



UNIVERSIDAD DE VALPARAISO

Facultad de Ciencias

Departamento de Biología y Ciencias Ambientales

Carrera Ingeniería Ambiental

**Dimensionamiento de un Sistema Fotovoltaico Domestico para
Viviendas Rurales del Sector “El Tártaro”, Comuna de
Putando, V Región, Chile.**

Tesis Para Optar al Título de Ingeniero Ambiental.

Autores:

Alejandro F. Ortiz Carreño

Manuel A. Pizarro Morales

PROFESOR GUÍA: Patricio Arellano R.

Valparaíso, Chile

Diciembre de 2006.

Agradecimientos

Alejandro Ortiz Carreño: A mis Padres, pilar fundamental de mi existencia, mis hermanos y sobrinos, por el apoyo incondicional a las causas perdidas; a mis buenos amigos que siempre creyeron en mí, en especial a Nicanor por el apoyo y las grandes tertulias y debates en torno al futuro del desarrollo de las nuevas fuentes de energía, a Patricio Arellano, por su guía y su sabio consejo, y a todos los que influyeron en el destino de este trabajo...

Manuel Pizarro Morales: A mis Padres, por su imprescindible apoyo, cariño y justa corrección cuando fue necesario, a mis hermanos y mi sobrino, por todo lo bueno que me enseñan cada día; a Hellen por existir y creer en mí, a Nicanor Altamirano mi gratitud total, a Alejandro Ortíz, compañero de 1001 batallas, a los amigos que estuvieron ahí cuando se les necesitó; a los pobladores de “El Tártaro”, al profesor Patricio Arellano por creer en el Sol y ver las cosas desde una perspectiva diferente, a José Cáceres, Hernán Gaete, Ramiro Villar, David Quezada, Murci, Modesto Escobar. A La Ligua, a Valparaíso. A todos los que creen que las cosas sí pueden cambiar y ese cambio empieza por uno. A nuestro propio esfuerzo. A las Montañas y el Viento.

“El Tao es una vasija vacía
y su uso es
Inagotable,
Insondable.”

Tao Te King.

“Sé osado y fuerzas poderosas
vendrán en tu ayuda.”

J. W. Goethe.

RESUMEN

Actualmente la demanda energética ha sobrepasado de gran manera a muchos países, los cuales ven con preocupación el agotamiento de las fuentes de energías tradicionales; por ello las energías alternativas vienen como la esperada solución a esta demanda. En nuestro país la comisión nacional de Energía ha planteado como solución -por defecto-, la extensión de la red para solucionar el problema de la electrificación rural. Sin embargo, dicho sistema presenta muchas veces inconvenientes importantes que hacen que la extensión de la red sea una alternativa poco viable. Los generadores fotovoltaicos son hoy en día una alternativa absolutamente válida para solucionar el déficit de electrificación rural en zonas aisladas, dispersas y de bajo consumo.

Frente a tal inquietud, hemos decidido participar de este proceso, mediante el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico doméstico, para viviendas rurales de la localidad de *“El Tártaro”*, comuna de Putaendo, V región, Chile. Localidad con variadas carencias, derivadas en buena parte de su actual estado de desabastecimiento energético y escasez de agua. Nuestra Tesis comprende una descripción acabada de la tecnología fotovoltaica, los parámetros ambientales involucrados, sus principales variables de diseño, operación y uso. Además de una evaluación del potencial energético del área mediante la recolección de datos en terreno, para así poder proponer el sistema de autogeneración que más se adecue a la realidad y necesidades del sector.

INDICE

CAPITULO 1. INTRODUCCION Y OBJETIVOS.....	13
1.1 INTRODUCCIÓN.....	13
1.2 DESCRIPCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	16
1.2.1 Energía Eólica.	16
1.2.2 Energía Hidráulica.....	18
1.2.3 Energía Geotermal.	19
1.2.4 Energía de la Biomasa.	20
1.2.5 Energía Solar.....	22
1.3 PROGRAMAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	24
1.3.1 Historia de la electrificación rural.	24
1.3.2 La electrificación rural con energía solar fotovoltaica.....	26
1.4 MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL.	32
1.4.1. Sistema eléctrico nacional.....	35
1.4.2. Participación de las energías renovables en la matriz eléctrica nacional.....	43
1.4.3. Experiencias nacionales.....	45
1.4.3.1 Programa de electrificación rural (PER)	45
1.5 OBJETIVOS DE ESTA TESIS.	49
1.5.1 Objetivo General	49
1.5.2 Objetivos específicos	49

CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO	50
2.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR:.....	50
2.1.1 Radiación solar extraterrestre.	50
2.1.1.1 <i>Constante solar</i>	50
2.1.1.2 <i>Distribución espectral de la radiación solar extraterrestre</i>	52
2.1.2 Radiación solar terrestre.	53
2.1.2.1 <i>Dirección de la radiación solar directa</i>	56
2.1.3. Estimación de la radiación solar global sobre superficies horizontales.	59
2.1.3.1. <i>Calculo de la radiación global en superficies horizontales</i>	59
2.1.3.2. <i>Radiación difusa y directa</i>	61
2.1.4. Radiación sobre un plano inclinado.....	63
2.2 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.	66
2.2.1 El panel fotovoltaico.	66
2.2.1.1. <i>Principales características de los paneles fotovoltaicos</i>	68
2.2.1.1.1. <i>Características físicas</i>	68
2.2.1.1.2. <i>Características eléctricas</i>	69
2.2.1.2. <i>Tipos de módulos</i>	76
2.2.1.3. <i>Estructuras de soporte y anclaje</i>	77
2.2.1.4. <i>Mecanismos de seguimiento solar</i>	78
2.2.2 El sistema de acumulación.....	80
2.2.2.1. <i>Estructura y principio de funcionamiento de baterías de plomo</i>	82
2.2.2.2. <i>Características de las baterías</i>	83
2.2.2.2.1. <i>Capacidad de descarga</i>	83
2.2.2.2.2. <i>Tensión</i>	84
2.2.2.2.3. <i>Proceso de carga e influencia de la Temperatura</i>	85

2.2.2.2.4. Estado de carga de la batería.....	87
2.2.2.3. Efecto del envejecimiento.....	88
2.2.2.4. Criterios de selección.....	89
2.2.2.5. Mantenimiento y protección.....	90
2.2.3. Regulador de carga.....	91
2.2.3.1. Tipos de regulador.....	93
2.2.4. Inversor.....	94
2.2.4.1. Forma de la onda del voltaje de salida.....	96
2.2.4.2. Inversores de conexión a red.....	98
2.2.4.3. Inversores para instalaciones aisladas de la red.....	99
2.2.5. Otros componentes.....	100
2.2.5.1 Cableado del sistema fotovoltaico.....	100
CAPÍTULO 3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	104
3.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	104
3.1.1 Hidrología y geomorfología.....	105
3.1.2. Clima.....	106
3.1.3. Flora y fauna.....	108
3.2. ANTECEDENTES GEOGRÁFICOS, ECONÓMICOS Y SOCIOCULTURALES DEL SECTOR “EL TÁRTARO”.....	109
3.2.1- Antecedentes político-administrativos y geográficos de la localidad.....	109
3.2.2. Antecedentes de disponibilidad de recursos energéticos.....	110
3.2.3. Antecedentes socio-culturales.....	111
3.2.4. Antecedentes económico-financieros.....	111

3.2.5. Encuesta sobre consumo energético por residencia, situación sin proyecto, sector “el tártaro”, comuna de Putaendo, V Región, Chile.....	113
3.3 RECURSO SOLAR DISPONIBLE.....	127
3.3.1 Recurso solar en el sector “El Tártaro”.	128
3.3.1.1. Datos de radiación global para el sector El Tártaro.	129
3.3.1.2. Calculo de la Radiación en superficie inclinada.....	134
CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA.....	138
4.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	138
4.1.1 Conceptos Generales	138
4.1.2 Incertidumbre en el Diseño fotovoltaico	146
4.1.3 Procedimiento General de Diseño.....	149
4.2 DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMÉSTICO AUTÓNOMO PARA LAS VIVIENDAS DEL SECTOR “EL TÁRTARO”	151
4.2.1 Determinación de la carga eléctrica.....	152
4.2.2 Recurso solar disponible.....	158
4.2.3 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.....	160
4.2.4 Dimensionamiento del acumulador.....	164
4.2.5 Dimensionamiento del regulador	166
4.2.6 Dimensionamiento de Inversor	168
4.2.7 Dimensionamiento del Cableado.....	172
4.2.8 Resumen del sistema.....	174
CAPÍTULO 5. RESULTADOS Y DISCUSIONES	176
5.1 SIMULACIÓN DEL SISTEMA.....	176
5.2. COSTOS ESTIMADOS DEL SISTEMA.....	191
CAPITULO 6. CONCLUSIONES.....	193
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	197

ANEXO 1: FUNDAMENTOS FÍSICOS DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA. 201

A1.1. EL EFECTO FOTOVOLTAICO.....	201
A1.2. LA CELDA SOLAR	203
A1.3 LOS SEMICONDUCTORES.....	203
A1.4 INTERACCIÓN DE LA RADIACIÓN CON LA MATERIA	207
A1.5. JUNTURAS PN	209
A1.6. ELEMENTOS DE UNA CELDA DE SI-C	210
A1.7. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE LAS CELDAS SOLARES	211
A1.8. EFICIENCIA MÁXIMA Y PÉRDIDAS	212

ANEXO 2. 214

IMÁGENES SATELITALES DE LA UBICACIÓN DEL SECTOR “EL TÁRTARO” CON RESPECTO A LOS PRINCIPALES CENTROS URBANOS DE LA V REGIÓN.	214
---	------------

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Panorama general del potencial y limitaciones de los sistemas FV.....	30
Tabla 1.2. Generación Eléctrica Nacional (GWh.) Por Tipo de Planta.	35
Tabla 1.3. Potencia instalada en el SING según tipo de combustible.	36
Tabla 1.4. Potencia Instalada en el SING según tipo de central.	36
Tabla 1.5. Potencia instalada en el SIC según tipo de combustible.....	38
Tabla 1.6. Potencia Instalada en el SIC según tipo de central.....	38
Tabla 1.7. Potencia instalada en el sistema eléctrico de Aysén según tipo de combustible	40
Tabla 1.8. Potencia Instalada en el sistema eléctrico de Aysén según tipo de central.	41
Tabla 1.9. Potencia Instalada en el sistema eléctrico de Magallanes según tipo de combustible.	42
Tabla 1.10. Potencia Instalada en el sistema eléctrico de Magallanes según tipo de central. ...	42
Tabla 1.11. Operación real de los sistemas eléctricos nacionales. Año 2005	43

Tabla 1.12. Utilización de las energías renovables por tipo de recurso.	44
Tabla 1.13. Usos de las ERNC.	45
Tabla 1.14. Aumento de la cobertura de viviendas rurales electrificadas.	48
Tabla 2.1. Coeficientes de reflexión para distintas superficies.	65
Tabla 2.2. PD y Número de ciclos para dos Baterías Solares.	89
Tabla 3.1 Precipitación media y temperatura máxima, para un lugar de referencia para el sector "El Tártaro".	107
Tabla 3.2. Radiación solar global horizontal en dos estaciones cercanas al sector.	130
Tabla 3.3. Radiación solar global horizontal sector El Tártaro.	131
Tabla 3.4. Promedios y factores relevantes de radiación solar para proyectos rurales fotovoltaicos (KWh/m ²).	133
Tabla 3.5. Radiación solar en superficie inclinada. Sector El Tártaro.	136
Tabla 4.1. Consumos eléctricos Corriente Continua.	156
Tabla 4.2. Consumos eléctricos corriente alterna.	157
Tabla 3.4. Radiación solar en superficie inclinada. Sector El Tártaro.	159
Tabla 4.3. Dimensionamiento generador fotovoltaico.	160
Tabla 4.4 Dimensionamiento del acumulador.	165
Tabla 4.5 Dimensionamiento del regulador.	167
Tabla 4.6 Dimensionamiento del inversor.	170
Tabla 4.7. Máximas caídas de Tensión.	173
Tabla 4.8. Secciones mínimas de cables.	174
Tabla 4.9. Resumen de componentes sistema FV.	175
Tabla 5.1. Energía media mensual disponible.	177
Tabla 5.2. Energía media mensual generable.	178
Tabla 5.3. Energía media mensual demandada en Wh/mes	179
Tabla 5.4. Energía mensual residual disponible en Wh-día/mes.	180
Tabla 5.5 Simulación de aumento en el consumo eléctrico.	182
Tabla 5.6 Simulación de disminución del recurso solar disponible.	183
Tabla 5.7 Simulación de aumento en la demanda energética.	184
Tabla 5.8 Balance de energía simulación de aumento en consumo energético y disminución de recurso solar.	185
Tabla 5.9 Probabilidad de pérdida de carga, simulación de condiciones desfavorables.	187
Tabla 5.10 Performance Ratio del sistema condiciones ideales.	189
Tabla 5.11 Performance Ratio del sistema condiciones desfavorables.	189
Tabla 5.12 Costo estimado del sistema.	191

Tabla 5.7. Periodo de retorno de inversión (sólo referencial).....	192
--	-----

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Equipo de refrigeración para el transporte de vacunas.....	29
Figura 1.2. Comparación entre la matriz energética primaria nacional de 1996 y 2004.....	33
Figura 1.3. Evolución de la capacidad instalada y la demanda máxima.....	37
Figura 1.4. Arreglo solar de 6 módulos. Copaquina, I Región, Chile.....	47
Figura 2.1. Variaciones anuales del valor de la constante solar, I_{sc}	51
Figura 2.2. Esquema de la interacción de la radiación solar con la atmósfera terrestre	53
Figura 2.3. Dispersión Atmosférica.....	54
Figura 2.5. Ángulos asociados a la dirección de la Rad. Solar	58
Figura 2.6. Ensamblaje del panel.	68
Figura 2.7. Paneles solares de 36 celdas.	69
Figura 2.8. Curva característica I-V de los paneles fotovoltaicos.....	70
Figura 2.9. Influencia de la Irradiación G sobre las características I-V de los paneles fotovoltaicos.....	71
Figura 2.10. Parámetros eléctricos de un modulo Siemens.....	72
Figura 2.11. Sistemas de seguimiento solar en una Planta Fotovoltaica.	80
Figura 2.13. Tensión de carga/Temperatura en baterías de plomo.....	86
Figura 2.14. Regulador de carga del tipo serie.....	94
Figura 2.15. Onda ideal de la tensión en corriente alterna.	96
Figura 2.16. Tipos de onda según inversor.	97
Figura 3.1. Sector El Tártaro. Vista desde el norte.....	105
Figura 3.2. Vegetación presente en el sector El Tártaro.....	107
Figura 3.3. Animales domésticos y de pastoreo presentes en el sector.....	108
Figura 3.4. Sra. Bernarda Araya. Residente del sector El Tártaro.	123
Figura 3.5. Radiación global media mensual sectores Panquehue, La tranquila y “El Tártaro”.	132
Figura 3.6. Radiación global v/s radiación en superficie inclinada. Sector El Tártaro.	137
Figura 4.1. Esquema de un sistema FV básico para uso doméstico.....	139
Figura 4.2. Esquema básico de diseño de instalaciones solares fotovoltaicas con acumulación.	150
Figura 4.3. Esquema del sistema FV propuesto, con carga mixta CC y CA.....	151

Figura 5.1. Energía residual disponible.....	181
Figura 5.2 Balance energético simulación del sistema en condiciones desfavorables.	185
Figura A1.1. Celda solar.....	203
Figura A1.2. Celda elemental de Si	204
Figura A1.3. Efecto de una impureza de P.....	205
Figura A1.4. Efecto de una impureza de B.....	205
Figura A1.5. Diagrama de bandas para tres semiconductores	206
Figura A1.6. Procesos elementales en un sólido	208
Fig. A1.7. Composición y funcionamiento de una célula solar cristalina:	210
Figura A2.1. Ubicación del sector El Tártaro con respecto a las ciudades de la V región.....	214
Figura A2.2. Ubicación del sector El Tártaro y centro urbano de Putaendo.	215

CAPITULO 1. INTRODUCCION Y OBJETIVOS.

1.1 INTRODUCCIÓN

En buena medida, la historia de los humanos está presidida por la búsqueda y el control de las **fuentes de energía** que alimentan a sus sociedades. Los cambios de una fuente a otra, generalmente provocados por el agotamiento de la anterior, han estado marcados por periodos de crisis, no exentos de situaciones dramáticas.

La primera **crisis del petróleo**, en el año 1973, puso en marcha a la humanidad entera, que por primera vez tomó conciencia de la urgencia del problema del agotamiento de los recursos energéticos fósiles. Los países del Medio Oriente, específicamente los países árabes y los miembros de la OPEP, decidieron sancionar la intervención efectuada por Estados Unidos y Holanda en favor de Israel, nación con la que mantenían una pugna que se prolongaba por más de dos décadas, mediante la suspensión de las entregas de combustibles, al mismo tiempo que acordaron un alza que se materializó en que el precio del crudo, se cuadruplicó entre septiembre y diciembre de 1973. Los principales efectos de esta crisis fueron: un aumento relativo en el costo de la energía, que ha pasado a constituir generalmente entre el 8-10% del PGB., en contraposición al 2 a 3 % anterior; baja de las tasas de crecimiento global que ha disminuido desde un 5% anual entre los años 1965-1973, a un 3% o menos desde entonces; un cambio en el crecimiento del consumo de energía que disminuyó desde un 5.5% acumulativo anual entre 1965-1973 a un 1.7% entre los años 1974-1978, con una baja notable de la incidencia del petróleo en el consumo de energía que cayó de un 7.7% a sólo un 0.5% acumulativo anual en los mismos

períodos [1].

Se estima que por cada período de 14 años, la Humanidad consume tanta energía como toda la que se había consumido durante la historia pasada [2]

En la actualidad, asistimos a un escenario dominado por el previsible **agotamiento** a mediano plazo de los **combustibles fósiles** (carbón, gas, petróleo), que constituyen el 80% de la base energética mundial, y la dependencia externa que implica su adquisición, situaciones que conducen a la búsqueda de una mayor diversidad y autonomía energética en cada país o área económica. La búsqueda permanente de nuevos combustibles y fuentes de energías alternativas a las tradicionales, forma parte de las políticas estratégicas asumidas por los gobiernos, para mantener o lograr el desarrollo económico de los países en el complejo y competitivo escenario de la actual globalización.

Con perplejidad, se ha observado como en la última década se han desarrollado una serie de **conflictos bélicos**, principalmente en medio oriente, cuyos argumentos descansan en las más diversas y cuestionables razones, que apelan a motivos de “seguridad mundial” para justificar invasiones armadas, que han dejado un balance desastroso tanto en pérdidas de vidas humanas, miseria en los campos de refugiados, miles de niños huérfanos, pérdidas de recursos naturales y materiales, además del enorme daño ambiental producto de los bombardeos. Los objetivos de estas acciones armadas no se han visto cumplidos en la medida de los plazos prometidos, hecho que deja abierta la duda razonable, sobre la real motivación de tales acciones militares. Numerosas voces se han atrevido a decir que ésta, no es más que el control de las mayores reservas de combustibles fósiles del mundo.

Por otra parte, las fuertes discrepancias en torno al uso de la **energía nuclear**, que ha frustrado bastantes expectativas como consecuencia de accidentes (Tchernobyl, Three Miles Island, etc.), la disposición final de residuos peligrosos, daño ecológico y conflictos diplomáticos por las pruebas nucleares realizadas por países con programas nucleares con fines bélicos o científicos (Francia, Corea del Norte, Irán), han limitado su adopción generalizada como alternativa energética.

Además, una creciente preocupación por el **cambio climático**, fenómeno de alcance mundial, ya científicamente comprobado, que corresponde al aumento de la temperatura del planeta (calentamiento global), debido al incremento de las concentraciones de los gases cuyo espectro de absorción está en el rango del infrarrojo y que son conocidos comúnmente como gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, H₂O(v), NO_x, CFC, HFC), como consecuencia tanto de la combustión masiva de combustibles fósiles, como de nuevas prácticas agrícolas (principalmente relacionadas con la crianza de ganado y el cultivo de arroz), han logrado que surja una respuesta en los gobiernos y en otros organismos civiles para procurar una solución al problema.

Entre las estrategias que se han desarrollado notablemente durante los últimos años, se encuentra la utilización de fuentes energéticas no convencionales: Solar, Eólica, Biomasa, Mareomotriz, Geotermia, etc., en aplicaciones puntuales, las que también han sido definidas bajo el nombre de **Energías Renovables**. Entre éstas, la **energía solar** se plantea como parte de una alternativa inagotable, respetuosa con el medio ambiente y de carácter democrático, en la medida en la que su fuente primaria está al alcance de todos por igual. Al problema de su desventaja comparativa, que se debe principalmente a las fuertes inversiones iniciales que requieren sus instalaciones, no se le ve una solución inmediata, pero las mencionadas

dificultades del escenario energético actual hacen que, en términos relativos, y aun sin contemplar cambios tecnológicos revolucionarios, la energía solar resulte cada día más atractiva, como pone de manifiesto el fuerte y sostenido crecimiento de su mercado en los últimos años.

Las **energías renovables no convencionales (ERNC)** se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan a una escala humana. Se caracterizan por no ser continuas, presentando un *comportamiento aleatorio en el tiempo*, aunque posible de cuantificar estadísticamente. Debido a dicho comportamiento variable, en estos sistemas resulta conveniente almacenar en dispositivos adecuados (baterías) la energía obtenida durante condiciones favorables (horas de mayor insolación, mareas, vientos, etc.) ya sea de forma total o parcial, dependiendo del consumo, para entregarla posteriormente al consumidor cuando las condiciones del sistema lo hagan necesario.

1.2 DESCRIPCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

1.2.1 Energía Eólica.

El viento es originado por el desigual calentamiento de la superficie terrestre, esta característica genera movimientos convectivos de la masa atmosférica. La Tierra recibe una gran cantidad de energía procedente del Sol. Esta energía, en lugares favorables, puede ser del orden de 2.000 kWh/m² anuales. El 2 %, de ella se transforma en energía eólica con un valor capaz de generar una potencia de 10¹¹ GW (Gigawatts) [3].

La energía eólica, corresponde a la utilización del viento para generar energía mecánica a través del uso de un aeromotor (molienda, bombeo de agua) y/o energía eléctrica mediante un aerogenerador, compuesto por una hélice o rotor, un generador eléctrico (puede producir corriente continua y alterna), una torre de soporte (metálica o de hormigón) y un dispositivo para el almacenamiento de energía (baterías).

Es imposible asegurar potencias bases en sistemas aislados, por lo que las soluciones se orientan a la conexión o creación de redes con un sistema de respaldo base (generadores diesel habitualmente), diseñando sistemas mixtos en los que se emplea la energía eólica para ahorrar combustible.

Es recomendable disponer de una fuente energía de apoyo (generadores diesel o baterías), debido al patrón de **comportamiento cíclico del recurso**, al que se superpone un comportamiento **aleatorio** -dado por la imposibilidad de controlar los flujos de viento- modificado por condiciones geográficas, microclimáticas y meteorológicas.

El parámetro más significativo en la elección de una zona para instalar un generador eólico es la **velocidad del viento**. Sin embargo la frecuencia e intensidad de los vientos, los periodos de calma, etc. son variables que se debe considerar. Por lo general, son buenos todos los emplazamientos situados a gran altura sobre el suelo, ya que a baja altura, el viento varía mucho con las características del lugar y su entorno.

Las áreas del país con mayores potenciales para aprovechar el recurso eólico son las zonas costeras abiertas al océano, zonas del altiplano, zonas de cabos y otros accidentes geográficos que penetran hacia el océano, cumbres elevadas, áreas cordilleranas abiertas y zonas trasandinas abiertas hacia las pampas patagónicas [4].

1.2.2 Energía Hidráulica.

Al igual que en el caso de la energía eólica, corresponde a la **utilización de flujos de masa**, en este caso de agua, para la generación de energía principalmente eléctrica.

Para aprovechar la energía hidroeléctrica a escala rural y convertirla en corriente eléctrica la alternativa más difundida es la instalación de **micro y mini centrales hidroeléctricas**, destinadas principalmente a la electrificación de viviendas, sobre todo en localidades aisladas.

La hidroelectricidad a pequeña escala responde a los planteamientos de sustentabilidad buscados en los procesos de desarrollo de pequeñas comunidades, al utilizar los recursos de su medio local para satisfacer sus propias necesidades.

El ciclo de transformación de la energía comienza con la corriente de agua acumulada a cierta altura (energía potencial), la que se pone en movimiento (energía cinética), se transforma en energía mecánica a través de la acción que ejerce ésta sobre una turbina hidráulica y, finalmente, se transforma en energía eléctrica, por medio de generadores eléctricos.

Pequeñas centrales hidroeléctricas de pasada (sin acumulación de agua) o con pequeños embalses surgen como alternativa en aquellos sectores donde los recursos son apropiados.

Los principales componentes de una instalación hidroeléctrica son: el sistema

que lleva el agua a la turbina (canal, tubería, válvulas, etc.); la turbina propiamente tal, que gira al pasar el agua, un generador eléctrico y los mecanismos de conexión entre la turbina y el generador, de modo que la primera impulse al segundo. Adicionalmente, pueden encontrarse los hidrocargadores que se utilizan para cargar baterías.

En el caso de las **centrales mareomotrices**, la idea es aprovechar mareas que puedan llegar a alcanzar 10 m de altura al entrar a estuarios o golfos, tanto en flujo como en reflujo, usando para ello turbinas generadoras de electricidad bidireccionales. Existen tres plantas en operación. La primera se encuentra en Rance, Francia, zona con mareas entre 3 y 14 m, con una capacidad instalada de 240 MW, empleando un área de 20 km². La segunda se encuentra en Rusia, con una potencia instalada de 800 KW, con mareas de 4 a 5 m. La tercera está en Canadá en la bahía de Fundy, con una capacidad instalada de 18 MW, aprovechando mareas que llegan a alcanzar hasta 16 m de altura.

Otras formas de aprovechamiento del mar en términos energéticos, corresponden a la utilización de las olas y del gradiente térmico del océano, alcanzando este último hasta 25°C.

1.2.3 Energía Geotermal.

El fundamento de este tipo de energía, corresponde en **utilizar el gradiente de temperatura** que existe al avanzar por la corteza terrestre hacia el centro. Estudios han demostrado que la temperatura del interior de la tierra aumenta 3 °C por cada 100 m, estimándose que la tasa se reduciría una vez alcanzadas grandes profundidades, dado que en el centro ésta debe ser del orden de 5000 °C.

La forma de explotarla, consiste principalmente en perforar dos pozos, uno de extracción y otro de inyección. En caso de que la zona de perforación esté atravesada por un acuífero, se extraería agua caliente o vapor, que puede ser utilizado en intercambiadores de calor en procesos productivos o bien mediante la utilización del vapor para mover turbinas con la consecuente generación de electricidad, lo que pone de manifiesto que este tipo de energía apunta a la explotación comercial del vapor o del agua caliente almacenado en la corteza terrestre. Esta opción tiene un elevado potencial y se explota comercialmente en distintos países, incluido América Central y Norte América.

1.2.4 Energía de la Biomasa.

Se entiende por Biomasa a **toda la materia viva** (de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial) susceptible de ser **utilizada con fines energéticos**. Se puede clasificar, atendiendo a su origen, en biomasa natural (leña), biomasa residual (residuos forestales agrícolas, urbanos y biodegradables) y cultivos energéticos (producción de materia viva para aprovechamiento energético).

La biomasa puede ser transformada en una amplia variedad de productos líquidos, sólidos o gaseosos para aprovechamiento energético. Los procesos mediante los cuales se puede transformar la biomasa son físicos (alteran las características físicas del material), termoquímicos (descomposición térmica de la biomasa) y bioquímicos (microorganismos que degradan la materia orgánica).

Para **obtener combustible** y accionar motores de combustión interna, y de esta forma generar energía eléctrica, se realizan principalmente los siguientes

procesos: **gasificación** (transformación a gas de un combustible sólido), **digestión anaeróbica** (producción de biogás combustible en digestores, los cuales favorecen la fermentación anaeróbica de distintas clases de desechos orgánicos como el estiércol, para obtener metano u otros combustibles gaseosos, además del residuo sólido que queda dentro del digestor que contiene un importante valor fertilizante) y **fermentación alcohólica** (a partir de materia orgánica residual, obtener alcohol y luego etanol, que puede sustituir a otros combustibles en variados procesos) .

La **leña** es el principal producto, ya sea como desecho de otras actividades o bien directamente producida en plantaciones, utilizado para producir electricidad y para la generación de vapor (plantas termoeléctricas). Sin embargo, la explotación intensiva de este recurso no es compatible con la protección del medio ambiente, tanto por el riesgo de deforestación que su extracción implica, como por los gases contaminantes de su combustión.

En aplicaciones rurales, la **generación de electricidad** mediante gasificación de biomasa para pequeñas localidades aisladas y rurales se puede materializar con la instalación de un gasificador de biomasa forestal, donde se destacan los impactos positivos en el medio ambiente (reducción de emisiones de gases de efecto invernadero) y en la población (abastecimiento de energía con recursos locales, generación de empleo, organización comunitaria).

El uso de **biogás**, producido en rellenos sanitarios de pequeña escala, utiliza desechos animales principalmente de cerdos y vacunos, pero no son económicamente rentables. Su principal ventaja es su potencial de descontaminación, pero presenta inconvenientes económicos para ser utilizado a escala rural.

1.2.5 Energía Solar.

Recibe el nombre de energía solar aquella que proviene del **aprovechamiento directo de la radiación del sol**, la cual llega a la Tierra a través del espacio en cuantos de energía llamados **fotones** y de la cual se puede obtener calor y electricidad. Es tal la energía incidente, que durante un año, el Sol arrojará sobre la Tierra *cuatro mil veces* más energía que la que se va a consumir.

El calor se obtiene mediante colectores térmicos, y la electricidad a través de **paneles fotovoltaicos** o **plantas de fuerza solar-térmica**.

En los sistemas de aprovechamiento térmico el calor recogido en los colectores solares puede destinarse a satisfacer numerosas necesidades, como por ejemplo: obtención de agua caliente para consumo doméstico o industrial, o bien para fines de calefacción, aplicaciones agrícolas, entre otras.

La primera aplicación industrial de aprovechamiento térmico a gran escala en Chile, la realizó el ingeniero Charles Wilson, en Las Salinas, provincia de Antofagasta. Instaló en 1872 un destilador solar de aproximadamente 5.000 m² de superficie, que producía alrededor de 21.500 litros por día de agua dulce para la población que trabajaba en las faenas mineras del salitre y funcionó ininterrumpidamente durante cuarenta años hasta que la mina fue abandonada. Además, desde 1960 en adelante, el profesor Julio Hirschmann R. de la facultad de mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María, inicia la recolección de datos solarimétricos en nuestro país e investigaciones relativas a la energía solar [5].

Las **instalaciones fotovoltaicas** se componen generalmente de **módulos fotovoltaicos** (también llamados paneles solares), un sistema de **baterías**,

(para asegurar el suministro en las horas sin sol) y los **elementos electrónicos de control** tanto para la captación, la regulación y el consumo.

En Chile la energía solar ha sido y es utilizada preferentemente en la zona norte del país, donde existe uno de los niveles de radiación más altos del mundo [5] y donde se han llevado a cabo la mayoría de los proyectos fotovoltaicos para aplicaciones puntuales (viviendas, escuelas, postas). La tecnología fotovoltaica tiene muy buenas aptitudes para suministrar electricidad a **sectores aislados** y con habitantes dispersos o aquellos territorios que no cuentan con abastecimiento eléctrico por extensión de la red eléctrica convencional, ya que los sistemas son autónomos y requieren de sencillas mantenciones.

Precisamente, ésta es la ventaja que resulta de interés para la presente tesis, ya que el problema de estudio se enmarca dentro de la **electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos**. Se propone dimensionar un sistema fotovoltaico doméstico para otorgar electricidad (iluminación, radio, TV) a una zona rural aislada de la Quinta Región ("El Tártaro", comuna de Putaendo), que goza de especiales aptitudes para la implementación de esta tecnología y que sufre de variadas carencias vinculadas a la falta de energía eléctrica, las cuales serán detalladas en el capítulo 3, a continuación se realizará un breve repaso de la historia de la electrificación rural y las experiencias internacionales de implementación de sistemas fotovoltaicos que sirven de referencia para el presente trabajo.

1.3 PROGRAMAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.

1.3.1 Historia de la electrificación rural.

La historia de la electrificación se enmarca dentro de la más amplia historia de la energía, en la que se contempla cómo la Humanidad ha ido evolucionando en la captación de los recursos necesarios para sostenerse.

Hasta la llegada de la revolución industrial del siglo XIX, prácticamente la totalidad de las fuentes de energía tienen un carácter descentralizado y renovable. Es decir, el recurso se capta allí donde se va a consumir y las fuentes de energía consisten en el aprovechamiento de la leña, del estiércol, de la fuerza humana (hombres libres y esclavos), de la fuerza animal, del viento y del agua.

No es hasta el **siglo XIII** cuando aparece documentado por primera vez en Europa la **utilización del carbón** para calentarse como alternativa a la madera, que se vuelve escasa en muchos lugares a consecuencia del uso excesivo. Sin embargo, su utilización queda muy restringida a causa del azufre que exhala (sustancia, por otra parte, asociada en aquella época al diablo) y la consecuente polución que genera. Las únicas máquinas que se utilizan hasta la revolución industrial son las movidas por agua (ruedas de agua que mueven molinos, batanes, fuelles, etc.), las movidas por “sangre” (ruedas tiradas por hombres o animales), y las movidas por el viento (fundamentalmente molinos y bombas de agua).

La **Revolución Industrial** entra en escena asociada a la invención de las **máquinas de vapor** (Newcomen, Watt), que proporcionan la potencia suficiente

para los complejos fabriles que se desarrollan en esa época, y para los transportes férreos y marítimos. Ello dispara el consumo de carbón, que ya era utilizado para la calefacción. Un gas derivado del carbón, el gasógeno, se utiliza profusamente en la iluminación de fábricas y ciudades, pero el carácter innecesariamente centralizado de su producción impide su extensión a las zonas rurales, que han de seguir iluminándose con aceite vegetal y animal (principal motivo de la caza de ballenas) hasta la aparición del queroseno (Gesner en 1853), un destilado del petróleo cuya producción y comercialización sienta desde entonces las bases del mercado actual [1].

La escasez de carbón en ciertas zonas del planeta (por ejemplo, en el norte de África donde los ejércitos europeos, habituales visitantes de la región en esas fechas, no hallan su necesaria fuente energética) motiva la búsqueda de otros recursos, entre ellos el solar.

Es curiosa la coincidencia en el tiempo, en el año 1859, de la apertura del primer pozo petrolífero (Drake en Pensilvania) con la construcción de la primera cocina solar (Mouchot en París). [2]

Las características del petróleo (su mayor densidad energética, la mayor facilidad en el transporte, etc.) lo convierten, ya definitivamente a partir de la II Guerra Mundial (aunque mucho antes), en la fuente de energía más utilizada hasta que en **1973**, se produce la ya mencionada primera **crisis del petróleo**, fenómeno que no ha hecho sino repetirse cíclicamente desde entonces.

La **electricidad** entra en escena, ya finalizando el **siglo XIX**, de la mano de las máquinas de vapor y de las turbinas hidráulicas, ambas capaces de mover los alternadores y generar corriente eléctrica. Ya en el siglo XX, la **energía nuclear** también contribuirá a la producción eléctrica, esta vez tomando la energía

liberada por la fisión de átomos para producir el vapor necesario.

En el año **1879**, Edison hace la presentación de la **primera lámpara eléctrica** incandescente, que abre las puertas al alumbrado doméstico en las grandes ciudades. La eficiencia de las máquinas, tanto térmicas como hidráulicas, crece con su tamaño, lo que contribuye a que la electricidad se desarrolle en base a “grandes” centros de generación asociados a líneas de transporte y distribución.

En la segunda mitad del **siglo XX** los países industrializados, comienzan un esfuerzo por extender las redes de distribución eléctrica. Proceso que empieza por los núcleos más densamente poblados, y por lo tanto más rentables en términos de consumo por unidad de línea de distribución tendida, y termina por las zonas rurales, donde la dispersión y el bajo consumo hacen totalmente ineficiente, en términos económicos, la extensión de las líneas. Es precisamente en este hecho, en el que radica la génesis de la desigual cobertura de electricidad entre el mundo rural y el urbano, que según datos del banco Mundial, alcanza actualmente a unos 2 mil millones de personas en todo el mundo que carecen de electricidad [1].

1.3.2 La electrificación rural con energía solar fotovoltaica.

La energía solar entra en escena muy recientemente, a pesar de que el **efecto fotovoltaico** es descubierto por Bequerel ya en **1839**. La **primera célula solar** es fabricada en **1941** a partir de material de selenio y con una eficiencia del 1% [5].

El asentamiento de un mercado significativo no se produce hasta la década de 1970, y lo hace asociado a los ingenios espaciales, ya que el precio de la

energía obtenida a través de estos dispositivos era 50 veces más cara que cualquier otra fuente convencional de energía, aunque la larga vida útil de las celdas (20 años aprox.) y el hecho de disponer de “energía gratis” durante toda su operación, significó a largo plazo una ventaja en su competencia con otras tecnologías del mercado.

No pasa a convertirse en una aplicación con interés terrestre hasta la mencionada crisis del petróleo de 1973. Desde entonces, su utilización se ha ido generalizando en algunos ámbitos de aplicación, como es la electrificación rural, la cual a mediados de la década de 1990 llegó a constituir la mitad del mercado fotovoltaico mundial [6], pero pierde progresivamente peso relativo debido al nuevo empuje que recibe la conexión a red.

