

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**Sistema híbrido Eólico-Fotovoltaico para casa
habitación con tarifa DAC**

TESIS DE LICENCIATURA

Presentan:
Flores Mondragón Josué
Lazcano López Juan Pablo

Director:
Ing. Martín Bárcenas Escobar

Ciudad Universitaria, México D.F.

Índice

<u>Introducción</u>	1
<u>Objetivos</u>	2
<u>Capítulo 1</u>	3
1.1 Antecedentes y situación energética mundial	3
1.2 Situación energética en México	3
1.3 Transición de los combustibles fósiles a la energía renovable	4
1.4 Uso eficiente de la energía y energías renovables en México	5
1.4.1 Energía solar	5
1.4.2 Sistemas fotovoltaicos	5
1.4.3 Energía eólica	5
1.5 Precio e impacto económico de las tarifas de la energía en México	6
1.5.1 Tipos de tarifas 8	7
1.5.2 Tarifas Domésticas	8
1.5.3 Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC)	8
<u>Capítulo 2. Energía Eólica</u>	10
2.1 Introducción	10
2.2 Antecedentes del uso de la Energía Eólica	11
2.3 Qué es la Energía Eólica	12
2.3.1 Panorama mundial	12
2.3.2 Situación en México	13
2.4 Ventajas e Inconvenientes de la Energía Eólica	15
2.5 La Generación de electricidad mediante el sistema Eólico	16
2.6 Aerogeneradores	16
2.6.1 Antecedentes	16
2.6.2 Clasificación de los aerogeneradores	17
2.6.3 Aplicaciones	20
2.6.4. Componentes de un aerogenerador de eje horizontal	21
2.6.5 Principios de funcionamiento	22
2.7 Fundamentos físicos de los aerogeneradores	23
2.7.1 Potencia en el viento	23
2.7.2 Curva de Potencia del aerogenerador	24
2.8 Características del viento	28
2.8.1 Análisis del viento	29
2.8.2 Distribución de la velocidad del viento	29
2.9 Emplazamiento y mantenimiento del aerogenerador	32
<u>Capítulo 3. Energía Solar</u>	35
3.1 Introducción	35
3.2 Radiación e Irradiación	36
3.3 Fundamentos de las celdas solares	39
3.4 Paneles solares	46

3.4.1	Diseño y estructura de arreglos fotovoltaicos	47
3.4.2	Factores de eficiencia de un panel fotovoltaico	48
3.4.3	Posicionamiento y orientación de los paneles fotovoltaicos y condiciones óptimas para mejor aprovechamiento de la energía solar	50
3.5	Mantenimiento de la Instalación	51
<u>Capítulo 4 Sistema Híbrido</u>		52
4.1	Clasificación de Instalaciones	52
4.1.1	Instalaciones aisladas de la red eléctrica	52
4.1.2	Instalaciones conectadas a la red eléctrica	53
4.1.3	Instalaciones híbridas	54
4.2	Descripción y funcionamiento de un Sistema Híbrido	55
4.2.1	Configuración de los sistemas híbridos	55
4.3	Ventajas de los sistemas híbridos	55
4.4	Aplicaciones de los sistemas híbridos	56
4.5	Clases de sistemas híbridos	56
4.5.1	Sistema solar fotovoltaico con minihidráulica	56
4.5.2	Sistema solar fotovoltaico con un grupo electrógeno de pequeña potencia	56
4.5.3	Sistema solar fotovoltaico con energía eólica	57
4.5.4	Sistema solar fotovoltaico con energía eólica y grupo electrógeno.	57
4.6	Inversores	57
4.6.1	Clasificación de los Inversores	58
4.7	Baterías	59
4.7.1	Tipos de baterías	61
4.7.2	Batería de Plomo-Ácido	63
4.8	Reguladores de carga	65
4.8.1	Sistema de regulación.	65
4.8.2	Indicadores de estado	66
4.8.3	Parámetros del regulador	67
4.9	Introducción al software HOMER	67
4.9.1	¿Qué es HOMER?	67
4.9.2	Otros programas para la simulación de sistemas híbridos	67
4.9.3	Ventajas y desventajas del uso de simuladores	69
4.9.4	Sitio de emplazamiento y datos de los recursos solares y eólicos para la simulación en HOMER	70
4.10	Propuesta Económica	83
4.10.1	Costos y datos de los componentes para la simulación	83
4.10.2	Sistemas establecidos para la simulación	90
4.10.3	Sistema A1	90
4.10.3.1	Costos Iniciales del Sistema	90
4.10.3.2	Análisis Financiero	91

4.10.3.3 Análisis Energético	95
4.10.4 Sistema A2	107
4.10.4.1 Costos Iniciales del Sistema	107
4.10.4.2 Análisis Financiero	108
4.10.4.3 Análisis Energético	109
4.10.5 Sistema B1	118
4.10.5.1 Costos Iniciales del Sistema	118
4.10.5.2 Análisis Financiero	119
4.10.5.3 Análisis Energético	121
4.10.6 Sistema B2	133
4.10.6.1 Costos Iniciales del Sistema	133
4.10.6.2 Análisis Financiero	134
4.10.6.3 Análisis Energético	135
4.11 Otras posibles áreas para el SHEFV	146
4.11.1 Ciudad de Nueva York, EUA	148
4.11.1.1 Recursos	148
4.11.1.2 Sistema Autosustentable	149
4.11.1.2.1 Costos Iniciales del Sistema	149
4.11.1.2.2 Análisis Financiero	150
4.11.1.2.3 Análisis Energético	150
4.11.1.3 Sistema con conexión a la red	152
4.11.1.3.1 Costos Iniciales del Sistema	152
4.11.1.3.2 Análisis Financiero	153
4.11.1.3.3 Análisis Energético	154
4.11.2 Salina Cruz, Oaxaca	156
4.11.2.1 Recursos	156
4.11.2.2 Sistema Autosustentable	157
4.11.2.2.1 Costos Iniciales del Sistema	157
4.11.2.2.2 Análisis Financiero	158
4.11.2.2.3 Análisis Energético	158
4.11.2.3 Sistema con conexión a la red	161
4.11.2.3.1 Costos Iniciales del Sistema	161
4.11.2.3.2 Análisis Financiero	161
4.11.2.3.3 Análisis Energético	161
<u>Capítulo 5</u>	164
Conclusiones y recomendaciones	
<u>Bibliografía</u>	166
<u>Lista de tablas</u>	169
<u>Lista de figuras</u>	171

Introducción

En materia de energía eléctrica, los aumentos en las tarifas en los últimos años han llegado a ser hasta del 200%, como resultado del aumento del precio de los energéticos y la política gubernamental de reducción y eliminación de subsidios a los consumidores domésticos. Esto ha planteado la necesidad de implementar métodos de ahorro de energía y se ha explorado poco el abastecimiento con fuentes alternativas de energía que no dependan totalmente de la red eléctrica y que tengan una buena relación costo-beneficio.

Para dimensionar un sistema híbrido basado en generadores fotovoltaicos y eólicos con almacenamiento por medio de baterías, es necesario identificar todas las combinaciones posibles que ofrecen un determinado nivel de satisfacción o fiabilidad, la óptima opción se obtiene al valorar el costo económico de cada una de las posibilidades para un mismo nivel de fiabilidad.

El objetivo ideal sería obtener un conjunto de ecuaciones que ligen los datos meteorológicos (velocidad de viento y radiación solar) de un emplazamiento con el tamaño de cada uno de los elementos del sistema (generador eólico, fotovoltaico y baterías).

Las condiciones climáticas indican la configuración idónea para un determinado emplazamiento. El carácter complementario que presentan la energía eólica y solar en diferentes lugares durante los ciclos estacionales presenta algunas importantes ventajas. Para estos casos, los sistemas híbridos ganan fiabilidad respecto a los sistemas con una sola fuente de energía sin necesidad de un sobredimensionamiento de los convertidores o las baterías. Entre las ventajas de combinar el uso del viento y el Sol para la generación de energía eléctrica es que es posible reducir el costo total de la instalación. El mayor o menor beneficio de esta opción depende de la correlación estacional en el tiempo de ambos recursos (el viento y el Sol).

El método de simulación temporal del sistema, para una determinada configuración, que va variando hasta satisfacer los niveles de fiabilidad que se exige al sistema, permite identificar rápidamente las posibles configuraciones, se puede aumentar la fiabilidad de los sistemas teniendo en cuenta que ambas fuentes de energía pueden estar en correlación inversa. Se elaborará el análisis de una instalación energética con sistema autónomo híbrido eólico-fotovoltaico.

Para la obtención de la estructura energética, en particular la proporción entre la potencia eólica y la potencia fotovoltaica, se expondrán las múltiples soluciones que presenta la distribución por tipo de fuente. Para realizar el análisis económico, centrado en el costo de la energía (\$/kWh) se establece como base la similitud en las calidades del servicio eléctrico, para hacer justas las comparaciones. Se presentará el resultado de un caso particular y se ilustrarán las características y compromisos en la influencia de diferentes factores.

Para la realización del análisis se utilizará un ejemplo particular, caracterizado por las bases siguientes:

- Demanda de energía.
- Paneles fotovoltaicos.
- Aerogeneradores.
- Baterías
- Radiación solar y velocidad del viento.

Se concibe como el objetivo principal en el desarrollo de la presente metodología, la sistematización de una serie de pasos por módulos que conlleven al diseño y dimensionamiento de un sistema híbrido para electrificación, considerando como premisas tener un rendimiento óptimo y funcional.

Para obtener la simulación de las múltiples soluciones energéticas se utilizará el programa para computadora HOMER.

HOMER es un modelo informático de optimización de sistemas microenergéticos desarrollado por NREL (National Renewable Energy Laboratory) que evalúa diferentes opciones tecnológicas de diseño de sistemas de generación de energía, tanto los conectados a la red como de sistemas aislados.

Objetivos

- Estructurar un sistema de suministro de energía híbrido (eólica y fotovoltaica), que cumpla con requisitos básicos de un costo inicial bajo, un suministro confiable de energía, una durabilidad aceptable y que pueda satisfacer la demanda domiciliar básica en zonas urbanas. Se considera suministro para una demanda básica de unos 18.5 kWh al día
- Reducir el consumo de la red eléctrica a menos de 250 kWh/mes para mantener el subsidio de la tarifa residencial de bajo consumo en viviendas con tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC).
- Establecer las ventajas económicas y de costo del sistema, el cual oscila entre los 3 000 a 6 000 dólares por sobre el mismo sistema diseñado para ser autosustentable cuyo costo oscila por los 30 000 dólares.
- Establecer un acoplamiento eficiente entre los sistemas eólico y fotovoltaico.
- Verificar la eficiencia y datos en general de los equipos dados por los fabricantes.

Dentro de la serie de pasos principales para el establecimiento de una metodología, queda implícita la aplicación de los programas de cómputo en el módulo correspondiente, teniendo así la estructura siguiente:

1. Información

- Conocer las necesidades energéticas.
- Obtener de alguna fuente o generar información de los recursos energéticos aplicables.
- Procesamiento de la información.
- Cálculo de las necesidades de energía.
- Obtención de costos de componentes de los sistemas.
- Diseño preliminar de las instalaciones necesarias.

2. Obtención de los datos de partida

- Datos geográficos: Latitud y altitud de la aeroturbina.
- Datos meteorológicos: Series diarias de radiación sobre el plano horizontal y velocidades medias de viento a una altura determinada.
- Datos de los generadores: Será necesario conocer el área y la eficiencia del generador fotovoltaico así como la curva normalizada de una serie de aerogeneradores, y las potencias nominales para los modelos disponibles.
- Radiación diaria media sobre el plano del arreglo fotovoltaico.
- Velocidad diaria media de viento a la altura del aerogenerador.

3. Ejecución de programas (software)

- Análisis de sensibilidad de costos: Obtención de costos nivelados de energía (utilización de HOMER).
- Simulación preliminar del sistema: Obtención de la configuración óptima (utilización de HOMER).
- Análisis económico y financiero.

Capítulo 1

1.1 Antecedentes y situación energética mundial

Desde tiempos remotos, las energías renovables han constituido una parte importante en los recursos utilizados por la humanidad para satisfacer requerimientos energéticos. El aprovechamiento del viento y la energía del sol han marcado hitos importantes al ser incorporadas en distintas formas a las actividades cotidianas de distintas civilizaciones, siendo ejemplo de ello el antiguo Egipto en donde ya se utilizaba la energía del viento en forma de molinos para bombear agua a sistemas de riego.

Durante los últimos 250 años, las fuentes de energía explotadas en el mundo han sido fundamentalmente no renovables. A partir del siglo XVIII y como parte de la revolución industrial el uso del carbón comenzó a ser intensivo en los procesos industriales, dando paso posteriormente al uso del petróleo. Lamentablemente la utilización de este tipo de combustibles conlleva procesos contaminantes que en las últimas décadas han colaborado a empeorar el panorama medioambiental a nivel mundial. De esta forma, en el contexto ambiental, surgen las energías renovables como respuesta a la demanda social para reducir emisiones de CO₂ y otros contaminantes de acción directa.

Se denominan energías renovables a aquellas energías que provienen de fuentes naturales inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o por su capacidad de regeneración mediante procesos naturales rápidos, en otras palabras, sus procesos de transformación y aprovechamiento no se consumen ni agotan a una escala de tiempo humana.

Por otra parte, la denominación de Energías Renovables no Convencionales hace alusión a tecnologías que aún se encuentran en desarrollo, y que tienen baja o nula participación en la generación eléctrica a nivel mundial. En este ámbito y dependiendo de su forma de aprovechamiento, las ERNC pueden generar impactos ambientales significativamente inferiores que las fuentes convencionales de energía. Además, este tipo de energías pueden colaborar a objetivos de seguridad de suministro y sostenibilidad ambiental de las políticas energéticas. La magnitud de dicha contribución y la viabilidad económica de su implementación dependen de elementos particulares de cada país, por ejemplo, el potencial explotable de los recursos renovables, su localización geográfica y las características de los mercados energéticos en los cuales competirán.

Un problema inherente a las energías renovables para su uso en la generación de electricidad es su intermitencia, es decir, la disponibilidad del energético primario no es continua a excepción de la energía geotérmica. Ésta, sin embargo, sólo es accesible donde la corteza terrestre es fina como en las fuentes calientes y los géiseres.

Puesto que la producción de energía eléctrica debe ser permanente, exige fuentes de alimentación constantes. Por ello, las tecnologías de generación basadas en ERNC han debido desarrollar en conjunto tecnologías de almacenamiento (sistemas hidráulicos de almacenamiento por bombeo, baterías, celdas de combustible de hidrógeno, etc.), lo que ha significado un aumento en el alto costo inicial de estos dispositivos.

1.2 Situación energética en México

En general, dada la dispersión y la baja densidad energética de las fuentes renovables de energía, se requiere de grandes extensiones de tierra para lograr un nivel de aprovechamiento similar al de los sistemas que operan con combustibles fósiles. Igualmente, los sistemas de aprovechamiento de energías renovables tienen que ubicarse en el lugar donde se dispone del recurso, lo que muchas veces ocurre lejos de donde está la necesidad. Estas circunstancias, sin embargo, no han sido un impedimento para su desarrollo, como lo demuestran los proyectos en operación en el país.

De una manera muy general se puede afirmar que la República Mexicana recibe, en seis horas de exposición al Sol, la misma cantidad de energía que consumirá durante todo un año. Esta energía se transforma en calor, viento, agua evaporada y en diversas formas de biomasa y sólo una fracción pequeña es aprovechable para el uso que los humanos le damos a la energía.

En México, existen actividades tendientes al aprovechamiento de la energía solar y sus diversas manifestaciones desde hace varias décadas, aunque es particularmente significativo el avance e interés de

instituciones e industrias en las últimas tres, periodo en el que se han desarrollado investigaciones y diversos proyectos, prototipos, equipos y sistemas para el mejor aprovechamiento de las energías renovables.

Algunos ejemplos de aprovechamiento de energía eólica:

1. Un aerogenerador Mitsubishi de 250 kW que instaló la compañía Exportadora de Sal en Guerrero Negro, Baja California Sur.
2. Sistema híbrido eólico-solar-diesel con dos aerogeneradores de 10kW en la comunidad de San Antonio Agua Bendita, instalado por la compañía de Luz y Fuerza del Centro (Ly FC) en el Estado de México.
3. Sistema híbrido eólico-solar-diesel con dos aerogeneradores de 5kW en la comunidad de Maria Magdalena, por la compañía Ly FC en el Estado de Hidalgo.
4. Los proyectos de La Venta I y II, en Oaxaca, de la Comisión Federal de Electricidad.
5. Proyecto Xcalak, Estado de Quintana Roo, Sistema híbrido eólico-solar-diesel con 6 aerogeneradores de 10kW c/u.
6. Cementos Apasco, un aerogenerador de 500 kW en el Estado de Coahuila.

De manera general, resalta la investigación y desarrollo en energías renovables que arranca en la mitad de la década de los setentas y que continúa hasta la fecha. En este sentido, son importantes las actividades de universidades e institutos, nacionales y regionales, a lo largo y ancho del país. Igualmente importante ha sido el trabajo de difusión y promoción de la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES), la cual ha unificado a esta comunidad, particularmente a través de sus semanas y reuniones nacionales celebradas anualmente desde 1977.

Por otro lado, son importantes los trabajos para la manufactura y comercialización de equipos y sistemas relacionados con las energías renovables, en donde resalta la gran cantidad de fabricantes de calentadores solares planos en el territorio nacional.

Finalmente, para analizar y plantear estrategias nacionales sobre energías renovables, la Secretaría de Energía (SENER) se ha apoyado en la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) quien a su vez, estableció, desde hace más de tres años, una alianza con la ANES, y juntas han operado el Consejo Consultivo para el Fomento de las Energías Renovables (COFER), al cual concurren reconocidos especialistas de los sectores público y privado y en cuyo contexto se han organizado media docena de foros públicos sobre asuntos relacionados con la promoción de las energías renovables.

1.3 Transición de los combustibles fósiles a la energía renovable

Durante la década de los 70, cuando comenzaron a producirse eventos importantes en el mercado del petróleo a nivel mundial, surgió por primera vez la preocupación sobre el suministro y precio futuro de la energía. Como resultado, los países consumidores de petróleo enfrentados a su alto costo y observando la fuerte dependencia hacia este energético, se vieron obligados a modificar costumbres y buscar opciones para reducir la dependencia de fuentes no renovables. Así, hacia mediados de los años setenta, múltiples centros de investigación en el mundo retomaron el estudio de sistemas basados en energías renovables. Por otra parte, y como resultado de las evidencias en el aumento de concentraciones de gases que provocan el efecto de invernadero en la atmósfera, muchos países, particularmente los más desarrollados, establecen compromisos para limitar y reducir emisiones de gases de efecto de invernadero renovando así su interés en aplicar políticas de promoción de las energías renovables.

Hoy en día, muchas de las tecnologías de aprovechamiento de energías renovables han madurado y evolucionado, aumentando su confiabilidad y mejorando su rentabilidad para muchas aplicaciones. Como resultado, países como Estados Unidos, Alemania, España e Israel presentan un crecimiento muy acelerado en el número de instalaciones basadas en ERNC y la participación de energías renovables en el ámbito de la generación eléctrica ha aumentado notablemente en las últimas décadas a nivel mundial.

La inversión en energías renovables alcanzó en 2006 un total mundial de 100 mil millones de dólares, subiendo de 80 mil millones en el año 2005, y la dinámica de la acumulación de capitales en el sector no muestra signos de decaimiento. El creciente apoyo a las energías renovables, ha provocado un incremento de su aporte a las matrices energéticas mundiales notablemente. Países como Alemania y España ya cuentan con una gran participación de energías renovables en su matriz energética, siendo la energía eólica la más utilizada.

1.4 Uso eficiente de la energía y energías renovables en México

Como parte de los esfuerzos de la Secretaría de Energía para lograr un desarrollo sustentable en nuestro país, el sector energía fomenta el uso de las fuentes alternas de energía, tanto para aplicaciones conectadas a la red como en el entorno rural, e impulsa acciones de eficiencia energética en los ámbitos estatal y municipal para así identificar potenciales, definir intereses estatales y establecer vínculos de apoyo financiero y técnico que permitan la implementación de proyectos factibles y de beneficio regional.

Parte de los esfuerzos propician la participación de los distintos actores bajo las siguientes vertientes: políticas institucionales, asistencia técnica y desarrollo tecnológico, cooperación y financiamiento nacional e internacional. En este esfuerzo participan dependencias y organismos gubernamentales, tales como la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL), la Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas (CDI), la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), BANOBRAS, el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), el Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE), la Universidad Nacional Autónoma de México (CIE-UNAM), la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) y la Universidad de Guanajuato.

También existe apoyo de instituciones internacionales y organizaciones privadas ligadas al tema tales como la Agencia para el Desarrollo de los Estados Unidos (USAID) y el Banco Mundial. Además de instituciones como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Laboratorio Sandía, Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), PA Consulting Group, Fundenerg y Winrock International.

1.4.1 Energía solar

El conocimiento general que se tiene de la energía solar en nuestro país indica que más de la mitad del territorio nacional presenta una densidad en promedio energética de 5 kWh (CINVESTAV 2009) por metro cuadrado al día. Esto significa que para un dispositivo de recolección y transformación de energía solar a energía eléctrica que tuviera una eficiencia de 100%, bastaría un metro cuadrado para proporcionar energía eléctrica a un hogar mexicano promedio que consume 150 kWh por mes. De manera más precisa, considerando eficiencias de 10% para los dispositivos en el mercado, se puede decir que con 200 millones de m² de área de colección de radiación solar (un área de 14.2 km por lado) podríamos dar electricidad a todos los hogares mexicanos. Esto no significa, sin embargo, que la energía solar directa sea la más económica para el universo de usuarios de energía en el país, ya que su costo actual sólo lo justifica para un número limitado de usuarios, particularmente los que viven alejados de la red eléctrica.

1.4.2 Sistemas fotovoltaicos

En el contexto nacional, los pioneros en el desarrollo de tecnología de generación de electricidad, a partir de celdas fotovoltaicas, fueron investigadores del Centro de Investigación y Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional (CINVESTAV), quienes desarrollaron una pequeña planta piloto con una capacidad de producción de fotoceldas, que permitió en los años setenta, proveer de electricidad a un número significativo de aulas dentro del sistema nacional de telesecundarias. [2]

A través de un esfuerzo del gobierno federal dentro del Programa Solidaridad y mediante la participación de instituciones como Comisión Federal de Electricidad (CFE) y los Gobiernos estatales y municipales, entre otros, se instalaron en México alrededor de 40,000 sistemas fotovoltaicos, y otros diez mil por la iniciativa privada, para proveer de electricidad a zonas alejadas de la red eléctrica. Esto ha permitido que miles de pequeños poblados cuenten con iluminación eléctrica durante las noches y, en algunos casos, con electricidad para bombeo de agua. Igualmente el uso de estos sistemas se ha generalizado para la comunicación, en sistemas de auxilio e iluminación en carreteras federales, para dar energía a estaciones del sistema de comunicación por microondas y a la telefonía rural. La capacidad instalada en sistemas fotovoltaicos en México, según datos de la ANES, fue de 0.9 MW para el año de 1999, con lo que el acumulado, hasta ese mismo año, es de 12.92 MW.

1.4.3 Energía eólica

Se estima que el potencial eolieléctrico técnicamente aprovechable de México alcanza los 5,000 MW (CINVESTAV 2009), lo que equivale a 14% de la capacidad total de generación eléctrica instalada actualmente. Este potencial tiene ahora mayores posibilidades de desarrollarse, por la disminución de sus

costos que han llegado a ser casi competitivos con las energías convencionales y por las modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento. En este sentido, resaltan los potenciales identificados en la región del Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, en la parte correspondiente a la costa del Pacífico. Se han identificado también sitios en los estados de Baja California, Baja California Sur, Coahuila, Hidalgo, Quintana Roo y Zacatecas.

En nuestro país existe desarrollo tecnológico importante en relación con la generación de electricidad a partir del viento. En particular, resalta el trabajo del Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE, con más de 20 años de experiencia en el tema. En el sector privado, destaca la capacidad de diseño y manufactura nacionales de este tipo de equipos desarrollados por una empresa que los exporta ensamblados en el Distrito Federal.

Por su parte, la Comisión Federal de Electricidad, CFE, a partir del conocimiento y de la experiencia desarrollada en el IIE construyó y opera dos plantas eólicas piloto, con el objetivo de adentrarse en esta tecnología, reconocer sus ventajas y limitaciones, así como validar su integración al Sistema Eléctrico Nacional.

En agosto de 1994, la CFE puso en operación una central eoloeléctrica en La Venta, Oaxaca, la cual actualmente dispone de una capacidad instalada de 85 MW. En diciembre de 1998, entró en operación la central eólica Guerrero Negro que se ubica en la península de Baja California Sur y que actualmente tiene una capacidad de 1 MW.

Asimismo, en algunos estados de la República tales como Chihuahua y Sonora, se utilizan sistemas eólicos para bombeo de agua denominados aerobombas, muy útiles en localidades rurales aisladas de la red de suministro o cuyas condiciones geográficas impiden la electrificación convencional.

Finalmente, desarrolladas con capital privado, se tienen cinco permisos de la Comisión Reguladora de Energía, CRE, para instalar 148 MW a partir de energía eólica.

1.5 Precio e impacto económico de las tarifas de la energía en México

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) informó que para el año 2012 las tarifas de energía eléctrica aumentarán alrededor de 4%. La página de Internet de la paraestatal publica las tarifas vigentes para todo 2012.

En el 2012, por ejemplo la Tarifa 1 indica que a partir de enero el precio de cada uno de los primeros 75 kilowatts de consumo en domicilios con un consumo menor a 140 kilowatts tendrán un precio de 0.735 pesos, mientras que el año pasado la tarifa cerró en 0.733, pero para diciembre esta misma tarifa subirá a 0.757 pesos.

De esta forma cada mes el servicio de energía eléctrica de la CFE, que opera en todo el país aumentará un 0.33% aproximadamente, aunque se destaca que en el periodo de verano entrarán en vigor tarifas con descuento para las zonas áridas del país.

Los consumidores de energía de más de 140 kilowatts-hora (intermedio) vieron un aumento a 1.233 pesos en enero de 2012 a comparación de los 1.229 de diciembre del año pasado.

La tarifa 1 se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo con lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, de acuerdo con la paraestatal.

1.5.1 Tipos de tarifas

Las tarifas eléctricas son disposiciones específicas que contienen las cuotas y condiciones que rigen los suministros de energía eléctrica y se identifican oficialmente por su número y/o letra(s), según su aplicación. Actualmente en México existen 36 tarifas eléctricas, las cuales se pueden clasificar en:

Domésticas (8 tipos)
Servicio público (3 tipos)
Riego agrícola (4 tipos)
Servicios generales (21 tipos)

Descripción de tarifas:

1 Servicio doméstico: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC
2 Servicio general hasta 25 kW de demanda
3 Servicio general para más de 25 kW de demanda
5 Servicio para alumbrado público: 5 y 5A
6 Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público en baja tensión
7 Servicio temporal
9 Servicio para bombeo de agua para riego agrícola: 9, 9CU, 9M, 9N
O-M Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW
H-M Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o mayor: H-M y HM-C
H-S Tarifa horaria para servicio general alta tensión nivel subtransmisión: H-S y H-SL
H-T Tarifa horaria para servicio general alta tensión nivel transmisión: H-T y H-TL

Respaldo para falla y mantenimiento:

HM-R
HS-R
HT-R

Respaldo para falla:

HM-RF
HS-RF
HT-RF

Respaldo para mantenimiento:

HM-RM
HS-RM
HT-RM

Tarifa de uso general para servicio interrumpible:

I-15
I-30

Cargos fijos y bonificaciones: Redondeo

- Cargos por demanda y bonificaciones: a dos decimales
- Cargos por energía de las tarifas no horarias: a tres decimales
- Cargos por energía de las tarifas horarias: a cuatro decimales

Tensión de suministro

- Baja tensión: tensión \leq 1000 volts
- Media tensión: 1 kV < tensión \leq 35 kV
- Alta tensión (nivel subtransmisión): 35 kV < tensión < 220 kV
- Alta tensión (nivel transmisión): tensión \geq 220 kV

Factor de potencia (FP)

Las compañías suministradoras de energía penalizan a los usuarios que tienen un FP inferior al 0.9 y los bonifica en caso contrario

1.5.2 Tarifas Domésticas

El 28 de enero de 2002, en conferencia de prensa en el palacio nacional, los Secretarios de Hacienda y Energía, Francisco Gil Díaz y Ernesto Martens declararon que habría un aumento a las tarifas eléctricas a partir del 1 de febrero, para recaudar 10 mil millones de pesos adicionales, reduciendo el “subsidio” en la misma cantidad, pero ante el descontento popular, el gobierno pospuso la medida una semana y reconsidero la reducción del “subsidio” en 5 mil millones de pesos (para obtener los 10 mil millones de pesos el gobierno haría ahorros por los restantes 5 mil millones de pesos). El 8 de febrero se publicó y entró en vigor el “acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y restructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas”.

