto	0,8150
Septiembre	1,0800
Octubre	1,0790
Noviembre	1,1310
Diciembre	1,0390

Para el gráfico de la figura 4.3, se seleccionó un día “Modelo” de cada mes que tuviera un valor de radiación cercano al valor promedio del mes al que pertenece y se graficó la radiación medida durante las 24 horas.

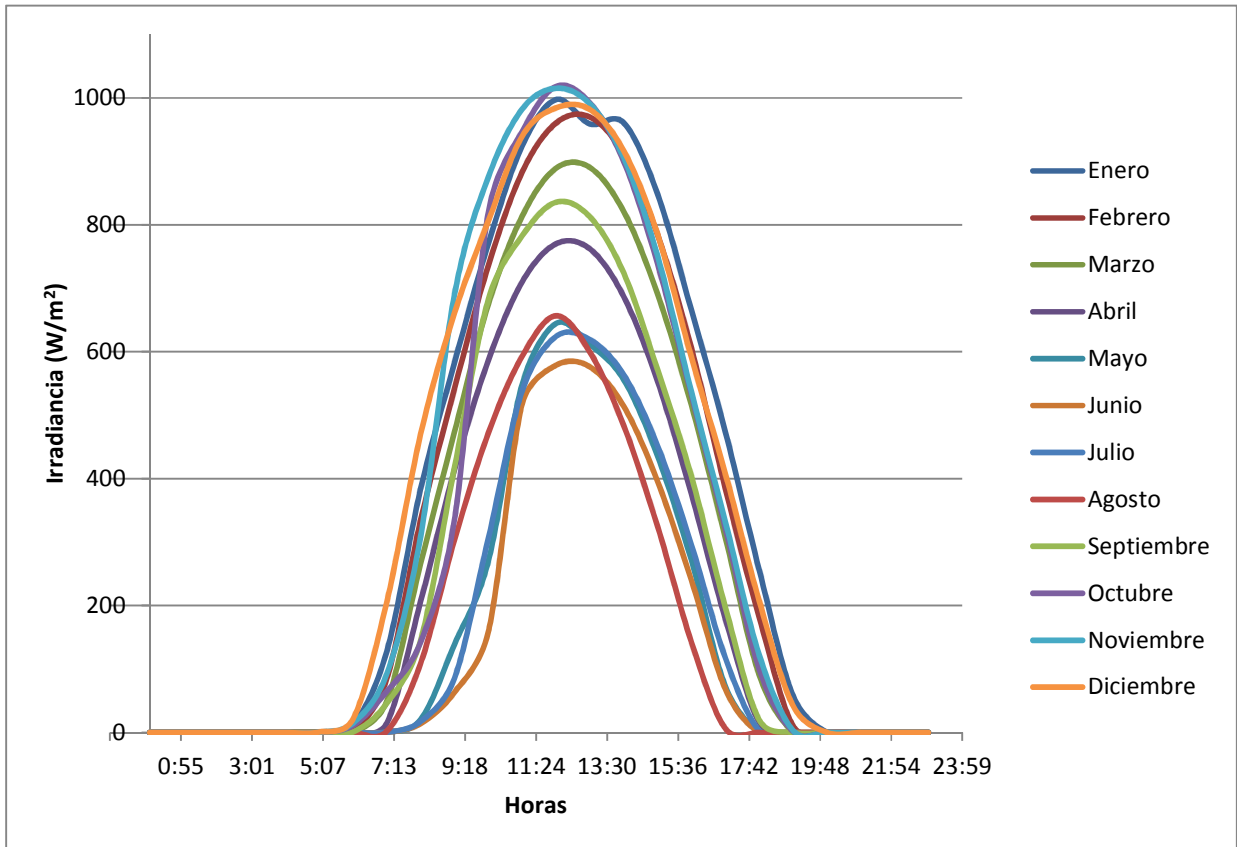


Fig. 4.3 Gráfico de Irradiancia de un día regular de cada mes.

Para la cantidad de agua caída por las lluvias en la localidad de Gulliguaica se ha recurrido al “Centro de Estudios Avanzados en Zonas Áridas” (CEAZA), que tiene su estación de medición a 15 km de dicha comunidad. Los datos registrados en los últimos 4 años se presentan en la tabla 4.9.

Tabla 4.9 Precipitaciones de los últimos 4 años en mm.

Mes	2010 (mm)	2011 (mm)	2012 (mm)	2013 (mm)
Enero	2,03	0,00	0,00	0,30
Febrero	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,00	0,00
Abril	0,00	1,78	0,00	0,00
Mayo	47,24	0,00	0,00	29,10
Junio	30,73	28,95	0,00	0,20
Julio	0,00	21,97	0,00	7,90
Agosto	11,18	0,00	13,20	0,00
Septiembre	32,51	0,00	0,00	0,10
Octubre	0,00	0,00	0,00	0,00
Noviembre	0,00	0,00	0,00	2,30
Diciembre	0,00	0,00	0,00	0,00

Otro factor ambiental importante, que se debe conocer, es la temperatura de la localidad en estudio. Al igual que la radiación y las precipitaciones, los valores de temperatura fueron obtenidos a través del CEAZA. Los datos obtenidos se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4.10 Valores máximos de Temperatura en los últimos 4 años.

Mes	2010 (°C)	2011 (°C)	2012 (°C)	2013 (°C)
Enero	32,6	33	33,5	33,5
Febrero	29,2	33,2	33	33,5
Marzo	33,3	30,4	30,8	34,2
Abril	31,4	30,2	32,4	32,7
Mayo	31,8	0,0	35,6	34,1
Junio	27,7	25,6	32,9	28,8
Julio	30,7	22	31,2	27,4
Agosto	29,6	29,4	35,2	32,2
Septiembre	32,1	0,0	32,5	38,2
Octubre	31,7	0,0	34,6	33,3
Noviembre	32,2	27,9	32,2	36,2
Diciembre	30,3	33,1	33,9	32,1

4.3 Sistema fotovoltaico autónomo para una vivienda modelo

4.3.1 Estimación del consumo

Para suministrar energía eléctrica a una vivienda modelo de la localidad de Gulliguaica es necesario conocer el consumo que esta utilizará para dimensionar un sistema de generación que abastezca lo necesario para que funcione un equipo dual de calefacción-aire acondicionado y ampolletas LED para la iluminación interior de toda la vivienda.

Las principales características del equipo dual calefacción-aire acondicionado son:

- **Marca:** ANWO
- **Modelo:** Inverter-Ecológico R-410
- **Potencia calor:** 810 (W)
- **Potencia frio:** 820 (W)
- **Capacidad calor:** 11500 (BTU/h)
- **Capacidad frio:** 9000 (BTU/h)
- **Área de aplicación:** 18-24 m²

El funcionamiento del equipo dual de calefacción-aire acondicionado se limitó a 5 horas de funcionamiento por día, debido a que una cantidad mayor de horas en el funcionamiento aumentaría el número de módulos que conforman el generador fotovoltaico, lo que también significaría un aumento excesivo en el costo inicial del sistema. En la tabla 4.11 se presentan los costos aproximados del sistema fotovoltaico para diferentes horas de funcionamiento.

Tabla 4.11 Costo total del sistema influenciado por las horas de funcionamiento del equipo dual.

Hora/Día	Superficie Módulos (m ²)	N° de Módulos	N° de Baterías	Costo Total (\$)
4	15	10	12	5.738.852
5	18	12	12	6.118.832
6	21	14	16	6.974.717
7	24	16	16	7.354.697
8	27	18	20	8.210.582
9	30	20	20	8.590.562
10	33	22	24	9.446.446

En la figura 4.4 se presenta la gráfica de la evolución, aproximadamente proporcional, del costo según horas de funcionamiento del equipo dual.

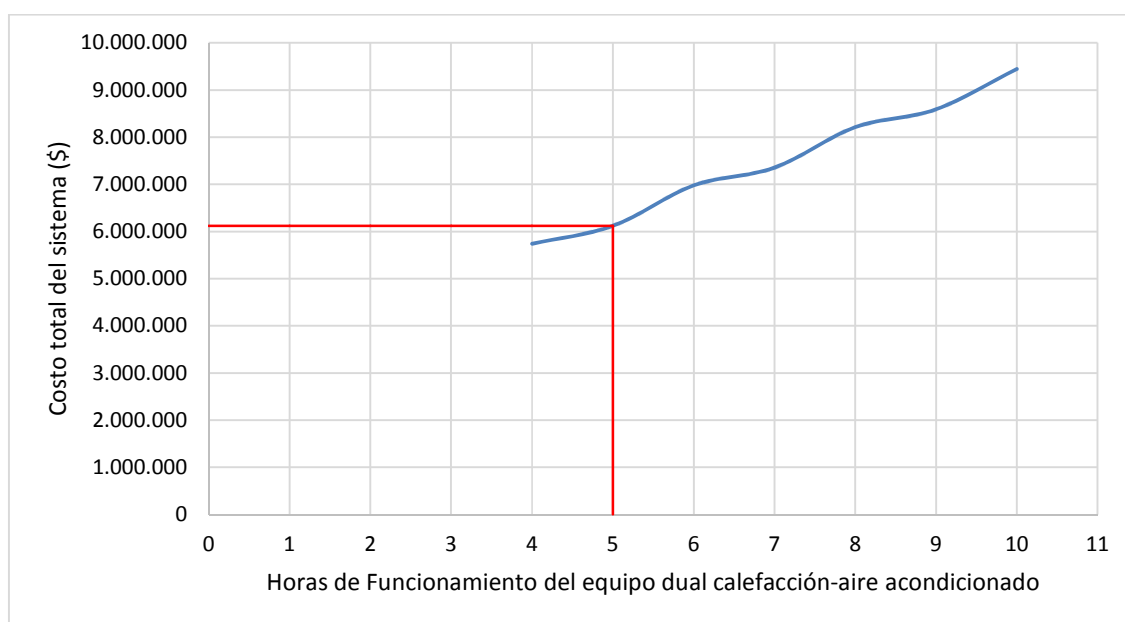


Fig. 4.4 Gráfico de Horas de funcionamiento vs Costo total.

En las tablas 4.12 y 4.13 se presentan los consumos medios diarios mensuales durante el periodo de un año.

Tabla 4.12 Consumo medio diario mensual (Wh/día) de aire acondicionado.

Mes	Potencia (W)	N° de Equipos	Horas/día	Consumo Wh/día
Enero	820	1	5	4100
Febrero	820	1	5	4100
Marzo	820	1	5	4100
Abril	820	1	0	0
Mayo	820	1	0	0
Junio	820	1	0	0
Julio	820	1	0	0
Agosto	820	1	0	0
Septiembre	820	1	0	0
Octubre	820	1	0	0
Noviembre	820	1	3	2460
Diciembre	820	1	5	4100

Tabla 4.13 Consumo medio diario mensual (Wh/día) de calefacción.

Mes	Potencia (W)	N° de Equipos	Horas/día	Consumo Wh/día
Enero	810	1	0	0
Febrero	810	1	0	0
Marzo	810	1	0	0
Abril	810	1	5	4050
Mayo	810	1	5	4050
Junio	810	1	5	4050
Julio	810	1	5	4050
Agosto	810	1	5	4050
Septiembre	810	1	5	4050
Octubre	810	1	5	4050
Noviembre	810	1	2	1620
Diciembre	810	1	0	0

Las principales características del equipo de iluminación LED son:

- **Marca:** Philips
- **Modelo:** Rosca E27 Blanco
- **Potencia:** 13 (W)
- **Potencia equivalente:** 75 (W)
- **Salida luminosa:** 1055 lúmenes

Los consumos medios diarios mensuales del equipo de iluminación a utilizar se presentan en la tabla 4.14. Se asume para las horas de funcionamiento un factor de demanda de 0.8, debido a la discontinuidad de funcionamiento durante un día.

Tabla 4.14 Consumo medio diario mensual (Wh/día) de iluminación.

Mes	Potencia (W)	N° de Equipos	Horas/día	Consumo Wh/día
Enero	13	7	0,8x8	582,4
Febrero	13	7	0,8x7	509,6
Marzo	13	7	0,8x9	655,2
Abril	13	7	0,8x10	728
Mayo	13	7	0,8x10	728
Junio	13	7	0,8x11	800,8
Julio	13	7	0,8x11	800,8
Agosto	13	7	0,8x11	800,8
Septiembre	13	7	0,8x9	655,2
Octubre	13	7	0,8x8	582,4
Noviembre	13	7	0,8x7	509,6
Diciembre	13	7	0,8x7	509,6



Fig. 4.4 Equipos de consumo.

Tabla 4.15 Resumen de consumos medios diarios mensuales (Wh/día).

Mes	A. Acondicionado Wh/día	Calefacción Wh/día	Iluminación Wh/día	Consumo Total Wh/día
Enero	4100	0	582,4	4682,4
Febrero	4100	0	509,6	4609,6
Marzo	4100	0	655,2	4755,2
Abril	0	4050	728	4778
Mayo	0	4050	728	4778
Junio	0	4050	800,8	4850,8
Julio	0	4050	800,8	4850,8
Agosto	0	4050	800,8	4850,8
Septiembre	0	4050	655,2	4705,2
Octubre	0	4050	582,4	4632,4
Noviembre	2460	1620	509,6	4589,6
Diciembre	4100	0	509,6	4609,6

El consumo de las cargas, no es útil para dimensionar el generador fotovoltaico debido a que existen pérdidas en los componentes, tales como: inversor, batería y conductores. Por lo tanto se aplica la ecuación 4.1 para calcular el consumo que realmente deberá abastecer el campo fotovoltaico.

$$Load\ medium\ daily\ (Lmd) = \frac{A + \frac{B}{n_{INV}}}{n_{BAT} \cdot n_{CON}} \left(\frac{Wh}{día} \right) \quad (4.1)$$

Dónde:

Lmd: Consumo medio diario de todo el sistema (Wh/día)

A: Consumo de energía DC (Wh/día)

B: Consumo de energía AC (Wh/día)

n_{INV}: Rendimiento del inversor en por unidad

n_{BAT}: Rendimiento de la batería en por unidad

n_{CON}: Rendimiento de los conductores en por unidad

Se asumen valores de rendimientos típicos en el dimensionado de sistemas fotovoltaicos para el inversor de 0.9, batería de 0.95 y conductores de 1. En el caso de conductores como se entiende que son distancias cortas, su rendimiento se asume que es del 100%.

Tabla 4.16 Consumo medio diario de todo el sistema (Wh/día) Load Medium Daily (Lmd).

Mes	Consumo Total Wh/día	Consumo Medio Diario Wh/día
Enero	4682,4	5476,49
Febrero	4609,6	5391,35
Marzo	4755,2	5561,64
Abril	4778	5588,30
Mayo	4778	5588,30
Junio	4850,8	5673,45
Julio	4850,8	5673,45
Agosto	4850,8	5673,45
Septiembre	4705,2	5503,16
Octubre	4632,4	5418,01
Noviembre	4589,6	5367,95
Diciembre	4609,6	5391,35

4.3.2 Esquema casa modelo

En la figura 4.5 se muestra el esquema de la vivienda modelo, con sus respectivas dimensiones y ubicación del equipo a emplear en iluminación y equipo dual calefacción-aire acondicionado. Esta vivienda cuenta con 49 m² de superficie ubicada en un terreno de 600 m².

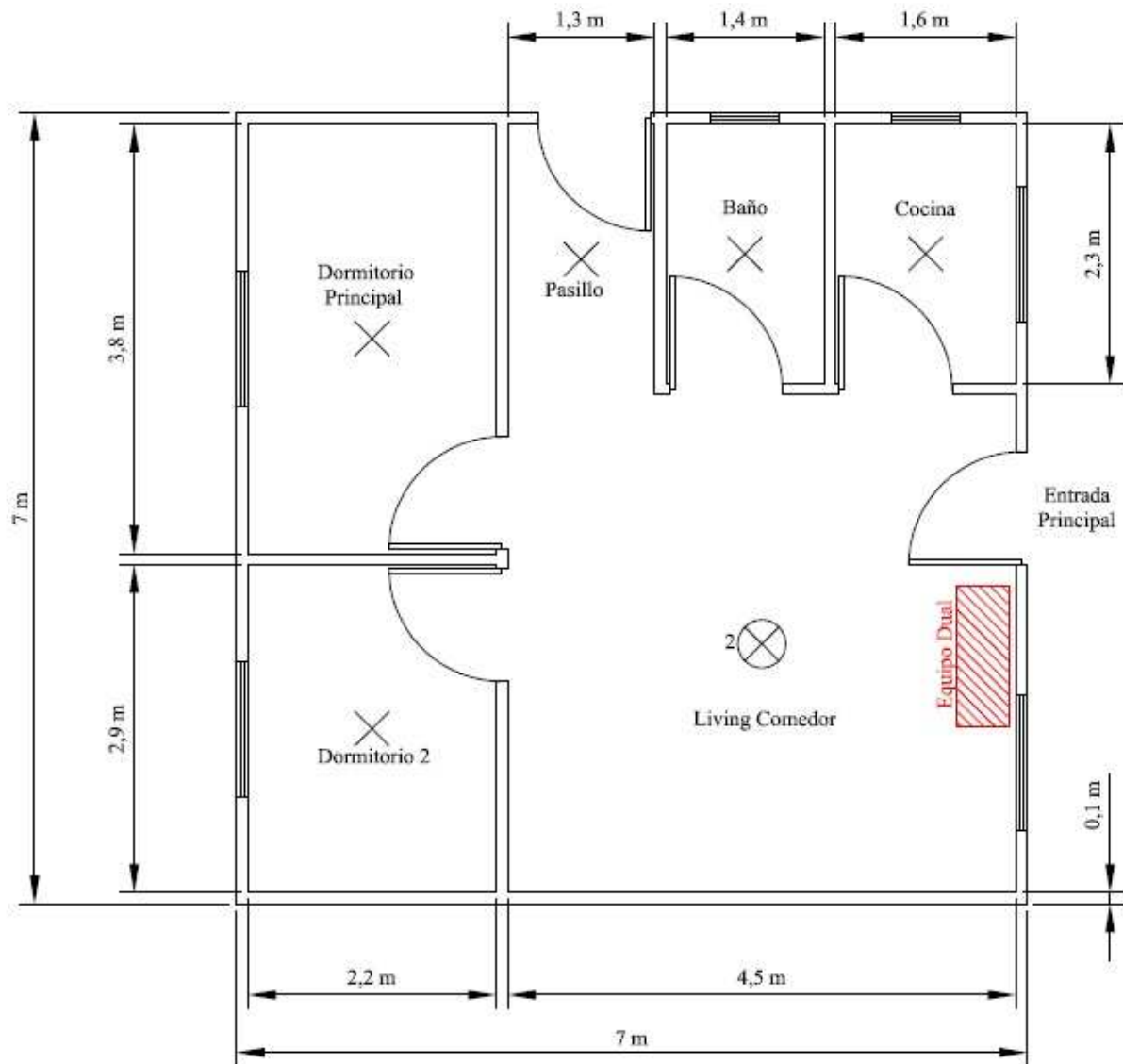


Fig. 4.5 Casa modelo.

El ángulo de orientación de los módulos depende de la orientación del techo de las viviendas, que en esta situación una cara está orientada hacia el nordeste, por lo que en los cálculos del generador fotovoltaico se tomarán los datos de radiación solar para una orientación

de 150° . La mayor radiación se obtiene cuando los módulos están orientados al norte, debido a que este no es el caso, la radiación solar recibida será menor.

En la figura 4.6 se muestra un esquema simple, de la ubicación del generador fotovoltaico, el cual ha sido representado por un rectángulo de color azul.

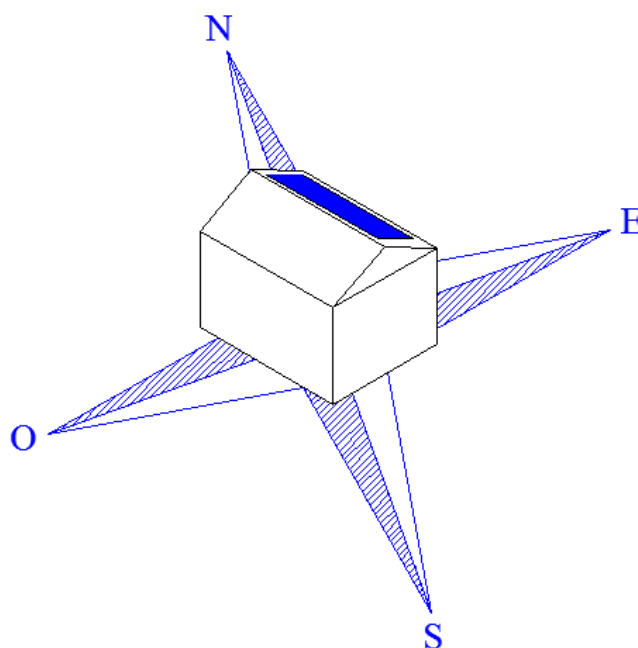


Fig. 4.6 Ubicación del generador fotovoltaico.

En la figura 4.7 se muestra un diagrama en bloques del sistema fotovoltaico para la vivienda.

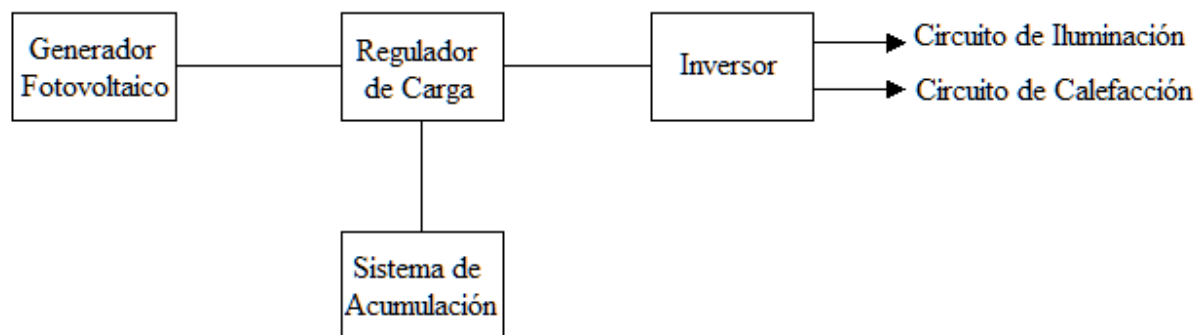


Fig. 4.7 Esquema del sistema fotovoltaico.

4.3.3 Dimensionado del sistema de generación

Calculado previamente el consumo se procede a dimensionar el sistema de generación, que es conformado por un número de módulos conectados en serie y en paralelo.

La tabla 4.17 presenta los valores de radiación media diaria mensual para una orientación de 150° (nordeste) a distintas inclinaciones de los módulos fotovoltaicos.

Los datos de radiación fueron extraídos del Registro Solarimétrico creado por la Universidad Técnica Federico Santa María para la República de Chile.

Tabla 4.17 Radiación solar media diaria mensual (kWh/m²/día) para distintas inclinaciones.

Mes	20°	30°	40°	50°	90°
Enero	6,10	5,70	5,43	4,97	3,29
Febrero	6,14	5,87	5,57	5,11	3,45
Marzo	4,25	4,16	3,98	3,75	2,76
Abril	3,33	3,35	3,31	3,20	2,23
Mayo	2,93	3,01	3,03	2,98	2,18
Junio	2,82	2,95	3,01	3,01	2,36
Julio	2,69	2,78	2,81	2,78	2,11
Agosto	3,20	3,25	3,24	3,16	2,18
Septiembre	3,96	3,91	3,78	3,59	2,67
Octubre	4,72	4,55	4,33	4,01	2,77
Noviembre	5,31	5,01	4,77	4,39	2,95
Diciembre	6,06	5,63	5,37	4,91	2,51

El método empleado para realizar el dimensionado del sistema fotovoltaico, llamado método del mes crítico, consiste en calcular la inclinación óptima de los módulos, de tal forma que se optimice la relación Consumo/Radiación por cada mes.

Para calcular la relación Consumo/Radiación se realiza un cociente entre el consumo medio diario mensual (Tabla 4.15) y la radiación media diaria mensual (Tabla 4.16).

Los valores del cociente obtenido se presentan en la tabla 4.18.

Tabla 4.18 Cociente entre consumo medio diario mensual (Wh/día) y radiación media diaria mensual (kWh/m²/día).

Mes	20°	30°	40°	50°	90°
Enero	897,79	961,33	1008,74	1100,98	1666,06
Febrero	878,68	918,23	968,30	1055,65	1562,71
Marzo	1307,13	1337,56	1396,04	1485,02	2011,80
Abril	1678,17	1666,49	1688,31	1744,53	2502,22
Mayo	1910,00	1856,78	1846,88	1874,86	2566,48
Junio	2011,86	1925,38	1882,78	1884,87	2400,61
Julio	2108,84	2040,34	2019,25	2040,34	2685,14
Agosto	1772,95	1743,08	1750,02	1794,66	2601,73
Septiembre	1388,52	1743,08	1750,02	1794,66	2601,73
Octubre	1148,83	1189,51	1251,55	1352,32	1953,00
Noviembre	1010,91	1072,16	1124,57	1221,84	1821,70
Diciembre	889,95	957,78	1003,79	1097,39	2150,99

De los valores de la tabla anterior (4,18) se elige el mayor valor para cada inclinación y entre estos se escoge el menor valor (color gris), el cuál indicará el mes crítico y la inclinación óptima a la que se debe instalar el generador fotovoltaico.