En la actualidad las celdas fotovoltaicas son utilizadas en prácticamente todo el mundo y generan el 2,1% de la energía necesaria para mover a toda la sociedad. Se trata de una industria que en 25 años pasó de producir casi nada, a fabricar 70 - 80 MW (Mega watts= 10^6 Watts) anuales y con un costo por W (Watt) que bajó desde los US\$ 50 hasta los 5 US\$/W, con alrededor de 40 MW conectados a la red eléctrica [1]. Se calculan en más de 1.300.000 los sistemas domésticos alimentados con energía solar fotovoltaica en todo el mundo, y en más de 50.000 las bombas de agua fotovoltaicas para el abastecimiento de agua potable en zonas rurales sin acceso a la electricidad [7].

La primera aplicación de electrificación rural fotovoltaica formalmente documentada, tuvo lugar en Nigeria con la instalación de una televisión en una escuela de Gonder en 1968 [8], alimentada por un panel de 48 Wp (watts de potencia) en el marco de la cooperación internacional francesa.

Aunque pudiera parecer lo contrario, en la Europa de la década de 1980,

prácticamente electrificada en su totalidad por redes convencionales, todavía existían más de un millón de personas sin acceso a este servicio. Para paliar esta situación, se impulsaron importantes programas de electrificación rural fotovoltaica. Mediante programas como el “THERMIE” se financiaron alrededor de 1,5 MWp de sistemas fotovoltaicos para electrificación rural [9].

En España, destaca la experiencia de la asociación SEBA, que tiene más de 200 usuarios fotovoltaicos y más de 90 KWp instalados [10]. Cada usuario paga una cuota mensual que cubre no solamente el mantenimiento técnico profesional sino, además, seguros e información periódica sobre productos de interés para sus instalaciones fotovoltaicas, lo que constituye una garantía de servicio independiente de la fiabilidad técnica, que logra una mayor satisfacción de los usuarios del servicio.

También hay que destacar el caso de ENEL, compañía eléctrica de Italia, que mediante un programa de 250 arreglos fotovoltaicos autónomos, estableció una **estandarización** de tres tipos de sistemas (1,5, 3 y 6 kWp) para su uso en otras zonas aisladas de la red [11], lo que le permitió asegurar calidad y variedad de ofertas para distintas necesidades, logrando ampliarse rápidamente en el mercado fotovoltaico europeo.

Este tipo de oferta de “paquetes” fotovoltaicos o también llamados sistemas “llave en mano”, ha tenido bastante éxito y ha sido ampliamente reproducido por diferentes empresas (incluido Chile), ya que se ofrece un sistema certificado a diferentes potencias en corriente continua, generalmente dotado de luminarias incluidas, sencillo de instalar y de fácil mantención.

También en Estados Unidos la electrificación rural fotovoltaica ha experimentado una evolución similar. Comenzó en 1978, con un sistema de 3,5

kWp en la comunidad indígena del pueblo de Schuchuli, y desde entonces se ha desarrollado con programas como el “Edison’s PV Off-grid”, puesto en marcha en 1994 [12].

La electrificación bajo la ayuda internacional comienza en 1979, con un proyecto del PNUD (programa de las naciones unidas para el desarrollo) y ejecutado por el Banco Mundial, para evaluar el funcionamiento de las bombas fotovoltaicas. Sus conclusiones llevaron a que la cooperación internacional, centrara sus esfuerzos en los programas de suministro de agua potable con energía solar fotovoltaica como primera prioridad. Como ejemplo de esta cooperación se puede citar el programa de instalación de bombas fotovoltaicas en África, el cual permitió el abastecimiento de agua a mas de 15.000 personas, financiado por la agencia alemana de cooperación técnica (GTZ) [2].

Después de esto surgió el interés por dar luz y dotar de elementos de comunicación y salud a las zonas alejadas de la red eléctrica. Es aquí donde nace el desarrollo de centros de salud y de educación en zonas selváticas y desérticas, principalmente de Asia y África.

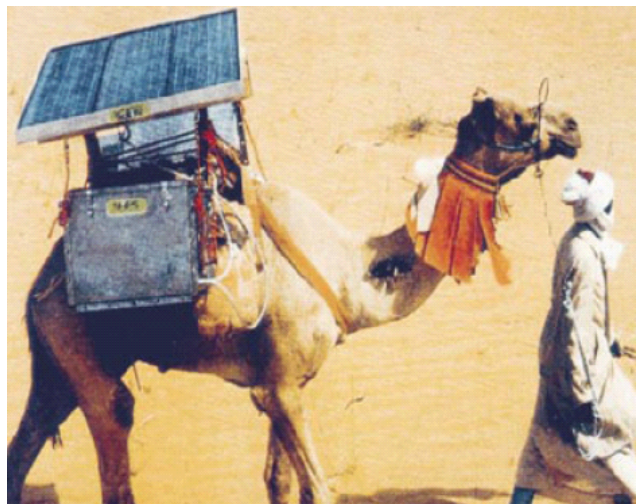


Figura 1.1. Equipo de refrigeración para el transporte de vacunas.

Todas estas experiencias dejan en claro la enorme versatilidad de la tecnología fotovoltaica, sin embargo, la puesta en marcha de estas iniciativas no ha significado todavía el despegue de la energía solar como respuesta definitiva a la electrificación rural. La tabla 1.1 muestra un resumen de las principales fortalezas y debilidades de la energía solar fotovoltaica.

Tabla 1.1. Panorama general del potencial y limitaciones de los sistemas FV.

SECTOR	POTENCIAL	LIMITACIÓN	RESULTADOS
Equipo e Inversión	Flexibilidad: facilidad de aumentar la cantidad de W_p .	Gastos elevados de Inversión por unidad (w_p)	Los sistemas FV son Competitivos sobre todo en el rango de poco consumo de energía en las zonas alejadas sin electricidad. Necesidad de sistemas de financiación (debido también a la poca disponibilidad de capital en las zonas rurales).
Operación y mantenimiento	Fiabilidad: pocos gastos y necesidad de mantenimiento y supervisión.	Necesidad de respaldo o almacenamiento para utilización nocturna y en días de poco sol. La batería es el punto débil de los sistemas FV.	Los sistemas FV a menudo son competitivos por la relación de su costo y duración.

Organización	Integración fácil en “paquetes” de consumo adaptados a las necesidades del consumidor.	Una mayor participación del consumidor es más necesaria en los proyectos de energía FV que en los de extensión de red.	Necesidad de introducir cambios institucionales en el sector eléctrico para los proyectos de electrificación rural con sistemas FV.
Consecuencias ambientales	No perjudican el medio ambiente, baja emisión de CO ₂ y otros gases, en comparación a sistemas que utilizan combustibles fósiles.	La eliminación de baterías es un aspecto ambiental importante.	Posible financiación conjunta de los programas interesados en el cambio climático.

Fuente: Encuesta FAO. 2001

Como se puede observar en la tabla 1.1 la gran ventaja comparativa de los sistemas fotovoltaicos es su gran adaptabilidad a distintos requerimientos de energía y regímenes de uso, ya que se pueden utilizar distintas configuraciones para obtener la mejor relación entre energía generada y costo por unidad (W_P), pudiendo aumentar fácilmente el “tamaño” del sistema si así se requiere. Su larga duración y sencilla mantención es otro punto a favor. La necesidad de almacenamiento de energía para la mayoría de las aplicaciones FV, constituye el punto débil del sistema, ya que como se verá en el capítulo 2.2, la batería es el elemento del sistema que requiere mayor cuidado y mantenimiento para su funcionamiento óptimo, además, tiene una menor vida útil (4 años aprox.) en comparación al resto de los componentes del sistema, lo que encarece los costos de funcionamiento por la necesidad de reemplazo. Como resultado, se requiere un mayor apoyo para solventar los elevados costos iniciales del sistema. Si el objetivo es difundir esta tecnología en zonas rurales con menor capacidad de pago, se necesita del respaldo de políticas gubernamentales y

alianzas estratégicas entre el estado y la empresa privada, además de organismos interesados en sus ventajas medioambientales.

1.4 MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL.

En nuestro país la situación eléctrica atraviesa por un periodo de incertidumbre debido a la gran dependencia que tiene la matriz eléctrica nacional con respecto a los combustibles fósiles y al crecimiento sostenido de la demanda eléctrica.

La electricidad es un energético “secundario”, que debe ser producido a partir de otras fuentes energéticas que suelen llamarse primarias. En Chile, los principales insumos combustibles son el petróleo crudo, el gas natural, la leña y el carbón mineral, todas sustancias que se queman, desaparecen para siempre y se convierten en contaminación, lo único no combustible es la energía hídrica, que se convierte casi en su totalidad en energía eléctrica (Fig. 1.3).

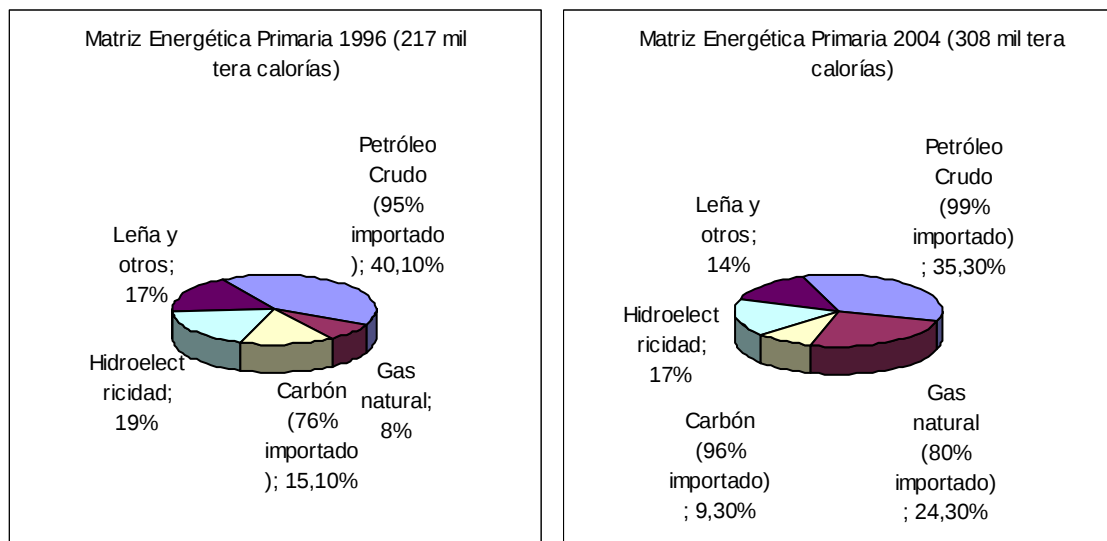
Chile importa el 72% de los insumos para producir la energía que consume [13]. Factores geopolíticos externos, climáticos y medioambientales influyen directamente en la energía disponible, situación que no garantiza la seguridad energética del país.

Según datos oficiales del Banco Central de 2003, el 97,8 % del petróleo que se ocupa en Chile y que constituye el principal combustible de la matriz energética nacional (Fig. 1.3), se compra afuera, en su mayoría desde países sudamericanos como Argentina (55%), Ecuador (14%) y Venezuela (7%), se compra además en Angola (7%) y Nigeria (17%). El 67,5% del gas natural y el 67% del carbón mineral provienen de mercados donde Chile no tiene influencia

alguna y por lo tanto se esta al margen de cambios políticos, guerras, debacles económicas, catástrofes naturales y múltiples imponderables.

Lo único “netamente chileno” es la leña, que ha llegado al 14 % nacional al año 2004 y la hidroelectricidad, 17%, que depende de las precipitaciones del año. El aporte del petróleo chileno es casi despreciable (sólo un 1% de todo el petróleo usado en 2004) y carbón mineral nacional, desechado por bituminoso (alto contenido de alquitrán) y por exceso de azufre, actualmente solo se extrae el 4% del total que se usa al año.

Figura 1.2. Comparación entre la matriz energética primaria nacional de 1996 y 2004.



Fuente: Comisión nacional de energía CNE.

Al comparar la matriz energética primaria nacional de 1996 con la del año 2004 (Fig. 1.3) se puede observar que ésta ha cambiado significativamente, debido al cambio que significó la entrada del gas natural por gasoductos, lo que redujo significativamente los costos de transporte y prometía a las empresas del rubro

una rentabilidad inmediata por un combustible a un precio irrisoriamente barato, situación que cambiaría drásticamente tiempo después. El resto de los energéticos han tendido a bajar su peso relativo. El consumo de energía ha crecido un 4,5 promedio entre 1996 y 2004. Esto es consistente con un crecimiento económico sostenido (3.6% PIB) entre el mismo período [13].

En el ámbito de la generación netamente eléctrica, si bien hasta principios de 1990 aparecen las centrales hidroeléctricas dominando el rubro en el sistema interconectado central (en adelante SIC), el alto costo que involucra la creación de estas grandes centrales dio paso a la mal llamada diversificación energética, la cual basaba sus principios en la cogeneración eléctrica por medio de diferentes combustibles que fueran la base de la generación termoeléctrica, principalmente el gas natural.

Todo indicaba que el acuerdo de importación de gas natural proveniente de Argentina dejaría plasmada una estabilidad en la generación eléctrica. Sin embargo, los problemas derivados de la mala administración política Argentina, sumado al temor que provoco esta situación en las empresas del rubro gasífero, terminaron afectando la estabilidad energética, ya que comenzaron reiterados recortes en el suministro de gas proveniente de la nación trasandina; a esto se suma la creciente demanda energética que alcanzó nuestro país debido al crecimiento económico producto de la ampliación de los mercados, especialmente la exportación de materias primas, en cuyo sector se basa gran parte de la demanda eléctrica del país.

En la siguiente tabla se puede apreciar la evolución que ha tenido el gas natural en los últimos años y la consiguiente dependencia que muestra este combustible en la matriz eléctrica nacional.

Tabla 1.2. Generación Eléctrica Nacional (GWh.) Por Tipo de Planta.

Planta	1999	%	2000	%	2001	%	2002	%	2003	%	2004	%
Hidráulica	13.577	35,4	19.081	46,2	21.680	49,4	23.187	51	22.603	46,3	20.969	42,8
G. Natural *	6.698	17,4	9.771	23,7	12.504	28,5	12.529	27,5	15.961	37,2	17.683	36,1
Carbón	13.260	34,5	9.354	22,7	6.228	14,2	6.925	15,2	6.581	13,5	8.895	18,2
Diesel	3.399	8,9	1.687	4,1	1.822	4,1	1.062	2,4	1.940	4	160	0,3
Otros	1.450	3,8	1.375	3,3	1.683	3,8	1.781	3,9	1.695	3,5	1.263	2,6
Total	38.384		41.268		43.917		45.484		48.780		48.970	

* Incluye Importaciones de AES Gener desde Salta, Argentina.

Fuente: Balance Nacional de Energía. Comisión Nacional de Energía (CNE).

En este escenario, el gobierno central ha dispuesto un conjunto de medidas que buscan la estabilización de la producción eléctrica. Sin embargo, la matriz eléctrica seguirá regida por la generación hidroeléctrica y termoeléctrica ya que las medidas solamente buscan la diversificación de los mercados de compra de gas (respondiendo apresuradamente a la coyuntura del momento), y no la evaluación y fomento de otras alternativas tecnológicas como son las energías renovables, para las cuales Chile posee un inmenso potencial a lo largo de todo su territorio.

1.4.1. Sistema eléctrico nacional.

El sistema eléctrico nacional esta dividido en cuatro sistemas de generación y distribución de energía. Cada uno de estos sistemas cuenta con su propia matriz energética.

El **sistema interconectado del norte grande** (en adelante **SING**) abarca

desde la primera a la tercera región (Arica a Taltal). La producción eléctrica en este sistema se basa casi exclusivamente en centrales termoeléctricas, aunque existen dos centrales hidroeléctricas que representan solamente un 0,4 % de la producción de este sistema (ver tabla 1.3.). El SING atiende al 5.7% del total de la población del país.

Tabla 1.3. Potencia instalada en el SING según tipo de combustible.

Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Carbón	1205,6	33,50%
Diesel	138,1	3,80%
Fuel Oil Nro. 6	127,6	3,50%
Gas Natural	2111,7	58,70%
Hidro	12,8	0,40%
Potencia Bruta Total Instalada	3595,8	100,00%

Fuente: Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional. Estadísticas CNE 2006.

Tabla 1.4. Potencia Instalada en el SING según tipo de central.

Tipo de Central	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Termoeléctrica	3583	99,60%
Hidroeléctrica	12,8	0,40%
Potencia Bruta Total Instalada	3595,8	100,00%

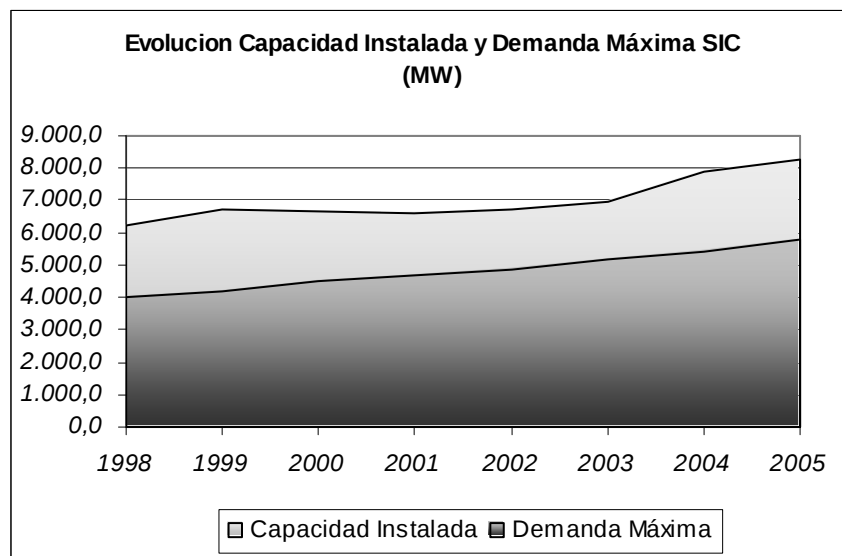
Fuente: Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional. Estadísticas CNE 2006.

El segundo sistema interconectado, y el más importante en el desarrollo productivo del país es el **sistema interconectado central SIC**, el cual se

prolonga desde Taltal en la tercera región, hasta Chiloé en la décima región. Este sistema se muestra un poco más diversificado que los otros, pero depende en su gran mayoría de la cantidad de agua en los embalses y de las importaciones de gas provenientes de Argentina, siendo el más perjudicado con los recortes en el suministro de gas.

El SIC atiende al 92.7% de la población del país y por ende debe satisfacer una demanda que crece año a año a un ritmo mayor que la de los otros sistemas. La potencia instalada del SIC ha asegurado hasta el momento la satisfacción de la demanda nacional (ver grafico 1.1.).

Figura 1.3. Evolución de la capacidad instalada y la demanda máxima.



Fuente: Operación real por sistema. CNE, 2005.

La siguiente tabla muestra la potencia instalada según tipo de combustible. Si bien se aprecia una diversificación de combustibles, el gas natural sigue siendo un agente relevante en la generación eléctrica.

Tabla 1.5. Potencia instalada en el SIC según tipo de combustible

Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Pasada ¹	1.301,90	15,69%
Embalse	3.393,40	40,90%
vapor-licor negro	53	0,64%
vapor-carbón	937,7	11,30%
gas-diesel	604,5	7,29%
gas-IFO 180	64,2	0,77%
ciclo-abierto gas natural	252	3,04%
vapor-des.forest.	105,9	1,28%
ciclo-combinado gas natural	1.509,40	18,19%
derivado del petróleo	75	0,90%
Potencia Total Instalada	8.297,00	100,00%

Fuente: Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional. Estadísticas CNE 2006.

Tabla 1.6. Potencia Instalada en el SIC según tipo de central.

Tipo de Central	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Termoeléctrica	3.601,70	43,41%
Hidroeléctrica	4.695,30	56,59%
Potencia Total Instalada	8.297,00	100,00%

Fuente: Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional. Estadísticas CNE 2006.

¹ Por centrales de pasada se entiende aquellas en que el agua no es acumulada en embalses, sino que se aprovecha su potencial energético respetando el libre flujo del cauce original.

Luego, el **Sistema eléctrico de Aysén** atiende a la XI región de Aysén, y la principal demanda se encuentra en las ciudades de Aysén y Coyhaique; Este sistema eléctrico atiende al 0.6% de la población y es el primer sistema que incorpora en su matriz energética una **central eólica**, la central de Alto Baguales ubicada en las cercanías de Coyhaique la cual representa el 5.9% de la participación en el sistema.

Según apreciaciones de expertos, se estarían haciendo prospecciones geológicas para la instalación de tres centrales hidroeléctricas de gran tamaño, que ya han generado diversos debates en torno a que el enorme impacto ambiental de la construcción de estas centrales (inundación de valles), sería incompatible con el gran atractivo turístico y la importancia ecológica de la zona, que ostenta paisajes y ecosistemas, considerados como únicos en el mundo. El gran potencial hidroeléctrico de esta zona presenta un panorama auspicioso para las empresas de generación, pero sin embargo, se debe considerar que tales proyectos hidroeléctricos están orientados a satisfacer la demanda eléctrica industrial del SIC (no de Aysén) y mas específicamente, la gran cantidad de nuevos proyectos mineros que se están llevando a cabo o se pretende realizar en la zona centro-norte del país (tratado minero Chile-Argentina), los cuales necesitan enormes cantidades de energía para su producción.

El rechazo a estas centrales por parte de los habitantes de la región es casi unánime, y se justifica plenamente debido a que dichos proyectos atentan seriamente contra el patrimonio natural y sociocultural de la región de Aysén, modificando el paisaje y perjudicando actividades económicas principales como la salmonicultura, ganadería, pesca deportiva, y el ecoturismo. Por otra parte, las fuentes de trabajo para los habitantes de la zona serán sólo en la etapa de

construcción, ya que para su operación las centrales hidroeléctricas necesitan un personal reducido y de carácter calificado, por lo que éstos serán técnicos y profesionales capacitados, de otras zonas del país. Tal situación no hace más que acrecentar el sentimiento de discriminación y aislamiento de los habitantes la zona, ya que no son considerados por el gobierno central en la toma de decisiones para proyectos de tal envergadura y con impactos negativos tan evidentes.

A juicio de los autores, no parece justo satisfacer necesidades industriales de otras regiones, cuyos beneficios para el “proyecto país” son discutibles, a costa de ir en desmedro de otras actividades que poseen, intrínsecamente, mejores potencialidades de desarrollo para la región de Aysén y sus habitantes. La solución pasa por mejorar y optimizar con tecnología de avanzada las centrales hidroeléctricas ya existentes e incentivar y promover con políticas de gobierno efectivas (con el respectivo financiamiento), la eficiencia energética en la producción y el desarrollo e investigación de otras alternativas energéticas con igual potencial y muchísimo menor impacto ambiental, como son las energías renovables no convencionales (ERNC).

Tabla 1.7. Potencia instalada en el sistema eléctrico de Aysén según tipo de combustible

Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Hidro	17,6	52,60%
Diesel	9,88	29,50%
IFO	4	12,00%
Eólica	1,98	5,90%

Fuente: Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional. Estadísticas CNE 2006.

Tabla 1.8. Potencia Instalada en el sistema eléctrico de Aysén según tipo de central.

Tipo de Central	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Termoeléctrica	13,88	41,50%
Renovable	1,98	5,90%
Hidroeléctrica	17,6	52,60%
Potencia Total Instalada	33,46	100,00%

Fuente: Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional. Estadísticas CNE 2006.

El último sistema eléctrico presente en el territorio nacional es el **sistema de Magallanes**, el que satisface la demanda de la XII región. La generación eléctrica se basa exclusivamente en centrales termoeléctricas (ver tabla 1.10) que funcionan en base a diesel y gas natural. La gran mayoría de estas centrales se ubican en Las tres principales ciudades de la región, Puerto Natales, Porvenir y Punta Arenas.

Este sistema no presenta problemas en el abastecimiento de combustibles debido a la presencia de los yacimientos petrolíferos de ENAP y a la cercanía con los yacimientos gasíferos de la patagonia argentina. Este sistema satisface la demanda del 1.0% de la población nacional.

Tabla 1.9. Potencia Instalada en el sistema eléctrico de Magallanes según tipo de combustible.

Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Gas Natural	54,9	84,90%
Diesel	9,8	15,10%
Potencia Total Instalada	64,7	100,00%

Fuente: Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional. Estadísticas CNE 2006.

Tabla 1.10. Potencia Instalada en el sistema eléctrico de Magallanes según tipo de central.

Tipo de Central	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Termoeléctrica	64,7	100,00%
Hidroeléctrica	0	0,00%
Potencia Total Instalada	64,7	100,00%

Fuente: Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional. Estadísticas CNE 2006.

Por último, se presenta una tabla con el resumen de los sistemas que componen la matriz eléctrica nacional.

Tabla 1.11. Operación real de los sistemas eléctricos nacionales. Año 2005

SISTEMA	Capacidad Instalada MW	Demanda Máxima MW	Generación Bruta GWh	Ventas GWh
SING	3.595,80	1.566,20	12.657,40	11.559,60
SIC	8.288,30	5.763,90	37.915,10	35.929,20
AYSEN	33,29	19,4	107,9	92,2
MAGALLANES	66,89	40,6	211,4	193

Fuente: Operación real de los sistemas eléctricos. Estadísticas CNE 2005.

1.4.2. Participación de las energías renovables en la matriz eléctrica nacional.

Al ver las estadísticas de la CNE mostradas en el apartado anterior, queda claramente establecido que el rol de las energías renovables no convencionales (ERNC) tiene una participación más que mínima dentro de la matriz eléctrica nacional. A gran escala, sólo existe un parque eólico que aporta un par de MW al sistema eléctrico de Aysén y algunas pequeñas centrales hidráulicas de pasada y de biomasa conectadas al SIC.

Por tal motivo la participación de las ERNC es sólo marginal, pese al enorme potencial que Chile posee en este ámbito, el cual no ha sido aprovechado por la falta de voluntad política para fomentar la investigación y el desarrollo de tecnología nacional, la inversión estatal y privada, y el impulso de un mercado de “energía limpia”, atractivo para el consumidor y la empresa privada. Pese a lo anterior, las ERNC aparecen como la única solución viable a ser aplicada en zonas rurales aisladas, de bajo consumo y sin conexión a red, donde la extensión de las redes eléctricas resulta ser inviable económicamente para las

empresas de distribución de electricidad y demasiado costosa en la modalidad de copago de extensión de red eléctrica, para el nivel económico de la mayoría de las familias que viven en estos sectores, el caso del lugar de estudio de la presente tesis (Capítulo 3).

Dentro de las soluciones propuestas para lograr el 100% de cobertura nacional de viviendas rurales electrificables, la energía solar aparece como la alternativa con mayor participación en el país dentro de las ERNC (ver tabla 1.12).

Tabla 1.12. Utilización de las energías renovables por tipo de recurso.

Utilización por tipo de recurso	Energía Utilizada	
	MWh/año	%
Solar	4.770	46,30%
Eólica	45	0,40%
Microhidráulica	4.998	48,50%
Geotermia	458	4,40%
Biomasa (1)	36	0,30%
Total	10.307	100

Fuente: Estadísticas CNE 2002.

Entre usos asignados a las ERNC, destaca que más del 50% corresponde a electrificación de viviendas, seguido del uso para calentamiento y telecomunicaciones.

Tabla 1.13. Usos de las ERNC.

Uso de las ERNC	Energía Utilizada	
	MWh/año	%
Calentamiento	3.788	36,80%
Comunicaciones	1.191	11,60%
Electrificación de viviendas	5.168	50,10%
Otro ²	160	1,50%
Total	10.307	100

Fuente: Estadísticas CNE 2002.

1.4.3. Experiencias nacionales

1.4.3.1 Programa de electrificación rural (PER)

El problema de la electrificación rural ha sido solucionado hasta la fecha mayoritariamente por extensión de las redes eléctricas, teniendo como una de sus mayores ventajas el hecho que el consumo energético no está limitado a un máximo, sino que la red es capaz de suministrar prácticamente todo el consumo que el usuario desee. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, dicha alternativa puede resultar demasiado costosa e inviable económicamente, para el caso de zonas muy alejadas o aisladas, cuando los consumos se encuentran dispersos geográficamente o cuando los niveles de consumo son bajos, debido principalmente a tres factores: la geografía del lugar (cerros, quebradas, etc.), la distancia entre el consumidor y la línea más cercana (líneas de alta, media o baja tensión) y el trazado diseñado (indemnizaciones a propietarios por

² Excluye el uso de leña con fines industriales y domésticos.

servidumbre de paso) , todos los cuales encarecen los costos de extensión de la red.

En tales situaciones, resulta económicamente ventajosa la utilización de sistemas de autogeneración mediante el empleo de energías renovables o fuentes no convencionales de energía. Los mayores obstáculos que han encontrado estos sistemas de autogeneración han sido por razones de desarrollo de tecnologías, de organización y administración de los sistemas una vez operando.

Como fomento al uso de energías renovables, la Comisión Nacional de Energía (CNE) creó a fines de 1994, El Programa Nacional de Electrificación Rural, que se enmarca dentro del Programa Nacional de Superación de la Pobreza, cuyo objetivo central se orienta a suministrar de servicio eléctrico a un 90% de las viviendas rurales electrificables al año 2006 y mejorar la calidad del abastecimiento de energía en comunidades aisladas [13].

Debido a los factores anteriormente detallados, los proyectos de electrificación rural no resultan rentables para las empresas de distribución, por lo que el estado financia en su mayoría este tipo de proyectos a través de un subsidio a la empresa distribuidora, que también contempla que un porcentaje del monto de la inversión, sea realizado por parte de los usuarios beneficiados, los cuales postulan representados por la municipalidad respectiva.

A partir del año 2001, el gobierno de Chile mediante la comisión nacional de energía y el ministerio de relaciones exteriores, firma un convenio de cooperación con el PNUD llamado “Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables” cuyo principal objetivo es la puesta en marcha de más de 3000 soluciones fotovoltaicas en la IV región.

Además, este proyecto comprende la formulación, en conjunto con el Instituto de normalización nacional (INN), de una serie de normas técnicas asociadas a los sistemas de autogeneración con fuentes renovables, y además, se ha promovido un programa de evaluación del recurso eólico e iniciativas de capacitación a los usuarios, instaladores y empresas distribuidoras.



Figura 1.4. Arreglo solar de 6 módulos. Copaquina, I Región, Chile.

Al año 2005 el programa de electrificación rural ha alcanzado una cobertura de nacional de un 92% de viviendas rurales con electricidad.

Tabla 1.14. Aumento de la cobertura de viviendas rurales electrificadas.

Región	1999	2005
I	88%	89%
II	92%	99%
III	90%	83%
IV	76%	82%
V	89%	94%
VI	85%	94%
VII	80%	94%
VIII	75%	93%
IX	66%	88%
X	62%	91%
XI	70%	98%
XII	83%	90%
RM	89%	99%
Total	76%	92%

Fuente: Estadísticas Programa de electrificación rural. CNE 2005.

1.5 OBJETIVOS DE ESTA TESIS.

1.5.1 Objetivo General

- Dimensionar un sistema fotovoltaico doméstico, para viviendas rurales en el sector “El Tártaro”, Comuna de Putaendo, V región, Chile.

1.5.2 Objetivos específicos

- Evaluar el recurso solar disponible en el sector “El Tártaro”.
- Ofertar un consumo eléctrico mediante la aplicación de encuestas en terreno sobre consumo energético.
- Diseño y dimensionamiento de los distintos componentes del sistema Fotovoltaico, adaptados a las condiciones y características propias del sector “El Tártaro”
- Promover el uso de la energía solar fotovoltaica, como alternativa a la extensión de redes eléctricas convencionales, en programas de electrificación rural.
- Sentar un precedente en la temática de las energías renovables, para la posible ejecución de un trabajo continuado en futuras tesis de titulación, de la carrera de Ingeniería Ambiental de la Universidad de Valparaíso.

CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO

2.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR:

Debido a que el recurso solar es, indiscutiblemente, la variable más significativa a la hora de evaluar la posibilidad de instalar un sistema fotovoltaico, es importante entender como se comporta la radiación solar al llegar a la tierra y saber cuales son los factores climáticos, meteorológicos y físicos que influyen en la captación del recurso.

2.1.1 Radiación solar extraterrestre.

2.1.1.1 Constante solar.

La constante solar, **Isc**, esta definida como la **cantidad de energía** solar que incide perpendicularmente por unidad de tiempo sobre una superficie de área unitaria, colocada fuera de la atmósfera terrestre a una distancia del sol igual a la distancia promedio entre el Sol y la Tierra.

En un ciclo anual de traslación se observan variaciones en la distancia entre el sol y la Tierra, las que producen pequeñas oscilaciones en el valor de esta constante por lo que se ha adoptado un valor promedio de ésta.

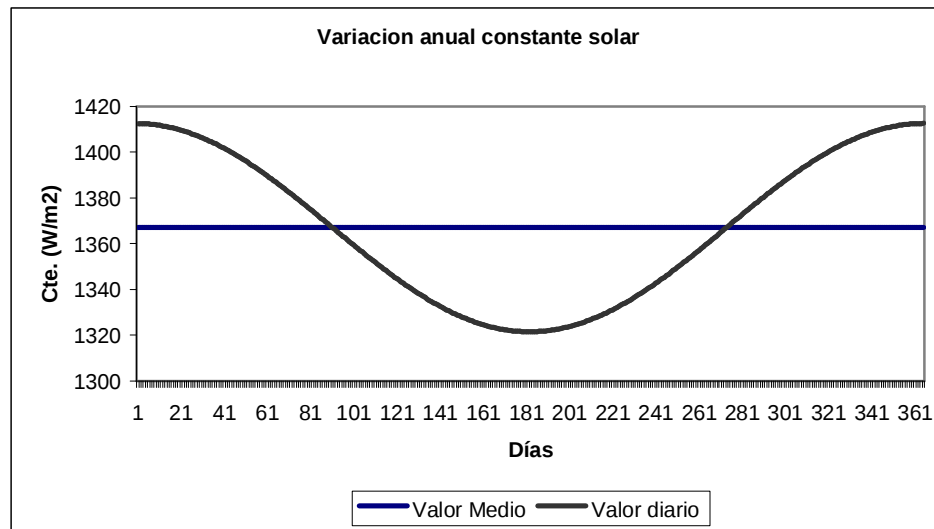


Figura 2.1. Variaciones anuales del valor de la constante solar, I_{sc} .

En la Figura 2.1, se puede observar la correspondencia que existe entre los valores de I_{sc} , y las distintas estaciones del año. A mayor valor de I_{sc} , menor distancia entre el Sol y la Tierra, lo que corresponde a la estación de verano y viceversa, a menor valor de I_{sc} , mayor distancia entre el Sol y la Tierra, que corresponde a la temporada de invierno.

La referencia radiométrica mundial WRR (World Radiometric Reference) del Centro mundial de Radiación, para la constante solar es:

$$I_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$$

Con una desviación Standard de 1.6 W/m^2 y una desviación máxima de $\pm 7 \text{ W/m}^2$ [14].

2.1.1.2 Distribución espectral de la radiación solar extraterrestre

La radiación solar corresponde a ondas electromagnéticas de diferentes longitudes de onda. La constante solar es la energía total por unidad de área y de tiempo, considerando todas las longitudes de onda de la radiación solar.

Para muchos propósitos como por ejemplo, fotosíntesis y celdas solares, es conveniente conocer como está distribuida esa energía de acuerdo a su longitud de onda o frecuencia, es decir, su **distribución espectral**.

El espectro se suele dividir en las **tres regiones** siguientes:

La región llamada **visible** ($0.38 \mu\text{m} < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$), es el rango que puede detectar el ojo humano y dentro del cual están los colores violeta ($0.42 \mu\text{m}$), azul ($0.48 \mu\text{m}$), verde ($0.52 \mu\text{m}$), amarillo ($0.57 \mu\text{m}$), anaranjado ($0.60 \mu\text{m}$) y rojo ($0.70 \mu\text{m}$)

La región mas allá del rojo ($\lambda > 0.78 \mu\text{m}$), conocida como **infrarrojo lejano** o región de las ondas de calor.

La región invisible antes del violeta ($\lambda < 0.38 \mu\text{m}$), denominada **ultravioleta**.

De acuerdo a lo anterior, a cada región corresponde una fracción de la constante solar, distribuida así: 7 % al ultravioleta (95.7 W/m^2), 47.3 % al visible (646.6 W/m^2) y 45.7 % al infrarrojo (624.7 W/m^2).

El proceso fotovoltaico responde a un limitado rango de frecuencias dentro del espectro visible.

2.1.2 Radiación solar terrestre.

La energía solar es afectada por la atmósfera terrestre tanto en su dirección como en su intensidad (Fig. 2.2). Parte de la **radiación directa** incidente se transforma en **difusa** (radiación sin dirección preferencial) debido al fenómeno de la dispersión (Fig. 2.3), el cual se debe a la presencia de vapor de agua, gases que componen el aire y partículas de polvo.

Otra parte de la radiación solar es **absorbida** en la atmósfera.

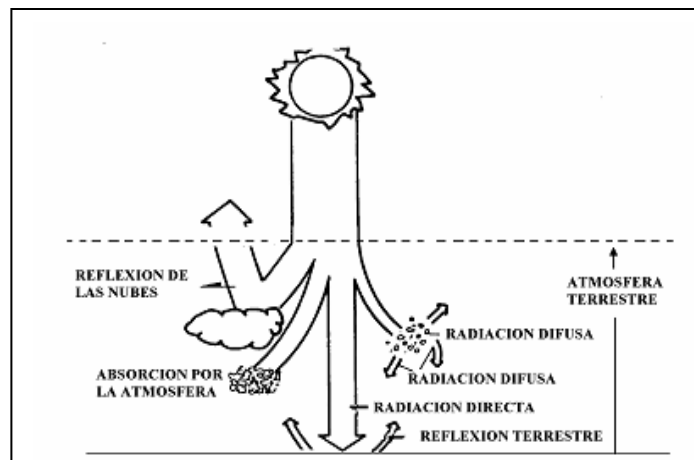


Figura 2.2. Esquema de la interacción de la radiación solar con la atmósfera terrestre

La absorción del ultravioleta y la del visible se debe predominantemente al ozono, en cambio la del infrarrojo al vapor de agua y dióxido de carbono.