José Francisco Gil Díaz expidió el acuerdo, argumentando que:

1. El Secretario de Energía a instancias de las juntas de gobierno de CFE y LFC, solicitó a la Secretaria de Hacienda el ajuste, modificación y restructuración a las tarifas.
2. Las tarifas domésticas cuentan con un subsidio que beneficia a los usuarios con mayores consumos de energía eléctrica, provocando que las empresas públicas de energía eléctrica, no cuenten con los recursos suficientes para atender la demanda creciente de electricidad con altos niveles de calidad.
3. Es necesario reducir el otorgamiento de los subsidios de forma generalizada, mediante ajustes de nivel y estructura, concentrando el subsidio en los usuarios de bajos ingresos.
4. Se excluye en promedio al 75 % de los usuarios a nivel nacional de la medida de reducción del subsidio, se aplica una reducción parcial de dicho subsidio al siguiente 20 % de los usuarios y se elimina totalmente al 5 % de los usuarios con mayores consumos, mediante la nueva tarifa DAC.
5. Se crean las tarifas aplicables a la energía eléctrica destinada a la producción y provisión de bienes y servicios públicos federales.
6. Se crea la tarifa H-MC, para usuarios con patrón de demanda de bajo factor de carga, incluidos en la tarifa H-M.

Lo medular del anuncio es; no se incrementan las tarifas de la industria, comercio ni sector agropecuario, sólo se incrementan las tarifas de energía eléctrica para uso residencial, se crea la tarifa DAC, el aumento permitirá a las empresas públicas de energía eléctrica contar con recursos para atender la creciente demanda de electricidad con altos niveles de calidad y no se afectara al 75 % de los usuarios a nivel nacional.

1.5.3 Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC)

De acuerdo con el decreto, para los usuarios que consuman hasta 140 kWh mensuales no hay aumento, de 141 a 250 kWh hay un primer aumento y para consumos superiores a 250 kWh hay un segundo aumento, la tarifa DAC.

Un consumo de 140 kWh mensuales significa apretadamente; un refrigerador, un televisor, seis focos de 60 W, una plancha, una licuadora, un equipo de sonido y un radio usados racionalmente.

El segundo grupo de usuarios (generalmente clase media), que consumen más de 140 kWh tiene que pagar un considerable aumento de hasta 83 % -para 200 kWh- y cuidarse mucho para no caer en la tarifa DAC (más de 250 kWh mensuales), donde tendría que pagar aumentos superiores al 200 %, en consumos muy bajos y de 46.5% exactamente al rebasar los 250 kWh.

Para el tercer grupo de usuarios con altos ingresos, pagar tarifa DAC en altos consumos no tiene importancia, porque el aumento va decreciendo conforme aumenta el consumo (o el desperdicio), por ejemplo el que consume 1000 kWh mensuales, paga 22.3 % más que antes y el que consuma 3000 kWh solamente 8.3 % más.

En resumen los que consumen muy poco, ni siquiera lo mínimo necesario para una vida digna están obligados a ahorrar energía y condenados a una baja calidad de vida, los que desperdician la energía en grandes cantidades tienen el premio de un aumento de precio raquíico y los que quedan en medio tienen que realizar esfuerzos para no entrar en la tarifa DAC.

¿Qué determina que un usuario entre o salga de la tarifa DAC?

En el bimestre 5 de 1997 se incluyó por primera vez en los aviso-recibos el consumo de los últimos seis bimestres, y en el bimestre 1 de 2002, también apareció el consumo promedio de 6 bimestres (los 5 anteriores y el que se factura), que ahora sirve para determinar si paga o no tarifa DAC.

Para asignar la tarifa DAC, se sigue la regla; a todos los usuarios residenciales que superen los 500 kWh promedio en los últimos 6 bimestres, se les aplicará esta nueva tarifa. Para salir de la tarifa DAC, el usuario deberá mantener durante dos bimestres consecutivos (el anterior más el actual) un promedio bimestral de consumo inferior a los 500 kWh.

La tarifa DAC puede aumentar o bajar cada mes, en cambio las tarifas 1 aumentan cada mes en una proporción definida desde principios del año.

Capítulo 2. Energía Eólica

2.1 Introducción

Las energías renovables tales como la solar, la eólica, la hidráulica y la geotérmica, han constituido parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos. El término eólico viene del latín *Aeolicus*, perteneciente a Eolo, o relativo al dios de los vientos en la mitología griega. La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para la navegación, barcos impulsados por velas o hacer funcionar los molinos de viento. En general, las fuentes de energía renovables son distintas a los combustibles fósiles o centrales nucleares, debido a su diversidad y abundancia.

Se espera que durante los próximos cinco mil millones de años, el Sol seguirá abasteciendo de forma directa la radiación solar, e indirecta al viento y las lluvias. Por tanto, sería conveniente transformar las diversas manifestaciones naturales de la energía solar en energía eléctrica por ser ésta una energía de utilidad versátil.

El viento es generado por las masas de aire en desplazamiento entre zonas de alta presión atmosférica hacia regiones adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión. Estos gradientes son generados a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre por la radiación solar, combinado con el movimiento rotatorio de nuestro planeta. Se estima, que entre 1 y 2 % de la energía solar incidente se convierte en viento. Es una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la conversión en biomasa o la fijación del carbono por todas las plantas de la tierra.

De día las masas de aire sobre los océanos, los mares y los lagos se mantienen frías en relación con a las áreas vecinas situadas sobre las masas continentales. Durante la noche, el proceso se invierte, es decir, el mar guarda mejor el calor que la tierra. Durante el día, los continentes absorben una menor cantidad de la energía solar, por lo tanto el aire que se encuentra sobre la tierra se expande, se hace más liviano y se eleva. Es decir, el aire más frío y más pesado que proviene de los mares, océanos y grandes lagos se pone en movimiento para ocupar el lugar dejado por el aire caliente.

Las máquinas eólicas, son capaces de transformar la energía del viento en energía mecánica de rotación utilizable y trabajan sobre el principio de la fuerza aerodinámica. La incidencia del viento ejerce una presión sobre la hélice para girar el rotor, que a su vez, está conectado a un alternador y produce energía eléctrica.

Hoy es común utilizar ventiladores en lugares donde hace calor para producir una agradable brisa. Éstos consisten en un motor eléctrico unido a una hélice. Al aparato capaz de realizar el proceso inverso, o sea, aprovechar el viento para generar energía eléctrica, se le denomina aerogenerador. El aerogenerador un sistema de conversión de energía, que comprende una hélice, un generador eléctrico con sus sistemas de control y una conexión eléctrica. Mediciones realizadas por investigadores han calculado que podrían satisfacerse las necesidades de electricidad de todo el mundo con energía eólica, sólo con la condición de utilizarla eficazmente.

Todas las fuentes de energías renovables, incluida la energía de los combustibles fósiles (pero excepto la mareomotriz y la geotérmica), son creadas por el Sol. El sol irradia una energía constante y equivalente a 177 billones (millones de millones) de kilowatt (kW) equivalentes sobre la atmósfera terrestre. Cabe comentar que el tiempo requerido para la formación de los hidrocarburos en la corteza terrestre es del orden de 60 millones de años para petróleo o el gas natural, mientras que el carbón del orden de 400 millones de años.

El impulso a la expansión de la energía eólica se debe principalmente a la necesidad urgente de combatir el cambio climático global. El Panel Intergubernamental del Cambio Climático patrocinado por las Naciones Unidas, prevé que las temperaturas medias del planeta aumentarán hasta 5.8 °C durante este siglo. Muchos países aceptan actualmente que las emisiones de gases de efecto invernadero deben recortarse de manera drástica para limitar la catástrofe medioambiental que se produciría.

Es bien sabido que los sistemas eólicos y otras tecnologías energéticas renovables generan electricidad sin producir contaminantes asociados a los combustibles fósiles y a la energía nuclear, entre ellos, el dióxido de carbono, el gas de efecto invernadero más significativo.

A partir del Protocolo de Kyoto de 1997, que requiere una reducción global de las emisiones de gases de invernadero del 5.2% para el periodo 2008-2012 respecto de los niveles de 1990, se han introducido en cascada una serie de objetivos de reducción a escala regional y nacional. Éstos se han traducido, a su vez, en objetivos de introducción de una proporción creciente de energías renovables en la mezcla de suministro. Los 15 países miembros de la Unión Europea, por ejemplo, se han marcado como objetivo conjunto que el 22% de su electricidad provenga de fuentes renovables en el 2010, tomando como punto de partida la cuota del 14% existente en 1997. Para alcanzar estos objetivos, los países europeos y no europeos han adoptado una serie de mecanismos de apoyo al mercado, que van desde simples primas por unidad eléctrica producida por las plantas de energía renovable hasta mecanismos más complejos que obligan a los generadores eléctricos a obtener un porcentaje creciente de su suministro a partir de energías renovables.

2.2 Antecedentes del uso de la Energía Eólica

El aprovechamiento de viento se remonta al año 3,500 a.c., cuando los sumerios armaron las primeras embarcaciones de vela. Después, los griegos construyeron máquinas que funcionaban con el viento. Así, desde la Antigüedad éste ha sido el motor de las embarcaciones. Desde entonces, han pasado más de 5,000 años y los veleros surcan aún los mares.

Sin embargo, ésta es sólo una de las bondades del viento. Otra aplicación familiar, son los molinos de viento. La historia del molino de viento es confusa. Hay quienes afirman que el primero de estos molinos surgió en Seistán, Persia (hoy Irán). Según los registros, en el siglo VII d.c. ya se utilizaban molinos elementales para el riego y moler el grano, aunque parece que existen indicios anteriores de su existencia en la isla griega de Miconos. En estos primeros molinos, la rueda que sujetaba las aspas era horizontal y estaba soportada sobre un eje vertical. Estas máquinas no resultaban ser eficientes, pero aun así se extendieron por China y el Oriente Próximo. En Europa los primeros molinos aparecieron en el siglo XII en Francia e Inglaterra y se distribuyeron por el continente.

A principios del siglo XIII los molinos eólicos invaden Europa. Y es precisamente al final de este siglo cuando aparecen los famosos molinos holandeses usados para bombear agua. Así, cabe señalar que otra aplicación importante de estos molinos fue para la molienda de granos.

El molino de torre se desarrolló en Francia a lo largo del siglo XIV. Consistía en una torre de piedra coronada por una estructura rotativa de madera que soportaba el eje del molino y la maquinaria superior del mismo. Estos primeros ejemplares tenían una serie de características comunes. De la parte superior del molino sobresalía un eje horizontal. De este eje partían de cuatro a ocho aspas, con una longitud entre 3 y 9 metros. Las vigas de madera se cubrían con telas o planchas de madera. La energía generada por el giro del eje se transmitía a través de un sistema de engranajes a la maquinaria del molino emplazada en la base de la estructura. Un testimonio famoso de los molinos de viento es, sin lugar a dudas, la lucha contra los molinos de viento que se narra en Don Quijote de la Mancha, de Miguel de Cervantes Saavedra, publicado en 1605.

En 1759 John Smeaton presentó ante la Royal Society de Londres un tratado titulado *Cuestiones experimentales relativas a la fuerza natural del agua y el viento*. En 1782 aparece la máquina a vapor de James Watt y con él se abre la puerta para la revolución industrial, con sus máquinas térmicas, más eficientes, más baratas y que podían funcionar continuamente, lo cual trae como consecuencia que se preste menos atención al uso de sistemas eólicos. A pesar de que el uso de la energía eólica para el transporte y la agricultura es muy antiguo, la conversión de esta energía a electricidad pertenece al siglo XX, entre otras razones porque la electricidad aprovechable surgió a finales del siglo XIX.

A finales del siglo XVIII y durante todo el XIX, el aprovechamiento de la fuerza de los vientos quedó como mera curiosidad, salvo unas cuantas excepciones, como las turbinas con aspas de madera y después de acero, diseñadas por Daniel Halladay y Stuart Perry a finales del siglo XIX.

En China, utilizaron desde la antigüedad los molinos de viento para bombear agua y regar sus tierras; un caso notable del uso de esta energía fueron las carretillas impulsadas con velas para facilitar el transporte de mercancías de un lado a otro. En el siglo XIX, los chinos construyeron un vagón de ferrocarril de pasajeros que tenía una gran vela; la principal desventaja era que la espera, en ocasiones, era bastante larga.

Pero mientras el petróleo era una fuente duradera y barata a finales del siglo XIX, en menos de 100 años comienza con los indicios de su agotamiento, razones suficientes para estudiar otras fuentes de energía como la eólica.

2.3 Qué es la Energía Eólica

La energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire y que es transformada en otras formas útiles de energía para las actividades humanas.

En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores. A finales de 2007, la capacidad mundial de los generadores eólicos fue de 94.1 GW. Para inicio del 2012 la capacidad mundial instalada es de 238.351 GW.

La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al reemplazar termoeléctricas a base de combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de energía verde. Sin embargo, el principal inconveniente es su intermitencia.

2.3.1 Panorama mundial

- En el año 2011, la capacidad instalada de energía eólica en todo el mundo llegó a los 238 351 MW, luego de 196 630 MW en 2010, 159 050 MW en 2009, 120 903 MW en 2008, y 93 930 MW en 2007.
- La energía eólica tuvo un crecimiento de 21 % en el 2011, la tasa más baja desde el año 2004 y la segunda más baja de la década anterior.
- En el 2011 el mercado de energía eólica tuvo un crecimiento de alrededor del 6% respecto al 2010 representando una inversión de 50 billones de Euros (68 billones de dólares).
- China se convirtió en el país con mayor capacidad instalada a nivel mundial y el centro de la industria eólica a nivel internacional. Añadió 18 000 MW durante el año, contabilizando más del 40 % de la capacidad instalada a nivel mundial durante el 2011.
- Norte América registró la disminución más importante de la tasa de crecimiento a nivel mundial. EEUU perdió el primer lugar en la lista de países con mayor capacidad instalada.
- Muchos países de Europa occidental muestran estancamiento, mientras que hay un fuerte crecimiento en varios países de Europa del Este.
- Alemania mantiene la primera posición en Europa, con 29 075 MW, seguido por España con 21 673 MW.
- Las mayores tasas de contribución de la energía eólica en la generación eléctrica se encuentran en tres países europeos: Dinamarca (21%), Portugal (18%) y España (16%).
- Europa contabilizó el 40.65% de la capacidad instalada durante el 2010, seguido por Asia (34.5%) y Norte América (22%).
- Latino América (1.22%) y África (0.46 %) continúan jugando un papel poco relevante dentro de las nuevas instalaciones.
- África: El norte de África posee la mayor parte de la capacidad instalada. La energía eólica aun no juega un papel importante en la África Subsahariana.
- El desastre nuclear en Japón y el derrame de petróleo en el Golfo de México van a tener un impacto a largo plazo en el futuro de la energía eólica. Los Gobiernos necesitan reforzar urgentemente las políticas sobre energía eólica.
- La WWEA (World Wind Energy Association) cree posible llegar a una capacidad instalada a nivel mundial de 600 000 MW para el año 2015 y más de 1 500 000 MW para el 2020.

- China representó más del 40% del mercado eólico en 2011. Sin tomar en cuenta a China, el mercado mundial aumentó de 18 714 MW a 23 092 MW.
- En muchos países en desarrollo aún existe una enorme brecha en lo que respecta a política. No existe suficiente estabilidad y fiabilidad en las estructuras de mercado así como también la falta de recursos financieros. Además, el marco internacional necesario para las energías renovables aún no se ha establecido.
- Latinoamérica y el Caribe cuentan con una capacidad de energía eólica instalada de 3.2 GW. Los países Latinoamericanos que actualmente se encuentran en el mercado de energía generada por viento son México, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Colombia, Ecuador, Brasil, Perú, Chile y Argentina. En el Caribe se encuentran, República Dominicana, Jamaica, Cuba, Curacao, Aruba, Dominica, Guadalupe, Martinica y Bonaire.
- Brasil el país latinoamericano a la vanguardia y cuenta con 1.5 GW de capacidad eólica instalada. Brasil instaló 583 MW en el año 2011, 48 por ciento de todas las nuevas instalaciones de energía eólica en Latinoamérica y el Caribe. México también mostró aumentos importantes en 2011 aumentando su capacidad eólica instalada en un 68 por ciento, llegando a 873 MW. Argentina aumentó su capacidad sumando 79 MW nuevos llegando a 130 MW. Honduras también se unió al mercado de energía eólica con 102 MW.

2.3.2 Situación en México

La conciencia de la necesidad de diversificar los energéticos primarios para generación eléctrica, en un contexto de energías renovables, generación distribuida y administración de demanda, apenas empieza a permear en un medio donde las inercias son muy grandes. El sector eléctrico a escala mundial es muy reticente a introducir cambios y ha sido a través de coacción gubernamental, modificando leyes y reglamentos, e incluso estableciendo sanciones, es como se han podido inducir las transformaciones necesarias en el sector eléctrico. Por tanto, el caso de incidencia de la tecnología eólica en México, no es la excepción. La asimilación de una tecnología energética emergente como la eoloelectrónica corresponde a un proceso político social.

Como argumento de apoyo para decir que esta tecnología puede ser ya una fuente renovable en nuestro país, es bueno saber que desde hace muchos años, en los estados de Coahuila y Yucatán, se usan molinos de viento para bombear agua, acoplado directamente una bomba al rotor del molino. Es decir, sistemas puramente mecánicos. La aplicación principal de estos "papalotes" es bombear agua para utilizarla en el abrevadero de los animales. Sin embargo, se debe aclarar que el bombeo de agua mediante papalotes debe ser del subsuelo de poca profundidad debido a la limitada capacidad del equipo.

En 1990 el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) junto con el Instituto de Geografía de la UNAM elaboró un mapa preliminar del potencial eólico denominado *Áreas Eoloenergéticas, Uso Potencial, para la República Mexicana* como parte del Atlas Nacional de México. Más recientemente, en su página de Internet los mapas del potencial eólico son detallados para diferentes áreas del territorio nacional. En general, son muy escasas las instituciones dedicadas a la investigación y el desarrollo de la energía eólica en México: el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), la Universidad Autónoma Metropolitana-Unidad Azcapotzalco, la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del IPN, Fuerza Eólica, la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES), la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) y el Grupo del Sol. En la ANES, se han llevado a cabo Congresos Nacionales anuales desde los años 1970, en donde principalmente personas del IIE han publicado varios trabajos.

De estas instituciones la que presta más atención al desarrollo de la energía eólica es el IIE. Ahí, señalan los autores de *Alternativas energéticas: Los trabajos se enfocaron inicialmente a volver a diseñar equipos desarrollados en otros países, adecuándolos a la disponibilidad de materiales y a las habilidades técnicas y artesanales de nuestro país*. El IIE contó con un aerogenerador de velas para aplicaciones mecánicas, una aerobomba de tipo Savonius de 1.5 kW y un aerogenerador con rotor tipo Savonius de 200 W.

En 1977 la gerencia general de operación de la Comisión Federal de Electricidad cedió al IIE la estación eoloenergética experimental de El Gavillero, en Hidalgo. En ella se instalaron dos aerogeneradores marca Dunlite de 1.5 kW. El IIE diseñó un aerogenerador denominado Albatros, con un rotor de 11 m de diámetro, que desarrollaba una potencia de 10 kW.

Respecto al recurso energético eólico en México existe sin duda un gran potencial en este campo. Luego de 30 años de dedicación y desde el 2007, el IIE tiene un proyecto de Laboratorio Nacional para la Evaluación de los Recursos Energéticos Renovables en México (LERM), el cual tiene por objeto valorar entre otros, el recurso eólico con mayor detalle en sitios estratégicos en la República Mexicana.

Según el libro *Alternativas energéticas*, del doctor Antonio Alonso Concheiro y el ingeniero Luis Rodríguez Viqueira (coeditado por CONACYT-FCE, en 1985): *El aprovechamiento de la energía eólica en México se limita a las aerobombas de eje horizontal y aspas múltiples, instaladas en localidades rurales del norte y el sureste del país.*

Sin embargo, en México hay diferentes zonas como en el sureste, el norte y el centro, propicias para colocar sistemas eólicos. En 1994 la CFE logró contratar la construcción del primer proyecto experimental eoloelectrónico que se ubicó en el poblado de La Venta en Juchitán, Oaxaca, donde se instalaron siete aerogeneradores de origen danés con una capacidad total de 1 575 kilowatt (kW), esto equivale a proporcionar electricidad a 1 500 casas aproximadamente. La zona se caracteriza por fuertes vientos, cuya velocidad promedio anual está por los 8 m/s. En nuestro país hay muchas zonas con alto potencial energético proveniente del viento. Están el Istmo de Tehuantepec, especialmente en las cercanías de Salina Cruz y Juchitán; Cerro de la Bufa y el de la Virgen en Zacatecas. Estos son los que más destacan por la intensidad del viento y por la extensión en la cual sopla. En Pachuca, San Quintín y Mazatlán el aire se encajona y se requiere de estudios minuciosos para localizar con toda exactitud el lugar ideal para cada torre.

Para la generación de electricidad existen algunos proyectos importantes:

1. Un aerogenerador Mitsubishi de 250 kW que instaló la compañía Exportadora de Sal en Guerrero Negro, Baja California Sur.
2. Sistema híbrido eólico-solar-diesel con dos aerogeneradores de 10 kW en la comunidad de San Antonio Agua Bendita, instalado por la compañía de Luz y Fuerza del Centro (L y FC) en el Estado de México.
3. Sistema híbrido eólico-solar-diesel con dos aerogeneradores de 5 kW en la comunidad de María Magdalena, por la compañía LyFC en el Estado de Hidalgo.
4. Los proyectos de La Venta I y II, en Oaxaca, de la Comisión Federal de Electricidad.
5. Proyecto Xcalak, Estado de Quintana Roo, Sistema híbrido eólico-solar-diesel con 6 aerogeneradores de 10 kW c/u.
6. Cementos Apasco, un aerogenerador de 500 kW en el Estado de Coahuila.

El futuro global de la energía puede ser abordado por el lado de la demanda, tomando en cuenta que la gran cantidad de combustibles fósiles que se consume actualmente está causando un daño grave de contaminación, además de que el incremento constante de la utilización está siendo cuestionado por la opinión pública. La solución más inmediata para el problema energético es considerar a la energía eólica como una alternativa para generar energía limpia.

También se debe señalar que en nuestro país los aerogeneradores pueden ser una opción en comunidades rurales sin electrificar, así como una fuente de energía, dentro de la diversificación de fuentes opcionales de energía. En 2007 se comenzó a construir un Centro Regional de Tecnología Eólica (CERTE) en el Istmo de Tehuantepec, en el poblado de la Ventosa, municipio de Juchitán. En este proyecto se contempla invertir alrededor de \$5 millones de dólares, provenientes del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo y el Fondo Mundial para el medio ambiente (PNUD-GEF). Se pretende formar recursos humanos, programas de capacitación y de investigación tecnológica dirigidos por el IIE, gobierno de Oaxaca, CFE y CONACYT. Sin embargo, el esquema de este centro es el primero y único en México, por lo tanto, es conveniente crear más instituciones académicas, de investigación y de desarrollo tecnológico, dedicados a las fuentes renovables de energía apoyados por diferentes sectores del gobierno y de los empresarios mexicanos.

México será el segundo país en Latinoamérica en instalar capacidad de generación eléctrica a partir de fuentes limpias y renovables en 2012, con 130 proyectos realizados, sólo detrás de Brasil, asegura la consultora Industrial Info Resources.

Las tecnologías con mayor relevancia serán la gran hidroeléctrica en la categoría de energía limpia, mientras que en renovable, la de mayor impulso será la eólica, de acuerdo con el reporte Base de Datos de Proyectos Renovables en Latinoamérica.

Aunque México aventaja al resto de los países latinoamericanos en número de proyectos, no es así en montos de inversión, pues en este rubro cae a la quinta posición con un monto asegurado de 6 mil 864 millones de dólares.

En contraste, Brasil estará desarrollando en 2012 casi 300 proyectos con una inversión de 43 mil 424 millones de dólares.

El segundo, tercer y cuarto puesto lo ocupan Argentina, Chile y Perú con un monto aprobado de 13 mil 778, 13 mil 682 y 9 mil 642 millones de dólares respectivamente.

Los cinco países representan el 75% del valor de los proyectos planeados para comenzar en 2012.

"Brasil lidera este ranking con 294 proyectos que suman 43.4 millones de dólares, un 37% del valor total de los proyectos cuya construcción se iniciará en el presente año. Estos proyectos sumarán 31 gigawatts a los 117.5 gigawatts que actualmente están en operación", explica el reporte.

2.4 Ventajas e Inconvenientes de la Energía Eólica

Aspectos generales

- Es un tipo de energía renovable ya que tiene su origen en procesos atmosféricos debidos a la energía que llega a la Tierra procedente del Sol.
- Es una energía limpia ya que no produce emisiones atmosféricas ni residuos contaminantes.
- No requiere una combustión que produzca dióxido de carbono (CO₂), por lo que no contribuye al incremento del efecto invernadero ni al cambio climático.
- Puede instalarse en espacios no aptos para otros fines, por ejemplo en zonas desérticas, próximas a la costa, en laderas áridas y muy empinadas para ser cultivables.
- Puede convivir con otros usos del suelo, por ejemplo prados para uso ganadero o cultivos bajos como trigo, maíz, papa, remolacha, etc.
- Crea puestos de trabajo en las plantas de ensamblaje y las zonas de instalación.
- Su instalación es rápida, entre 6 meses y un año.
- Su inclusión en un sistema interconectado permite, cuando las condiciones del viento son adecuadas, ahorrar combustible en las centrales térmicas y/o agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas.
- Posibilidad de construir centrales eoloelectricas en el mar, donde el viento es más fuerte, más constante y el impacto social es menor, aunque aumentan los costos de instalación y mantenimiento. Las centrales eoloelectricas offshore son una realidad en los países del norte de Europa, donde la generación eólica empieza a ser un factor bastante importante.

Aspectos Técnicos

- Debido a la falta de seguridad en la existencia de viento, la energía eólica no puede ser utilizada como fuente única de energía eléctrica.
- Por lo tanto, para salvar los "valles" en la producción de energía eólica es indispensable un respaldo de las energías convencionales (centrales de carbón o de ciclo combinado, por ejemplo, y más recientemente de carbón limpio). Sin embargo, cuando respaldan la eólica, las centrales de carbón no pueden funcionar a su rendimiento óptimo, que se sitúa cerca del 90% de su potencia.
- Además de la evidente necesidad de una velocidad mínima en el viento para poder mover las aspas, existe también una limitación superior: una máquina puede estar generando al máximo de su potencia, pero si el viento aumenta lo justo para sobrepasar las especificaciones del aerogenerador, es obligatorio desconectar ese circuito de la red o cambiar la dirección de las aspas para que dejen de girar, puesto que con viento de altas velocidades la estructura puede resultar dañada por los esfuerzos que aparecen en el eje. La consecuencia inmediata es un descenso evidente de la producción eléctrica, a pesar de haber viento en abundancia.

Aspectos medioambientales

- Al comienzo de su instalación, en el istmo de Tehuantepec, los lugares seleccionados para ello coincidieron con las rutas de las aves migratorias o zonas donde las aves aprovechan vientos de ladera, lo que hace que entren en conflicto los aerogeneradores con aves y murciélagos.
- El impacto de contaminación visual y auditiva, es una nota importante debido a la disposición de los elementos horizontales que lo componen y la aparición de un elemento vertical como es el aerogenerador. Esto produce el llamado efecto discoteca: este efecto aparece cuando el sol está por detrás de los aerogeneradores y las sombras de las aspas se proyectan con regularidad sobre los jardines y las ventanas, parpadeando de tal modo que la gente denominó este fenómeno: "efecto discoteca". Esto, unido al ruido, puede llevar a la gente hasta un alto nivel de estrés, con efectos de

consideración para la salud. No obstante, la mejora del diseño de los aerogeneradores ha permitido ir reduciendo el ruido que producen.

- La apertura de pistas y la presencia de operarios en las centrales eólicas hace que la presencia humana sea constante en lugares hasta entonces poco transitados. Ello afecta también a la fauna.

2.5 La Generación de electricidad mediante el sistema Eólico

La operación de las centrales no requiere de la combustión de sustancias ni genera emisiones de gases tóxicos. Los requerimientos de espacio para la instalación de los equipos eólicos son menores al 5% de la superficie de los predios; es decir, para instalar energía eólica en algún terreno no se requiere de mucho espacio.

En el mercado internacional de la generación eléctrica, los sistemas eólicos compiten con las centrales térmicas de hidrocarburos y si tomamos en cuenta el impacto ambiental y el tiempo de construcción, los generadores eólicos resultan una opción tangible para producir energía eléctrica limpia.