De acuerdo a los valores de la tabla anterior se obtiene como información lo siguiente:

Mes Crítico: Julio

Orientación: 150° (Nordeste)

Inclinación Óptima: 40°

Consumo Mes Crítico: 5673,45 Wh/día

Radiación Mes Crítico: 2,81 kWh/m²/día

Para calcular el número total de módulos a emplear en el sistema, se considera la información extraída anteriormente y tener un módulo fotovoltaico seleccionado (ver anexo 1) para poder realizar los cálculos del generador fotovoltaico.

Número total de módulos fotovoltaicos

$$N_T = \frac{Lmd}{P_{M,STC} \cdot G_D \cdot P_R} = \frac{5673,45}{220 \cdot 2,81 \cdot 0,85} = 10,80 \approx 11 \quad (4.2)$$

Dónde:

N_T : Número total de módulos fotovoltaicos

Lmd : Consumo medio diario de todo el sistema (Wh/día)

$P_{M,STC}$: Potencia máxima en condiciones estándar (W)

G_D : Radiación Mes Crítico (kWh/m²/dia)

P_R : Factor global de funcionamiento del generador (0,85 para módulos de silicio)

Para el cálculo del número de módulos que irán conectados en serie es necesario primero definir el voltaje del sistema de acumulación, que puede ser típicamente 12-24-48 V, en este caso se elige un voltaje de 48 V. También se debe tener el voltaje en el punto de máxima potencia del módulo para poder realizar el cálculo siguiente.

Número de módulos en serie

$$N_S = \frac{V_{BAT}}{V_{M,STC}} = \frac{48}{26,6} = 1,80 \approx 2 \quad (4.3)$$

Dónde:

N_S : Número de módulos en serie por rama del generador

V_{BAT} : Voltaje nominal de la batería (V)

$V_{M,STC}$: Voltaje nominal del módulo en el punto de máxima potencia (V)

El número de ramas en paralelo quedará definido por el cociente entre el número total de módulos calculados y el número de módulos en serie, calculados anteriormente. Se debe tener en

cuenta que los resultados obtenidos, cuando existen decimales, deben ser aproximados al número entero siguiente.

Número de Módulos en paralelo

$$N_P = \frac{N_T}{N_S} = \frac{11}{2} = 5,50 \approx 6 \quad (4.4)$$

Dónde:

N_P : Número de ramas paralelo a conectar

N_T : Número total de módulos fotovoltaicos

N_S : Número de módulos en serie por rama del generador

El generador fotovoltaico calculado queda definido de la siguiente forma:

Potencia nominal: 2640 (W)

Número total de módulos: 12

Número de módulos en serie: 2

Número de módulos en paralelo: 6

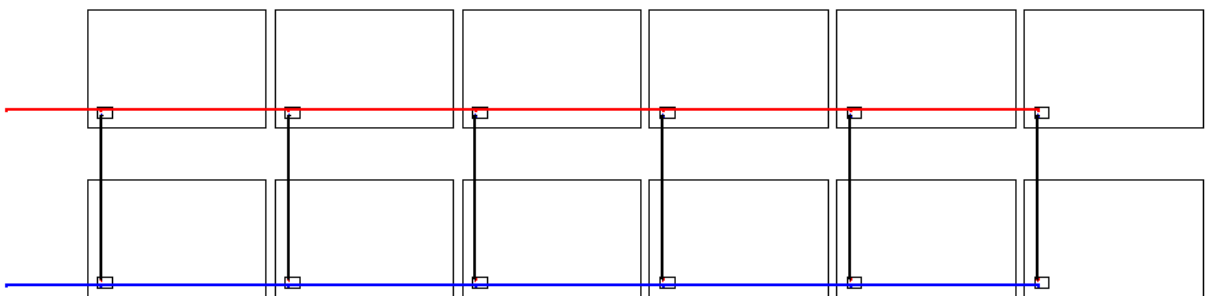


Fig. 4.8 Esquema de conexión de los módulos fotovoltaicos.

Características del módulo seleccionado:

Marca: KYOCERA

Modelo: KD220GH-4YU

Potencia máxima (P_m): 220 (W)

Voltaje máxima potencia (V_m): 26.6 (V)

Corriente máxima potencia (I_m): 8,28 (A)

Voltaje de circuito abierto (V_{OC}): 33,2 (V)

Corriente de corto circuito (I_{SC}): 8,98 (A)

Eficiencia: 14,8 %

Dimensiones: 1550 x 990 x 46 mm (Largo x Ancho x Espesor)

Peso: 18 (kg)



Fig. 4.9 Módulo KYOCERA.

4.3.4 Dimensionado del inversor

La potencia del inversor queda definida por la potencia nominal de los equipos conectados multiplicada por un factor de seguridad, en este caso, corresponde a 1,2.

$$P_{INV} = 1,2 \cdot P_{AC} = 1,2 \cdot 911 = 1093,2 \text{ W} \quad (4.5)$$

Dónde:

P_{INV} : Potencia a la que el inversor funcionará (W)

1,2: Factor de seguridad

P_{AC} : Potencia AC nominal total de los consumos conectados al inversor (W)

Características del inversor seleccionado:

Marca: COTEK

Modelo: SK1500-248

Potencia: 1500 (W)

Voltaje salida AC: 220/230/240 (V)

Voltaje entrada DC: 48 (V)

Eficiencia: 94 %

Dimensiones: 415 x 191 x 88 mm (Largo x Ancho x Espesor)

Peso: 4,8 (kg)



Fig. 4.10 Inversor COTEK.

4.3.5 Dimensionado del sistema de acumulación

En el dimensionado de la batería es importante tener en cuenta la profundidad de descarga máxima que se le permitirá a la batería antes de ser desconectada, del generador fotovoltaico, por el regulador de carga. Existen dos parámetros al momento de realizar el dimensionado, el primero corresponde a la profundidad de descarga máxima diaria, que indica el porcentaje máximo de descarga en un ciclo diario y que en el caso de existir radiación solar, la batería será cargada nuevamente. El segundo corresponde a la profundidad de descarga estacional, que indica el máximo de descarga que tendrá la batería en un periodo donde no existe radiación solar que permita la carga de la batería, en breves palabras, este parámetro está vinculado directamente con los días de autonomía que tendrá el sistema cuando no exista radiación solar. Para un buen dimensionado del sistema de acumulación, se considera una profundidad de descarga máxima diaria entre un 15 a 20 % y un porcentaje de descarga estacional de 70 %.

En resumen, el sistema de acumulación tendrá los siguientes parámetros a considerar en el cálculo:

$$P_{Dmax,e} = 0,7; P_{Dmax,d} = 0,2; N = 3; F_{CT} = 1; V_{BAT} = 48$$

La capacidad nominal diaria del sistema de acumulación se obtiene de la siguiente forma:

$$Cnd = \frac{Lmd}{P_{Dmax,d} \cdot F_{CT}} = \frac{5673,45}{0,2 \cdot 1} = 28367,25 \text{ (Wh)} \quad (4.6)$$

Dónde:

Cnd: Capacidad nominal diaria (Wh)

Lmd: Consumo medio diario afectado por los rendimientos de los equipos (Wh)

P_{Dmax,d}: Profundidad máxima de descarga diaria en por unidad

F_{CT}: Factor de corrección por temperatura

$$Cnd = \frac{Cnd \text{ (Wh)}}{V_{BAT}} = \frac{28367,25}{48} = 590,98 \text{ (Ah)} \quad (4.7)$$

Dónde:

Cnd: Capacidad nominal diaria (Ah)

Cnd (Wh): Capacidad nominal diaria (Wh)

V_{BAT}: Voltaje del sistema de acumulación (V)

La capacidad nominal estacional del sistema de acumulación se obtiene de la siguiente forma:

$$Cne = \frac{Lmd \cdot N}{P_{Dmax,e} \cdot F_{CT}} = \frac{5673,45 \cdot 3}{0,7 \cdot 1} = 24314,79 \text{ (Wh)} \quad (4.8)$$

Dónde:

Cne: Capacidad nominal estacional (Wh)

N: Número de días de autonomía

Lmd : Consumo medio diario afectado por los rendimientos de los equipos (Wh)

$P_{Dmax,e}$: Profundidad máxima de descarga estacional en por unidad

F_{CT} : Factor de corrección por temperatura

$$Cne = \frac{Cne (Wh)}{V_{BAT}} = \frac{24314,79}{48} = 506,56 (Ah) \quad (4.9)$$

Dónde:

Cne : Capacidad nominal estacional (Ah)

$Cne (Wh)$: Capacidad nominal estacional (Wh)

V_{BAT} : Voltaje del sistema de acumulación (V)

Para la capacidad nominal estacional (Cne) se consideran 3 días de autonomía, con el fin de asegurar una continuidad del suministro durante los días en que no existe radiación solar. En el caso de la capacidad nominal diaria (Cnd), como se mencionó anteriormente, se considera una descarga de un 20% del sistema acumulador, esto se debe a que durante el día la radiación solar no es constante.

Una vez calculada la capacidad nominal diaria y estacional, se debe seleccionar el mayor valor entre estas dos, por lo tanto el valor de diseño del sistema de acumulación será el de la capacidad nominal diaria con un valor de 590,98 Ah.

Para cumplir con los requerimientos del sistema fotovoltaico se conectará 4 baterías de 12 V y 200 Ah en serie para completar una tensión de 48 V y 3 ramas en paralelo para tener una corriente del sistema de 600 Ah.

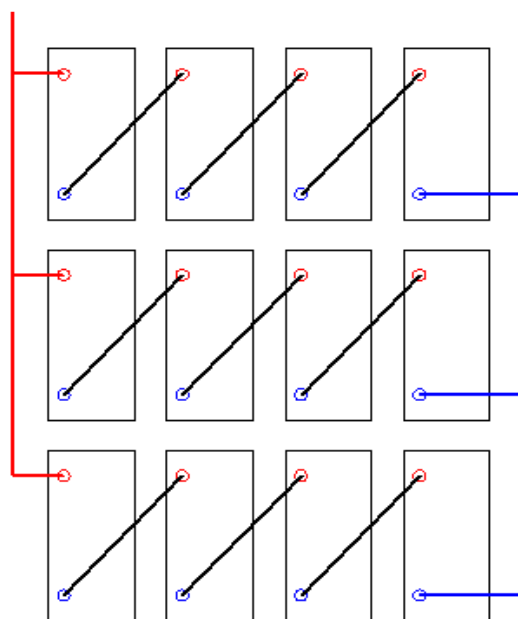


Fig. 4.11 Esquema de conexión de las baterías.

Características de la batería seleccionada:

Marca: CURTISS

Modelo: CT122000

Capacidad: 200 (Ah)

Voltaje DC: 12 (V)

Dimensiones: 218 x 522 x 240 mm (Largo x Ancho x Espesor)

Peso: 61 (kg)



Fig. 4.12 Batería CURTISS.

4.3.6 Dimensionado del sistema de regulación

Para dimensionar el regulador de carga se debe evaluar cuál será la corriente máxima que este tendrá que soportar en condiciones de operación normal. Las corrientes que este equipo tendrá que ver serán la corriente de entrada que viene desde el generador fotovoltaico y la corriente de salida que corresponde a la que consume la carga, más un 25% como factor de

seguridad para considerar aumentos de irradiancia que a veces se producen en los días nublados durante pequeños intervalos de tiempo.

Los parámetros a tener en cuenta para el dimensionado son los siguientes:

$$I_{MOD,STC} = 8,98 \text{ A}; I_{GEN,STC} = 53,88 \text{ A}; P_{AC} = 911 \text{ W}; \eta_{INV} = 0,9; V_{BAT} = 48 \text{ V}$$

$$I_{ENTRADA} = 1,25 \cdot I_{GEN,STC} = 1,25 \cdot 53,88 = 67,35 \text{ A} \quad (4.10)$$

Dónde:

$I_{ENTRADA}$: Corriente de entrada del regulador (A)

1,25: Factor de seguridad

$I_{GEN,STC}$: Corriente del generador en condiciones estándar, se obtiene multiplicando la corriente en condiciones estándar de un módulo por el número de módulos en paralelo.

$$I_{SALIDA} = 1,25 \cdot \frac{P_{AC}/\eta_{INV}}{V_{BAT}} = 1,25 \cdot \frac{911/0,9}{48} = 26,36 \text{ A} \quad (4.11)$$

Dónde:

I_{SALIDA} : Corriente de salida del regulador (A)

1,25: Factor de seguridad

P_{AC} : Potencia AC nominal total de los consumos conectados al inversor (W)

η_{INV} : Rendimiento del inversor en por unidad

V_{BAT} : Voltaje de la batería (V)

La corriente de diseño para el regulador será la máxima, por lo tanto la corriente del regulador es de 67,35 A.

Características del regulador de carga seleccionado:

Marca: VICTRON ENERGY

Modelo: BLUESOLAR CHARGER MPPT 150/70 150/85

Potencia máxima de entrada: 12 V: 1000 W/ 24 V: 2000 W/
36 V: 3000 W/ 48 V: 4000 W

Corriente de carga nominal: 70 (A) @ 40 °C

Tensión nominal de la batería: 12/24/36/48 (V)

Tensión máxima fotovoltaica: 150 (V) (En condiciones de frío)/
145 (V) (Funcionando al máx.)

Eficiencia: 12 V: 95 % / 24 V: 96,5 %
/ 36 V: 97 % / 48 V: 97,5 %

Dimensiones: 350 x 160 x 135 mm
(Largo x Ancho x Espesor)

Peso: 4,2 (kg)



Fig. 4.13 Reg. de Carga VICTRON ENERGY.

4.3.7 Dimensionado de conductores

a) Generador fotovoltaico

$$I_N = N \cdot I_{MOD,STC} = 6 \cdot 8,98 = 53,88 \text{ (A)} \quad (4.12)$$

Dónde:

I_N : Corriente nominal (A)

$I_{MOD,SC}$: Corriente de cortocircuito del módulo (A)

N : Número de ramas del generador en paralelo

$$I_{REF} = \frac{1,25 \cdot I_N}{F_T \cdot F_N \cdot N} = \frac{1,25 \cdot 53,88}{0,96 \cdot 1 \cdot 1} = 70,16 \text{ (A)} \quad (4.13)$$

Dónde:

I_{REF} : Corriente de referencia (A)

I_N : Corriente nominal del generador (A)

F_T : Factor de corrección por temperatura

F_N : Factor de corrección por número de conductores en ducto

N : Número de conductores por fase

Características del conductor seleccionado:

Tipo: THHN

Sección: 21,2 mm²

Corriente nominal: 95 (A)

Temperatura de servicio: 90 °C

Conductores por fase: 1

Temperatura ambiente: 35 °C

Canalización: t.p.r. 1”

b) Sistema de acumulación

En el caso del sistema de acumulación, los conductores se dimensionan para una corriente máxima de 70 A, ya que esta es la máxima corriente que permitiría el regulador acceder al sistema de acumulación.

$$I_{MAX} = 70 \text{ (A)}$$

$$I_{REF} = \frac{1,25 \cdot I_{MAX}}{F_T \cdot F_N \cdot N} = \frac{1,25 \cdot 70}{0,96 \cdot 1 \cdot 1} = 91,15 \text{ (A)} \quad (4.14)$$

Dónde:

I_{REF} : Corriente de referencia (A)

I_{MAX} : Corriente máxima que permite el regulador de carga (A)

F_T : Factor de corrección por temperatura

F_N : Factor de corrección por número de conductores en ducto

N : Número de conductores por fase

Características del conductor seleccionado:

Tipo: THHN

Sección: 21,2 mm²

Corriente nominal: 95 (A)

Temperatura de servicio: 90 °C

Conductores por fase: 1

Temperatura ambiente: 35 °C

c) Consumo

- Circuito de Iluminación

$$I_N = \frac{P}{FP \cdot V} = \frac{91}{0,9 \cdot 220} = 0,46 \angle - 25,85 \text{ (A)} \quad (4.15)$$

Dónde:

I_N : Corriente nominal (A)

P : Potencia activa (W)

FP : Factor potencia

V : Voltaje (V)

$$I_{REF} = \frac{1,25 \cdot |I_N|}{F_T \cdot F_N \cdot N} = \frac{1,25 \cdot 0,46}{0,96 \cdot 1 \cdot 1} = 0,60 \text{ (A)} \quad (4.16)$$

Dónde:

I_{REF} : Corriente de referencia (A)

I_{MAX} : Corriente máxima que permite el regulador de carga (A)

F_T : Factor de corrección por temperatura

F_N : Factor de corrección por número de conductores en ducto

N : Número de conductores por fase

Características del conductor seleccionado:

Tipo: THHN

Sección: 2,08 mm²

Corriente nominal: 25 (A)

Temperatura de servicio: 90 °C

Conductores por fase: 1

Temperatura ambiente: 35 °C

- Circuito de calefacción

$$I_N = \frac{P}{FP \cdot V} = \frac{820}{1 \cdot 220} = 3,73 \angle 0 \text{ (A)} \quad (4.17)$$

Dónde:

I_N : Corriente nominal (A)

P : Potencia activa (W)

FP : Factor potencia

V : Voltaje (V)

$$I_{REF} = \frac{1,25 \cdot |I_N|}{F_T \cdot F_N \cdot N} = \frac{1,25 \cdot 3,73}{0,96 \cdot 1 \cdot 1} = 4,857 \text{ (A)} \quad (4.18)$$

Dónde:

I_{REF} : Corriente de referencia (A)

I_{MAX} : Corriente máxima que permite el regulador de carga (A)

F_T : Factor de corrección por temperatura

F_N : Factor de corrección por número de conductores en ducto

N : Número de conductores por fase

Características del conductor seleccionado:

Tipo: THHN

Sección: 2,08 mm²

Corriente nominal: 25 (A)

Temperatura de servicio: 90 °C

Conductores por fase: 1

Temperatura ambiente: 35 °C

4.3.8 Dimensionado de interruptores

Con el fin de proteger los consumos que estarán conectados al sistema fotovoltaico, se propone el cálculo de interruptores.

a) Interruptor automático para iluminación

$$I_N = 0,46\angle - 25,85 (A)$$

$$I_{INT} = 1,25 \cdot I_N = 1,25 \cdot 0,46\angle - 25,85 = 0,575 (A)\angle - 25,85 \quad (4.19)$$

Dónde:

I_{INT} : Corriente interruptor (A)

I_N : Corriente nominal (A)

1,25: Factor de seguridad

Características del interruptor automático seleccionado:

Marca: GENERAL ELECTRIC

Corriente nominal: 6 (A)

Capacidad de ruptura: 6 kA



Fig. 4.14 Int. Aut. GENERAL ELECTRIC.

b) Interruptor automático para el equipo dual de calefacción-aire acondicionado

$$I_N = 3,73 \angle 0 \text{ (A)}$$

$$I_{INT} = 1,25 \cdot I_N = 1,25 \cdot 3,73 \angle 0 = 4,66 \angle 0 \text{ (A)} \quad (4.20)$$

Dónde:

I_{INT} : Corriente interruptor (A)

I_N : Corriente nominal (A)

1,25: Factor de seguridad

Características del interruptor automático seleccionado:

Marca: GENERAL ELECTRIC

Corriente nominal: 6 (A)

Capacidad de ruptura: 6 kA



Fig. 4.15 Int. Aut. GENERAL ELECTRIC.

c) Interruptor diferencial

$$\dot{I}_N = \dot{I}_{N,IL} + \dot{I}_{N,ED} = 0,46 - 25,85 + 3,73 \angle 0 = 4,15 \angle - 2,77 \text{ (A)} \quad (4.21)$$

Dónde:

\dot{I}_N : Corriente nominal (A)

$\dot{I}_{N,IL}$: Corriente nominal de iluminación (A)

$\dot{I}_{N,ED}$: Corriente nominal de equipo dual de calefacción-aire acondicionado (A)

$$\dot{I}_{INT} = 1,25 \cdot \dot{I}_N = 1,25 \cdot 4,15 \angle - 2,77 = 5,19 \angle - 2,77 \text{ (A)} \quad (4.22)$$

Dónde:

\dot{I}_{INT} : Corriente interruptor (A)

\dot{I}_N : Corriente nominal (A)

1,25: Factor de seguridad

Características del interruptor diferencial seleccionado:

Marca: GENERAL ELECTRIC

Corriente nominal: 25 (A)

Capacidad de ruptura: 6 kA

Sensibilidad: 30 mA



Fig. 4.16 Int. Dif. GENERAL ELECTRIC.

4.3.9 Dimensionado de estructuras de soporte

Para el caso de las estructuras de soporte, estas deben cumplir con los requerimientos de la norma NCh2896.Of2004:

a) Obligatorios

- Las estructuras de soporte deben ser capaces de resistir, como mínimo, 20 años de exposición a la intemperie.
- En el caso de los módulos fotovoltaicos con marco, su fijación a los soportes sólo se puede realizar mediante elementos (tornillos, tuercas, arandelas, etc.) de acero inoxidable.
- Si se utilizan sistemas de seguimiento manual (dos a tres posiciones por día moviéndose de este a oeste), todos sus componentes deben satisfacer los requisitos especificados anteriormente para las estructuras de soporte.
- Para el diseño de obras civiles, se debe considerar en los cálculos de carga de nieve a NCh431 y procedimientos de determinación de las cargas de viento conforme con NCh432.

b) Recomendados

- Las estructuras de soporte deben soportar vientos de 120 km/h, como mínimo.
- El ángulo de inclinación debe optimizar la captación de energía solar durante el peor mes del año en el cual se ha situado el proyecto. Si el proyecto considera los 12 meses del año se recomienda considerar los tres meses del invierno, de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$\textit{inclinación} (^{\circ}) = \textit{máx.} \{|\Phi| + 10^{\circ}\} \quad (4.23)$$

Dónde:

$|\Phi|$: Latitud del lugar en valor absoluto ($^{\circ}$)

La excepción para utilizar esta fórmula es para zonas de altas altitudes con fuerte incidencia de nieve y lluvia y sectores montañosos con un mayor porcentaje de sombra.

- Las estructuras de soporte estáticas son preferibles a las de seguimiento.

c) Sugeridos

- Instalar preferentemente los módulos fotovoltaicos sobre pedestales o paredes, que sobre los tejados.

Peso Propio

Las estructuras de soporte deben ser capaces de sostener el peso de los módulos. En este caso los módulos fotovoltaicos, según datos del fabricante, cada uno posee un peso de 18 kg.

Cálculo de la sobrecarga de nieve

Para el cálculo de la sobrecarga de nieve se utiliza las recomendaciones de la norma NCh431Of77. En este caso se calcula la sobrecarga básica de nieve, haciendo uso de la Tabla-2 de Sobrecargas básicas mínimas de nieve kN/m².

Para el caso de la comunidad de Gulliguaica, localizada en la latitud 30.004167 Sur y a una altura promedio de 550 m sobre el nivel del mar.

De acuerdo a la tabla 2, antes mencionada, para una altura entre 300 a 600 m y para una latitud entre 26 a 32 grados latitud sur, la sobrecarga de la nieve será de valor cero.

Cálculo de la sobrecarga del viento

Para el cálculo de la sobrecarga del viento se utiliza las recomendaciones de la norma NCh432.Of71.

La presión básica aplicada por el viento se calcula mediante la siguiente expresión:

$$q = \frac{u^2}{16} \text{ (kg/m}^2\text{)} \quad (4.24)$$

Dónde:

q : Presión básica del viento (kg/m^2)

u : Velocidad máxima instantánea del viento (m/s)

En este caso la norma de Energía Fotovoltaica NCh2896.Of2004 recomienda que las estructuras de soporte deben resistir vientos de una velocidad de 120 km/h. De acuerdo a la ecuación 4.X y usando una velocidad máxima instantánea de 120 km/h, la sobrecarga básica será la siguiente:

$$q = \frac{(120/3.6)^2}{16} = 69,4(\text{kg}/\text{m}^2) \quad (4.25)$$

Debido a que la velocidad máxima instantánea debe ser ingresada en m/s, se divide el valor de 120 km/h para obtener el equivalente en m/s.

En resumen las estructuras de soporte deben resistir al peso propio de cada módulo de 18 kg, una sobrecarga de nieve de 0 kN/m^2 y una sobrecarga del viento de 69,4 kg/m^2 .

La estructura de soporte seleccionada es la siguiente:

Marca: SUMSOL

Modelo: SERIE EA

Material: Aluminio con aleación

Sección: 467 mm^2

Tornillos: Acero Inoxidable

Fijación: Mediante presión del marco de aluminio, permitiendo la fijación por la parte frontal de este.

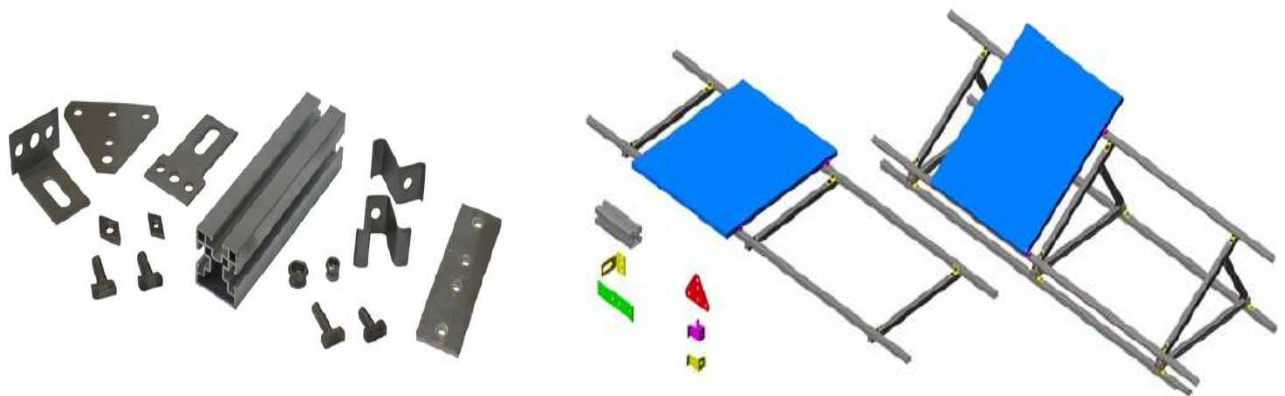


Fig. 4.17 Estructura de soporte SUMSOL.