Figura 2.3. Dispersión Atmosférica

Como resultado de la interacción con la atmósfera, la radiación solar recibida sobre una superficie horizontal terrestre se compone de **radiación solar directa y difusa**. Estas componentes, sumada a la radiación **reflejada** por la Tierra, forman parte de la **radiación solar global**.

La posición relativa del sol respecto a la horizontal del lugar determina el valor de la “**masa de aire**” (MA) o “Air mass” (AM), espesor de atmósfera que deben atravesar los rayos solares, que difiere según la posición relativa del sol, debido a la forma esférica de la tierra.

Cuando los rayos solares caen formando un ángulo de 90° respecto a la horizontal, se dice que el sol ha alcanzado su **zenit**. Para esta posición la radiación directa del sol atraviesa una distancia mínima a través de la atmósfera. Cuando el sol está más cercano al horizonte, esta distancia se incrementa, es decir, la “masa de aire” es mayor (ver Fig. 2.4).

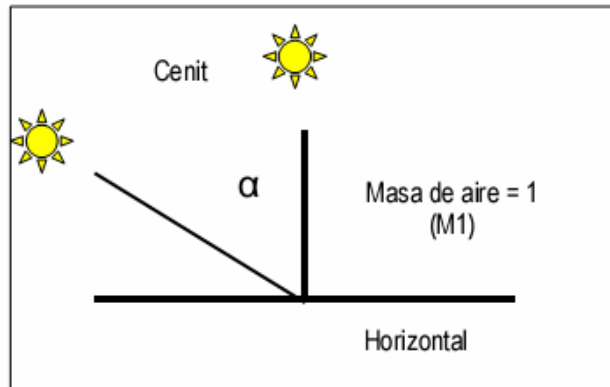


Figura 2.4. Masa de aire

A la posición del zenit se le asigna una masa de aire igual a 1 (M1). Cualquier otra distancia tendrá una masa de aire que puede calcularse usando la expresión:

$$\text{Masa de Aire} = 1/\cos \alpha \quad (2.1)$$

Donde α es el ángulo formado entre la posición de zenit y la posición del sol en ese momento, y $\cos \alpha$ es el valor del coseno de ese ángulo, el que varía entre 1 y 0 cuando el ángulo varía entre 0 y 90°.

Para valores de α mayores que cero, el valor del $\cos \alpha$ es siempre menor que la unidad, de manera que el valor de la masa de aire se incrementa.

Valores para la masa de aire mayores que la unidad, indican que la radiación directa debe atravesar una distancia mayor dentro de la atmósfera para llegar al plano en cuestión. Al incrementarse la distancia, la absorción, reflexión y dispersión de la luz solar también se incrementan, cambiando el rango de frecuencias que integran el espectro luminoso, así como la intensidad del mismo. Esto explica las variaciones de intensidad y color de la luz solar durante

la salida y puesta del sol.

La fuente luminosa usada para medir la potencia de salida de un panel FV tiene un espectro luminoso correspondiente a una masa de 1,5 (AM 1,5), el que ha sido adoptado como estándar. El ángulo de inclinación respecto a la posición del zenit (vertical) puede ser calculado de la expresión 2.1. Se deduce así que una masa de aire de valor 1,5 corresponde a un ángulo a de unos 48° . Algunos autores asignan, arbitrariamente, el valor $M=0$ para el espectro luminoso fuera de la atmósfera. Este valor carece de sentido matemático.

2.1.2.1 Dirección de la radiación solar directa

La interacción de la atmósfera con la radiación solar, afecta tanto su intensidad como su dirección. La dirección de la radiación solar directa sobre una superficie de orientación arbitraria se puede describir en términos de diferentes ángulos (ver Fig. 2.3). Siguiendo la notación introducida por Duffie y Beckman [15], estos ángulos son:

Φ latitud del lugar. Posición angular hacia el norte o hacia el sur del Ecuador. Φ es positivo en el hemisferio norte (norte: $0^\circ < \Phi < 90^\circ$) y negativo en el hemisferio sur (sur: $-90^\circ < \Phi < 0^\circ$).

δ Declinación: Posición angular del sol al mediodía con respecto al plano del Ecuador. Es positivo en el hemisferio norte y varía entre -23.45° y $+23.45^\circ$.

β Inclinación de la superficie: Angulo entre la superficie en consideración y la horizontal ($0 \leq \beta \leq 180^\circ$).

Γ Angulo azimutal: Desviación de la proyección de la normal de la superficie del meridiano local ($-180^\circ \leq \Gamma \leq 180^\circ$). Γ es positivo para superficies orientadas hacia el oeste y negativo para superficies orientadas hacia el oriente.

Γ_s Angulo azimutal del sol: Desviación de la proyección de la radiación directa del meridiano local ($-180^\circ \leq \Gamma \leq 180^\circ$).

ω Angulo horario: Desplazamiento angular del sol hacia el este o el oeste del meridiano local, debido al movimiento de rotación de la tierra alrededor de su eje ($\omega > 0$ para la mañana, $\omega < 0$ para la tarde, $\omega = 0$ al mediodía).

Θ Angulo entre la radiación directa sobre la superficie y la normal a la superficie.

Θ_z Angulo de incidencia entre la radiación directa y la normal de la superficie.

α Altitud del sol: Angulo formado entre la dirección del sol y la horizontal. Por consiguiente $\alpha + \Theta_z = 90^\circ$.

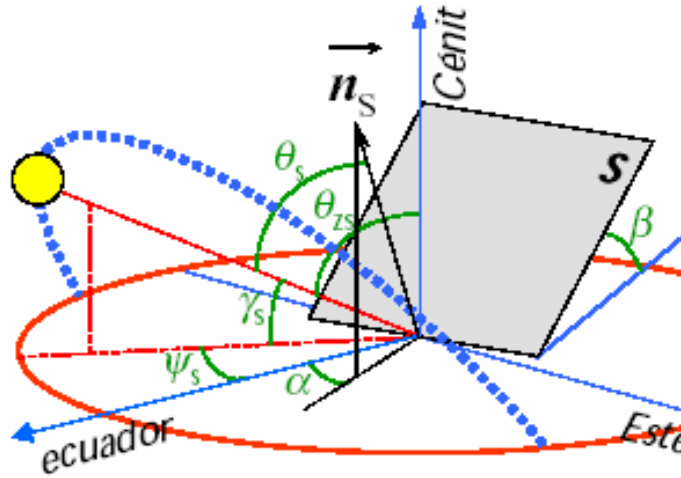


Figura 2.5. Ángulos asociados a la dirección de la Rad. Solar

La **dirección de la radiación solar directa** que incide sobre una superficie de cualquier orientación con respecto a las coordenadas locales puede ser calculada mediante la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \cos \theta &= \sin \delta * \sin \phi * \cos \beta - \sin \delta * \cos \theta * \sin \beta * \cos \Gamma \\ &+ \cos \delta * \cos \phi * \sin \beta * \cos \Gamma + \cos \delta * \sin \phi * \sin \beta * \cos \Gamma * \cos W \\ &+ \cos \delta * \sin \beta * \sin \Gamma * \sin W \end{aligned} \quad (2.2)$$

ω se calcula como:

$$\omega = 15^\circ * (12 - h) \quad (2.3)$$

En donde h es la hora.

La **declinación solar** puede calcularse con un error máximo de $\pm 1.5^\circ$ mediante la expresión aproximada de Cooper [16]:

$$\delta = 23.45^\circ * \sin[360^\circ * (284 + n) / 365] \quad (2.4)$$

Donde δ esta expresada en grados, n es el número del día del año, con $1 \leq n \leq 365$.

Por último, Θ_z puede calcularse mediante la ecuación 2.2, simplemente haciendo $\beta = 0$.

$$\cos\theta_z = \sin\delta * \sin\phi + \cos\delta * \cos\phi * \cos W \quad (2.5)$$

2.1.3. Estimación de la radiación solar global sobre superficies horizontales.

La determinación de las características de la radiación solar en una localidad se puede hacer de manera directa, instalando **aparatos de medición** debidamente calibrados y durante largos periodos de tiempo. Los promedios horarios, diarios, mensuales y anuales se calculan estadísticamente. Cuando lo anterior no fuese posible, se recurrirá a **métodos indirectos**.

2.1.3.1. Calculo de la radiación global en superficies horizontales

Aunque se han desarrollado varios modelos empíricos, por regla general, los parámetros que se requieren para su aplicación son básicamente los mismos.

Los parámetros meteorológicos que normalmente se utilizan son la humedad relativa, la temperatura, la altitud, la nubosidad, así como la heliofanía relativa (cantidad de brillo solar). Los modelos que más aceptación han tenido son

aquellos que consideran únicamente la heliofanía relativa o bien la cantidad de nubes ya que son simples expresiones de regresión del proceso real de transferencia radiactiva en la atmósfera. No existe acuerdo generalizado sobre cual tipo de modelos garantizan la fiabilidad. Algunos autores [17] sugieren modelos que utilicen solamente parámetros de brillo solar (heliofanía relativa), en cambio otros [18] han llegado a la conclusión de que los modelos que requieren para su aplicación de otros parámetros meteorológicos, además de la heliofanía relativa, simulan de mejor forma el comportamiento anual de la irradiación solar.

Uno de los modelos más utilizados, es el propuesto por Angstrom [19] que se basa sólo en datos de brillo solar (heliofanía relativa) y de radiación solar. Angstrom propone la siguiente relación:

$$H_h / H_{hc} = a1 + b1 * S \quad (2.11)$$

Donde:

H_h : Irradiación global diaria media mensual (Wh/m²).

H_{hc} : Irradiación global diaria sobre superficie horizontal en un día claro, medida con un Piranómetro (Wh/m²)³.

S : Fracción entre el número real de horas de sol y el que habría si todos los días fueran despejados. **S = n/N**.

n : Horas de insolación promedio diarias mensual (horas de brillo solar) (hr).

N : Longitud promedio del día durante el mes (hr), obtenido mediante la expresión de Cooper [16]:

³ Debe ocuparse la medición más cercana al lugar de estudio. De no disponer de este dato se puede emplear la irradiación en condiciones Standard, Gref: 1000 Wh/m².

$$\overline{N} = (2/15) \cos^{-1}(-\tan\phi \tan\delta)$$

Ángstrom propone los valores de los factores de heliofanía relativa, $a_1 = 0.25$ y $b_1 = 0.75$, que se deben utilizar en zonas de características climatológicas similares.

Posterior al desarrollo del modelo de Ångström surgieron numerosas variantes; una de estas es la que propone Rietvel [20], que es una expresión similar, pero que puede usarse en cualquier lugar tomando los valores de $a = 0.18$ y de $b = 0.62$.

Por otra parte, con el avance de las tecnologías y principalmente con el gran desarrollo que ha experimentado la aeronáutica y la ciencia aeroespacial, ha surgido una nueva forma de obtener información cualitativa y cuantitativa sobre el recurso solar disponible. La técnica derivada de estos avances emplea fotografías satelitales para la obtención de datos de radiación solar, los cuales son calculados por medio del balance energético entre la Tierra y la atmósfera.

2.1.3.2. Radiación difusa y directa

Como se explicó anteriormente, en su paso a través de la atmósfera, parte de la irradiancia solar es atenuada por dispersión y otra parte por absorción. La radiación que es dispersada por la atmósfera se conoce como **radiación difusa**.

A la radiación que llega a la superficie de la tierra sin haber sufrido cambio en su trayectoria lineal desde el disco solar se llama **radiación directa**. Conocer el flujo de la radiación solar directa y difusa es importante para el análisis y diseño

de sistemas solares. En la bibliografía encontramos numerosos modelos que relacionan estas componentes de la radiación.

Los modelos más difundidos son los de Liu-Jordan y de Collares-Pereira [21], [22] pero han perdido participación en la actualidad, debido a su complejidad. Con el correr de los años, varios autores han desarrollado sus propias correlaciones entre la irradiación difusa y la irradiación global.

En esta oportunidad, se presentará la correlación de Page [23], la cual destaca enormemente ya que a pesar de su sencillez, ha sido validada con datos de localidades de diversas regiones del mundo y con condiciones climatológicas variadas. La correlación de Page esta dada por:

$$H_d = H[1.0 - 1.33H/H_o] \quad (2.13)$$

Donde:

H_d: Irradiación solar difusa diaria media mensual (Wh/m² mes).

H: Irradiación solar global diaria media mensual (Wh/m² mes).

H_o: Es la irradiación solar global extraterrestre diaria, promedio mensual, sobre una superficie horizontal (Wh/m² mes). H_o se puede obtener de la relación de Klein [24]:

$$\overline{H_o} = \frac{24}{\pi} I_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) \left(\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{2\pi \omega_s}{360} \sin \phi \sin \delta \right) \quad (2.14)$$

Donde:

$$\omega_s : \text{Angulo horario al final del día, } \omega_s = \cos^{-1} [(-\tan \phi \tan \delta)] \quad (2.15)$$

Luego, se puede calcular la **irradiación directa (H_b)** sobre una **superficie**

horizontal en (Wh/m²) mediante la siguiente relación:

$$H_b = H - H_d \quad (2.16)$$

2.1.4. Radiación sobre un plano inclinado.

Para diseñar instalaciones de aprovechamiento solar, conviene convertir datos de radiación sobre una superficie horizontal, en datos de radiación sobre una superficie inclinada, tanto para la componente directa de la radiación, como para la difusa., ya que al inclinar la superficie colectora (en este caso, el panel) se obtiene un mejor aprovechamiento del recurso solar.

Varios autores como Liu y Jordan [21], y Hay [26] han adoptado modelos relativamente sencillos para el cálculo diario y mensual de la radiación solar en superficies inclinadas.

Para valores diarios se tiene que:

$$H_s = H_{sb} + H_{sd} + H_{sr} \quad (2.24)$$

Donde H_s es la **radiación global** sobre superficies inclinadas, y H_{sb} , H_{sd} y H_{sr} son la **componente directa, difusa y reflejada** de la radiación global. Luego se realizan los cálculos de cada una de las componentes por separado.

La **radiación directa** sobre una superficie inclinada H_{sb} es:

$$H_{sb} = H_{hb} * R_b \quad (2.25)$$

Siendo R_b un factor de conversión geométrico que se obtiene de la siguiente relación (recordando la notación de ángulos de Duffie y Beckman):

$$R_b = \frac{\omega'_s * \text{Sen}(\phi - s) * \text{Sen}\delta + \text{Cos}(\phi - s) * \text{Cos}\delta * \text{Cos}\omega'_s}{\omega'_s * \text{Sen}\phi * \text{Sen}\delta + \text{Cos}\phi * \text{Cos}\delta * \text{Cos}\omega_s} \quad (2.26)$$

Donde:

ω_s : ángulo horario de puesta del Sol en radianes.

ω'_s : ángulo horario de puesta de sol (radianes) para el cual el plano inclinado comienza a captar energía y es el valor mínimo de la siguiente relación:

$$\min [\text{Ar cos}(-\text{Tan}\delta * \text{Tan}(\phi - s)), \omega_s] \quad (2.27)$$

Por su parte, la **radiación reflejada** incidente sobre una superficie inclinada se puede calcular a partir del coeficiente de reflexión ρ .

$$H_{sr} = (1/2) * H * \rho * (1 - \text{Cos}(s)) \quad (2.28)$$

En la tabla 2.1 aparecen los valores de ρ para distintas superficies.

Tabla 2.1. Coeficientes de reflexión para distintas superficies

Superficie	Coeficiente de Reflexión ρ
cuerpo negro	0
nieve fresca	0.9
nieve vieja	0.6
suelo cubierto de nieve	0.7
suelo sin nieve	0.2
suelo mojado	0.17
suelo limpio	0.15-0.25
pradera	0.25-0.75
césped o hierba verde	0.26
suelo cubierto de hojas	0.3
mar	0.05 verano, 0.1 invierno

Fuente: Modelo de Hay para el cálculo de la irradiación sobre superficies inclinadas, 1978. [26].

Finalmente, la **radiación difusa** sobre superficie inclinada, se puede determinar teniendo en cuenta que no toda la cúpula celeste brilla con la misma intensidad. Por este motivo, Hay [26] descompone la radiación difusa en la componente circumsolar y en la componente isotrópica:

$$H_{sd} = H_d * \left[(H - H_d) * R_b / H_o + (1/2) * (1 + \cos(s)) * (1 - (H - H_d) / H_o) \right] \quad (2.29)$$

Por lo tanto, la **radiación global diaria** sobre superficie **inclinada** se calculará mediante **la suma de las tres componentes** ya mencionadas (ecuación 2.24).

Como se ha visto, la estimación de la radiación global sobre superficies horizontales, en lugares donde no se dispone de datos de registro y su posterior

transformación en radiación sobre plano inclinado, es un proceso complejo que depende de contar con otros datos meteorológicos, no siempre disponibles, y que está expuesto a errores e imprecisiones, por lo tanto, en la medida de lo posible, es conveniente que sea realizado por un profesional con experiencia en la materia.

En el caso de la presente tesis, afortunadamente, los datos de radiación y meteorológicos fueron tomados de dos estaciones cercanas al lugar de estudio (La tranquila, Panquehue) y complementados con datos de radiación de la NASA (capítulo 3.3), para posteriormente transformarlos a plano inclinado mediante el modelo de Hay, el proceso será explicado con más detalle en el capítulo 4.2.

2.2 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.

2.2.1 El panel fotovoltaico.

Un panel solar es un arreglo compuesto de varias celdas solares. Las celdas solares son dispositivos de conversión que **transforman directamente**, sin procesos intermedios, **la potencia del sol en potencia eléctrica DC**, mediante el **efecto fotovoltaico** (anexo 1). Una celda solar solamente es capaz de generar una tensión de algunas décimas de voltio (0.5 V. en la mayoría de los casos) y una potencia de uno o dos Watts. Para producir tensiones y potencias de mayor tamaño, es necesario conectar varias celdas, principalmente en serie para así poder entregar tensiones de 6, 12 o 24 voltios que son las requeridas en la mayoría de las aplicaciones fotovoltaicas. Al conjunto así formado,

convenientemente ensamblado y protegido contra los agentes externos se le denomina panel o **módulo fotovoltaico**.

La conexión puede ser en serie o serie-paralelo. Al conectar en serie las células se suman las tensiones de cada célula y se mantiene la corriente, mientras que al conectar en paralelo las células se suman las corrientes de cada una de ellas y se mantiene la tensión. El proceso de conexión es automático, efectuándose mediante soldaduras especiales que unen el dorso de una célula con la cara frontal de la adyacente. Por lo tanto, el comportamiento eléctrico del módulo va a depender del comportamiento eléctrico que tengan cada una de las células que lo forman y de cómo estén asociadas.

Como las instalaciones fotovoltaicas utilizan con frecuencia baterías, y éstas suelen tener una tensión múltiplo de 12V, es necesario que los módulos puedan alcanzar fácilmente esta tensión para poder cargar las baterías.

Para conseguir que un módulo cargue una batería, de por ejemplo 12 V, para cualquier condición de temperatura e irradiancia, es necesaria la asociación en serie de entre 33 y 36 células.

Una vez terminadas las interconexiones eléctricas, las células son encapsuladas en una estructura tipo sándwich, consistente en una lámina de vidrio templado, otra de un material orgánico adecuado, que en la mayoría de las aplicaciones es acetato de etilen-vinilo (EVA) como antirreflectante, las propias células, otra capa de sustrato orgánico y, por último, una cubierta posterior formada por varias láminas de polímeros u otro vidrio (Fig. 2.4).

Posteriormente son selladas al vacío, introduciéndose en hornos especiales que permiten la laminación del conjunto antes descrito. Por último, se rodea con neopreno o algún material que lo proteja de las partes metálicas que forman el

marco-soporte, en el caso de que lo lleve.

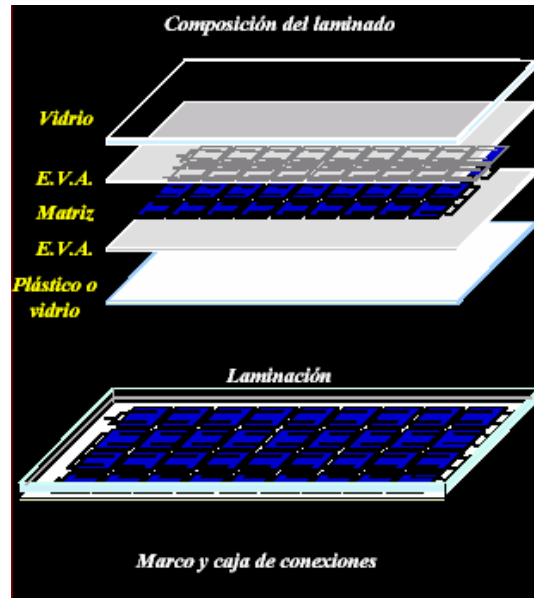


Figura 2.6. Ensamblaje del panel.

2.2.1.1. Principales características de los paneles fotovoltaicos

Cabe señalar que las características externas o de construcción, como las de respuesta eléctrica, varían de un tipo de paneles a otros, es por eso que se describirán las características de un panel estándar, cuyos aspectos más significativos serán válidos para las diversas variantes que existen en el mercado.

2.2.1.1.1. Características físicas

Los paneles adoptan siempre la forma cuadrada o rectangular, con áreas que van desde aproximadamente $0,1 \text{ m}^2$ hasta 1 m^2 . El grueso total, sin incluir el marco protector, no suele superar los 3 cm. Son relativamente ligeros (un panel de unos $0,5 \text{ m}^2$ puede pesar 6 ó 7 Kg.), y aunque rígidos en apariencia, son

capaces de sufrir ligeras deformaciones para adaptarse a los esfuerzos mecánicos a que pudieran verse sometidos (viento, lluvia, traslados, etc.).

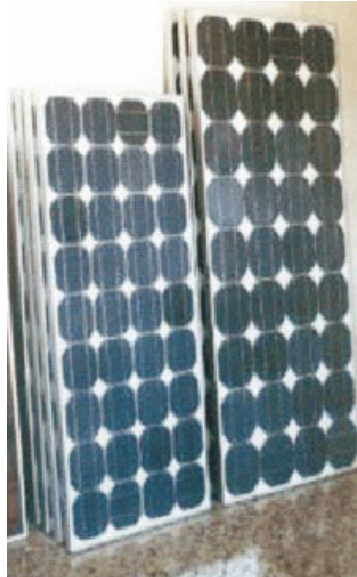


Figura 2.7. Paneles solares de 36 celdas.

2.2.1.1.2. Características eléctricas

La respuesta de un panel frente a la radiación solar vendrá determinada por la naturaleza de las células que lo forman, pudiendo ser descrita mediante los siguientes parámetros:

Corriente de cortocircuito (I_{sc}): intensidad máxima de la corriente que se puede obtener de un panel bajo unas determinadas condiciones (generalmente normalizadas).

Voltaje a circuito abierto (V_{oc}): es el voltaje máximo que se podría medir con un voltímetro sin permitir que pase corriente alguna entre los bornes de un

panel (resistencia entre bornes infinita).

Voltaje nominal (V_{MPP}): Corresponde al voltaje entregado a la carga, medido en condiciones Standard de medida: Radiación solar: 1 KW/m^2 , 25°C , $AM= 1.5$.

Corriente nominal (I_{MPP}): Corriente que es entregada a la carga, medida en las condiciones Standard de medida. Corriente eléctrica que fluye a través del circuito externo que une los bornes del mismo y que posee una determinada resistencia R , que define la característica eléctrica del circuito.

Potencia máxima P_{max} : Aquella en la que los valores de intensidad y voltaje nos proporcionan un producto máximo. Siendo la potencia, el producto entre la intensidad y el voltaje, $P = I * V$.

Eficiencia total del panel η_G : es el cuociente entre la potencia eléctrica producida por éste y la potencia de la radiación incidente sobre el mismo.

Los conceptos anteriormente descritos pueden observarse en las **curvas I-V** (intensidad/voltaje) que los fabricantes entregan en los catálogos de los modelos de paneles fotovoltaicos.

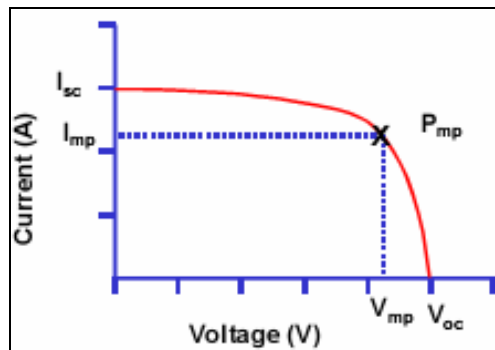


Figura 2.8. Curva característica I-V de los paneles fotovoltaicos.

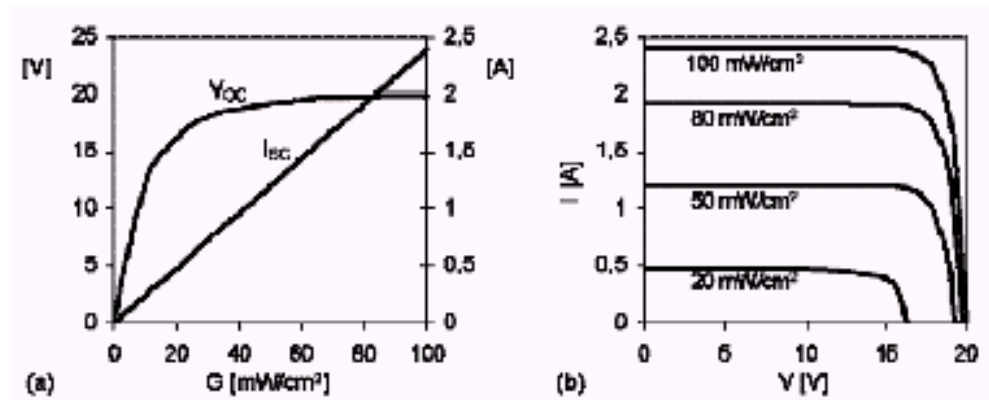


Figura 2.9. Influencia de la Irradiación G sobre las características I-V de los paneles fotovoltaicos

Los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos los proporciona el fabricante referidos a unas condiciones climáticas de referencia denominadas **condiciones estándar**, STC (1KW/m^2 , 25°C , $\text{AM}=1.5$). El fabricante proporciona los valores del módulo correspondientes a la corriente de cortocircuito, I_{SC} , la tensión a circuito abierto, V_{OC} , así como la potencia máxima P_{max} con una cierta tolerancia (Fig. 2.8). Además suele suministrar la curva característica completa para distintos niveles de irradiancia incidente y de temperatura del módulo.

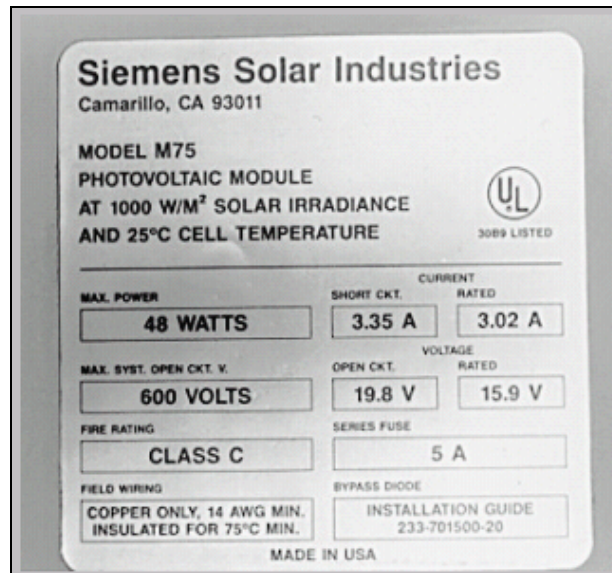


Figura 2.10. Parámetros eléctricos de un modulo Siemens.

También existen otros parámetros que informan sobre la influencia de la **temperatura del módulo** en el funcionamiento del mismo. Para conocer como influye la temperatura del módulo, el fabricante suministra un coeficiente denominado temperatura nominal de funcionamiento de las células TONC (en inglés: NOCT, Nominal Operating Cell Temperature).

Este valor es la temperatura que alcanza el módulo (o la célula) cuando incide una irradiancia de 1000 o 800 W/m² con una temperatura ambiente de 25 °C y una velocidad de viento de 1 m/s. También suele llamarse como temperatura de trabajo del módulo. En los módulos estándar esta temperatura es del orden de 47° C. El fabricante suele dar los coeficientes de variación de la corriente y de la tensión del módulo con la temperatura.

Efecto de la temperatura de trabajo del módulo: Tanto la corriente de cortocircuito como el voltaje a circuito abierto, se ven afectados por la temperatura de trabajo, pero el tipo de variación, así como su magnitud

porcentual, son distintos para estos dos parámetros.

Si tomamos como referencia los valores a 25°C, la corriente de cortocircuito aumenta moderadamente (+1,6% a 50°C; +3,3% a 75°C), mientras que el voltaje a circuito abierto disminuye sensiblemente (-9,5% a 50°C; -16,7% a 75°C). Por tal motivo, los fabricantes tratan de ofrecer un voltaje de circuito abierto elevado a 25°C, de manera que el incremento en la temperatura de trabajo no impida el proceso de carga de las baterías. Cuando la temperatura de trabajo es menor que 25°C, el voltaje de circuito abierto crece, y la corriente de cortocircuito disminuye.

Por lo tanto, para la mayoría de los paneles FVs, cuando la **temperatura de trabajo aumenta**, el valor de **la potencia de salida disminuye**. En la práctica, debido a la disipación de calor dentro de las celdas del panel, salvo en climas muy fríos, la temperatura de trabajo excede los 25°C. Cuando ello ocurre, la potencia de salida nunca alcanza el valor pico especificado por el fabricante. El diseño de un sistema FV debe tener en cuenta esta degradación del panel, a fin de asegurar que los requerimientos eléctricos del sistema puedan ser satisfechos durante los días más calurosos del verano.

Para el período invernal, si el mínimo para la temperatura promedio es menor a los 25°C, no se considera ninguna degradación para la potencia máxima de salida. La degradación puede ser calculada usando los valores dados por las curvas I-V a alta temperatura, pero este proceso es tedioso e impreciso, dada la pobre resolución de las curvas publicadas por los fabricantes. Por ello, es mucho más conveniente usar factores de degradación dados en forma porcentual con relación a la potencia máxima.

La revista "Home power" [27] ha llevado a cabo una serie de evaluaciones,

usando paneles con celdas de diferentes tipos, a temperaturas de trabajo no inferiores a los 50°C y con 5 años de uso promedio .

Los resultados, muestran que la mayoría de los paneles, independientemente del tipo de celda, ofrecen un **coeficiente de degradación** que oscila entre **0,7 y 0,86%**, por cada °C por sobre los 25 °C, aunque en algunos casos determinados modelos sufrieron una degradación menor.

La temperatura de trabajo que alcanza un panel FV obedece una relación lineal dada por la expresión:

$$T_t = T_a + kR \quad (2.29)$$

Donde:

Tt: Temperatura de trabajo del panel (°C).

Ta: Máxima temperatura ambiente (°C).

R: Valor de la radiación solar Standard sobre el plano del panel (800-1000 W/m²).

K: Coeficiente de enfriamiento del panel por medio del viento, varía entre 0.02 y 0.04 (°C*m² / W), dependiendo de la velocidad promedio del viento⁴.

Con respecto al valor de R, se ocupa un valor estimativo dependiendo de la radiación esperada para el lugar, entre 800 y 1000 (W/m²). Para locaciones con alto valor de insolación diaria se usa el valor máximo. Si se considera que las

⁴ Cuando la velocidad del viento es muy baja, o inexistente, el enfriamiento del panel es pobre o nulo, y k toma valores cercanos o iguales al máximo (0.04). Si la velocidad promedio del viento produce un enfriamiento efectivo del panel, el valor de k será el mínimo (0.02).

condiciones climáticas no serán tan favorables (presencia de nubes), el valor de R se reduce a 800 W/m^2 . El producto kR representa el incremento de temperatura que sufre el panel sobre la máxima temperatura ambiente.

El primer paso en el cálculo de la potencia de salida de un panel FV trabajando a una temperatura mayor que los 25°C , es determinar los valores de radiación solar y estimar, aproximadamente y a criterio del diseñador, la velocidad media del viento para la zona del proyecto. Una vez conocidos estos valores, se determina el incremento en la temperatura de trabajo respecto a la nominal (25°C). Luego, el valor de la potencia de salida de un panel trabajando a una temperatura T_t es:

$$P_t = P_p - (P_p * d * DT) \quad (2.30)$$

Donde:

P_t : Potencia de salida a la temperatura de trabajo (T_t) (W).

P_p : Potencia pico del panel (a 25°C) (W)

d : Coeficiente de degradación ($0,6\%/^\circ\text{C}$)

DT : Incremento de temperatura por sobre los 25°C .

Se puede apreciar la importancia de tener en consideración la temperatura ambiente a la que será expuesto el módulo una vez operando, ya que en la mayoría de los casos (Incluido el de esta tesis) el uso de estos sistemas se realiza en zonas áridas o semi-desérticas, donde la temperatura ambiente puede superar fácilmente los 25°C o los vientos serán bajos o inexistentes durante el verano, por lo que se incrementará la pérdida en la potencia de salida, situación que debe ser considerada desde un principio.

2.2.1.2. Tipos de módulos

En el mercado se utilizan diferentes denominaciones para los módulos, las cuales tienen como objeto resaltar determinadas características de los mismos.

Los módulos fotovoltaicos se pueden caracterizar según:

- a. Tipos de células
 - Módulo monocristalino
 - Módulo policristalino
 - Módulo de película delgada (módulos amorfos, CdTe o CIS)
- b. Material de encapsulado
 - Módulo de teflón
 - Módulo de resina
- c. Técnica de encapsulado
 - Laminado (laminado con EVA o teflón)
- d. Material de soporte
 - Módulo en capas
 - Módulo de capas de cristal (o Módulo de Cristal-Tedlar)
 - Módulo en capas metálicas
 - Módulo acrílico
 - Módulo de cristal doble
- e. Forma del marco
 - Módulo enmarcado
 - Módulo sin marco
- f. Funciones adicionales de fabricación específica
 - Módulo con capa de cristal de seguridad
 - Módulo con cristal de unión de seguridad

- Módulo de cristal aislante
- Módulo con cristal aislante auto resistente
- Módulo con cristal aislante en niveles
- Módulos de cristal de unión multicapa

2.2.1.3. Estructuras de soporte y anclaje.

El bastidor que sujeta al panel, la estructura soporte del mismo y el sistema de sujeción, son tan importantes como el propio panel, pues un fallo en estos elementos conlleva la inmediata paralización de la instalación, ya sea por efecto de caídas o giro de los paneles hacia una posición incorrecta o sombreada.

A menudo los fabricantes del panel suministran los elementos necesarios, sueltos o en forma de "kits", para proceder al montaje. Otras veces, es el propio proyectista o el instalador, quien haciendo uso de los perfiles normalizados que se encuentran en el mercado, construye una estructura adecuada para el panel.

La estructura soporte también cumple la importante misión de fijar la inclinación que tomarán los módulos (que se instalarán siempre mirando hacia el ecuador) y que se recomienda sea la siguiente:

20° mayor que la latitud para instalaciones de función prioritaria en invierno, como la de servicios eléctricos o albergues de montaña.

15° mayor que la latitud para instalaciones de funcionamiento más o menos uniforme durante todo el año, como por ejemplo la de electrificación de viviendas, bombas de agua, repetidores de TV. etc.

Igual que la latitud para instalaciones de funcionamiento prioritario en primavera o verano como las de camping y o campamentos.

Un 85% de la latitud para instalaciones cuyo objetivo sea captar la máxima energía posible a lo largo del año, como es el caso de conexión a red para la venta de la electricidad generada.

Según los casos y las características de la instalación los paneles fotovoltaicos pueden instalarse en estructuras que descansen sobre el suelo (>30 cm.), sobre un poste vertical, sobre el tejado o una terraza, etc. Existen estructuras muy sencillas como la formada por un simple poste anclado en el suelo que puede sostener de 1 a 4 paneles, hasta grandes estructuras formadas por vigas de acero, que soportarán varias decenas.

En cuanto a los anclajes o empotramiento de la estructura, se utilizan bloques de hormigón y tornillos roscados. Tanto la estructura como los soportes habrán de ser preferiblemente de aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado. El espesor de la capa de galvanizado deberá ser, como mínimo, de 100 μm .

Se recomienda conectar la estructura a una **toma de tierra**, ajustándose a los requerimientos de los reglamentos o normas eléctricas correspondientes.

2.2.1.4. Mecanismos de seguimiento solar

La estructura que soporta los paneles puede estar dotada de un sistema de seguimiento continuo de la posición del Sol (Fig. 2.9) con el fin de aprovechar al máximo la radiación incidente (sobretudo la radiación directa), tanto a lo largo

del día como en las diferentes épocas del año. Con estructuras fijas, el ángulo de incidencia solamente se aproximará a los 90° en los momentos centrales del día y únicamente en determinadas épocas del año.

En relación al movimiento de rotación que los mecanismos de seguimiento producen, éstos se dividen en sistemas de uno y de dos ejes.

Los sistemas de seguimiento de un eje son los más simples y permiten a la estructura y a los paneles, rígidamente unidos a ella, girar en torno a un eje horizontal, vertical o inclinado. Mediante este giro se puede llevar a cabo un seguimiento del azimut del Sol o de su altura, pero no de ambas coordenadas simultáneamente.

En los sistemas de dos ejes, además del movimiento de giro este-oeste alrededor del primer eje, también es posible un segundo movimiento rotatorio alrededor de un eje horizontal. Dicho eje está en la dirección este-oeste, por lo que el movimiento de rotación alrededor de él permitirá variar el ángulo del plano del panel, con respecto al plano horizontal.

La combinación de los movimientos alrededor de ambos ejes hace posible que los rayos de sol incidan en todo momento perpendicularmente a la superficie del panel, captándose así la mayor cantidad, teóricamente posible, de energía solar. Se estima que la ganancia neta con respecto a los sistemas sin ejes es de alrededor de un 30%.