Todo esto parece indicar que las condiciones están dadas para continuar con la construcción de proyectos de mayor capacidad; sin embargo, existen otras consideraciones previas que deben ser tomadas en cuenta, por ejemplo, debido a que el viento es un recurso intermitente estas variaciones se ven reflejadas en la generación de electricidad. Es decir, se genera electricidad sólo en las horas en que hay viento disponible, a diferencia de la que se genera con plantas hidroeléctricas donde se puede almacenar y generar energía en las horas de demanda. La ventaja de los generadores eólicos es que pueden construirse e instalarse individualmente, además de que pueden integrarse fácilmente a la actividad agrícola.

Asimismo, puede combinarse con las celdas fotovoltaicas a fin de generar energía eléctrica durante los períodos que no haya viento pero sí energía solar. La energía eólica empieza a perfilarse como una fuente alterna que ocupará un importante papel en la generación de electricidad, ya que no utiliza combustible y no modifica el uso del suelo; por estas razones, en las centrales eoloelectricas pueden continuar sin mayor interferencia las actividades agrícolas y pecuarias.

Existen dos casos que se perfilan como importantes opciones para el futuro. El primero son los proyectos experimentales de aerogeneradores con una velocidad variable que generan corriente alterna teniendo al pie de la torre un rectificador que la transforma a corriente directa y luego un inversor la entrega como corriente alterna.

Por otro lado están los aerogeneradores instalados mar adentro, y el éxito consiste en instalarlos en aguas poco profundas para abaratar su costo y al mismo tiempo aprovechar la distribución que toma la velocidad del aire en la capa límite sobre el mar, incrementando la potencia generada. Aerogeneradores del orden de algunos megawatt, con cimentaciones más baratas y nuevos conocimientos sobre las condiciones eólicas en el mar, están mejorando la economía de la energía eólica marina.

2.6 Aerogeneradores

Actualmente existen más de 50 empresas manufactureras de aerogeneradores en el mundo con 100 diferentes modelos. En los EUA y Canadá produjeron más de 60,000 pequeños aerogeneradores en los últimos 20 años.

Dado que la gran mayoría de las turbinas eólicas producen electricidad, solemos medir su producción en términos de cantidad de energía eléctrica que son capaces de convertir a partir de la energía cinética del viento. La energía generada se mide en términos de kilowatt-hora (kWh) o de megawatt-hora (MWh). Es decir, el producto de la potencia generada durante un periodo de tiempo. Debido a que la energía no puede ser creada, sino sólo convertida en diferentes formas, llaman también a los aerogeneradores convertidores de energía del viento.

2.6.1 Antecedentes

En los años 1940 y 1950 se registró un colapso en el uso de los aerogeneradores debido al desarrollo de la electrificación rural, y hasta los años 70, comenzaron a resurgir en los ranchos y las granjas debido a la crisis petrolera. Durante los años 80 las manufacturas desarrollaron nuevos diseños con la incorporación de modificaciones propias con las experiencias y lecciones adquiridas.

Parte de los aerogeneradores cambiaron de generadores con corriente directa (c.d.) a alternadores con imanes permanentes. La capacidad de los aerogeneradores creció desde unos cuantos kW a 15kW, y luego a 30kW. En el año de 1982, alcanzó el tamaño de los 50kW, siendo el equipo de mayor tamaño de entonces. Con los avances de la tecnología de los materiales para hélices y rotores, así mismo con la moda-expansión de las centrales eólicas, se ha logrado fabricar aerogeneradores de 500 kW y hasta varios MW. Existen sistemas independientes para suministrar energía a granjas y ranchos así como grupos de aerogeneradores interconectados a la red para suministrar a zonas residenciales con cientos de casas.

En el año del 2006, se instalaron en el mundo alrededor de 15 000 MW, aerogeneradores con categorías de entre 800 a 900 kW c/u y de 1.5 a 2 MW sumando así la cantidad total instalada de casi 75 000 MW.

2.6.2 Clasificación de los aerogeneradores

La clasificación de los aerogeneradores, se puede realizar desde varios puntos de vista, una primera aproximación al problema se puede hacer desde el punto de vista de la potencia eléctrica que pueden generar, según lo cual se clasifican en:

Pequeños Aerogeneradores: Hasta 30 kW y a su vez lo podemos dividir en 3 subgrupos dependiendo del tamaño del diámetro del rotor.

- Micro Aerogeneradores: Son los más pequeños de todos, tendiendo un diámetro hasta de 1.25 m.
- Mini Aerogeneradores: Con un diámetro de hasta 3 m.
- Aerogeneradores tamaño casero: Con un diámetro de hasta 10 m.

Medianos Aerogeneradores: Aquellos que generan de 30 kW hasta 600 kW. Llegan a tener un diámetro de hasta 50 m.

Grandes Aerogeneradores: Generan de 1.5 a 3 MW, llegan a tener un diámetro hasta del tamaño de una cancha de fútbol (Poco más de 100 m).

Desde el punto de vista del diseño, los aerogeneradores se pueden clasificar según los criterios:

Clasificación por la orientación del eje de giro del rotor.

Eje Horizontal

También conocidos como HAWT por sus siglas en inglés (Horizontal Axis Wind Turbine)

Ventajas

- Pueden transformar la energía cinética del viento en un 70%.
- Pueden ser construidos a mayores escalas.
- Pueden utilizar al máximo la fuerza de arrastre variando la aerodinámica de la pala.

Desventajas

- Requieren flujos de viento constante para un buen desempeño.
- Presentan problemas por las fuerzas giroscópicas en el rotor, para cambiar su orientación con la dirección del viento.

Eje Vertical

VAWT, por sus siglas (Vertical Axis Wind Turbine)

Ventajas

- Aceptan la dirección del viento en cualquier dirección, por lo que tienen un diseño más simple.
- Tienen el generador montado a nivel de piso.
- Costos de mantenimiento más bajos.
- Bajos niveles de ruido.

- Pueden funcionar en condiciones climáticas extremas.

Desventajas

- Vientos lentos y escasos por estar a nivel de suelo.
- Mucho más material por metro cuadrado que las HAWT.
- Bajo TSR (Top Speed Ratio), por lo que es difícil la generación eléctrica a partir de éstos.
- Incapacidad para controlar la potencia entregada por no poder moderar las palas.
- Es difícil automatizar los aerogeneradores del tipo Savonius y Darrieus.
- Difícil colocar un sistema que regule la velocidad cuando hay grandes vientos (Rotor-H)

Existen tres tipos principales de aerogeneradores de eje vertical (VAWT):

1) Darrieus: Dos o tres arcos que giran alrededor del eje. Las fuerzas dominantes son las de sustentación, tienen un par de arranque prácticamente nulo, pero entregan potencias altas. Son los que más rendimiento tienen, junto con los de eje horizontal. Por su forma es comúnmente denominado “eggbeater” (batidora de huevos). El Darrieus más a la izquierda de la foto, tiene un rotor central savonius para un mejor arranque.



Figura 2.1. Aerogeneradores de eje vertical Darrieus.

2) Savonius: Dos o más semicilindros o canaletas colocadas opuestamente alrededor del eje. Trabaja esencialmente por arrastre, puede arrancar con poco viento pero su rendimiento es relativamente bajo. Tiene una velocidad de giro pequeña. Sencillo y de bajo costo. Los anemómetros, medidores de velocidad del viento situados en muchos tejados, funcionan como las turbinas Savonius.



Figura 2.2. Aerogeneradores de eje vertical Savonius.

3) Panemonas: Cuatro o más semicírculos unidos al eje central. Su rendimiento es bajo.



Figura 2.3. Ejemplos de Panemonas.

Clasificación por la posición del equipo con respecto al viento.

El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para girar el rotor de la turbina en contra del viento. Se dice que la turbina tiene un error de orientación si el rotor no está perpendicular al viento.

Un error de orientación implica que una menor proporción de la energía del viento pasará a través del área del rotor. Por tanto, la eficiencia del mecanismo de orientación es fundamental para mantener el rendimiento de la instalación.

Por la manera de adecuar la orientación del equipo a la dirección del viento en cada momento:

a) A barlovento

Las máquinas de corriente arriba tienen el rotor de cara al viento. La principal ventaja de los diseños corriente arriba es que se evita el abrigo del viento tras la torre. Con mucho la mayoría de los aerogeneradores tienen este diseño.

Por otro lado, también hay algo de abrigo enfrente de la torre, es decir, el viento empieza a desviarse de la torre antes de alcanzarla, incluso si la torre es redonda y lisa. Así pues, cada vez que el rotor pasa por la torre, la potencia del aerogenerador cae ligeramente.

El principal inconveniente de los diseños corriente arriba es que el rotor necesita ser bastante inflexible y estar situado a una cierta distancia de la torre. Además una máquina corriente arriba necesita un mecanismo de orientación para mantener el rotor de cara al viento.

b) A sotavento

Las máquinas de corriente abajo tienen el rotor situado en la cara a sotavento de la torre. La ventaja teórica que tienen es que pueden ser construidos sin un mecanismo de orientación, si el rotor y la góndola tienen un diseño apropiado, que hace que la góndola siga al viento pasivamente.

Sin embargo, en grandes máquinas esta es una ventaja algo dudosa, pues se necesitan cables para conducir la corriente fuera del generador. Si la máquina ha estado orientándose de forma pasiva en la misma dirección durante un largo periodo de tiempo y no dispone de un mecanismo de orientación, los cables pueden llegar a sufrir una torsión excesiva.

Un aspecto más importante es que el rotor puede hacerse más flexible. Esto supone una ventaja tanto en cuestión de peso como de dinámica de potencia de la máquina, es decir, las palas se curvarán a altas velocidades del viento, con lo que quitarán parte de la carga a la torre. El inconveniente principal es la fluctuación de la potencia eólica, debida al paso del rotor a través del abrigo de la torre. Esto puede crear más cargas de fatiga en la turbina que con un diseño corriente arriba.

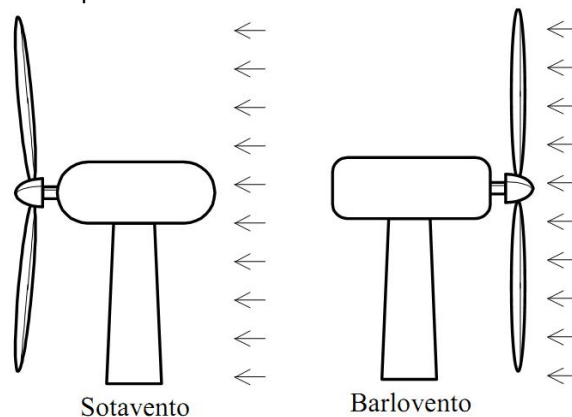


Figura 2.4. Sotavento y Barlovento

.Clasificación por el número de palas.

a) Una pala

Al tener sólo una pala estos aerogeneradores precisan un contrapeso en el otro extremo para equilibrar. La velocidad de giro es muy elevada. Su gran inconveniente es que introducen en el eje unos esfuerzos muy variables, lo que acorta la vida de la instalación.

b) Dos palas

Los diseños bipala de aerogeneradores tienen la ventaja de ahorrar el costo de una pala y, por supuesto, su peso. Sin embargo, suelen tener dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone una desventaja tanto en lo que respecta al ruido como al aspecto visual.

c) Tres palas

La mayoría de los aerogeneradores modernos tienen este diseño, con el rotor mantenido en la posición corriente arriba, usando motores eléctricos en sus mecanismos de orientación. Este diseño tiende a imponerse como estándar al resto de los conceptos evaluados. La gran mayoría de las turbinas vendidas en los mercados mundiales poseen este diseño.

d) Multipala

Con un número superior de palas o multipala. Se trata del llamado modelo americano, debido a que una de sus primeras aplicaciones fue la extracción de agua en pozos de las grandes llanuras de este continente.

2.6.3 Aplicaciones

La energía captada por el rotor de una máquina eólica se transforma inicialmente en energía mecánica disponible en un movimiento rotativo. Este movimiento puede utilizarse para impulsar dispositivos que la transformen en otras formas de energía: mecánica, eléctrica, térmica o potencial. Las aplicaciones más efectivas serán aquellas en las que se llega al uso final de la energía con el menor número de transformaciones.

En términos generales, las aplicaciones de las máquinas eólicas pueden subdividirse en dos grandes grupos según el tipo de energía a obtener: energía mecánica o energía eléctrica (Ver tabla 2.1). Este último admite, según el servicio a prestar, tres clasificaciones claramente diferenciadas:

- Instalaciones aisladas o remotas.
- Sistemas híbridos diesel-eólicos.
- Sistemas interconectados a las redes de distribución de energía eléctrica.

Cada una de estas aplicaciones tiene características particulares que condicionan tanto el tipo de máquina a utilizar como sus sistemas auxiliares.

Objetivo	Categoría	Tipo de Rotor	Aplicación
Generación de energía eléctrica	Sistemas aislados o remotos	• Horizontal bipala o tripala rápidos	- radioenlaces - comunicaciones - iluminación - electrodomésticos - seguridad
	Sistemas híbridos diesel eólicos	• Vertical Darrieus Horizontal 1 a 3 palas, rápidos	- Abastecimiento eléctrico de comunidades o industrias aisladas.
	Sistemas conectados a las redes eléctricas	• Vertical Darrieus • Horizontal 1 a 3 palas, rápidos	- Abastecimiento eléctrico a través de redes de distribución
Obtención de Energía mecánica	Sistemas aislados o remotos	• Horizontal multipala • Vertical Savonius • Horizontal 1 a 3 palas, rápidos	- Bombeo de agua - Molienda - Etc.

Tabla 2.1. Objetivos de las turbinas eólicas

2.6.4 Componentes de un aerogenerador de eje horizontal

La turbina eólica es el elemento captador de energía en un aerogenerador y está constituido por las palas, unidas en el buje, en donde una parte de la energía del viento se transforma en energía de rotación. El fenómeno físico asociado es que la corriente de aire (viento) pasa a través del rotor lamiendo la superficie de las palas, donde las resultantes de presión y de viscosidad del fluido dan lugar a unas fuerzas denominadas fuerzas aerodinámicas.

Componentes de un aerogenerador:

Góndola: Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. En la figura 2.5, a la izquierda de la góndola tenemos el rotor del aerogenerador, es decir las palas y el buje.

Palas del rotor: Capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje. En un aerogenerador moderno de 600 kW, cada pala mide alrededor de 20 m de longitud y su diseño es muy parecido al ala de un avión.

Buje: El buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.

Eje de baja velocidad: Conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 600 kW el rotor gira muy lento, a unas 19 a 30 revoluciones por minuto (r.p.m.) El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

Multiplicador: Tiene a su izquierda el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha gire 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad.

Eje de alta velocidad: Gira aproximadamente a 1 500 r.p.m. lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

Generador eléctrico: Suele ser un generador asíncrono o de inducción. En los aerogeneradores modernos de tamaño mediano la potencia máxima suele estar entre 500 y 1 500 kW.

Controlador electrónico: Es un dispositivo que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente para el aerogenerador y llama a la computadora del operario encargado de la turbina a través de un enlace mediante modem.

Torre: Soporta la góndola y el rotor. Generalmente es una ventaja disponer de una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo. Una turbina moderna de 600 kW, tendrá una torre de 40 a 60 m.

Las torres pueden ser torres tubulares (como la mostrada en la figura 2.5) o bien torres de celosía. Las torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas.

Mecanismo de orientación: Está activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta.

Anemómetro y veleta: Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s. El controlador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para girar el aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

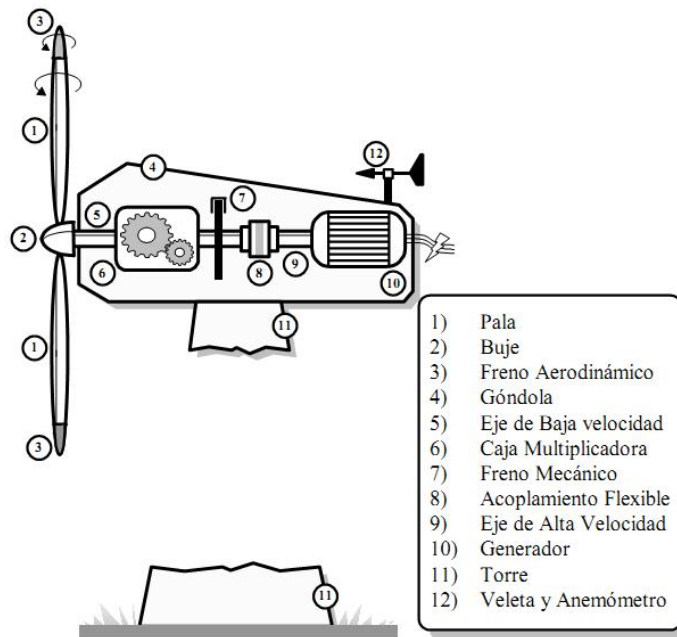


Figura 2.5. Componentes de una turbina eólica

2.6.4 Principios de funcionamiento

La captación de la energía eólica se realiza mediante la acción del viento sobre las palas, las cuales están unidas al eje a través de un elemento denominado cubo (conjunto que recibe el nombre de rotor). El principio aerodinámico, por el cual este conjunto gira, es similar al que hace que los aviones vuelen.



Figura 2.6. Fuerzas de sustentación y arrastre.

Según este principio, el aire que es obligado a fluir por las caras superior e inferior de una placa o perfil inclinado (ver figura 2.6) genera una diferencia de presiones entre ambas caras, dando origen a una fuerza resultante (R) que actúa sobre el perfil. Descomponiendo esta fuerza en dos direcciones se obtiene:

- a) La fuerza de sustentación (s), o simplemente sustentación, de dirección perpendicular al viento.
- b) La fuerza de arrastre (a), de dirección paralela al viento.

Para favorecer la circulación del aire sobre la superficie de las palas, evitar la formación de torbellinos y maximizar la diferencia de presiones, se eligen perfiles de pala con formas convenientes desde el punto de vista aerodinámico. Según como estén montadas las palas con respecto al viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será predominantemente la fuerza de arrastre o la de sustentación. Con

excepción de las del tipo Panemonas y los rotores tipo Savonius, en todas las máquinas modernas la fuerza dominante es la de sustentación pues permite obtener, con menor peso y costo, mayores potencias por unidad de área del rotor. Analizaremos únicamente el comportamiento aerodinámico de las turbinas eólicas cuyo par motor está originado por las fuerzas de sustentación.

2.7 Fundamentos físicos de los aerogeneradores

2.7.1 Potencia en el viento

La cantidad de energía obtenida por un aerogenerador, depende de la magnitud del viento y se relaciona a un sitio específico.

El potencial del viento (P) depende de la densidad del aire (ρ), el área interceptada por la hélice del aerogenerador (A) y la velocidad del viento (V):

$$P = \frac{\rho A V^3}{2} \quad (2.1)$$

La densidad del aire varía como una función de la temperatura ambiental y la altura del sitio sobre el nivel del mar. Si la densidad del aire a presión atmosférica estándar es 1.225 kg/m^3 y la temperatura ambiental es de $15 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$P = 6125.0 AV^3 \quad (2.2)$$

Donde: A = Área en m^2 ; V = Velocidad del viento en m/s.

Como se observa la ecuación 2.1, la potencia del viento varía con el cubo de la velocidad. Por otro lado, la energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso). Así la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen. En otras palabras, cuanto "más pesado" sea el aire más energía recibirá el aerogenerador.

Así mismo, para comprender la importancia de la velocidad del viento, podemos suponer que si la velocidad se duplica, entonces la potencia generada aumentará en 8 veces.

En un ejemplo realista de la potencia y considerando unidades arbitrarias de velocidades, si tenemos el cambio de velocidad de 100 a 130, es decir un 30% de incremento en la velocidad del viento, entonces dicha relación lleva a:

$$\left(\frac{P_2}{P_1}\right) = \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^3 \quad (2.3)$$

Entonces:

$$P_2 = \left(\frac{130}{100}\right)^3 P_1 \approx 2.2 P_1 \quad (2.4)$$

Es decir, la potencia se duplica con un 30% de incremento en la velocidad. Por esta razón, es importante obtener la información precisa del viento del sitio. Para tal información, se recomienda tener datos del viento en forma estadística durante al menos un año.

Área de barrido

Como comentamos, la potencia del viento se relaciona exponencialmente a la velocidad del viento y además es directamente proporcional al área del viento interceptado por las hélices del aerogenerador, es decir, el área de barrido. Si duplicamos esta área, la potencia también se duplicará. Las hélices “barren” un área correspondiente a:

$$A = \pi R^2 \quad (2.5)$$

Donde el área (A) es igual al producto de π con el cuadrado del radio (R) de la hélice. Por lo tanto, un pequeño incremento en el radio del barrido, producirá un incremento relativamente grande en el área de barrido y por consiguiente en la potencia. Por ejemplo, si incrementamos de 10 a 12 unidades o en un 20% el radio de la hélice:

$$\left(\frac{A_2}{A_1}\right) = \left(\frac{R_2}{R_1}\right)^2 \quad (2.6)$$

Entonces:

$$A_2 = \left(\frac{12}{10}\right)^2 A_1 \approx 1.44 A_1 \quad (2.7)$$

Es decir, un incremento en el área del 44% y por lo tanto, el diámetro del rotor, es un dato relevante para conocer la potencia que el aerogenerador produce.

La mayoría de las veces, tiene mayor importancia la información referida al área de barrido que la propia potencia nominal de los aerogeneradores.

2.7.2 Curva de Potencia del aerogenerador

La curva de potencia de un aerogenerador es una gráfica que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento.

Como un método alternativo para estimar el funcionamiento anual se emplea la curva de potencia de la manufactura. Se calcula la energía típica generada en función de diferentes condiciones de viento. Se ocupa la curva de potencia del aerogenerador y la distribución de la velocidad del viento. Sin embargo, no hay una agencia internacional o gubernamental que certifique la velocidad de las curvas de potencia publicadas.

En la figura 2.7 se muestran dos tipos de aerogeneradores, el WT600 y el WT300. Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, donde un anemómetro es situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador (no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable).

Si la velocidad del viento no varía demasiado rápido, pueden usarse las medidas de la velocidad del viento realizadas con el anemómetro y visualizar la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador y así, dibujar los dos tipos de valores conjuntamente en una gráfica similar a la de figura 2.7.

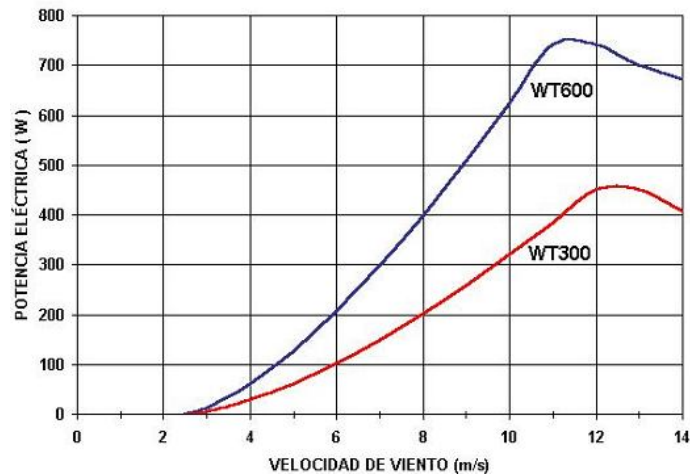


Figura 2.7. Potencia generada por los aerogeneradores WT300 y WT600, según especificaciones del productor.

Incertidumbre en mediciones de curvas de potencia

En realidad, en la figura 2.7, tanto para el WT300 como el WT600, debe observarse una nube de puntos esparcidos alrededor de cada una de las líneas y no una curva bien definida. Es decir, en la práctica la velocidad del viento siempre fluctúa y no se puede medir exactamente la velocidad del viento que pasa a través del rotor del aerogenerador. Colocar un anemómetro justo enfrente del aerogenerador no es una solución factible, ya que el aerogenerador también proyectará un "abrigo" que frenará el viento enfrente de él.

Así pues, en la práctica se debe tomar un promedio de las diferentes medidas para cada velocidad del viento y dibujar el gráfico con esos promedios. Además, es difícil hacer medidas exactas de la propia velocidad del viento. Si se tiene un 3 por ciento de error en las mediciones de la velocidad del viento, entonces la energía del viento puede ser un 9 por ciento superior o inferior. En consecuencia, pueden existir errores hasta de $\pm 10\%$ incluso en curvas "certificadas".

Verificación de las curvas de potencia

Las curvas de potencia están basadas en medidas realizadas en zonas de baja intensidad de turbulencias y con el viento incidiendo directamente en frente de la turbina. Las turbulencias locales y los terrenos complejos (por ejemplo, aerogeneradores situados en una pendiente rugosa) pueden implicar que ráfagas de viento golpeen el rotor desde diversas direcciones. Por lo tanto, puede ser difícil reproducir exactamente la curva en una localización dada.

Riesgos en el uso de las curvas de potencia

Una curva de potencia no indica cuanta potencia producirá un aerogenerador a una cierta velocidad del viento. El contenido de energía varía fuertemente con la velocidad del viento, tal como se vio en la sección sobre la energía en el viento. Por lo tanto, es muy importante la forma a la que se ha llegado a ese promedio, es decir, si los vientos varían mucho o si soplan a una velocidad relativamente constante.

Por otro lado, en la curva de potencia, es conveniente incluir datos técnicos del aerogenerador como la velocidad del viento de arranque, el diámetro del aerogenerador y la especificación de la potencia generada nominal a una determinada velocidad de viento. Sin embargo, la potencia pico del aerogenerador, en la mayoría de las ocasiones, es mayor a la potencia nominal. Para vientos muy fuertes, los aerogeneradores están diseñados para limitar o gobernar potencia de generación. En el caso de los pequeños aerogeneradores, se tienen sistemas mecánicos para plegarse o salirse de la dirección del viento y esto lleva a reducir la potencia generada. Como se puede ver en el ejemplo mostrado en la figura 2.7, el aerogenerador WT300 entra en funcionamiento a 2.5 m/s, alcanza la potencia nominal a los 10 m/s y entra la protección a los 12 m/s.

Algunos fabricantes de aerogeneradores estiman el funcionamiento de sus productos en condiciones normales de trabajo mediante el uso de distribución de Rayleigh sobre nivel del mar y presentan datos de la energía generada durante el año.

Modelo teórico de Betz

Vamos a suponer que la energía eólica se puede recuperar y transformar mediante un aerogenerador de hélice (dato no estrictamente necesario, por cuanto la demostración es válida para cualquier otro medio de transformación). La hélice se supone inmersa en una corriente de aire de velocidad V que, aguas abajo posee velocidad no nula V_2 , lo que permite asegurar que no es posible la transformación y recuperación de toda la energía del viento en otra forma de energía. Se supondrá que aguas arriba de la hélice, el aire que circula por el tubo de corriente indicado en la figura 2.8, posee una velocidad V_1 en la sección transversal ficticia A_1 , que es la velocidad del viento sin perturbar, mientras que la velocidad V_2 se corresponde con otra sección transversal ficticia A_2 aguas abajo de la zona en que se encuentra la hélice.

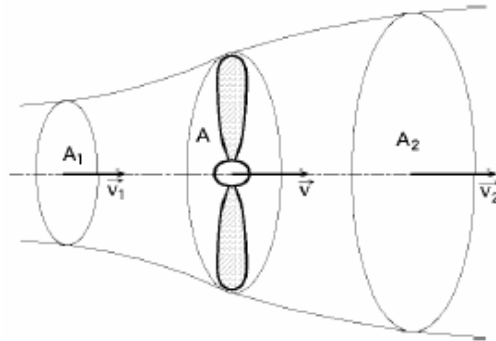


Figura 2.8. Modelo de Betz

En el plano que contiene la hélice, la sección transversal batida por la misma sería un disco imaginario de sección A , siendo V la velocidad útil del viento en la misma. La hélice se supone como un disco de diámetro d que capta la energía del aire en movimiento que llega a él. Si el disco fuese capaz de captar toda la energía cinética del viento, aguas abajo del mismo el aire estaría en reposo y por lo tanto, la velocidad sería $V_2 = 0$.