4.4 Sistema fotovoltaico autónomo para riego

4.4.1 Estimación del consumo

Para generar la energía eléctrica que requiere el sistema de riego de la localidad de Gulliguaica, es necesario conocer el consumo que utilizarán los equipos empleados, en este caso serán dos electrobombas. Gracias al consumo se dimensiona el generador del sistema fotovoltaico autónomo.

Las principales características del equipo de riego son:

- **Marca:** Pedrollo
- **Modelo:** PKM 80
- **Potencia:** 1 (HP)
- **Corriente de entrada:** 5,2 (A)
- **Caudal Máximo:** 50 (L/min)
- **Profundidad máxima de aspiración:** 8 (m)
- **Accesorio:** Hidropack



Fig. 4.18 Electrobomba PETROLLO.

El funcionamiento de las electrobombas se limitó a un número máximo de 5 horas de funcionamiento al día, en los meses con más altas temperaturas (verano) y un mínimo de 2 horas de funcionamiento al día, en los meses con temperaturas más bajas (invierno). A una mayor cantidad de horas de funcionamiento mayor será el número de módulos que conforman el generador fotovoltaico, lo que también significa un incremento significativo en el costo económico inicial del sistema.

En la tabla 4.19 se presentan los consumos medios diarios mensuales durante el periodo de un año.

Tabla 4.19 Consumo medio diario mensual (Wh/día) de las electrobombas.

Mes	Potencia (W)	N° de Equipos	Horas/día	Consumo Wh/día
Enero	1196	2	5	11960
Febrero	1196	2	5	11960
Marzo	1196	2	4	9568
Abril	1196	2	3	7176
Mayo	1196	2	2	4784
Junio	1196	2	2	4784
Julio	1196	2	2	4784
Agosto	1196	2	2	4784
Septiembre	1196	2	4	9568
Octubre	1196	2	4	9568
Noviembre	1196	2	5	11960
Diciembre	1196	2	5	11960

Debido a que existen pérdidas en los componentes del sistema fotovoltaico (inversor, batería y conductores) el consumo de las electrobombas no es útil para dimensionar el generador, por consecuencia se aplica la ecuación 4.1 para calcular el consumo que realmente deberá abastecer el generador fotovoltaico.

Tabla 4.20 Consumo medio diario de todo el sistema (Wh/día) Load Medium Daily (Lmd).

Mes	Consumo Total Wh/día	Consumo Medio Diario Wh/día
Enero	11960	13988,30
Febrero	11960	13988,30
Marzo	9568	11190,64
Abril	7176	8392,98
Mayo	4784	5595,32
Junio	4784	5595,32
Julio	4784	5595,32
Agosto	4784	5595,32
Septiembre	9568	11190,64
Octubre	9568	11190,64
Noviembre	11960	13988,30
Diciembre	11960	13988,30

4.4.2 Esquema modelo

En la figura 4.19 se muestra el esquema de la ubicación del estanque para riego y la ubicación de las electrobombas.

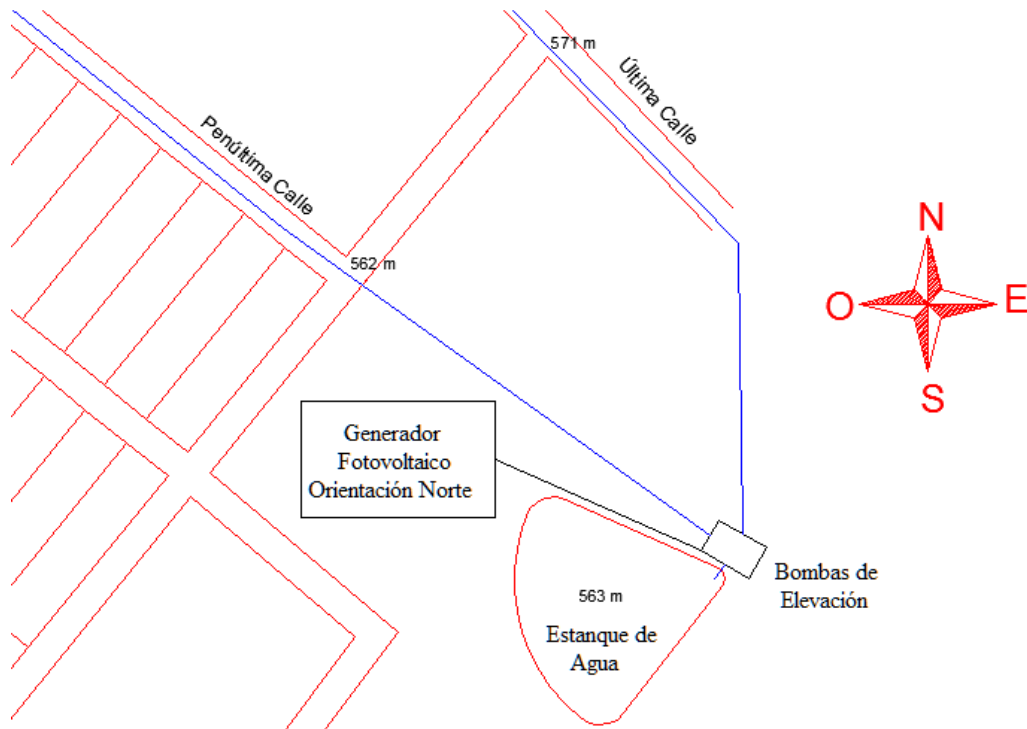


Fig. 4.19 Ubicación de las electrobombas.

El ángulo de orientación en donde se ubicarán los módulos fotovoltaicos de este sistema no se verá afectado por alguna condición estructural, a diferencia de la vivienda modelo que afectaba la condición de la orientación del techo, por ende la orientación del sistema de riego será de 180° norte (ideal) y con una inclinación horizontal de 30°.

En la figura 4.20 se muestra un esquema básico, de la ubicación del generador fotovoltaico, el cual ha sido representado por un rectángulo de color azul.

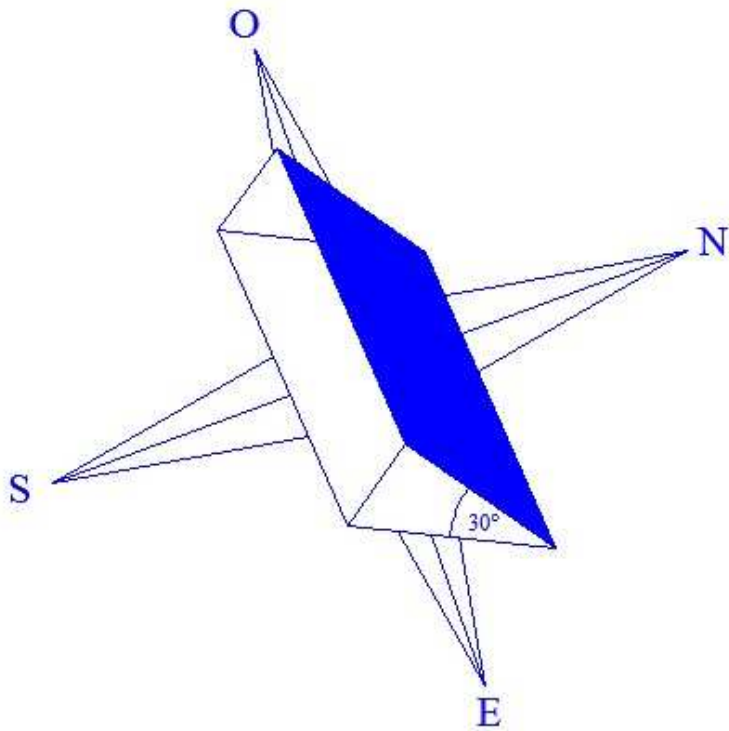


Fig. 4.20 Ubicación y orientación del generador fotovoltaico.

En la figura 4.21 se muestra un diagrama en bloques del sistema fotovoltaico destinado para el riego.

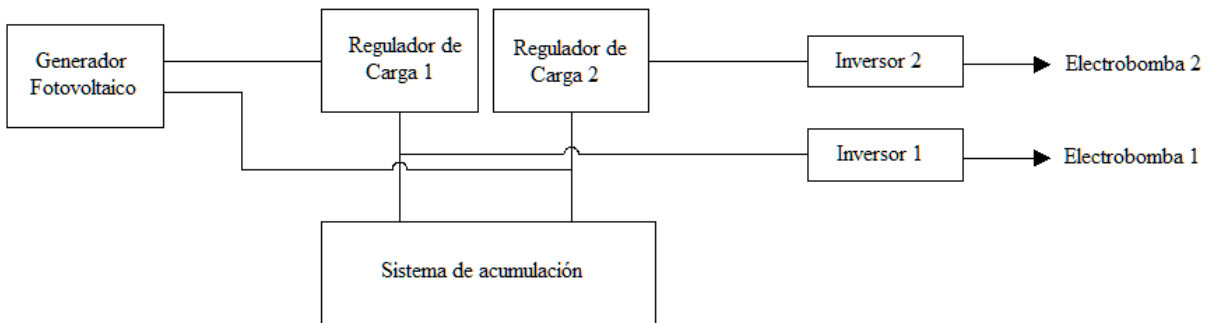


Fig. 4.21 Esquema del sistema fotovoltaico.

4.4.3 Dimensionado del sistema de generación

Después de haber calculado el consumo se procede a dimensionar el sistema de generación conformado por módulos conectados en serie y paralelo.

La tabla 4.21 presenta los valores de radiación media diaria mensual para una orientación de 180° (norte) a distintas inclinaciones de los módulos fotovoltaicos.

Los datos de radiación fueron extraídos del Registro Solarimetrico creado por la Universidad Técnica Federico Santa María para la República de Chile.

Tabla 4.21 Radiación solar media diaria mensual (kWh/m²/día) para distintas inclinaciones.

Mes	20°	30°	40°	50°	90°
Enero	6,22	5,88	5,42	4,85	2,34
Febrero	6,24	6,02	5,67	5,21	2,65
Marzo	4,38	4,35	4,22	4,02	2,52
Abril	3,42	3,49	3,49	3,41	2,48
Mayo	3,08	3,23	3,31	3,32	2,66
Junio	2,98	3,18	3,31	3,37	2,84
Julio	2,84	2,99	3,08	3,11	2,54
Agosto	3,31	3,42	3,45	3,41	2,58
Septiembre	4,10	4,10	4,03	3,88	2,58
Octubre	4,79	4,66	4,45	4,15	2,34
Noviembre	5,40	5,14	4,78	4,34	2,24
Diciembre	6,19	5,81	5,32	4,73	2,27

Tabla 4.22 Cociente entre consumo medio diario mensual (Wh/día) y radiación media diaria mensual (kWh/m²/día).

Mes	20°	30°	40°	50°	90°
Enero	2247,99	2380,01	2581,18	2883,23	5981,21
Febrero	2243,26	2324,47	2466,45	2684,53	5271,50
Marzo	2552,69	2575,43	2650,19	2784,19	4447,56
Abril	2451,70	2404,87	2407,17	2458,88	3384,27
Mayo	1818,19	1732,82	1688,95	1685,67	2105,04
Junio	1877,62	1757,69	1688,73	1660,33	1972,50
Julio	1973,32	1869,13	1816,66	1801,19	2204,00
Agosto	1688,95	1637,91	1622,59	1641,01	2168,19
Septiembre	2731,65	2727,21	2774,54	2886,67	4343,07
Octubre	2336,09	2399,10	2515,66	2699,69	4784,96
Noviembre	2592,03	2721,46	2928,47	3225,59	6235,50
Diciembre	2260,88	2407,76	2629,70	2957,96	6150,89

De acuerdo a los valores de la tabla anterior se obtiene como información lo siguiente:

Mes Crítico: Septiembre

Orientación: 180° (Norte)

Inclinación Óptima: 30°

Consumo Mes Crítico: 2727,21 Wh/día

Radiación Mes Crítico: 4,10 kWh/m²/día

Cabe destacar que todos los equipos a utilizar en el sistema fotovoltaico autónomo para riego serán los mismos que el del sistema fotovoltaico para la vivienda modelo.

Para calcular el número total de módulos a emplear en el sistema de riego, se considera la información extraída anteriormente y tener un módulo fotovoltaico seleccionado para poder realizar los cálculos del generador, el módulo a utilizar es el mismo que se utilizó para el dimensionado del sistema de una vivienda.

Número total de módulos fotovoltaicos

$$N_T = \frac{Lmd}{P_{M,STC} \cdot G_D \cdot P_R} = \frac{11190,64}{220 \cdot 4,10 \cdot 0,85} = 14,60 \approx 15 \quad (4.26)$$

Dónde:

N_T : Número total de módulos fotovoltaicos

Lmd : Consumo medio diario de todo el sistema (Wh/día)

$P_{M,STC}$: Potencia máxima en condiciones estándar (W)

G_D : Radiación Mes Critico (kWh/m²/día)

P_R : Factor global de funcionamiento del generador (0,85 para módulos de silicio)

Para el cálculo de módulos que irán conectados en serie es necesario saber el voltaje del sistema de acumulación y el voltaje en el punto máximo de máxima potencia del módulo.

Número de módulos en serie

$$N_S = \frac{V_{BAT}}{V_{M,STC}} = \frac{48}{26,6} = 1,80 \approx 2 \quad (4.27)$$

Dónde:

N_S : Número de módulos en serie por rama del generador

V_{BAT} : Voltaje nominal de la batería (V)

$V_{M,STC}$: Voltaje nominal del módulo en el punto de máxima potencia (V)

El número de ramas en paralelo quedará definido por el cociente entre el número total de módulos calculados y el número de módulos en serie, calculados anteriormente. Se debe tener en cuenta que los resultados obtenidos, cuando existen decimales, deben ser aproximados al número entero siguiente con objetivo de satisfacer cómodamente el consumo.

Número de Módulos en paralelo

$$N_p = \frac{N_T}{N_S} = \frac{15}{2} = 7,5 \approx 8 \quad (4.28)$$

El generador fotovoltaico calculado queda definido de la siguiente forma:

Potencia nominal: 3520 (W)

Número total de módulos: 16

Número de módulos en serie: 2

Número de módulos en paralelo: 8

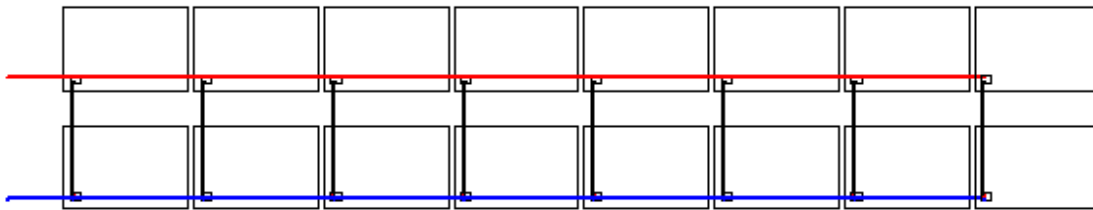


Fig. 4.22 Esquema de conexión de los módulos fotovoltaicos.

4.4.4 Dimensionado del inversor

Normalmente la potencia del inversor está definida por la potencia total de los equipos conectados a utilizar en corriente alterna, siendo multiplicada por un factor de seguridad. En este caso como se trata de dos equipos eléctricos inductivos, se multiplica la potencia de cada equipo por un factor de peak, con el fin de que el inversor permita, y no actúen sus protecciones internas, en el arranque de cada electrobomba.

El factor de peak para este sistema será de 2,5 debido a que no es posible contar con los datos del fabricante para la corriente de partida de cada electrobomba.

$$P_{INV} = 2,5 \cdot P_{AC} = 2,5 \cdot 1196 = 2990 \text{ W} \quad (4.29)$$

Dónde:

P_{INV} : Potencia a la que el inversor funcionará (W)

2,5: Factor de peak

P_{AC} : Potencia AC nominal total de los consumos conectados al inversor (W)

Como ambas electrobombas son iguales, basta con realizar el cálculo para una sola, por lo tanto se conectará un inversor de 3000 W a cada electrobomba.

Características del inversor seleccionado:

Marca: PHOENIX

Modelo: INVERTER 48/3000

Potencia: 3000 (W)

Voltaje salida AC: 230 (+/-) 2% (V)

Voltaje entrada DC: 38/66 (V)

Eficiencia: 95 %

Dimensiones: 362 x 258 x 218 mm (Largo x Ancho x Espesor)

Peso: 18 (kg)



Fig. 4.23 Inversor PHOENIX.

4.4.5 Dimensionado del sistema de acumulación

Los parámetros a considerar para dimensionar la capacidad del sistema de acumulación son los siguientes:

$$P_{Dmax,e} = 0,7; P_{Dmax,d} = 0,2; N = 3; F_{CT} = 1; V_{BAT} = 48$$

Los valores de profundidad máxima de descarga diaria ($P_{Dmax,d}$), profundidad máxima de descarga estacional ($P_{Dmax,e}$), días de autonomía (N) y factor de corrección por temperatura (F_{CT}), son elegidos porque son valores representativos para un dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo considerando la funcionalidad de sus equipos y condiciones del tiempo que comúnmente son utilizados para proyectos en esta área.

La capacidad nominal diaria del sistema de acumulación se obtiene de la siguiente forma:

$$Cnd = \frac{Lmd}{P_{Dmax,d} \cdot F_{CT}} = \frac{2545,22}{0,2 \cdot 1} = 65412,28 \text{ (Wh)} \quad (4.30)$$

Dónde:

Cnd : Capacidad nominal diaria (Wh)

Lmd : Consumo medio diario afectado por los rendimientos de los equipos (Wh)

$P_{Dmax,d}$: Profundidad máxima de descarga diaria en por unidad

F_{CT} : Factor de corrección por temperatura

$$Cnd = \frac{Cnd \text{ (Wh)}}{V_{BAT}} = \frac{65412,28}{48} = 1362,75 \text{ (Ah)} \quad (4.31)$$

Dónde:

Cnd : Capacidad nominal diaria (Ah)

$Cnd \text{ (Wh)}$: Capacidad nominal diaria (Wh)

V_{BAT} : Voltaje del sistema de acumulación (V)

La capacidad nominal estacional del sistema de acumulación se obtiene de la siguiente forma:

$$Cne = \frac{Lmd \cdot N}{P_{Dmax,e} \cdot F_{CT}} = \frac{2545,22 \cdot 3}{0,7 \cdot 1} = 56067,67 \text{ (Wh)} \quad (4.32)$$

Dónde:

Cne : Capacidad nominal estacional (Wh)

N : Número de días de autonomía

Lmd : Consumo medio diario afectado por los rendimientos de los equipos (Wh)

$P_{Dmax,e}$: Profundidad máxima de descarga estacional en por unidad

F_{CT} : Factor de corrección por temperatura

$$Cne = \frac{Cne (Wh)}{V_{BAT}} = \frac{56067,67}{48} = 1168,07 (Ah) \quad (4.33)$$

Dónde:

Cne : Capacidad nominal estacional (Ah)

$Cne (Wh)$: Capacidad nominal estacional (Wh)

V_{BAT} : Voltaje del sistema de acumulación (V)

Para saber la cantidad de baterías a emplear se comparan los dos valores en Amperes-Hora de la capacidad nominal diaria y capacidad nominal estacionaria obtenidos anteriormente, y se elige el mayor, en este caso fue el de capacidad nominal diaria con un valor de 1362, 75 Ah.

Para cumplir con los requerimientos del sistema fotovoltaico se conectará 4 baterías de 12 V y 200 Ah en serie para completar una tensión de 48 V y 8 ramas en paralelo para tener una corriente nominal del sistema de 1600 Ah como lo muestra el siguiente esquema.

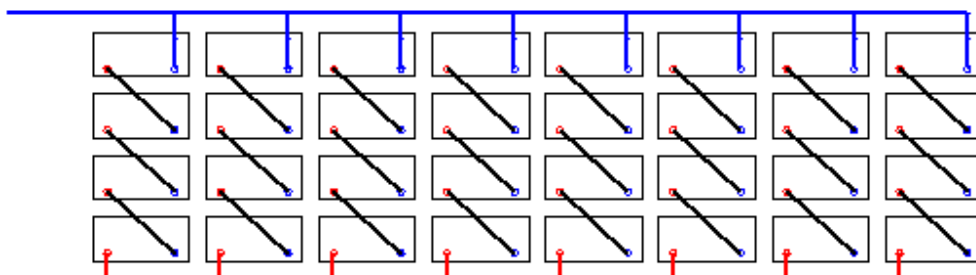


Fig. 4.24 Esquema de conexión de las baterías.

4.4.6 Dimensionado del sistema de regulación

Para dimensionar el regulador de carga se debe evaluar cuál será la corriente máxima que este tendrá que soportar en condiciones de operación normal. Las corrientes que este equipo tendrá que ver serán la corriente de entrada que viene desde el generador fotovoltaico y la corriente de salida que corresponde a la que consume la carga.

Los parámetros a tener en cuenta para el dimensionado son los siguientes:

$$I_{MOD,STC} = 8,98 \text{ A}; I_{GEN,STC} = 71,84 \text{ A}; P_{AC} = 2392 \text{ W}; \eta_{INV} = 0,9; V_{BAT} = 48 \text{ V}$$

$$I_{ENTRADA} = 1,25 \cdot I_{GEN,STC} = 1,25 \cdot 71,84 = 89,80 \text{ A} \quad (4.34)$$

Dónde:

$I_{ENTRADA}$: Corriente de entrada del regulador (A)

1,25: Factor de seguridad

$I_{GEN,STC}$: Corriente del generador en condiciones estándar, se obtiene multiplicando la corriente en condiciones estándar de un módulo por el número de módulos en paralelo.

$$I_{SALIDA} = 1,25 \cdot \frac{P_{AC}}{\eta_{INV}} = 1,25 \cdot \frac{2392}{0,9} = 69,21 \text{ A} \quad (4.35)$$

Dónde:

I_{SALIDA} : Corriente de salida del regulador (A)

1,25: Factor de seguridad

P_{AC} : Potencia AC nominal total de los consumos conectados al inversor (W)

η_{INV} : Rendimiento del inversor en por unidad

V_{BAT} : Voltaje de la batería (V)

La corriente de diseño para el regulador será la máxima entre la corriente de entrada y salida. En este caso el regulador seleccionado en el sistema fotovoltaico para la vivienda modelo es de 85A máximo, y la máxima corriente del sistema fotovoltaico para riego es la de entrada al

regulador con un valor de 89,80A. Por esta razón no es posible utilizar el mismo equipo, entonces se utilizan dos reguladores de carga, cada uno conectado a 4 ramas de módulos en paralelo.

Características del regulador de carga seleccionado:

Marca: PHOCOS

Modelo: MPS45

Corriente de carga nominal: 45 (A)

Tensión nominal de la batería: 12/24/48 (V)

Tensión máxima fotovoltaica: 62 (V)

Dimensiones: 108 x 150 x 112 mm

(Largo x Ancho x Espesor)

Peso: 1 (kg)



Fig. 4.25 Reg. de Carga PHOCOS.

4.4.7 Dimensionado de conductores

a) Generador fotovoltaico

$$I_N = N \cdot I_{MOD,STC} = 8 \cdot 8,98 = 71,84 \text{ (A)} \quad (4.36)$$

Dónde:

I_N : Corriente nominal (A)

$I_{MOD,SC}$: Corriente de cortocircuito del módulo (A)

N : Número de ramas del generador en paralelo

$$I_{REF} = \frac{1,25 \cdot I_N}{F_T \cdot F_N \cdot N} = \frac{1,25 \cdot 71,84}{0,96 \cdot 1 \cdot 1} = 93,54 \text{ (A)} \quad (4.37)$$

Dónde:

I_{REF} : Corriente de referencia (A)

I_N : Corriente nominal del generador (A)

F_T : Factor de corrección por temperatura

F_N : Factor de corrección por número de conductores en ducto

N : Número de conductores por fase

Características del conductor seleccionado:

Tipo: THHN

Sección: 26,7 mm²

Corriente nominal: 110 (A)

Temperatura de servicio: 90 °C

Conductores por fase: 1

Temperatura ambiente: 35 °C

Canalización: t.p.r. 1 ¼"

b) Sistema de acumulación

En el caso del sistema de acumulación, los conductores se dimensionan para una corriente máxima de 45 A, ya que esta es la máxima corriente que permitiría el regulador acceder al sistema de acumulación.

$$I_{MAX} = 45 (A)$$

$$I_{REF} = \frac{1,25 \cdot I_{MAX}}{F_T \cdot F_N \cdot N} = \frac{1,25 \cdot 45}{0,96 \cdot 1 \cdot 1} = 58,59 (A) \quad (4.38)$$

Dónde:

I_{REF} : Corriente de referencia (A)

I_{MAX} : Corriente máxima que permite el regulador de carga (A)

F_T : Factor de corrección por temperatura

F_N : Factor de corrección por número de conductores en ducto

N : Número de conductores por fase

Características del conductor seleccionado:

Tipo: THHN

Sección: 13,3 mm²

Corriente nominal: 75 (A)

Temperatura de servicio: 90 °C

Conductores por fase: 1

Temperatura ambiente: 35 °C

4.4.8 Dimensionado de estructuras de soporte

En este caso el dimensionado de las estructuras de soporte será igual al punto 4.3.9, debido a que la ubicación geográfica es la misma.