Figura 2.11. Sistemas de seguimiento solar en una Planta Fotovoltaica.

2.2.2 El sistema de acumulación.

Los paneles fotovoltaicos sólo generan energía eléctrica en los momentos que incide sobre ellos radiación solar, pero a menudo dicha energía se requiere en los momentos en los que no existe incidencia luminosa o ésta es demasiado débil.

Por ello es imprescindible disponer de algún tipo de **almacenamiento energético** intermedio que permita ajustar temporalmente la oferta a la demanda energética. En instalaciones aisladas este almacenamiento energético se hace mediante la utilización de un sistema de almacenamiento en base a baterías.-

Este sistema de almacenamiento cumple **dos importantes funciones**:

Suministrar una potencia instantánea o durante un tiempo limitado, superior a

la que el campo de paneles podría generar aún en los momentos más favorables posibles (por ejemplo en los arranques de motores de aparatos eléctricos).

Mantener un nivel de tensión estable. La tensión de salida del panel varía en función de la intensidad radiante, lo cual puede no ser adecuado para el funcionamiento de los aparatos. El acumulador proporciona un voltaje estable y constante independientemente de las condiciones de incidencia luminosa.

En el mercado no existe una batería óptima para cualquier aplicación. Existen muchos tipos de baterías que se clasifican en baterías de arranque de tracción (automóvil) y las estacionarias.

Las baterías más adecuadas para instalaciones fotovoltaicas son las estacionarias, y dentro de éstas, las de plomo (Fig. 2.10). Estas baterías son las que tienen una mejor relación entre su precio y calidad.

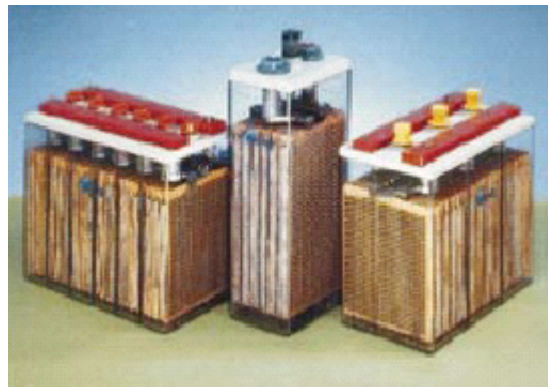


Figura 2.12. Acumuladores (baterías).

Existen también otros tipos de baterías: níquel-cadmio, níquel-hierro, níquel-zinc y zinc-cloro, de ellas tienen también cierta importancia las de níquel-

cadmio, sin embargo, su alto costo desaconseja su uso en gran parte de las aplicaciones fotovoltaicas.

2.2.2.1. Estructura y principio de funcionamiento de baterías de plomo.

Las **baterías de plomo** se componen de vasos de 2 V conectados en serie. Cuando se requiere una batería de capacidad de corriente pequeña, ésta lleva sus vasos conectados en serie y formando un único bloque, las de este tipo se denominan baterías **monoblock**. Sin embargo, en instalaciones fotovoltaicas normalmente se requiere de mayor capacidad y por ello la batería lleva sus vasos de forma individual.

Un **vaso** de una batería de plomo consiste en un recipiente lleno de **electrolito líquido**, que es ácido sulfúrico diluido en el que se insertan dos placas con diferente polaridad (una positiva y otra negativa). Las placas consisten en una lámina base de plomo con forma reticular y un material activo poroso. Este material poroso tiene una estructura de esponja, con suficiente superficie como para que se produzca la reacción electroquímica.

En función del estado de carga (cuociente entre la capacidad de una batería, parcialmente descargada, y su capacidad nominal) la masa activa se encuentra en el electrodo negativo de plomo (Pb) o en el positivo de óxido de plomo (PbO₂). Para aislar eléctricamente los electrodos positivo y negativo se utilizan unas láminas que se denominan separadores.

Cuando la batería suministra corriente, se **descarga**, ésta circula desde el electrodo negativo al positivo. En este caso, en la superficie de las placas se produce sulfato de plomo (PbSO₄), disminuyendo la densidad del electrolito.

En el proceso de **carga**, la corriente circula desde el polo positivo hasta el negativo, aumentando la densidad del electrolito y la tensión de la batería. En este proceso la reacción química se produce en el sentido contrario al proceso de descarga.

Este **proceso de carga-descarga**, denominado **ciclo**, no es totalmente reversible ya que el material de las placas se va deteriorando, perdiendo pequeñas cantidades de sulfato de plomo (sulfatación, deposición de azufre) y por ello va sufriendo una pequeña disminución de su capacidad. Esta pérdida de capacidad aumenta cuanto mayor es la profundidad de descarga (apartado 2.2.2.3).

La duración de la batería se define como el tiempo durante el cual la capacidad se mantenga por encima del 80% de su capacidad original. A partir de este tiempo la batería puede seguir utilizándose, pero la capacidad disponible disminuye continuamente y aumenta el riesgo de fallos repentinos, especialmente por un cortocircuito.

2.2.2.2. Características de las baterías.

A continuación se detallan las principales características de las baterías utilizadas en los sistemas fotovoltaicos.

2.2.2.2.1. Capacidad de descarga.

La capacidad de una batería o vaso, C_t , es la **cantidad de amperios-hora (Ah)**, que se puede obtener de la batería o vaso, si se descarga a corriente constante

durante un tiempo t . La **capacidad nominal**, C_{Bt} se determina a partir del producto de la corriente constante de descarga, I_n , y el tiempo de descarga, t_n :

$$C_{Bt} = I_n * t_n \quad (2.38)$$

La capacidad nominal es función fundamentalmente de la geometría y de la temperatura, de la tensión límite de descarga y de la corriente de descarga. Si se extrae la corriente con valores pequeños (es decir, se descarga lentamente la batería) se produce una lenta deposición de azufre en las placas y la energía que se puede obtener es mayor que si se extrae la corriente con valores elevados (es decir, se descarga rápidamente la batería) porque la deposición de azufre es más elevada.

La capacidad nominal en un tiempo de descarga t es un dato que proporciona el fabricante. Normalmente la refiere a 10 h y a 100 h de descarga para baterías solares y en 20 h para baterías de arranque.

2.2.2.2.2. Tensión

La **tensión nominal** de una batería de plomo es de 2 V por vaso. Como las tensiones más usuales en instalaciones fotovoltaicas son baterías de 12, 24 y 48 V, se requieren 6, 12 y 24 vasos respectivamente, conectados en serie.

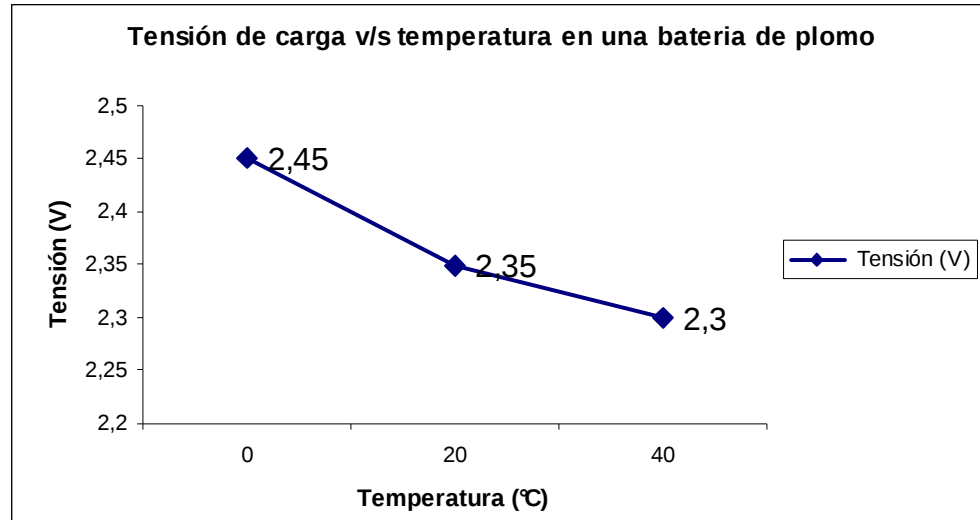
La tensión de la batería varía en función del estado de carga de la batería. Para que la batería tenga una durabilidad aceptable se deben evitar las descargas profundas y las sobrecargas. Por este motivo, en toda batería existe una tensión máxima de carga y una tensión mínima de descarga que no deben superarse (en sus respectivos sentidos) si se desea una durabilidad aceptable.

2.2.2.2.3. Proceso de carga e influencia de la Temperatura.

Durante el **proceso de carga** la tensión de la batería va aumentando linealmente hasta que en un momento determinado alcanza un valor en el que comienza una leve gasificación (descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno). A partir de este momento la tensión aumenta más rápidamente, hasta que se alcanza la tensión límite de carga, que depende fundamentalmente del régimen de carga y de la temperatura. Mientras mayor sea la corriente de carga y por tanto más rápida sea la carga, la tensión final que alcanza la batería cuando está totalmente cargada es mayor, superando levemente los 2 V por vaso.

Otra variable que influye en la tensión de la batería es la temperatura. La tensión límite de carga de una batería a 20 °C es de unos 2,3-2,35 V por vaso. Para temperaturas mayores ésta disminuye (40 °C: 2,25 a 2,3 V) y para temperaturas menores aumenta (0 °C: 2,4 a 2,45 V) (Gráfico 2.1) [28]. Además, este valor límite está influenciado por la edad de la batería; una batería vieja tiene una tensión límite diferente de una idéntica pero nueva. Un regulador adecuado debería tener esto en cuenta.

Figura 2.13. Tensión de carga/Temperatura en baterías de plomo.



Fuente: Elaboración propia.

Otro fenómeno relevante es la autodescarga de la batería, el cual se produce cuando una batería cargada, pierde su carga con el tiempo al permanecer inactiva, independientemente de su tipo. La rapidez de la descarga depende de la temperatura ambiente y del tipo de batería. Por ejemplo, cuando la temperatura ambiente es de 50°C la batería se descargará totalmente en un mes (25%/semana).

En cambio, cuando la temperatura ambiente es cercana a los 25°C la autodescarga se reduce a un 6%/semana (4 meses para una descarga total) [28]. Estas cifras muestran que si una batería permanece en depósito por largo tiempo, deberá ser recargada con frecuencia.

2.2.2.2.4. Estado de carga de la batería

El **estado de carga** de la batería indica la capacidad, expresada en tanto por ciento respecto a su valor nominal, que está disponible en la batería. En general, en todas las instalaciones fotovoltaicas autónomas es importante conocer cuánta cantidad de energía queda todavía en la batería.

En la instalación fotovoltaica, esto es muy difícil de predecir de forma exacta, ya que constantemente están ocurriendo procesos de carga y descarga, por lo que se utilizan métodos aproximados para su determinación.

2.2.2.2.5. Eficiencia de la batería.

Existen varios parámetros para conocer la eficiencia de la reacción química que se produce en la batería. Una de ellos es el factor de carga.

Como **factor de carga** se entiende a la relación entre los Ah que entran en la batería y los Ah que salen de ella. El valor ideal de este factor es 1, pero debido a las pérdidas de transformación, en la práctica éste factor varía entre 1,02 y 1,2, según sea la profundidad de descarga permitida de la batería. El valor inverso al factor de carga es el **rendimiento farádico** o de carga, que varía entre el 0,83 y 0,98.

Otro parámetro es el **rendimiento energético** de la batería, que se define como la relación entre la energía obtenida de la batería y la energía que entra en la batería, ambos expresados en Wh, que para baterías nuevas oscila entre 0,7 y 0,85.

2.2.2.3. Efecto del envejecimiento

La vida de una batería es una característica fundamental a la hora de seleccionarla. En la batería se producen diferentes **procesos reversibles e irreversibles de envejecimiento**, que se resumen en los siguientes: estratificación del electrolito, sulfatación, corrosión, enlodamiento y secado.

Se considera que una batería ha completado todos los ciclos de carga y descarga cuando, al ser cargada nuevamente, la máxima energía que puede almacenar se reduce al 80% de su valor inicial. El número de ciclos de carga/descarga depende de la **profundidad de descarga (PD)**, que se define como el cociente entre la máxima carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en (%) y es definida por el usuario.

Cuando la PD disminuye, el número de ciclos aumenta, alargando su vida útil al perder menos material activo por cada ciclo. Para una PD dada, la batería más robusta proporciona el mayor número de ciclos. La Tabla 2.2 muestra estas características para dos baterías solares de Pb-ácido con electrolito líquido. El número de Ah y el peso de cada modelo (en Kg.), forman parte de la Tabla 2.2, para ilustrar las diferencias.

Tabla 2.2. PD y Número de ciclos para dos Baterías Solares.

Batería 1 217 Ah; 30 Kg.		Batería 2 350 Ah; 65 Kg.	
%PD	Nº Ciclos	%PD	Nº Ciclos
80	543	80	693
50	757	50	1068
30	1100	30	2050
20	1800	20	3050

Fuente: Gasquet, H. “Conversión de la Luz Solar en Energía Eléctrica”, 1997 [28].

2.2.2.4. Criterios de selección.

En las instalaciones fotovoltaicas la elección del tipo de batería depende de múltiples factores que van desde el perfil de demanda de energía que deben satisfacer, hasta la temperatura del ambiente donde esté situada.

Las características que más afectan al funcionamiento de las baterías se pueden clasificar, a grosso modo, en el tiempo anual estimado de funcionamiento, el régimen de carga/descarga (pequeñas o grandes potencias) y el número de ciclos por semana. Sin embargo, es muy difícil generalizar la clase de batería ideal para cada tipo de aplicación, ya que se deben considerar otros criterios adicionales como el costo, posibilidades de ubicación, posibilidades de mantenimiento y la exigencia de una garantía, aspectos que pueden ser definitivos a la hora de elegir.

Las características que se deben tener en cuenta a la hora de seleccionar una

batería específica para una instalación fotovoltaica son las siguientes [29]:

- Alta Relación calidad/precio/capacidad.
- Bajo requerimiento de mantenimiento.
- Elevada vida útil.
- Baja auto-descarga y alto rendimiento energético.
- Carga con bajas corrientes.
- Alta densidad energética (cuando se dispone de poco espacio).
- Posibilidad de reciclado.
- Estabilidad térmica.

Ningún tipo de batería cumple con todos los requisitos mencionados de forma idéntica. En cada aplicación y modo de funcionamiento requerido, se deberá cuantificar y valorar cuales son las características más importantes de acuerdo al tipo de sistema fotovoltaico (vivienda, telecomunicaciones, alumbrado público, etc.), regímenes de uso (temporal, anual, diurno, nocturno) y grado de confiabilidad esperado (Apartado 4.2.4) para así elegir la batería de mejor desempeño para las necesidades del sistema proyectado.

2.2.2.5. Mantenimiento y protección

Con el fin de conseguir alargar la vida útil de las baterías y garantizar la seguridad de los usuarios, se debe realizar una revisión a fondo **cada 6 meses** de la sala de las baterías. Los trabajos de mantenimiento consisten en [29]:

Limpieza de la superficie de las baterías, para evitar posibles cortocircuitos debido al polvo húmedo y para evitar la suciedad.

Control de las uniones de los vasos.

Control de los niveles de electrolito, y si es necesario, abrir los tapones y rellenar con agua desionizada cuando el nivel se encuentra bajo.

Esta acción es innecesaria si se trata de baterías selladas, con electrolito gelatinoso.

Medida de todas las tensiones de los vasos y del conjunto y de la densidad del electrolito en todos los vasos, estando la batería en reposo.

Carga total intensiva hasta una tensión de 2,4 V por vaso, manteniendo la gasificación durante varias horas, con lo que se consigue homogeneizar el electrolito (no hacerlo en el caso de baterías de Gel).

Además, como es usual para cualquier instalación eléctrica, previo al montaje y puesta en funcionamiento de las baterías estacionarias, siempre hay que tener en cuenta las especificaciones del fabricante.

2.2.3. Regulador de carga

El regulador de carga, como su nombre lo indica, tiene la misión de regular la corriente que absorbe la batería, con el fin de que en ningún momento pueda ésta sobrecargarse peligrosamente, pero al mismo tiempo, evitando en lo posible que deje de aprovechar la energía captada por los paneles.

Para ello, el regulador, mediante dispositivos electrónicos, debe detectar y medir constantemente el voltaje, que será una indicación del estado de carga de la batería y, si éste llega a un valor límite previamente establecido por el usuario, correspondiente a la tensión máxima admisible, debe actuar de forma que impida que la corriente siga fluyendo hacia la batería, o bien que fluya únicamente la justa para mantenerla en estado de carga plena, pero sin

sobrepasarse.

Dicha corriente mínima se denomina “de flotación”, y se dice que la batería se encuentra en este estado cuando sólo recibe la cantidad de energía suficiente para mantenerse a carga plena (que en períodos de ausencia de consumo será únicamente la necesaria para compensar la auto-descarga).

Los cuatro parámetros de regulación que un buen regulador debe ser capaz de aceptar son los siguientes [29]:

- El **voltaje máximo admisible**, o voltaje máximo de regulación. Es el máximo voltaje que el regulador permite que sea aplicado a la batería desde los paneles fotovoltaicos.
- El intervalo de **histéresis superior**. Se denomina así a la diferencia entre el voltaje máximo de regulación y el voltaje al cual el regulador permite el paso de toda la intensidad de la corriente producida por los paneles. Para un voltaje intermedio, el regulador únicamente permite el paso hacia la batería de una fracción de la corriente producida por los paneles.
- **Voltaje de desconexión**. Es el valor al cual se desconectan automáticamente las cargas de consumo, a fin de prevenir una sobredescarga de la batería.
- El intervalo de **histéresis inferior**. Es la diferencia entre el voltaje de desconexión y el voltaje al cual se permite que las cargas de consumo se reconecten de nuevo a la batería.

2.2.3.1. Tipos de regulador

Fundamentalmente, existen dos tipos de reguladores, según el sistema que empleen para lograr su objetivo: los de **tipo paralelo** (también denominados reguladores “shunt”) y los de **tipo serie**.

El primero de ellos ha sido el tradicionalmente utilizado en pequeñas instalaciones, aunque últimamente se están imponiendo los reguladores serie, reservados en un principio a instalaciones mayores. El **regulador “shunt”**, al detectar un valor de la tensión demasiado elevado, deriva la corriente a través de un dispositivo de baja resistencia, convirtiendo su energía en calor por efecto Joule, disipando dicho calor mediante unas aletas metálicas de diseño adecuado, a modo de radiador.

Se comprenden las limitaciones (en cuanto a la potencia de las instalaciones) de este tipo de reguladores, ya que la disipación de una potencia térmica elevada conlleva diversos problemas técnicos, aunque, teóricamente, tal disipación de energía podría aprovecharse mediante un intercambiador de calor, pero requeriría de un diseño más prolijo.

Los **reguladores serie** (Fig. 2.9), en vez de disipar energía, simplemente interrumpen el circuito eléctrico cuando el voltaje alcanza un valor determinado. Estos aparatos se intercalan en serie (de ahí su denominación), y su resistencia es despreciable cuando permiten paso de corriente.

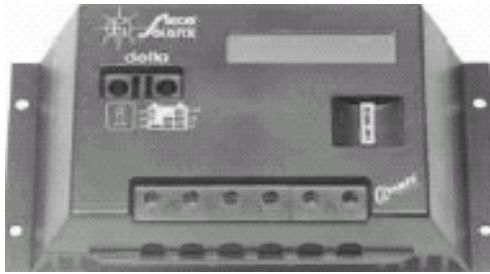


Figura 2.14. Regulador de carga del tipo serie.

Estos reguladores poseen un interruptor de alta fiabilidad -mecánico o de estado sólido-, comandado por un dispositivo electrónico de control, el cual se encarga de abrir o cerrar el circuito, según la tensión detectada.

Al no existir disipación de calor, este tipo de reguladores puede ser de pequeño tamaño, y son aptos para ser encerrados en compartimientos herméticos si fuese necesario.

Conviene mencionar la existencia de otros tipos de reguladores, utilizados en grandes instalaciones, los que en presencia de una batería cargada desvían la corriente de los paneles a fin de aprovecharla para otros usos, y también dispositivos que, de forma automática, van desconectando paulatinamente los paneles o grupos de paneles a medida que la tensión de la batería crece, para dejar pasar únicamente la corriente necesaria, evitando una excesiva tensión de la instalación.

2.2.4. Inversor.

El inversor u ondulator, es un dispositivo electrónico de potencia cuya función básica es **transformar la corriente continua en corriente alterna**, además de ajustarla en frecuencia y en tensión eficaz para su consumo.

En los sistemas de CA que se utilizan en nuestro país el voltaje efectivo es de 220 V y la frecuencia de línea es de 50 Hz. Este dato no es menor, debido a que la mayoría de los inversores disponibles en el mercado son fabricados en EE.UU., los cuales vienen diseñados con un voltaje de conversión de 110 Volts y frecuencia de 60 Hz, por lo que se debe poner especial atención a esta característica.

La conversión de CC a CA se lleva a cabo con una **eficiencia** que oscila entre el 75 y el 91 %. Esto significa que las pérdidas varían entre el 25 y el 9% de la potencia suministrada a la entrada [28].

Los valores porcentuales de pérdida más elevados, corresponden a los modelos que manejan un bajo valor de potencia. Esto se debe a que el consumo del circuito del inversor no crece proporcionalmente con el aumento de la potencia que éste puede manejar. Porcentualmente, estas pérdidas representan un menor valor cuando la potencia que maneja el inversor se eleva. Modelos de 100 a 200 W pierden entre 20 y 25 %. Modelos de más de 400 W pierden entre el 9 y el 15 %. Este detalle no se debe pasar por alto en el momento de la elección del inversor.

En los inversores de baja potencia el consumo del circuito interno no varía aún cuando permanecen inactivos (*stand by*, en inglés). Los modelos de alta potencia tienen circuitos más elaborados, los que reducen el consumo de reposo a menos del 1,5% de la máxima potencia que pueden manejar. Esto permite reducir las pérdidas en el sistema sin que el usuario se vea obligado a desconectar, manualmente, la entrada del inversor.

2.2.4.1. Forma de la onda del voltaje de salida.

La forma de onda **ideal** para un voltaje de CA es la **sinusoidal** (FIG 2.12). Los primeros inversores proporcionaban un voltaje de salida con forma de **onda cuadrada**. Con posterioridad aparecieron en el mercado modelos con una forma de onda de salida que representa una aproximación de la sinusoidal, la que recibe el nombre de “**casi-sinusoidal**” o “**modificada**”. Inversores de este tipo están en uso aún hoy y gozan de una amplia aceptación. Por razones que se verán de inmediato, varios fabricantes ofrecen, en la actualidad, inversores que proporcionan un voltaje sinusoidal.

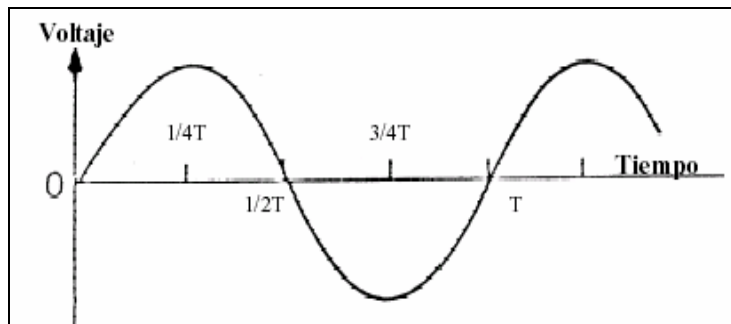


Figura 2.15. Onda ideal de la tensión en corriente alterna.

La Figura 2.11 muestra los tres tipos de ondas de voltaje mencionadas, durante un ciclo del voltaje de línea.

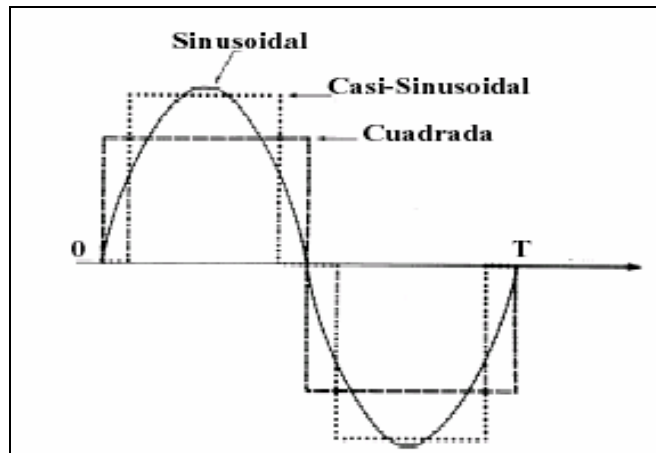


Figura 2.16. Tipos de onda según inversor.

La forma de onda del voltaje de salida es importante porque la amplitud de las armónicas de la frecuencia de línea se incrementa cuando ésta se aleja de la ideal. Los aparatos eléctricos de CA están diseñados para trabajar con una forma de onda sinusoidal de baja frecuencia (50 o 60 Hz). Las armónicas tienen frecuencias cada vez más altas que tienden a incrementar las pérdidas por calor en transformadores y motores eléctricos, o manifestarse como señales indeseables (interferencias) en aparatos de recepción, amplificación de audio o computadoras.

Las interferencias se manifiestan como zumbidos en equipos de audio, rayas negras en las pantallas de televisores y monitores de video o recalentamiento excesivo en herramientas eléctricas portátiles. Todos estos factores contribuyeron a que, en los últimos años, se ofrecieran a la venta modelos con voltaje de salida sinusoidal, los que son ofrecidos dentro de un amplio rango de potencias de trabajo.

Los circuitos de estos inversores son más elaborados, lo que se traduce en un ligero aumento de las pérdidas (5%) y del costo. El grado de “pureza” de la

onda sinusoidal está dado por el porcentaje de distorsión armónica de la forma de onda de salida.

Los inversores con voltaje de salida sinusoidal, dependiendo del modelo, tienen un error de frecuencia que oscila entre el 0,1 y el 0,04% del valor nominal de línea, como máximo.

En las instalaciones fotovoltaicas existen dos grandes grupos de inversores, los que se utilizan para instalaciones conectadas a la red y los que se utilizan para instalaciones fotovoltaicas aisladas.

2.2.4.2. Inversores de conexión a red

En las instalaciones conectadas a la red eléctrica, la salida del inversor está conectada directamente a la red de distribución de la compañía eléctrica, sin pasar por los equipos de consumo de la vivienda.

En Chile, la modificación a la ley general de servicios eléctricos, **Ley N° 19.940**, también llamada **ley corta**, en el artículo 71°-7 establece que los medios de generación mediante energías renovables no convencionales (ERNC) pueden inyectar sus excedentes de energía a la red sin pago de peaje (pago que el productor de energía realiza a la compañía dueña de las líneas de transmisión), si estos son menores a 20 MW. Bajo este precedente, toda instalación que esté conectada a la red eléctrica debe regir su conexión a ésta, en base a la Norma Técnica de Conexión y Operación, dispuesta en el reglamento de la ley General de Servicios Eléctricos [30]. Cabe mencionar que tal disposición, esta siendo actualmente discutida en el congreso por la comisión de minería y energía del senado, debido a que dejaría fuera de tal incentivo económico (exención de

pago de peaje), a los posibles grandes proyectos de generación eléctrica mediante ERNC de más de 20 MW, que en definitiva serían los más interesantes desde el punto de vista de la inversión privada para aumentar la participación de las ERNC en la matriz energética nacional.

En general, los inversores para conexión a red desempeñan las siguientes funciones:

Transformación de la corriente y tensión continua producida en el generador fotovoltaico en una corriente y tensión alterna de acuerdo a las condiciones de la red.

Ajuste del punto de trabajo del inversor al punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Mediante un convertidor de corriente continua-corriente alterna que ajusta la tensión de entrada del inversor a la tensión del punto de máxima potencia del generador.

Elementos de seguridad en los puntos de entrada de corriente continua y de salida de corriente alterna (protección de la polaridad, protección contra una sobretensión, protección contra una sobrecarga, elementos de mantenimiento y otras protecciones).

2.2.4.3. Inversores para instalaciones aisladas de la red

En el caso de un inversor para una instalación fotovoltaica aislada, éste debe cumplir las siguientes especificaciones:

- Posibilidad de suministrar una corriente alterna con forma senoidal a una

tensión y frecuencia estables, para el caso de inversores que cumplen con este tipo de onda.

- Un buen rendimiento de transformación en todo el rango de potencias menores que la nominal.
- Autoprotección contra sobrecargas, cortocircuitos y cambios de polaridad
- Arranque automático con bajo autoconsumo en stand-by.
- Compatibilidad electromagnética.
- Poca existencia de armónicos superiores, en caso de tratarse de un inversor con onda casi-senoidal o modificada.

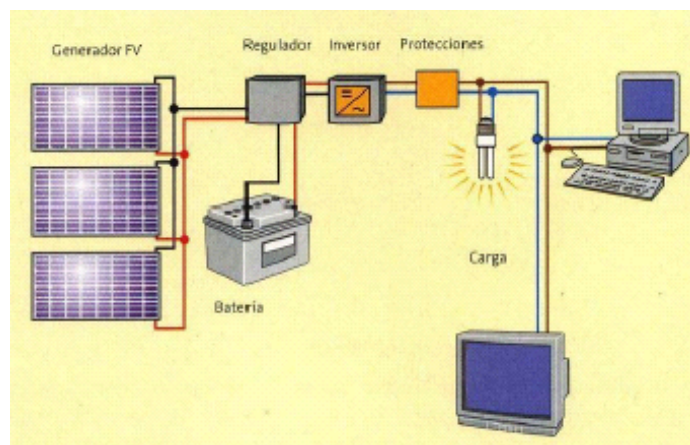


Figura 2.17. Esquema de una instalación fotovoltaica con Inversor

2.2.5. Otros componentes.

2.2.5.1 Cableado del sistema fotovoltaico.

Hasta aquí se han descrito los principales componentes del sistema fotovoltaico, pero cabe recordar que el éxito o fracaso de una instalación no

solo pasa por el rendimiento particular de sus componentes, la interconexión entre éstos es un factor determinante en el rendimiento del sistema.

En los últimos años, se ha debido estandarizar las normas que fijan los diámetros mínimos que deben poseer los cables de conexión para cada una de sus componentes. En Chile, las normas sobre sistemas fotovoltaicos están en etapa de estudio y se espera que dentro de los próximos años, se cuente con un amplio grupo de normas técnicas que garanticen un buen funcionamiento y la estandarización de los sistemas fotovoltaicos, para favorecer la comparación entre distintos tipos de alternativas.

Si bien, aún el país no cuenta con normas específicas para sistemas fotovoltaicos, hace varios años que organismos internacionales, que buscan la masificación de esta tecnología, han preparado normas y estándares que son aplicables a una gran cantidad de países. Sin ir más lejos, la Unión Europea, después de un gran esfuerzo de homologación, diseño una norma universal para sistemas solares fotovoltaicos domésticos (que ha sido perfeccionada año tras año) que entre otras cosas, entrega valiosos datos sobre los diámetros precisos para la interconexión de los distintos subsistemas del arreglo fotovoltaico [29].

Considerando este ítem, la norma antes mencionada es aplicable en Chile debido a que en Europa, la tensión característica que alimenta a los núcleos urbanos y rurales es de 210-220 Volts, con lo cual las instalaciones no difieren de los tipos de cables que se utilizan en el país. El código eléctrico nacional de los EE.UU. también entrega lineamientos a seguir en materia de instalaciones fotovoltaicas, sin embargo, un instalador poco avezado puede caer en errores, debido a que, como se mencionó anteriormente, en dicho país la tensión característica es menor (110 Volts) y las indicaciones de este código están

dadas para éste valor de tensión.

Los sistemas solares fotovoltaicos se caracterizan por tener voltajes bajos e intensidades (corrientes) altas, con lo que pequeñas caídas de tensión producen efectos negativos. Para impedir estos acontecimientos se debe tener especial cuidado en el cableado del sistema. La norma universal de sistemas fotovoltaicos hace la siguiente recomendación [29]:

- Las secciones de los conductores deben ser tales que las **caídas de tensión** en ellos sean inferiores al **3%** entre el generador fotovoltaico y el regulador de carga, inferiores al **1%** entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al **5%** entre el regulador de carga y las cargas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.

Para obtener la sección mínima que deben tener los cables, se recomienda seguir el siguiente procedimiento para los cables de cobre con tensiones nominales de 12 V:

$$S(mm^2) = 0.3 * l(m) * I_M (A) / \Delta V(\%) \quad (2.39)$$

Donde:

S : Sección mínima de los cables (mm^2).

l : Longitud de los cables (m).

I_M : Corriente máxima (A).

ΔV : Perdidas permitidas de voltaje (%).

Se hace especial hincapié en que la mínima sección permitida para un cable que va desde el generador al regulador debe ser de $2.5mm^2$. Y de éste al banco

de baterías debe ser de 4mm^2 como mínimo.

Además, se señala (entre otras sugerencias) que los cables externos deben ser aptos para operar a la intemperie. Por último sugiere que los cables a utilizar no deban permitir la corrosión que se genera entre dos metales distintos.

CAPÍTULO 3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

La presente tesis, cuyo objetivo es el dimensionamiento de un sistema doméstico básico autónomo, mediante el uso de paneles fotovoltaicos para electrificación rural, tiene considerada como su área de estudio, el pequeño sector denominado “**El Tártaro**” ($32^{\circ} 32' 41''$ latitud Sur; $70^{\circ} 42' 24''$ longitud Oeste, 920 msnm), a 20 Km. al noroeste de la comuna de Putaendo, en el camino que une precisamente a las localidades de Putaendo y Cabildo (ruta E-41), Provincia de San Felipe, V región, Chile. En uno de los ejes en que se divide la cordillera de la costa al norte de la región de Valparaíso.

La justificación para elegir el sector “El Tártaro”, radica en que en él se encuentran las **condiciones favorables** para desarrollar un proyecto de estas características: Falta de energía eléctrica, extensa distancia a la red de generación mas próxima (ausencia de proyectos de extensión de red en un horizonte de veinte años, según datos de CONAFE S.A. distribuidora de electricidad de la zona), recurso solar abundante, demanda de carga dispersa (pequeños villorrios de unas cuantas casas, muy distanciados entre sí), ausencia de otro recurso renovable en cantidad suficiente como para permitir un sistema de autogeneración, y por último, diferentes carencias y limitaciones asociadas a la falta de energía eléctrica.

Actualmente, se estima que en la región de Valparaíso un 7% de la población rural no posee electricidad [31], por lo que se espera que este trabajo sirva como introducción al tema y pueda contribuir al desarrollo de proyectos

fotovoltaicos en otras localidades de la región, con similares características.

Por tales motivos y asumiendo el rol social que según los autores deben tener, innegablemente, los profesionales del área ambiental; es que se ha decidido realizar este trabajo con el afán de tratar de responder, por el momento teóricamente, a una problemática evidente y común a muchas zonas rurales del país, para las cuales los beneficios de los índices macroeconómicos, aún están muy lejos.



Figura 3.1. Sector El Tártaro. Vista desde el norte.

3.1.1 Hidrología y geomorfología.

La hidrología superficial se manifiesta durante la época lluviosa por la escorrentía generada y por pequeños aportes de origen nival que derivan de los cerros que rodean el lugar. En cuanto a las aguas subterráneas se presentan

acuíferos semiconfinados [32] y un pequeño afloramiento que brota en forma de vertiente del cual se extrae agua para el abastecimiento doméstico y el consumo animal, siendo ésta, la única fuente de agua en el sector.

El sector “El Tártaro” se encuentra en una zona aledaña a la precordillera. Los suelos presentes en el sector corresponden a los Alfisoles, Mollisoles y Entisoles, predominando los del primer tipo; en las partes altas podemos encontrar presencia de Aridisoles los cuales derivan de materiales gruesos y son de bajo desarrollo [33].

3.1.2. Clima.

El clima presente en la zona corresponde al de estepa con gran sequedad atmosférica, el cual abarca toda la zona desde el límite con la cuarta región hasta las cercanías de Putaendo. La nula influencia oceánica entrega altas temperaturas durante el día y cielos limpios debido a la baja humedad atmosférica, situación que beneficia enormemente el desarrollo de proyectos fotovoltaicos. Las lluvias son bastante irregulares presentando amplios periodos de sequía; pese a esto los niveles de precipitación suelen sobrepasar los 200 milímetros al año [34].

Tabla 3.1 Precipitación media y temperatura máxima, para un lugar de referencia para el sector “El Tártaro”.

PRECIPITACION MEDIA Y TEMPERATRURA MAXIMA Estación Casas de Alicahue, 32° 21' S; 70° 48' W.												
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pp.	4,6	4,7	7,7	7,6	33,0	39,7	76,7	54,5	21,6	9,9	6,1	4,7
T. Máx	36,4	37,5	35,2	33,0	28,3	23,0	26,2	29,7	33,5	33,2	34,5	37,2

La Tabla 3.1, muestra la precipitación media (mm) y la temperatura media máxima ($^{\circ}\text{C}$) por mes, para la estación meteorológica más próxima al lugar de estudio y con tales datos disponibles. Se trata del pueblo de Alicahue, comuna de Cabildo, distante a unos 20 Km. aproximadamente a “el Tártaro” y con similares condiciones climáticas.



Figura 3.2. Vegetación presente en el sector El Tártaro.

3.1.3. Flora y fauna

La vegetación que predomina en el sector corresponde a los tipos: matorral esclerófilo andino y matorral espinoso de las serranías con presencia de estrato herbáceo sólo en la época de invierno y primavera.

En cuanto a la fauna nativa [33], predominan los roedores, aves rapaces (tiuques, aguiluchos), otras aves de menor tamaño y pequeños reptiles; la presencia de zorros se ve disminuida a causa del pastoreo y la caza, al ser considerado, erróneamente, un animal dañino. La fauna introducida esta compuesta en su mayoría por animales caprinos cuyo numero es difícil de estimar, pero se calcula que existen unos 150 a 200 animales por propietario, lo que da aproximadamente unos 1000 ejemplares. A éstos debemos agregar la presencia de aves de corral, principalmente pavos y gallinas, además de caballos y asnos, que son ocupados como animales de trabajo para distintas labores del campo.