Suponiendo que el gasto másico G de aire que circula por el tubo es constante, se puede poner que:

$$G = \rho A_1 V_1 = \rho A_2 V_2 = \rho A V \quad (2.8)$$

La variación de la energía cinética del viento en la unidad de tiempo es de la forma:

$$\Delta E_{\text{cinética}} = E_{C1} - E_{C2} = \frac{G}{2} (V_1^2 - V_2^2) = \frac{\rho A V}{2} (V_1^2 - V_2^2) \quad (2.9)$$

La fuerza F ejercida por el viento en la unidad de tiempo, $\Delta t = 1$, sobre el área ficticia A barrida por la hélice, es igual a la variación de la cantidad de movimiento del aire que la atraviesa; el trabajo generado por esta fuerza F en la unidad de tiempo, es la potencia $P_{\text{útil}}$ de la forma,

$$P_{\text{útil}} = FV = \left| F = \frac{G \Delta V}{\Delta t} = \rho A V (V_1 - V_2) \right| = \rho A V^2 (V_1 - V_2) \quad (2.10)$$

Que es igual a la variación de energía cinética del aire, en el mismo tiempo, pudiéndose poner:

$$P_{\text{útil}} = \rho A V^2 (V_1 - V_2) = \frac{\rho A V}{2} (V_1^2 - V_2^2) \Rightarrow V = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (2.11)$$

Si se hace el cambio, $V_2 = b V_1$, con, $0 < b < 1$, resulta:

$$P_{\text{útil}} = \frac{\rho A (V_1 + V_2)}{4} (V_1^2 - V_2^2) = \frac{\rho A V_1^3}{4} (1+b)(1-b^2) \quad (2.12)$$

El máximo valor de $P_{\text{útil}}$ se obtiene haciendo, $\frac{dP_{\text{útil}}}{db} = 0$, resultando:

$$(1-b^2) + (1+b)(-2b) = 0 ; (1+b)(1-3b) = 0 \quad (2.13)$$

Cuyas soluciones son: $\left\{ \begin{array}{l} b = -1, \text{ que no cumple la condición, } 0 < b < 1 \\ b = \frac{1}{3} = \frac{V_2}{V_1} ; V_1 = 3V_2 \end{array} \right.$

Lo que permite hallar la potencia máxima suministrada por el rotor, cuyo valor será:

$$P_{\text{útil max}} = \frac{\rho A V_1^3}{4} \left(1 + \frac{1}{3}\right) \left(1 - \frac{1}{9}\right) = \frac{8 \rho A V_1^3}{27} = 0.37 A V_1^3 \quad (2.14)$$

Que se conoce como **ecuación de Betz** y en la que se ha tomado como densidad media del aire $\rho = 1.25 \text{ kg/m}^3$, ya que en invierno ésta viene a ser del orden de 1.33 y en verano de 1.15.

De todo esto se deduce que la potencia máxima teórica es proporcional al diámetro d de la hélice y al cubo de la velocidad nominal del viento V_1 .

Como la potencia del viento, aguas arriba de la hélice, viene dada por la expresión:

$$P_{\text{disponible viento}} = \frac{\rho A V_1^3}{2} = 0.625 A V_1^3 \quad (2.15)$$

El rendimiento máximo aerodinámico (o factor de potencia máxima), será:

$$\eta_{\text{máxima}} = \frac{P_{\text{útil máxima}}}{P_{\text{viento}}} = \frac{16}{27} = 0.595 \quad (2.16)$$

$$\eta_{\text{máxima}} = 59.5\% \quad (2.17)$$

Que es el límite teórico o coeficiente de Betz que ninguna máquina eólica, por muy sofisticada que sea, puede superar.

Consideraciones prácticas.

La ecuación de Betz proporciona el límite superior de las posibilidades de un aerogenerador, pero en sí es poco fina, pues no tiene en cuenta una serie de factores como:

- La resistencia aerodinámica de las palas
- La pérdida de energía por la estela generada en la rotación
- La compresibilidad del fluido
- La interferencia de las palas

El rendimiento práctico depende del tipo de rotor, por lo que multiplicando la expresión anterior de la potencia máxima teórica por un coeficiente del rendimiento teórico máximo, que comprende los factores anteriores y que está comprendido en el intervalo 0.30 – 0.80, se obtiene:

$$P_{\text{real máxima}} = (0.11- 0.30) AV_1^3 \quad (2.18)$$

En realidad habrá que tener en cuenta además del rendimiento de los diversos mecanismos que componen el aerogenerador, los de los elementos que se muestran en la tabla siguiente:

Rendimiento de Betz	59,3%
Rendimiento de la hélice	85%
Rendimiento del multiplicador	98%
Rendimiento del alternador	95%
Rendimiento del transformador	98%

Tabla 2.2 Rendimiento de los mecanismos del aerogenerador

Se obtiene un rendimiento global de la instalación del orden del 46%. En la práctica el rendimiento del aerogenerador será aún menor, por lo que se puede aceptar como un valor bastante razonable para la potencia del mismo, la expresión siguiente:

$$P_{\text{Real máxima}} = (0.11- 0.17) AV_1^3 \quad (2.19)$$

2.8 Características del Viento

El viento a pesar de que se puede considerar un evento aleatorio, realmente depende de factores físicos, que eventualmente podrían hacer totalmente determinística esta variable. Depende fundamentalmente de la presión atmosférica, la cual hará que masas de aire que se encuentran a una alta presión fluyan a sectores donde la presión es menor, de esta forma se genera el viento. Sin embargo, se puede hacer un estudio estadístico de la velocidad del viento, con el fin de poder establecer qué lugares son aptos para colocar generación de energía eólica.

Para estudiar el comportamiento del viento existen varios métodos estadísticos que ayudan a establecer variables importantes de decisión tales como: media, varianza, distribución de probabilidad y periodicidad de éste.

Dado que el viento se podría considerar un proceso estocástico, es importante encontrar parámetros que ayuden a tomar decisiones, con base en si es conveniente colocar molinos en el sector donde se hicieron las mediciones o en el caso de que ya estén funcionando, los aerogeneradores ahí, se quisiera poder tener una estimación certera de cómo será el viento en las próximas horas o días, dado que se podría querer vender excedentes de energía en los mercados existentes. Por otro lado, se ha podido establecer que la velocidad del viento generalmente tiene una distribución de probabilidad Weibull.

Para la correcta utilización de la energía del viento es imprescindible una adecuada caracterización del recurso eólico, a fin de conocer datos importantes que permitan estimar correctamente las potencialidades del lugar. Para esto con frecuencia se usa software profesional, como WasP, MM5 y otros, los que con gran precisión ofrecen toda la información correspondiente al lugar en análisis y sirven de base para la instalación de parques eólicos con unidades de alta potencia.

Es una realidad que utilizar estos programas para caracterizar el recurso eólico de un sitio con el objetivo de instalar pequeños aerogeneradores es injustificado. Esto se produce porque la mayoría de estos programas son elevadamente costosos y necesitan permisos para su uso total, como llaves físicas o códigos de acceso. El costo de estos programas y el profundo conocimiento del tema que éstos demandan para su empleo, atentan directamente con su utilización eficiente para la evaluación de un sitio en el cual se van a

ubicar máquinas, que en algunos casos, su costo es inferior al de estos programas. Son por estas razones que se hace necesario utilizar métodos alternativos para caracterizar el recurso eólico.

2.8.1 Análisis del viento

El principal interés al instalar un aerogenerador, es saber la energía que el equipo produce con el recurso eólico existente. Es importante conocer el potencial de generación a través de la transformación del viento en un determinado sitio.

En un proyecto de Ingeniería de Vientos, el principal inconveniente es conocer la velocidad media del viento en un sitio determinado. Usualmente, el tiempo disponible para evaluar la velocidad del viento está limitado a unos pocos meses, o en su defecto, se utilizan datos disponibles en la zona, desconociendo el grado de confiabilidad de éstos. En ambos casos, la velocidad del viento así determinada introducirá errores en la evaluación del parámetro donde interviene esta variable. Además, en una predicción probabilística anual de la velocidad del viento atmosférico hecha con registros cortos (dos o tres meses) los valores de la velocidad serán distintos a la velocidad media disponible en el lugar, pues el viento atmosférico es afectado por las estaciones climáticas durante el año.

La energía a generar, se puede calcular a través de la velocidad promedio del viento. Sin embargo, debido al carácter variante del viento a través del tiempo, los períodos de fuertes vientos, contribuyen de manera muy importante a la generación de potencia. Entonces, debemos considerar la variación de la velocidad del viento. Como se indicó en la ecuación de la potencia generada por el viento, ésta es función cúbica de la velocidad del viento. Por tanto, es importante conocer la distribución de la velocidad del viento a través del tiempo, ya que el cubo de las diferentes velocidades del viento en sus lapsos de tiempo, son mayores al cubo de la velocidad promedio en el mismo periodo.

Los diseñadores de los aerogeneradores necesitan la información de las mediciones del viento para optimar el generador y para minimizar los costos del equipo. Así al medir las velocidades del viento a lo largo de un año, se observará que en la mayor parte de las regiones, los vientos fuertes son raros, mientras que los vientos moderados son bastante comunes. Sin embargo, como se mencionó, para utilizar eficientemente la energía eólica es muy importante describir la variación de las velocidades del viento.

A continuación se resumen los siguientes conceptos relevantes:

- 1) La potencia es afectada por los cambios en la densidad de aire en función de la altura sobre el nivel del mar.
- 2) La potencia es proporcional al área del barrido. Si el área se duplica, la potencia también se duplica.
- 3) La potencia es una función cúbica de la velocidad del viento. Si se duplica la velocidad, la potencia incrementa en 8 veces.
- 4) Como la velocidad del viento varía con el tiempo, son más precisas la suma de las potencias generadas para un rango de velocidades de viento que la potencia obtenida del promedio de la velocidad del viento.

2.8.2 Distribución de la velocidad del viento

La variación de las velocidades del viento suele describirse mediante la “Distribución de Weibull”. Ésta describe la densidad de probabilidad de velocidades medias horarias de viento. La expresión dada por Weibull corresponde a una familia de curvas. La figura 2.9 muestra en lo particular una velocidad media del viento de 7 m/s.

La gente que esté familiarizada con la estadística se dará cuenta de que la gráfica muestra una distribución de probabilidad. El área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100 por ciento. La mitad del área está a la izquierda de la línea negra vertical a 6.6 m/s (figura 2.9a) que es la media de la distribución. Esto significa que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de 6.6 m/s y la otra mitad soplará a más de 6.6 m/s.

Como se podrá observar, la distribución de las velocidades del viento es asimétrica. A veces tendrá velocidades de viento muy altas, pero escasas. Por otro lado, las velocidades del viento de 5.5 m/s son las más comunes. Los 5.5 m/s es el llamado valor modal de la distribución. Si multiplicamos cada pequeño

intervalo de la velocidad del viento por la probabilidad de tener esa velocidad particular, y los sumamos todos, obtenemos la velocidad del viento media.

La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro, dependiendo de las condiciones climáticas locales y del tipo de superficie. Por lo tanto, la Distribución de Weibull puede variar tanto en su forma como en el valor medio.

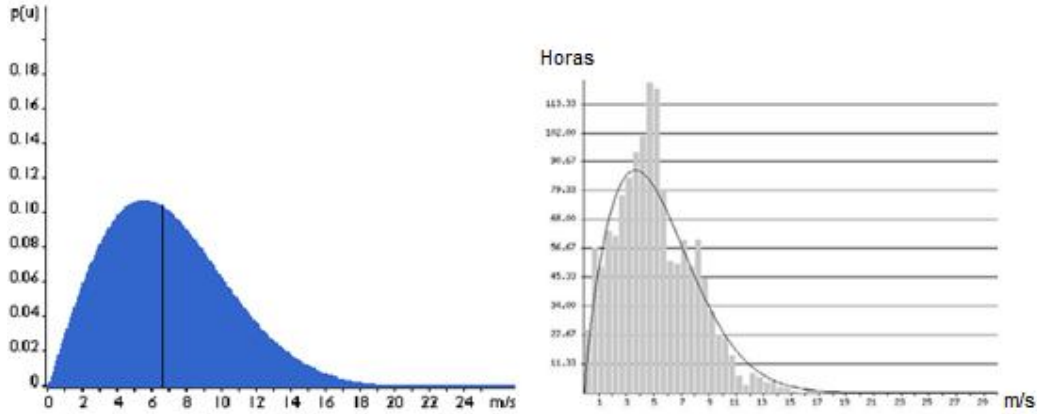


Figura 2.9. Curva ejemplar de la distribución estadística del viento (a), distribución real en forma de barras (b).

La función de densidad de probabilidad de la distribución de Weibull está dada por:

$$f(x, \lambda, k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases} \quad (2.20)$$

Donde $f(x)$ corresponde a la probabilidad de que exista una velocidad de viento “ v ” durante un período de tiempo, $k > 0$ es el parámetro de forma y $\lambda > 0$ es el parámetro de escala de la distribución.

Su función de distribución acumulada es:

$$f(x, \lambda, k) = \begin{cases} 1 - e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases} \quad (2.21)$$

Su media (\bar{v}) está dada por:

$$f(x, \lambda, k) = \lambda \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.22)$$

Cabe mencionar que si $k = 1$, la función de probabilidad resultante es una exponencial de parámetro $1/\lambda$. Para valores mayores de $k = 3$ la función se va pareciendo cada vez más a una normal. Si el parámetro k es igual a 2, como la figura 2.9, la distribución es conocida como distribución de Rayleigh. Frecuentemente, los fabricantes de aerogeneradores proporcionan las gráficas de rendimiento para sus máquinas usando esta distribución.

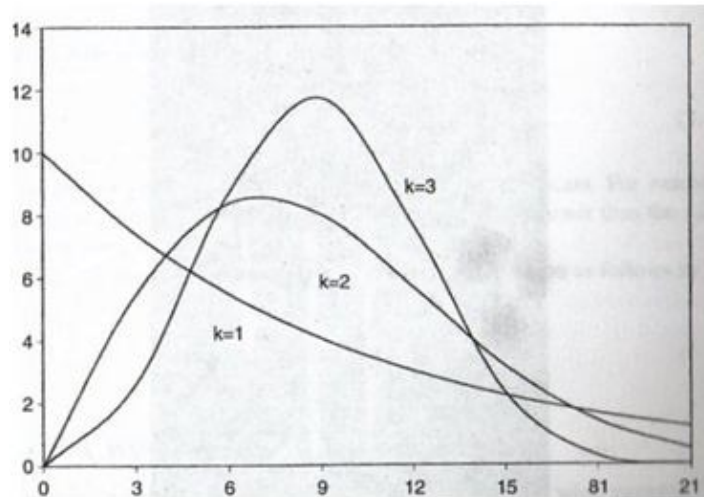


Figura 2.10. Ejemplo de una distribución Weibull con distintos k .

De la figura se puede inferir que para valores pequeños de k , habrá mayor cantidad de valores de viento pequeños que de vientos grandes. Mientras va aumentando el valor de k , se va revirtiendo la situación, donde se puede apreciar que para $k = 3$, existe tanto valores altos de viento como pequeños. En general, las curvas de conversión viento-potencia de los aerogeneradores tienen una forma parecida a la de la figura 2.11:

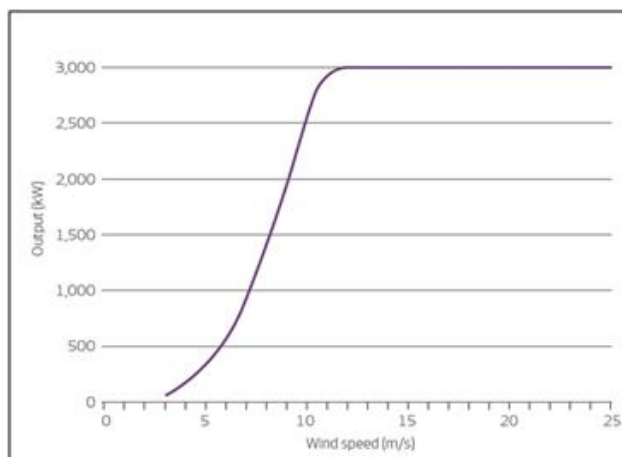


Figura 2.11. Conversión viento-potencia de un generador vestas de 3 MW.

En esta figura, se aprecia que este aerogenerador en particular empieza a producir potencia luego de recibir un viento que sea de al menos 3 m/s o aproximadamente 11 km/h. No todos los generadores comienzan a funcionar con vientos de la misma velocidad, ni soportan grandes velocidades en el proceso de generación.

También se ve que después de una velocidad de punta o pico de 12 m/s o 43 km/h, el generador llega al máximo de capacidad, la cual se mantiene sin variaciones hasta una velocidad de 25 m/s o 90 km/h, donde las turbinas pueden apagarse, para así no dañar el sistema.

Teniendo presente esta figura, lo primero que se puede afirmar es que un viento de media inferior a 3 m/s es prácticamente inservible y por ende el primer paso es encontrar lugares donde la media del viento sea lo más alta posible.

Sin embargo, no sólo la media es importante, sino que la varianza toma un papel protagónico en la evaluación de la generación eléctrica. Puede ser más conveniente un aerogenerador que produzca energía con base en un viento muy variable aunque tenga un promedio de velocidad bajo, contra un aerogenerador que reciba viento constante aunque con una media un poco mayor (pensando siempre en valores menores a 12 m/s, en donde se logra la máxima operación), dado que en suma, el primero va a producir más MWh que el segundo.

2.9 Emplazamiento y mantenimiento del aerogenerador

Condiciones eólicas

Normalmente, el sólo hecho de observar la naturaleza resulta de excelente ayuda a la hora de encontrar un emplazamiento apropiado para el aerogenerador. Los árboles y matorrales de la zona serán una buena pista para saber cuál es la dirección de viento dominante.

Si nos movemos a lo largo de un litoral accidentado, observaremos que siglos de erosión han trabajado en una dirección en particular. Los datos meteorológicos, obtenidos en forma de rosa de los vientos durante un plazo de 30 años, sean probablemente su mejor guía, aunque rara vez estos datos son recogidos directamente en su emplazamiento, por lo que hay que ser muy prudente al utilizarlos, tal y como se verá en la próxima sección.

Si ya existen aerogeneradores en esa área, sus resultados de producción son una excelente guía de las condiciones de viento locales. En países como Dinamarca y Alemania, en los que a menudo se encuentra un gran número de aerogeneradores dispersos por el campo, los fabricantes pueden ofrecer resultados de producción garantizados, basándose en cálculos eólicos realizados en el emplazamiento.

Buscar una perspectiva

De lo que hemos aprendido en las páginas anteriores, nos gustaría tener una vista lo más amplia posible en la dirección de viento dominante, así como los mínimos obstáculos y una rugosidad lo más baja posible en dicha dirección. Si puede encontrar una colina redondeada para situar las turbinas, es posible incluso que consiga además un efecto acelerador.

Conexión a la red

Obviamente, los grandes aerogeneradores tienen que ser conectados a la red eléctrica. Para los proyectos de menores dimensiones es fundamental que haya una línea de alta tensión de 10 - 30 kV relativamente cerca para que los costos de cableado no sean prohibitivamente altos (por supuesto, esto preocupa de sobremanera a aquellos que tienen que pagar la extensión de la línea de alta tensión).

Los generadores de las grandes turbinas eólicas modernas generalmente producen la electricidad a 690 V. Un transformador colocado cerca de la turbina o dentro de la torre de la turbina convierte la electricidad en alta tensión (normalmente hasta 10 - 30 kV).

Refuerzo de red

La red eléctrica próxima al (a los) aerogenerador(es) deberá ser capaz de recibir la electricidad proveniente de la turbina. Si ya hay muchas turbinas conectadas a la red, la red puede necesitar refuerzo, es decir, un cable más grande, conectado quizás más cerca de una estación de transformación de más alto voltaje.

Condiciones del suelo

La viabilidad tanto de realizar las cimentaciones de las turbinas como de construir carreteras que permitan la llegada de camiones pesados hasta el emplazamiento deben tenerse en cuenta en cualquier proyecto de aerogenerador.

Riesgos en el uso de datos meteorológicos

Los meteorólogos ya recogen datos de viento para sus previsiones meteorológicas y para aviación, y esa información es a menudo utilizada para la evaluación de las condiciones de viento generales para energía eólica en un área determinada.

Sin embargo, aunque para las previsiones meteorológicas no es tan importante realizar medidas precisas de la velocidad del viento, y por tanto de la energía del viento, sí que lo es para la elaboración de planes eólicos.

Las velocidades del viento son fuertemente influenciadas por la rugosidad de la superficie del área circundante, por los obstáculos cercanos (como árboles, faros u otras construcciones) y por los alrededores del terreno local.

A menos de que se hagan cálculos que compensen las condiciones locales en las que las medidas fueron hechas, es difícil estimar las condiciones eólicas en un emplazamiento cercano. En la mayoría de los casos, la utilización directa de datos meteorológicos subestimarán el potencial eólico real del área.

Costos de operación y de mantenimiento en aerogeneradores

Los modernos aerogeneradores están diseñados para trabajar alrededor de 120 000 horas de operación a lo largo de su tiempo de vida de diseño de 20 años. Esto supone mucho más que un motor de automóvil, que dura generalmente alrededor de 4 000 a 6 000 horas.

La experiencia muestra que los costos de mantenimiento son generalmente muy bajos cuando las turbinas son completamente nuevas, pero que aumentan algo conforme la turbina va envejeciendo.

Estudios llevados a cabo en 500 aerogeneradores instalados en Dinamarca desde 1975 muestran que las nuevas generaciones de turbinas tienen relativamente menos costos de reparación y mantenimiento que las generaciones más viejas (los estudios comparan turbinas que tienen la misma edad pero que pertenecen a distintas generaciones).

Los aerogeneradores daneses más antiguos (25-150 kW) tienen costos de reparación y mantenimiento de una media de alrededor del 3 por ciento de inversión inicial de la turbina. Las turbinas más nuevas son en promedio sustancialmente más grandes, lo que tendería a disminuir los costos de mantenimiento por kW de potencia instalada (no se necesita revisar una gran turbina moderna más a menudo que otra pequeña). Para las máquinas más nuevas los rangos estimados son del 1.5 al 2 por ciento al año de la inversión inicial de la turbina.

La mayoría de costos de mantenimiento son una cantidad anual fija para el mantenimiento regular de las turbinas, aunque algunos prefieren utilizar en sus cálculos una cantidad fija por kWh producido, normalmente alrededor de 0.01 dólares americanos/kWh. El razonamiento sobre el que se apoya este método es que el desgaste y la rotura en la turbina generalmente aumentan con el aumento de la producción.

Economías de escala

Además de las economías de escala, mencionadas arriba, que varían con el tamaño de la turbina, pueden haber economías de escala en la operación de parques eólicos en lugar de turbinas individuales. Estas economías se refieren a visitas de mantenimiento cada seis meses, vigilancia y administración, etc.

Reinversión en la turbina (reacondicionamiento, revisión general)

Algunos componentes del aerogenerador están más sujetos que otros al desgaste y a la rotura. Esto es particularmente cierto para las palas y para el multiplicador. Los propietarios de aerogeneradores que ven que el final de la vida de diseño de su turbina está cerca, pueden encontrar ventajoso alargar la vida de la turbina haciendo una revisión general de la turbina, por ejemplo reemplazando las palas del rotor.

El precio de un juego nuevo de palas, un multiplicador o un generador suele ser del orden de magnitud del 15 al 20 por ciento del precio de la turbina.

Tiempo de vida de proyecto, vida de diseño

Los componentes de los aerogeneradores daneses están diseñados para durar 20 años. Evidentemente, se podría diseñar alguno de los componentes para que durase más tiempo, aunque realmente sería un desperdicio si otros componentes principales fueran a averiarse más pronto.

La vida de diseño de 20 años es un compromiso económico útil, que se utiliza para guiar a los ingenieros que desarrollan los componentes para las turbinas. Sus ensayos tienen que demostrar que sus componentes tienen una probabilidad de fallo muy baja antes de que hayan transcurrido 20 años.

La vida real de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la turbina como de las condiciones climáticas locales, es decir, de la cantidad de turbulencias del emplazamiento. Por ejemplo, las turbinas marinas duran más debido a la baja turbulencia en el mar.

Capítulo 3. Energía solar

3.1 Introducción

La energía solar es la energía producida por el Sol y que es convertida a energía útil por el ser humano. El Sol, fuente de vida y origen de las demás formas de energía que el ser humano ha utilizado desde los albores de la historia, puede satisfacer todas nuestras necesidades si aprendemos cómo aprovechar de forma racional la luz que continuamente derrama sobre el planeta. Ha brillado en el cielo desde hace unos cinco mil millones de años, y se calcula que todavía no ha llegado ni a la mitad de su existencia. Durante el presente año, el Sol arrojará sobre la Tierra cuatro mil veces más energía que la que vamos a consumir.

El Sol irradia energía a una temperatura de 6000 °C. El Sol produce energía mediante la reacción nuclear de fusión, esta energía alcanza a la Tierra en la forma de cuantos de energía que se llaman fotones, estos llegan a la atmósfera y propician reacciones en la superficie terrestre. La intensidad de la radiación emitida por el Sol en el borde exterior de la atmósfera, considerando que la Tierra está a una distancia del Sol estable, se llama constante solar.

Sin embargo, esta cantidad no es constante ya que la intensidad de energía que alcanza la superficie de la Tierra es menor que la constante solar por el efecto de la absorción y de la dispersión de la radiación. Además, la intensidad de energía que llega del Sol en cualquier punto de la Tierra es determinada por el día del año, la hora y la latitud y longitud.

La energía solar total que alcanza la Tierra es muy grande, por ejemplo en Estados Unidos de Norteamérica, se reciben anualmente aproximadamente 1500 veces las demandas de su energía total.

La radiación del Sol que llega a la atmósfera de la Tierra disminuye por diversos elementos, como son, la absorción de la radiación, los gases en la atmósfera, como dióxido de carbono, ozono, y otros gases más, por el vapor de agua, por las partículas de polvo, moléculas y gotas de agua, por reflexión de las nubes y por la inclinación en la que se recibe la radiación es decir, no se recibe la misma radiación en el Ecuador que en la Antártida.

Esta energía renovable se usa principalmente para dos propósitos, aunque no son los únicos, primero para calentar, conocida como energía solar térmica, y la segunda para generar electricidad, conocida como energía solar fotovoltaica.

Algunas aplicaciones potenciales de la energía solar son:

- Calentamiento de agua
- Generación de energía eléctrica
- Refrigeración
- Calefacción domestica
- Destilación (desalinización)
- Fotosíntesis
- Hornos solares
- Cocinas
- Evaporación
- Acondicionamiento de aire
- Secado

En teoría se ha experimentado con todas las aplicaciones antes mencionadas con éxito, pero no se han elaborado planes industriales para las mismas, por el alto costo que implicaría en comparación con la utilización de energía proveniente de hidrocarburos.

Básicamente, recogiendo de forma adecuada la radiación solar, podemos obtener calor y electricidad. El calor se logra mediante los captadores o colectores térmicos y la electricidad a través de los llamados módulos fotovoltaicos. Ambos procesos nada tienen que ver entre sí, ni en cuanto a su tecnología ni en su aplicación.

Hablemos primero de los sistemas de aprovechamiento térmico. El calor recogido en los captadores puede destinarse a satisfacer numerosas necesidades. Por ejemplo, se puede obtener agua caliente para

consumo doméstico o industrial, o bien para dar calefacción a nuestros hogares, hoteles, colegios, fábricas, etc.

Las aplicaciones agrícolas son muy amplias. Con invernaderos solares pueden obtenerse mayores y más tempranas cosechas; los secaderos agrícolas consumen mucha menos energía si se combinan con un sistema solar, y, por citar otro ejemplo, pueden funcionar plantas de purificación o desalinización de aguas sin consumir ningún tipo de combustible.

Las células solares fotovoltaicas, dispuestas en paneles solares, ya producían electricidad en los primeros satélites espaciales. Actualmente se perfilan como la solución definitiva al problema de la electrificación rural con clara ventaja sobre otras alternativas, pues al carecer los paneles de partes móviles, resultan totalmente inalterables al paso del tiempo, no contaminan ni producen ningún ruido en absoluto, no consumen combustible y no necesitan mantenimiento. Además, y aunque con menos rendimiento, funcionan también en días nublados, puesto que captan la luz que se filtra a través de las nubes.

La electricidad que así se obtiene puede usarse de manera directa (por ejemplo para sacar agua de un pozo o para regar, mediante un motor eléctrico), o bien ser almacenada en acumuladores para usarse en las horas nocturnas. La electricidad fotovoltaica generada también se puede inyectar en la red general, obteniendo una buena rentabilidad económica, ya que cada vez más países priman tanto a los pequeños como a los grandes productores de electricidad fotovoltaica, dado el beneficio que aporta para el medio ambiente.

Si se consigue que el precio de los módulos solares siga disminuyendo, potenciándose su fabricación a gran escala, es muy probable que, para la tercera década del siglo, una buena parte de la electricidad consumida en los países ricos en Sol tenga su origen en la conversión fotovoltaica.

La energía solar puede ser perfectamente complementada con otras energías convencionales, para evitar la necesidad de grandes y costosos sistemas de acumulación. Así, un edificio bien aislado puede disponer de agua caliente y calefacción solares, con el apoyo de un sistema convencional a gas o eléctrico que únicamente funcionaría en los periodos sin Sol. El costo de la energía convencional sería sólo una fracción del que alcanzaría sin la existencia de la instalación solar.