La estructura de soporte seleccionada es la siguiente:

Marca: SUMSOL

Modelo: SERIE EA

Material: Aluminio con aleación

Sección: 467 mm²

Tornillos: Acero Inoxidable

Fijación: Mediante presión del marco de aluminio, permitiendo la fijación por la parte frontal de este.

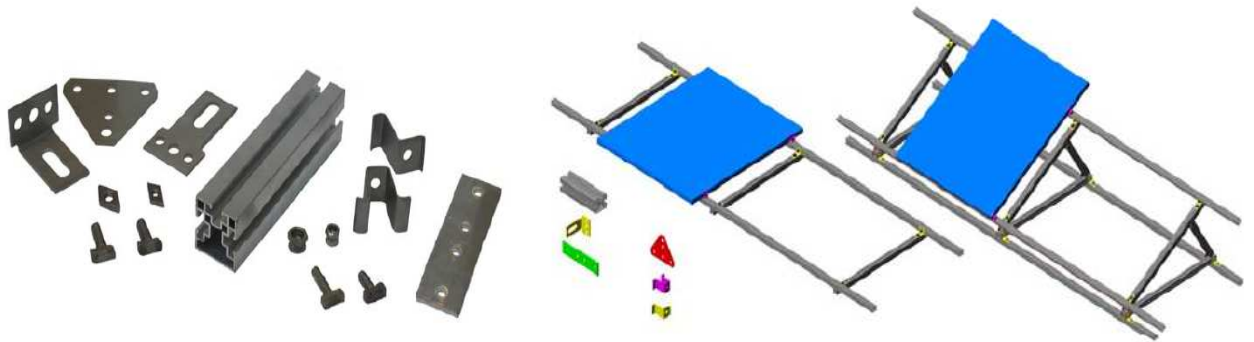


Fig. 4.26 Estructura de soporte SUMSOL.

CAPÍTULO 5: EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO.

El análisis del proyecto se centra en emplear una técnica matemática-financiera, a través de la cual se pueden determinar los beneficios o pérdidas económicas, en las que se puede incurrir al momento de implementar el proyecto.

a) VAN

Se refiere al valor actual neto. Corresponde a la diferencia que existe entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los costos asociados a la misma inversión. También se puede definir como la rentabilidad mínima que espera un inversionista.

Como el dinero (ingresos y costos), que se espera en el futuro, es actualizado a la fecha de inicio del proyecto aplicando una tasa de descuento, que es fijada por la persona que lleva a cabo la evaluación económica del proyecto.

b) TIR

Tasa Interna de Retorno, corresponde a la tasa que iguala a la suma de los ingresos actualizados con la suma de los costos actualizados, es decir, es la tasa de interés que hace que el VAN sea igual a cero.

c) PAY-BACK

Plazo de recuperación, consiste en una técnica que da como resultado el tiempo que tardará un inversionista en recuperar la inversión inicial. Se calcula mediante la suma acumulada de los flujos de caja, hasta que esta iguale a la inversión inicial.

Para la evaluación del proyecto fotovoltaico se utilizan precios de mercado, por lo que el método será una evaluación privada. Se considera también la evaluación social la cual determina la conveniencia de ejecutar el proyecto de una perspectiva externa, ya que se considera transformación de precios y se consideran factores de corrección para obtener los precios sombras o sociales.

Tanto la evaluación social como privada ocupan criterios similares para estudiar la viabilidad de un proyecto, aunque difieren en la valoración de las variables que determinan los costos y beneficios. La valoración privada utiliza precios de mercado, mientras la social precios sombra o sociales, con el objetivo de medir los efectos sobre la comunidad, teniendo en cuenta efectos indirectos y externalidades que mejoren el bienestar.

En la siguiente tabla se representa la descripción en la cual se basan los factores de corrección para estimar un precio social dado un precio privado o comercial.

Tabla 5.1 Costos sociales de inversión.

Ítem	Corrección Social
Terrenos	No se corrige
Insumos nacionales	Descontar IVA y otros impuestos
Insumos importados	Descontar arancel y aplicar factor de corrección de la divisa
Maquinaria y equipos nacionales	Descontar IVA y otros impuestos
Maquinaria y equipos importados	Descontar arancel y aplicar factor de corrección de la divisa
Sueldos salarios	Aplicar factor de corrección de la mano de obra

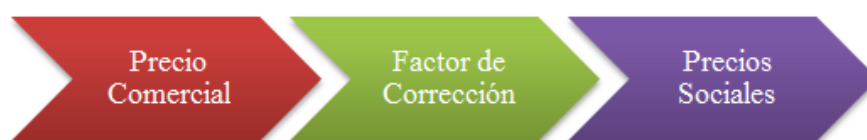


Fig. 5.1 Proceso de corrección de precios.

En este capítulo los datos económicos obtenidos, a través de empresas distribuidoras de equipos y materiales para sistemas fotovoltaicos, serán de suma importancia al momento de detallar los costos y beneficios que proporcionaría el proyecto.

5.1 Sistema fotovoltaico autónomo para una vivienda modelo

5.1.1 Antecedentes económicos

Antes de realizar el análisis económico, es importante cuantificar y detallar los costos y beneficios que conformarán al sistema.

Mediante los datos de irradiancia obtenidos, a través, del Centro de Estudios Avanzados de Zonas Áridas (CEAZAMET) [16] es posible saber cuántas serán las horas de funcionamiento disponibles reales que podrán tener las cargas durante un día, debido a que en la etapa de dimensionado solo se consideraron máximo 5 horas para el equipo dual de calefacción-aire acondicionado, pero esto en la realidad cambia para los meses distintos al mes crítico, por la razón de que el generador fotovoltaico fue diseñado para las peores condiciones de radiación, lo que implica un número mayor de módulos en comparación a meses donde la radiación es óptima (meses de verano).

El generador fotovoltaico cuenta con 12 módulos, dónde cada uno tiene 1500 mm de largo y 990 mm de ancho, lo que da como resultado un área de 1,485 m². En total el generador fotovoltaico tiene un área de 17,82 m².

Multiplicando la radiación por el área del generador fotovoltaico es posible obtener la energía, que es capaz de suministrar a las cargas durante cada rango de hora.

Como la radiación entregada por CEAZAMET fue medida en un plano horizontal y el generador fotovoltaico posee una inclinación de 40°, se debe afectar la radiación horizontal por un factor que es presentado en la tabla 5.2.

Tabla 5.2 Factor para obtener la radiación a 40°.

Mes	Radiación (MJ/m ²) Plano Horizontal	Radiación (MJ/m ²) Inclinación de 40°	Factor
Enero	726,8	606,1	0,83
Febrero	610,4	561,3	0,92
Marzo	467,7	444,7	0,95
Abril	333,1	357,5	1,07
Mayo	288,7	337,9	1,17
Junio	257,9	325,4	1,26
Julio	262,6	313,7	1,19
Agosto	324,1	361,8	1,12
Septiembre	413,6	408,6	0,99
Octubre	530,9	483,3	0,91
Noviembre	603,6	515,6	0,85
Diciembre	730,4	599,4	0,82

Con los datos del Registro Solarimétrico de la República de Chile, se puede determinar un factor al dividir la radiación mensual a 40° con la radiación medida en un plano horizontal. En un principio se podría pensar que este factor tiende a ser constante durante los meses del año, pero queda en evidencia que esto no ocurre.

Una vez calculado el factor, es posible obtener de forma aproximada la radiación durante cada hora de los días del año.

En la tabla 5.3 se presenta un promedio de las radiaciones de cada intervalo de hora para los 12 meses. En color amarillo se distingue el rango horario donde la radiación que recibe el generador es óptima para poder suministrar energía a las cargas, mientras que en color rojo se distingue el rango donde la batería será cargada debido al uso que tuvo durante la noche, esto se calculó pensando en que el uso de las baterías fue de 5 horas en el periodo nocturno.

Tabla 5.3 Radiación promedio por hora durante un día de cada mes.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02
6:00	0,14	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,19	0,30	0,37
7:00	1,98	1,49	0,89	0,32	0,06	0,02	0,02	0,13	1,26	3,06	3,75	3,19
8:00	5,57	5,50	4,44	3,35	1,67	0,93	1,10	2,30	4,17	6,58	6,79	6,30
9:00	8,98	8,93	8,02	7,05	4,90	4,28	4,72	5,92	7,51	9,76	10,11	9,31
10:00	11,48	11,80	11,32	10,68	7,91	7,42	7,83	9,44	10,93	12,74	12,74	11,99
11:00	13,69	14,31	13,98	13,45	10,51	10,16	10,73	12,02	13,25	14,43	14,42	14,05
12:00	14,66	15,35	15,06	14,68	11,72	11,15	12,17	13,29	14,48	15,01	14,56	14,67
13:00	14,30	15,55	14,67	14,74	11,72	11,37	12,36	13,42	14,27	14,52	14,23	14,52
14:00	14,09	14,55	13,44	13,18	10,33	10,07	11,03	11,97	12,52	12,71	12,81	13,44
15:00	12,38	12,91	11,66	10,60	8,29	7,95	8,76	9,64	9,71	10,30	10,58	11,46
16:00	9,61	10,21	8,97	7,26	5,09	4,88	5,40	6,43	6,84	7,51	7,87	8,56
17:00	6,90	6,72	5,46	3,50	1,77	1,48	2,25	3,03	3,59	4,09	5,07	5,91
18:00	3,78	3,32	1,82	0,42	0,05	0,02	0,08	0,28	0,59	1,09	2,03	2,94
19:00	0,87	0,45	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,11	0,50
20:00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

De la tabla anterior, se pueden extraer las horas de funcionamiento que podrán tener las cargas sin tener problemas. En la tabla 5.4 se presenta un resumen de las horas de funcionamiento que podrían tener las cargas para un día de cada mes.

Tabla 5.4 Horas de funcionamiento diarias por cada mes.

Mes	Horas de funcionamiento (día)	Horas de funcionamiento (noche)	Horas de funcionamiento total
Enero	10	5	15
Febrero	10	5	15
Marzo	10	5	15
Abril	8	5	13
Mayo	8	5	13
Junio	8	5	13
Julio	7	5	12
Agosto	8	5	13
Septiembre	8	5	13
Octubre	9	5	14
Noviembre	10	5	15
Diciembre	10	5	15

Con las horas de funcionamiento diarias de cada mes y la potencia total que consumen en conjunto todas las cargas se calcula la energía mensual. Dicho cálculo se presenta en la tabla 5.5.

Tabla 5.5 Consumo total mensual y anual (kWh).

Mes	Horas diarias	N° de días	Potencia total (W)	Energía mensual (kWh)
Enero	15	31	911	423,62
Febrero	15	28	911	382,62
Marzo	15	31	911	423,62
Abril	13	30	911	355,29
Mayo	13	31	911	367,13
Junio	13	30	911	355,29
Julio	12	31	911	338,89
Agosto	13	31	911	367,13
Septiembre	13	30	911	355,29
Octubre	14	31	911	395,37
Noviembre	15	30	911	409,95
Diciembre	15	31	911	423,62
			Total	4597,82

Tabla 5.6 Precios de energía de distribuidora CONAFE.

Item	Unidad	Precio
Cargo Fijo	\$/mes	1175,6
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	0,696
Cargo por energía base	\$/kWh	111,767
Cargo por energía adicional de invierno	\$/kWh	153,292

Considerando la energía anual total de la tabla 5.5, que los equipos de iluminación y el equipo dual de calefacción-aire acondicionado consumen anualmente, es posible saber cuánto es el dinero que se ahorra al alimentar estos equipos desde un sistema fotovoltaico y no desde la red eléctrica de la empresa distribuidora que cubre esa zona.

El dinero ahorrado, en el periodo de un año, se calcula multiplicando la energía total anual de la tabla 5.5 con el precio de la energía establecido por la distribuidora CONAFE de la tabla 5.6. En este caso sólo se considera el cargo por energía base, ya que los otros cargos deben ser pagados debido a que los equipos restantes de la vivienda (electrodomésticos) siguen conectados a la red eléctrica.

$$\text{Ingreso} = 4597,82 \cdot 111,767 = \$ 513.884,55 \text{ Anuales} \quad (5.1)$$

En cuanto a los costos, se debe considerar el costo total de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico y el reemplazo cada cierto periodo de los equipos que han cumplido con su vida útil.

Tabla 5.7 Costo de cada equipo del sistema.

Equipo	Unidad	Vida útil	Costo unitario	Cantidad	Costo total
Módulo fotovoltaico KYOCERA 220 W	c/u	20 años	\$189.990	12	\$2.279.880
Batería CURTISS 200 Ah	c/u	5 años	\$118.976	12	\$1.427.714
Regulador VICTRON ENERGY	c/u	20 años	\$569.000	1	\$569.000
Inversor COTEK	c/u	20 años	\$385.000	1	\$385.000
Equipo dual ANWO	c/u	20 años	\$455.990	1	\$455.990
Luminaria Led Philips 13 W	c/u	20 años	\$6.990	7	\$48.930
Kit de estructura de soporte SUMSOL	c/u	20 años	\$59.695	12	\$716.340
Conductor 14 AWG (rojo, blanco y verde)	100 m	20 años	\$13.745	3	\$41.235

Equipo	Unidad	Vida útil	Costo unitario	Cantidad	Costo total
Conductor 4 AWG (rojo)	m	20 años	\$2.365,7	50	\$118.285
Conductor 4 AWG (blanco)	m	20 años	\$2365,7	50	\$118.285
Conductor 4 AWG (verde)	m	20 años	\$2365,7	50	\$118.285
Interruptor automático G. ELECTRIC 6 A	c/u	20 años	\$2.990	2	\$5.980
Interruptor diferencial G. ELECTRIC 25 A	c/u	20 años	\$12.990	1	\$12.990
				Total	\$6.297.914

5.1.2 Rentabilidad del proyecto fotovoltaico

A) Evaluación Económica Privada

Una vez definidos los ingresos y costos, es posible realizar el análisis económico mediante métodos como el VAN, TIR y PAY-BACK para determinar si el proyecto es viable económicamente.

El análisis se realiza para un periodo de 19 años, debido a que la duración máxima de los módulos, según el fabricante, corresponde a 20 años. También es importante tener en cuenta el reemplazo de las baterías, que será cada 5 años, por lo que cumplido ese límite estas deben ser cambiadas por unas nuevas, lo que implica un nuevo costo.

Para el cálculo se emplea una tasa de descuento de un 12 %. Generalmente en el estudio de proyectos se utiliza un 12 %, siendo un 15 % un valor recomendado conservador.

Se asume que la inversión inicial y los costos involucrados serán costeados totalmente por los propietarios de la vivienda donde se está evaluando el proyecto fotovoltaico.

En la figura 5.2 se muestra un detalle de los costos y datos necesarios para realizar el análisis económico, con los datos mencionados anteriormente y señalando que se asume un valor residual del proyecto, al final de su vida útil, igual al 15% del costo total inicial de los equipos y materiales. También se asume un 30% del costo total de los equipos y materiales, para mano de obra, ingeniería y proyecto.

Vida útil de la instalación (años)	19		
Costo total de la instalación (\$)	6297914,4		
Inversión Inicial (\$)	6297914,4	VAN	-\$ 5.669.535,97
Potencia Nominal (W)	2640	TIR	-3%
Energía Anual (KWh)	4597,82	PAY-BACK	
Tasa de Descuento	0,12		
Periodo de préstamo (años)	-		
Interés de préstamo	-		
Ratio de endeudamiento	-		
Importe del préstamo (\$)	-		
Fondos propios	100,00%		
Valor residual (\$)	944687,16		
Reemplazo Baterías (\$)	1427714		
Reemplazo Módulos (\$)	2400000		
Reemplazo de otros equipos (\$)	2411238		
Gastos por O&M (\$/kWh)	0,696		
Proyecto + Mano de obra (\$)	1889374,32		
Precio Energía (\$/KWh)	111,767		
Precio tonelada CO2 (\$)	5232		
Toneladas CO2	2,76		
Precio compra baterías usadas (\$/kg)	230,00		
Peso total sistema de acumulación	732,00		

Fig. 5.2 Datos del proyecto extraído de Excel.

En la figura 5.3 se presenta la hoja de cálculos de Excel. En la columna de Ingresos, para el año 0 se considera la inversión inicial del proyecto, para los años siguientes se tiene como ingreso la energía que se ahorra al alimentar los equipos de iluminación y el equipo dual con el sistema fotovoltaico, y para finalizar en el año 19 se debe suma el valor residual del proyecto. Además se consideran como ingreso, la venta de las baterías para reciclaje, cuando se realiza su reemplazo y también los ingresos de bonos por la no emisión de CO₂ al medio ambiente.

En la columna de reemplazo de equipos se considera el cambio de las baterías cada un periodo de 5 años, esto se debe a que las baterías tienen una vida útil de 2000 ciclos y considerando un ciclo por día se obtiene una vida útil de 5,47 años.

En la columna Gastos O&M se toma como referencia el precio por kWh fijado por la distribuidora eléctrica CONAFE que corresponde a 0,696 \$/kWh.

En la columna Flujo de Caja se presenta la diferencia que existe entre los ingresos y costos de cada año.

En la columna $Q/(1+i)^n$ se realiza la actualización de cada flujo de caja al presente, donde “Q” corresponde al flujo de caja, “i” corresponde a la tasa de descuento y “n” al año en que se encuentra el flujo de caja que se quiere actualizar.

Finalmente se presenta la columna “ Σ ” que corresponde a la suma acumulada de los flujos de caja actualizados.

Año	Ingresos	Reemplazo Equipos	Reciclaje baterías	Gastos O&M	CO2	Otros	Costos	Flujo de Caja	$Q/(1+i)^n$	Σ
0	-6297914,4					1889374,32	1889374,32	-8187288,7	-8187288,7	-8187288,7
1	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	468855,3	-7718433,4
2	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	418620,8	-7299812,6
3	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	373768,6	-6926044,0
4	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	333721,9	-6592322,1
5	696678,0	1427714	168360	3200,08	14433,48		1430914,08	-734236,1	-416625,3	-7008947,3
6	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	266041,1	-6742906,2
7	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	237536,7	-6505369,6
8	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	212086,3	-6293283,2
9	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	189362,8	-6103920,4
10	696678,0	1427714	168360	3200,08	14433,48		1430914,08	-734236,1	-236404,4	-6340324,8
11	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	150958,9	-6189365,9
12	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	134784,7	-6054581,2
13	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	120343,5	-5934237,8
14	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	107449,5	-5826788,2
15	696678,0	1427714	168360	3200,08	14433,48		1430914,08	-734236,1	-134142,2	-5960930,4
16	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	85658,1	-5875272,3
17	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	76480,5	-5798791,8
18	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	68286,1	-5730505,7
19	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	60969,8	-5669536,0

Fig. 5.3 Cálculo de rentabilidad extraído de Excel.

De las figuras 5.2 y 5.3 se puede extraer que el VAN obtenido tiene un valor negativo de \$5.669.535,97 y con una TIR de un -3% lo que indica que el proyecto no es viable

económicamente. Además el PAY-BACK no es posible obtenerlo debido a que en ningún año se recupera el costo inicial de la instalación.

En la figura 5.4 se presenta un gráfico de la suma acumulada, como es de esperar, los costos tienden a disminuir a medida que pasan los años, como consecuencia de que los ingresos son mayores que estos costos, pero al año 5 donde se debe realizar el cambio de las baterías, los costos son mayores que los ingresos y nuevamente cae la curva de la sumatoria acumulada.

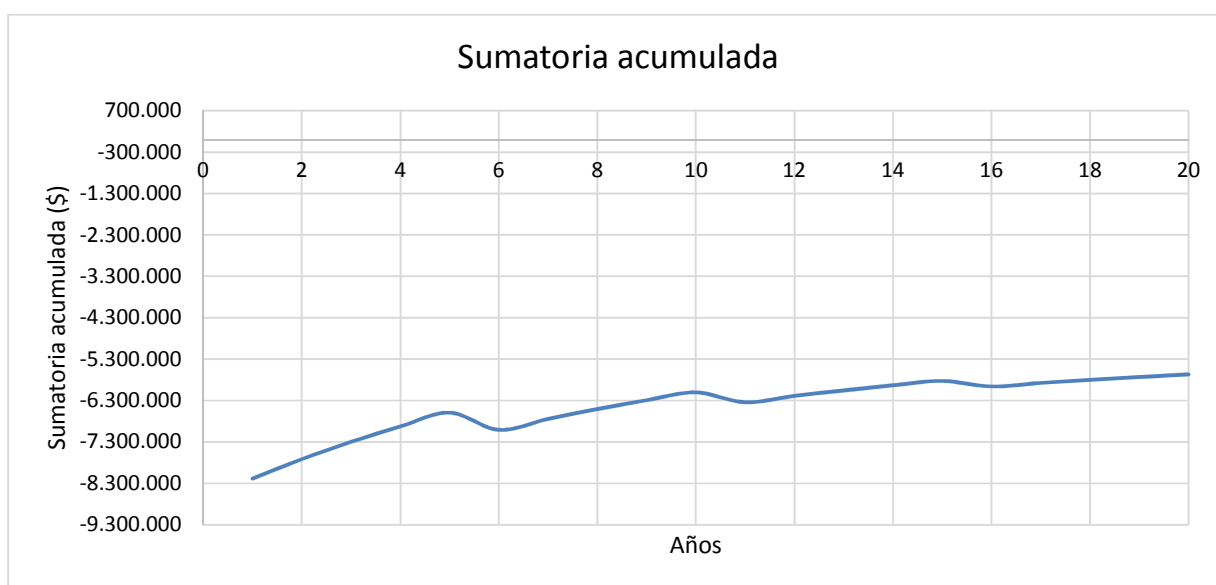


Fig. 5.4 Gráfico de la suma acumulada.

Como se ha demostrado anteriormente, en el análisis económico, el proyecto no es rentable económicamente, por lo que a continuación se muestra un nuevo análisis económico pero considerando un aporte o subsidio del estado para este proyecto. En figura 5.5 y 5.6 se presenta el análisis económico extraído de una hoja de cálculo Excel.

Vida útil de la instalación (años)	19		
Costo total de la instalación (\$)	6297914,4		
Inversión Inicial (\$)	628378,4326	VAN	\$ 0,00
Potencia Nominal (W)	2640	TIR	12%
Energía Anual (KWh)	4597,82	PAY-BACK	
Tasa de Descuento	0,12		
Periodo de préstamo (años)	-		
Interés de préstamo	-		
Ratio de endeudamiento	-		
Importe del préstamo (\$)	-		
Fondos propios	9,98%		
Valor residual (\$)	944687,16		
Reemplazo Baterías (\$)	1427714		
Reemplazo Módulos (\$)	2400000		
Reemplazo de otros equipos (\$)	2411238		
Gastos por O&M (\$/kWh)	0,696		
Proyecto + Mano de obra (\$)	1889374,32		
Precio Energía (\$/KWh)	111,767		
Precio tonelada CO2 (\$)	5232		
Toneladas CO2	2,76		
Precio compra baterías usadas (\$/kg)	230,00		
Peso total sistema de acumulación	732,00		

Fig. 5.5 Datos del proyecto extraídos de Excel.

Para que el proyecto comience a ser rentable, el aporte del gobierno debería ser de un 90,02% (\$ 5.669.382,54) de la inversión inicial y el 9,98% restante (\$ 628.378,43) debería ser un costo asumido por el propietario de la vivienda donde se estudiará el proyecto.

Año	Ingresos	Reemplazo Equipos	Reciclaje baterías	Gastos O&M	CO2	Otros	Costos	Flujo de Caja	Q/(1+i)^n	Σ
0	-628378,4					1889374,32	1889374,32	-2517752,8	-2517752,8	-2517752,8
1	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	468855,3	-2048897,4
2	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	418620,8	-1630276,6
3	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	373768,6	-1256508,1
4	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	333721,9	-922786,1
5	696678,0	1427714	168360	3200,08	14433,48		1430914,08	-734236,1	-416625,3	-1339411,4
6	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	266041,1	-1073370,3
7	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	237536,7	-835833,6
8	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	212086,3	-623747,3
9	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	189362,8	-434384,5
10	696678,0	1427714	168360	3200,08	14433,48		1430914,08	-734236,1	-236404,4	-670788,8
11	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	150958,9	-519830,0
12	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	134784,7	-385045,3
13	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	120343,5	-264701,8
14	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	107449,5	-157252,3
15	696678,0	1427714	168360	3200,08	14433,48		1430914,08	-734236,1	-134142,2	-291394,4
16	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	85658,1	-205736,3
17	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	76480,5	-129255,9
18	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	68286,1	-60969,8
19	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	60969,8	0,0

Fig. 5.6 Cálculo de rentabilidad extraído de Excel.