Figura 3.3. Animales domésticos y de pastoreo presentes en el sector.

Para recopilar información acerca de la localidad en cuestión, sus actividades principales y necesidades energéticas, se realizó durante el mes de **junio de 2006**, una **visita a terreno** con instrumentación de georeferencia y encuestas sobre consumo energético, cuyos resultados se resumen a continuación.

3.2. ANTECEDENTES GEOGRÁFICOS, ECONÓMICOS Y SOCIOCULTURALES DEL SECTOR “EL TÁRTARO”⁵.

3.2.1- Antecedentes político-administrativos y geográficos de la localidad.

♦ Nombre de la localidad: **“El Tártaro”**.

♦ **Situación administrativa:** Comuna de Putaendo, Provincia de San Felipe de Aconcagua, V Región.

♦ **Ubicación geográfica:** 32⁰, 32', 41''S; 70⁰, 42', 24'' W

Altitud: 920 msnm.

Distancia al poblado más cercano: Comuna de Putaendo, 20 Km. Aprox.

♦ Área de la localidad: 0.15 Km².

♦ Número de habitantes: 20 habitantes.

⁵ Siguiendo las pautas de: Metodología de preparación y evaluación de proyectos de electrificación rural. **MIDEPLAN** 2002 [32]. Se toma un fragmento de este documento como apoyo metodológico, debido a que constituye el formulario oficial de postulación de proyectos con fondos del estado para electrificación rural con energías no convencionales

- ♦ Número de viviendas: 5 viviendas.

3.2.2. Antecedentes de disponibilidad de recursos energéticos.

- ♦ Distancia del centro geográfico de la localidad a las líneas de distribución y subtransmisión de electricidad hasta 23 KV.

_ 20 Km.

- ♦ Estimación del caudal en época estival o de mínima disponibilidad y altura de caída de los recursos hidráulicos:

_ Solo se observa una pequeña vertiente de no más de 4 m³, la cual abastece de agua a toda la población, incluido el brebaje animal. No existe caída de agua alguna y la escasez del recurso es evidente, por lo que se descarta el recurso hídrico como fuente potencial de energía.

- ♦ Radiación solar media, del período de menor radiación:

_ **2.38 kWh/m²**, mes de Julio.

(Fuente: correlación entre datos de la estación meteorológica Panquehue, Tranquilla y de la agencia espacial norteamericana, NASA).

- ♦ Estimación de la velocidad media del viento:

_ No existen datos de registro de velocidad media del viento para la localidad. Según el relato de los comuneros, éste sería de gran potencia en verano pero manifestado de manera intermitente, por lo que los flujos de viento discontinuos no asegurarían la viabilidad de un sistema de generación eólica.

- ♦ Presencia de grupos de generación eléctrica en la localidad:

_ En dos de las casas encuestadas se cuenta con un generador eléctrico a gasolina para iluminación, el cual se usa de manera esporádica. No existe un sistema generador central.

3.2.3. Antecedentes socio-culturales

Descripción breve de las instituciones activas y su grado de participación en la comunidad.

_ La localidad no cuenta con organización comunitaria alguna, debido en gran parte a que la totalidad de los adultos se encuentra en situación de analfabetismo, por lo que cualquier intento de organización formal se vería carente de base práctica. Los jóvenes alfabetos y los niños en edad escolar no manifiestan interés de participar en una organización comunitaria. A juicio de los autores de esta tesis, esta situación representa un serio inconveniente para la gestión de un proyecto de electrificación rural mediante fondos concursables.

3.2.4. Antecedentes económico-financieros

♦ Actividades económicas principales.

_ La única actividad económica presente en la localidad, es la crianza de ganado caprino y la elaboración de quesos de cabra, cuya producción se realiza mayoritariamente en la temporada de verano y su venta a intermediarios, a excepción de algunos hombres jóvenes que trabajan como temporeros agrícolas durante parte del año.

Esta situación representa una seria limitación para su economía, ya que en relación a la producción de quesos, dependen de un precio ofrecido por terceros (que se llevan buena parte de las ganancias), ya que no tienen la posibilidad de acceder a los mercados directamente y vender su producción a mejor precio, además, según sus propios relatos, al tratarse de un producto estacional no perciben otros ingresos durante el resto del año.

Por otra parte, los terrenos que ocupan fueron recientemente adquiridos por el fundo “Tongoy”, a cuya administración deben pagar una “mensualidad” por la mantención de su ganado, al no tener títulos de dominio sobre sus tierras. El monto asciende a \$130 por cada cabra que poseen, pagando entre \$100.000 a \$200.000 al año por mantener su ganado.

♦ Actividades económicas con problemas de productividad vinculados a la energía:

_Debido a que carecen de electricidad, la elaboración de quesos se ve afectada debido a que no cuentan con un sistema de refrigeración que les permita almacenar y vender su producción en otras épocas del año donde podrían conseguir un mejor precio, conjuntamente están imposibilitados de ocupar artefactos u otras herramientas eléctricas que les permitan mejorar y aumentar su productividad, como también mejorar su calidad sanitaria.

♦ Apreciación justificada de la capacidad de financiamiento y pago de la población.

_ La inexistencia de una organización comunitaria, prevé poco nivel de coordinación y cooperación para mantener y operar un sistema fotovoltaico central. Sin embargo, todos los encuestados manifestaron su interés en acceder

a facilidades de pago, como por ejemplo, pagar una cuota a modo de tarifa mensual, para la adquisición de equipos autónomos para cada vivienda.

En relación a la capacidad de pago para la inversión inicial, ésta se considera insuficiente debido a que su capacidad de ahorro es mínima, ya que desarrollan una economía de subsistencia, por lo que se encuentran en la categoría de familias de bajos recursos económicos.

3.2.5. Encuesta sobre consumo energético por residencia, situación sin proyecto, sector “el tártaro”, comuna de Putaendo, V Región, Chile.

Con el fin de obtener una apreciación justificada de las reales necesidades energéticas de la localidad, se realizó durante la visita a terreno de junio de 2006, una encuesta sobre consumo energético, número y ocupación de los integrantes del hogar, además de medir las dimensiones de la vivienda. Los objetivos de esta encuesta son: tener una **evaluación real** de los hábitos de **consumo energético** de cada vivienda del lugar de estudio, de acuerdo a las actividades que realizan sus integrantes (por ejemplo, el consumo energético de una casa con 5 integrantes donde todos son adultos, no es el mismo de otra también de 5 integrantes, pero de los cuales 3 son niños, se deduce que el consumo en televisión, entre otros, será mucho mayor), saber aproximadamente cuanto gastan al mes por concepto de energía y calcular la cantidad de lúmenes (unidad de medida de la luz) necesarios para una iluminación satisfactoria conociendo las dimensiones de la vivienda.

En el capítulo siguiente, se verá que todos estos datos son de gran importancia para dimensionar el sistema fotovoltaico propuesto, ya que se ofrece un

sistema eléctrico básico (luminarias, radio, TV) que asegura iluminación, acceso a la información y entretenimiento, usado en la mayoría de los proyectos de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos (PNUD, THERMIE, GTZ) por ser el de menor costo y de mejor aceptación una vez operando. La información sobre consumo energético, permite acotar lo mejor posible el sistema a las necesidades del usuario y evitar un sobredimensionamiento de éste con el consiguiente despilfarro de recursos, que dado los elevados costos iniciales del sistema y los bajos recursos con que cuentan los usuarios, se debe de tener especial cuidado a la hora de diseñar el sistema propuesto.

Cabe señalar, especialmente, que antes de realizar la encuesta, a cada familia le fue explicado claramente el fin y el uso de la información recopilada y que ésta se realizó, sólo previa autorización explícita del jefe o jefa de hogar, de manera de tener una actitud lo más transparente y respetuosa posible con los habitantes del sector, dejando en claro que este trabajo correspondía a una tesis de titulación de pregrado y no un proyecto de carácter gubernamental o comercial. Desde ya el agradecimiento a los habitantes de “El Tártaro”, quienes aceptaron esta propuesta con interés y muy buena voluntad.

CASA 1.

Nombre del jefe de hogar:

Natividad Muñoz A.

1. Integrantes grupo familiar.

Rango edad	Número	Ocupación
Menores de 12 años	5	Estudiantes educación básica.

Entre 12 y 18 años	1	Estudiante educación media.
Adultos	4	_Trabajador agrícola _Crianza de animales, elaboración de quesos.
Adultos mayores de 65 años	0	
Total Integrantes	10	

2. Determinación consumo energético y gasto actual en energía por mes.

Fuente de Energía	Factores de conversión a KWh (a)	Nº (b)	Precio unitario (\$) (c)	Gasto mensual (\$) "G" (b * c)	Consumo en KWh. "Qsp" (a * b)
Velas	0.0031	28 (7 paquetes)	\$700 c/paquete	\$4900	0.0868
Cargas batería	0.576	2	\$500 c/carga	\$1000	1.152
Pilas	0.003	8	\$900	\$7200	0.024
Litros kerosén	0.16	5	\$500	\$2500	0.8
Kilos de gas	1.333	1 galón 15 kg.	\$11.000 c/galón	\$11000	19.995
Otros					

El precio medio de la energía se calculará como:

$$P_{(sin\ proyecto)} = \sum \frac{G\ (\$/mes)}{Q_{(SP)}\ (Kwh./mes)}$$

$$P_{(sin\ proyecto)} = \frac{26600\ (\$/mes)}{22.0578\ (Kwh./mes)}$$

$$P_{(sin\ proyecto)} = 1205.9\ (\$/Kwh).$$

3. Artefactos eléctricos CC actualmente en uso.

Artefacto	Potencia Nominal (W)	Horas de uso/ día (hrs.)	Consumo (Wh/d)
TV B/N	14	4	56
Radio	10	4	40

4. vivienda.

Material	Dimensiones (m ²)	Nº Habitaciones
Madera	37.4 (pieza principal) 6 (cocina)	1

Observaciones:

La familia consta de un total de 10 integrantes, de los cuales 6 se encuentran en edad escolar, por lo que la falta de electricidad representa un serio inconveniente para su desempeño académico debido a que limita las horas de estudio o éste se hace con luz de calidad insuficiente (velas).

Poseen un pequeño generador eléctrico a gasolina de 0.65 Kw. de potencia nominal y de 4.2 Lt. Con el que alimentan 3 ampolletas incandescentes de 40

W. La casa consta de una gran habitación principal con 8 camas y la cocina y el baño, se encuentran separados de la vivienda.

CASA 2.

Nombre del jefe de hogar:

José Quiroz Muñoz

1. Integrantes grupo familiar.

Rango edad	Número	Ocupación
Menores de 12 años	1	Estudiante educación básica.
Entre 12 y 18 años	1	Estudiante educación media.
Adultos	3	Crianza de animales, elaboración de quesos.
Adultos mayores de 65 años	0	
Total Integrantes	5	

2. Determinación consumo energético y gasto actual en energía por mes.

Fuente de Energía	Factores de conversión a KWh (a)	Nº (b)	Precio unitario (\$) (c)	Gasto mensual (\$) "G" (b * c)	Consumo en KWh. "Qsp" (a * b)
Velas	0.0031	28 (7 paquetes)	\$700 c/paquete	\$4900	0.868
Cargas batería	0.576	0	0	0	0

Pilas	0.003	8	\$900	\$7200	0.024
Litros kerosén	0.16	5	\$500	\$2500	0.8
Kilos de gas	1.333	1 galón 15 Kg.	\$11.000 c/galón	\$11000	19.995
Otros					

El precio medio de la energía se calculará como:

$$P_{(sin\ proyecto)} = \frac{\sum G (\$/mes)}{Q_{(SP)} (Kwh./mes)}$$

$$P_{(sin\ proyecto)} = \frac{25600 (\$/mes)}{21.687 (Kwh./mes)}$$

$$P_{(sin\ proyecto)} = 1180.4 (\$/Kwh)$$

3. Artefactos eléctricos CC actualmente en uso.

Artefacto	Potencia Nominal (W)	Horas de uso/ día (hrs.)	Consumo (Wh/d)
Radio	10	4	40
TV b/n	14	3	42

4. vivienda.

Material	Dimensiones (m ²)	Nº Habitaciones
Madera	65	3

Observaciones:

En este caso también se aprecia la existencia de un generador eléctrico a parafina para iluminación, 0.65 Kw. nominales, 5 Lt., para 3 ampollitas incandescentes de 75 W de uso esporádico. Se presenta similar situación que el caso anterior en relación a los escolares. A diferencia de la primera, los cuartos de la casa se encuentran separados. Baño y cocina separados de la vivienda.

CASA 3

Nombre del jefe de hogar:

Oscar Muñoz Quiroz

1. Integrantes grupo familiar.

Rango edad	Número	Ocupación
Menores de 12 años	0	
Entre 12 y 18 años	0	
Adultos	1	_ Trabajador agrícola
Adultos mayores de 65 años	0	
Total Integrantes	1	

2. Determinación consumo energético y gasto actual en energía por mes.

Fuente de Energía	Factores de conversión a KWh (a)	Nº (b)	Precio unitario (\$) (c)	Gasto mensual (\$) "G" (b * c)	Consumo en KWh. "Qsp" (a * b)
Velas	0.0031	21(3 paquetes)	\$700 c/paquete	\$2100	0.0651
Cargas	0.576	0	0	0	0

batería					
Pilas	0.003	8	\$900	\$7200	0.024
Litros kerosén	0.16	0	0	0	0
Kilos de gas	1.333	0	0	0	0
Otros					

El precio medio de la energía se calculará como:

$$P_{(sin\ proyecto)} = \frac{\sum G (\$/mes)}{Q_{(SP)} (KWh/mes)}$$

$$P_{(sin\ proyecto)} = \frac{8600 (\$/mes)}{0.0674 (KWh/mes)}$$

$$P_{(sin\ proyecto)} = 127596.4 (\$/Kwh)$$

3. Artefactos eléctricos CC actualmente en uso.

Artefacto	Potencia Nominal (W)	Horas de uso/ día (hrs.)	Consumo (Wh/d)
Radio	9	2	18

4. vivienda.

Material	Dimensiones (m ²)	N ^o Habitaciones
Madera	50	2

Observaciones:

Trabajador agrícola que vive solo, debido a las labores agrícolas en las cuales se desempeña, pasa muy poco tiempo en su casa, por lo que su consumo de energía es mínimo. Solo posee una pequeña radio que escucha muy ocasionalmente. Para iluminación ocupa exclusivamente velas.

CASA 4

Nombre del jefe de hogar:

Bernarda Araya

1. Integrantes grupo familiar.

Rango edad	Número	Ocupación
Menores de 12 años	0	
Entre 12 y 18 años	0	
Adultos	2	_ Trabajador agrícola _ Crianza de animales, elaboración de quesos
Adultos mayores de 65 años	0	
Total Integrantes	2	

2. Determinación consumo energético y gasto actual en energía por mes.

Fuente de Energía	Factores de conversión a KWh	Nº	Precio unitario (\$)	Gasto mensual (\$) "G" (b * c)	Consumo en KWh. "Qsp" (a * b)
	(a)	(b)	(c)		(a * b)

Velas	0.0031	56 (8 paquetes)	800 c/paquete	6400	0.1736
Cargas batería	0.576	4	1500	6000	2.304
Pilas	0.003	20	900	18000	0.06
Litros kerosén	0.16	0	0	0	0
Kilos de gas	1.333	1 galón 15 Kg.	11000	11000	19.995
Otros					

El precio medio de la energía se calculará como:

$$P_{(sin\ proyecto)} = \frac{\sum G (\$/mes)}{Q_{(SP)} (KWh/mes)}$$

$$P_{(sin\ proyecto)} = \frac{41400 (\$/mes)}{22.5326 (KWh/mes)}$$

$$P_{(sin\ proyecto)} = 1837.3379 (\$/Kwh)$$

3. Artefactos eléctricos CC actualmente en uso.

Artefacto	Potencia Nominal (W)	Horas de uso/ día (hrs.)	Consumo (Wh/d)
Radio	15	2	30

4. vivienda.

Material	Dimensiones (m ²)	Nº Habitaciones
----------	-------------------------------	-----------------

Madera	47	3
--------	----	---

Observaciones:

Dueña de casa que vive con su hijo. Ella se dedica a labores de dueña de casa, crianza de animales y a la elaboración de quesos de cabra en la temporada de verano. Él se desempeña como trabajador agrícola y en la temporada de verano, arrean su ganado hacia la alta cordillera (sector “los majos”, 4 días a caballo) donde habitan un refugio y elaboran los quesos de cabra, bajan al pueblo cada dos semanas donde la carga completa es vendida a un intermediario, quien es el que pone el precio. En abril bajan de la cordillera y vuelven con su ganado al sector “el tártaro”.



Figura 3.4. Sra. Bernarda Araya. Residente del sector El Tártaro.

CASA 5

Nombre del jefe de hogar:

Claudio Contreras Araya⁶

1. Integrantes grupo familiar.

Rango edad	Número	Ocupación
Menores de 12 años	0	
Entre 12 y 18 años	0	
Adultos	1	Trabajador agrícola Crianza de animales, elaboración de quesos
Adultos mayores de 65 años	0	
Total Integrantes	1	

2. Determinación consumo energético y gasto actual en energía por mes.

Fuente de Energía	Factores de conversión a KWh (a)	Nº (b)	Precio unitario (\$) (c)	Gasto mensual (\$) "G" (b * c)	Consumo en KWh. "Qsp" (a * b)
Velas	0.0031	21 (3 paquetes)	800 c/paquete	2400	0.0651
Cargas batería	0.576				
Pilas	0.003	12	900	10800	0.036

⁶ Hijo menor de doña Bernarda Araya. Su casa es contigua a la de su madre.

Litros kerosén	0.16				
Kilos de gas	1.333				
Otros					

El precio medio de la energía se calculará como:

$$P_{(sin\ proyecto)} = \frac{\sum G (\$/mes)}{Q_{(SP)} (KWh/mes)}$$

$$P_{(sin\ proyecto)} = \frac{13200 (\$/mes)}{0.1011 (KWh/mes)}$$

$$P_{(sin\ proyecto)} = 130563.8 (\$/Kwh)$$

3. Artefactos eléctricos CC actualmente en uso.

Artefacto	Potencia Nominal (W)	Horas de uso/ día (hrs.)	Consumo (Wh/d)
Radio	15	4	60

4. vivienda.

Material	Dimensiones (m ²)	Nº Habitaciones
Madera	52	1

Observaciones:

Se desempeña como trabajador agrícola y también participa de la elaboración de quesos en la cordillera en la temporada de verano. En conjunto poseen un

generador eléctrico a parafina de 1300 W, 5.5 A, 5 Lt. El que ocupan exclusivamente para festejos o celebraciones religiosas (novena de la Virgen) para alimentar 5 ampolletas incandescentes de 75 W. Poseen un ganado de alrededor de 150 cabras por el cual deben pagar a la administración del fundo "Tongoy" una cifra de \$200.000 anuales.

3.3 RECURSO SOLAR DISPONIBLE

En todo proyecto de generación fotovoltaica, el **recurso solar** es el factor de mayor importancia para determinar el éxito o fracaso de la instalación. Debido a que la mayoría de los proyectos para aplicaciones puntuales se realizan en zonas apartadas, a menudo es difícil obtener datos fidedignos de radiación solar que sean representativos del lugar donde se emplace el proyecto.

En la actualidad, existen numerosas instituciones nacionales e internacionales que recopilan datos de distintas estaciones alrededor del mundo. Con estas iniciativas se ha logrado un avance significativo en materia de disponibilidad de **datos de radiación solar**, también se han elaborado atlas solares y se han compilado datos que se incluyen en modernos software, como el que prepara la Agencia Suiza de Energía, llamado “Meteonorm”. Esta herramienta incluye una base de datos de irradiación solar para diferentes estaciones distribuidas por todo el mundo, y un procedimiento de cálculo que a partir de ellos, estima valores correspondientes a cualquier punto de la tierra. También la agencia espacial norteamericana NASA dispone de datos en tiempo real que le entregan las distintas estaciones alrededor del globo, además de estimaciones satelitales.

Pese a que la gama de información sobre radiación solar ha crecido, también ha aparecido un problema que debe ser tomado con mucha atención por los profesionales del mundo fotovoltaico, que es el caso de la disparidad entre los datos de las distintas fuentes de información. La selección de un valor (o de una fuente) se convierte entonces en una tarea ingrata por la **incertidumbre intrínseca** que impone a cualquier cálculo. Sin embargo, todas las fuentes de información de radiación solar pueden, en principio, ser consideradas como igualmente confiables.

Esto permite, para un sitio y un mes dado, calcular la media y la desviación estándar de los valores de la irradiación diaria suministrados por las diferentes fuentes de información y así poder elegir la que se considere mejor y mas representativa del lugar en cuestión.

En el caso de Chile, la recomendación que entrega MIDEPLAN para los proyectos de electrificación rural indica que la información sobre la radiación solar del lugar donde se emplace el proyecto es de carácter complementaria, es decir, que queda a criterio del proyectista cual es la fuente de información con la cual va a trabajar; pese a esto recomienda utilizar los datos publicados más recientes y más “oficiales” (es decir, de agencias gubernamentales o similares). En nuestro país una de las fuentes que goza de mayor prestigio es la información del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Federico Santa María [35].

Cabe recordar que la precisión de los datos no necesariamente significa representatividad de los mismos, debido a la naturaleza aleatoria de la radiación solar, por lo que la comprensible tentación de utilizar “buenas” secuencias de datos históricos, cuidadosamente medidos, en vez de simples valores medios mensuales, debería evitarse a la hora de dimensionar un sistema fotovoltaico.

3.3.1 Recurso solar en el sector “El Tártaro”.

Los valores de radiación diarios horizontales son sistemáticamente registrados en algunas estaciones meteorológicas. Su precisión solo está limitada por la calidad y calibración de los instrumentos. Una vez que el periodo de registro es bastante largo para ser estadísticamente representativo, el recurso solar puede

ser apropiadamente caracterizado en términos de valores medios mensuales, y de desviación estándar, calculados a partir de todos los valores individuales correspondientes al mes considerado como período de diseño (Capítulo 4) y a todos los años del periodo de registro. Los valores de la media y la desviación estándar describen respectivamente, la **disponibilidad** y la **variabilidad** del **recurso solar**.

Para el caso de “El Tártaro”, el Laboratorio de Energía Solar de la Universidad Federico Santa María dispone de datos de radiación solar de dos estaciones (Panquehue, la Tranquilla) distantes a 20 Km. del lugar de estudio y representan las mediciones directas más próximas al sector. Sin embargo, la cantidad de años de registro no superan los cuatro en ambas estaciones, con lo cual no se puede realizar ningún cálculo estadístico que permita trazar comportamientos futuros, ya que algunos autores aconsejan un mínimo de nueve años seguidos para realizar dicho análisis [7, 6, 2].

Sin embargo, como hemos mencionado anteriormente, existen diferentes fuentes de información e instituciones que elaboran registros bastante aceptados de datos de radiación solar global para superficies horizontales. Una de estas es la Agencia Nacional Espacial de los Estados Unidos (NASA) [36] la cual dispone de registros diarios y promedios mensuales de radiación solar global, los cuales son obtenidos mediante prospecciones realizadas en base al uso de fotografías obtenidas por los satélites de esta agencia.

3.3.1.1. Datos de radiación global para el sector El Tártaro.

Para obtener estos datos es necesario registrarse como usuario en el sitio <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi> y posteriormente entregar los

valores de latitud y longitud del área de interés.

En este caso, se consultó a dicha agencia sobre promedios mensuales de radiación global horizontal, para la ubicación geográfica del área de estudio (32⁰, 32', 41" S; 70⁰, 42', 24" W).

A continuación se presentan los valores de radiación mensual media de dos estaciones meteorológicas cercanas al sector “El Tártaro” y también se entregan los valores obtenidos por la NASA para el área de estudio.

Tabla 3.2. Radiación solar global horizontal en dos estaciones cercanas al sector.

PANQUEHUE 32.47 N; 70.47 W; Alt. 900 msnm		LA TRANQUILLA 31.54 N; 70.41 W; Alt. 900 msnm	
MES	H (Wh/m²)	MES	H (Wh/m²)
1	7929,2	1	7537,78
2	7204,49	2	6871,2
3	5665,93	3	5569,04
4	4261,07	4	4191,31
5	2697,32	5	3066,46
6	2209,01	6	2216,76
7	2447,35	7	2484,17
8	3813,45	8	3499,54
9	4784,26	9	4885,99
10	6068,98	10	6071,88
11	7580,41	11	6772,37
12	8190,69	12	7751,9
ANUAL	5237,68	ANUAL	5076.53

Fuente: Laboratorio de Energía Solar UTFSM Valparaíso.

Tabla 3.3.Radiación global horizontal sector El tártaro.

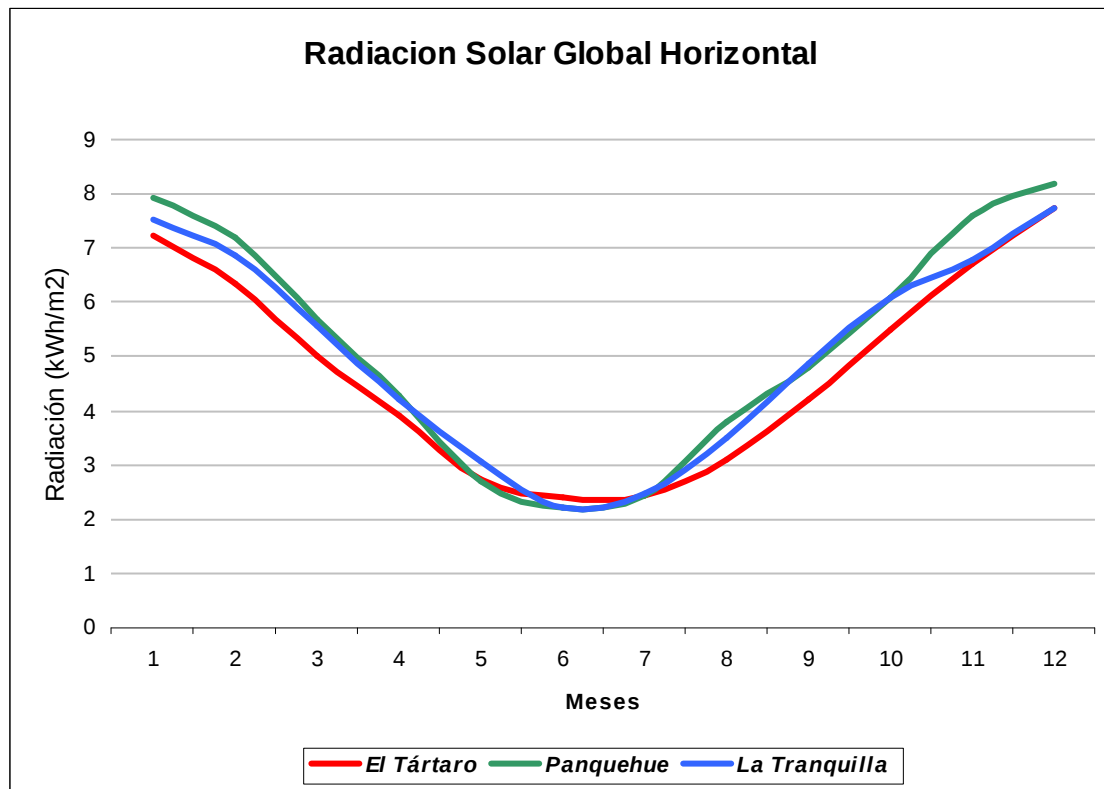
EL TARTARO 32.32 S; 70.42 W Alt. 900 msnm	
MES	H (Wh/m²)
1	7230
2	6350
3	5000
4	3910
5	2730
6	2380
7	2450
8	3110
9	4200
10	5510
11	6710
12	7760
ANUAL	4778

Fuente: Agencia Espacial Norteamericana (NASA).

La variación entre los valores de las estaciones meteorológicas y los obtenidos mediante los datos de la NASA para el sector “El Tártaro”, ilustran lo mencionado anteriormente en relación a la disparidad entre las distintas fuentes de información. A pesar de que varían en alrededor de 100 a 200 (Wh/m²), en la práctica real, estas variaciones son mínimas y no tienen mayor influencia en el desempeño del sistema, por lo que es posible emplear ya sea una fuente de información o un promedio de las tres. A continuación se muestran graficas de la radiación global horizontal para los tres puntos en cuestión que ilustran esto

último:

Figura 3.5. Radiación global media mensual sectores Panquehue, La tranquila y “El Tártaro”.



Como se puede apreciar en la gráfica, las variaciones entre una fuente y otra son menores, hecho que corrobora que tales datos son fidedignos y por ende representativos del lugar de estudio, ya que no se aprecian variaciones bruscas en el patrón de comportamiento anual del recurso que revelen un error importante entre las distintas fuentes.

Según las pautas de MIDEPLAN, para cualquier escenario de proyectos rurales fotovoltaicos, se requerirán un **mínimo de 4 KWh/m² promedio anual** de

radiación solar; además, este organismo aconseja que el **cuociente** entre la radiación media de verano y la de invierno **no supere un factor de 5**, es decir, que no deben existir bruscas fluctuaciones entre ambas temporadas.

Para evaluar esta recomendación, en este caso tomaremos como meses de “verano” los valores correspondientes al trimestre diciembre-enero-febrero y como meses de “invierno” el trimestre mayo-junio-julio.

Tabla 3.4. Promedios y factores relevantes de radiación solar para proyectos rurales fotovoltaicos (KWh/m²).

SECTOR	Prom. Anual	Prom. Verano	Prom. Invierno	Factor verano/invierno
Panquehue	5,237	7,774	2,451	3,171
La Tranquilla	5,076	7,386	2,589	2,852
El Tártaro	4,778	7,113	2,52	2,822

Para las tres fuentes de información (estación “Panquehue”, estación “La Tranquilla” y NASA), se observa que se cumplen las indicaciones de radiación mínima (promedio anual mayor a 4 Kwh/m²) y de cuociente entre invierno/verano (proporción entre estaciones de 3.1, 2.9 y 2.8Kwh/m² respectivamente) que recomienda MIDEPLAN, por lo que siguiendo el criterio de este organismo gubernamental, sería viable la evaluación de un proyecto fotovoltaico en el lugar de estudio, desde el punto de vista del recurso solar disponible.

3.3.1.2. Calculo de la Radiación en superficie inclinada

Los valores obtenidos anteriormente solo son aplicables para el caso de arreglos fotovoltaicos que no tengan inclinación con respecto a la horizontal.

En latitudes que no estén en el ecuador, los proyectistas recomiendan que el plano o superficie de captación tenga cierto grado de inclinación con respecto a la latitud del lugar donde se emplaza el proyecto, para obtener mejores resultados en la captación de energía (plano perpendicular a la radiación solar incidente, con lo cual se aprovecha todo su potencial energético).

En las normas técnicas internacionales se recomienda una inclinación constante de 10° sobre el ángulo de latitud, otros proponen inclinar **15° por sobre la latitud en invierno y 15° por debajo de la latitud en verano [29]**.

En el caso de la presente tesis, el diseño del arreglo tomará como inclinación **15° sobre la latitud como valor constante**, con esto se asegura una captación máxima en los meses de invierno, o de peor radiación y mayor consumo, sobre los cuales se diseña la demanda del arreglo (perdiendo algunos excedentes en verano). No se cambiará la inclinación en verano, para no tener un exceso de energía que pudiera provocar desgaste en los componentes del arreglo.

Para traspasar los valores de radiación solar desde una superficie horizontal a una inclinada se deben hacer una serie de cálculos basados principalmente en modelos que incluyen un factor de conversión geométrico, tal como se muestra en el punto 2.1.4.

En el caso del sector el tártaro se tomaron los valores medios mensuales entregados por la NASA (ver tabla 3.2). La primera operación fue descomponer la radiación solar global horizontal en sus componentes difusa y directa. Para

obtener la componente difusa se utilizó la correlación de Page (ecuación 2.13) la cual relaciona la radiación global horizontal con la radiación global extraterrestre; esta última se obtuvo mediante el uso de la relación de Klein (ecuación 2.14).

Una vez obtenido los valores de la radiación difusa horizontal se procede a obtener los valores para la componente directa. Para esto se realiza la diferencia entre la radiación global horizontal y la radiación difusa (ecuación 2.16).

Luego de haber calculado las componentes de la radiación global horizontal se procedió al cálculo de las componentes pero ahora en la inclinación sugerida anteriormente. El primer cálculo se realizó para la componente directa de la radiación solar en superficie inclinada, para esto se tomó la componente directa de la radiación global horizontal a la que se agregó un factor geométrico de conversión que toma en cuenta las coordenadas geográficas del lugar y la inclinación sugerida (ecuaciones 2.25, 2.26, 2.27).

Al tener una superficie inclinada entra en juego una tercera componente conocida como radiación reflejada la cual está relacionada con el entorno del lugar donde se utilizará el recurso solar. Esta componente se calcula en base a la radiación global horizontal, la inclinación sugerida y un coeficiente de reflexión (ecuación 2.28) el que asigna un valor a cada superficie relectora presente en el sitio elegido (ver tabla 2.1).

La tercera componente, la componente difusa de la radiación en superficie inclinada, se calculó utilizando la ecuación 2.29 propuesta por Hay.

La radiación global diaria sobre superficie inclinada se obtiene sumando las tres

componentes anteriormente descritas (ecuación 2.24).

Todos estos cálculos se realizaron utilizando la plataforma Excel de la compañía Microsoft.

De los cálculos realizados en base a estas expresiones se obtuvieron los valores medios mensuales diarios de la radiación global para la superficie inclinada H_s :

Tabla 3.5. Radiación solar en superficie inclinada. Sector El Tártaro.

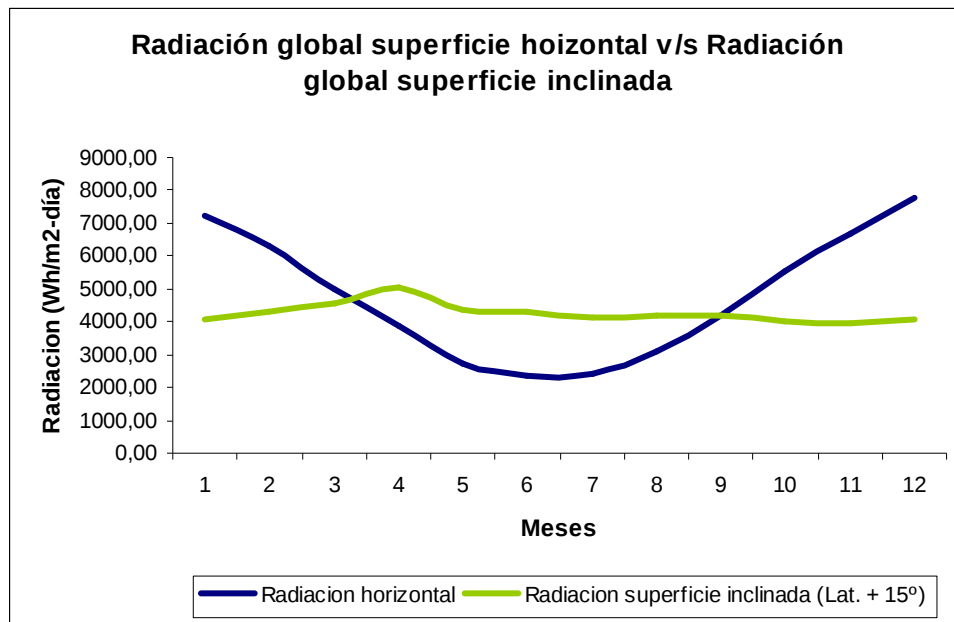
MES	H Wh/m ² *día Superficie Horizontal	Hs Wh/m ² *día Sup. Inclinada Lat. + 15°
1	7230	5506,15
2	6350	5529,93
3	5000	5306,37
4	3910	5366,43
5	2730	4429,04
6	2380	4252,87
7	2450	4119,98
8	3110	4389,13
9	4200	4733,36
10	5510	5013,68
11	6710	5237,44
12	7760	5631,78

Fuente: Elaboración propia. Modelo de Hay, para el cálculo de radiación sobre plano inclinado

En la siguiente gráfica, se puede apreciar como la cantidad de radiación en invierno es mayor en el plano inclinado que en el horizontal, y por el contrario,

disminuye la captación de radiación en verano con respecto al plano horizontal:

Figura 3.6. Radiación global v/s radiación en superficie inclinada. Sector El Tártaro.



Se observa que al inclinar el panel obtenemos una curva de radiación más estable en comparación con el plano horizontal, maximizando la captación de energía en invierno y sacrificando algunos excedentes en verano.

De esta manera, se obtienen menos fluctuaciones entre los meses de verano e invierno, por lo que resulta más fácil asegurar la fiabilidad del sistema durante los meses de menor insolación, dimensionando los componentes para un menor rango de radiación anual, reduciendo así el “tamaño del sistema” (mejor relación calidad/costo), obteniéndose mayor precisión al minimizar la variación estacional y por ende el error, dando como resultado un sistema más estable.

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA

4.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

4.1.1 Conceptos Generales

El Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico (FV) consiste en determinar su capacidad a fin de que satisfaga las condiciones impuestas por la carga eléctrica. El mejor diseño para un sistema FV es aquel que, incorporando el menor número de elementos, satisface la demanda eléctrica con un determinado grado de confiabilidad para el sistema.

En localidades aisladas sin otras fuentes auxiliares de energía, el sistema FV debe atender la demanda con un alto grado de confiabilidad, por lo que es considerado como un servicio crítico. La carga en estos servicios permanece activa los 365 días del año, y en algunos sistemas, durante todo el día. Ejemplos de servicios críticos son los servicios médicos (refrigeración de medicamentos), redes de distribución domiciliarias, sistemas de comunicaciones (antenas repetidoras) o de señalamiento luminoso (boyas marítimas).