Actualmente se está trabajando para reducir el costo de los sistemas de energía solar, reduciendo costos de instalación y articulando leyes que permitan la venta de la energía solar generada como excedente.

En el aspecto ambiental, la generalización en el uso de la energía solar tendría grandes beneficios, ya que disminuiría la utilización de hidrocarburos y sus dañinos efectos como lo son la destrucción de la capa de ozono y el calentamiento global.

3.2 Radiación e Irradiación

La temperatura media del Sol oscila entre los 5 000 y los 6 000 grados. A causa de unas reacciones físicas que suceden en el interior, el Sol pierde masa que es transformada en energía. Ésta energía es la que llamamos radiación solar. La Tierra recibe 174 PW de radiación solar entrante desde la capa más alta de la atmósfera. Aproximadamente el 30% es reflejada de vuelta al espacio mientras que el resto es absorbida por las nubes, los océanos y las masas terrestres.

Se estima que la energía total que absorben la atmósfera, los océanos y los continentes puede ser de 3 850 000 EJ por año. En 2002, esta energía en un segundo equivaldría al consumo global mundial de energía durante un año. La fotosíntesis captura aproximadamente 3 000 EJ por año en biomasa, lo que representa solo el 0.08% de la energía recibida por la Tierra. La cantidad de energía solar recibida anual es tan vasta que equivale aproximadamente al doble de toda la energía producida por otras fuentes de energía no renovable como son el petróleo, el carbón, el uranio y el gas natural.

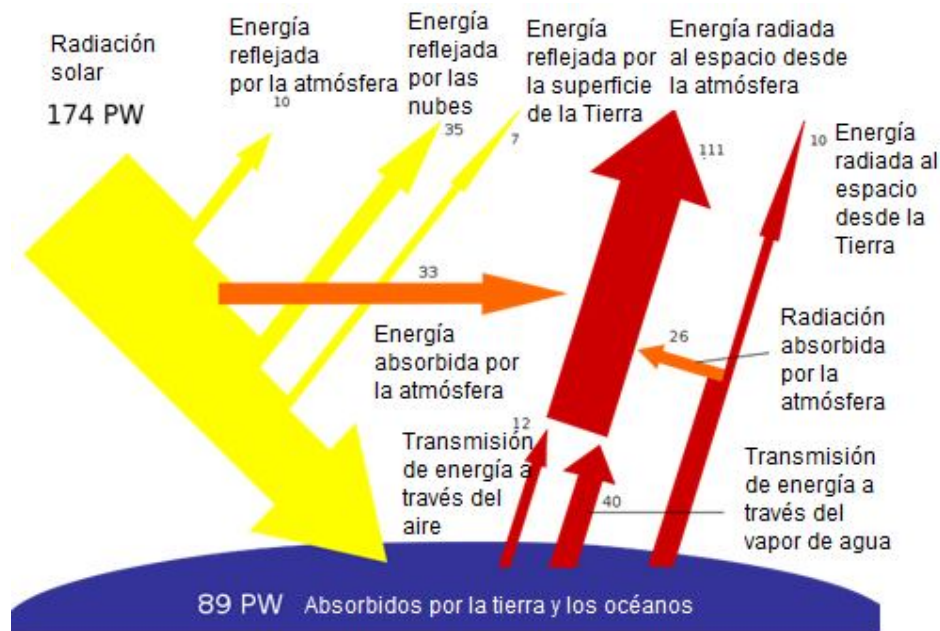


Figura 3.1. Energía solar reflejada

Existen diferentes tipos de radiación, la diferencia entre los diferentes tipos de radiaciones está en cómo inciden los rayos solares en la tierra. Tenemos tres tipos:

1. Directa. Es la que recibimos cuando los rayos solares no se difuminan o se desvían a su paso por la atmósfera terrestre.
2. Difusa. Cuando la atmósfera terrestre difumina o desvía los rayos solares, la llamamos radiación difusa. Este desvío de los rayos solares, se produce por el choque directo con ciertas moléculas y partículas contenidas en el aire, en las nubes y el resto de los elementos atmosféricos, por este motivo los rayos solares no tienen una incidencia directa.
3. Albedo. Los rayos solares no solamente pueden ser desviados por causas atmosféricas, también pueden sufrir una reflexión a causa de superficies planas. Por ejemplo, la reflexión que se produce en un terreno nevado y la reflexión que sucede sobre el agua del mar.
4. Radiación global. Es la suma de las radiaciones directa y difusa.
5. Radiación total. Es la suma de todas las radiaciones, directa, difusa y albedo.

Cuando estamos hablando de energía solar fotovoltaica, debemos tener presente que la radiación que realmente nos importa es la directa, es la que mayor potencial tiene, aunque es también aprovechable la energía difusa y albedo.

También debemos tener en cuenta ciertos factores. En primer lugar, el factor climático es importante, en un día nublado, tendremos una radiación difusa; en cambio, si es soleado, la radiación recibida será directa. El segundo factor, es la inclinación de la superficie que recibe la radiación y el tercer factor, es la presencia o ausencia de superficies reflectantes, las superficies claras son las que más reflejan la radiación solar.

Otros conceptos igualmente importantes son los siguientes:

Irradiancia: Es la potencia incidente por unidad de superficie, medida en W/m^2 (valor medio en una hora)

Irradiación: Es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado periodo de tiempo y se mide en J/m^2 . (Aunque la irradiancia y la irradiación son magnitudes físicas distintas, coinciden numéricamente cuando la unidad de tiempo es la hora. La irradiación puede medirse por ejemplo en J/m^2 /año).

Los parámetros que caracterizan la radiación solar se establecen para condiciones de distancia media Sol-Tierra y éstos son: la constante solar y la distribución espectral de la radiación.

Se entiende por constante solar a la irradiancia sobre una superficie orientada normalmente a la dirección de los rayos solares y situada fuera de la atmósfera terrestre a la distancia de una unidad astronómica ($1 \text{ UA} = 149.597.870 \times 10^9 \text{ m}$, distancia media Sol-Tierra).

Desde comienzos del siglo XX se están realizando regularmente medidas de la constante solar mediante instrumentos colocados en globos meteorológicos, aeronaves, y más recientemente, en satélites artificiales. No existe aún evidencia de la constancia de esta magnitud. Algunos autores opinan que las diferencias observadas recientemente pueden deberse a variaciones de la actividad solar relacionadas con las manchas solares, mientras que otros consideran que la variación intrínseca no sería superior al 0.2 % debiendo atribuirse el resto a imprecisiones de las mediciones y del procesamiento de los datos.

El valor estándar admitido por la NASA (National Aeronautics and Space Administration) para los criterios de diseño de vehículos espaciales y por la ASTM (American Society for Testing Materials) hasta 1986 era de 1 353 W/m² con un error estimado de ± 1.5 %. Este valor es el resultado de medidas efectuadas a una altura de 11.6 km sobre la superficie terrestre, corregido por los efectos atmosféricos de las capas superiores. Medidas más recientes efectuadas desde satélites, así como la aplicación de nuevos métodos correctivos toman como valor aceptado internacionalmente: 1 367 W/m² = 328.08 cal · s/m.

La intensidad y la distribución espectral de la radiación solar que llega a la superficie terrestre dependen de la composición de la atmósfera, en el suelo la energía solar se encuentra dentro del intervalo de longitud de onda de 0.2 a 2.5 micrómetros:

0.2 - 0.38 micrómetros = ultravioleta (6.4% de la energía total comprendida en el espectro)

0.38 - 0.78 micrómetros = visible (48%)

0.78 - 10 micrómetros = infrarrojo (45.6%)

La zona útil para las células fotovoltaicas de silicio cristalino empieza en 0.35 micrómetros y comprende todo el infrarrojo. La intensidad máxima de la energía solar está comprendida entre 0.5 y 0.55 micrómetros.

Cuando la radiación solar atraviesa la atmósfera terrestre es absorbida y reflejada en forma selectiva, modificando su distribución espectral. Se define masa de aire (air mass) al espesor de atmósfera atravesado por la radiación solar para una dirección angular dada, respecto del espesor correspondiente al Sol en el zenit.

La notación para la masa de aire utilizada es AM_n, donde AM viene de 'Air Mass', y la letra n denota el valor de la masa de aire. Por ejemplo, AM₀ denota la masa de aire cero y AM_{1.5} denota la masa de aire 1.5. Se define la masa de aire AM₀ (air mass 0) como la ausencia de atenuación atmosférica de la irradiancia solar a 1 UA del Sol. La distribución espectral AM₀ difiere del caso ideal para un cuerpo negro, lo cual se debe a efectos como la variación de la transmitancia (cantidad de energía que atraviesa un cuerpo en determinada cantidad de tiempo) de la atmósfera solar para diferentes longitudes de onda.

A nivel del mar AM se define como:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (3.1)$$

Siendo θ el ángulo entre la línea del Sol y la vertical, como se observa en la figura 3.2:

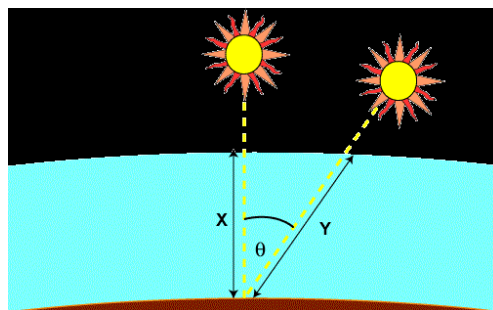


Figura 3.2. Ángulo de inclinación del Sol

Con un ángulo θ igual a 0° , AM toma el valor 1 y con θ igual a 48.2° , el AM es de 1.5. Este AM es el que se considera en las pruebas de laboratorio de los módulos fotovoltaicos, para la definición de la potencia nominal.

Al contrastar el espectro de la radiación solar en el suelo en condiciones AM1 con el espectro de la radiación fuera de la atmósfera en condiciones AM0, como se observa en la figura 3.3, es posible notar en el espectro relativo a la condición AM1 la presencia de huecos, que no están presentes en el espectro AM0, debido a: 1) la absorción causada por las moléculas de vapor de agua y de aire y por el polvo atmosférico y 2) la reflexión en el espacio.

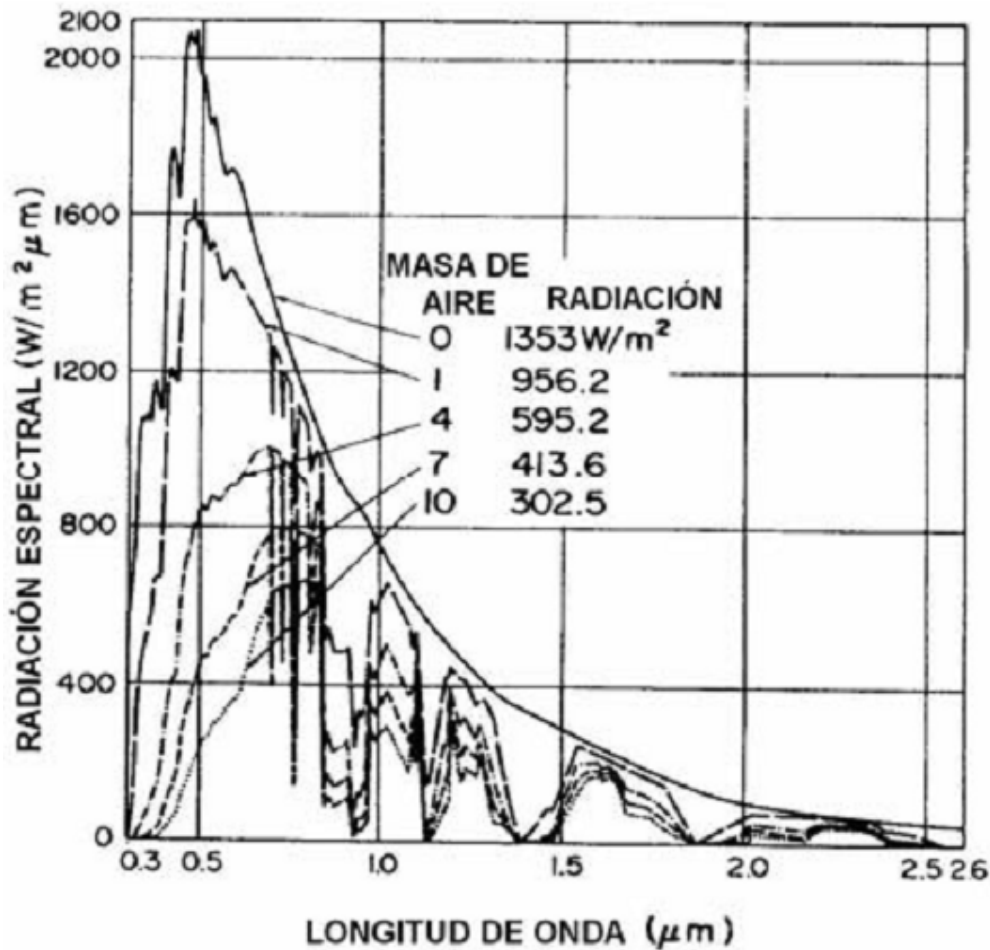


Figura 3.3. Respuesta espectral de la irradiancia para distintas masas de aire.

3.3 Fundamentos de las celdas solares

Las celdas solares están constituidas por materiales semiconductores, principalmente silicio. Son elementos que transforman directamente parte de la energía solar que reciben en energía eléctrica. Los electrones de valencia del material semiconductor de la celda, que están ligados débilmente al núcleo de sus átomos, son arrancados por la energía de los fotones de la radiación solar que inciden sobre ella. Este fenómeno se denomina efecto fotovoltaico.

Dentro de las diferentes variantes de utilización de la energía solar, la fotovoltaica es la única que se convierte directamente en electricidad, sin utilizar agua, es versátil, silenciosa, se instala fácilmente, incluso por partes, generando energía renovable inmediatamente.

La celda solar es un dispositivo electrónico constituido por una unión p-n que convierte directamente la energía de la radiación solar en energía eléctrica. Al incidir la luz sobre una celda solar genera un voltaje

entre sus terminales y al mismo tiempo una corriente que circula por un circuito externo, produciendo una potencia $P = V I$.

Para entender el funcionamiento de una celda solar, es necesario comprender las propiedades de los elementos químicos y los materiales que la constituyen.

A temperatura ambiente la red cristalina de un sólido tiene una energía térmica determinada, provocando que los electrones oscilen con mayor amplitud, causando que algunos electrones adquieran energía excedente que les permita poder escapar del enlace que los mantienen unidos a los átomos, convirtiéndose en electrones libres que participan en la conducción eléctrica. Dependiendo de la energía propia que se necesita en cada cristal para que un electrón de valencia pueda estar libre del enlace, los sólidos cristalinos, se dividen en conductores, semiconductores y aislantes.

Los átomos que conforman los elementos semiconductores son aquellos que se encuentran en el grupo IV de la tabla periódica, fundamentalmente el Si y el Ge. También existen compuestos semiconductores, formados por la combinación de elementos del grupo III y V (llamados semiconductores III-V, como el GaAs, el GaP, el GaSb, el InP, y otros) y por la combinación de los elementos del grupo II y VI (llamados semiconductores II-VI, como el ZnSe, el CdTe, el CdS, el ZnS, etc.).

El rasgo más distintivo de un semiconductor es su representación en los llamados esquemas de bandas. Estas bandas se muestran esquemáticamente en la Figura 3.4.

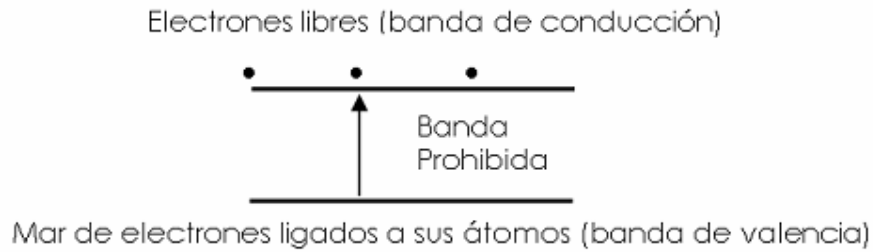


Figura 3.4. Representación esquemática del diagrama de bandas de un semiconductor.

Cuando un electrón de valencia rompe su enlace y pasa a la banda de conducción deja atrás un enlace suelto que puede ser ocupado por otro electrón que se encuentra en la banda de valencia. Este espacio vacío, llamado hueco, es similar al electrón pero con carga positiva. La Figura 3.5 muestra esquemáticamente el movimiento de electrones y huecos libres bajo la acción de un campo eléctrico externo.

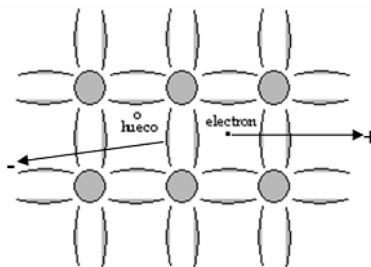


Figura 3.5. Representación esquemática del movimiento de electrones y huecos libres bajo la acción de un campo eléctrico

La unión p-n es el elemento base de una celda solar. La formación de una unión p-n requiere la existencia de una región de conductividad tipo-p (huecos mayoritarios) y otra de conductividad n (electrones mayoritarios). Por lo general un semiconductor de conductividad tipo-p o tipo-n se obtiene mediante un proceso de dopaje o impurificación del material, que consiste en introducir en la red cristalina del semiconductor elementos de otros grupos de la tabla periódica. Por ejemplo, el Silicio adquiere conductividad tipo-p, dopándolo con elementos del grupo III (por ejemplo B) y conductividad tipo-n dopándolo con elementos del grupo V (por ejemplo As).

Una unión p-n se obtiene “uniendo” semiconductores con conductividades tipo-p y tipo n. Las celdas solares pueden ser fabricadas con regiones p y n hechas del mismo material (homounión) o con regiones n y p de materiales distintos, (heterounión).

Los principales tipos de celdas solares son las siguientes:

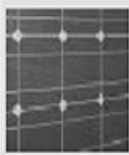


CELDAS		RENDIMIENTO LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO	CARACTERÍSTICAS	FABRICACIÓN
	MONOCRISTALINO	24 %	15 - 18 %	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las celdas individuales entre sí (Czochralsky).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	POLICRISTALINO	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	AMORFO	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las celdas.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Tabla 3.1 Tipos de celdas solares

En una unión p-n para la transformación fotovoltaica es necesaria la existencia de un campo eléctrico, que es el responsable de separar las cargas libres creadas por la absorción de los fotones provenientes de la radiación incidente. El valor de este campo eléctrico es del orden de 10^5 V/cm. Un valor típico de voltaje en una unión p-n es de 1 V, siendo la distancia entre las regiones p y n de alrededor de $0.1 \mu\text{m}$ ($1 \mu\text{m} = 10^{-4}$ cm) por lo que 1 V aplicado a una distancia de $0.1 \mu\text{m}$ entre dos placas, produce el mismo campo que el de 10^5 V aplicado a una distancia de 1 cm entre dos placas.

La radiación solar incidente es absorbida por el semiconductor en dependencia del valor de su banda prohibida, creando pares electrón-hueco fuera del equilibrio. En la región p, los electrones originados por la radiación solar experimentarán un cambio en la concentración respecto a su concentración de equilibrio. Análogamente ocurre con los huecos fuera del equilibrio en la región-n, de manera que los portadores minoritarios (electrones en la región-p y huecos en la región-n) son los que gobiernan el mecanismo de conducción. Los pares electrón-hueco que arriban a la región del campo eléctrico de la unión p-n son separados por este, contribuyendo a la corriente. Los pares que no alcanzan la región de la unión p-n se recombinan y transforman su energía en calor.

La separación de huecos y electrones debido al campo eléctrico de la unión p-n provoca que los electrones se muevan hacia la región-n y los huecos hacia la región-p. Bajo la condición de corto circuito ($V = 0$) la corriente que fluye por el circuito exterior es la corriente generada por la luz I_L . Bajo condición de circuito abierto, aparecerá un voltaje en los extremos de la unión.

De esta manera los mecanismos físicos en la acción de una celda solar se pueden resumir de la siguiente manera:

- Creación en el semiconductor de pares electrón-hueco generados por la absorción de la radiación solar (absorción de fotones).
- Separación de los pares electrón-hueco por el campo de la unión p-n generando una corriente I_L .
- Aparición de un voltaje entre las terminales de la celda solar.
- utilización de la potencia eléctrica a través de una carga exterior.

En la figura 3.6 se muestra el esquema general de una celda solar, fabricada con silicio.

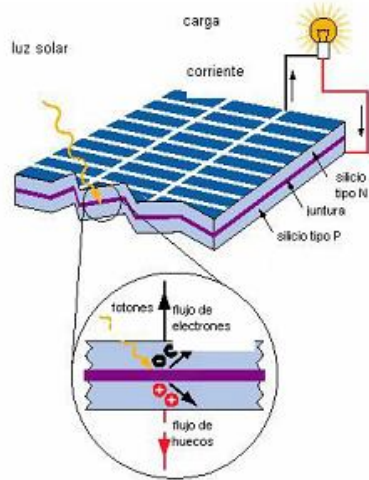


Figura 3.6. Estructura de una celda solar de silicio

A partir de una curva I-V (corriente vs voltaje), los parámetros importantes para caracterizar a una celda solar son: la corriente de corto circuito I_{cc} , el voltaje a circuito abierto V_{oc} , el factor de llenado o de forma FF y la eficiencia η .

La corriente de corto circuito es la corriente que atraviesa la celda solar cuando el voltaje entre sus terminales es nulo, esto es, cuando la celda solar está cortocircuitada. Esta corriente es proporcional a la intensidad de luz incidente sobre la celda solar. El voltaje a circuito abierto es el máximo voltaje que aparece entre los terminales de la celda solar y ocurre para valores de corrientes nulas (figuras 3.7 y 3.8).

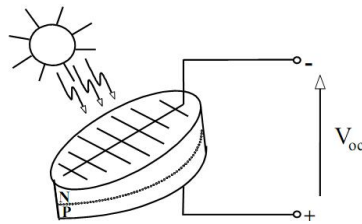


Figura 3.7. Voltaje de circuito abierto

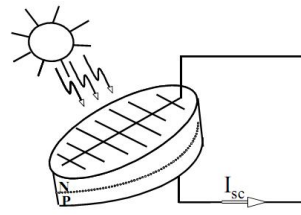


Figura 3.8. Corriente de corto circuito

La corriente de cortocircuito y el voltaje a circuito abierto son los máximos valores de corriente y voltaje que se pueden extraer de una celda solar, sin embargo en estos puntos de operación la potencia $P = V I = 0$. Por ello es necesario encontrar un punto de la curva I-V en donde el producto $V I$ tenga un valor máximo. En la Figura 3.9 se muestra que este punto corresponde a (I_m, V_m) . El factor de llenado se define como la razón entre la potencia máxima obtenida y el producto $I_{cc} * V_{oc}$.

$$FF = \frac{I_m \times V_m}{I_{cc} \times V_{oc}} \quad (3.2)$$

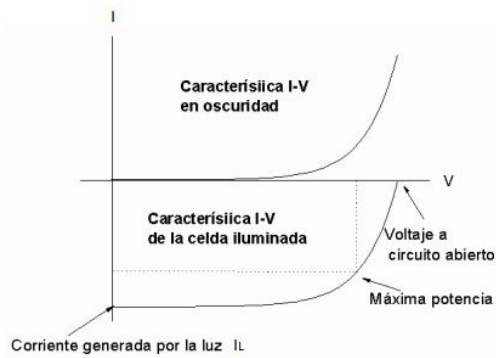


Figura 3.9 La dependencia I-V de una celda solar en oscuridad y bajo iluminación

La corriente generada por la luz I_L también se conoce como corriente fotogenerada. De modo que su ecuación característica se puede expresar como:

$$I = I_s \left[e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] - I_L \quad (3.3)$$

Dónde:

I_s : Corriente de saturación de oscuridad (A)

V: Tensión aplicada (V)

q: carga de electrón (1.6×10^{-19} C)

k: Constante de Boltzman (1.38×10^{-23} J/K)

T: Temperatura absoluta (K)

kT/q : Potencial térmico V_T (para el silicio a 25 °C es igual a 25.7 mV)

Por tanto, las curvas I-V y P-V características del área de operación del panel quedarían como se muestra en la figura 3.10:

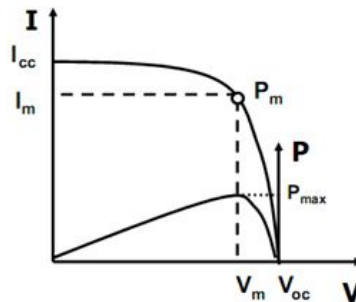


Figura 3.10. Curva I-V y P-V características

Donde el circuito equivalente ideal de una celda fotovoltaica se representa por una fuente de corriente en paralelo con un diodo. La siguiente figura muestra el modelo ideal de una celda fotovoltaica cuando se conecta a una resistencia de carga.

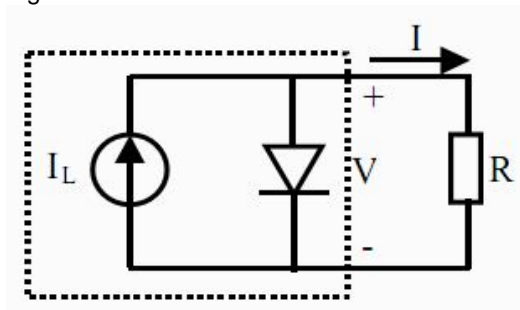


Figura 3.11. Modelo ideal de una celda fotovoltaica

Cuya ecuación para la corriente es:

$$I = I_L - I_S \left[e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] \quad (3.4)$$

Para tener una idea del orden de magnitud, se puede decir que una celda fotovoltaica de silicio monocristalino genera un voltaje de circuito abierto (V_{oc}) entorno a los 0.7 V y una corriente de corto circuito (I_{cc}) que depende del área de la celda (aproximadamente 3 A para un área de 100 cm²). La celda solar se puede ver como un diodo, en general de silicio, diseñada para maximizar la absorción de fotones y minimizar la reflexión. En la figura 3.12 se tiene la curva de tensión-corriente que se analiza en los párrafos siguientes.

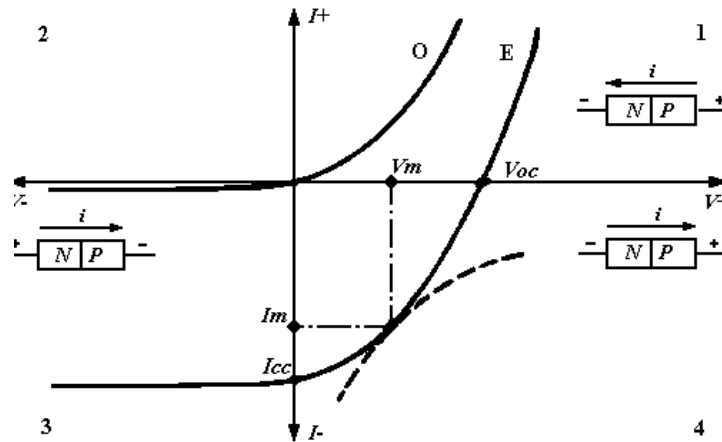


Figura 3.12. Curva de tensión – corriente

Analizando la figura 3.12, se tienen las observaciones siguientes:

- Corriente de cortocircuito I_{cc} : Esta magnitud es la intensidad que circula con la celda en cortocircuito, con una iluminación determinada y fija. Su valor es directamente proporcional a la energía solar recibida y por lo tanto, a la superficie total y al nivel de iluminación.
- Tensión de vacío V_{oc} : Esta magnitud es la diferencia de potencial entre los bornes de la celda en ausencia de consumo, con una iluminación fija y a una temperatura determinada. Su valor depende de la juntura utilizada y varía muy poco con la intensidad luminosa.
- Corriente óptima I_m : Esta magnitud es la intensidad que circula por la celda en el punto de funcionamiento óptimo, teniendo aplicada una carga R_m de valor óptimo, elegida de modo que la potencia eléctrica sea máxima.
- Tensión óptima V_m : Esta magnitud es la tensión que origina la corriente óptima, al ser aplicada sobre una carga R_m de valor óptimo, elegida de modo de que la potencia eléctrica sea máxima.
- Temperatura límite de funcionamiento: Esta magnitud ronda los 100 grados Celsius.

Para una aplicación específica, deben consultarse las gráficas características de las celdas a utilizar, que vienen dados como distintas familias de curvas en función de la temperatura y de la iluminación recibida. El examen de estas curvas permite efectuar una selección adecuada.

La potencia máxima de la celda se obtiene cuando la luz incide perpendicularmente a su superficie, por lo que si incide con un ángulo que no sea recto, la superficie útil disminuirá en una cantidad proporcional al coseno del ángulo correspondiente. Por lo tanto resulta importante la correcta orientación de los paneles, considerando la posición del Sol en las distintas estaciones del año, de acuerdo con la latitud de la instalación.