La instalación fotovoltaica durante su vida útil no emite ningún contaminantes, por lo tanto tiene un impacto nulo en el medio ambiente de la zona de Gualliguica. Sin embargo, una vez finalizada la vida útil de las baterías es necesario un manejo adecuado de los residuos, ya que la mayor parte de estas puede ser reciclada para fabricación de nuevas baterías. Se estima que por un kilo de baterías se obtiene \$230 (precio ECOBAT), es decir, para una cantidad de 12 baterías su peso total es 732 kg (61 kg por batería), por ende se obtiene un ingreso de reciclaje de \$168.360. En contraste con los sistemas de generación por medio de combustibles fósiles, los que emiten gases nocivos para el medio ambiente. Se estima que por cada kWh generado por los sistemas fotovoltaicos se deja de emitir 0,6 kg de CO₂ al ambiente (EPIA [18]). El sistema fotovoltaico autónomo genera una energía de 4597,82 kWh anual, en la cual se dejaría de emitir al medio ambiente 2,76 toneladas de CO₂, lo que se transforma en un ingreso de \$14.440,32 (Bolsa de SENDECO2 \$5.232).

B) Evaluación Económica Social

Como se explicó anteriormente, en un proyecto también es necesario hacer una evaluación económica de carácter social. En este caso solo se descontará el IVA de los equipos y se utiliza una tasa de descuento de 6%. Se emplea un 6% de tasa de descuento, debido a que es el valor recomendado por la División de Evaluación Social de Inversiones del Ministerio de Desarrollo Social [11], para evaluaciones sociales de proyectos.

Vida útil de la instalación (años)	19		
Costo total de la instalación (\$)	5101310,664		
Inversión Inicial (\$)	5101310,664	VAN	-\$ 2.474.771,89
Potencia Nominal (W)	2640	TIR	1%
Energía Anual (KWh)	4597,82	PAY-BACK	
Tasa de Descuento	0,06		
Periodo de préstamo (años)	-		
Interés de préstamo	-		
Ratio de endeudamiento	-		
Importe del préstamo (\$)	-		
Fondos propios	100,00%		
Valor residual (\$)	765.196,60		
Reemplazo Baterías (\$)	1.156.448,34		
Reemplazo Módulos (\$)	1.944.000,00		
Reemplazo de otros equipos (\$)	1.953.102,78		
Gastos por O&M (\$/kWh)	0,696		
Proyecto + Mano de obra (\$)	1530393,199		
Precio Energía (\$/KWh)	111,767		
Precio tonelada CO2 (\$)	5232		
Toneladas CO2	2,76		
Precio compra baterías usadas (\$/kg)	230,00		
Peso total sistema de acumulación	732,00		

Fig. 5.7 Datos del proyecto extraídos de Excel.

Año	Ingresos	Reemplazo Equipos	Reciclaje baterías	Gastos O&M	CO2	Otros	Costos	Flujo de Caja	Q/((1+i)^n	Σ
0	-5101310,7					1530393,199	1530393,20	-6631703,9	-6631703,9	-6631703,9
1	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	495394,3	-6136309,6
2	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	467353,1	-5668956,5
3	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	440899,1	-5228057,3
4	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	415942,6	-4812114,7
5	696678,0	1156448,34	168360	3200,08	14433,48		1159648,42	-462970,4	-345958,4	-5158073,1
6	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	370187,4	-4787885,7
7	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	349233,4	-4438652,3
8	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	329465,5	-4109186,8
9	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	310816,5	-3798370,3
10	696678,0	1156448,34	168360	3200,08	14433,48		1159648,42	-462970,4	-258520,3	-4056890,6
11	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	276625,6	-3780265,0
12	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	260967,5	-3519297,4
13	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	246195,8	-3273101,7
14	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	232260,2	-3040841,5
15	696678,0	1156448,34	168360	3200,08	14433,48		1159648,42	-462970,4	-193181,4	-3234022,9
16	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	206710,7	-3027312,1
17	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	195010,1	-2832302,0
18	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	183971,8	-2648330,2
19	528318,0			3200,08	14433,48		3200,08	525117,9	173558,3	-2474771,9

Fig. 5.8 Cálculo de rentabilidad extraído de Excel.

Como resultado se obtiene que el VAN es mucho mejor que en el análisis privado pero aún sigue siendo negativo, donde se obtiene un valor de \$ 2.474.771,89, con una TIR de un 1% y un PAY-BACK desconocido, debido a que no existe un retorno de la inversión inicial.

5.2 Sistema fotovoltaico autónomo para riego

5.2.1 Antecedentes económicos

Antes de realizar el análisis económico, es importante cuantificar y detallar los costos y beneficios que conformarán al sistema.

Mediante los datos de irradiancia obtenidos a través del Centro de Estudios Avanzados de Zonas Áridas (CEAZAMET) [16] es posible saber cuántas serán las horas de funcionamiento disponibles reales que podrán tener las cargas durante un día, debido a que en la etapa de dimensionado solo se consideraron máximo 5 horas para las electrobombas, pero esto en la realidad cambia para los meses distintos al mes crítico, por la razón de que el generador fotovoltaico fue diseñado para las peores condiciones de radiación, lo que implica un número mayor de módulos en comparación a meses donde la radiación es óptima (meses de verano).

El generador fotovoltaico cuenta con 14 módulos, donde cada uno tiene 1500 mm de largo y 990 mm de ancho, lo que da como resultado un área de 1,485 m². En total el generador fotovoltaico tiene un área de 20,79 m².

Multiplicando la radiación por el área del generador fotovoltaico es posible obtener la energía, que es capaz de suministrar a las cargas durante cada rango de hora.

Como la radiación entregada por CEAZAMET fue medida en un plano horizontal y el generador fotovoltaico posee una inclinación de 30°, se debe afectar la radiación horizontal por un factor que es presentado en la tabla 5.8. En este caso el factor está calculado para una

orientación hacia el norte y con una inclinación de 30°, a diferencia del proyecto de la vivienda donde el generador está orientado a 150 (Nordeste) y con una inclinación de 40°.

Tabla 5.8 Factor para obtener la radiación a 40°.

Mes	Radiación (MJ/m2) Plano Horizontal	Radiación (MJ/m2) Inclinación de 30°	Factor
Enero	726,8	686,2	0,94
Febrero	610,4	606,6	0,99
Marzo	467,7	485,1	1,04
Abril	333,1	377	1,13
Mayo	288,7	360,6	1,25
Junio	257,9	343,9	1,33
Julio	262,6	334,1	1,27
Agosto	324,1	381,3	1,18
Septiembre	413,6	443,4	1,07
Octubre	530,9	520,8	0,98
Noviembre	603,6	555,4	0,92
Diciembre	730,4	648,6	0,89

Con los datos del registro solarimétrico de la República de Chile, se puede determinar un factor al dividir la radiación mensual a 30° con la radiación medida en un plano horizontal. En un principio se podría pensar que este factor tiende a ser constante durante los meses del año, pero queda en evidencia que esto no ocurre.

Una vez calculado el factor, es posible obtener de forma aproximada la radiación durante cada hora de los días del año.

En la tabla 5.9 se presenta un promedio de las radiaciones de cada intervalo de hora para los 12 meses. En color amarillo se distingue el rango horario donde la radiación que recibe el generador es óptima para poder suministrar energía a las cargas, mientras que en color rojo se distingue el rango donde la batería será cargada debido al uso que tuvo durante la noche, esto se calculó pensando en que el uso de las baterías fue de 5 horas en el periodo nocturno.

Tabla 5.9 Radiación promedio por hora durante un día de cada mes.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03
6:00	0,19	0,06	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,24	0,38	0,47
7:00	2,61	1,87	1,14	0,39	0,08	0,02	0,03	0,16	1,59	3,84	4,73	4,03
8:00	7,36	6,90	5,67	4,13	2,08	1,14	1,37	2,83	5,26	8,27	8,58	7,98
9:00	11,86	11,21	10,24	8,69	6,10	5,27	5,88	7,27	9,47	12,26	12,77	11,79
10:00	15,17	14,81	14,46	13,16	9,86	9,14	9,75	11,60	13,79	16,00	16,09	15,19
11:00	18,08	17,97	17,86	16,57	13,10	12,51	13,36	14,78	16,70	18,13	18,21	17,79
12:00	19,37	19,27	19,23	18,09	14,61	13,73	15,15	16,34	18,26	18,85	18,39	18,58
13:00	18,90	19,52	18,73	18,16	14,61	14,01	15,39	16,50	18,00	18,25	17,97	18,38
14:00	18,62	18,26	17,17	16,24	12,87	12,40	13,73	14,72	15,79	15,97	16,17	17,02
15:00	16,36	16,21	14,89	13,06	10,33	9,79	10,90	11,85	12,24	12,95	13,36	14,51
16:00	12,70	12,82	11,46	8,95	6,35	6,00	6,73	7,90	8,62	9,44	9,94	10,84
17:00	9,12	8,44	6,97	4,31	2,21	1,82	2,80	3,73	4,53	5,13	6,40	7,49
18:00	5,00	4,17	2,33	0,52	0,06	0,03	0,11	0,35	0,75	1,37	2,56	3,72
19:00	1,15	0,57	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,14	0,64
20:00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

De la tabla anterior, se pueden extraer las horas de funcionamiento que podrán tener las cargas sin tener problemas. En la tabla 5.10 se presenta un resumen de las horas de funcionamiento que podrían tener las cargas para un día de cada mes.

Tabla 5.10 Horas de funcionamiento diarias por cada mes.

Mes	Horas de funcionamiento (día)	Horas de funcionamiento (noche)	Horas de funcionamiento total
Enero	9	5	14
Febrero	9	5	14
Marzo	9	5	14
Abril	8	5	13
Mayo	6	5	11
Junio	6	5	11
Julio	7	5	12
Agosto	7	5	12
Septiembre	8	5	13
Octubre	9	5	14
Noviembre	10	5	15
Diciembre	10	5	15

Con las horas de funcionamiento diarias de cada mes y la potencia total que consumen en conjunto todas las cargas se calcula la energía mensual. Dicho cálculo se presenta en la tabla 5.11.

Tabla 5.11 Consumo total mensual y anual (kWh).

Mes	Horas diarias	N° de días	Potencia total (W)	Energía mensual (kWh)
Enero	14	31	2392	1038,13
Febrero	14	28	2392	937,66
Marzo	14	31	2392	1038,13
Abril	13	30	2392	932,88
Mayo	11	31	2392	815,67
Junio	11	30	2392	789,36
Julio	12	31	2392	889,82
Agosto	12	31	2392	889,82
Septiembre	13	30	2392	932,88
Octubre	14	31	2392	1038,13
Noviembre	15	30	2392	1076,4
Diciembre	15	31	2392	1112,28
			Total	11491,17

Considerando la energía anual total de la tabla 5.11, que los equipos de riego consumen anualmente, es posible saber cuánto es el dinero que se ahorra al alimentar estos equipos desde un sistema fotovoltaico y no desde la red eléctrica de la empresa distribuidora que cubre esa zona.

El dinero ahorrado, en el periodo de un año, se calcula multiplicando la energía total anual de la tabla 5.11 con el precio de la energía y otros cargos establecido por la distribuidora CONAFE de la tabla 5.6.

$$\text{Ingreso} = 11491,17 \cdot (111,767 + 0,696) + 12 \cdot 1175,6 = \$ 1.306.438,7 \text{ Anual} \quad (5.2)$$

En cuanto a los costos, se debe considerar el costo total de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico y el reemplazo cada cierto periodo de los equipos que han cumplido con su vida útil.

Tabla 5.12 Costo de cada equipo del sistema.

Equipo	Unidad	Vida útil	Costo unitario	Cantidad	Costo total
Módulo fotovoltaico KYOCERA 220 W	c/u	20 años	\$189.990	14	\$2.659.860
Batería CURTISS 200 Ah	c/u	5 años	\$118.976	32	\$3.807.238
Regulador PHOCOS 35 A	c/u	20 años	\$179.000	2	\$358.000
Inversor PHOENIX 3000 W	c/u	20 años	\$1.120.000	2	\$2.240.000
Kit de estructura de soporte SUMSOL	c/u	20 años	\$59.695	14	\$835.730
Conductor 3 AWG (rojo)	m	20 años	\$1.859,98	50	\$92.999
Conductor 3 AWG (blanco)	m	20 años	\$1.859,98	50	\$92.999
Conductor 3 AWG (verde)	m	20 años	\$1.859,98	50	\$92.999
Conductor 6 AWG (rojo)	100 m	20 años	\$104.130	1	\$104.130
Conductor 6 AWG (rojo)	100 m	20 años	\$104.130	1	\$104.130
Conductor 6 AWG (rojo)	100 m	20 años	\$104.130	1	\$104.130
				Total	\$10.492.214

5.2.2 Rentabilidad del proyecto fotovoltaico

A) Evaluación Económica Privada

Una vez definidos los ingresos y costos, es posible realizar el análisis económico mediante métodos como el VAN, TIR y PAY-BACK para determinar si el proyecto es viable económicamente.

El análisis se realiza para un periodo de 19 años, debido a que la duración máxima de los módulos, según el fabricante, corresponde a 20 años. También es importante tener en cuenta el reemplazo de las baterías, que será cada 5 años, por lo que cumplido ese límite estas deben ser cambiadas por unas nuevas, lo que implica un nuevo costo.

Para el cálculo se emplea una tasa de descuento de un 12 %. Generalmente en el estudio de proyectos se utiliza un 12 %, siendo un 15 % un valor recomendado conservador.

Se asume que la inversión inicial y los costos involucrados serán costeados totalmente por los propietarios de la vivienda donde se está evaluando el proyecto fotovoltaico.

En la figura 5.9 se muestra un detalle de los costos y datos necesarios para realizar el análisis económico, con los datos mencionados anteriormente y señalando que se asume un valor residual del proyecto, al final de su vida útil, igual al 15% del costo total inicial de los equipos y materiales. También se asume un 30% del costo total de los equipos y materiales, para mano de obra, ingeniería y proyecto.

Vida útil de la instalación (años)	19		
Costo total de la instalación (\$)	10492214		
Inversión Inicial (\$)	10492214	VAN	-\$ 7.711.374,24
Potencia Nominal (W)	3080	TIR	1%
Energía Anual (KWh)	11491,17	PAY-BACK	
Tasa de Descuento	0,12		
Periodo de préstamo (años)	-		
Interés de préstamo	-		
Ratio de endeudamiento	-		
Importe del préstamo (\$)	-		
Fondos propios	100,00%		
Valor residual (\$)	1573832,1		
Reemplazo Baterías (\$)	3807238		
Reemplazo Módulos (\$)	2659860		
Reemplazo de otros equipos (\$)			
Gastos por O&M (\$/kWh)	0,696		
Proyecto + Mano de obra (\$)	3147664,2		
Precio Energía (\$/KWh)	111,767		
Precio tonelada CO2 (\$)	5232		
Toneladas CO2	6,89		
Precio compra baterías usadas (\$/kg)	230,00		
Peso total sistema de acumulación	854,00		

Fig. 5.9 Datos del proyecto extraído de Excel.

En la figura 5.10 se presenta la hoja de cálculos de Excel. En la columna de Ingresos, para el año 0 se considera la inversión inicial del proyecto, para los años siguientes se tiene como ingreso la energía que se ahorra al alimentar los equipos de iluminación y el equipo dual con el sistema fotovoltaico, y para finalizar en el año 19 se debe suma el valor residual del proyecto. Además se consideran como ingreso, la venta de las baterías para reciclaje, cuando se realiza su reemplazo y también los ingresos de bonos por la no emisión de CO₂ al medio ambiente.

En la columna de reemplazo de equipos se considera el cambio de las baterías cada un periodo de 5 años, esto se debe a que las baterías tienen una vida útil de 2000 ciclos y considerando un ciclo por día se obtiene una vida útil de 5,47 años.

En la columna Gastos O&M se toma como referencia el precio por kWh fijado por la distribuidora eléctrica CONAFE que corresponde a 0,696 \$/kWh.

En la columna Flujo de Caja se presenta la diferencia que existe entre los ingresos y costos de cada año.

En la columna $Q/(1+i)^n$ se realiza la actualización de cada flujo de caja al presente, donde “Q” corresponde al flujo de caja, “i” corresponde a la tasa de descuento y “n” al año en que se encuentra el flujo de caja que se quiere actualizar.

Finalmente se presenta la columna “ Σ ” que corresponde a la suma acumulada de los flujos de caja actualizados.

Año	Ingresos	Reemplazo Equipos	Reciclaje baterías	Gastos O&M	CO2	Otros	Costos	Flujo de Caja	$Q/(1+i)^n$	Σ
0	-10492214,0					3147664,2	3147664,20	-13639878,2	-13639878,2	-13639878,2
1	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	1191530,3	-12448347,9
2	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	1063866,3	-11384481,6
3	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	949880,7	-10434600,9
4	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	848107,7	-9586493,2
5	1510871,8	3807238	168360	7997,85	36073,08		3815235,85	-2304364,1	-1307558,1	-10894051,3
6	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	676106,3	-10217945,0
7	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	603666,3	-9614278,6
8	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	538987,8	-9075290,9
9	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	481239,1	-8594051,8
10	1510871,8	3807238	168360	7997,85	36073,08		3815235,85	-2304364,1	-741943,6	-9335995,3
11	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	383640,9	-8952354,4
12	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	342536,5	-8609818,0
13	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	305836,1	-8303981,8
14	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	273068,0	-8030913,8
15	1510871,8	3807238	168360	7997,85	36073,08		3815235,85	-2304364,1	-420998,7	-8451912,5
16	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	217688,1	-8234224,4
17	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	194364,4	-8039860,0
18	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	173539,6	-7866320,3
19	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	154946,1	-7711374,2

Fig. 5.10 Cálculo de rentabilidad extraído de Excel.

De las figuras 5.9 y 5.10 se puede extraer que el VAN obtenido tiene un valor negativo de \$7.711.374,24 y con una TIR de un 1% lo que indica que el proyecto no es viable económicamente. Además el PAY-BACK no es posible obtenerlo debido a que en ningún año se recupera el costo inicial de la instalación.

En la figura 5.11 se presenta un gráfico de la suma acumulada, como es de esperar, los costos tienden a disminuir a medida que pasan los años, como consecuencia de que los ingresos

son mayores que estos costos, pero al año 5 donde se debe realizar el cambio de las baterías, los costos son mayores que los ingresos y nuevamente cae la curva de la sumatoria acumulada.

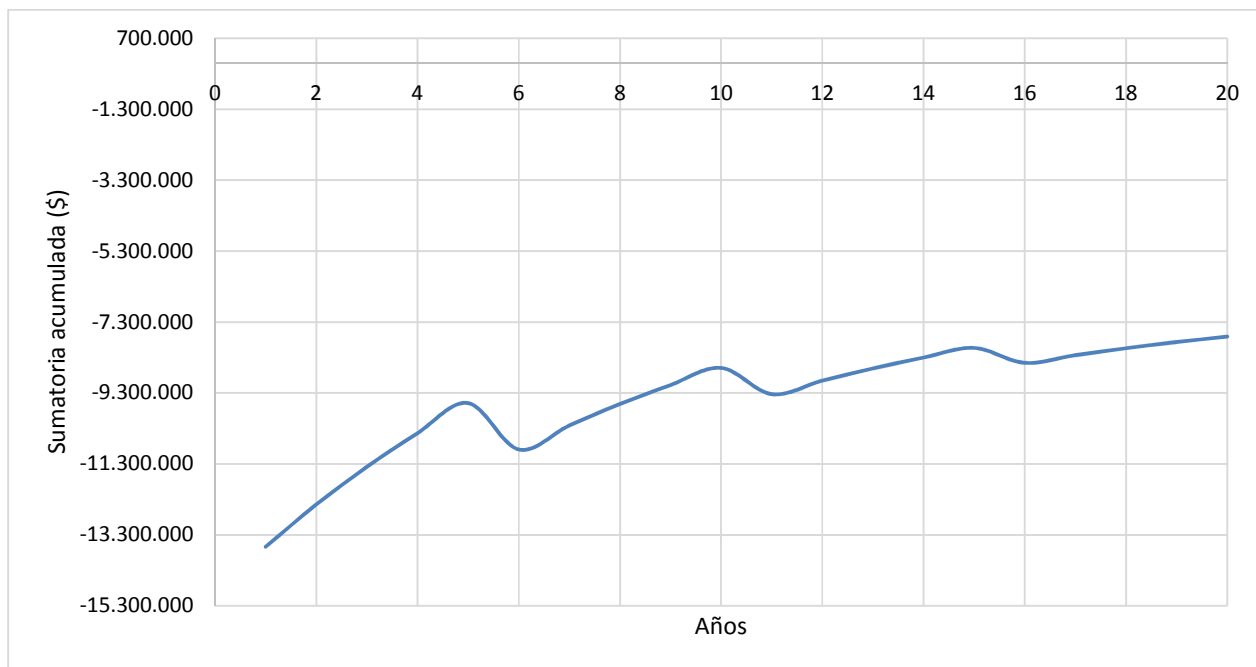


Fig. 5.11 Gráfico de la suma acumulada.

Como se ha demostrado anteriormente, en el análisis económico, el proyecto no es rentable económicamente, por lo que a continuación se muestra un nuevo análisis económico pero considerando un aporte o subsidio del estado para este proyecto. En figura 5.12 y 5.13 se presenta el análisis económico extraído de una hoja de cálculo Excel.

Vida útil de la instalación (años)	19			
Costo total de la instalación (\$)	10492214			
Inversión Inicial (\$)	2780839,764		VAN	\$ 0,00
Potencia Nominal (W)	3080		TIR	12%
Energía Anual (KWh)	11491,17		PAY-BACK	
Tasa de Descuento	0,12			
Periodo de préstamo (años)	-			
Interés de préstamo	-			
Ratio de endeudamiento	-			
Importe del préstamo (\$)	-			
Fondos propios	26,50%			
Valor residual (\$)	1573832,1			
Reemplazo Baterías (\$)	3807238			
Reemplazo Módulos (\$)	2659860			
Reemplazo de otros equipos (\$)				
Gastos por O&M (\$/kWh)	0,696			
Proyecto + Mano de obra (\$)	3147664,2			
Precio Energía (\$/KWh)	111,767			
Precio tonelada CO2 (\$)	5232			
Toneladas CO2	6,89			
Precio compra baterías usadas (\$/kg)	230,00			
Peso total sistema de acumulación	854,00			

Fig. 5.12 Datos del proyecto extraídos de Excel.

Para que el proyecto comience a ser rentable, el aporte del gobierno debería ser de un 73,50% (\$ 7.711.777,29) de la inversión inicial y el 26,50% restante (\$ 2.780.839,76) debería ser un costo asumido por el propietario de la vivienda donde se estudiará el proyecto.

Año	Ingresos	Reemplazo Equipos	Reciclaje baterías	Gastos O&M	CO2	Otros	Costos	Flujo de Caja	Q/(1+i)^n	Σ
0	-2780839,8					3147664,2	3147664,20	-5928504,0	-5928504,0	-5928504,0
1	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	1191530,3	-4736973,7
2	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	1063866,3	-3673107,3
3	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	949880,7	-2723226,7
4	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	848107,7	-1875119,0
5	1510871,8	3807238	168360	7997,85	36073,08		3815235,85	-2304364,1	-1307558,1	-3182677,0
6	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	676106,3	-2506570,7
7	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	603666,3	-1902904,4
8	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	538987,8	-1363916,6
9	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	481239,1	-882677,5
10	1510871,8	3807238	168360	7997,85	36073,08		3815235,85	-2304364,1	-741943,6	-1624621,1
11	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	383640,9	-1240980,2
12	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	342536,5	-898443,7
13	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	305836,1	-592607,6
14	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	273068,0	-319539,6
15	1510871,8	3807238	168360	7997,85	36073,08		3815235,85	-2304364,1	-420998,7	-740538,3
16	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	217688,1	-522850,2
17	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	194364,4	-328485,8
18	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	173539,6	-154946,1
19	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	154946,1	0,0

Fig. 5.13 Cálculo de rentabilidad extraído de Excel.

Al igual que el sistema fotovoltaico para la vivienda, se estima que por un kilo de baterías se obtiene \$230 (precio ECOBAT), es decir, para una cantidad de 14 baterías su peso total es 854 kg (61 kg por batería), por ende se obtiene un ingreso de reciclaje de \$196.420. Se estima que por cada kWh generado por los sistemas fotovoltaicos se deja de emitir 0,6 kg de CO₂ al ambiente (EPIA [18]). El sistema fotovoltaico autónomo genera una energía de 11491,17 kWh anual, en la cual se dejaría de emitir al medio ambiente 6,89 toneladas de CO₂, lo que se transforma en un ingreso de \$36048,48 (Bolsa de SENDECO2 \$5.232).

B) Evaluación Económica Social

En este punto se emplea la misma metodología de análisis social utilizado en el sistema fotovoltaico para una vivienda.

Vida útil de la instalación (años)	19		
Costo total de la instalación (\$)	8498693,34		
Inversión Inicial (\$)	8498693,34	VAN	-\$ 1.180.811,74
Potencia Nominal (W)	3080	TIR	5%
Energía Anual (KWh)	11491,17	PAY-BACK	
Tasa de Descuento	0,06		
Periodo de préstamo (años)	-		
Interés de préstamo	-		
Ratio de endeudamiento	-		
Importe del préstamo (\$)	-		
Fondos propios	100,00%		
Valor residual (\$)	1.274.804,00		
Reemplazo Baterías (\$)	3.083.862,78		
Reemplazo Módulos (\$)	2.154.486,60		
Reemplazo de otros equipos (\$)			
Gastos por O&M (\$/kWh)	0,696		
Proyecto + Mano de obra (\$)	2549608,002		
Precio Energía (\$/KWh)	111,767		
Precio tonelada CO2 (\$)	5232		
Toneladas CO2	6,89		
Precio compra baterías usadas (\$/kg)	230,00		
Peso total sistema de acumulación	854,00		

Fig. 5.14 Datos del proyecto extraídos de Excel.