El **grado de confiabilidad**, expresado en forma porcentual, es la relación entre el tiempo durante el cual el sistema FV puede suplir los requerimientos de la carga y el tiempo en que ésta debe permanecer activa [28]. El grado de confiabilidad de un sistema FV representa, en cada instante, un balance entre el consumo y la capacidad de satisfacer ese consumo.

Debido a la configuración lineal de los sistemas FV, la confiabilidad del arreglo depende de la confiabilidad de cada uno de sus componentes, por lo que la pobre confiabilidad de uno de ellos, implica la de todo el sistema. Cuando el grado de confiabilidad aumenta, generalmente el costo del sistema también, aunque no proporcionalmente. El incremento en el costo es extremadamente rápido cuando el grado de confiabilidad se incrementa del 95% al 100%, debido a que deben emplearse elementos de mayor capacidad (paneles o baterías), mejor calidad (cableado y otros componentes) o “sobredimensionar” levemente el sistema (con el costo asociado) a fin de satisfacer en todo momento la carga y obtener, teóricamente, un sistema sin fallos.

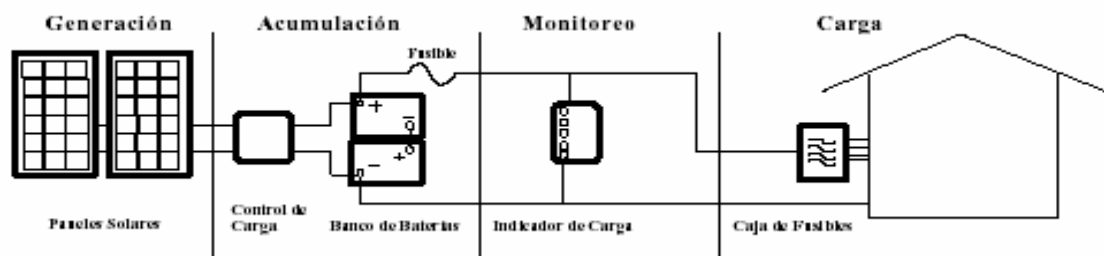


Figura 4.1. Esquema de un sistema FV básico para uso doméstico.

Distintos factores pueden afectar el grado de confiabilidad o fiabilidad del sistema. Variaciones en la carga pueden disminuir la fiabilidad, ya sea por un aumento del consumo eléctrico, cargas no previstas originalmente, o estimaciones no representativas de los hábitos reales de consumo de los usuarios del sistema. Una costumbre común al dimensionar un sistema FV para localidades que no han tenido algún medio de generación eléctrica anteriormente, y por lo tanto, no poseen “experiencia” de consumo eléctrico, es la adopción de tablas de consumo estabilizadas (se habla de consumo eléctrico estabilizado, cuando se poseen datos de hábitos de consumo eléctrico de al menos 5 años [35], de lugares con características similares al lugar del

proyecto, pero tal método puede conducir a errores debido a que cada lugar y grupo humano posee características y costumbres propias, que determinan sus acciones y no hacen conveniente el uso de tablas de consumo eléctrico importadas de otras experiencias. Numerosas iniciativas se han visto frustradas debido a esto último [37].

Al sobrepasarse la capacidad del sistema, el suministro de energía se interrumpe, disminuyendo la fiabilidad de la instalación FV, una reducción temporal del consumo puede ofrecer una solución provisoria y sin costo para restablecer el balance energético, pero en estos casos la solución definitiva pasa por redimensionar definitivamente el arreglo y ampliar ya sea la capacidad del generador, de la batería o ambas.

Es importante recordar que aún los sistemas convencionales de generación y distribución de electricidad nunca alcanzan el 100% de confiabilidad (fallas de equipo o tormentas). Otro factor que afecta negativamente la confiabilidad, en forma imprevisible, es una falla en el funcionamiento de los componentes individuales. Como se menciona anteriormente, el mérito de un sistema FV autónomo depende de la fiabilidad con que suministra electricidad a la carga.

Aparte del grado de confiabilidad del sistema, es normal cuantificar esta fiabilidad en términos de la **Probabilidad de Pérdida de Carga (LLP)**, definida como la **razón entre el déficit de energía y la energía demandada**, ambas referidas a la carga, y a lo largo del tiempo total de operación de la instalación. Debido a la naturaleza aleatoria de la radiación solar, el valor de *LLP* es siempre mayor que cero, incluso si el sistema fotovoltaico nunca se estropeará [2]. Para un consumo dado, cuanto más grande sea el sistema fotovoltaico, menor será el valor de la LLP y mayor la fiabilidad.

De manera conceptual:

$$LLP = \frac{\int_t \text{déficit de energía}}{\int_t \text{demanda de energía}} \quad (4.1)$$

Luego:

$$LLP = \frac{\sum^N E_{\text{déficit}}}{N * L} \quad (4.2)$$

Donde:

L = Promedio de energía consumida diariamente (Watts/hora/día).

N = Número de días de funcionamiento del sistema (día).

$E_{\text{déficit}}$ = Déficit de energía entregada a la carga (Watts/hora/día).

Asimismo, el “tamaño” del sistema fotovoltaico se expresa en términos de las variables, C_A y C_S , capacidad del generador fotovoltaico, y capacidad de almacenamiento de energía, respectivamente. Estas variables se relacionan con las características nominales de ambos dispositivos. El periodo de referencia para el procedimiento de dimensionado es, generalmente, el que se denomina “mes peor” o de menor radiación y mayor consumo [28].

Por lo tanto, la **capacidad de generador**, C_A , se define como la razón de la energía diaria media entregada por el generador, dividida por la energía diaria media consumida por la carga [2].

De manera conceptual:

$$C_A = \frac{\text{Energía media generada}}{\text{Demanda media diaria}} \quad (4.3)$$

Luego:

$$C_A = \frac{\eta_G * A_G * \overline{G_{dm}}}{L} \quad (4.4)$$

Donde:

η_G = Eficiencia del generador (%).

A_G = Área del generador (m²).

G_{dm} = Valor medio irradiancia mensual sobre la superficie del generador (Wh/m²).

L = Promedio de energía consumida diariamente por la carga (Wh/día).

Existen variadas expresiones para C_A , una de ellas simplifica el análisis del balance energético por medio de simples balances de corrientes, suponiendo inicialmente que el voltaje de trabajo es siempre el nominal, V_{Nom} , y que éste es igual al voltaje del punto de máxima potencia del generador. Si consideramos que:

$$L = V_{Nom} * Q_m \quad (4.5)$$

Y además:

$$\eta_G * A_G = \frac{V_{Nom} * I_G}{G_{Ref}} \quad (4.6)$$

Luego, reemplazando en 4.4, se obtiene:

$$C_A = \frac{I_G * \overline{G_{dm}}}{Q_m * G_{Ref} * Fs} \quad (4.7)$$

Donde:

I_G = Corriente en el punto de máxima potencia del generador en condiciones Standard en medida (A).

G_{dm} = Valor medio irradiancia mensual sobre la superficie del generador (Wh/m²).

Q_m = Cantidad de carga (expresada en amperios-hora) entregada diariamente a la carga (Ah).

G_{Ref} = Irradiancia en condiciones Standard de medida, 1000W/m².

Fs = Factor de seguridad que toma en cuenta las pérdidas en el regulador y en el acumulador, además de las posibles pérdidas por sombreado o suciedad de los paneles. Este factor puede tomar valores entre 1.1 – 1.3. La norma técnica universal para sistemas FV domésticos recomienda usar el valor de **1.1** [29].

Merece la pena destacar que C_A depende de las condiciones meteorológicas locales. Por lo tanto, el mismo generador fotovoltaico, conectado a la misma carga, puede ser “grande” en un sitio y “pequeño” en otro donde hay menos radiación.

Por su parte, la **capacidad del acumulador**, C_S , se define como la cantidad máxima de energía que puede extraerse del acumulador, dividida por la energía media diaria consumida por la carga [1].

Conceptualmente:

$$C_s = \frac{\text{Energía máxima extraíble}}{\text{Demanda media diaria}} \quad (4.8)$$

Luego:

$$C_s = \frac{C_B * PD_{Máx}}{Q_M * G_{Ref}} \quad (4.9)$$

Donde:

C_B = Capacidad nominal de la Batería (Ah)

PD_{max} = Profundidad de descarga máxima permitida (%)

Q_m= Cantidad de carga (expresada en amperios-hora) entregada diariamente a la carga (Ah).

G_{Ref}= Irradiancia en condiciones Standard de medida. 1000W/m² o 1KW/m².

Como se mencionó anteriormente, un cierto grado de confiabilidad es frecuentemente necesario dependiendo de la naturaleza de la carga. El problema al que se enfrenta entonces quien diseña un sistema fotovoltaico, toma la siguiente “formulación teórica”: ¿Qué combinación de C_A y C_S consigue la deseada LLP al mínimo costo? Las metodologías de dimensionado actuales suelen enfocarse en la relación entre C_A, C_S y LLP. Más tarde, C_A y C_S deben ser traducidos a número y potencia de módulos fotovoltaicos, y a capacidad de batería respectivamente [7].

Se puede establecer que cuanto más grande es el generador, más pequeño es el déficit de energía y, por lo tanto, más pequeño el acumulador necesario. Intuitivamente, aparecen dos ideas preliminares: la primera, es que es posible encontrar diferentes combinaciones, ya sea del tamaño del generador o el acumulador (C_A y C_S), que conduzcan al mismo valor de fiabilidad de suministro (LLP); la segunda, es que cuanto más grande sea el sistema fotovoltaico, mejor

será la fiabilidad, es decir, más pequeño será el valor de LLP, pero también será más elevado el costo del sistema.

Mucho más a menudo de lo que muestran las apariencias, el dimensionado de los sistemas fotovoltaicos se reduce a una cuestión de “ojo” [6] (lo que no lleva necesariamente a malos resultados, si se tiene la experiencia suficiente). Esto impide establecer cualquier relación cuantitativa entre C_A , C_S y LLP, y de esta manera, el tamaño del generador y el acumulador es elegido para asegurar que la energía producida durante el período de diseño (el “mes peor”), exceda la demanda de la carga con cierto margen que depende de la experiencia del diseñador fotovoltaico [2].

De esta manera, surge otra forma de dimensionar el tamaño del generador y la batería, basándose en reglas básicas que provienen de experiencias previas. Si bien son aproximaciones excesivamente simples, son muy útiles para obtener una primera idea de las dimensiones del sistema fotovoltaico requerido. Reglas ampliamente usadas son:

$$C_A = F_{S1} \text{ y } C_S = F_{S2} \quad (4.13)$$

Donde F_{S1} y F_{S2} son factores arbitrarios. Por ejemplo $C_A = 1.1$ y $3 \leq C_S \leq 5$ son valores comunes cuando de electrificación rural se trata [2, 6, 7, 28]. Simplemente, es a partir de esta relación entre generación y acumulación de energía, que se diseñan el resto de los componentes. Los valores de C_A y C_S están en relación a la carga, por lo que el valor para $C_A = 1.1$ significa que el bloque generador debe ser capaz de generar la energía suficiente para satisfacer la carga eléctrica diaria, en 1.1 veces.

Asimismo, $3 \leq C_S \leq 5$, quiere decir que el acumulador debe ser capaz de otorgar

entre 3 a 5 días de autonomía (días continuos sin radiación solar directa), o sea, acumular la energía equivalente a 3 o 5 veces la carga eléctrica diaria, para suministrarla luego cuando fuese necesario.

Es oportuno mencionar que este “poco científico” modo de proceder no lleva necesariamente a malos resultados, ni en términos de fiabilidad ni de costo. De hecho, una adecuada combinación de experiencia y sentido común del proyectista lleva a muy buenos resultados. Hoy, los sistemas fotovoltaicos gozan de muy buena reputación, incluso en aquellos sectores donde una alta fiabilidad es un requisito indispensable como las telecomunicaciones, las protecciones catódicas, señalizaciones, etc. Esto ayuda a explicar por qué la cuantificación de la fiabilidad no es considerada, de una manera general, relevante en la práctica real de la ingeniería fotovoltaica, sino sólo un objeto de discusión académica; y por qué el uso real de las metodologías de dimensionado fotovoltaico esta enfocado a dar una apariencia “pseudocientífica” a las actividades comerciales.[2].

Por otro lado, las metodologías de dimensionado fotovoltaico disponibles en la actualidad llevan a resultados contradictorios [38], lo que indudablemente dificulta su adopción generalizada.

4.1.2 Incertidumbre en el Diseño fotovoltaico

Es posible encontrar en la actualidad una gran variedad de herramientas de dimensionado para sistemas fotovoltaicos autónomos, que utilizan diferentes métodos para calcular la irradiación sobre superficies inclinadas (inclinación del panel) y para modelar los distintos componentes del sistema FV.

Las diferencias en los resultados de los mencionados métodos radican en la naturaleza estocástica (Teoría estadística de los procesos cuya evolución en el tiempo es aleatoria, tal como la secuencia de las tiradas de un dado) del problema del dimensionado. Esta disparidad conduce a resultados significativamente diferentes a la hora de dimensionar el mismo sistema FV autónomo.

Obviamente, este hecho no ayuda a los profesionales del mundo fotovoltaico a adoptar procedimientos de dimensionado rigurosos, y tiende a perpetuar el uso de métodos meramente basados en la experiencia previa y en conjeturas. Cualquiera que sea la metodología utilizada, ***el dimensionado fotovoltaico necesita predecir el futuro*** (el tiempo de vida que se espera del sistema) ***basándose en observaciones pasadas de un fenómeno variable*** (principalmente la radiación solar) [6].

La naturaleza aleatoria de la radiación solar y los parámetros estadísticos básicos que caracterizan la variabilidad, como la desviación estándar y la autocorrelación del fenómeno en cuestión, así como la calidad de la observación pasada (número de datos y precisión con la que se han tomado) implican que dicho ejercicio de predicción está inevitablemente asociado a un cierto **grado de incertidumbre**. Esto interpone una limitación básica de precisión en el dimensionado fotovoltaico que, desafortunadamente, ha sido olvidada en muchas ocasiones [7].

Como consecuencia, el *mérito esencial de una herramienta de dimensionado* no reside en la descripción detallada del comportamiento del sistema fotovoltaico, sino en su ***uniformidad y en su uso universal*** [1].

Cualquier método de dimensionado esta basado en ejercicios de simulación,

sobre la base de una hipótesis para el consumo energético, y otra hipótesis para el valor medio de la irradiación solar diaria o mensual. Obviamente, e independiente de cuál sea el método particular que se emplee, la precisión de los resultados del dimensionado está limitada por la representatividad efectiva de ambas hipótesis.

Cuando se trata de aplicaciones profesionales (telecomunicación, señalización, protección catódica, etc.), el consumo energético puede estimarse con mucha precisión. Sin embargo, hay que mencionar que esto no es el caso en la electrificación rural.

La experiencia del terreno enseña claramente que los valores estándar de consumo ("X" horas de televisión al día, "Y" horas de uso para iluminación, etc.), suelen tener poca relación con los valores observados en la realidad, de aquí la necesidad de efectuar las encuestas de consumo energético en el lugar de estudio para la presente tesis. La práctica extendida de estandarizar las necesidades eléctricas (es decir, el establecimiento de un valor único para el consumo energético de un gran número de familias) es un requisito impuesto por la propia tecnología, ya que conduce a la estandarización de los sistemas, que es un medio de reducir costos y garantizar la calidad técnica (objetivo de llegar a una buena relación calidad/ precio), pero que se corresponde poco con las necesidades a nivel individual [6].

La utilización efectiva de los sistemas fotovoltaicos en la realidad de la electrificación rural (aun con características aparentemente similares: sitio, tamaño, etc.) varía mucho de unos lugares a otros y hace ilusoria cualquier expectativa de precisión en la estimación de la fiabilidad real de las aplicaciones individuales, usando valores estándares de consumo.

4.1.3 Procedimiento General de Diseño.

En definitiva, no existe un procedimiento universal para el diseño de sistemas FV pero, independientemente del método utilizado, éste se puede resumir en los siguientes pasos:

- 1._ Determinar las necesidades de energía:** Características y valor de la carga eléctrica (demanda CC, CA o mixta, regimenes de uso), y las pérdidas por autoconsumo de los componentes y cableado. Así podemos obtener el caso “mas desfavorable” para la misma (mayor consumo, menor insolación).
- 2._ Obtener información sobre la radiación solar** de la localidad en cuestión y preparación de las secuencias de irradiación global horizontal. Transformación de los valores de irradiación horizontal en los de irradiación sobre superficie inclinada (cálculo de las componentes directa, difusa y reflejada).
- 3._ Dimensionamiento del panel solar, determinación el ángulo de inclinación.** Voltaje nominal, corriente nominal, voltaje de cortocircuito corriente de circuito abierto, número de paneles en serie o paralelo.
- 4._ Cálculo de la capacidad de la batería.** Capacidad Nominal, profundidad de descarga, régimen de carga/descarga, dimensionamiento del Regulador, cálculo del Inversor si la carga eléctrica lo requiere.
- 5._ Simulación del comportamiento del sistema FV** con el objeto de cuantificar la LLP correspondiente al par de valores C_A y C_S .

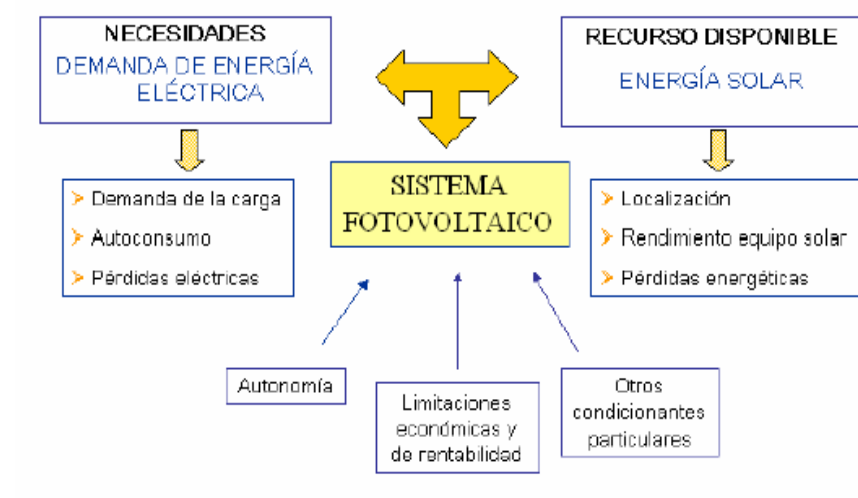


Figura 4.2. Esquema básico de diseño de instalaciones solares fotovoltaicas con acumulación.

4.2 DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMÉSTICO AUTÓNOMO PARA LAS VIVIENDAS DEL SECTOR “EL TÁRTARO”

En este apartado, se procederá a aplicar el método de dimensionado anteriormente propuesto para diseñar un **sistema fotovoltaico autónomo** doméstico, para las viviendas del sector “el Tártaro”, comuna de Putaendo.

Como se mencionó anteriormente, no existe un procedimiento universal para dimensionar un sistema FV, por lo que el método a seguir queda a criterio del diseñador respetando los factores de rigor anteriormente expuestos, (demanda eléctrica, recurso solar disponible, variables meteorológicas, factores socioculturales, dimensionado y elección de componentes) que inciden sobre el funcionamiento y fiabilidad de un sistema FV.

Esquema del sistema FV propuesto:

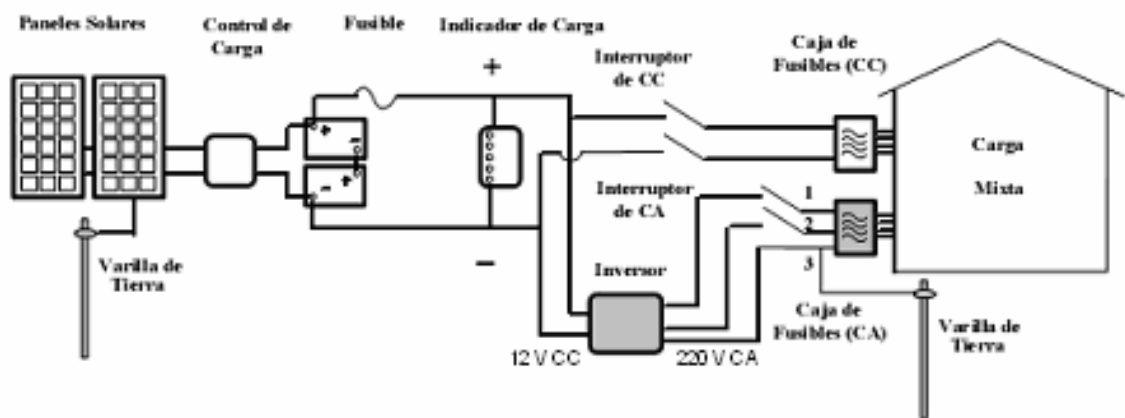


Figura 4.3. Esquema del sistema FV propuesto, con carga mixta CC y CA

El período de diseño contemplado corresponde al mes de Julio por ser el mes de menor radiación y mayor consumo, por lo que recibe la categoría de “mes

peor” que frecuentemente es el más utilizado para el diseño de sistemas FV.

4.2.1 Determinación de la carga eléctrica

Según los resultados de la encuesta sobre gasto y consumo energético aplicada a los habitantes del sector “El Tártaro”, se obtienen algunas ideas sobre hábitos de consumo energético. Se observan diferentes rutinas entre las distintas viviendas (se evita usar el término familias, ya que de hecho son sólo dos familias, divididas en 5 viviendas), que responden directamente a sus ocupaciones laborales y a la presencia o no de niños en edad escolar, entre las casas que cuentan con una batería o generador a gasolina, las horas destinadas a televisión son mucho mayores donde existen niños, que en aquellas donde no los hay. Asimismo, se puede desprender que la principal demanda eléctrica actual es para iluminación, radio y TV.

Anteriormente, en el apartado 4.1.2 se explicó que uno de los factores que influyen directamente en la incertidumbre del diseño FV, es la poca correspondencia entre los valores Standard de consumo eléctrico y los comportamientos reales de los usuarios de un sistema FV, en nuestro caso, el sector “el Tártaro” al contar con una población reducida y de diferentes ocupaciones, no permite la aplicación de tablas de consumo que puedan entregar una aproximación válida para sus hábitos de consumo eléctrico. Consiguientemente, se ha decidido evitar este dilema y “ofertar” una carga eléctrica en CC para iluminación y otra carga eléctrica en CA para artefactos eléctricos. Tal elección, se justifica –primero- por las menores pérdidas del circuito en CC, que alimentará a la carga de mayor uso, como es la iluminación, lo que disminuye el tamaño y costo del sistema, y –segundo- por la mayor disponibilidad y menor precio de aparatos eléctricos en CA (los aparatos

eléctricos en CC son más caros y menos disponibles) lo que resulta en una mayor satisfacción y asimilación del sistema por parte de los usuarios, junto con la posibilidad de ampliar posteriormente la capacidad del sistema FV para tener acceso a nuevos artefactos eléctricos, a criterio y posibilidades de cada familia, ya que como se explicó anteriormente, el carácter modular de los sistemas fotovoltaicos permite ampliar su capacidad fácilmente, si se cuenta con los recursos necesarios.

La carga eléctrica ofertada consiste en:

Carga eléctrica CC:

- 4 ampolletas fijas de alta eficiencia marca Steca, modelo Solsum ESL 11, Blanco Tibio, 11 Watts, 600 lúmenes⁷, 6000 horas de vida promedio, 12 V CC. Para iluminación de cuartos de la vivienda.
- 1 ampolleta móvil de alta eficiencia marca Steca, modelo Solsum ESL 11, Blanco Frío, 11 Watts, 600 lúmenes, 6000 horas de vida promedio, 12 V CC. Para trabajos y aplicaciones fuera del interior de la casa.

Todos estos modelos están disponibles en Chile a través del distribuidor consultado, Heliplast Ltda. [37].

Carga eléctrica CA:

⁷ Un lumen (lm), es la unidad de medida de la luz, y equivale a la luminosidad de una vela en condiciones ideales. Las ampolletas incandescentes tienen un bajo rendimiento energético (alrededor de 12 a 18 lm/Watt) y una menor vida útil (1000 horas) debido a que la mayor parte de la energía que consumen la transforman en calor. Las ampolletas de alta eficiencia tienen un rendimiento aproximado de 50 lm/Watt. EL modelo elegido equivale a la luminosidad de una ampolleta incandescente de 60 Watt.

- Televisor Color 14", 60 W, 220 V CA.
- Radio CD, 15 W, 220 V CA.

El criterio para incluir estos consumos en CA y no otros, radica en que la mayoría de las publicaciones revisadas para la elaboración de esta tesis, consideran el conjunto: Iluminación, radio, TV, como el sistema FV básico para **electrificación rural** (Capítulo 3.2.5). Si se realizara la categorización de sistemas FV por niveles, desde el más simple, solo luminarias, hasta uno con cargas similares a las de una casa urbana equipada, el sistema propuesto estaría en el segundo nivel.

La configuración propuesta, no sólo considera la **iluminación**, sino que también ofrece la posibilidad de acceder a la **información** y el **entretenimiento**, dos factores clave para permitir cierto grado de conectividad a los sectores aislados. Si no se considera desde un principio el ítem de refrigeración, es porque el consumo eléctrico de un refrigerador (ya sea en CC o CA) elevaría demasiado la demanda energética requerida y por lo tanto el costo del sistema se incrementaría bastante (sin contar con el costo del refrigerador en sí) como para estar dentro de los parámetros de un sistema FV básico para electrificación rural, que este al alcance de la capacidad de pago de los usuarios del sector "el Tártaro" (Capítulo 3.2.4). Queda claro que en el lugar existen muchas más necesidades energéticas que las que se pueden cubrir con este sistema, pero cabe recordar que la idea de este proyecto es otorgar una solución a la carencia de energía que cubra una necesidad básica, como es la iluminación, al menor costo posible.

Sin embargo, se podría ocupar la carga en CA para utilizar otros aparatos eléctricos de manera controlada, con tal de no sobrepasar la capacidad del

sistema, como por ejemplo, un cargador de baterías, cargador de teléfono celular (posibilidad de comunicación), u otros accesorios de bajo consumo en CA.

Tal posibilidad, sería un desastre si no se instruye adecuadamente a los usuarios del sistema sobre los conceptos generales que deben manejar para entender el funcionamiento y las capacidades de la instalación, ya que el desconocimiento de este punto, puede llevar al usuario a creer erróneamente que el sistema proveerá toda la energía que se le ocurra para el aparato que desee, lo que evidentemente llevaría a un colapso del sistema y a una interrupción del suministro eléctrico.

El desarrollo de un plan de capacitación, escapa a los alcances de la presente tesis, pero de materializarse el sistema propuesto, debería ir acompañado indefectiblemente por un programa de capacitación al usuario.

Por otra parte, según los resultados de la encuesta, en algunas de las viviendas ya cuentan con TV y radio en CA, por lo que sustituirlos por aparatos en CC sería un gasto innecesario y además, se permite la adquisición a futuro de nuevos aparatos en CA ya sea de refrigeración, herramientas, equipos de audio o video, u otros artefactos eléctricos, comúnmente más utilizados y disponibles.

A continuación una tabla resumen de las cargas del sistema propuesto:

Tabla 4.1. Consumos eléctricos Corriente Continua.

Carga eléctrica CC

Equipo CC	A1 Número	A2 Carga (Watts)	A3 Horas uso/día	A4 Carga (Watts-hora/día) $A1 \cdot A2 \cdot A3$
Ampolleta Solsum ESL 11 Blanco Tibio (Sala de estar)	1	11	5	55
Ampolleta Solsum ESL 11 Blanco Tibio (cocina)	1	11	1,5	16,5
Ampolleta Solsum ESL 11 Blanco Tibio (dormitorios)	2	11	1	22
Ampolleta Solsum ESL 11 Blanco Frío (móvil, uso exterior)	1	11	1	11

Tabla 4.2. Consumos eléctricos corriente alterna.

A5	Carga máxima CC total diaria (Sumar columna A4):			104,5	(Watts-hora/día)	
Carga eléctrica CA						
		A6	A7	A8	A9	A10
	Equipo CA	Número	Carga (Watts)	Horas uso/día	Carga (Watts-hora/día) A6*A7*A8	Transitorio de arranque (watts)
	Televisor	1	60	6	360	0
	Radio	1	15	4	60	0
A11	Carga máxima CA total diaria (sumar columna A9):				420	(Watts-hora/día)
A12	Factor inversor ⁸ :				1,2	
A13	Carga diaria CC equivalente (A11*A12):				504	(Watts-hora/día) CC
A14	Carga Máxima continua CA (Sumar columna A7):				75	Watts
A15	Carga Máxima Transitoria CA (Sumar total columna A10 + A14) ⁹ :				75	Watts

⁸ Considera las pérdidas asociadas a la conversión de CC a CA.

⁹ Corresponde a los picos de potencia requerida cuando se encienden motores eléctricos, debido al esfuerzo mecánico del motor

4.2.2 Recurso solar disponible

En el apartado 3.1.1.2 se desarrolló la metodología utilizada para calcular la radiación global sobre plano inclinado. Se utilizó el modelo de Hay para calcular la radiación sobre la inclinación del panel solar (H_s), por ser uno de los más utilizados y el más favorable en virtud de los datos disponibles para el sector “El Tártaro”, según la siguiente recomendación: latitud del lugar + 15° para captación máxima en invierno, inclinación que se mantendrá constante durante todo el año, para simplificar los cálculos y evitar errores, ya sea de diseño al calcular el sistema para dos inclinaciones diferentes, o de manipulación del panel por parte de los usuarios al colocarlo en una posición incorrecta.

Por lo tanto la inclinación real del panel solar en este caso es: 32° , $32^\circ 41''$ + $15^\circ = 47^\circ$, además, como se observó en el gráfico 3.2 la curva de radiación anual es más estable al inclinar el panel de esta manera, por lo que se reduce el rango de dimensionado del sistema, lo que mejora la fiabilidad del mismo.

Al aplicar el modelo de Hay, los resultados de la radiación solar para la inclinación del panel en el caso de estudio, fueron presentados en la tabla 3.4 en el capítulo 3.3.1.2. A continuación se presenta nuevamente esta tabla para graficar el recurso solar disponible durante el periodo de diseño.

Tabla 3.4. Radiación solar en superficie inclinada. Sector El Tártaro.

MES	H	Hs
	Wh/m2*día	Wh/m2-día
	Superficie Horizontal	Sup. Inclinada Lat. + 15°
1	7230	5506,15
2	6350	5529,93
3	5000	5306,37
4	3910	5366,43
5	2730	4429,04
6	2380	4252,87
7	2450	4119,98
8	3110	4389,13
9	4200	4733,36
10	5510	5013,68
11	6710	5237,44
12	7760	5631,78

Fuente: Elaboración propia. Modelo de Hay, para el cálculo de radiación sobre plano inclinado

Período de diseño (mes peor): **Julio**

Radiación sobre plano del generador $\overline{G}_{dm}(\beta)$: **4119 Wh/m²**

Horas de sol equivalentes Hsp: **4.1 hr.**¹⁰

Como se menciona anteriormente, se utiliza como periodo de diseño el mes de menor radiación solar y de mayor consumo, denominado también como “mes

¹⁰ Una hora de sol equivalentes u horas de sol pico, es la energía recibida durante una hora a una irradiancia de 1000W/m² en condiciones Standard de medida (25° C), es decir, 1000W/m² es igual a 1 Hsp.

peor”, para asegurar el suministro de energía durante las peores condiciones de funcionamiento del sistema, en este caso corresponde al mes de Julio según los datos de la tabla 3.4.

4.2.3 Dimensionamiento del generador fotovoltaico

Después de determinar la carga eléctrica que se desea alimentar con el sistema FV y obtener la radiación promedio mensual sobre el plano inclinado (recurso solar disponible), el siguiente paso es el dimensionamiento del generador.

Para tales efectos se ha elegido como prototipo el módulo: **Shell SQ 85, de 85 W_p, 12 V, 5.45 Acc.** (Amperes en corriente continua). Tal elección no obedece a una deliberación rígida, sino que se considera este modelo por estar certificado por normas internacionales que aseguran una garantía mínima de 25 años, y por estar comercialmente disponible en nuestro país (Heliplast Ltda. [40]).

Tabla 4.3. Dimensionamiento generador fotovoltaico.

	Corriente pico del generador FV.		
B1	Carga CC diaria (A5):	104,5	<u>Watts- hora/día</u>
B2	Carga CC (De cargas AC) diaria (A13):	504	<u>Watts- hora/día</u>
B3	Carga CC total diaria (B1+ B2):	608,5	<u>Watts- hora/día</u>
B4	Tensión CC del sistema:	12	<u>Voltios</u>
B5	Carga diaria corriente CC (B3/B4):	50,7	<u>Amperios- hora</u>

B6	Factor seguridad (pérdidas del sistema):	1,1	
B7	Carga corriente CC diaria corregida (B5*B6):	55,8	<u>Amperios-hora</u>
B8	Período de diseño (mes peor)	Julio	
B9	Radiación sobre el plano del generador $G_{dm} (\beta)$	4120,0	<u>Wh/m²</u>
B10	Radiación solar	4,1	<u>HSP</u> <u>(horas sol pico)</u>
B11	Corriente pico del SFV (B7/B8):	13,5	Amperios
C.	Dimensionamiento del generador fotovoltaico		
C1	Corriente pico del SFV (B9):	13,5	<u>Amperios</u>
C2	Corriente pico del modulo seleccionado (catálogo):	5,45	<u>Amperios</u>
C3	Arreglo de módulos en paralelo (C1/C2):	2,5	
C4	Arreglo de módulos en paralelo (redondear C3):	2,0	
C5	Tensión CC nominal del sistema (B4):	12	<u>Voltios</u>
C6	Tensión CC nominal módulo (catálogo):	17,5	<u>Voltios</u>
	Efecto de la temperatura de trabajo:	$T_t = T_a + kR$	
C7	Máxima temperatura ambiente período de diseño (T_a):	20	(°C)
C8	Valor de la radiación solar standard sobre el panel:	800	(W/m ²)
	(800 o 1000 W/m ²)(R)		
C9	Coeficiente de enfriamiento del panel por medio del viento (K):	0,02	(°C·m ² / W)
	Varía entre 0,02 y 0,04(°C · m ² / W).		
	A mayor velocidad promedio del viento, menor valor de K.		
C10	Temperatura real de trabajo del panel (T_t):	36,0	(°C)
C11	Potencia pico del panel (a 25°C)(catálogo) (P_p)	85	(W)
C12	Coeficiente de degradación (0,6%/°C) (d)	(0,6%/ °C)	
C13	Incremento de temperatura por sobre los 25°C.(C10 - 25 °C)(DT)	11,0	(°C)
C14	Potencia de salida a la temperatura de trabajo (P_t)	79,39	(W)
	$P_t = P_p - (P_p * d * DT)$		

C15	Tensión real de operación del módulo	14,6	<u>Voltios</u>
C16	Número de módulos serie (C5/C15):	0,8	
C17	Redondear al entero mayor:	1,0	
C18	Número total de paneles (C4* C17):	2	

Para la confirmación del dimensionado propuesto, usaremos además, otra herramienta de dimensionado de generador FV, propuesta por [39] mediante la siguiente ecuación:

$$N_{pp} = (C_d * F) / (HSP * I_p) \quad (4.16)$$

Donde:

C_d : Energía de consumo diaria (Ah/día).

HSP : Horas sol pico (hr).

I_p : Intensidad pico del panel (A)

F : Factor de seguridad del dimensionado del campo de paneles¹¹.

Consiguientemente, en este método debemos elegir un panel solar apropiado para la satisfacer la carga eléctrica, ya que cada panel varía tanto en sus

¹¹ El factor de seguridad, tiene como fin compensar los efectos negativos imprevistos que reducen la radiación absorbida e incrementan el valor de la carga, como puede ser la desviación de los valores de radiación esperados, autoconsumo de los equipos de regulación, control o inversor y pérdidas del cableado, baja en el rendimiento de los procesos de carga y descarga de las baterías, efectos de sombreado o acumulación de suciedad en el panel, etc. Comúnmente este factor asume los valores de 1.1 o 1.2. [39]

dimensiones, como en la potencia que es capaz de suministrar. En este caso se ha elegido un panel que entrega una corriente máxima de 5.45 A, usando este valor, mas el de la carga eléctrica, obtendremos el número de paneles en paralelo requeridos para la aplicación. Luego:

$$N_{PP} = (37.2 * 1.1 / 4.2 * 4.95)$$

$$N_{PP} = 1.9$$

$$N_{PP} \approx 2$$

La limitación de este método es el hecho de que no permite jugar con pares de valores y poder elegir entre distintos paneles para satisfacer una misma carga, ya que en la variable I_P se debe ocupar el valor nominal de un panel previamente elegido.

Otro método, es deducir la cantidad de paneles por medio de la ecuación para capacidad de generador, C_A , donde la variable es la corriente en el punto de máxima potencia I_G . Como se menciono anteriormente C_A y C_S asumen valores arbitrarios, en este caso asumiremos como valor para $C_A = 1$, valor recomendado por [29] obtenemos:

$$C_A = \frac{I_G * \overline{G_{dm}}}{Q_m * G_{Re f} * F_S} \quad (4.7)$$

$$1 = I_G * 4162 \text{ Wh/m}^2$$

$$37.2 \text{ Ah} * 1000 \text{ Wh/m}^2 * 1.1$$

$$I_G = 9.8 \text{ Ah}$$

Luego, podemos probar con distintas combinaciones de paneles para lograr

esta corriente, recordemos que al conectar en serie los paneles se suman las tensiones y se mantiene la corriente, mientras que al conectar en paralelo los paneles se suman las corrientes de cada uno y se mantiene la tensión. Por lo que dividiendo la corriente en el punto de máxima potencia del generador I_G , por la corriente nominal del prototipo de panel elegido (4.9 A), se obtiene:

$$I_G / I_N = 9.8 \text{ A} / 4.9 \text{ A} = 2.04 \approx 2 \text{ Paneles en paralelo} \quad (4.17)$$

Lo anterior corrobora lo obtenido mediante el balance de corrientes y la ecuación 4.16. La carga del sistema se puede satisfacer con 2 paneles en paralelo de nuestro prototipo, el modelo Shell SQ 85. Asimismo, se demuestra que existen variadas herramientas de dimensionado para diseñar un mismo sistema FV y la elección del método en particular queda a criterio del diseñador.