La curva tensión-corriente trazada en la oscuridad (O) resulta igual a la de un diodo ordinario, mientras que la curva correspondiente a la incidencia sobre la celda de una determinada iluminación (E), resulta de la traslación de la curva anterior, proporcional a la energía luminosa recibida.

Analizando la curva (E) se observa que en el primer cuadrante (1), correspondiente al diodo con polarización directa, la característica no sale del origen, pues a corriente nula la tensión en bornes no es cero (V_{oc}).

En el tercer cuadrante (3), la curva (O) indica la corriente inversa de fuga en la oscuridad en función de la tensión inversa, mientras que la curva (E) da la variación de esa corriente con la iluminación. Aquí la celda funciona como fotodiodo.

Finalmente, en el cuarto cuadrante (4), la celda funciona como generador de energía, siendo la región de trabajo normal de las celdas fotovoltaicas. En estas condiciones, la potencia que entrega pasa por un máximo (P_m) para determinados valores de tensión (V_m) y corriente (I_m), fijados en función de la resistencia óptima de carga ($R_m = V_m / I_m$).

En la práctica, las celdas fotovoltaicas trabajan con dificultad fuera del cuarto cuadrante (4), sobre todo, la tensión inversa que pueden soportar es pequeña, lo que obliga a la instalación de un diodo de protección en serie para prevenir daños.

En la figura 3.13, se puede observar que en la célula la corriente circula de cátodo a ánodo, es decir, internamente circula del semiconductor tipo N al tipo P (contrario al sentido de un diodo)

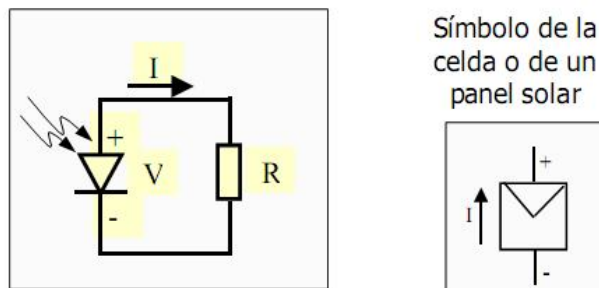


Figura 3.13. La celda fotovoltaica y su símbolo

En una celda determinada, el rendimiento energético es función del reparto espectral de los fotones, lo que equivale a decir que, con radiaciones de determinadas longitudes de onda (colores) proporciona más energía eléctrica que con otras.

Si una de las celdas conectadas en serie queda oscurecida, aunque sea parcialmente, de forma que sólo recibe una parte de la energía solar que llega a las que la rodean, sólo podrá generar una corriente limitada. Si la carga aplicada al panel solar es tal que demanda una corriente superior a dicha corriente limitada, la celda afectada funcionará en sentido inverso, lo que provoca su calentamiento y acarrea un riesgo de ruptura.

Para solucionar este inconveniente, se limita la tensión inversa máxima que puede producirse añadiendo diodos en paralelo, situados habitualmente en la caja de conexiones, para proteger a las celdas del sobrecalentamiento debido a sombras parciales en la superficie del panel.

Análogamente, si una de las celdas conectadas en paralelo queda oscurecida, aunque sea parcialmente, de forma que sólo recibe una parte de la energía solar que llega a las que la rodean, sólo podrá generar una tensión limitada, menor a las restantes en paralelo. Entonces la celda afectada funcionará como receptor si la tensión de funcionamiento se hace superior a la suya a circuito abierto; lo que también provoca su calentamiento y acarrea un riesgo de ruptura.

Para solucionar este inconveniente, se añaden diodos anti-retorno, situados habitualmente en la caja de conexiones, para proteger a las celdas del sobrecalentamiento debido a sombras parciales en la superficie del panel.

Por todo lo anterior, resulta evidente que es muy importante que los paneles no reciban sombras de obstáculos cercanos, ni hacerse sombra mutuamente en cualquier horario y época del año.

La eficiencia de conversión de energía solar en energía eléctrica es el mérito de toda celda solar. La eficiencia de conversión o simplemente eficiencia se define como la razón de la potencia eléctrica máxima que suministra la celda entre la potencia (P_L) de la radiación solar que incide sobre ésta:

$$\eta = \frac{I_m \times V_m}{P_L} = \frac{I_{cc} \times V_{oc}}{P_L} FF \quad (3.5)$$

Su valor ronda por el 18 %, según la tecnología constructiva de la celda para una radiación de 1000 W/m^2 y en condiciones normales de funcionamiento esta eficiencia es menor por la disminución en la radiación. Este rendimiento bajo se explica porque aproximadamente el 57 % de la energía luminosa se refleja y el 43 % restante se pierde en forma de calor.

La celda con iluminación se comporta como un generador de corriente (corriente fotovoltaica), con un diodo en paralelo para disminuir la corriente de oscuridad y dos resistencias que representan las pérdidas intrínsecas al diseño y al comportamiento de los materiales de la celda. Por tanto, la ecuación característica del modelo real de una celda fotovoltaica es la siguiente:

$$I = I_L - I_s \left[e^{\frac{V_G + I \cdot R_s}{m v_T}} - 1 \right] - \frac{V_G + I \cdot R_s}{R_p} \quad (3.6)$$

Donde:

R_s = Resistencia en serie y representa las pérdidas de los contactos superior e inferior entre la celda y los terminales de corriente. Esta resistencia debe ser lo menor posible.

R_p = Resistencia en paralelo y representa los defectos estructurales al interior de la celda que producen pérdidas. Esta resistencia debe ser lo más grande posible.

m = constante que depende de las características del material de la celda

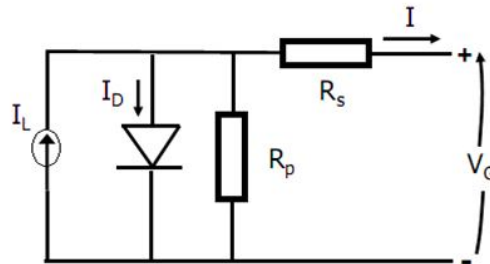


Figura 3.14. Modelo real de la celda fotovoltaica

3.4 Paneles solares

Los paneles solares están formados por una gran cantidad de celdas fotovoltaicas conectadas en serie-paralelo para aumentar la tensión y la corriente que pueden entregar, encapsuladas con polímeros resistentes a la radiación ultravioleta y montadas tras una superficie de vidrio especial que brinda protección contra la polución ambiental y contra los cambios bruscos del clima (heladas, lluvias, granizo, etcétera). Generalmente, la cara posterior de los módulos está construida con un material de reconocida resistencia a las condiciones climáticas más adversas, como por ejemplo aluminio anodizado, y se sella con silicona para trabajar adecuadamente a la intemperie (figura 3.15).

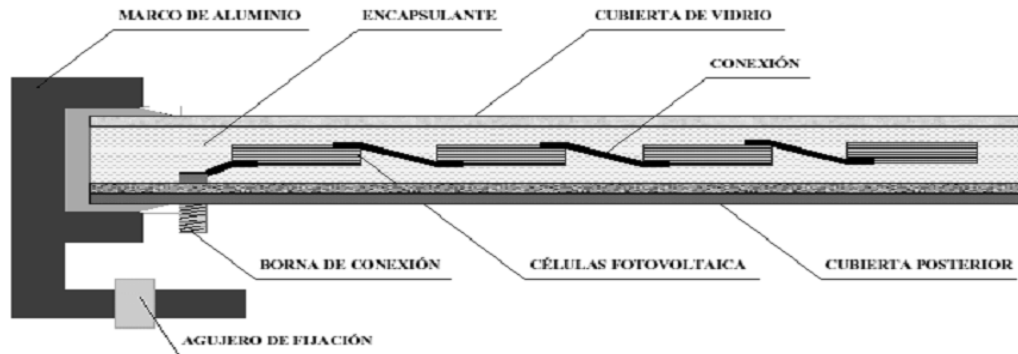


Figura 3.15. Características constructivas del panel solar

3.4.1 Diseño y estructura de arreglos fotovoltaicos

Un módulo fotovoltaico (FV) no es más que un arreglo de celdas solares individuales conectadas eléctricamente entre sí, para de esta manera sumar la potencia de salida de cada una. Las celdas solares son encapsuladas para ser protegidas del ambiente y para que los usuarios sean también protegidos de posibles accidentes eléctricos. Un conjunto de celdas conectadas entre sí conforman un panel y el conjunto de varios paneles constituye un sistema fotovoltaico (figura 3.16).

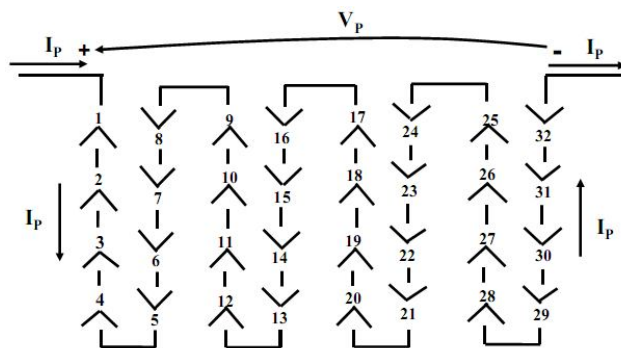


Figura 3.16. El panel (módulo) solar

En los módulos típicos FV de silicio, las múltiples celdas solares individuales están casi siempre conectadas en serie, para aumentar el voltaje. Normalmente el voltaje del módulo FV se escoge que sea compatible con una batería de 6 o 12 V. Una celda solar de silicio de manera individual tiene un voltaje de sólo 0.6 V bajo iluminación AM1.5 y 25 °C. Teniendo en cuenta una reducción esperada del voltaje debido al incremento de la temperatura y al hecho de que una batería puede exigir voltajes de 15 V o más, la mayoría de los módulos contienen 36 celdas solares en serie. Esto da un voltaje de circuito abierto de aproximadamente 21 V bajo condiciones normales de prueba, y un voltaje de operación a máxima potencia y temperaturas de trabajo de aproximadamente 17 o 18 V.

El voltaje en exceso restante es incluido para considerar las caídas de voltaje causadas por otros elementos del sistema FV, incluidas el funcionamiento lejos del punto de máxima potencia y reducciones de la intensidad de la luz. Mientras que el voltaje del módulo FV está determinado por el número de celdas solares conectadas en serie, la corriente que circula a través del módulo, depende principalmente del área de las celdas solares y de su eficiencia de conversión. Por ejemplo, para el caso de AM1.5, esto es a una intensidad de insolación de 1000 W/m² y bajo condiciones óptimas de inclinación del módulo, la densidad de corriente de una celda solar comercial es entre 20 y 30 mA/cm². Las celdas solares de silicio monocristalino son a menudo de 100 cm², dando generalmente una corriente total del módulo entre 2 y 3 A.

Existen sistemas fotovoltaicos que funcionan con corriente directa (DC) y existen los que trabajan con corriente alterna (AC), donde es necesario un convertidor de DC/AC, que en la actualidad transfieren la energía eléctrica directa en alterna con una eficiencia de conversión superior al 95% (Figura 3.17).



Figura 3.17. Esquema de uso de un sistema fotovoltaico

En una instalación fotovoltaica existen diodos de protección para solamente permitir el flujo de corriente en una sola dirección. Los diodos de bloqueo impiden que la batería se descargue a través de los paneles fotovoltaicos en ausencia de luz solar. Evitan también que el flujo de corriente se invierta entre bloques de paneles conectados en paralelo, cuando en uno o más de ellos se produce una sombra.

Los diodos de bypass y anti-retorno protegen individualmente a cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie. Generalmente no son necesarios en sistemas que funcionan a 24 V o menos. Mientras que los diodos de bloqueo evitan que un grupo de paneles en serie absorba flujo de corriente de otro grupo conectado a él en paralelo, los diodos de bypass impiden que cada módulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se produce una sombra.

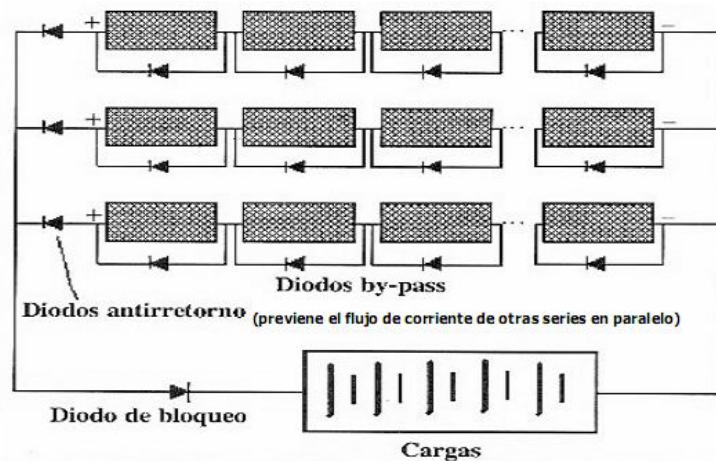


Figura 3.18. Diodos de protección

3.4.2 Factores de eficiencia de un panel fotovoltaico

Cabe destacar que la forma de interconexión de las celdas fotovoltaicas influye directamente sobre la curva característica del panel solar. Las celdas pueden estar conectadas en serie o en paralelo, figura 3.19.

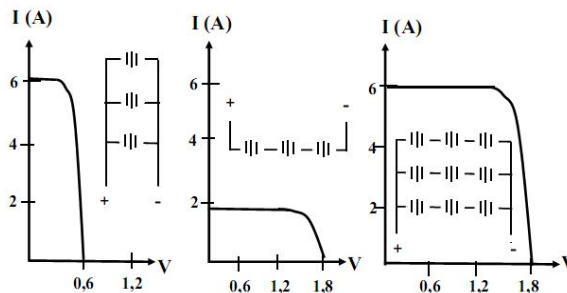


Figura 3.19. Influencia de la conexión de las celdas solares en serie o en paralelo en la curva I – V

En resumen, para un análisis básico del comportamiento de un panel solar se deben tener en consideración los parámetros siguientes en las ecuaciones 3.7:

- Corriente de cortocircuito $\rightarrow I_{CC} = I (V = 0) = I_L$ (3.7)

- Tensión de circuito abierto $\rightarrow V_{OC} = V (I = 0) = \frac{kT}{q} \ln \left[1 + \frac{I_L}{I_0} \right]$

- Punto de máxima potencia $\rightarrow P_m = V_m \cdot I_m \quad \frac{dP_m}{dV_m} = 0$

- Factor de forma $\rightarrow FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{CC} \cdot V_{OC}} < 1$

- Rendimiento de la conversión $\rightarrow \eta = \frac{I_m \times V_m}{P_L} = \frac{I_{CC} \times V_{OC}}{P_L} FF \approx 18 \%$

Es importante señalar que el rendimiento se ve afectado por la temperatura y la radiación luminosa. La intensidad de corriente que genera el panel aumenta con la radiación, permaneciendo el voltaje aproximadamente constante. En este sentido tiene mucha importancia la colocación de los paneles (su orientación e inclinación respecto a la horizontal), ya que los valores de la radiación varían a lo largo del día en función de la inclinación del Sol respecto al horizonte. El aumento de temperatura en las células supone un incremento en la corriente, pero al mismo tiempo una disminución mucho mayor, en proporción de la tensión. El efecto global es que la potencia del panel disminuye al aumentar la temperatura de trabajo del mismo. Una radiación de 1000 W/m^2 es capaz de calentar un panel unos 30 grados por encima de la temperatura del aire circundante, lo que reduce la tensión en $2 \text{ mV}/(\text{célula} \cdot \text{grado}) \cdot 36 \text{ células} \cdot 30 \text{ grados} = 2.16 \text{ V}$ y por tanto la potencia en un 15%. Por ello es importante colocar los paneles en un lugar en el que estén bien aireados. (Figura 3.20).

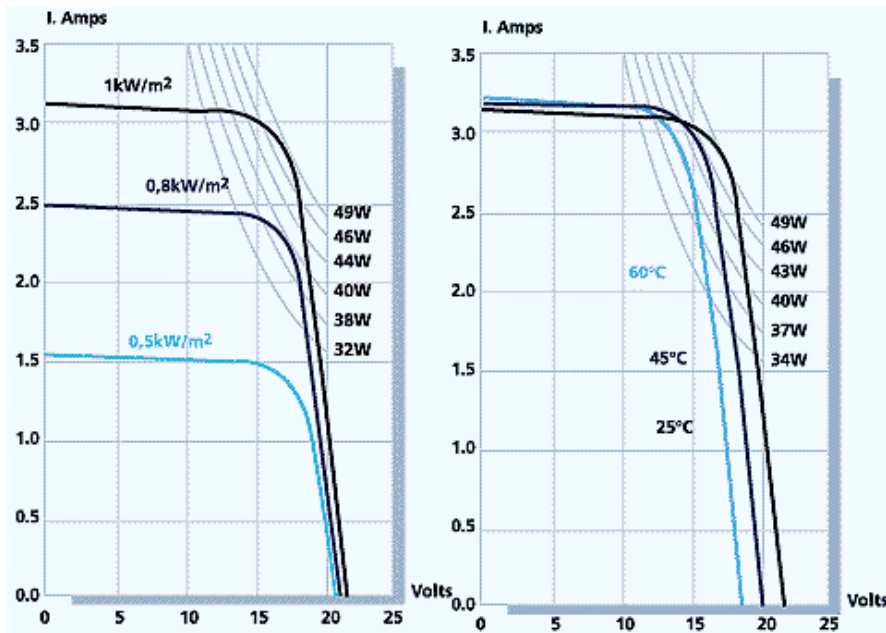


Figura 3.20. Efecto de la temperatura sobre el panel solar

El punto de operación del módulo será el de la intersección de su curva característica con una recta que representa gráficamente la expresión $I = V/R$, siendo R la resistencia de carga a conectar (figura 3.21).

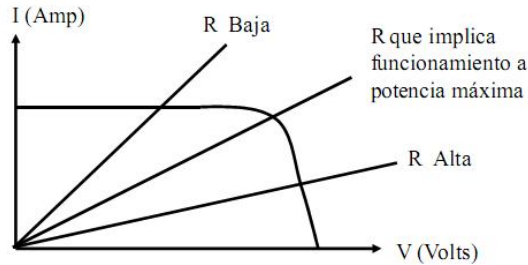


Figura 3.21. Punto de operación de un panel fotovoltaico

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. Los factores de degradación son dados en forma porcentual con relación a la potencia pico.

El factor de degradación (δ) del panel se puede intentar obtener de la información del fabricante. En caso de no conocer esa información, se puede asumir un coeficiente de degradación para la potencia de salida de 0.6 % / °C.

3.4.3 Posicionamiento y orientación de los paneles fotovoltaicos y condiciones óptimas para mejor aprovechamiento de la energía solar

En el diseño y uso de estos sistemas se necesita conocer la radiación solar que va a incidir sobre los paneles fotovoltaicos.

Un panel solar genera electricidad incluso en ausencia de luz solar directa. Por ende, un sistema solar generará energía aun con cielo nublado. Sin embargo, las condiciones óptimas de operación implican: la presencia de luz solar plena y un panel orientado lo mejor posible hacia el Sol, con el fin de aprovechar al máximo la luz solar directa. En el hemisferio norte, el panel deberá orientarse hacia el sur y en el hemisferio sur, hacia el norte.

Debemos tener en cuenta dos factores determinantes: Primero, el Sol se mueve de este a oeste y debido a ello, los paneles deberán estar orientados en forma más conveniente de manera perpendicular al Sol en el horario del mediodía para así aprovecharlo al máximo. El segundo factor, son las estaciones del año. Si tenemos en cuenta al verano por ejemplo, podremos observar que los rayos del Sol, llegan de manera directa y perpendicular al círculo del ecuador y en esta misma zona, los rayos llegan verticalmente hacia el suelo. En las zonas del norte y del sur los rayos llegan hacia el suelo con un ángulo que depende de la latitud y la estación del año en la que nos encontremos.

Con el propósito de alcanzar un mejor rendimiento anual promedio, los paneles solares deberán ser instalados en un ángulo fijo, determinado en algún punto entre los ángulos óptimos para el verano y para el invierno. Cada latitud presenta un ángulo de inclinación óptimo. Los paneles deben colocarse en posición horizontal únicamente en zonas cercanas al ecuador.

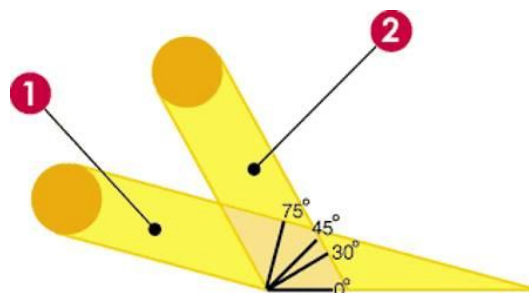


Figura 3.22. El Sol en invierno (1) se levanta mucho menos que en verano (2). Por ello debemos ajustar además el ángulo azimutal del panel.

3.5 Mantenimiento de la Instalación

Las instalaciones fotovoltaicas requieren un mantenimiento mínimo y sencillo, que se reduce a las siguientes operaciones:

- *Paneles*. Requieren un mantenimiento nulo o muy escaso, debido a su propia configuración: no tienen partes móviles y las celdas y sus conexiones internas están encapsuladas en varias capas de material protector. Es conveniente hacer una inspección general 1 ó 2 veces al año: asegurarse de que las conexiones entre paneles y al regulador están bien ajustadas y libres de corrosión. En la mayoría de los casos, la acción de la lluvia elimina la necesidad de limpieza de los paneles; en caso de ser necesario, simplemente utilizar agua y algún detergente no abrasivo.

- *Regulador*. La simplicidad del equipo de regulación reduce sustancialmente el mantenimiento y hace que las averías sean muy escasas. Las operaciones que se pueden realizar que sirven para conocer el comportamiento de la instalación son las siguientes: observación visual del estado y funcionamiento del regulador; comprobación de las conexiones y cableado del equipo; observación de los valores instantáneos del voltímetro y amperímetro.

- *Acumulador*. Es el elemento de la instalación que requiere una mayor atención; de su uso correcto y buen mantenimiento dependerá en gran medida su duración. Las operaciones usuales que deben realizarse son las siguientes:

a) *Comprobación del nivel del electrolito* (cada 6 meses aproximadamente). Debe mantenerse dentro del margen comprendido entre las marcas de "Máximo" y "Mínimo". Si no existen estas marcas, el nivel correcto del electrolito es de 20 mm por encima del protector de separadores. Si se observa un nivel inferior en alguno de los elementos, se deben rellenar con agua destilada o desmineralizada. No debe rellenarse nunca con ácido sulfúrico.

b) *Terminales de las baterías*. Al realizar la operación anterior debe comprobarse también el estado de las terminales de la batería; debe limpiarse de posibles depósitos de sulfato y cubrir con vaselina neutra todas las conexiones.

c) *Medida de la densidad del electrolito* (si se dispone de un densímetro): con el acumulador totalmente cargado, debe ser de 1.240 +/- 0.01 a 20 grados Celsius. Las densidades deben ser similares en todos los vasos. Diferencias importantes en un elemento es señal de posible avería.

Teniendo en cuenta que el panel carece de partes móviles y que las celdas y los contactos van encapsulados en una robusta resina sintética, se consigue una muy buena fiabilidad junto con una larga vida útil, del orden de 30 años o más. Además, si una de las celdas falla no afecta al funcionamiento de las demás y la intensidad y voltaje producidos pueden ser fácilmente ajustados añadiendo o suprimiendo celdas.

Capítulo 4. SISTEMAS HIBRIDOS

4.1 Clasificación de Instalaciones

Los principales tipos de instalaciones de energía eléctrica son:

- Instalaciones aisladas de la red eléctrica
- Instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional

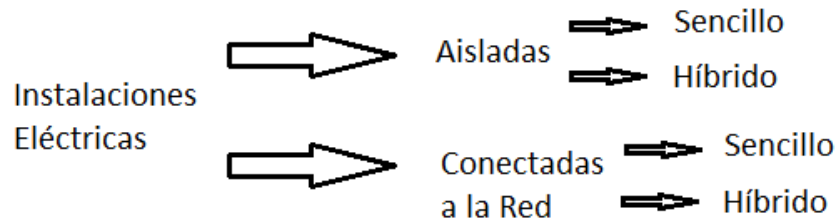


Figura 4.1. Clasificación de Instalaciones

Mientras que en las primeras la energía generada se almacena en baterías para así disponer de su uso cuando sea preciso, en las segundas toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde sea demandada.

4.1.1 Instalaciones aisladas de la red eléctrica

Una instalación aislada es la solución ideal cuando el suministro de energía eléctrica a través de la red pública es demasiado costoso, técnicamente difícil o incluso imposible.

En este caso, las instalaciones fotovoltaicas y eólicas no sólo son la alternativa más limpia, sino también la más económica, ya que utilizamos la energía del Sol y del aire directamente o almacenándola en una batería.

Como los paneles sólo producen energía en las horas de Sol y los aerogeneradores cuando hay presencia de viento, a pesar de que la energía se necesita durante las 24 horas del día, es necesario un sistema de acumulación. Durante las horas de luz solar y/o viento hay que producir más energía de la que se consume, para acumularla y posteriormente poder utilizarla cuando no se esté generando. La cantidad de energía que se necesita acumular se calcula en función de las condiciones climáticas de la zona y el consumo de electricidad.

Invirtiendo en la instalación de un sistema eólico-fotovoltaico es posible disponer de energía eléctrica sin estar conectado a la red eléctrica pública además de contar con fuentes de energía gratuitas y ecológicas.

El sistema aislado se compone de los elementos siguientes:

Paneles solares/Aerogeneradores (Sistema Híbrido). Son los encargados de transformar la energía del Sol y del viento en energía eléctrica. La orientación ideal de los paneles es hacia el sur geográfico y con una inclinación equivalente a la latitud del lugar donde se vaya a realizar la instalación. La instalación del aerogenerador será en el lugar indicado por el técnico después de comprobar la orientación y fuerza del viento.

Regulador de carga. Tiene dos funciones: evitar sobrecargas y descargas profundas de la batería a través de los paneles en los periodos sin luz; ya que esto puede provocar daños irreversibles en la misma.

Inversor. Puesto que los paneles como las baterías trabajan siempre en CD, es necesaria la presencia de un inversor que transforme la corriente continua en alterna. Las principales características vienen determinadas por la tensión de entrada del inversor que se debe adaptar a la del generador.

Baterías. La función prioritaria de las baterías es la de acumular la energía que se produce para poder ser utilizada en la noche o durante periodos prolongados de mal tiempo.

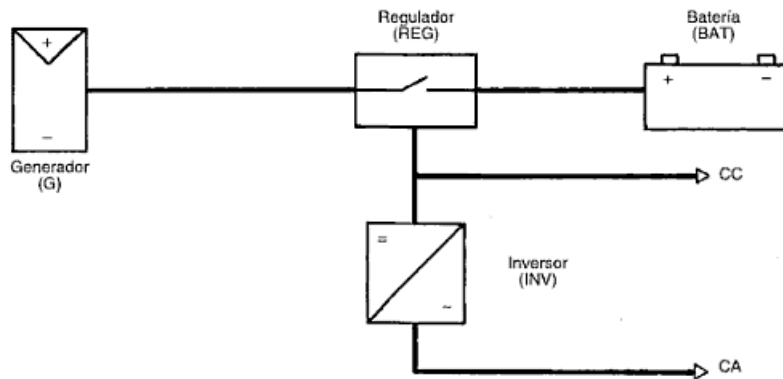


Figura 4.2. Instalación eléctrica aislada

El cálculo de la instalación viene definido por el consumo eléctrico de los electrodomésticos y otros aparatos que se usen en la vivienda.

En una zona donde haya muchos días soleados y/o con mucho viento al año habrá que acumular poca energía. Si los periodos de luz y viento no son suficientemente largos hay que acumular más energía. El número de paneles y aerogeneradores a instalar debe calcularse teniendo en cuenta:

- La demanda energética en los meses más desfavorables.
- Las condiciones técnicas óptimas de orientación e inclinación, dependiendo del lugar de la instalación.

Para optimar el sistema es necesario calcular correctamente la demanda con el fin de no sobredimensionar la instalación. Conviene utilizar electrodomésticos e iluminación de bajo consumo, para que de esta manera el sistema sea más económico. Actualmente existe una gran variedad de productos de bajo consumo.

Aunque el suministro eléctrico está muy extendido, quedan lugares aislados cuyo abastecimiento no resulta fácil; y en los que el costo de una instalación fotovoltaica es menor que el de la prolongación de la línea eléctrica u otra alternativa.

Estos sistemas se instalan para viviendas aisladas de ocupación permanente, viviendas de fin de semana, refugios de montaña, ermitas, granjas, bodegas, áreas recreativas, colonias de verano, etc.