Año	Ingresos	Reemplazo Equipos	Reciclaje baterías	Gastos O&M	CO2	Otros	Costos	Flujo de Caja	$Q/(1+i)^n$	Σ
0	-8498693,3					2549608,002	2549608,00	-11048301,3	-11048301,3	-11048301,3
1	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	1258975,4	-9789325,9
2	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	1187712,6	-8601613,3
3	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	1120483,6	-7481129,7
4	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	1057060,0	-6424069,6
5	1510871,8	3083862,78	168360	7997,85	36073,08		3091860,63	-1580988,9	-1181406,8	-7605476,5
6	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	940779,7	-6664696,8
7	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	887528,0	-5777168,8
8	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	837290,5	-4939878,3
9	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	789896,7	-4149981,6
10	1510871,8	3083862,78	168360	7997,85	36073,08		3091860,63	-1580988,9	-882815,9	-5032797,5
11	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	703005,3	-4329792,2
12	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	663212,5	-3666579,7
13	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	625672,2	-3040907,4
14	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	590256,8	-2450650,6
15	1510871,8	3083862,78	168360	7997,85	36073,08		3091860,63	-1580988,9	-659691,4	-3110342,1
16	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	525326,4	-2585015,6
17	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	495591,0	-2089424,6
18	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	467538,7	-1621886,0
19	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	441074,2	-1180811,7

Fig. 5.15 Cálculo de rentabilidad extraído de Excel.

Como resultado se obtiene que el VAN es mucho mejor que en el análisis privado, pero aún sigue siendo negativo lo que indica que el proyecto no es rentable.

Para que el proyecto comience a ser rentable, el gobierno debería aportar un 13,89 % (\$ 1.180.468,5) de la inversión inicial. En la figuras 5.16 y 5.17 se presenta un detalle de estos cálculos.

Vida útil de la instalación (años)	19			
Costo total de la instalación (\$)	8498693,34			
Inversión Inicial (\$)	7317881,601		VAN	\$ 0,00
Potencia Nominal (W)	3080		TIR	6%
Energía Anual (KWh)	11491,17		PAY-BACK	
Tasa de Descuento	0,06			
Periodo de préstamo (años)	-			
Interés de préstamo	-			
Ratio de endeudamiento	-			
Importe del préstamo (\$)	-			
Fondos propios	86,11%			
Valor residual (\$)	1.274.804,00			
Reemplazo Baterías (\$)	3.083.862,78			
Reemplazo Módulos (\$)	2.154.486,60			
Reemplazo de otros equipos (\$)				
Gastos por O&M (\$/kWh)	0,696			
Proyecto + Mano de obra (\$)	2549608,002			
Precio Energía (\$/KWh)	111,767			
Precio tonelada CO2 (\$)	5232			
Toneladas CO2	6,89			
Precio compra baterías usadas (\$/kg)	230,00			
Peso total sistema de acumulación	854,00			

Fig. 5.16 Datos del proyecto extraídos de Excel.

Año	Ingresos	Reemplazo Equipos	Reciclaje baterías	Gastos O&M	CO2	Otros	Costos	Flujo de Caja	Q/((1+i)^n)	Σ
0	-7317881,6					2549608,002	2549608,00	-9867489,6	-9867489,6	-9867489,6
1	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	1258975,4	-8608514,2
2	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	1187712,6	-7420801,6
3	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	1120483,6	-6300317,9
4	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	1057060,0	-5243257,9
5	1510871,8	3083862,78	168360	7997,85	36073,08		3091860,63	-1580988,9	-1181406,8	-6424664,7
6	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	940779,7	-5483885,1
7	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	887528,0	-4596357,1
8	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	837290,5	-3759066,6
9	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	789896,7	-2969169,8
10	1510871,8	3083862,78	168360	7997,85	36073,08		3091860,63	-1580988,9	-882815,9	-3851985,7
11	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	703005,3	-3148980,4
12	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	663212,5	-2485767,9
13	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	625672,2	-1860095,7
14	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	590256,8	-1269838,9
15	1510871,8	3083862,78	168360	7997,85	36073,08		3091860,63	-1580988,9	-659691,4	-1929530,3
16	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	525326,4	-1404203,9
17	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	495591,0	-908612,9
18	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	467538,7	-441074,2
19	1342511,8			7997,85	36073,08		7997,85	1334513,9	441074,2	0,0

Fig. 5.17 Datos del proyecto extraídos de Excel.

CONCLUSIONES

Al analizar el proyecto del sistema fotovoltaico autónomo, para un vivienda modelo de la localidad de Gualliguaica, se obtuvo como resultado que en la actualidad no es factible realizar este tipo de proyectos, desde el punto de vista privado, debido a que los costos asociados a los equipos usados en la implementación de dicho proyecto son mayores a los ingresos generados.

Para el proyecto destinado a suministrar energía a un equipo dual de calefacción-aire acondicionado y las luminarias de una vivienda modelo, con el análisis económico privado se obtuvo un VAN negativo de \$ 5.669.535,97, con el análisis económico social se obtuvo un VAN negativo de \$2.474.771,89. En el caso del proyecto destinado a riego, en el análisis económico privado se obtiene un VAN negativo de \$ 7.711.374,24, mientras que en el análisis económico social se obtiene un VAN negativo de \$ 1.180.811,74. La diferencia entre el análisis económico privado y el social se origina debido a que el análisis social descuenta el IVA en los equipos y materiales comprados, además considera una tasa de descuento de un 6%. Desde un punto de vista más amplio, el análisis privado considera los precios relevantes para él y por lo tanto no considera los efectos que tiene su proyecto sobre otros agentes económicos, en cambio el análisis social determina la conveniencia de ejecutar un proyecto desde la perspectiva de la sociedad en conjunto.

Se debe considerar que en la región de Coquimbo existe un gran número de localidades rurales donde el suministro eléctrico aún no se encuentra presente o es muy escaso, en aquellos lugares realizar este tipo de instalaciones resulta alentador, ya que en este caso el factor económico no es primordial debido a la necesidad de la energía como elemento básico para el desarrollo de una vida normal. Para localidades aisladas de la ciudad (rurales), hasta el momento, no existen incentivos (subsidios) económicos para implementar estos tipos de proyectos. Los incentivos que existen a través de CORFO (Anexo 2) están orientados a pequeñas y medianas empresas, lo que provoca que las personas que no poseen este tipo de empresas y quieran instalar proyectos que incluyan ERNC deban asumir el costo total de la instalación, puesta en marcha y mantenimiento.

Cabe destacar que un sistema fotovoltaico autónomo pocas veces es factible, debido a que genera muy poca o nula rentabilidad, a diferencia de un sistema fotovoltaico conectado a red que generalmente es rentable debido a la menor utilización de equipos, a un suministro máximo de energía eléctrica a la red, a un menor mantenimiento de los equipos, y a un ingreso extra al vender la energía excedente a empresas distribuidoras que depende del precio de compra.

Chile es un país que posee un índice de radiación solar apta para realizar sistemas solares en la zona norte (una de las mayores del mundo con respecto a los índices de radiación), solo falta conciencia social y un sólido apoyo por parte del Gobierno para un desarrollo favorable en la matriz energética chilena.

En general la política chilena ha presentado variados mecanismos de estrategias para el fomento progresivo de las ERNC para una alta penetración de estas en el país, resulta un gran desafío determinar cuál de los mecanismos de fomento constituirá una mejor política de fomento para las energías renovables en Chile.

BIBLIOGRAFIA

[1] Rus, C., Muñoz, F.J., Hontoria, L., Pérez, P.K., López, D., Almonacid, F., Aguilera, J., Aguilera, J. D., Almonacid, G., Rodrigo, P. y Torres, M. (2012). Instalaciones Fotovoltaicas. España: Joxman Editores.

[2] Muñoz, F.J., Hontoria, L., Pérez, P., F., Aguilera, J. y Aguilera, J. D. (2014). Apuntes de Clases. Instalaciones Fotovoltaicas. Universidad de Jaén.

[3] Ogayar, B. (2014). Apuntes de Clases. Recursos Hidroeléctricos. Universidad de Jaén.

[4] Corporación de Desarrollo Tecnológico – Cámara Chilena de la Construcción. (2014). Diseño y Dimensionado de Sistemas Solares Fotovoltaicos Conectados a Red. [en línea]. Santiago: Corporación de Desarrollo Tecnológico – Cámara Chilena de la Construcción.

Disponible en:

http://www.construccion-sustentable.cl/?page_id=624 [2014, Agosto].

[5] Cooper, M. (2012). Energías renovables no convencionales en la agricultura. [en línea]. Santiago: Oficina de Estudios y Políticas Agrarias.

Disponible en:

<http://www.odepa.cl/odepaweb/publicaciones/doc/6587.pdf> [2014, Agosto].

[6] Comisión Nacional de Energía, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Global Environment Facility y Universidad Técnica Federico Santa María. (2008). [en línea]. Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile. Santiago: Margen Impresores.

Disponible en:

<http://www.termic.cl/descargas/RegistroSolarimetrico%2013%20MB%20prof.%20Sarmientos.pdf> [2014, Septiembre].

[7] Instituto Nacional de Normalización. (1977). Construcción – Sobrecargas de nieve. NCh431.Of77.

[8] Instituto Nacional de Normalización. (1971). Cálculo de la acción del viento sobre las construcciones. NCh432Of.71.

[9] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2003). Electricidad – Instalaciones de Consumo en Baja Tensión. Nch Elec. 4/2003.

[10] Normas Energías Renovables. (2006). Instalaciones Fotovoltaicas. Nch 2006.

[11] División de Evaluación Social de Inversiones – Ministerio de Desarrollo Social. [en línea]. Curso Básico de Preparación y Evaluación Social de Proyectos.

Disponible en:

<http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/fotos/10-Evaluacion%20social%20apicada%202013.pdf>

[12] Explorador Solar Universidad de Chile. (2014). Walker.dgf.uchile.cl.
<http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2> [2014, Septiembre].

[13] Comunidades Agrícolas. (2014). Comunidadesagricolas.cl.
http://comunidadesagricolas.cl/index.php?option=com_content&task=section&id=10&Itemid=303 [2014, Agosto].

[14] Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables. (2014). Cifes.gob.cl.
<http://cifes.gob.cl/> [2014, Septiembre].

[15] Asociación Chilena de Energía Solar. (2014). Acesol.cl.
<http://www.acesol.cl/> [2014, Agosto].

[16] Centro de Estudios Avanzados en Zonas Áridas. (2014). Ceazamet.cl.
http://www.ceazamet.cl/index.php?p_cod=ceazamet&pag=mod_sensor&e_cod=6&s_cod=35&intervalo=dia&fecha=2014-07-23 [2014, Octubre].

[17] Wikipedia: Gualliguaica. (2014). Wikipedia.org.

<http://es.wikipedia.org/wiki/Gualliguaica> [2014, Agosto].

[18] Sustainability of Photovoltaic Systems. European Photovoltaic Industry Association. (2014).

Epia.org.

http://www.epia.org/uploads/tx_epiafactsheets/110513_Fact_Sheet_on_the_Carbon_Footprint.pdf [2014, Diciembre].

ANEXO 1: DATOS Y CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS

We care! Since 1975.

Y-series

KD140GH-2YU · KD190GH-2YU · KD220GH-4YU
KD240GH-4YB · KD245GH-4YB · KD320GH-4YB



A partment house, Germany

CUTTING-EDGE TECHNOLOGY

}] **Cell:**

- 156 mm × 156 mm
- Polycrystalline, 3-busbar
- >16% efficiency
- Embedded in EVA film
- Silicon nitride texturing: little light reflection, homogenous coloration

}] **Frame:**

- Aluminium, black anodised and coated
- Screwed and also adhered
- Load capacity: 5,400 N/m²
- Interior drainage openings to protect against frost damage
- Flexible assembly (horizontal and upright)
- 36-/ 48-/ 54-cell modules: approved for module inlay systems
- 60-/ 80-cell modules: reinforced on rear side with 2 support bars

}] **Junction box:**

- Incl. bypass diodes
- Encapsulated
- Highest fireproof class 5VA in accordance with UL94

- 36-/ 48-cell modules: pre-configured with connection wires and original multi-contact plug connectors
- 54-/ 60-/ 80-cell modules: pre-configured with connection wires and SMK plug connectors (MC4 compatible)

}] **Pairing:**

- Sorting procedure: Nominal output is achieved by two paired modules (e.g. ≥ 490 Wp for 2 × KD245GH-4YB)

}] **Production:**

- Fully automated and integrated production processes in our own production plants
- Vertical integration = 100% control

}] **Service:**

- Professional Europe-wide customer service in Esslingen/Germany
- Individual maintenance service increases life expectancy of the photovoltaic system

COMPANY

As a pioneer in the photovoltaic sector, Kyocera Solar can look back on over 35 years of experience. We are also involved in numerous future-oriented solutions across the world. Our focus is on innovation and quality.

Our vision: To make solar energy accessible to everybody and to ensure a comprehensive sustained energy supply.

Kyocera photovoltaic modules meet the highest standards



- Periodic inspection
- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Long-term sequential testing



IEC 61701
Salt Mist Corrosion Test



Kyocera is ISO 9001, ISO 14001 and OHSAS 18001 certified and registered.

ELECTRICAL PERFORMANCE Y-SERIES

PV Module Type	KD140GH-2YU	KD190GH-2YU	KD220GH-4YU	KD240GH-4YB	KD245GH-4YB	KD320GH-4YB
At 1000 W/m² (STC)⁽¹⁾						
Maximum Power [W]	140	190	220	240	245	320
Maximum System Voltage [V]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Maximum Power Voltage [V]	17.7	23.6	26.6	29.8	29.8	40.1
Maximum Power Current [A]	7.91	8.06	8.28	8.06	8.23	7.99
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	22.1	29.5	33.2	36.9	36.9	49.5
Short Circuit Current (I _{sc}) [A]	8.68	8.82	8.98	8.59	8.91	8.60
Efficiency [%]	13.9	14.3	14.8	14.5	14.8	14.5
At 800 W/m² (NOCT)⁽²⁾						
Maximum Power [W]	101	137	158	172	176	230
Maximum Power Voltage [V]	16.0	21.3	24.0	26.7	26.8	36.1
Maximum Power Current [A]	6.33	6.45	6.63	6.45	6.58	6.40
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	20.2	27.0	30.4	33.7	33.7	45.3
Short Circuit Current (I _{sc}) [A]	7.03	7.14	7.27	6.95	7.21	6.96
NOCT [°C]	45	45	45	45	45	45
Power Tolerance [%]	+5/-5	+5/-5	+5/-3	+5/-3	+5/-3	+5/-3
Maximum Reverse Current I _R [A]	15	15	15	15	15	15
Series Fuse Rating [A]	15	15	15	15	15	15
Temperature Coefficient of V _{oc} [%/K]	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36
Temperature Coefficient of I _{sc} [%/K]	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Temperature Coefficient of Max. Power [%/K]	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46
Reduction of Efficiency (from 1000 W/m ² to 200 W/m ²) [%]	5.3	5.3	6.0	7.3	6.6	7.1
DIMENSIONS						
Length [mm]	1500 (+2.5)	1338 (+2.5)	1500 (+2.5)	1662 (+2.5)	1662 (+2.5)	1662 (+2.5)
Width [mm]	668 (+2.5)	990 (+2.5)	990 (+2.5)	990 (+2.5)	990 (+2.5)	1320 (+2.5)
Depth /incl. Junction Box [mm]	46	46	46	46	46	46
Weight [kg]	12.5	16	18	21	21	27.5
Cable [mm]	(+)1010 / (-)840	(+)1030 / (-)840	(+)1100 / (-)900	(+)1190 / (-)960	(+)1190 / (-)960	(+)1290 / (-)1040
Connection Type	MC PV-KBT3 / MC PV-KST3	MC PV-KBT3 / MC PV-KST3	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)
Junction Box [mm]	113 × 82 × 15	113 × 82 × 15	123 × 91.6 × 16	123 × 91.6 × 16	123 × 91.6 × 16	133 × 136 × 16.5
Number of bypass diodes	2	3	3	3	3	4
IP Code	IP65	IP65	IP65 / IP67	IP65 / IP67	IP65 / IP67	IP65 / IP67
CELLS						
Number per Module	36	48	54	60	60	80
Cell Technology	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline
Cell Shape (square) [mm]	156 × 156	156 × 156	156 × 156	156 × 156	156 × 156	156 × 156
Cell Bonding	3 busbar	3 busbar	3 busbar	3 busbar	3 busbar	3 busbar
GENERAL INFORMATION						
Performance Guarantee	10 ⁽³⁾ / 20 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 20 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 20 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 20 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 20 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 20 years ⁽⁴⁾
Warranty	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾

(1) Electrical values under standard test conditions (STC): irradiation of 1000 W/m², air mass A M 1.5 and cell temperature of 25 °C

(2) Electrical values under normal operating cell temperature (NOCT): irradiation of 800 W/m², air mass A M 1.5, wind speed of 1 m/s and ambient temperature of 20 °C

(3) 10 years on 90% of the minimally specified power P under standard test conditions (STC)

(4) 20 years on 80% of the minimally specified power P under standard test conditions (STC)

(5) In the case of Europe

Your local Kyocera dealer:



KYOCERA Fin ceramics GmbH
Solar Division
 Fritz-Mueller-Strasse 27
 73730 Esslingen / Germany
 Tel: +49 (0)711-93 93 49 99
 Fax: +49 (0)711-93 93 49 50
 E-Mail: solar@kyocera.de
 www.kyocerasolar.eu



1500W Pure Sine Wave Inverters SK

FEATURES

- True sine wave output (THD < 3%)
- Power ON-OFF remote control
- Input & output fully isolation
- Load control cooling fan
- Advanced microprocessor
- Output frequency 50/60 Hz switch selectable
- Low power saving mode to conserve energy
- Input polarity reverse / under voltage / over voltage protections
- Output short circuit / overload / over temperature protections
- Tri-color indicators display input, output level & failure status
- e-13 / CE / FCC approved



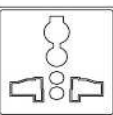
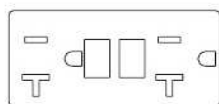
	MODEL No.	SK1500-112	SK1500-124	SK1500-148	SK1500-212	SK1500-224	SK1500-248
OUTPUT	AC VOLTAGE	100 / 110 / 120VAC			220 / 230 / 240 VAC		
	RATED POWER	1500W					
	SURGE POWER	3000W					
	WAVEFORM	True sine wave (THD < 3%)					
	FREQUENCY	50 / 60 Hz selectable by DIP switch					
	AC REGULATION	± 3%					
	POWER FACTOR ALLOWED	COS θ -90° - COS θ +90°					
	STANDARD RECEPTACLES	NEMA5-15R / GFCI			Schuko / UK / Australia / Universal		
	LED INDICATOR	Input voltage level, output load level and fault status					
	INPUT	NO LOAD CURRENT DRAW	1.45A	0.75A	0.40A	1.40A	0.70A
STAND-BY CURRENT DRAW		0.28A	0.15A	0.09A	0.28A	0.15A	0.09A
DC VOLTAGE		12VDC	24VDC	48VDC	12VDC	24VDC	48VDC
VOLTAGE RANGE		10.5~15.0VDC	21.0~30.0VDC	42.0~60VDC	10.5~15.0VDC	21.0~30.0VDC	42.0~60VDC
EFFICIENCY (Typ.)		88.0%	91.0%	92.0%	90.0%	93.0%	94.0%
FUSE		40A x 5	20A x 5	20A x 3	40A x 5	20A x 5	20A x 3
PROTECTION	REMOTE CONTROL UNIT	CR6 / CR8 optional					
	BAT. LOW ALARM	11VDC	22VDC	44VDC	11VDC	22VDC	44VDC
	BAT. LOW SHUTDOWN	10.5VDC	21.0VDC	42.0VDC	10.5VDC	21.0VDC	42.0VDC
	OVER LOAD	Shut off output voltage, re-power on to recover					
	OVER VOLTAGE	15.3VDC	30.6VDC	61.2VDC	15.3VDC	30.6VDC	61.2VDC
	OVER TEMPERATURE	Shut off output voltage, recovers automatically after temperature goes down					
	OUTPUT SHORT	Shut off output voltage, re-power on to recover					
ENVIRONMENT	BAT. POLARITY	By fuse open					
	WORKING TEMP.	0 ~ +40°C					
	WORKING HUMIDITY	20% ~ 90% RH non-condensing					
	STORAGE TEMP. HUMIDITY	-30°C ~ +70°C / -22° F ~ +158° F / 10~95%					
SAFETY & EMC	SAFETY STANDARDS	Meet UL458			-----		
	ISOLATION RESISTANCE	I/P ~ O/P: 100M Ohms / 500VDC			-----		
	EMI CONDUCTION & RADIATION	Compliance to FCC class A			Compliance to EN55022 class A		
	EMS IMMUNITY	-----			Compliance to EN61000-3 -2, 3		
	LVD	-----			Compliance to EN60950-1		
OTHERS	e-MARK	-----			Compliance to e-13 * 72/245/EEC, 95/54/EC		
	DIMENSION	415 x 191 x 88mm (L x W x H)					
	PACKING	4.8kgs; 4sets / 21kgs / CARTON					
	COOLING	Loading controlled cooling fan					
	APPLICATION	Home and Office appliances, Power tools and Portable equipments, Vehicle, Yacht and Solar power systems ... etc.					



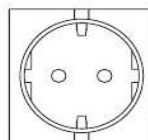
NEMA 5-15R



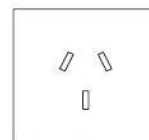
North America (GFCI)



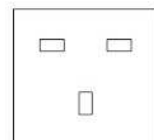
Universal



Schuko



Australia
New Zealand



United Kingdom

8. Especificaciones técnicas

Inversor Phoenix	12/3000	24/3000	48/3000
INVERSOR			
Rango tensión entrada (V CC)	9,5 – 17	19 – 33	38 – 66
Salida	230 VCA ± 2%		Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%
Potencia salida cont. 25 °C (kW)	3000	3000	3000
Potencia salida cont. a 25 °C (W)	2500	2500	2500
Potencia salida cont. 40 °C (W)	2000	2000	2000
Potencia punta (W)	6000	6000	6000
Máxima eficiencia (%)	92	94	95
Potencia con carga cero (W)	25	30	30
GENERAL			
Relé multifuncional (4)	Sí	Sí	Sí
Protección (2)	a - h		
Características comunes	Temp. funcionamiento: -20 a +50°C (refrigeración por ventilador) Humedad (sin condensación) hasta 95%		
CARCASA			
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012)		Protección: IP 21
Conexión de batería	Pernos M8		
Conexión CA 230 V	Abrazadera ajustable		
Peso (kg)	18		
Dimensiones (hxaxf en mm)	362 x 258 x 218		
ESTÁNDARES			
Seguridad	EN 60335-1, EN 60335-2-29		
Emisiones/Inmunidad	EN55014-1, EN 61000-3-2 / EN 55014-2, EN 61000-3-3		
Directiva de automoción	2004/104/EC		

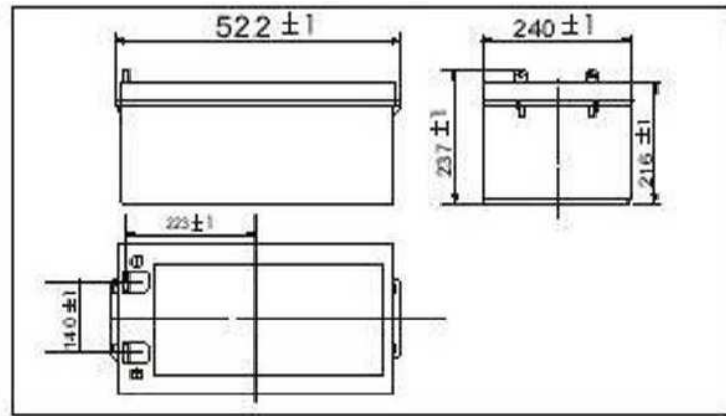
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V/60 Hz si se solicita

2) Protección

- a. Cortocircuito de salida
- b. Sobrecarga
- c. Tensión de batería excesiva
- d. Tensión de batería muy baja
- f. 230 VCA en salida del inversor
- g. Tensión de ondulación de entrada excesiva
- h. Temperatura demasiado alta

3) Sin carga lineal, factor de cresta 3:1

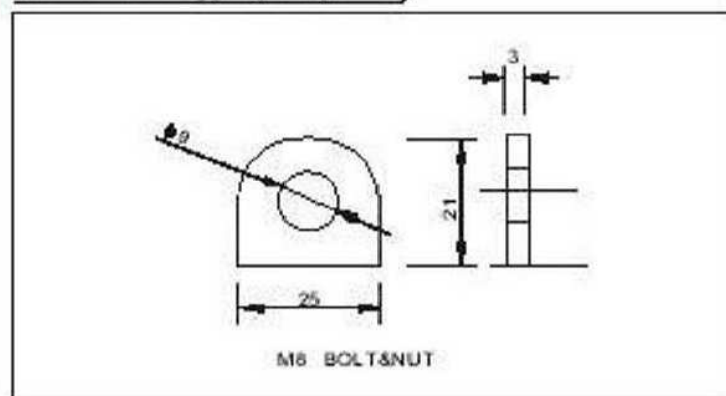
4) Relé multifunción que puede configurarse para alarma general, baja tensión CC o función de señal de inicio de grupo generador.