4.2.4 Dimensionamiento del acumulador.

Para determinar la capacidad del acumulador se ha tomado como prototipo la batería solar de ciclo profundo de libre mantención: **Exide Nautilus NG 31, 12 V, de 130 AH de capacidad nominal**. Disponible comercialmente en nuestro país (Heliplast Ltda.).

Tabla 4.4 Dimensionamiento del acumulador.

D1	Carga CC total diaria (B7):	55,8	<u>Amperios- hora</u>
D2	Días de reserva (emplear de 3 a 5 días):	5	Días
D3	Capacidad nominal del banco de baterías (D1*D2):	278,9	<u>Amperios- hora</u>
D4	Profundidad de descarga	0,8	(menor de 1,00)
D5	Capacidad corregida banco de baterías (D3/D4):	348,6	<u>Amperios- hora</u>
D6	Capacidad nominal batería a C24 (catálogo):	130	<u>Amperios- hora</u>
D7	Arreglos de baterías en paralelo (D5/D6):	2,7	
D8	Arreglos de baterías en paralelo (redondearD7):	3,0	
D9	Tensión CC nominal del sistema (B4):	12	<u>Voltios</u>
D10	Tensión CC nominal batería (catálogo):	12	<u>Voltios</u>
D11	Número baterías serie (D9/D10):	1	
D12	Número total baterías (D8*D11):	3	

Nuevamente, para corroborar lo anterior ocuparemos el método de calcular la capacidad nominal de la batería por medio de la ecuación para capacidad de acumulador C_S , asumiendo el valor $C_S = 5$ recomendado por [28, 29, 39], mediante la expresión:

$$C_S = \frac{C_B * PD_{Máx}}{Q_M * G_{Ref}} \quad (4.9)$$

$$5 = \frac{C_B * 0.8}{40.9 \text{ Ah} * 1 \text{ KW} / m^2}$$

$C_B = 255.6 \text{ Ah}$ Capacidad nominal del sistema

Luego, como la capacidad nominal de nuestro prototipo de batería es 130 Ah, para lograr ese amperaje necesitamos:

$$C_B / C_N = 255.6 \text{ Ah} / 130 \text{ Ah} = 1.9 \approx 2 \text{ baterías en paralelo.} \quad (4.18)$$

4.2.5 Dimensionamiento del regulador

El regulador de carga cumple las funciones de proteger la batería contra cargas/descargas excesivas, conectando o desconectando el generador o las cargas según corresponda. El resultado es una mayor vida útil de las baterías.

El regulador de carga debe resistir sin daño la siguiente condición de operación: Temperatura ambiente 45°C (no se encontraron indicaciones con respecto a temperatura mínima), corriente de carga 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en las condiciones Standard de medida, y corriente de descarga 25% superior a la correspondiente a todas las cargas encendidas y al voltaje nominal de operación. Requisitos considerados como obligatorios según la norma universal para sistemas fotovoltaicos domésticos de la Unión Europea [29].

Se ha elegido el prototipo: **Regulador de carga Sigma SR 20**, máxima corriente de carga y descarga 20 A, autoconsumo máximo 7 mA, Temperatura ambiente tolerable -25°C a $+50^{\circ}\text{C}$, 12/24 V, dos LEDs indicadores de riesgo de

desconexión de carga y estado de carga de batería (Heliplast Ltda.). Las ventajas de este modelo son su bajo autoconsumo, capacidad de manejar altas corrientes (20 A), un amplio rango de temperaturas de operación, útil para zonas con climas rigurosos de bruscas fluctuaciones térmicas, y la utilidad de las luces LEDs indicadoras para monitorear el estado de carga de las baterías durante la operación.

Tabla 4.5 Dimensionamiento del regulador.

E1	Corriente de cortocircuito del panel FV (catálogo):	5,45	<u>Amperios</u>
E2	Numero total de paneles (C18):	2	
E3	Corriente total de cortocircuito generador FV (E1*E2):	10,9	<u>Amperios</u>
E4	Factor de seguridad:	1,25	
E5	Corriente de carga máxima corregida (E3*E4):	13,6	<u>Amperios</u>
E6	Potencia máxima requerida	130	<u>Watts</u>
	(Todas las cargas funcionando simultáneamente):		
E7	Tensión CC nominal del sistema (B4):	12	<u>Voltios</u>
E8	Corriente de descarga máxima (E6/E7):	10,8	<u>Amperios</u>
E9	Factor de seguridad:	1,25	
E10	Corriente de descarga máxima corregida (E8*E9):	13,5	<u>Amperios</u>
E11	Corriente máxima de carga/descarga nominal	20	<u>Amperios</u>
	(Viene de info de catálogo, debe ser mayor que E5 y E10):		
E12	Capacidad de carga regulador (E11/E5):	1,5	-
E13	Capacidad de descarga regulador (E11/E10):	1,5	

Si fuera necesario más de un regulador, se instalarán estos en grupos formados por paneles y reguladores independientes y conectados todos los grupos al mismo sistema de acumulación en paralelo, obteniéndose el número de grupos mediante la expresión [39]:

$$N_R = \frac{(N_{PP} * I_P)}{I_R} \quad (4.19)$$

Donde:

N_R : Número de grupos de reguladores

N_{PP} : Número de paneles en paralelo

I_P : Intensidad pico del panel seleccionado.

I_R : Intensidad máxima que es capaz de disipar el regulador seleccionado

$$N_R = (2 * 4.85 \text{ A})$$

$$20 \text{ A}$$

$$N_R = 0.485 \approx 1$$

Al observar los cálculos realizados, se aprecia que el prototipo elegido cumple con los requerimientos de carga y descarga del acumulador con bastante amplitud (soporta 1.5 veces la carga del sistema), considerando una temperatura máxima de operación de 50°C (obligatorio según [29]), aún con todas las cargas funcionando simultáneamente, ya que éstas corresponden a aparatos eléctricos de baja potencia.

4.2.6 Dimensionamiento de Inversor

Al tener cargas mixtas CC y CA, (por los argumentos referidos anteriormente en 4.2.1) nuestro sistema necesita de un inversor de corriente para transformar la corriente continua CC, en corriente alterna CA. Según [36] la eficiencia del inversor, conectado a una carga que oscile entre el 30 y el 100% de su carga máxima, será como mínimo del 70%.

Además, el modelo seleccionado deberá estar dotado de un sistema de stand-by (dispositivo automático de desconexión cuando no se utilizan las cargas de CA y reconexión posterior del inversor, cuando éstas entran en operación, lo que permite ahorrar energía). El consumo máximo en este estado será de un 0.5% de la potencia nominal.

El prototipo elegido es el modelo: **Mini Xantrex 300W**, potencia de salida continua 300W, capacidad de sobrecarga 600W, voltaje de salida 230 VCA +/- 5%, frecuencia 50 +/- 3 Hz, onda sinusoidal modificada, eficiencia máxima 90%, consumo de corriente sin carga (Stand-by) <0.2 A, indicadores LED de encendido y fallos. El criterio para elegir este modelo, corresponde a que se trata de un inversor de bajo autoconsumo, buena eficiencia de conversión (reduciendo las pérdidas del sistema), onda sinusoidal modificada que prácticamente reduce totalmente las molestias de los armónicos de frecuencia (interferencias en los aparatos), aunque lo ideal sería un modelo de onda sinusoidal pura, pero por el momento su precio lo hace inviable para esta aplicación, y además tiene un amplio rango de sobrecarga, tanto continua como transitoria (300 y 600 W), lo que otorga cierta libertad para ampliar el sistema sin cambiar el inversor. (Heliplast Ltda.).

Tabla 4.6 Dimensionamiento del inversor.

F1	Carga máxima continua CA (A14):	75	<u>Watts</u>
F2	Carga máxima transitoria CA (A15):	75	<u>Watts</u>
F3	Factor de seguridad:	1,25	
F4	Carga máxima continua CA corregida (F2*F3):	93,8	<u>Watts</u>
F5	Capacidad máxima continua CA del inversor:	300	<u>Watts</u>
	(Viene de info de catalogo, debe ser mayor que F4)		
F6	Capacidad máxima transitoria CA del inversor:	600	<u>Watts</u>
	(Viene de info de catalogo, debe ser mayor que F2)		
F7	Eficiencia del inversor: (Viene de información de catalogo)	90	<u>%</u>
F8	Capacidad Continua CA del Inversor (F5/F1): (En relación a la carga)	4	
F9	Capacidad Transitoria CA del Inversor (F6/F2): (En relación a la carga)	8	

El prototipo elegido, es capaz de soportar ampliamente la demanda requerida: 4 veces la carga eléctrica continua y 8 veces la carga eléctrica transitoria del sistema FV propuesto, por lo que otorga bastante seguridad a su funcionamiento. Como confirmación podemos emplear la ecuación (4.20), según lo propuesto por [36]. La potencia de salida del inversor se calculará mediante la expresión:

$$P_e = \frac{P_s}{\eta} \quad (4.20)$$

Donde:

P_e : Potencia de entrada del inversor.

P_s : Potencia de salida del inversor

η : Eficiencia del inversor referida a la potencia de salida.

La potencia de entrada del inversor, corresponde a la potencia entregada por el sistema generador: 2 módulos de 85 W_p $\approx$ 170 W_p

Luego:

$$170 \text{ W} = \frac{P_s}{0.90}$$

$$P_s = 153 \text{ W}$$

Con lo que el prototipo elegido puede suplir perfectamente los 93.75 W de carga AC continua corregida, requeridos por el sistema FV propuesto.

La carga de consumo diario del convertidor se obtendrá mediante la expresión:

$$C_d = \frac{(P_e * N_D)}{V}$$

Siendo:

P_e : Potencia de entrada del inversor.

V: Tensión de funcionamiento.

N_D : Número de horas de funcionamiento diarias.

Luego:

$$C_d = 170 \text{ W} * 7h^{12}$$

$$220 \text{ V}$$

$$C_d = 5.4 \text{ Ah}$$

4.2.7 Dimensionamiento del Cableado

Según lo descrito en el apartado 2.2.5.1, las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean inferiores al 3% entre el generador fotovoltaico y el regulador de carga, inferiores al 1% entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 5% entre el regulador de carga y las cargas eléctricas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.

Además se señala que los cables externos deben ser aptos para operar a la intemperie y por último sugiere que los cables a utilizar no deban permitir la corrosión que se genera entre dos metales distintos.

Como requisito considerado obligatorio por [27], las mínimas secciones de los cables en cada una de las líneas serán las siguientes:

Del generador fotovoltaico al regulador de carga: 2,5 mm.

Del regulador de carga a las baterías: 4 mm.

Luego, para obtener la sección mínima que deben tener los cables de cobre en

¹² Horas de funcionamiento diarias estimadas para Radio + TV.

el resto de la instalación, se ocupará la ecuación (4.21)

$$S(mm^2) = 0.3 * l(m) * I_M (A) / \Delta V(\%) \quad (4.21)$$

Donde:

S : Sección mínima de los cables.

l : Longitud de los cables.

I_M : Corriente máxima.

ΔV : Perdidas permitidas de voltaje

Tabla 4.7. Máximas caídas de Tensión.

Máximas caídas de Tensión permitidas	
Campo de Paneles-Acumulador	3%
Acumulador-Inversor	1%
Línea Principal	3%
Línea Principal-Iluminación	3%
Línea Principal-Equipos	5%

En base a los parámetros eléctricos derivados del dimensionamiento propuesto, se presentan a continuación las secciones mínimas permitidas para el cableado del sistema, según los resultados de la ecuación 4.21. Las distancias ocupadas son hipotéticas y son en base a las estimaciones de las dimensiones de las viviendas, según los resultados de la encuesta 3.2.5.

Tabla 4.8. Secciones mínimas de cables.

	Distancia (m)	Corriente máxima (A)	ΔV	Sección (mm²)	Equivalencia Calibre AWG*
Generador/regulador	3	10,9	3	3,27	12
Regulador/baterías	2,5	10,9	3	2,72	12
Baterías/cargas CC	5	4,6	3	2,3	12
Baterías/inversor	1,5	6,23	1	2,8035	12
Inversor /cargas CA	6	0,35	5	0,126	18

Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

4.2.8 Resumen del sistema

A continuación se presenta una tabla resumen del sistema propuesto para el sector “El Tártaro” en la comuna de Putaendo, para la carga eléctrica ofrecida en base a los parámetros comúnmente utilizados para un sistema FV básico para electrificación rural: Iluminación, Información, entretención (luminarias, radio, TV). Si bien el dimensionamiento propuesto no corresponde a una “ingeniería de detalle” en la parte eléctrica, representa la aproximación más fiel posible a las condiciones reales de operación del sistema, de acuerdo a las capacidades, información disponible y formación académica de los autores.

Si en una etapa posterior al desarrollo de esta tesis, existen las condiciones para materializar este proyecto, se puede mejorar perfectamente el sistema propuesto al conformar un equipo de trabajo con otros profesionales de distintas áreas: eléctrica, social, económica, etc., y realizando un seguimiento posterior del sistema una vez en operación, para adquirir experiencia y poder así, corregir errores, ya desde la dimensión del “saber hacer”.

Tabla 4.9. Resumen de componentes sistema FV.

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Capacidad
Módulo	2	Shell	SQ 85	2*85Wp = 170 Wp
Regulador de carga *	1	Steca	Sigma SR 20	20 A
Baterías	2	Exide	Nautilus NG 31	260 Ah
Inversor	1	Xantrex	Xantrex 300W	

CAPÍTULO 5. RESULTADOS Y DISCUSIONES

5.1 SIMULACIÓN DEL SISTEMA

En todo proyecto fotovoltaico, es de gran importancia realizar una simulación del sistema propuesto o proyectado, con el fin de determinar la **capacidad del sistema** para satisfacer la **demanda** eléctrica durante todo el período de operación, este ejercicio permite prever el comportamiento del sistema bajo determinadas circunstancias o diferentes valores para las principales variables involucradas (radiación solar, variables meteorológicas, temperatura, días nublados, consumo eléctrico, errores de operación, mantención, fallas, etc.), pudiendo corregir los posibles errores, ya sea por un **déficit** o un **excedente de energía** ampliando o reduciendo el tamaño del sistema. Se puede suponer que a mayor complejidad y detalle de la simulación, mejor será la “predicción” del comportamiento del sistema, pero los métodos excesivamente rigurosos de simulación no siempre llevan a representar fielmente las condiciones reales de operación, obtener mejores resultados o a disminuir la naturaleza intrínsecamente incierta del diseño fotovoltaico [2, 6, 7].

En primer lugar, se muestran los resultados de la simulación del sistema fotovoltaico propuesto asumiendo **condiciones ideales**. Se evaluará la energía solar disponible, la demanda media mensual, así como también la energía generable para cada mes.

Tabla 5.1. Energía media mensual disponible.

MES	d Cantidad de días por mes	Hs Wh/m2*día Sup. Inclínada Lat. + 15°	E kWh/m2*mes Energía mensual disponible
1	31	5506,15	170,69
2	28	5529,93	154,84
3	31	5306,37	164,50
4	30	5366,43	160,99
5	31	4429,04	137,30
6	30	4252,87	127,59
7	31	4119,98	127,72
8	31	4389,13	136,06
9	30	4733,36	142,00
10	31	5013,68	155,42
11	30	5237,44	157,12
12	31	5631,78	174,59

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 5.1 entrega el potencial teórico de la energía solar disponible en el sector “El Tártaro” por cada mes, para cualquier aplicación de aprovechamiento solar. Los valores de esta tabla se obtienen al multiplicar los valores de radiación solar media diaria (tabla 3.4) por el número de días de cada mes. Ciertamente, estos valores son sólo referenciales ya que corresponden a la situación de transformación ideal de una superficie colectora, y no toman en cuenta las pérdidas asociadas durante el paso de la energía por los distintos componentes del sistema, o una falla imprevisible en su funcionamiento.

A continuación, tomando los valores de la demanda de carga eléctrica, los parámetros eléctricos del panel seleccionado y las HSP promedio mensual, se obtiene la energía media mensual generable para cada mes del año en condiciones ideales (tabla 5.2).

Tabla 5.2. Energía media mensual generable.

Mes	HSP	Nº pp	Tensión Volts	Intensidad Amperes	Nº dias por mes	A-h disponibles	kWh disponibles
1	5,5	2	12	4,95	31	1689,84	20,28
2	5,5	2	12	4,95	28	1532,90	18,39
3	5,3	2	12	4,95	31	1628,52	19,54
4	5,4	2	12	4,95	30	1593,83	19,13
5	4,4	2	12	4,95	31	1359,27	16,31
6	4,3	2	12	4,95	30	1263,10	15,16
7	4,1	2	12	4,95	31	1264,42	15,17
8	4,4	2	12	4,95	31	1347,02	16,16
9	4,7	2	12	4,95	30	1405,81	16,87
10	5,0	2	12	4,95	31	1538,70	18,46
11	5,2	2	12	4,95	30	1555,52	18,67
12	5,6	2	12	4,95	31	1728,39	20,74

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 5.2 corresponde a valores en condiciones ideales de operación, asumiendo que el recurso solar es constante y con condiciones climáticas favorables. Sin embargo, no se puede aseverar dicha afirmación debido a que el recurso solar llega a la superficie terrestre de manera aleatoria e influenciado por la dinámica atmosférica; de ahí que al dimensionar el sistema se tomen

ciertos resguardos (factor de seguridad, días de autonomía) para asegurar una baja probabilidad de pérdida de carga. Cabe recordar que dicho concepto es utilizado en muchas normas de configuración de sistemas (Capítulo 4.1.1) y toma como regla de que aún ante el mejor escenario previsible, nunca la probabilidad de pérdida de carga será cero.

Para tener una estimación de la probabilidad de pérdida de carga del sistema propuesto, se necesita realizar un balance energético entre la energía media generable (Tabla 5.2) y la demanda media mensual (Tabla 5.3).

El consumo mensual, o demanda eléctrica, se obtiene del producto entre el consumo total estabilizado diario y los días del mes. Cabe recordar que en el caso de la presente tesis, se ofrece una carga máxima limitada y predefinida, por lo que para simplificar los cálculos se asume un consumo constante y de valor máximo para el consumo ofertado. Los consumos mensuales se muestran en la tabla 5.3 y están expresados en W-h/mes.

Tabla 5.3. Energía media mensual demandada en **Wh/mes**.

Mes	Nº Días	E. demandada por día (Wh/día)	E. necesaria mes (Wh/mes)
1	31	446	13826
2	28	446	12488
3	31	446	13826
4	30	446	13380
5	31	446	13826
6	30	446	13380
7	31	446	13826
8	31	446	13826
9	30	446	13380

10	31	446	13826
11	30	446	13380
12	31	446	13826

Fuente: Elaboración propia.

La diferencia entre la energía disponible y la energía demandada, entrega el balance energético del sistema, es decir, si el arreglo FV muestra un déficit o un excedente de energía.

En este caso, asumiendo la situación de condiciones ideales, se obtienen excedentes de energía. Evidentemente, asumir que tal situación sería constante es engañoso y difiere de la realidad de operación del sistema, ya que ningún sistema de generación eléctrica (convencional o alternativo) alcanza el 100% de confiabilidad, o una probabilidad de carga igual a cero.

La tabla 5.4 muestra los valores de la energía residual en W-h/mes (excedentes de energía). Estos valores entregan la posibilidad de flexibilizar el consumo de los usuarios, en las épocas donde el recurso solar sea mayor.

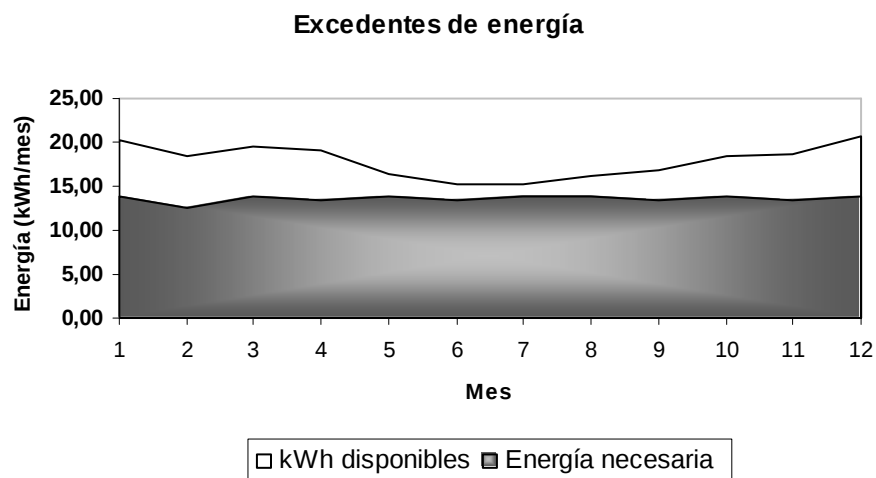
Tabla 5.4. Energía mensual residual disponible en Wh-día/mes.

Mes	E. necesaria	kWh	Energía residual
	mes kWh	disponibles	mensual disponible kWh
1	13,83	20,28	6,45
2	12,49	18,39	5,91
3	13,83	19,54	5,72
4	13,38	19,13	5,75
5	13,83	16,31	2,49

6	13,38	15,16	1,78
7	13,83	15,17	1,35
8	13,83	16,16	2,34
9	13,38	16,87	3,49
10	13,83	18,46	4,64
11	13,38	18,67	5,29
12	13,83	20,74	6,91

A continuación, el gráfico 5.1 permite apreciar de mejor manera el comportamiento energético del sistema a lo largo del año. Entre los meses de octubre y abril la energía residual se estabiliza en base al recurso solar. Es en estos meses donde, en base a los excedentes de energía, se puede sugerir una mayor flexibilización del consumo por parte de los usuarios, aumentando por ejemplo, las horas de uso de la carga que este más restringida (generalmente TV) y compensar este aumento con la disminución en horas de uso de las luminarias, a medida que las horas de luz natural se incrementan entre los meses de octubre y abril, donde se agrega una hora al horario normal de invierno.

Figura 5.1. Energía residual disponible.



A pesar de que en el gráfico 5.1, se observa que durante todo el año no existe un déficit de energía, en la realidad habrá momentos en que por diversas razones, ya sea climáticas o técnicas, el suministro de energía se verá afectado. Por lo tanto, resulta conveniente tratar de estimar de todas maneras la **probabilidad de pérdida de carga LLP**.

La simulación anterior utilizó condiciones ideales por lo que no arrojó deficiencias de energía, ahora se variará el valor de algún parámetro relevante, para aproximarse a las condiciones reales de operación del sistema.

Se supondrá que ha variado el consumo y el recurso solar disponible, por ser éstas, las variables de mayor relevancia dentro del funcionamiento del sistema FV. Variando ambos parámetros:

Tabla 5.5 Simulación de aumento en el consumo eléctrico.

Carga eléctrica CA					
	A6	A7	A8	A9	A10
Equipo CA	Número	Carga	Horas uso/día	Carga	Transitorio de arranque
		(Watts)		(Watts- hora/día)	(watts)
				A6*A7*A8	
Televisor	1	60	6	360	0
Radio	1	15	4	60	0

A11	Carga máxima CA total diaria (sumar columna A9):	420	(Watts-hora/día)
A12	Factor inversor:	1,2	
A13	Carga diaria CC equivalente (A11*A12):	504	(Watts-hora/día) CC

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.6 Simulación de disminución del recurso solar disponible.

Mes	HSP	Nº pp	Tensión Volts	Intensidad Amperes	Nº dias por mes	A-h disponibles	kWh disponibles
1	4,7	2	12	4,95	31	1442,43	17,31
2	4,7	2	12	4,95	28	1302,84	15,63
3	4,5	2	12	4,95	31	1381,05	16,57
4	4,4	2	12	4,95	30	1306,8	15,68
5	3,8	2	12	4,95	31	1166,22	13,99
6	3,4	2	12	4,95	30	1009,8	12,12
7	3,1	2	12	4,95	31	951,39	11,42
8	3,9	2	12	4,95	31	1196,91	14,36
9	4,2	2	12	4,95	30	1247,4	14,97
10	4,3	2	12	4,95	31	1319,67	15,84
11	5	2	12	4,95	30	1485	17,82
12	5,2	2	12	4,95	31	1595,88	19,15

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 5.6 se ha disminuido el recurso solar esperado, dando como resultado una disminución de la energía disponible en KWh/mes. A continuación, como se aumentaron hipotéticamente las horas de uso de la TV y la Radio, el resultado es un aumento en la demanda eléctrica por mes.

Para hacerlo más real, la variación de la demanda se hará de manera aleatoria, asumiendo un comportamiento de consumo eléctrico desigual, durante el año, por parte de los usuarios.

Tabla 5.7 Simulación de aumento en la demanda energética.

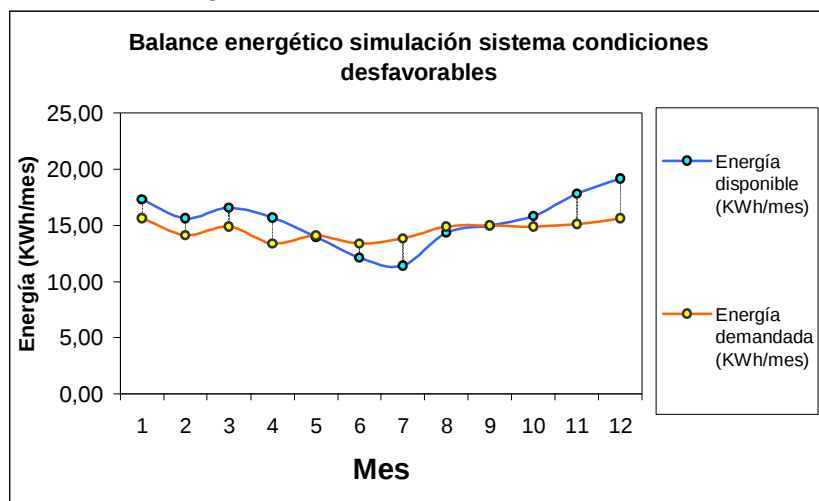
Mes	Nº Días	E. demandada por día (Wh/día).	E. necesaria mes (KWh/mes).
1	31	504	15,6
2	28	504	14,1
3	31	480	14,9
4	30	446	13,4
5	31	455	14,1
6	30	446	13,4
7	31	446	13,8
8	31	480	14,9
9	30	500	15,0
10	31	480	14,9
11	30	504	15,1
12	31	504	15,6

Por último se realiza el balance energético del sistema para ver la variación en los excedentes de energía que se obtenían en condiciones ideales.

Tabla 5.8 Balance de energía simulación de aumento en consumo energético y disminución de recurso solar.

Mes	E. necesaria mes kWh	kWh disponibles	Balance de energía mensual disponible kWh
1	15,6	17,31	1,69
2	14,1	15,63	1,52
3	14,9	16,57	1,69
4	13,4	15,68	2,30
5	14,1	13,99	-0,11
6	13,4	12,12	-1,26
7	13,8	11,42	-2,41
8	14,9	14,36	-0,52
9	15,0	14,97	-0,03
10	14,9	15,84	0,96
11	15,1	17,82	2,70
12	15,6	19,15	3,53

Figura 5.2 Balance energético simulación del sistema en condiciones desfavorables.



Fuente: Elaboración propia.

En esta simulación, asumiendo condiciones desfavorables de funcionamiento al aumentar el consumo eléctrico y disminuir el recurso solar disponible, se observa claramente que en el balance de energía (Tabla 5.8 y gráfico 5.2), existen períodos del año en que se presenta un déficit de energía (temporada de Mayo a Septiembre), lo que en la práctica resultaría en una interrupción del suministro eléctrico, hasta que se restablezca el equilibrio del sistema al desconectar la carga. Esta situación es la que se conoce como la probabilidad de pérdida de carga, que es cuando el sistema fotovoltaico no es capaz de suplir los requerimientos de la carga eléctrica.

Aún cuando la simulación realizada es excesivamente simple, es útil para demostrar la complejidad e incertidumbre del diseño fotovoltaico, donde la variación de cualquiera de los parámetros involucrados, implica cambios en el comportamiento y desempeño de todo el sistema.

Ahora se procederá a estimar la LLP correspondiente. Usando la ecuación 4.2 se obtiene:

$$LLP = \frac{\sum_{i=1}^N E_{\text{déficit}}}{N * L} \quad (4.2)$$

Donde:

L = Promedio de energía consumida diariamente (Watts/hora/día).

N = Número de días de funcionamiento del sistema (día).

E_{déficit} = Déficit de energía entregada a la carga (Watts/hora/día).

Tabla 5.9 Probabilidad de pérdida de carga, simulación de condiciones desfavorables.

Mes	Días por mes (Día)	E. demandada por día (Wh/día).	Excedente/déficit de energía entregada a la carga (Wh/Día)	LLP
1	31	504	0,054	0,000
2	28	504	0,054	0,000
3	31	480	0,055	0,000
4	30	446	0,077	0,000
5	31	455	-0,004	0,008
6	30	446	-0,042	0,085
7	31	446	-0,078	0,167
8	31	480	-0,017	0,033
9	30	500	-0,001	0,002
10	31	480	0,031	0,000
11	30	504	0,090	0,000
12	31	504	0,114	0,000

Fuente: Elaboración propia.

Una forma de interpretar la LLP, es decir que por ejemplo, para el mes de Julio, la probabilidad de corte de suministro eléctrico es de un 0.2%. El valor de 0 para la LLP en los meses donde existen excedentes de energía, es producto de que ésta es una simulación de “línea gruesa”, pero una simulación mas detallada del sistema ya sea diaria u horaria, arrojará valores cuantificables de la LLP cuya magnitud dependerá del “tamaño” del sistema fotovoltaico.

El rendimiento energético de la instalación también es comúnmente expresado como “**Performance ratio**” o eficiencia global del sistema, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño [39], de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$PR = \frac{E_D \cdot G_{REF}}{G_{dm}(\beta) \cdot P_{mp}} \quad (5.1)$$

Donde:

$G_{Ref} = 1 \text{ KW/m}^2$

P_{mp} : Potencia pico del generador (KW_p)

E_D : Energía demandada (KWh/día).

$G_{dm}(\beta)$: Radiación solar sobre el plano β del generador (KWh/m^2)

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debido a: La temperatura, el cableado, las pérdidas por dispersión de parámetros climáticos y suciedad, la eficiencia energética de otros elementos como regulador, batería, inversor, en operación y la energía disponible que no es consumida por los usuarios.

Se puede deducir que el valor de PR representa la energía útil entregada a la carga, dividida por la máxima energía que teóricamente puede producir el arreglo FV, por lo que un sistema “demasiado grande” para el lugar del proyecto Pude entregar mucha más energía que la requerida y llevar a un desperdicio de energía y bajos valores de PR.

Típicamente, en sistemas con inversor $PR \approx 0,7$ y con inversor + batería $PR \approx 0,6$ [36].

En primer lugar se calculará el PR para el sistema en condiciones ideales y luego para las condiciones desfavorables anteriormente descritas.

Tabla 5.10 Performance Ratio del sistema condiciones ideales.

Mes	GRef KW/m²	P_{mp} KWp	E_D KWh/día	Gm (β) KWh/m²	PR
1	1	0,17	0,45	5,5	0,48
2	1	0,17	0,45	5,5	0,48
3	1	0,17	0,45	5,3	0,50
4	1	0,17	0,45	5,4	0,49
5	1	0,17	0,45	4,4	0,60
6	1	0,17	0,45	4,3	0,62
7	1	0,17	0,45	4,1	0,65
8	1	0,17	0,45	4,4	0,60
9	1	0,17	0,45	4,7	0,56
10	1	0,17	0,45	5	0,53
11	1	0,17	0,45	5,2	0,51
12	1	0,17	0,45	5,6	0,47

Tabla 5.11 Performance Ratio del sistema condiciones desfavorables.

Mes	GRef KW/m²	P_{mp} KWp	E_D KWh/día	Gm (β) KWh/m²	PR
1	1	0,17	0,504	4,7	0,63
2	1	0,17	0,504	4,7	0,63
3	1	0,17	0,48	4,5	0,63
4	1	0,17	0,446	4,4	0,60
5	1	0,17	0,455	3,8	0,70
6	1	0,17	0,446	3,4	0,77
7	1	0,17	0,446	3,1	0,85
8	1	0,17	0,48	3,9	0,72
9	1	0,17	0,5	4,2	0,70
10	1	0,17	0,48	4,3	0,66
11	1	0,17	0,504	5	0,59
12	1	0,17	0,504	5,2	0,57

Fuente: Elaboración propia.

Al comparar ambas situaciones, puede producir cierto desconcierto que el PR del sistema bajo condiciones desfavorables, es mayor que el valor de este indicador en condiciones ideales. Esta aparente contradicción se explica debido a que en la situación de condiciones ideales, donde el PR promedio anual es de un 54% (0.54), los excedentes de energía son bastante amplios, por lo que este indicador refleja que en promedio un 46% de la energía que se produce es teóricamente desaprovechada por los usuarios del sistema. En cambio, en la situación de condiciones desfavorables, donde el promedio anual del indicador PR es 67%, si bien existen déficit de energía, éstos diariamente son casi despreciables (valor máximo -0.078 Wh/día, tabla 5.9) y los excedentes menores, por lo que se mejora la relación entre la energía producida y la energía utilizada, para esta simulación en particular.

5.2. COSTOS ESTIMADOS DEL SISTEMA.

Los costos citados a continuación están citados a modo de referencia, ya que realizar un acabado análisis de los costos del proyecto no está dentro de los objetivos de la presente tesis.

Tabla 5.12 Costo estimado del sistema.

Ítem	Unidades	Precio	Total
Paneles	2	525980	1051960
Baterías	2	92820	185640
Regulador	1	94010	94010
Inversor	1	76160	76160
Cableado	1	27500	27500
Lámparas	5	14845	74225
Instalación	1	35000	35000
Soporte	1	198500	198500
TOTAL			1742995

Fuente: Heliplast, Christof Horn y Cía. Ltda. Junio 2006.

El costo estimado del sistema propuesto, con valores de mercado nacional (pocos proveedores), se estima en \$ 1.742.995 IVA incluido [37]. Tal valor es sólo referencial ya que no considera la posibilidad de comprar algunos de los componentes en el extranjero donde, aún considerando los gastos de envío, se pueden obtener valores más bajos. Tampoco se considera la posibilidad de abrir un proceso de licitación pública para comparar ofertas o postular el proyecto a un fondo de electrificación rural (en un caso hipotético que requeriría ampliar el número de beneficiarios entre las distintas comunidades del sector con similares características), donde existen subvenciones estatales.

A modo de referencia se propone una tabla de retorno de inversión, donde mediante un sistema de tarifa mensual, se contempla el pago de los componentes del sistema en un horizonte de 15 años.

Un análisis detallado de la factibilidad económica del sistema propuesto, escapa de los alcances de esta tesis, por lo que no se aplicó un VAN al proyecto, al no tratarse de un proyecto de inversión y considerarse un proyecto social de rentabilidad negativa. En la siguiente tabla no se considera el reemplazo de luminarias ni de baterías y su objeto es solo servir de referencia.

Tabla 5.7. Periodo de retorno de inversión (sólo referencial).

Años	Inversión	Pagos	PRI
1	-1742995	120000	-1622995
2	0	120000	-1502995
3	0	120000	-1382995
4	0	120000	-1262995
5	0	120000	-1142995
6	0	120000	-1022995
7	0	120000	-902995
8	0	120000	-782995
9	0	120000	-662995
10	0	120000	-542995
11	0	120000	-422995
12	0	120000	-302995
13	0	120000	-182995
14	0	120000	-62995
15	0	120000	57005

CAPITULO 6. CONCLUSIONES

Al estudiar las distintas experiencias internacionales y nacionales en el ámbito de la electrificación rural, la alternativa de los sistemas de autogeneración eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos, resulta ser la solución más difundida, técnicamente madura y validada dentro de las energías renovables para proyectos de electrificación rural, en zonas que presenten las características de aislamiento, demanda eléctrica dispersa, bajo nivel de consumo, condiciones climáticas favorables y recurso solar abundante, que distinguen y favorecen la implementación de este tipo de tecnología, para solucionar la carencia de energía en un lugar dado.

En el lugar de estudio propuesto, el sector “el Tártaro” en la comuna de Putaendo, queda demostrado que es técnicamente factible instalar un sistema de autogeneración basado en la energía solar fotovoltaica (Capítulo 4), ya que el recurso solar disponible (en abundancia), junto con las características climáticas del sector, generan las condiciones apropiadas para llevar a cabo una instalación de estas características, pudiendo cubrir las necesidades elementales de consumo eléctrico de una vivienda rural básica.

La fiabilidad del sistema propuesto, se expresa en que, teóricamente, aún en el mes de peor radiación y mayor consumo se pueden suplir los requerimientos de la carga eléctrica con un leve margen de excedente de energía. Como se explicó en el apartado 4.1.2, existe una incertidumbre intrínseca en el diseño fotovoltaico que dificulta la adopción generalizada de una metodología universal de dimensionado, provocada principalmente por la naturaleza aleatoria de la radiación solar, lo que implica tomar ciertos resguardos y asumir riesgos.

En este caso, se puso especial énfasis en la fiabilidad técnica, las características propias del lugar, las necesidades energéticas y los factores socioculturales de la población del lugar de estudio, con el objeto de dimensionar el sistema preciso y minimizar así el riesgo de interrupción de suministro eléctrico, definido por la probabilidad de pérdida de carga LLP, la cual aún en la simulación en condiciones desfavorables, fue del orden de 10^{-2} para el sistema propuesto, valor más que aceptable.