Los paneles fotovoltaicos son sistemas de muy improbable avería, al carecer de partes móviles, y resiste las peores condiciones atmosféricas. Permite el uso de automatismos, como riego por goteo, iluminación programada y otros electrodomésticos de uso continuo.

4.1.2 Instalaciones conectadas a la red eléctrica.

En los núcleos de población que disponen del fluido eléctrico, la conexión a la red de los sistemas fotovoltaicos y eólicos es una solución idónea para contribuir a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera. Esta aplicación se ajusta muy bien a la curva de demanda de la electricidad. El momento en que los paneles generan más energía es cuando hay luz solar y cuando más electricidad se demanda.

Al instalar un sistema fotovoltaico o eólico conectado a la red, se dispone de una minicentral eléctrica que inyecta kWh verdes a la red para que se consuman allí donde sean demandados.

La figura 4.3 corresponde a una instalación que está conectada al sistema red de distribución de energía eléctrica (Este tipo de instalaciones no tendrán equipo de baterías de acumulación de energía).

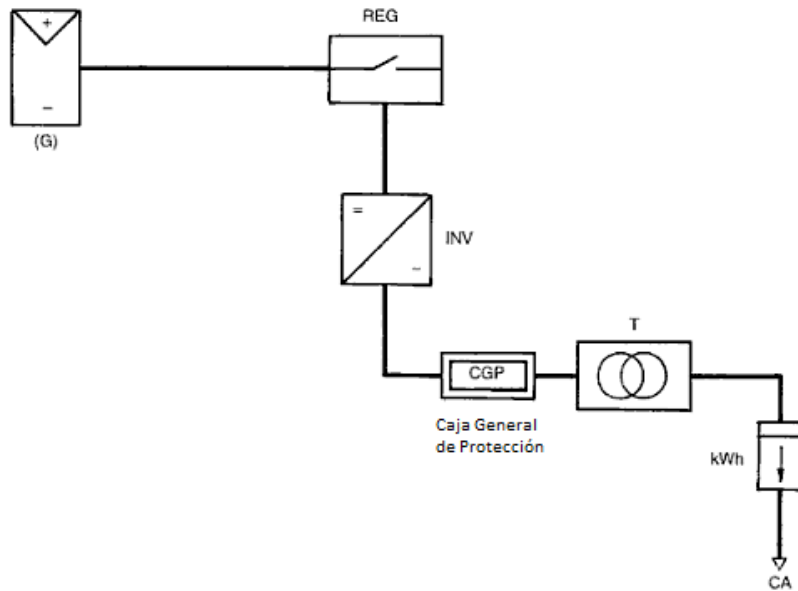


Figura 4.3 Instalación conectada a la Red Eléctrica

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- La determinación, con la compañía distribuidora, del punto de conexión.
- Proyectar un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes, de acuerdo con la legislación vigente.
- Una instalación realizada por un instalador calificado.

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación no depende del consumo de electricidad de la vivienda o edificio, simplificando enormemente su diseño. Para dimensionar la instalación es necesario conocer la inversión inicial, el espacio disponible y la rentabilidad que se quiere obtener.

Es importante recordar que el consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario sigue comprando la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además es propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar los kWh producidos.

4.1.3 Instalaciones híbridas

En muchas ocasiones el dimensionado de la instalación fotovoltaica por sí sola se encuentra por debajo del margen de seguridad que garantiza la cobertura del suministro eléctrico todo el año, ya sea por motivos económicos o bien porque se dispone de otra fuente de generación eléctrica que completará la generada por la instalación.

Incluso aunque el dimensionado sea el correcto se pueden producir puntas de consumo muy por encima del habitual, o simplemente, tener periodos anormalmente largos de tiempo nublado y que por diferentes necesidades se deba garantizar en cualquier situación. Por tanto, en estos casos se recomienda disponer de algún sistema de generación auxiliar que permita hacer frente con seguridad ante las circunstancias mencionadas, garantizando así un estado de carga aceptable en los acumuladores y una prolongación de su vida útil. Estos sistemas son una combinación entre un sistema fotovoltaico y otra fuente de suministro de energía eléctrica complementaria que no se trate de la red eléctrica, como son los generadores diesel o eólicos, pequeñas plantas hidroeléctricas y, en general, cualquier otro tipo de fuente energética.

Uno de los sistemas de generación está formado por un módulo de paneles fotovoltaicos que mediante su regulador de carga está conectado a los acumuladores; y en paralelo se encuentra conectado un grupo

auxiliar eléctrico con motor de gasolina que, mediante un rectificador, se conectan a las baterías para, en casos extremos, poder cargar los acumuladores. No obstante, el diseño óptimo de sistemas híbridos es muy complicado, debido a la variabilidad de la energía solar y la demanda de carga, así como las características no lineales de algunos componentes. Aunque son muchos los resultados que muestran las ventajas de un sistema híbrido frente a un sistema que sólo utiliza paneles fotovoltaicos o generadores diesel como fuente de energía.

4.2 Descripción y funcionamiento de un sistema híbrido

Sistemas híbridos para la generación de energía pueden ser definidos como la asociación de dos o más fuentes de energía con el objetivo básico de generar energía eléctrica, para una determinada carga aislada de la red o integrada al sistema. Los sistemas híbridos son normalmente compuestos por fuentes renovables cuyos recursos son prácticamente inagotables y de ser necesario se complementan con grupos de generación con motores a combustión constituyéndose en una opción concreta, compatible a nivel medio ambiental y social. En la figura 4.4 se tiene un ejemplo de una instalación con dos fuentes de generación (mixta), generación fotovoltaica y generación por grupo eléctrico (motor de gasolina o de diesel)

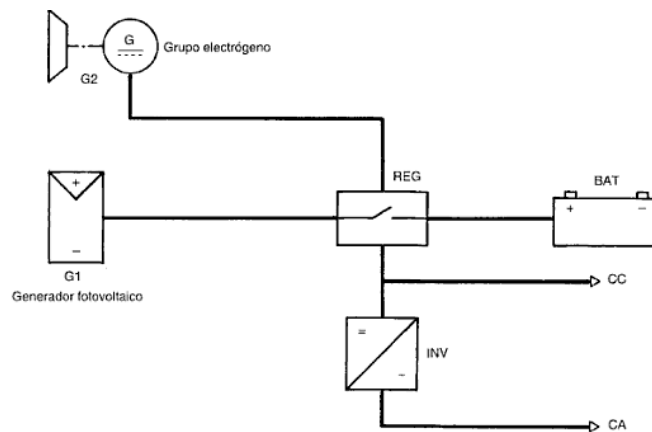


Figura 4.4. Instalación eléctrica híbrida

Actualmente se proyectan sistemas híbridos en los que las fuentes renovables y el almacenamiento proporcionan hasta un 80–90 % de la necesidad energética, dejando al diesel solo la función de emergencia.

4.2.1 Configuración de los sistemas híbridos

Los sistemas híbridos nacen de la unión de dos o más sistemas de generación, uno convencional y uno que utilice fuentes renovables, para garantizar una base de continuidad del servicio eléctrico. La configuración típica de un sistema híbrido es la siguiente:

- Una o más unidades de generación de fuentes renovables: eólica, fotovoltaica, hidroeléctrica
- Una o más unidades de generación convencional: diesel
- Sistema de almacenaje de tipo mecánico, electroquímico o hidráulico
- Sistemas de acondicionamiento de la potencia: inversor, rectificadores, reguladores de carga
- Sistema de regulación y control

4.3 Ventajas de los sistemas híbridos

La principal ventaja de un sistema híbrido es la posibilidad del aprovechamiento conjunto y optimizado de los recursos locales disponibles, pudiendo garantizar altos niveles de calidad, confiabilidad y rendimiento. Con reducción de costos en la instalación y operación del sistema.

Los sistemas híbridos representan actualmente una solución viable para las exigencias de energía eléctrica en áreas aisladas o no electrificadas. En el pasado, de hecho, se utilizaban solo generadores diesel, que, en la modalidad operativa de baja carga, muestran una eficiencia reducida en el funcionamiento, altos costos de mantenimiento y un breve tiempo de vida de la instalación. Los sistemas híbridos permiten reducir esos

problemas y aprovechar los recursos renovables existentes en el territorio, constituyendo una opción viable y favorable tanto ambiental como social.

4.4 Aplicaciones de los sistemas híbridos

Las aplicaciones más importantes de los sistemas híbridos, se pueden resumir en las siguientes:

- a) Sistemas para usuarios o comunidades aisladas. Se trata de sistemas hasta un máximo de 100 kW de potencia
- b) Sistemas híbridos insertados a redes. Se trata de sistemas renovables instalados en redes locales de media tensión, la potencia puede llegar a ser de varias decenas de MW, con el fin de reducir las horas de funcionamiento de los generadores diesel existentes, ahorrando combustible y reduciendo las emisiones contaminantes.
- c) Sistemas combinados completamente renovables. Considerando las características intermitentes de las fuentes utilizadas estos sistemas se pueden utilizar en aplicaciones conectadas a la red. Estos sistemas unen las tecnologías fotovoltaica, eólica e hidroeléctrica.
- d) Sistemas autosuficientes. En algunas situaciones, se pueden instalar sistemas híbridos completamente renovables, que permiten la autosuficiencia de la red eléctrica. Estos sistemas combinan una fuente continua, para cubrir la necesidad energética de base (biomasa y/o energía geotérmica), y una o más fuentes intermitentes, para cubrir los picos de potencia solicitada (hidroeléctrica, eólica, solar).

4.5 Clases de Sistemas Híbridos

La siguiente clasificación se realiza en función del objetivo final de la presente tesis. En relación con lo indicado anteriormente, se puede clasificar a los sistemas híbridos de la siguiente manera:

- Los sistemas fotovoltaicos con sistemas hidráulicos
- Los sistemas fotovoltaicos con grupos electrógenos de motor a explosión.
- Los sistemas fotovoltaicos con sistemas eólicos.

4.5.1 Sistema fotovoltaico con minihidráulica

Cuando se plantea la posibilidad de un sistema mixto fotovoltaico e hidráulico es porque el potencial hidráulico por sí solo no es suficiente para cubrir toda la demanda de energía, ya sea porque es pequeño o bien porque es de régimen estacional o fluctuante.

En gran número de zonas, la disponibilidad de agua corriente varía según la época del año, soliendo ser abundante durante el período invierno. Por ello, la energía hidráulica se complementa perfectamente con la fotovoltaica, que tiene su máxima disponibilidad en verano.

Para poder utilizar la energía hidráulica no hay que estar situado necesariamente al lado de un río. A veces basta con un pequeño torrente, riachuelo o incluso una fuente. Un caudal pequeño puede ser suficiente, siempre que se disponga de un desnivel adecuado.

Hay modelos de turbinas que están diseñadas para determinadas combinaciones de desnivel y caudal. Las máquinas más pequeñas (y por lo tanto, más baratas) son las que trabajan con poca agua y con grandes desniveles.

4.5.2 Sistema fotovoltaico con un grupo electrógeno de pequeña potencia

Este sistema no solo utiliza fuentes renovables, sino también es el único que puede generar electricidad en cualquier momento, en cualquier lugar donde se necesite y con una gama de potencias muy amplia.

Es el sistema idóneo para funcionar como sistema auxiliar para momentos de déficit de una instalación diseñada únicamente con un sistema fotovoltaico, o bien para cubrir determinados consumos que, por su elevada potencia, se prefiere que no pasen a través del mismo. La potencia del grupo electrógeno dependerá de la función a la que va destinado. Siendo la potencia mínima, la suma de las potencias de los aparatos que son su carga.

4.5.3 Sistema fotovoltaico con energía eólica

Se contempla esta posibilidad, cuando en el lugar de la instalación hay presencia de viento y luz solar. Estas condiciones no se dan en todas partes, por lo que es necesario conocer con detalle el potencial eólico y solar de un lugar antes de decidirse por esta opción. No se hará referencia a los elementos de esta instalación, ya que se han estudiado independientemente en capítulos anteriores.

Uno de los sistemas de generación está formado por un aerogenerador que, a través de un regulador de carga, se encarga de suministrar la energía producida a las baterías.

En paralelo, se encuentra un sistema modular de paneles fotovoltaicos que mediante su regulador de carga se conectan también a la batería.

Requiere un controlador más complejo, ya que su fiabilidad total es superior a la de los otros dos sistemas, y por consiguiente, el regulador de carga a utilizar no será el mismo al de una instalación fotovoltaica o eólica únicamente.

4.5.4 Sistema fotovoltaico con energía eólica y grupo electrógeno

Este tipo de sistema sigue los lineamientos del sistema anterior con el incremento también en paralelo de un grupo de generación de emergencia electrógeno con motor de gasolina, mediante un rectificador/cargador, se conecta a las baterías para, en casos extremos, poder cargar los acumuladores.

Las tres formas de generación: los paneles fotovoltaicos, el aerogenerador y el grupo electrógeno; están conectados en paralelo al regulador de carga pero adicionalmente el grupo electrógeno puede ser conectado a la demanda parcial o totalmente.

4.6 Inversores

Los convertidores de corriente directa CD a corriente alterna CA se conocen como inversores. La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada en corriente directa CD a un voltaje simétrico de salida en corriente alterna CA con magnitud y frecuencia deseadas.

Tanto el voltaje de entrada como la frecuencia de salida pueden ser fijos o variables. Si se modifica el voltaje de entrada de CD y la ganancia del inversor se mantiene constante, es posible obtener un voltaje variable de salida. Por otra parte, si el voltaje de entrada en CD es fijo y por lo tanto no es controlable, se puede obtener un voltaje de salida variable si se varía la ganancia del inversor. Esto por lo general se hace utilizando algún tipo de modulación, como es la modulación por ancho de pulso PWM que permite controlar tanto la ganancia como la frecuencia del inversor. La ganancia del inversor se puede definir como la relación entre el voltaje de salida CA y el voltaje de entrada CD.

En los inversores, las formas de onda del voltaje de salida deberán ser sinusoidales. Sin embargo, los inversores reales no son sinusoidales y contienen ciertas armónicas.

Para aplicaciones de baja y mediana potencia, se pueden aceptar los voltajes de onda cuadrada o casi cuadrada; para aplicaciones de alta potencia, son necesarias las formas de onda de baja distorsión. Dada la disponibilidad de los dispositivos semiconductores de potencia de alta velocidad, es posible reducir significativamente el contenido armónico del voltaje de salida mediante diversas técnicas de conmutación.

Cada tipo de inversor puede utilizar dispositivos de conmutación con activación y desactivación controlada como lo son los transistores bipolares BJT, los transistores bipolares de compuerta aislada IGBT, los transistores de efecto de campo de metal-óxido MOSFET, los tiristores, entre otros.

El voltaje y la corriente de entrada del inversor pueden ser fijos o variables, y puede ser obtenido del voltaje de línea o de un generador de voltaje de corriente alterna a través de un rectificador y un filtro. También, puede ser obtenido de una batería, una celda de combustible, o de un arreglo de celdas solares.

A un inversor se le llama Inversor de Fuente de Voltaje VSI, si el voltaje de entrada se mantiene constante y la corriente es variable; o Inversor de Fuente de Corriente CSI si la corriente de entrada se mantiene constante y el voltaje variable.

Los inversores permiten transformar la corriente continua de 12 ó 24 V producidos, por ejemplo, en los paneles solares y almacenados en la batería, en corriente alterna a 125 ó 220 V; que es lo que se utiliza generalmente en los puntos de consumo. Todo esto nos permite utilizar aparatos eléctricos, de la misma forma que la red en una casa que tiene energía eléctrica a 125 V.

La complejidad de los inversores está en su capacidad de igualar la forma sinusoidal de la onda de corriente alterna, y en la garantía de mantener la frecuencia y el voltaje dentro de límites establecidos.

Para las instalaciones aisladas, los requisitos de estos equipos son menores que en las conectadas a la red. En este último caso, los inversores son unos elementos más sofisticados que deben garantizar que la electricidad solar se vierte a la red en las mismas condiciones que lo hacen las centrales convencionales.

En cuanto a sus principales características de fabricación se tienen:

- Resistir potencias puras punta, como la producida al arrancar un motor, sin que se colapse el inversor. Hay que decir que los de onda cuadrada no aguantan muy bien estas subidas.
- Tener una eficacia razonable, por lo que se tendrá que ver si el aparato va a trabajar a una potencia pequeña o a una fracción de la misma, ya que el rendimiento del convertidor baja mucho. Debe ser del 70% trabajando a una potencia del 21% de la nominal y del 85% cuando trabaje a una potencia superior a la del 40% de la nominal.
- El montaje debe ser estable independientemente de la potencia en cada instante. Se puede admitir una variación del 5% en convertidores sinusoidales y del 10% en convertidores de onda cuadrada. Pero si existen acumuladores, la tensión real de entrada no será mayor del 125% ni menor del 85% de la tensión nominal de entrada del convertidor.
- Baja distorsión armónica, lo que se refiere a la calidad de la onda. Los parásitos de dicha onda tienen que ser eliminados totalmente con ayuda de los filtros electrónicos, aunque se pierda algo de potencia útil. La variación en la frecuencia de salida será del 3% de la nominal.
- Capaz de instalarse en paralelo, para un posible crecimiento en la instalación.
- Tener un arranque automático, para poder conectarse y desconectarse cuando exista una mayor o menor energía eléctrica en la red.
- Ser seguro, por lo que tendría que tener todo lo necesario para evitar cortocircuito, sobrecarga, inversión en la polaridad, etc.
- Aguantar entre -5°C y 40°C, por lo que ha de tener un buen comportamiento térmico.
- Incluir las señales luminosas necesarias para indicarnos un posible cortocircuito.
- Tener toda la documentación que acredite el correcto funcionamiento y las especificaciones del mismo:

- Tensión de trabajo de entrada y salida.
- Potencia nominal.
- Frecuencia nominal y factor de distorsión.
- Forma de la onda.
- Rango de temperaturas admisibles.
- Rendimiento en función de la potencia demandada.
- Sobrecarga que resiste.
- Resistencia a cortocircuito.
- Factor de potencia.

Los inversores son ampliamente usados y algunas de sus aplicaciones pueden ser las siguientes:

- Controladores de motores de corriente alterna.
- Fuentes de poder ininterrumpibles (UPS).
- Fuentes de corriente alterna.
- Generadores o compensadores estáticos de potencia reactiva.

4.6.1 Clasificación de los Inversores

Inversores de onda cuadrada: La mayoría de los inversores funcionan haciendo pasar la corriente continua a través de un transformador, primero en una dirección y luego en otra. El dispositivo de conmutación que cambia la dirección de la corriente debe actuar con rapidez. A medida que la corriente pasa a través de la cara primaria del transformador, la polaridad cambia 100 veces cada segundo. Como consecuencia, la corriente que sale del secundario del transformador va alternándose, en una frecuencia de 60 ciclos

completos por segundo. La dirección del flujo de corriente a través de la cara primaria del transformador se cambia muy bruscamente, de manera que la forma de onda del secundario es "cuadrada".

Los inversores de onda cuadrada son más baratos, pero normalmente son también los menos eficientes. Producen demasiados armónicos que generan interferencias (ruidos). No son aptos para motores de inducción.

Si se desea corriente alterna únicamente para alimentar un televisor, una computadora o un aparato eléctrico pequeño, se puede utilizar este tipo de inversor. La potencia de éste dependerá de la potencia nominal del aparato en cuestión (para una TV de 19" es suficiente un inversor de 200 W).

Inversores de onda sinusoidal modificada: Son más sofisticados y caros, utilizan técnicas de modulación de ancho de impulso. El ancho de la onda es modificada para acercarla lo más posible a una onda sinusoidal. La salida no es todavía una auténtica onda sinusoidal, pero está bastante próxima. El contenido de armónicos es menor que en la onda cuadrada. En la figura 4.5 se representa en color azul. Son los que mejor relación calidad/precio ofrecen para la conexión de iluminación, televisión o variadores de frecuencia.

Inversores de onda sinusoidal: Con una electrónica más elaborada se puede conseguir una onda sinusoidal pura. Estos inversores utilizan por lo general señales de control moduladas por ancho de pulso PWM. Hasta hace poco tiempo estos inversores eran grandes y caros, además de ser poco eficientes (a veces sólo un 40% de eficiencia). Últimamente se han desarrollado nuevos inversores sinusoidales con una eficiencia del 80% o más, dependiendo de la potencia. La incorporación de microprocesadores de última generación permite aumentar las prestaciones de los inversores con servicios de valor agregado como control remoto, conteo de energía consumida, selección de batería, etc. Sin embargo, su costo es mayor que el de los inversores menos sofisticados.

Puesto que sólo los motores de inducción y los más sofisticados aparatos o cargas requieren una forma de onda sinusoidal pura, normalmente es preferible utilizar inversores menos caros y más eficientes. Dentro de poco tiempo el costo de los inversores sinusoidales se acercará al de los otros, popularizándose su instalación.

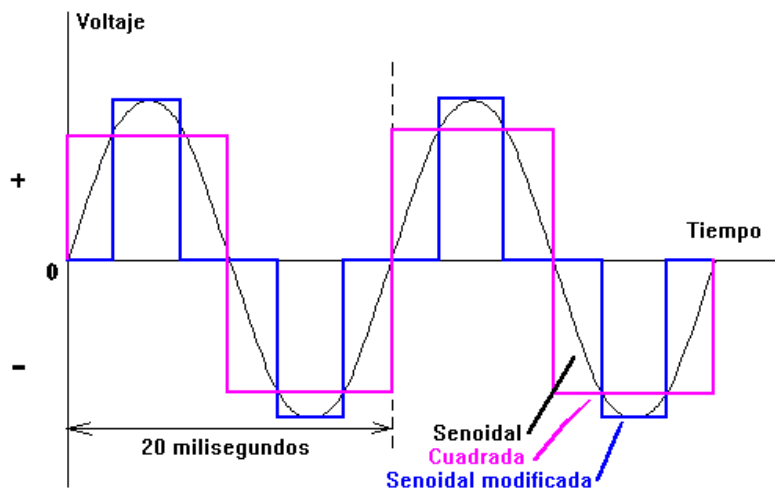


Figura 4.5. Señales sinusoidal, sinusoidal modificada y cuadrada

4.7 Baterías

La importancia de este componente dentro del sistema FV hace necesario el conocimiento a fondo de las limitaciones intrínsecas del mismo. Sólo así podrá lograrse la correcta instalación y uso del sistema, prolongando su vida útil y grado de fiabilidad.

El mecanismo que permite la utilización de una batería como una fuente portátil de energía eléctrica, es una doble conversión de energía, llevada a cabo mediante el uso de un proceso electro-químico. La primera conversión, de energía eléctrica en energía química, toma lugar durante el proceso de carga. La segunda, de energía química en eléctrica, ocurre cuando la batería es descargada. Para que estas conversiones

puedan llevarse a cabo se necesitan dos electrodos metálicos inmersos en un medio que los vincule, llamado electrolito.

Este conjunto forma una celda de acumulación, cuyo voltaje, en una batería de plomo-ácido, excede levemente los 2V, dependiendo de su estado de carga. En el proceso electrolítico cada uno de los electrodos toma una polaridad diferente. La batería tiene entonces un terminal negativo y otro positivo, los que están claramente identificados en la caja de plástico con los símbolos correspondientes (- y +).

La batería comercial, para poder ofrecer un voltaje de salida práctico, posee varias de estas celdas conectadas en serie. En la estructura interna y externa de una batería de Pb-ácido para automotor se observa la conexión serie de las celdas, las que están físicamente separadas por particiones dentro de la caja que las contiene. Cada celda está compuesta de varias placas positivas y negativas, las que tienen separadores intermedios. Todas las placas de igual polaridad, dentro de una celda, están conectadas en paralelo. El uso de varias placas de igual polaridad permite aumentar la superficie activa de una celda.

El voltaje proporcionado por una batería de acumulación es de CD. Para cargarla se necesita un generador de CD, el que deberá ser conectado con la polaridad correcta: positivo del generador al positivo de batería y negativo del generador al negativo de batería. Para poder forzar una corriente de carga el voltaje deberá ser algo superior al de la batería.

La corriente de carga provoca reacciones químicas en los electrodos, las que continúan mientras el generador sea capaz de mantener esa corriente, o el electrolito sea incapaz de mantener esas reacciones. El proceso es reversible. Si desconectamos el generador y conectamos una carga eléctrica a la batería, circulará una corriente a través de ésta, en dirección opuesta a la de carga, provocando reacciones químicas en los electrodos que vuelven el sistema a su condición inicial.

En principio el “ciclo” de carga-descarga puede ser repetido indefinidamente. En la práctica existen limitaciones para el máximo número de ellos, ya que los electrodos pierden parte del material con cada descarga. La diferencia funcional entre diferentes tipos de baterías obedece al uso de diferentes electrolitos y electrodos metálicos.

Dentro de un mismo tipo de batería, la diferencia funcional es el resultado del método de fabricación.

Cuando un tipo de energía es convertido en otro la eficiencia del proceso nunca alcanza el 100%, ya que siempre existen pérdidas (calor). La doble conversión energética que toma lugar dentro de una batería obedece esta ley física. Habrá, por lo tanto, pérdidas de energía durante el proceso de carga y el de descarga.

El modelo de batería usado en los automotores está diseñado para sostener corrientes elevadas (200 a 350 A) por muy breves instantes (segundos) durante el arranque del motor. El resto del tiempo la batería está siendo cargada o permanece inactiva. La batería de un sistema solar, por el contrario, debe ser capaz de sostener corrientes moderadas (una decena de amperes), durante horas. Además, en muchas aplicaciones, deberá permanecer activa sin recibir carga alguna (servicio nocturno). Normalmente, los períodos de reposo son nulos, ya que está siendo cargada o descargada. Diferentes requerimientos de uso sólo pueden satisfacerse con diseños distintos.

Las placas de una batería de Pb-ácido para automotor están hechas con plomo esponjoso. Esta técnica de fabricación hace posible el obtener un máximo de superficie activa con un mínimo de peso. La reducción en la cantidad de plomo contribuye, en forma substancial, a abaratar su costo. El incremento de la superficie activa disminuye la densidad de corriente (A/m^2), permitiendo alcanzar niveles muy altos para la corriente de carga, por breves instantes. Las baterías de automotor llamadas de “mantenimiento nulo” tienen electrodos con aleación de calcio lo que contribuye a minimizar la gasificación durante la carga. Esto hace que se reduzca la pérdida de agua en el electrolito. El agregado de esta aleación disminuye, asimismo, las pérdidas por autodescarga, permitiendo la retención de la carga durante largos períodos de inactividad.

Los electrodos de una batería solar tienen una aleación de antimonio, la que permite adherir una mayor cantidad de material activo. Como se vio en el capítulo anterior, el envejecimiento de una batería se produce por la pérdida de éste cuando la batería es descargada. Celdas con mayor cantidad de material activo tienen una más larga duración y profundidad de descarga. El incremento del material activo aumenta el costo y el peso de la batería. Una batería solar de 6 V, con volumen muy similar a la de 12 V en un

automotor, pesa más de 30 kg. La presencia del antimonio incrementa las pérdidas por autodescarga. Si una batería solar permanece en almacenamiento, debe ser cargada con frecuencia. Como la presencia del antimonio incrementa la gasificación, la corriente de carga en un sistema FV debe tener un régimen variable.

Dos características identifican a una batería solar: la mayor profundidad de descarga (PD) y un alto valor de ciclos. La batería de automotor está diseñada para soportar una leve PD. Para ilustrar este aspecto, asumiremos que en invierno la corriente de arranque alcanza 350 A y dura 3 segundos. Durante el arranque la batería habrá entregado 0.29 Ah (350 x 3/3.600). Como la capacidad típica de estas baterías es de 80 Ah, los 0.29 Ah representan una PD de sólo 0.36%. Tomaría tres arranques consecutivos para que la PD llegase al 1%. La batería solar permite una PD máxima del 80%, cientos de veces, a niveles de corriente moderados. Es por ello que a estas baterías se las denomina de ciclo profundo (BCP).

Se considera que una BCP 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 PD. Cuando ésta disminuye, el número de ciclos aumenta. Para una dada PD, la batería más robusta proporciona el mayor número de ciclos.

Las versiones con mayor aceptación son las de 6 y 12 V nominales. Las baterías de 6 V, con una capacidad de unos 200 Ah, son utilizadas en sistemas de mediana capacidad de reserva, donde pasan a formar parte de un banco de baterías con conexión serie o serie-paralelo, a fin de satisfacer los valores de voltaje y corriente del sistema. Esta versión ofrece el mejor compromiso entre peso (facilidad de manejo) y número de Ah de reserva. Como los sistemas fotovoltaicos de bajo consumo son sistemas de 12 V nominales, los requerimientos de reserva pueden ser satisfechos con la versión de 12 V, la que tiene una capacidad de unos 100 Ah.