● Specifications

Nominal Voltage		12V
Rated capacity (10 hour rate)		200 Ah
Dimensions	Total Height	244 mm (9.60 inches)
	Height	219 mm (8.62 inches)
	Length	522 mm (20.6 inches)
	Width	240 mm (9.45 inches)
Weight Approx		64 Kg (143 lbs)

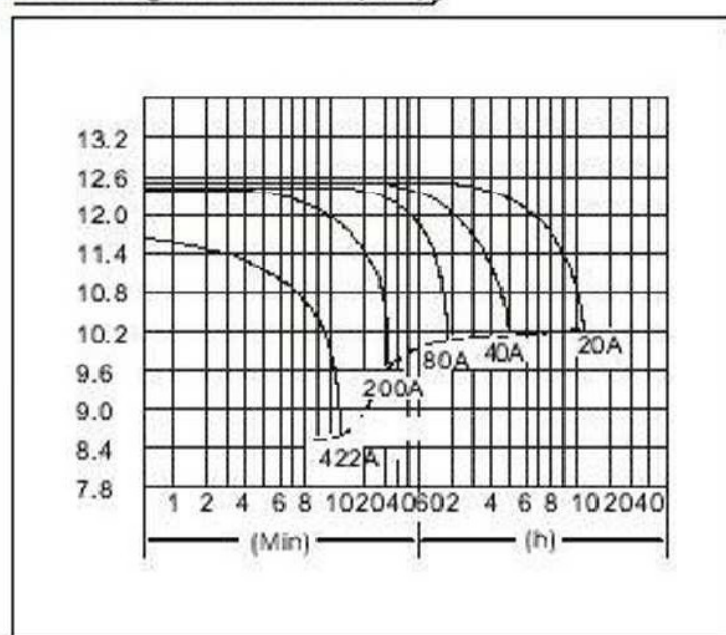
● Terminal Type (mm)



● Characteristics

Capacity 25°C(77°F)	10 hour rate(20A)	200 AH
	5 hour rate(32A)	160 AH
	1 hour rate(120A)	120 AH
1.5 hour discharge to 10.5V		80 A
Internal Resistance Full charged Battery at 25°C(77°F)		1 mΩ
Capacity affected by Temperature (10hour rate)	40°C(104°F)	102%
	25°C(77°F)	100%
	0°C(32°F)	85%
	-15°C(5°F)	65%
Self-Discharge at 25°C(77°F)	Capacity after 3 month storage	91%
	Capacity after 6 month storage	82%
	Capacity after 12 month storage	64%
Terminal		T11, T19
Charge (constant Voltage)	Cycle	Initial Charging Current less than 80 A Voltage 14.10-14.40V
	Float	Voltage 13.50-13.80V

● Discharge Curves 25°C(77°F)



Constant Current(Amp) and Constant Power(Watt) Discharge Table at 25°C(77°F)

Time		5min	10min	15min	30min	1h	2h	3h	4h	5h	8h	10h	20h
9.60V	A	641	422	340	228.0	120.0	70.0	51.4	40.0	33.0	23.40	21.00	11.34
	W	6611	4507	3648	2451	1206	769	572	450	375	260	243	131.9
10.20V	A	620	381	320	218.0	112.8	66.6	50.0	39.0	32.4	22.60	20.60	11.00
	W	6626	4262	3585	2447	1276	770	579	458	378	267	242	129.0
10.50V	A	600	341	280	204.0	109.2	65.2	48.8	38.4	32.0	22.60	20.20	11.00
	W	6554	3875	3198	2348	1265	756	569	449	375	266	239	130.0
10.80V	A	578	321	260	188.0	105.6	63.6	47.6	37.8	31.2	22.00	20.00	10.80

Controlador de carga MPPT 150/70 y 150/85

www.victronenergy.com



Controladores de carga solar MPPT 150/70 y 150/85

Tensión FV hasta 150 V

Los controladores BlueSolar MPPT 150/70- y 150/85 podrán cargar una batería de tensión nominal inferior a partir de unas placas FV de tensión nominal superior.

El controlador ajustará automáticamente la tensión nominal de la batería a 12, 24, 36, ó 48 V.

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT, por sus siglas en inglés).

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local que puede no ser el MPP óptimo.

El innovador algoritmo del BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando en el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

La eficiencia máxima excede el 98%. Corriente de salida completa hasta los 40 °C (104 °F).

Algoritmo de carga flexible

Varios algoritmos preprogramados. Un algoritmo programable.

Ecuación manual o automática.

Sensor de temperatura de la batería. Sonda de tensión de la batería opcional.

Relé auxiliar programable

Para disparar una alarma o arrancar el generador

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa.

Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/70	MPPT 150/85
Tensión nominal de la batería	12 / 24 / 36 / 48 V Selección Automática	
Corriente de carga nominal	70A @ 40 °C (104 °F)	85A @ 40 °C (104 °F)
Potencia máxima de entrada de los paneles solares 1)	12 V: 1000 W / 24 V: 2000 W / 36V: 3000 W / 48V: 4000 W	12 V: 1200 W / 24 V: 2400 W / 36 V: 3600 W / 48 V: 4850 W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo	
Tensión mínima FV	Tensión de la batería más 7 V para arranque	Tensión de la batería más 2 V operativos
Consumo en espera	12 V: 0,55 W / 24 V: 0,75 W / 36 V: 0,90 W / 48 V: 1,00 W	
Eficacia a plena carga	12 V: 95 % / 24 V: 96,5 % / 36 V: 97 % / 48 V: 97,5 %	
Carga de absorción	14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V	
Carga de flotación	13,7 / 27,4 / 41,1 / 54,8 V	
Carga de ecuación	15,0 / 30,0 / 45 / 60 V	
Sensor de temperatura remoto de la batería	Sí	
Ajuste de la compensación de temperatura por defecto	-2,7 mV/°C por celda de batería de 2 V	
Interruptor on/off remoto	No	Sí
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V CA/4 A	Capacidad nominal CC: 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC
Puerto de comunicaciones	VE.Can: dos conectores RJ45 en paralelo, protocolo NMEA2000	
Funcionamiento en paralelo	Sí, a través de VE.Can Máx. 25 unidades en paralelo	
Temperatura de trabajo	-40 °C a 60 °C con reducción de corriente de salida por encima de 40 °C	
Refrigeración	Convección natural	asistida por ventilador silencioso
Humedad (sin condensación)	Max. 95 %	
Tamaño de los terminales	35 mm ² / AWG2	
Material y color	Aluminio, azul RAL 5012	
Clase de protección	IP20	
Peso	4,2 kg	
Dimensiones (al x an x p)	350 x 160 x 135 mm	
Montaje	Montaje vertical de pared solo interiores	
Seguridad	EN60335-1	
EMC	EN61000-6-1, EN61000-6-3	

1) Si se conectara más potencia solar, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado

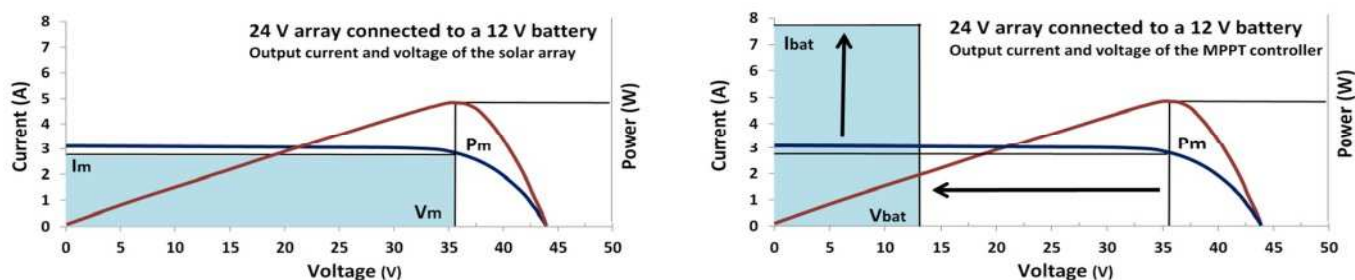
¿Qué controlador de carga solar: PWM o MPPT?

A continuación le ofrecemos un resumen de nuestro libro blanco con este mismo título?

1. Lo que hacen

El controlador PWM es básicamente un interruptor que conecta un conjunto de placas solares a una batería. Como consecuencia, la tensión del conjunto de placas se rebajará casi a la de la batería.

El controlador MPPT es más sofisticado (y más caro): ajustará su tensión de entrada para recoger el máximo de la energía solar de los paneles solares y a continuación transformará esta energía para alimentar las distintas tensiones solicitadas, tanto de la batería como de las cargas. Por lo tanto, lo que hace básicamente es desacoplar las tensiones de las placas y de la batería para que pueda haber, por ejemplo, una batería de 12 voltios por un lado del controlador de carga MPPT, y un gran número de celdas conectadas en serie para producir 36 voltios por el otro.



Representación gráfica de la transformación de DC a DC tal y como lo lleva a cabo un controlador MPPT

2. Las potencias gemelas resultantes de un controlador MPPT

a) Seguimiento del punto de máxima potencia

El controlador MPPT recogerá más energía de los paneles solares. La mejora del rendimiento es sustancial (10 % a 40 %) cuando la temperatura del panel solar es baja (por debajo de 45 °C), o muy alta (por encima de 75 °C), o cuando la irradiación es muy baja.

A alta temperatura o a baja radiación, la tensión de salida del conjunto de paneles solares caerá drásticamente. En estos casos, se deberán conectar más paneles en serie para asegurarse de que la tensión de salida del conjunto de paneles solares excede la tensión de la batería por amplio margen.

b) Costes de cableado más bajos y/o pérdidas por cable más bajas

Según la ley de Ohm, las pérdidas debidas a la resistencia del cable son $P_c \text{ (Watt)} = R_c \times I^2$, donde R_c es la resistencia del cable. Lo que nos dice esta fórmula es que para una pérdida por cable determinada, la sección del cable puede reducirse por un factor de cuatro si se dobla la tensión del conjunto de paneles solares.

En el caso de una potencia nominal determinada, conectar más paneles en serie aumentará la tensión de salida y reducirá la corriente de salida del conjunto de paneles ($P = V \times I$), por lo tanto, si P no cambia, I deberá disminuir cuando V aumente).

A medida que aumente el tamaño del conjunto de placas, la longitud de cable aumentará. La opción de cablear más paneles en serie, disminuyendo así la sección de cable, con lo que eso conlleva en reducción de costes, es una poderosa razón para instalar un controlador MPPT tan pronto como la potencia del conjunto exceda unos cuantos cientos de vatios (baterías de 12 V), o varios cientos de vatios (baterías de 24 V o 48 V).

3. Conclusión

PWM

El controlador de carga PWM es una buena solución para sistemas menores, cuando la temperatura de la placa solar es entre moderada y alta (entre 45 y 75 °C)

MPPT

Para aprovechar al máximo el potencial del controlador MPPT, la tensión del conjunto deberá ser considerablemente superior que la tensión de la batería. El controlador MPPT es la solución definitiva para sistemas de alta potencia, debido al menor coste general del sistema que conlleva la instalación de un cableado de menor sección. El controlador MPPT también recogerá mucha más energía cuando la temperatura del panel solar sea baja (por debajo de 45 °C), o muy alta (por encima de 75 °C), o cuando la irradiación sea muy baja.



MPS

Switch Modular de Potencia



- 12, 24 o 48V
- Desconexión por bajo voltaje (ajustable)
- Protección contra sobrecarga
- Modulación de ancho de pulso (PWM)
- Conmutación de dos Puntos
- Control de diversión
- Función de manejo de exceso de energía
- Aterramiento flexible
- Montaje con riel DIN

MPS es el innovador y multifuncional switch modular de Potencia para sistemas autónomos. Puede configurarse para que funcione como controlador de carga, controlador del consumo o controlador de diversión con solo mover los parámetros del interruptor DIP.

Una sola unidad MPS puede controlar hasta 80A de corriente a 12, 24 o 48V y puede establecerse el control ya sea por modulación de ancho de pulsos o por conmutación de dos puntos. Cuando se configura como controlador de diversión, el MPS también puede controlar un consumo de diversión para sistemas eólicos y con micro-hidro turbinas.

MPS ofrece integrada, la desconexión por bajo voltaje ajustable como controlador de carga y una sofisticada protección contra sobrecarga como controlador de carga solar. Su nueva y flexible electrónica permite que el aterramiento sea positivo o negativo.

El switch de potencia, es una unidad fundamental dentro de la innovadora familia de productos de gestión de potencia modular de Phocos. Con la ayuda de la unidad de control modular MCU de Phocos pueden hacerse funcionar múltiples unidades MPS. Esto permite que se puedan recibir múltiples entradas de arreglos solares, para cargar el mismo banco de baterías con una corriente de carga agregada de hasta 320A. Utilizadas como controladores de carga, múltiples unidades MPS pueden controlar hasta 200A de la corriente total de consumo.

El MPS es un switch económico, simple pero versátil y supone una valiosa solución para sistemas solares autónomos, sistemas eólicos, con micro-hidro turbina o sistemas híbridos.

TIPO	MPS45	MPS80
Voltaje nominal	12/24/48V	12/24/48V
Máxima corriente de carga (consume)	45A	80A
Autoconsumo electrico	<10mA	<10mA
Rango de temp. ambiente	-25 a +50 °C	-25 a +50 °C
Dimensiones	108x150x112mm	108x150x112mm
Peso	1007g	1100g
Tipo de protección	IP22	IP22

Compatible con modular power management

- Phocos AG, Germany
info@phocos.com
- Phocos China Ltd., China
info-china@phocos.com
- Phocos India Solar Pvt. Ltd., India
info-india@phocos.com
- Phocos Latin America S.R.L, Bolivia
Info-latinamerica@phocos.com
- Phocos Rep. Office Australia, Australia
Info-australia@phocos.com
- Phocos Rep. Office Brazil, Brazil
Info-brazil@phocos.com
- Phocos Rep. Office Eastern Africa, Kenya
Info-easternfrica@phocos.com
- Phocos Eastern Europe S.R.L., Romania
Info-easterneurope@phocos.com
- Phocos SEA Pte Ltd, Singapore
Info-sea@phocos.com
- Phocos Rep. Office South Africa
Info-sadc@phocos.com
- Phocos Tunisia
Info-maghreb@phocos.com
- Phocos USA
Info-usa@phocos.com



Inverter-Ecológico R-410

SPLIT MURO INVERTER, FULL EFICIENTE ANWO 9.000 BTU



Código:112028

- Mayor rapidez de enfriamiento.
- Uso eficiente de la potencia.
- Menor consumo de la energía
(consume la mitad de la electricidad que un equipo convencional).

\$455.990

Equipos inverter

- Ecológico: Refrigerante ecológico R410a.
- Silencioso: El compresor y el ventilador funcionan a velocidades bajas.
- Confort: La temperatura se mantiene estable sin cambios bruscos.
- Ahorro: Menor consumo de energía, gracias a que el compresor regula su frecuencia de funcionamiento.

Características técnicas

Capacidad Frío (BTU/h)	9.000
Capacidad Calor (BTU/h)	11,500
Caudal Aire Interior (m ³ /hr/Hi)	570
Refrigerante	R-410a
Voltaje (V/Ph.Hz)	220-230/50,1
Consumo Frío (w)	820
Consumo Calor (w)	810
Corriente Frío (A)	3,8
Corriente Calor (A)	3,10
Compresor (Diseño)	Rotativo
Decibel In/Out Db (A)	30/52
Dimensiones (Ancho/Alto/P) Interior (mm)	710X195X250
Dimensiones (Ancho/Alto/P) Exterior (mm)	659X257X531
Peso Int/Ext (kg)	7,5/28
Válvula de Servicio mm. (") Líquido	6,35 (1/4)
Válvula de Servicio mm. (") Gas	9,53 (3/8)
Aplicación Área mt ²	16-24



Philips LED
Bombilla

13 W (75 W)

Rosca E27
220-240 V
Blanco

8718291686668

LED de última generación para el hogar

Luz brillante que no molesta en los ojos

El LED de última generación entrega una solución de iluminación general para las actividades diarias del hogar. Reducirá los costos energéticos y la frecuencia de reemplazo de los focos inmediatamente sin comprometer la calidad de iluminación.

Opción sostenible

- Segura para cualquier habitación y conveniente para reciclar

Modelo de confianza

- Puede confiar en la información que ofrecen los empaques de Philips.

Vida útil más larga

- Dura 25 veces más que los focos incandescentes.

Ahorro de energía

- 80 % de ahorro de energía, mientras ofrece el brillo esperado.

Reemplazo simple

- Diseñado para adaptarse y trabajar con las tomas de corriente y los accesorios existentes.

PHILIPS

Bombilla

13 W (75 W) Rosca E27, 220-240 V, Blanco

Especificaciones

Características del foco

- Forma: Estándar
- Tapa/Adaptador: E27
- Voltaje: 220-240 V
- Con atenuador: No

Consumo de energía

- Potencia: 13 W
- Potencia equivalente: 75 W

Características de la luz

- Salida luminosa: 1.055 lumen
- Temperatura color: 3.000 K

- Efecto de luz/acabado: Blanco
- Índice de producción de color (CRI): 80

Duración

- Vida útil de la lámpara: 15.000 hora(s)

Dimensiones del foco

- Alto: 132 mm
- Ancho: 68 mm

Otras características

- Contenido de mercurio: 0 mg

8718291686668

Destacados

Cambios de focos menos frecuentes

Una larga y confiable vida útil de hasta 25 años que asegura tranquilidad especialmente en el caso de la iluminación en áreas de difícil acceso. Su vida útil calculada en años se basa en un uso anual de 1.000 horas, lo que se traduce en 2,7 horas por día en los 365 días.

Diseñado para el hogar

Se pueden crear espacios de iluminación cómodos con los premiados diseños Philips de focos compactos y elegantes.

Sin sustancias peligrosas

Las luces LED de Philips no contienen materiales peligrosos, por lo que son seguras para cualquier habitación y convenientes para reciclar.

Sin UV ni RI

El rayo de luz está libre de infrarrojos, por lo que no irradia calor. Además, no hay presencia de luz ultravioleta, lo cual significa que la tela y los elementos situados bajo esta luz no se desteñirán.

Calidad de luz superior

Proporciona una luz libre de resplandor que no daña la vista, por lo que puede reemplazar los focos existentes sin sacrificar la calidad de iluminación.



Fecha de publicación
2014-09-15

Versión: 3.0.1

12 NC: 9290 002 49411
EAN: 87 18291 68666 8

© 2014 Koninklijke Philips N.V.
Todos los derechos reservados.

Las especificaciones quedan sujetas a modificaciones sin previo aviso. Las marcas comerciales son propiedad de Koninklijke Philips N.V. o sus respectivos titulares.

www.philips.com

ANEXO 2: FINANCIAMIENTO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS



FUENTES DE FINANCIAMIENTO PARA PROYECTOS ERNC

En el marco del Programa Regional, implementado en octubre de 2011, se realizó un levantamiento de distintas fuentes de financiamiento para desarrollar proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Algunos de los instrumentos citados no están diseñados específicamente para proyectos de ERNC, pero son aplicables a este tipo de proyectos. A continuación se presentan las fichas resúmenes de cada instrumento identificado al mes de marzo de 2014, las cuales son información referencial. Para más detalles, por favor contactar al organismo correspondiente.

ORGANISMO: Centro de Energías Renovables (CER)	
Nombre del fondo	Concurso para estudios de preinversión de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes de energías renovables no convencionales
Interés para el sector de las ERNC	Este concurso tiene como objetivo otorgar un apoyo económico a la realización de estudios de preinversión y, de esta manera, acelerar la materialización de iniciativas de generación eléctrica en el país, en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC).
Descripción	Este financiamiento está orientado a empresas privadas, nacionales o extranjeras, que tengan previsto materializar proyectos de inversión productiva o de servicios.
Quién puede postular	Este concurso está dirigido a proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), conectados al Sistema Interconectado Central (SIC) o Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Los beneficiarios del subsidio serán empresas privadas, nacionales o extranjeras (con operación en Chile).
Período de postulación	Llamados a concursos, los cuales serán informados oportunamente.
Apoyo que entrega	Subsidia hasta un 40% del costo total del estudio o consultoría con un tope de 1.000 UF.
Link de interés	http://cer.gob.cl/concurso-preinversion/

ORGANISMO: CORFO	
Nombre del fondo	Programa de I+D Aplicada
Interés para el sector de las ERNC	Este subsidio apoya la resolución de problemas o desafíos de un sector o abordar una oportunidad de mercado a través de la I+D aplicada que culmina en una solución tecnológica expresada como un prototipo y/o pruebas experimentales (de laboratorio) y/o pruebas de concepto.
Descripción	Financia actividades que permitan desarrollar un proyecto de I+D Aplicada. Por ejemplo, actividades propias de la investigación aplicada, de desarrollo de prototipo, de pruebas experimentales, y pruebas de concepto; valorización de mercado (market assessment), valorización de la tecnología o propiedad Intelectual (IP Assessment); estudios de patentabilidad; Protección de Propiedad Intelectual; incorporación de expertos extranjeros que apoyen el desarrollo del proyecto; estudios requeridos para I+D, como por ejemplo un estudio de mercado.
Quién puede postular	Empresas, centros tecnológicos nacionales, asociaciones, federaciones o confederaciones gremiales y universidades e institutos profesionales.
Período de postulación	Se informará oportunamente el nuevo llamado a concurso a través de la página web de este instrumento.



Apoyo que entrega	El beneficiario recibe un subsidio de hasta el 80% del costo total del Proyecto, con tope de hasta \$180.000.000 (pesos chilenos). Los participantes deberán aportar en efectivo el financiamiento restante.
Link de interés	http://www.corfo.cl/programas-y-concursos/programas/concurso-proyecto-de-id-aplicada

ORGANISMO: CORFO	
Nombre del fondo	Programa de Prototipos de Innovación Empresarial
Interés para el sector de las ERNC	Este programa busca apoyar el desarrollo de proyectos de innovación empresarial de alto riesgo, en sus etapas tempranas de pruebas y prototipos, con el fin de que agreguen valor a la empresa a través de un modelo de negocio de alto impacto y sustentable.
Descripción	Este programa subsidia todas aquellas actividades relacionadas con resolver desafíos técnicos y/o tecnológicos que impliquen lograr el desarrollo del prototipo a la mínima escala posible y orientado a la obtención de un nuevo producto (bien o servicio), proceso, diseño, método de organización o de comercialización. El desarrollo, y actividades para su consecución, deben originarse a partir de un problema o necesidad del mercado.
Quién puede postular	Este programa está orientado personas jurídicas con o sin fines de lucro y personas naturales que posean la calidad de empresarios individuales, que tributen en primera categoría del Impuesto a la Renta, de conformidad a lo establecido en el artículo 20 del Decreto Ley 824, de 1974 y se encuentren constituidas en Chile. Los beneficiarios podrán postular en forma individual o conjunta.
Período de postulación	Abierto todos los días del año.
Apoyo que entrega	Se financia hasta un 50% del monto total requerido para la ejecución del proyecto, con un tope máximo de \$160.000.000, bajo la modalidad de subsidio no reembolsable. El beneficiario, deberá aportar el financiamiento restante.
Link de interés	http://www.corfo.cl/programas-y-concursos/programas/prototipos-de-innovacion-empresarial

ORGANISMO: CORFO	
Nombre del fondo	Capital Semilla
Interés para el sector de las ERNC	Fondo que permite apoyar a emprendedores innovadores en el desarrollo de sus proyectos de negocios, mediante el cofinanciamiento de actividades para la creación, puesta en marcha y despegue de sus emprendimientos, incluyendo emprendimientos en ERNC.
Descripción	Este programa apoya actividades conducentes a la creación, puesta en marcha y/o despegue de una idea de negocio, tales como: prospección comercial, pruebas de conceptos en el mercado, empaquetamiento comercial, desarrollo de proveedores, validación comercial, actividades de difusión comercial, desarrollo de prototipos, constitución de la empresa, entre otras.
Quién puede postular	Está orientado a personas naturales o personas jurídicas con fines de lucro que cumplan con los requisitos establecidos en las bases (beneficiarios) y que postulen su iniciativa a través de una entidad patrocinadora.