En la práctica, la fiabilidad del sistema se podría ver disminuida por la presencia de fenómenos climáticos de los cuales no se tiene información estadística, como la presencia de nieblas persistentes, elevado número de días nublados (mayor a 5), flujos de vientos de gran potencia, bruscas variaciones de temperatura o fallas humanas debido a la falta de capacitación adecuada para la operación, mantención, manipulación y conocimiento de los límites de capacidad del sistema.

De materializarse el proyecto en una etapa posterior, la disponibilidad de energía eléctrica en el sector “El Tártaro”, mejorará enormemente la calidad de vida de sus habitantes, brindándoles nuevos espacios de participación y cooperación entre sus pares. El cambio en el tipo de luminarias y el consiguiente aumento de las horas de luz, además del acceso a los medios de comunicación informativos y recreacionales (TV, Radio), promueve nuevas actividades y mejora las actuales, creando con esto nuevas alternativas de desarrollo para la comunidad. Si consideramos que en la situación sin proyecto, los lúmenes disponibles para iluminación apenas se reducen a los entregados por velas y algunas ampollitas incandescentes de uso esporádico, las ventajas del nuevo sistema son evidentes y cuantificables. Los excedentes de electricidad durante el año (especialmente el período Octubre-Abril), podrán permitir el funcionamiento de sistemas de comunicación rural y de telefonía

celular (energía suficiente para el funcionamiento de cargadores de celulares. Existe señal telefónica según lo confirmado en la visita a terreno), cambiando con esto la situación de aislamiento en que vive la comunidad y generando una plataforma económica basada en la mayor accesibilidad de los clientes que compren sus productos. Otra aplicación importante en el futuro, será la ampliación de la capacidad del arreglo fotovoltaico para un sistema de refrigeración industrial o doméstico, que permita mejorar la productividad y comercialización de quesos de cabra, principal actividad económica de los habitantes del sector.

El sistema propuesto para el sector El Tártaro, crea una base conceptual que puede ser llevada a la práctica no solo en el área de estudio, si no que en las localidades aledañas que también carecen de suministro eléctrico y que comparten las mismas características.

La propuesta de un sistema fotovoltaico también puede ser usada como respaldo en un sistema mixto de generación en lugares donde las características climáticas no entreguen un gran potencial solar. Estos sistemas mixtos pueden ser una solución ideal para las zonas costeras donde la gran nubosidad matinal no augura el rendimiento óptimo del sistema fotovoltaico propuesto.

El desarrollo de comunidades rurales, representa un gran reto para la ingeniería (incluso se puede hablar de ingeniería rural), ya que constituye un potencial de acción tremendo para llevar a cabo proyectos a pequeña escala, que basándose en la técnica, sean capaces de proponer soluciones creativas y “arriesgadas” a distintas problemáticas, no solo tendientes a mejorar y a equiparar las condiciones de vida de sus habitantes (afán asistencialista de la tendencia actual), sino que a constituirse en verdaderas alternativas de

desarrollo, con la indispensable y activa participación de las comunidades involucradas, capaces de demostrar que existen otros caminos que escapan al modelo establecido y que pueden llegar a ser tanto o más eficaces que los paradigmas del desarrollo a gran escala, que han llevado a la humanidad a la actual situación de desequilibrio global.

La invitación queda hecha...

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Simposio Interuniversitario de Energía. 2º. 1983. Santiago, Chile. 1983. Universidad Santiago de Chile. Facultad de Ingeniería. 661 páginas.
- [2] Narvarte, L. 2001. "Hacia un Paradigma de Electrificación Rural Descentralizada con Sistemas Fotovoltaicos". Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid. 175 pp.
- [3] Mujal, R. "Tecnología Eléctrica". Ediciones UPC 2000, Barcelona, España. Pág. 27-28.
- [4] Crutchick, M. "Criterios para el Dimensionamiento de aerogeneradores eléctricos". Dpto. Ing. Eléctrica Universidad de Antofagasta, Casilla 170 Antofagasta.
- [5] Sarmiento, P. 1995. Energía Solar. Tercera edición. Valparaíso. Ediciones Universitarias de Valparaíso de la Universidad Católica de Valparaíso.
- [6] Díaz, P. 2003. Confiabilidad de los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos, Aplicación a la Electrificación Rural. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Madrid. 235 pp.
- [7] Labed, S. 2004. Contribución al Desarrollo de Métodos para la Electrificación Rural Fotovoltaica a gran Escala. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Madrid.
- [8] Polgar, S., "*Use of solar generators in Africa for broadcasting equipment*", Solar Energy 19, Pág. 201-204, 1977.
- [9] Verhoef L.A., Horst E.W., "*Market impact of Thermie PV demonstration projects*", 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, 2000.
- [10] Vallvé X., Serrano J., Breto S., "*PV rural electrification program in Aragón (Spain): example of an implementation scheme involving users and local authorities*", 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, 2000.
- [11] Belli G., Lliceto A., Previ A., "*ENEL's ten years experience in the use of photovoltaic generation units to supply isolated dwellings with electricity*", 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, 1571-1574, 1992.

- [12] Gould W.R., "Developing managing and assessing a utility sponsored, industry supported PV off-grid program", 24th IEEE PV Specialists Conference, Hawaii, 763- 765, 1994.
- [13] Comisión Nacional de Energía. 2004. Programa de Electrificación Rural. http://www.cne.cl/per/f_per.html. [Consulta: 14 diciembre 2005].
- [14] Sorensen B. Renewable Energy "Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects". Editorial Elsevier Science, 2004, Dinamarca.
- [15] Duffie J. A., Beckman W., "Solar Engineering Thermal Processes". J. Wiley New York. (1980)
- [16] Cooper P. I., *Solar Energy*, **12**, 3. (1969)
- [17] Ahmad F., Ulfat I. "Empirical Models for the Correlation of Monthly Average Daily Global Solar Radiation with Hours of Sunshine on a Horizontal Surface at Karachi, Pakistan". Energy and Environment Research Group, Department of Physics, University of Karachi, PAKISTAN. Turk. J .Phys. 28, 301-307. (2004)
- [18] Velázquez J., Sámano D., Estrada-Cajigal V., Vázquez B. "Comparación de modelos empíricos de radiación solar promedio mensual". Memorias del XII Congreso de la Asociación Nacional de Energía Solar. Puebla, Octubre 1988. 207-212.
- [19] Ångström A., "Solar and Terrestrial Radiation". Q.J. Roy. Met. Soc. **50**, 121 (1924).
- [20] Rietveld, H.R. "A new method to estimate the regression coefficients in the formula relating radiation to sunshine". Agric. Meteorol. **19**, 243. (1978)
- [21] Liu B. y Jordan R. "Daily Insolation on Surfaces Tilted Toward the Equator", Trans. ASHRAE 526-541. (1962).
- [22] Collares-Pereira M y Rabl A "The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values". Solar Energy. 22(2):155-164. (1979)

- [23] Page J. K. "The estimation of monthly mean values of daily total short wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 50 N to 50 S". Proceedings of the UN Conf. On New sources of Energy", **4**, (1961), 378.
- [24] Klein S. *Solar Energy*, **19**, (1977), 325
- [25] Duffie J., Beckman W. "*Solar Engineering of Thermal Processes*". N.Y., USA, John Wiley & Sons, (1991)
- [26] Hay, J. E., and J. A. Davies, "Calculation of the Solar Radiation Incident on an Inclined Surface," in Proceedings, First Canadian Solar Radiation Data Workshop, J. E. Hay and T. K. Won, eds., Toronto, Ontario, Canada, 1978.
- [27] Wolete, J. "Summer PV modules performance, testing and rating". Home Power magazine. Número: 24 (Págs 26-30).
- [28] Gasquet, H. Conversión de la Luz Solar en Energía Eléctrica, Manual Teórico y Práctico sobre los Sistemas Fotovoltaicos. El Paso Solar Energy Asociation. El Paso, Texas. EE.UU. 1997.
- [29] "Universal Technical Standard for Solar Home Systems" Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.
- [30] Reglamento para medios de generación no convencionales. Diario Oficial, Santiago, Chile, 2 septiembre 2005. N° 244, 3.
- [31] Comision Nacional de Energia. Programa de Electrificacion Rural. Estadísticas Regionales. http://www.cne.cl/per/datos%20web_2005.xls. [Consulta: 22 febrero 2006].
- [32] Sistema Nacional de Información Ambiental. 2005. Geoinformación, Mapas regionales. <http://www.sinia.cl/portal/>. [Consulta: 11 octubre 2005]

- [33] Universidad de Chile, Instituto de Asuntos Públicos, Departamento de Políticas Públicas. 2002. Informe País: Estado del Medio Ambiente en Chile 2002. Primera Edición. Santiago. LOM Ediciones.
- [34] Dirección General de Aeronáutica Civil. Dirección Meteorológica de Chile. Climas de Chile, V Región. http://www.meteochile.cl/climas/climas_quinta_region.html. [Consulta: 18 octubre 2005].
- [35] Ministerio de Planificación y Cooperación, División de Planificación, Estudios e Inversión, Departamento de Inversiones. "Metodología de Proyectos de Electrificación Rural". Santiago, Chile. 2002.
- [36] National Aeronautics and Space Administration (NASA). Surface meteorology and Solar Energy, A renewable energy resource web site. <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi>. [Consulta: 22 febrero 2006].
- [37] Van Campen B., Guido D., 2000. "Energía solar fotovoltaica para la agricultura y desarrollo rural sostenibles". En: Seminario Internacional: Perspectivas de desarrollo para la energía solar fotovoltaica en el mundo rural. Organización de Naciones Unidas (ONU), Programa de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación. (FAO), Roma, 19-21 Mayo 2000.
- [38] Narvarte, L., Lorenzo, E. "*On the sizing of Solar Home Systems*", EuroSun'96 Conference, Freiburg, 1474-1478, 1996.
- [39] Sociedad para el desarrollo energético de Andalucía S.A. Programa PROSOL. Texto refundido de las especificaciones técnicas de diseño y montaje de instalaciones solares fotovoltaicas para producción de electricidad y las modificaciones de aplicación en el programa PROSOL. Sevilla. España. 2002
- [40] Heliplast, Christof Horn y Cía. Ltda. <http://www.heliplast.cl/index.html>. [Consulta: 13 junio 2006].

ANEXO 1: FUNDAMENTOS FÍSICOS DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.

Las celdas solares son dispositivos de conversión directa que transforman directamente, sin procesos intermedios, la potencia del sol en potencia eléctrica DC. Puesto que la potencia $P = I * V$, es necesario comprender entonces como se generan la corriente I y el voltaje V en la celda. A su vez, I es el resultado de cargas en movimiento en una dirección determinada, por lo tanto, es necesario comprender como se generan las cargas y como son dirigidas hacia una dirección determinada. Las cargas están ya en el material, pero en los semiconductores en estado ligado. Bajo la acción de la luz, las cargas se vuelven libres, capaces de formar una corriente. Las cargas son dirigidas en una dirección determinada para formar una corriente gracias a la acción de un campo eléctrico creado en la celda.

A1.1. EL EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico fue descubierto en 1839 en celdas electrolíticas por Becquerel y en sólidos (selenio) en 1877 por Adams y Day. En 1833, Fritts describió la primera celda fotovoltaica de selenio. Estas celdas se emplean aún hoy en día en instrumentos de medición de luz, debido a la similitud entre la sensibilidad espectral de esta celda y la del ojo humano. En 1930, Schottky desarrolló la teoría que sirvió para explicar el efecto fotovoltaico y Lange sugirió las celdas solares como dispositivos adecuados para la generación de electricidad. En 1932, Audubert y Stora descubrieron el efecto fotovoltaico en el CdS.

Durante los años 30 y 40 se realizó una gran actividad investigativa en germanio (Ge) y silicio (Si). El efecto fotovoltaico en el Si fue descubierto por Ohl en 1941. Gracias al desarrollo de la tecnología de difusión, trece años después Pearson, Fuller y Chapin de los laboratorios Bell desarrollaron la primera celda práctica de silicio, con una eficiencia de 6 %. Las celdas solares alcanzaron ya en 1958 una eficiencia de 14% bajo condiciones de irradiación terrestre.

El esfuerzo realizado en la época estaba encaminado a mejorar la adaptación de estos dispositivos como generadores en satélites espaciales. El primer

satélite dotado de celdas solares fue uno soviético lanzado en mayo de 1958, seguido dos meses después por el Vanguard I norteamericano.

Durante el período 1958-1974, el programa espacial norteamericano demandó 80 KWp/año. La eficiencia de las celdas aumentó y para 1970 el precio de las celdas había descendido de aproximadamente 400 US\$/Wp a una cifra entre 100 y 200 US\$/Wp. También aparecieron en escena nuevos materiales para celdas solares. En 1954 se observó el efecto en un contacto de Cu- CdS y en una película de CdS en contacto con aluminio y oro.

El año 1954 puede ser considerado como el nacimiento de las celdas solares tanto de silicio como de película delgada. Las celdas de silicio se desarrollaron a partir de entonces más rápidamente que las de película delgada pero éstas ya presentaban en esa época, características que las hacían interesantes.

En 1973 ocurrieron dos reuniones importantes y un hecho que resultaron muy valiosos para el desarrollo de la tecnología fotovoltaica. La realización de la UNESCO de la conferencia "The sun in the service of the humankind" (Julio) y el "Workshop on photovoltaic conversion of solar energy for terrestrial applications" (Octubre). En el primero se discutió el estado del arte de las aplicaciones de la energía solar y en el segundo se trazaron las líneas de I&D (investigación y desarrollo) en USA, líneas entre las que se contaban las celdas de silicio, CdS, de otros materiales y sistemas. El Hecho fue la ya mencionada crisis energética de 1973 que motivó la búsqueda de nuevas fuentes de energía y el lanzamiento de programas de I&D en las naciones industrializadas.

Cuando la luz incide sobre un semiconductor de este tipo, el bombardeo de los fotones libera electrones de los átomos de silicio creando dos cargas libres, una positiva y otra negativa. El equilibrio eléctrico de la juntura N-P se ve alterado por la presencia de estas nuevas cargas libres. Si al semiconductor se le conectan dos cables (uno por cada zona), se verifica la existencia de un voltaje entre los mismos. Si los terminales de la célula FV son conectados a una carga eléctrica, circulará una corriente eléctrica en el circuito formado por la célula, los cables de conexión y la carga externa. La Figura 3.1 muestra este tipo de circuito. Sólo una parte del espectro luminoso puede llevar a cabo la acción descrita. El material utilizado para fabricar el semiconductor determina que parte del espectro luminoso es la óptima para provocar este desequilibrio.

A1.2. LA CELDA SOLAR

Las celdas solares son dispositivos compuestos de un material semiconductor (principalmente silicio) el cual tiene la capacidad de transformar directamente la energía luminosa proveniente del sol en potencia eléctrica de corriente continua. La norma IRAM 210012/94 define las celdas solares como “dispositivo semiconductor que convierte la irradiancia solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico”.

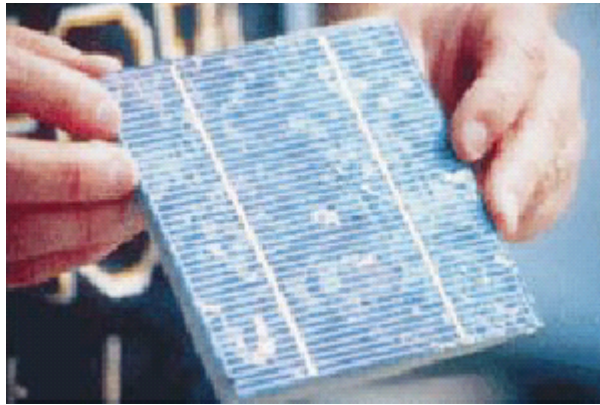
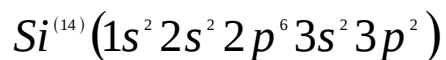


Figura A1.1. Celda solar

A1.3 LOS SEMICONDUCTORES

Los semiconductores son materiales cuya resistividad eléctrica está entre 10^{-4} y 10^{10} W-cm, en cambio la resistividad de los metales conductores varía entre 10^{-4} y 10^{-6} W-cm. Ejemplos de materiales semiconductores son el Silicio (el más usado en aplicaciones fotovoltaicas), germanio, plomo; también lo son los compuestos químicos como el CuAlS_2 y CuInS_2 . A muy bajas temperaturas, los semiconductores se comportan como aislantes, mientras que a altas temperaturas se pueden llegar a comportar como metales.

Como ya hemos dicho anteriormente, el silicio es el semiconductor de mayor uso en la industria de celdas fotovoltaicas, es por eso que detallaremos el proceso fotovoltaico sobre la base de este semiconductor. El silicio posee la siguiente configuración electrónica:



De los 14 electrones, los primeros 10 se encuentran fuertemente ligados al núcleo, mientras que los 4 exteriores, denominados electrones de valencia, están menos ligados al núcleo y están en capacidad de interactuar con los otros átomos y juegan un importante rol en el efecto fotovoltaico.

Para formar un cristal, un gran número de átomos de Si se enlazan a través de sus electrones de valencia (enlace covalente). En un sólido cristalino, cada átomo de Si comparte uno de sus 4 electrones de valencia en un enlace covalente con cada uno de los 4 átomos vecinos. El sólido consiste de unidades de 5 átomos de Si: el átomo original más 4 átomos vecinos con los cuales comparte sus electrones de valencia, con lo cual los enlaces se encuentran saturados.

En este caso no hay electrones libres y si a bajas temperaturas se aplica un campo eléctrico al cristal de Si, la conductividad es cero (no hay corriente eléctrica). A temperatura ambiente la conductividad no es cero ya que por efecto térmico se rompen enlaces que dejan electrones libres y huecos, que contribuyen a la conductividad del material. En este caso, el número de huecos es igual al número de electrones libres y se habla de un semiconductor intrínseco o "tipo i".

En el caso anterior hemos considerado Si cristalino puro. Si se introduce una impureza que contenga 5 electrones de valencia (eg. As o P), cuatro de ellos se enazarían con los átomos vecinos de Si y uno quedaría débilmente ligado. Este electrón de valencia "libre" se comporta como un electrón de la banda de conducción del cristal. Puesto que hay un electrón donado por cada átomo de impureza, se habla entonces de semiconductores donadores o "tipo n".

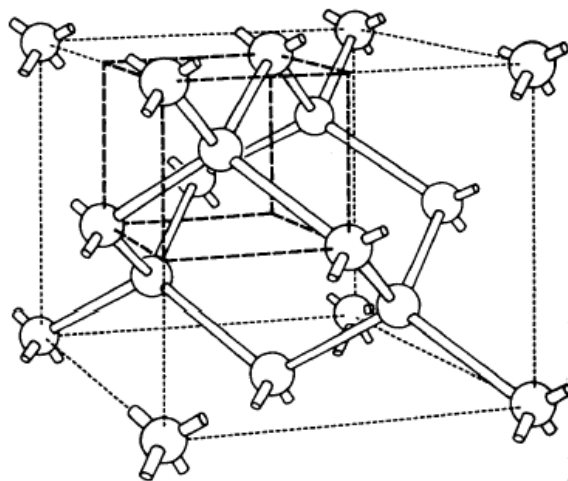


Figura A1.2. Celda elemental de Si

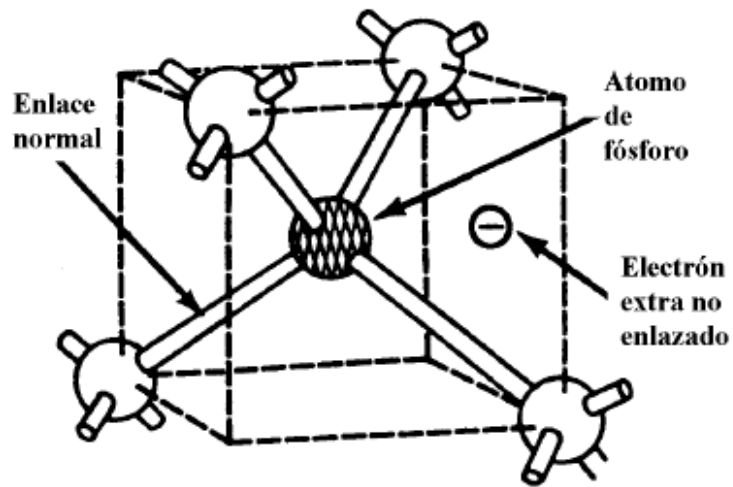


Figura A1.3. Efecto de una impureza de P

De forma similar, si se introduce un átomo de Al o B, que poseen 3 electrones de valencia, faltará un electrón para saturar un enlace covalente con un átomo de Si vecino. Este "hueco" se comporta como una carga positiva y es relativamente libre de moverse por el cristal. Este semiconductor se denomina "tipo p"

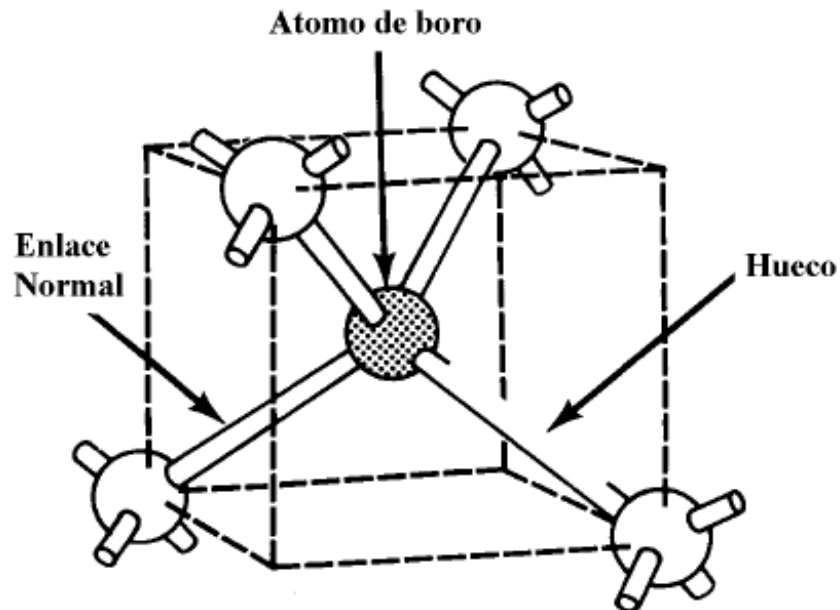


Figura A1.4. Efecto de una impureza de B

En los átomos libres, los electrones ocupan niveles discretos de energía. Al formarse el sólido, la densidad de átomos es del orden de 10^{22} átomos/cm³ y los átomos se aproximan entre sí. Debido a la proximidad, los niveles discretos de energía de los átomos individuales se superponen formando zonas en donde los niveles están tan próximos que forman una banda. La figura A1.5 muestra la estructura de bandas de tres semiconductores:

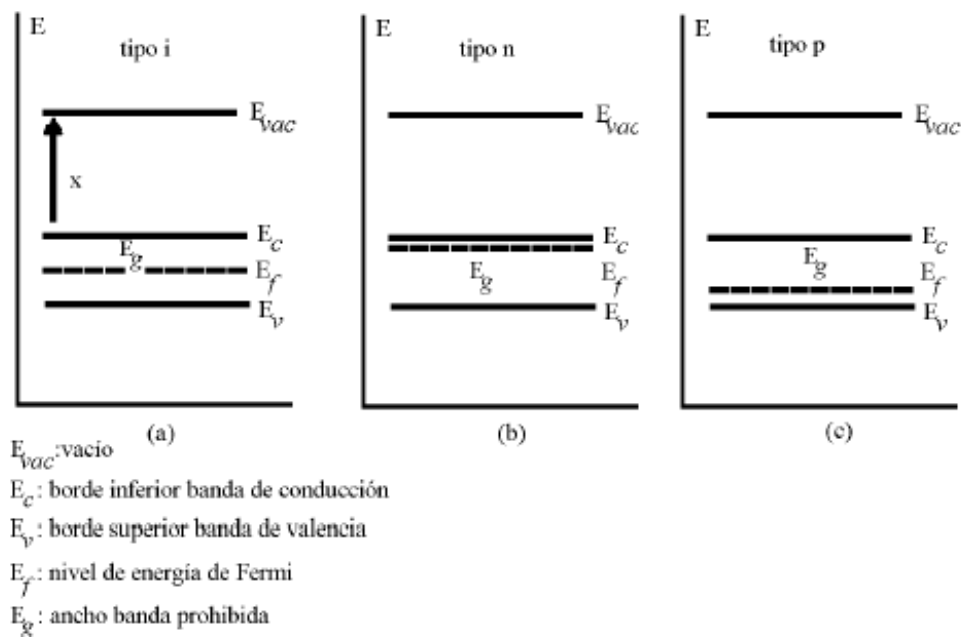


Figura A1.5. Diagrama de bandas para tres semiconductores

En este diagrama de niveles de energía se observan tres bandas: la banda de valencia cuyo borde superior es E_v , la banda prohibida entre E_v y E_c , y la banda de conducción entre E_c y E_{vac} .

La banda prohibida se denomina así porque los electrones no pueden tener energías dentro de los valores de la banda. Los electrones de la banda de valencia pueden hacer transiciones a la banda de conducción y viceversa. El ancho de la banda prohibida depende del semiconductor.

En la figura A1.5 se observa el nivel de Fermi, este nivel representa la energía a la cual la probabilidad de ocupación de estados es de $\frac{1}{2}$. En un semiconductor de tipo i, E_f se encuentra en la mitad de la banda prohibida mientras que en un tipo n se ha desplazado hacia el borde inferior de la banda de conducción, debido a que los electrones donados están débilmente ligados y por consiguiente, la energía necesaria para llevarlos a la banda de conducción es

más pequeña que E_g . Por el contrario, en un semiconductor tipo p, E_f está desplazado hacia E_v . En el caso en que dos semiconductores tipo p y n estén en contacto y en equilibrio térmico, E_f es igual para ambos semiconductores puesto que E_f corresponde a la energía libre por electrón y esta debe ser igual en ambos semiconductores.

La teoría de bandas explica la conductividad eléctrica de diferentes tipos de materiales. En los semiconductores a temperaturas de 0°K, todos los electrones se encuentran en la banda de valencia y por esta razón no hay conductividad. Esta aumenta a medida que aumenta la temperatura. La razón para ello es la presencia de electrones en la banda de conducción, todos excitados por efecto térmico. La conductividad eléctrica de un semiconductor puede aumentarse por acción de la luz, como se vera enseguida.

A1.4 INTERACCIÓN DE LA RADIACIÓN CON LA MATERIA

La energía de los fotones que componen la luz y la longitud de onda de la luz, están relacionadas por la ecuación:

$$E = hc/\lambda \quad (\text{A1.1})$$

Donde h es la constante de Planck, c = velocidad de la luz; su energía esta dada por:

$$E = 1.247 (\mu m / \lambda) eV \quad (\text{A1.2})$$

Los fotones más energéticos corresponden a las menores longitudes de onda (ultravioleta y color violeta) y los menos energéticos al infrarrojo y en el visible, al rojo.

Cuando un fotón interactúa con un cristal, por ejemplo Si-i, hay una cierta probabilidad de que sea absorbido por un electrón de la banda de valencia. Si la energía absorbida por el electrón es superior a E_g , el electrón “brinca a la banda de conducción convirtiéndose en un electrón de conducción y dejando en la banda de valencia un “hueco”. Se produce entonces un par electrón-hueco.

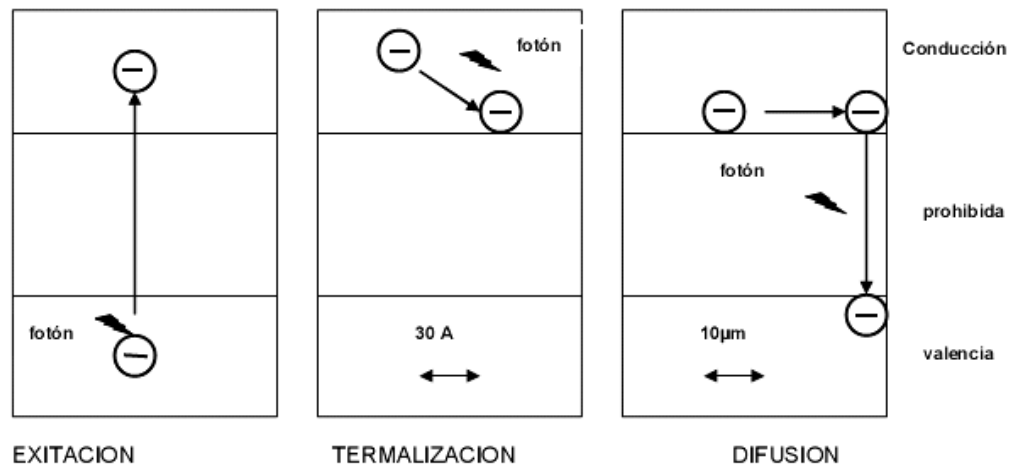


Figura A1.6. Procesos elementales en un sólido

Los electrones excitados pierden rápidamente su energía en interacción con la red del sólido mediante la emisión de fotones (termalización), decayendo a la base de la banda de conducción. En la base de la banda de conducción, el electrón es capaz de difundirse en el sólido a distancias del orden de 10 mm. La longitud de difusión depende de varios factores, como por ejemplo la clase de semiconductor, su pureza química y su grado de cristalinidad.

De la base de la banda de conducción, los electrones regresan a la banda de valencia mediante la emisión de un fotón, siempre y cuando no sean recolectados y conducidos a un circuito externo. Este efecto de recombinación debe ser reducido en la celda solar porque reduce la corriente y la eficiencia de la misma.

De lo anterior, es importante observar que la conductividad del material aumenta por efecto de la absorción de radiación de longitud de onda adecuada (efecto de fotoconductividad). De esta manera se liberan por efecto de la luz los electrones con los cuales se puede generar una corriente. Existe por consiguiente una longitud de onda crítica por debajo de la cual la energía de los fotones no alcanza a producir excitación de electrones de la banda de valencia a la banda de conducción. Para el Si con una E_g de 1.14 eV, se tiene una longitud de onda crítica de 1.09 mm. Fotones con energías inferiores a 1.14 eV absorbidos por el material, se transforman en calor aumentando su temperatura. Esto quiere decir que tanto la luz visible como el infrarrojo cercano excitan en este material los electrones de la banda de valencia a la de conducción.

A1.5. JUNTURAS PN

Cuando con dos materiales p y n se produce una juntura pn, los electrones que se encuentran en exceso en el semiconductor n migran hacia el semiconductor p y los huecos del semiconductor p al semiconductor n. De esta manera, se establece un campo eléctrico en la interfase de la juntura. Este campo eléctrico en la juntura es el responsable de establecer la corriente eléctrica a partir de los electrones que en su difusión en el sólido alcanzan la región de la juntura donde se encuentra el campo eléctrico.

El potencial asociado depende de la concentración de impurezas y de portadores intrínsecos. Para Si, con niveles de impurezas del orden de $10^{15}/\text{cm}^3$ tanto en el n como en el p, se tienen potenciales de 550 mV.

Mediante la absorción de fotones, se forman pares electrón-hueco tanto en el semiconductor tipo p como en el n. Debido a la difusión, los portadores de carga minoritarios en cada semiconductor alcanzan la juntura, en donde el campo eléctrico existente se encarga de desplazarlos a la región donde estos electrones y huecos son portadores de carga mayoritarios: la región p se carga positivamente mientras la n negativamente, dando lugar a una fuerza electromotriz y en un circuito exterior acoplado, a una corriente. De esta manera se tiene el efecto fotovoltaico, fundamento de las celdas solares.

Existen sin embargo, dos mecanismos de pérdidas inherentes que limitan la conversión de energía solar en electricidad: el exceso de energía de los fotones, la cual se transforma en energía calorífica debido a la termalización de los electrones y los fotones que no son absorbidos por el material, por poseer energía inferior al ancho de banda.

En este caso se ha relatado el comportamiento de junturas pn con un mismo material base para los semiconductores n y p, en este caso, se habla de homojunturas pn.

Otros tipos de dispositivos que se pueden emplear para la recolección de estos electrones son las heterojunturas pn, las junturas pin (i: material semiconductor intrínseco entre los dos materiales p y n), las barreras Schottky y las junturas MIS (Metal-Insulator-Semiconductor). Las heterojunturas aprovechan mejor el espectro solar mientras que las barreras Schottky y las junturas MIS disminuyen las pérdidas por recombinación superficial.

A1.6. ELEMENTOS DE UNA CELDA DE SI-C

Desde el punto de vista comercial y del desarrollo del mercado, las celdas más comúnmente usadas de acuerdo a la estructura cristalina son las de Si-c y Si-m (homojunturas de Si; c: cristalino, m: multicristalino).

Los elementos de una celda típica de Si-c son:

Un contacto-ventana superior que permite la recolección de cargas negativas y la transmisión de una fracción de la radiación solar

Dos semiconductores del tipo n y p

Un contacto inferior que se encarga de coleccionar las cargas positivas

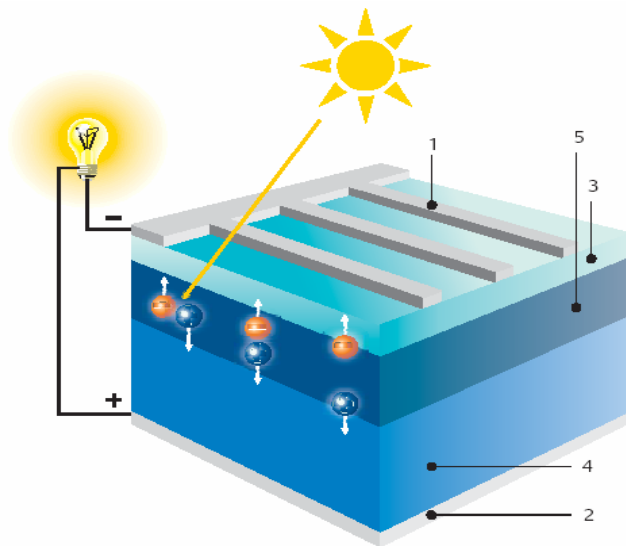


Fig. A1.7. Composición y funcionamiento de una célula solar cristalina: 1) electrodo negativo, 2) electrodo positivo, 3) silicio dopado N, 4) silicio dopado P, 5) capa de barrera

Puesto que en la dirección de la radiación se encuentra primero el semiconductor n y luego el p, esta configuración es np (anteriormente las celdas comerciales de Si eran pn).

A1.7. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE LAS CELDAS SOLARES

Las celdas solares se pueden caracterizar funcionalmente a partir de la curva IV (intensidad v/s voltaje). La respuesta IV queda definida básicamente por siete parámetros:

Tensión en circuito abierto:	V_{oc}
Corriente en cortocircuito:	I_{sc}
Factor de forma:	FF
Eficiencia:	η
Punto de máxima potencia:	V_{mp}, I_{mp} ($P_{mp} = V_{mp} * I_{mp}$)
Pendiente de corte de los ejes:	R_{sc} y R_{oc}

El voltaje de circuito abierto se define por la condición:

$$I(V_{oc}) = 0 \quad (A1.3)$$

Este es el voltaje de la celda cuando no existe flujo de corriente. Otro parámetro es la corriente de cortocircuito I_{sc}

$$I_{sc} = |I(V = 0)| \quad (A1.4)$$

La cual se define como la corriente de la celda sin caída de voltaje en sus terminales. La corriente de cortocircuito I_{sc} puede considerarse (para efectos prácticos) proporcional a la luz absorbida en la celda.

Otro parámetro, el factor de forma FF (Fill Factor) describe la desviación de la curva I(V) de la siguiente forma rectangular:

$$FF = \frac{V_{mp} I_{mp}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (A1.5)$$

La eficiencia η de una celda es:

$$\eta = \frac{P_{mp}}{P_o} = \frac{FF \times V_{oc} \times I_{sc}}{P_o} \quad (A1.6)$$

Donde P_{mp} es la potencia máxima que provee la celda y P_o es la radiación incidente en la celda.

Los parámetros V_{mp} e I_{mp} son importantes para el diseñador de paneles solares, ya que las cargas conectadas a los paneles deben adaptarse en impedancia, para permitir que trabajen en el punto de máxima potencia P_{mp} :

$$P_{mp} = V_{mp} I_{mp} \quad (A1.7)$$

Los dos últimos parámetros se refieren a la pendiente inversa de la curva $I(V)$ en condiciones de corto circuito y circuito abierto:

$$R_{sc} = \left[\frac{\partial V}{\partial I} \right]_{sc} \quad (A1.8)$$

$$R_{oc} = \left[\frac{\partial V}{\partial I} \right]_{oc} \quad (A1.9)$$

A1.8. EFICIENCIA MÁXIMA Y PÉRDIDAS

En el caso particular del Si, la diferencia que existe entre la eficiencia máxima teórica y la obtenida en la práctica es mínima, debido especialmente a que se trata de un material muy bien caracterizado en la industria de los semiconductores.

Las celdas solares tienen pérdidas de diferentes tipos. Si se considera una celda de Si cristalina, la cual es sensible al 44% de la energía que incide sobre ella, cerca del 16% de la energía se disipa en procesos internos, dando lugar a

una eficiencia límite de 28%. Otros procesos como la reflexión y la resistencia en serie reducen la eficiencia al rango entre 14 y 22%.

Recientemente se han introducido nuevos conceptos como el PESC (Pasivated Emitter Solar) y el Buried Contact (Contacto Grabado) los cuales han permitido la reducción de pérdidas y han logrado alcanzar cifras record de eficiencia en laboratorio con celdas de Si-c.

ANEXO 2.

IMÁGENES SATELITALES DE LA UBICACIÓN DEL SECTOR “EL TÁRTARO” CON RESPECTO A LOS PRINCIPALES CENTROS URBANOS DE LA V REGIÓN.



Figura A2.1. Ubicación del sector El Tártaro con respecto a las ciudades de la V región.
Fuente: Satélite Google Earth.



Figura A2.2. Ubicación del sector El Tártaro y centro urbano de Putaendo.
Fuente: Satélite Google Earth.