Período de postulación	A informarse a través de la página web
Apoyo que entrega	Entrega un subsidio de hasta el 75% del monto total del proyecto, con un tope máximo de \$40 millones (cuarenta millones de pesos chilenos). El beneficiario, la entidad patrocinadora y/o terceros, deberán cofinanciar pecuniariamente al menos el 25% del monto total del proyecto.
Link de interés	http://www.corfo.cl/programas-y-concursos/programas/capital-semilla

ORGANISMO: CORFO	
Nombre del fondo	Programa de Emprendimientos Locales (PEL)
Interés para el sector de las ERNC	Este programa apoya a micro y pequeñas empresas, mediante el financiamiento de capacitaciones, consultorías y asistencia técnica, y del cofinanciamiento de un plan de inversiones.
Descripción	Este programa apoya a los emprendedores de una localidad para que mejoren su gestión, desarrollen sus competencias y capacidades y puedan acceder a nuevas oportunidades de negocios. Contempla una fase de diagnóstico, la elaboración de un plan de negocios y el diseño e implementación de un plan de trabajo, que incluye capacitaciones, consultorías, asistencia técnica e inversiones.
Quién puede postular	Está orientado a empresas o emprendedores cuyas ventas netas anuales, o proyección de éstas, sean inferiores a UF 5.000. También pueden postular emprendedores sin iniciación de actividades, con la condición de que se formalicen antes de la ejecución del proyecto inversión.
Período de postulación	Ventanilla abierta.
Apoyo que entrega	Para la Fase de Diagnóstico, tiene un tope de \$400.000 por emprendedor. Posteriormente, financia aquellas actividades destinadas a diseñar e implementar un plan de trabajo, tales como capacitación, consultorías y asistencia técnica, con un tope de \$2.000.000 por emprendedor. Por último, cofinancia hasta el 50% de determinadas inversiones previamente definidas en la etapa de diagnóstico y el plan de trabajo, con un tope de \$3.000.000.
Link de interés	http://www.corfo.cl/programas-y-concursos/programas/programa-de-emprendimientos-locales-pel

ORGANISMO: CORFO	
Nombre del fondo	Concurso Go To Market
Interés para el sector de las ERNC	Lleva proyectos de I+D y tecnologías a los mercados globales, vía plataformas en mercados de destino.
Descripción	Este concurso apoya la comercialización de tecnologías provenientes de proyectos de I+D, genera capacidades en emprendimiento y comercialización de resultados de I+D, patentes y tecnologías, vincula a los desarrolladores de proyectos de I+D, con brokers tecnológicos internacionales y finalmente logra la colocación de tecnologías desarrolladas en Chile en los mercados globales, generando un efecto demostrativo en el ecosistema nacional de investigadores y empresarios.
Quién puede postular	Está orientado a emprendedores, empresarios e investigadores, que desarrollen tecnologías o realicen I+D con potencial de comercialización.



Período de postulación	Actualmente se encuentra cerrado, se informará oportunamente el próximo llamado a concurso, a través de su sitio web.
Apoyo que entrega	<p>El concurso financia, en una primera etapa, talleres de innovación, negociación con capitales de riesgo y tutorías con emprendedores exitosos.</p> <p>A los equipos seleccionados para la primera etapa, se les entrega un subsidio de hasta \$15.000.000, para los gastos de contratación de los talleres y los viajes y estadía asociados a éstos. De ser seleccionado para la segunda etapa, se financia un viaje y estadía por un mes al mercado de destino, donde se deberá seguir un programa práctico, sobre comercialización de los resultados de I+D presentados por los postulantes. El subsidio financia la contratación del programa, viajes y estadía, hasta un monto de \$40.000.000.</p> <p>El beneficiario deberá concurrir con un cofinanciamiento de 10%, en aportes pecuniarios, del costo total del proyecto.</p>
Link de interés	http://www.corfo.cl/programas-y-concursos/programas/concurso-go-to-market-20-de-la-idea-al-mercado

ORGANISMO: CORFO	
Nombre del fondo	Empaquetamiento Tecnológico para nuevos Negocios
Interés para el sector de las ERNC	Promueve el diseño de negocio y desarrollo del proyecto para productos tecnológicos sofisticados que presentan una oportunidad comercial demostrable y con alto potencial de crecimiento.
Descripción	Apoya el proceso de desarrollo de productos tecnológicos sofisticados que presentan una oportunidad comercial demostrable y con alto potencial de crecimiento, en áreas tales como biotecnología y energía, tecnologías de información y las comunicaciones, industria alimentaria, minería, infraestructura y medio ambiente, entre otras.
Quién puede postular	Este programa está orientado a personas naturales, con nacionalidad chilena, que presenten iniciación de actividades en un giro de naturaleza empresarial, no superior a 3 años a la fecha de postulación a la presente línea de financiamiento y tributen en primera categoría del Impuesto a la Renta, y a personas jurídicas, con o sin fines de lucro, constituidas en Chile que presentan iniciación de actividades en un giro de naturaleza empresarial no superior a 3 años, a la fecha de postulación a la presente línea de financiamiento y tributen en primera categoría del Impuesto a la Renta.
Período de postulación	Ventanilla abierta
Apoyo que entrega	Este programa entrega un subsidio no reembolsable de hasta el 80% del presupuesto total de proyecto, con un tope máximo \$180 millones, considerando hasta \$20 millones para la primera etapa (diseño de negocio) y hasta \$160 millones para la segunda etapa (desarrollo del proyecto).
Link de interés	http://www.corfo.cl/programas-y-concursos/programas/empaquetamiento-tecnologico-para-nuevos-negocios

ORGANISMO: MINISTERIO DEL INTERIOR	
Nombre del fondo	Fondo Social Presidente de la República
Interés para el sector de las ERNC	El instrumento apoya la implementación de programas pilotos de ERNC en organizaciones de la sociedad civil en todo el país, adaptando cada propuesta a la



	realidad regional, climática y necesidades específicas a solucionar.
Descripción	Financia proyectos de carácter social que contribuyan a apoyar y complementar las políticas de inversión social del Estado, orientados a superar la extrema pobreza, mejorar la calidad de vida de la población y prevenir y mitigar las condiciones de vulnerabilidad que las afectan.
Quién puede postular	Entidades, Organismos o Instituciones públicas o privadas, con personalidad jurídica vigente.
Período de postulación	cierre 30 de Abril de 2014
Apoyo que entrega	Equipamiento: \$1,6 – 30 millones (dependiendo del tamaño). Infraestructura: \$30 millones.
Link de interés	http://www.interior.gob.cl/fondo_social.html

ORGANISMO: MINISTERIO SECRETARIA GENERAL DE GOBIERNO	
Nombre del fondo	Fondo de Fortalecimiento de las Organizaciones de Interés Público
Interés para el sector de las ERNC	Instrumento que permite realizar campañas de capacitación y difusión al premiar la asociatividad.
Descripción	Financia proyectos o programas que se ajusten a la finalidad de promoción del interés general, en materia de derechos ciudadanos, asistencia social, educación, salud, medio ambiente, o cualquiera otra de bien común.
Quién puede postular	Organizaciones de interés público y organizaciones de voluntariado, cuya actividad principal se realice con un propósito solidario a favor de terceros, y se lleve a cabo en forma libre, sistemática y regular, sin pagar remuneración a sus participantes.
Período de postulación	Se informará oportunamente a través de la página web.
Apoyo que entrega	Los montos máximos de financiamiento por cada tipo de proyecto están sujetos a las definiciones del Consejo Nacional del Fondo, organismo que debe aprobar las bases generales y requisitos administrativos para la postulación de proyectos o programas a financiar.
Link de interés	http://fondodefortalecimiento.gob.cl/resena-del-fondo/

ORGANISMO: SERCOTEC	
Nombre del fondo	Capital Semilla Empresa
Interés para el sector de las ERNC	Financia proyectos empresariales que busquen el crecimiento y/o la consolidación de micro y pequeñas empresas (Mipes), incluyendo inversiones en activos (productivos y/o de funcionamiento), infraestructura (habilitación de infraestructura y construcciones), vehículos de trabajo, asesorías técnica y de gestión, acciones de marketing, gastos de formalización y capital de trabajo.
Descripción	Otorga un financiamiento no reembolsable destinado a potenciar el crecimiento y consolidación de micro y pequeñas empresas a través del desarrollo de nuevos mercados y/o consolidación de los actuales, así como el fomento a la innovación de productos, servicios y/o procesos.



Quién puede postular	- Micro y pequeñas empresas (Mipes) con iniciación de actividades en primera categoría ante el Servicio de Impuestos Internos (SII), con una antigüedad igual o superior a 12 meses, que se encuentren en etapa de crecimiento o consolidación de sus negocios, y que a través de la generación de un proyecto, potencien o complementen su negocio actual. Los postulantes deberán aceptar y cumplir las condiciones, requisitos y etapas establecidos para el Programa en las respectivas Bases del concurso.
Período de postulación	Se informarán oportunamente los plazos a través de su sitio web.
Apoyo que entrega	Entrega un financiamiento entre \$ 3-6 millones, con un cofinanciamiento mínimo del 20% por parte del interesado.
Link de interés	http://3w.sercotec.cl/web/sercotec/programas/capital-semilla-empresa;jsessionid=543DF25F8A3F682770716AB2DAAADB45

ORGANISMO: SERCOTEC	
Nombre del fondo	Iniciativas de Desarrollo de Mercado
Interés para el sector de las ERNC	Subsidia la ejecución de proyectos colectivos capaces de vincular oportunidades reales de negocios con un conjunto de empresas con potencial para capturarlas y que permitan lograr resultados tangibles de competitividad empresarial.
Descripción	Concurso regional dirigido a grupos de micro y pequeñas empresas, que otorga un subsidio de carácter no reembolsable para la ejecución de proyectos colectivos de grupos de empresas o de cooperativas, capaces de vincular oportunidades reales de negocios con un conjunto de empresas con potencial para capturarlas y que permitan lograr resultados tangibles de competitividad empresarial.
Quién puede postular	Pueden participar grupos de empresas de las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Valparaíso, O'Higgins, Maule, Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos, Los Lagos, Aysén, Magallanes y Metropolitana
Período de postulación	Actualmente se encuentra cerrado, se informará oportunamente el próximo llamado a concurso, a través de su sitio web.
Apoyo que entrega	El aporte de SERCOTEC puede llegar hasta \$6.000.000 por empresa, con un tope máximo de \$30.000.000 por proyecto. Por su parte, el grupo de empresarios/as deberá cofinanciar al menos el 20% sobre el aporte de SERCOTEC en efectivo.
Link de interés	http://3w.sercotec.cl/web/sercotec/iniciativa-de-desarrollo-de-mercado-2013

ORGANISMO: CONICYT	
Nombre del fondo	Programa Investigación y Desarrollo en Acción – FONDEF (IDeA)
Interés para el sector de las ERNC	Es una buena oportunidad de llevar a cabo prototipos de ERNC en escala doméstica o para pymes. Además se puede contar con el apoyo de centros de investigación extranjeros.
Descripción	Apoya proyectos de investigación científica y tecnológica que planteen una hipótesis científica que sustente la obtención de resultados que alcancen un nivel de prueba de concepto, modelo o prototipo evaluados en condiciones de laboratorio o pequeña escala.



Quién puede postular	Personas jurídicas nacionales, sin fines de lucro, incluidas universidades e instituciones de educación superior reconocidas por el Estado, institutos tecnológicos y de investigación y desarrollo, tanto públicos como privados, y otras instituciones que realicen actividades científico-tecnológicas y que tengan como objetivo, indicado expresamente en sus estatutos, la realización de actividades de investigación y desarrollo.
Período de postulación	La segunda convocatoria se realizará durante el año 2013, la cual será informada oportunamente en el sitio web.
Apoyo que entrega	Hasta \$120 millones, con un tope de hasta 70% del costo total del proyecto.
Link de interés	http://www.conicyt.cl/fondef/2013/08/19/segundo-concurso-de-investigacion-tecnologica-2013-%E2%80%93-programa-idea/

ORGANISMO: MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL

Nombre del fondo	Fondo Mixto
Interés para el sector de las ERNC	Permite el desarrollo de proyectos pilotos en sectores vulnerables económicamente, tanto en zonas urbanas como rurales, mediante proyectos o programas de capacitación y autoconstrucción de equipos ERNC, como forma de emprendimiento.
Descripción	El Fondo Mixto es un instrumento público de asignación de recursos creado a partir de la Ley N° 19.885, llamada Ley de Donaciones con Fines Sociales, que busca fomentar los aportes privados a iniciativas en favor de personas en situación de pobreza y/o con discapacidad. El Fondo fue creado con el propósito de superar la inequidad en el acceso a estas donaciones.
Quién puede postular	Corporaciones, fundaciones, organizaciones comunitarias, territoriales y funcionales que trabajan en el ámbito social.
Período de postulación	Cada año los plazos se modifican. Más información en la Secretaría Técnica del Fondo Mixto al (02) 6751400.
Apoyo que entrega	Hasta \$4 millones (primer nivel) Hasta \$10 millones (segundo nivel)
Link de interés	http://masporchile.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/que-es-el-fondo-mixto/

ORGANISMO: FOSIS

Nombre del fondo	Fondo I.D.E.A.
Interés para el sector de las ERNC	Fondo que permite innovar en nuevas formas de aplicación de ERNC, enfocados a personas en situación de pobreza y/o vulnerabilidad. Lo anterior permite acercar este tipo de tecnologías, educando a las personas en temas energéticos, y así contribuyendo a mejorar su calidad de vida. Permite innovar en el desarrollo de aplicaciones a nivel doméstico y a nivel de emprendimientos económicos.
Descripción	Financia nuevas formas de intervención en temáticas relacionadas a la superación de la pobreza, orientadas a favorecer a las personas que hoy se encuentran en esa situación. Aporta al aprendizaje institucional y al mejoramiento de los productos y servicios que entrega el FOSIS a través de su oferta programática regular, en todas sus líneas. Genera instancias de trabajo conjunto con instituciones privadas que propongan iniciativas innovadoras que puedan tener repercusiones en la mejora de calidad de vida de personas en situación de pobreza y/o vulnerabilidad.
Quién puede postular	Podrán participar fundaciones, organizaciones sociales, municipalidades, universidades, entre otras.



Período de postulación	desde el 13/01/2014 hasta el 07/02/2014.
Apoyo que entrega	Hasta \$25 millones por proyecto.
Link de interés	http://www.fosis.cl/index.php/fondos-concursables/fondo-idea-2014

ORGANISMO: MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE	
Nombre del fondo	Fondo de Protección Ambiental (FPA)
Interés para el sector de las ERNC	Pueden financiar proyectos que integren ERNC y que apoyen la protección y reparación del medio ambiente.
Descripción	Fondo concursable orientado a temáticas medioambientales que financia total o parcialmente, proyectos o actividades orientados a la protección o reparación del medio ambiente, el desarrollo sustentable, la preservación de la naturaleza o la conservación del patrimonio ambiental.
Quién puede postular	Organizaciones sociales e instituciones sin fines de lucro y con personalidad jurídica, tales como: juntas de vecinos, clubes deportivos, comités ambientales comunales, agrupaciones ambientales, centros de investigación, fundaciones,, universidades, comunidades o asociaciones indígenas (reconocidas por CONADI), entre otras.
Período de postulación	Entre abril y junio de cada año.
Apoyo que entrega	Hasta \$5.000.000.
Link de interés	http://www.fpa.mma.gob.cl/

ORGANISMO: MINISTERIO DE VIVIENDA Y URBANISMO	
Nombre del fondo	Subsidio para acondicionamiento térmico (Título II del Programa de Protección al Patrimonio Familiar)
Interés para el sector de las ERNC	Permite que las familias beneficiadas mejoren la eficiencia de sus sistemas de calefacción y ahorren recursos.
Descripción	Subsidia el mejoramiento de viviendas sociales a través de la implementación de tecnología que permita una mayor eficiencia energética en ellas, principalmente por medio de aislación térmica.
Quién puede postular	Familias en situación de vulnerabilidad social y grupos emergentes (con máximo 13.484 puntos en su Ficha de Protección Social -FPS), propietarias o asignatarias de una vivienda social o cuyo valor de tasación no supere las 650 UF, construida por el Estado o por el sector privado con o sin subsidio habitacional y localizada en zonas urbanas o rurales. Se postula a los llamados en forma individual o en grupo, a través de un Prestador de Servicios de Asistencia Técnica (Psat), en las fechas que el Minvu indique.
Período de postulación	Primer llamado 2014 desde el martes 18 de marzo hasta el jueves 10 de abril de 2014.
Apoyo que entrega	El subsidio por inmueble es de 130 UF. Los recursos asignados a los proyectos se distribuyen por región
Link de interés	http://www.minvu.cl/opensite_det_20110502134513.aspx



ORGANISMO: FUNDACIÓN PARA LA INNOVACIÓN AGRARIA (FIA)	
Nombre del fondo	Proyectos de Inversión para la Innovación en Energías Renovables No Convencionales para el Sector Agrícola y Forestal
Interés para el sector de las ERNC	Financia proyectos que incorporen tecnologías para autoabastecimiento energético con ERNC, de modo de mejorar la gestión de las empresas y favorecer su competitividad.
Descripción	Cofinancia iniciativas que contribuyan al aumento de la rentabilidad de las empresas del sector agroalimentario y forestal nacional (que permitan mejorar sus productos, procesos, servicios y formas de gestión), de modo que la generación de ERNC satisfaga total o parcialmente la demanda energética (térmica, eléctrica o mecánica) de los sistemas productivos a intervenir, con algún grado de innovación en la aplicación de la ERNC.)
Quién puede postular	Los proyectos deben ser presentados por un ejecutor en acuerdo con un único proveedor que será el encargado de desarrollar, implementar y poner en marcha la solución ERNC.
Período de postulación	Abierto hasta el 26 de junio de 2014.
Apoyo que entrega	El aporte máximo de FIA para la ejecución de cada proyecto será de hasta \$100 millones, no reembolsables, mientras que el plazo de ejecución no podrá exceder de 18 meses contados desde la firma del contrato.
Link de interés	http://www.fia.cl/Financiamiento/ConvocatoriasAbiertas/ConvocatoriasTem%C3%A1ticas.aspx

ORGANISMO: COMISIÓN NACIONAL DE RIEGO	
Nombre del fondo	ERNC Nacional I y II (información referencial en base a concursos de años anteriores, bases 2014 disponibles a partir del 19 de abril de 2014)
Interés para el sector de las ERNC	Orientado a obras que utilicen o generen electricidad mediante energía renovable no convencional (ERNC), tal como biomasa, geotermia, biogás, solar, eólica o hidroeléctrica.
Descripción	Los proyectos presentados deben considerar necesariamente obras de "tecnificación" como parte del presupuesto del proyecto, que corresponden a la instalación y adquisición de los equipos y/o elementos de riego mecánico, es decir, sistemas de riego presurizados destinados a la aplicación del agua de riego para los cultivos o a mejorar la eficiencia de los sistemas existentes en los predios. A su vez, las obras de energización de los proyectos de riego señalados deberán provenir del aprovechamiento de ERNC, tales como micro centrales hidráulicas, sistemas fotovoltaicos o eólicos y cuyo costo deberá ser incorporado en el presupuesto del proyecto.
Quién puede postular	Pequeños /medianos productores y empresarios agrícolas.
Período de postulación	ERNC Nacional I: desde el 24 de abril hasta el 27 de junio de 2014 ERNC Nacional II: desde el 5 de agosto hasta el 6 de noviembre de 2014
Apoyo que entrega	Un total de \$750.000.000 por llamado.
Link de interés	http://www.cnr.cl/Ley18450/Paginas/Base%20de%20Concursos.aspx#

ORGANISMO: COMISIÓN NACIONAL DE RIEGO



Nombre del fondo	ERNC Nacional I y II (información referencial en base a concursos de años anteriores, bases 2014 disponibles a partir del 19 de abril de 2014)
Interés para el sector de las ERNC	Orientado a obras que utilicen o generen electricidad mediante energía renovable no convencional (ERNC), tal como biomasa, geotermia, biogás, solar, eólica o hidroeléctrica.
Descripción	Los proyectos presentados deben considerar necesariamente obras de "tecnificación" como parte del presupuesto del proyecto, que corresponden a la instalación y adquisición de los equipos y/o elementos de riego mecánico, es decir, sistemas de riego presurizados destinados a la aplicación del agua de riego para los cultivos o a mejorar la eficiencia de los sistemas existentes en los predios. A su vez, las obras de energización de los proyectos de riego señalados deberán provenir del aprovechamiento de ERNC, tales como micro centrales hidráulicas, sistemas fotovoltaicos o eólicos y cuyo costo deberá ser incorporado en el presupuesto del proyecto.
Quién puede postular	Pequeños /medianos productores y empresarios agrícolas.
Período de postulación	ERNC Nacional I: desde el 24 de abril hasta el 27 de junio de 2014 ERNC Nacional II: desde el 5 de agosto hasta el el 6 de noviembre de 2014
Apoyo que entrega	Un total de \$750.000.000 por llamado.
Link de interés	http://www.cnr.cl/Ley18450/Paginas/Base%20de%20Concursos.aspx#

ORGANISMO: EMBAJADA DE JAPÓN	
Nombre del fondo	Programa Asistencia para Proyectos Comunitarios de Seguridad Humana (APC)
Interés para el sector de las ERNC	Para desarrollar proyectos de ERNC ya diseñados, pero que no cuentan con financiamiento para su construcción o desarrollo.
Descripción	Tiene por objetivo otorgar recursos financieros, no reembolsables, para ejecutar proyectos presentados por ONG's, autoridades locales (como las Municipalidades) escuelas, hospitales, y otros organismos sin fines de lucro, en beneficio directo de una comunidad necesitada.
Quién puede postular	Instituciones sin fines de lucro: ONG's, Fundaciones, Corporaciones, Municipalidades (proyectos para las Postas, Centros de Salud, Escuelas, entre otros), hospitales, escuelas subvencionadas particulares siempre y cuando en éstas los alumnos no paguen mensualidad y en el caso que así fuere, el monto no sea superior a los \$8.000. La institución participante debe acreditar antigüedad mínima de 6 años con Personalidad Jurídica.
Período de postulación	Se informará oportunamente a través de la página web.
Apoyo que entrega	Por confirmar.
Link de interés	http://www.cl.emb-japan.go.jp/cooperacion.htm

ORGANISMO: GOBIERNO DE CANADÁ	
Nombre del fondo	Fondo Canadá para Iniciativas Locales
Interés para el sector de las ERNC	Se priorizan iniciativas provenientes de la sociedad civil relacionadas con mejorar la entrega de servicios, como por ejemplo, en la áreas de salud, energía y otras necesidades básicas. Existen otras líneas, pero la mencionada es la que más se ajustaría a la posibilidad de desarrollar un piloto de ERNC.



Descripción	El Fondo Canadá estimula el desarrollo político, económico y social de las comunidades locales, a través del apoyo a los grupos más vulnerables en cada país. El Fondo Canadá permite contribuir en Chile a la ejecución de 7 a 8 proyectos por año.
Quién puede postular	Organizaciones sin fines de lucro (por ejemplo, de base comunitaria o no gubernamentales) comprometidas con el desarrollo local. Los organismos públicos de nivel local, como las municipalidades, no son destinatarios de prioridad para el Fondo. Sin embargo, ellos pueden postular si se cumplen las siguientes condiciones: 1) el proyecto no se refiere a un programa continuo de la institución; 2) la intervención propuesta es una acción innovadora que podrá contribuir a mejorar las políticas públicas en el ámbito local; 3) organizaciones comunitarias y sin fines de lucro participarán activamente en la implementación del proyecto; 4) el proponente financia en efectivo por lo menos el 40% del costo del proyecto (honorarios, compras, movilización, etc.).
Período de postulación	Entre enero y junio de cada año.
Apoyo que entrega	Máximo de \$20.000 dólares Canadienses (aproximadamente 9 millones de pesos).
Link de interés	http://www.canadainternational.gc.ca/chile-chili/index.aspx?lang=spachili/bilateral_relations_bilaterales/cfil-fcil.aspx?lang=es&view=d

ORGANISMO: EMBAJADA DE AUSTRALIA

Nombre del fondo	Programa de Ayuda Directa (DAP)
Interés para el sector de las ERNC	Pueden financiar proyectos que integren ERNC y que faciliten y mejoren el desarrollo de la comunidad.
Descripción	Está orientado primariamente a apoyar proyectos/actividades de desarrollo de pequeña envergadura, de naturaleza participativa y que involucran a los beneficiarios del mismo en las etapas de identificación, diseño y administración del proyecto. Deben implementarse en un período relativamente corto y no deben durar más de un año.
Quién puede postular	ONG's y organizaciones comunitarias sin fines de lucro, que cuenten con personalidad jurídica y que estén localizadas en territorio chileno.
Período de postulación	Se informará oportunamente a través de la página web.
Apoyo que entrega	Entre US\$5.000 y US\$20.000.
Link de interés	http://www.chile.embassy.gov.au/sclecastellano/DAPFAQ.html

ORGANISMO: FUNDACIÓN COPEC – UNIVERSIDAD CATÓLICA

Nombre del fondo	Concurso de I+D
Interés para el sector de las ERNC	Permite generar conocimiento científico-tecnológico que implique oportunidades productivas o comerciales relevantes para el desarrollo del país, por ejemplo en el ámbito de las ERNC. La iniciativa propuesta debe ser innovadora y los resultados del proyecto deben tener un claro potencial de ser comercializables y el conocimiento generado ser protegible y transferible.
Descripción	Fondo que permite complementar económicamente proyectos, como una fuente secundaria de financiamiento. Se orienta a proyectos de investigación aplicada, en el



	<p>ámbito de los recursos naturales, que tengan por objeto el resolver un problema específico o una necesidad insatisfecha, que estén aprobados o que se vayan a presentar a fondos concursables, de modo que sean ejecutados y obtengan resultados que se espera se traduzcan en desarrollos comerciales concretos.</p>
Quién puede postular	<p>Personas naturales o jurídicas (empresas, universidades, ONG's) domiciliadas en Chile.</p>
Período de postulación	<p>Ventanilla abierta.</p>
Apoyo que entrega	<p>Hasta 4.000 UF.</p>
Link de interés	<p>http://www.fundcopec-uc.cl/concursos2011/bases</p>