Baterías de más de 250 Ah resultan convenientes cuando se trabaja con sistemas de alto consumo. Se fabrican asimismo baterías de ciclo profundo con capacidad de reserva mucho más grandes. Un modelo de 24 V, diseñado para ser usado en un sistema comunal (varias casas conectadas a un sistema FV) tiene una capacidad de 1 493 Ah y pesa 1 200 kg.

La doble conversión de energía que toma lugar en una batería resulta en una eficiencia total (η_b) que está dada por la expresión:

$$\eta_b = \eta_c \times \eta_d \quad (4.1)$$

Donde η_c es el valor de la eficiencia de carga y η_d el de descarga. Ambos valores varían con la temperatura del electrolito y el estado de carga de la batería, ya que la resistencia interna de la misma genera estas pérdidas. Las pérdidas durante el proceso de carga fuerzan un incremento en la capacidad de generación del sistema, a fin de restablecer el balance energético del mismo.

La capacidad de almacenamiento de una batería de Pb-ácido varía con la temperatura del electrolito, la que, en la práctica, está determinada por la temperatura ambiente del lugar donde ésta será instalada.

4.7.1 Tipos de Baterías

Baterías Pb-ácido gelatinoso (VRLA)

Existe una batería solar de Pb-ácido donde el electrolito no es líquido sino gelatinoso (Gel battery, en inglés). Su costo es alrededor de tres veces mayor que el de la versión con electrolito líquido, pero tiene características técnicas que la hacen muy útiles en aplicaciones especializadas. La literatura técnica suele identificar a este tipo de baterías con la abreviatura VRLA, que corresponde a la abreviación de cuatro palabras inglesas cuyo significado es: "Pb-ácido regulada por válvula". Como esta batería no requiere ventilación al exterior durante el proceso de carga, la caja exterior es hermética. La válvula constituye un dispositivo de seguridad en caso de cortocircuito o sobrecarga.

Esta hermeticidad evita el derrame del electrolito, lo que disminuye el riesgo en su manejo y la convierte en la solución ideal para instalaciones marinas (boyas o embarcaciones). Como no requieren mantenimiento (agregado de agua), se usan en instalaciones donde la supervisión es infrecuente o nula, como es el caso

en sistemas fotovoltaicos de iluminación de carteles de propaganda en carreteras, repetidores de comunicaciones o en sistemas fotovoltaicos portátiles. El tipo de electrolito usado en esta batería permite su uso a bajas temperaturas con mayor eficiencia que las de electrolito líquido. La autodescarga semanal es de 1.1% a 25°C y aumenta a un 3% cuando la temperatura se eleva a 40 °C. Pueden obtenerse en versiones de 6 y 12 V, con capacidades entre 6 y 180Ah (20hrs).

Batería de Ni-Cd

Debido a su alto costo inicial (6 a 8 veces el de una batería equivalente de Pb-ácido), este diseño no ha podido suplantar al tipo Pb-ácido con electrolito líquido. Sin embargo, el costo operativo a largo plazo es mucho menor que el de una batería de igual capacidad del tipo Pb-ácido debido a su larga vida útil y bajo mantenimiento.

Este tipo de batería usa placas de acero inoxidable, las que poseen depresiones donde se coloca el material activo. El electrolito de estas baterías es una solución de agua e hidróxido de potasio, el que requiere una capa de aceite protector, para evitar su oxidación por el oxígeno del ambiente. En términos genéricos, una batería de Ni-Cd que usa este método de fabricación tolera más abuso que su equivalente de Pb-ácido.

Sus características más sobresalientes son: pueden soportar, sin daño, cargas y descargas excesivas, así como una mayor profundidad de descarga (cerca del 100%). Tienen una mayor eficiencia con baja temperatura ambiente y soportan, sin problemas, una alta combinación de temperatura y humedad ambiente. Esta última característica la convierte en la solución ideal para climas tropicales. Otras ventajas asociadas con este tipo de batería es la ausencia de problemas similares al de la "sulfatación" de las placas o la congelación del electrolito. Una batería de Ni-Cd puede trabajar con bajo estado de carga sin deteriorarse. La autodescarga es inicialmente elevada, pero disminuye con el tiempo, permitiendo largos períodos de almacenamiento con una retención considerable de la carga inicial. La vida útil es más de dos veces la de una BCP de Pb-ácido. Uno de los fabricantes de baterías solares de Ni-Cd (SAFT-NIFE) las garantiza por 20 años.

Dado que ningún componente es perfecto, enumeraremos a continuación alguna de las características de la batería de Ni-Cd que pueden ser consideradas como inconvenientes en un sistema FV.

Una de ellas es su característica de descarga. Como la resistencia interna de esta batería es diez veces menor que la de Pb-ácido, el voltaje de salida permanece prácticamente constante hasta el momento en que su capacidad de almacenamiento de energía se ve agotada. Es entonces cuando éste cae en forma vertiginosa. Esta característica no permite al usuario tener un "aviso previo", como en el caso de las baterías de Pb-ácido, donde la resistencia interna se incrementa con el tiempo, bajando su voltaje de salida en forma continua. Si se quiere medir el voltaje de salida, se requiere el uso de un voltímetro que tenga la suficiente resolución y precisión para que la lectura contenga dos decimales significativos, ya que los cambios, como se ha dicho, son muy pequeños. El electrolito de una batería de Ni-Cd tiene un rol pasivo. Sólo actúa como transportador de cargas. No existe variación alguna en la densidad del mismo entre carga y descarga, impidiendo el uso de un densímetro. El instrumento más recomendable es un medidor de energía, como el que mide el número de Wh. El voltaje de una celda es cercano a 1.4 V cuando la batería está cargada, y disminuye a 1.1V cuando está descargada. Para obtener voltajes cercanos a los 12 V (o múltiplos de éste) se necesitan más celdas por batería. Si se usan estas baterías en un sistema FV, el control de carga deberá ser elegido de manera que sea compatible con este tipo de baterías. Un medidor de estado de carga diseñado para baterías de Pb-ácido no puede ser utilizado para monitorizar este tipo de acumulador.

Baterías de níquel-hidruro metálico (Ni-MH)

Utilizan un ánodo de hidróxido de níquel y un cátodo de una aleación de hidruro metálico. Este tipo de baterías se encuentran menos afectadas por el llamado efecto memoria. No admiten bien el frío extremo, reduciendo drásticamente la potencia eficaz que puede entregar. Voltaje proporcionado: 1.2 V, densidad de energía: 80 Wh/kg, capacidad usual: 0.5 a 2.8 amperes (en pilas tipo AA), efecto memoria: bajo. No es usual que este tipo de baterías se utilice en sistemas fotovoltaicos.

Baterías de iones de litio (Li-ion)

Las baterías de iones de litio (Li-ion) utilizan un ánodo de grafito y un cátodo de óxido de cobalto, trifilina (LiFePO_4) u óxido de manganeso. Su desarrollo es más reciente y permite llegar a altas densidades de energía. No admiten descargas completas y sufren mucho cuando éstas suceden por lo que suelen llevar acoplada circuitería adicional para conocer el estado de la batería y evitar así tanto la carga excesiva como la descarga completa. Apenas sufren el efecto memoria y pueden cargarse sin necesidad de estar descargadas completamente, sin reducción de su vida útil. No admiten bien los cambios de temperatura. Actualmente no se utilizan en sistemas fotovoltaicos pero se esperan aplicaciones futuras.

Baterías de polímero de litio (LiPo)

Son una variación de las baterías de iones de litio (Li-ion). Sus características son muy similares, pero permiten una mayor densidad de energía, así como una tasa de descarga bastante superior. Estas baterías tienen un tamaño más reducido respecto a las de otros componentes. Su tamaño y peso las hace muy útiles para equipos pequeños que requieran potencia y duración, como manos libres o bluetooth.

Pila alcalina

En 1866, Georges Leclanché inventa en Francia la pila Leclanché, precursora de la pila seca (Zinc-Dióxido de Manganeso), sistema que aún domina el mercado mundial de las baterías primarias. Las pilas alcalinas (de "alta potencia" o "larga vida") son similares a las de Leclanché, pero, en vez de cloruro de amonio, llevan cloruro de sodio o de potasio. Duran más porque el zinc no está expuesto a un ambiente ácido como el que provocan los iones de amonio en la pila convencional. Como los iones se mueven más fácilmente a través del electrolito, produce más potencia y una corriente más estable.

Su mayor costo se deriva de la dificultad de sellar las pilas contra las fugas de hidróxido. Casi todas vienen blindadas, lo que impide el derramamiento de los componentes. Sin embargo, este blindaje no tiene duración ilimitada. Las pilas secas alcalinas son similares a las pilas secas comunes, con las excepciones siguientes:

- El electrolito es básico (alcalino), porque contiene KOH.
- La superficie interior del recipiente de Zn es áspera; esto proporciona un área de contacto mayor.
- Las pilas alcalinas tienen una vida media mayor que las de las pilas secas comunes y resisten mejor el uso constante.
- El voltaje de una pila alcalina está cerca de 1.5 V.
- El ánodo está compuesto de una pasta de zinc amalgamado con mercurio (total 1%), carbono o grafito.
- Se utilizan para aparatos complejos y de elevado consumo energético. En sus versiones de 1.5 V, 6 V y 12 V se emplean, por ejemplo, en controles remotos y alarmas.

4.7.2 Batería de Plomo-Ácido

El tipo de acumulador más usado en el presente, dado su bajo costo, es la batería de plomo y ácido sulfúrico con electrolito líquido. En ella, los dos electrodos están hechos de plomo y el electrolito es una solución de agua destilada y ácido sulfúrico. Cuando la batería está cargada, el electrodo positivo tiene un depósito de dióxido de plomo y el negativo es plomo. Al descargarse, la reacción química que toma lugar hace que, tanto la placa positiva como la negativa, tengan un depósito de sulfato de plomo.

Como el proceso químico libera gases (hidrógeno y oxígeno) se necesita que el conjunto tenga ventilación al exterior. El diseño de las tapas de ventilación permite la evacuación de estos gases, restringiendo al máximo la posibilidad de un derrame del electrolito.

En una batería de Pb-ácido el electrolito interviene en forma activa en el proceso electroquímico, variando la proporción de ácido en la solución con el estado de carga del acumulador. Cuando la batería está descargada, la cantidad de ácido en la solución disminuye. Si la batería está cargada, la cantidad de ácido en la solución aumenta.

Este mecanismo tiene una derivación práctica: monitorizando la concentración del ácido se puede determinar el estado de carga de la batería. Este monitoreo se hace usando un densímetro.

Tres características definen una batería de acumulación: la cantidad de energía que puede almacenar, la máxima corriente que puede entregar (descarga) y la profundidad de descarga que puede sostener. La cantidad de energía que puede ser acumulada por una batería está dada por el número de watt-hora (Wh) de la misma. La capacidad (C) de una batería de sostener un régimen de descarga está dada por el número de ampere-hora (Ah).

Para una dada batería, el número de Wh puede calcularse multiplicando el valor del voltaje nominal por el número de Ah, es decir:

$$\text{Wh} = \text{Voltaje nominal} \times \text{Ah} \quad (4.2)$$

El número de Ah de una batería es un valor que se deriva de un régimen de descarga especificado por el fabricante. Para un tipo especial de baterías, llamadas solares, el procedimiento de prueba ha sido estandarizado por la industria. Una batería, inicialmente cargada al 100%, es descargada a corriente constante, hasta que la energía en la misma se reduce al 20% de su valor inicial. El valor de esa corriente de descarga, multiplicado por la duración de la prueba (20 horas es un valor típico), es el valor en Ah de esa batería. Un ejemplo práctico servirá para reforzar este concepto. Si una batería solar tiene una capacidad (C) de 200 Ah para un tiempo de descarga de 20 horas, el valor de la corriente durante la prueba es de 10 A.

Existe la tentación de extender este concepto para corrientes de descarga en exceso del máximo determinado por el método de prueba (10 A en nuestro ejemplo). La batería de nuestro ejemplo no puede entregar 200 A durante una hora. El proceso electroquímico no puede ser acelerado sin que la batería incremente su resistencia interna en forma substancial. Este incremento disminuye el voltaje de salida, autolimitando la capacidad de sostener corrientes elevadas en la carga. Si la corriente de descarga es menor que la especificada, digamos 5 A, la relación Ah es válida. La batería de 200 Ah de nuestro ejemplo puede sostener este valor de corriente por 40 horas.

Los fabricantes de baterías expresan el valor de la corriente de carga (o descarga) como un valor fraccional de su capacidad en Ah. En nuestro ejemplo, C/20 representa 10 A y C/40 representa un valor de 5 A. Esta forma de dar el valor de la corriente de descarga (o carga) parece arbitraria, pero no lo es si recordamos que la capacidad en Ah de una batería, por definición, requiere un número específico de horas de descarga.

Si la batería solar de nuestro ejemplo tiene un voltaje nominal de 6 V, la cantidad de energía que puede ser acumulada es de:

$$6\text{V} \times 200 \text{ Ah} = 1\,200 \text{ Wh} \text{ (1.2 kWh)}$$

La profundidad de descarga (PD) representa la cantidad de energía que puede extraerse de una batería. Este valor está dado en forma porcentual. Si la batería del ejemplo entrega 600 Wh, la PD es del 50%. Cuando se efectúa la prueba para determinar la capacidad en Ah de una batería Solar la PD alcanza el 80%.

El voltaje de salida de una batería de Pb-ácido no permanece constante durante la carga o descarga. Dos variables determinan su valor: el estado de carga y la temperatura del electrolito. Para comprender el efecto que tiene la temperatura en el comportamiento de la batería es útil recordar que cualquier reacción química es acelerada cuando la temperatura se incrementa y es retardada cuando ésta disminuye. Se observa que si se mantiene constante la temperatura del electrolito, la caída de voltaje es siempre mayor (aumento de la resistencia interna) cuando la corriente de descarga aumenta. Este es el mecanismo autolimitante al que nos referimos con anterioridad.

Para la carga, se observa que el voltaje correspondiente a un estado dado y corriente de carga, es siempre menor cuando la temperatura disminuye. Es conveniente cargar una batería con un nivel de corriente que no exceda el máximo dado por el fabricante (C/20 ó 10 A en nuestro ejemplo). El tiempo de carga, multiplicado por la corriente de carga debe ser un 15% mayor al número de Ah de la batería, para compensar por las pérdidas durante el proceso de carga.

El acumulador de Pb-ácido tiene numerosas aplicaciones. Nuestro interés se reducirá a dos de ellas: las baterías para automotores y las baterías para sistemas fotovoltaicos o híbridos (baterías solares). Como la

diferencia en el costo de estas dos versiones es apreciable, existe siempre la tentación de usar la batería más económica (automotor) en un sistema FV o híbrido.

4.8 Reguladores de carga

Los controladores o reguladores de carga son muy similares a los reguladores de los coches, controlando el voltaje y la corriente de un panel solar o generador eólico, entregados al acumulador o batería. Son el componente esencial para cualquier sistema solar o eólico con sistema de almacenamiento de energía en la batería.

El objetivo principal de un controlador de carga, es proteger al sistema de la batería de una sobrecarga proveniente de los paneles solares o del aerogenerador. El controlador de carga regula la corriente y el voltaje aplicado al sistema de la batería, así mismo, prevé una descarga excesiva de la batería por las cargas (artículos conectados).

Salvo en condiciones ideales los paneles no producen su tensión máxima, de modo que más vale ser diseñados para más tensión a la requerida ya que al trabajar en condiciones no ideales entregarán la mayor parte del tiempo tensiones normalmente menores a la nominal. Si necesita regular mucha potencia, se pueden utilizar varios regulares idénticos trabajando en paralelo. Un esquema simplificado para el sistema híbrido se representa en la figura 4.6.

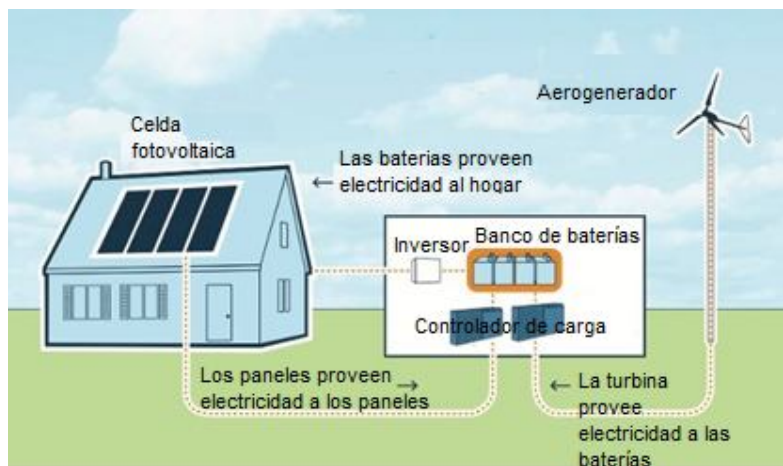


Figura 4.6. Reguladores de carga

Los reguladores actuales introducen micro-controladores para la correcta gestión de un sistema fotovoltaico. Su programación elaborada permite un control capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática y la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especiales. Incluso los hay que memorizan datos que permiten conocer cuál ha sido la evolución de la instalación durante un tiempo determinado.

Para ello, consideran los valores de tensión, temperatura, intensidad de carga y descarga, y capacidad del acumulador. Existen dos tipos de reguladores de carga: los lineales y los conmutados.

4.8.1 Sistema de regulación.

La regulación de la intensidad de carga de las baterías manejan las fases siguientes: igualación, carga profunda, carga final y flotación.

IGUALACIÓN

Esta fase del regulador permite la realización automática de cargas de igualación de los acumuladores tras un período de tiempo en el que el estado de carga ha sido bajo, reduciendo al máximo el gaseo.

CARGA PROFUNDA

Tras la igualación, el sistema de regulación permite la entrada de corriente de carga a los acumuladores sin interrupción hasta alcanzar el punto de tensión final de carga. Alcanzado dicho punto el sistema de regulación interrumpe la carga y el sistema de control pasa a la segunda fase, la flotación. Cuando se alcanza la tensión final de carga, la batería ha alcanzado un nivel de carga próximo al 90% de su capacidad, en la siguiente fase se completará la carga.

CARGA FINAL Y FLOTACIÓN

La carga final del acumulador se realiza estableciendo una zona de actuación del sistema de regulación dentro de lo que denominamos "Banda de Flotación Dinámica". La BFD es un rango de tensión cuyos valores máximos y mínimos se fijan entre la tensión final de carga y la tensión nominal + 10% aproximadamente. Una vez alcanzado el valor de voltaje de plena carga de la batería, el regulador inyecta una corriente pequeña para mantenerla a plena carga, esto es, inyecta la corriente de flotación. Esta corriente se encarga por tanto de mantener la batería a plena carga y cuando no se consume energía se emplea en compensar la autodescarga de las baterías.

4.8.2 Indicadores de estado

DESCONEXIÓN DEL CONSUMO POR BAJA TENSIÓN DE BATERÍA

La desconexión de la salida de consumo por baja tensión de batería indica una situación de descarga del acumulador próxima al 70% de su capacidad nominal.

Si la tensión de la batería disminuye por debajo del valor de tensión de maniobra de desconexión de consumo durante más de un tiempo establecido, se desconecta el consumo. Esto es para evitar que una sobrecarga puntual de corta duración desactive el consumo.

Tensión de desconexión del consumo: tensión de la batería a partir de la cual se desconectan las cargas de consumo.

ALARMA POR BAJA TENSIÓN DE BATERÍA

La alarma por baja tensión de batería indica una situación de descarga considerable. A partir de este nivel de descarga las condiciones del acumulador comienzan a ser comprometidas desde el punto de vista de la descarga y del mantenimiento de la tensión de salida frente a intensidades elevadas.

Esta alarma está en función del valor de la tensión de desconexión de consumo, siempre se encontrará 0.05 V por encima.

Por ejemplo, hay reguladores donde si la tensión de la batería disminuye por debajo del valor de la alarma durante más de 10 s aproximadamente se desconecta el consumo. El regulador entra entonces en la fase de igualación y el consumo no se restaurará hasta que la batería no alcance media carga. Además, incluye una señal acústica para señalar la batería baja.

SEÑALIZADORES HABITUALES

Indicadores de tensión en batería.
Indicadores de fase de carga.
Indicadores de sobrecarga/ cortocircuito.

PROTECCIONES TÍPICAS

Contra sobrecarga temporizada en consumo
Contra sobretensiones en paneles, baterías y consumo.
Contra desconexión de batería.

4.8.3 Parámetros del regulador

-Tensión nominal: la del sistema (12, 24, 48 V)

-Intensidad del regulador: la intensidad nominal de un regulador ha de ser mayor que la recibida en total del sistema.

-Intensidad máxima de carga o de generación: máxima intensidad de corriente procedente del campo de paneles que el regulador es capaz de admitir.

-Intensidad máxima de consumo: máxima corriente que puede pasar del sistema de regulación y control al consumo.

-Voltaje final de carga: voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico (flotación). Vale aproximadamente 14.1 para una batería de plomo ácido de tensión nominal 12 V.

-Voltaje de desconexión de las cargas de consumo: voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

-Voltaje final de carga: voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

4.9 Introducción al software HOMER

4.9.1 ¿Qué es HOMER?

HOMER es un modelo informático de optimización de sistemas micro energéticos desarrollado por NREL (National Renewable Energy Laboratory) que evalúa diferentes opciones tecnológicas de diseño de sistemas de generación de energía, tanto los conectados a la red como de sistemas aislados.

HOMER optimiza desde el punto de vista económico y técnico la mejor opción de sistema de electrificación, necesario para satisfacer una carga demandada.

Considera diversas opciones tecnológicas, tanto energías convencionales como renovables, como pueden ser: solar, eólica, mini-hidráulica, biomasa y generadores diesel. Permite a su vez hacer comparaciones con la extensión de la red y toma en cuenta la incertidumbre de algunas variables como: costos de la tecnología, disponibilidad del recurso y otras variables.

A nivel técnico es una herramienta que permite diseñar el número, tipo y tamaño de los componentes necesarios en el sistema requerido y a nivel económico permite hacer comparaciones entre las diferentes opciones tecnológicas. Genera un listado de alternativas a partir del cual el responsable de tomar las decisiones deberá escoger la mejor opción de acuerdo con su criterio. El programa estima el costo del ciclo de vida del sistema, contabilizando el costo de inversión, el costo de remplazo, los costos de operación y mantenimiento, combustibles e intereses.

4.9.2 Otros programas para la simulación de sistemas híbridos

HYBRID2 [Green and Manwell (1995); Manwell et al. (1998)], que venía siendo desarrollado desde 1994 por NREL y la Universidad de Massachussets. Es un programa de simulación del funcionamiento de sistemas híbridos definidos por el usuario (el programa no optimiza el sistema). Algunos componentes, como por ejemplo las pilas de combustible o electrolizadores, pueden modelarse pero con bastante dificultad, ya que el programa no fue desarrollado inicialmente para incluirlos. La simulación es más precisa que la que realiza HOMER. Por ejemplo, la vida útil de las baterías se modela según el conteo de ciclos "Rainflow". El programa tiene más de 200 parámetros de entrada y los intervalos de tiempo de cálculo son configurables entre 10 minutos y 1 hora. Las posibilidades en cuanto a las estrategias de control son mucho mayores que en el caso de HOMER. NREL recomienda optimizar el sistema con HOMER y posteriormente, una vez obtenido el sistema óptimo, mejorar el diseño mediante el uso de HYBRID2.

TRNSYS (Transient Energy System Simulation Program) [Fiscal et al. (1995)] es un programa de simulación de sistemas energéticos, desarrollado en Fortran desde 1975 por las Universidades de Wisconsin y

Colorado (EE.UU.). En principio fue desarrollado para simular sistemas térmicos, pero con el tiempo se ha convertido también en un simulador de sistemas híbridos, incluyendo sistemas fotovoltaicos, solares térmicos y otros. La simulación se realiza con gran precisión y además permite visualizar gráficos con gran detalle y precisión. Sin embargo, no permite llevar a cabo optimizaciones.

HYDROGEMS [Ulleberg and Glöckner (2002)] no es un programa sino que es una biblioteca de programas, desarrollada en el Institute for Energy Technology (IFE, Noruega). La biblioteca es utilizada por el programa TRNSYS y por el programa Engineering Equation Solver (EES, programa de termodinámica, para simular el comportamiento térmico de las pilas de combustible). La biblioteca desarrollada por HYDROGEMS modela los siguientes componentes: generador fotovoltaico, aerogenerador, generador diesel, pilas de combustible poliméricas y alcalinas, electrolizador, tanque de hidrógeno, baterías plomo-ácido y convertidores DC/AC. Es posible llevar a cabo una rudimentaria optimización económica si se utiliza junto con el programa GenOpt [Wetter (2000)], utilizando para ello el método de optimización lineal simplex.

INSEL [Schuhmacher (1993)] fue desarrollado en la Universidad de Oldenburg y permite simular sistemas de energías renovables. El usuario selecciona bloques de la biblioteca y los interconecta para definir la disposición del sistema. El análisis de la operación del sistema se puede realizar con un paso de tiempo especificado por el usuario. La flexibilidad para crear los modelos y las configuraciones del sistema es una característica muy interesante. Es un programa de simulación pero no de optimización. Además, componentes tales como el generador diesel o los inversores no poseen ningún modelo por defecto y el usuario debe crearlos.

ARES es un programa desarrollado en la Universidad de Cardiff, mejorado en su versión II [Morgan et al. (1997)] que simula de forma bastante precisa sistemas FV-Eólicos con almacenamiento en baterías. Las baterías son modeladas según el estado de la tensión (SOV) en lugar de utilizar el estado de carga (SOC), añadiéndose el efecto de la temperatura. También se han modelado de forma precisa los controladores de tensión de las baterías y se han incluido equalizaciones periódicas en las mismas. El tamaño de las baterías se determina por la tasa de la descarga requerida durante la operación de sistema. La técnica de simulación ha sido validada comparando los resultados con datos experimentales. Sin embargo, el envejecimiento de las baterías y su efecto sobre el funcionamiento del sistema no se han tenido en cuenta.

RAPSIM (Remote Area Power Supply Simulator) fue creado en la Universidad de Murdoch en Perth, Australia. Este programa sirve para seleccionar sistemas híbridos FV-eólico-diesel. El usuario selecciona un sistema FV y/o eólico y/o diesel y el programa simula dicho sistema, calculando los costos totales a lo largo de la vida útil. El usuario puede ir modificando los componentes para ver el efecto en el costo total. Es un programa básicamente de simulación (aunque obtiene el costo del sistema a lo largo de la vida útil). No utiliza ningún método que tenga en cuenta el envejecimiento de las baterías.

SOMES es un programa desarrollado en Turbo Pascal para el análisis de funcionamiento de sistemas híbridos FV-eólico-diesel. Ha sido desarrollado en la Universidad de Utrecht en Holanda. Los intervalos de tiempo de la simulación son de una hora y el funcionamiento del sistema se evalúa técnica y económicamente, determinando el sistema de costo más bajo y optimizando los componentes entre varias opciones. Los criterios para arrancar y parar del generador diesel son proporcionados por el usuario y el software no proporciona estrategias de funcionamiento óptimas.

SOLSIM se ha desarrollado en Fachhochschule Konstanz (Alemania). Tiene modelos para los paneles fotovoltaicos, el aerogenerador, los generadores diesel y las baterías. Existe la posibilidad de incluir generadores que funcionen con biogás y con biomasa para generar electricidad y calor. Simula el funcionamiento del sistema y realiza un análisis económico. Las opciones de control son muy limitadas, optimizando únicamente los ángulos de inclinación de los paneles.

CARE es un programa capaz de simular sistemas híbridos eólicos con gran penetración de viento [Hatziaargyriou et al. (1999)]. Inicialmente fue desarrollado para ser aplicado a localizaciones situadas en la isla de Creta pero posteriormente se ha aplicado a otros lugares.

WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) es una herramienta de software que permite evaluar el recurso eólico en un determinado emplazamiento a partir de medidas de viento de estaciones meteorológicas cercanas. Con los resultados de la simulación, el programa puede generar mapas de viento de la zona de estudio. Además, incluye un sofisticado modelo teórico para simular el efecto del rozamiento

con el suelo a través del coeficiente de rugosidad y también la influencia de los obstáculos en el viento disponibles en las máquinas.

4.9.3 Ventajas y desventajas del uso de simuladores

Existen muchos programas, algunos comerciales y otros de libre distribución, que poseen una mayor o menor precisión en la simulación de sistemas híbridos de generación de energía eléctrica mediante energías renovables. El que destaca entre todos ellos, y que además realiza la optimización económica del sistema es HOMER, aunque posee algunas limitaciones que se comentan a continuación.

Ventajas:

- Para la evaluación de los criterios técnicos y económicos toma en cuenta sistemas de generación de energía tanto conectados a la red eléctrica como de sistemas aislados.
- Los criterios económicos toman en cuenta todos los aspectos de la instalación del sistema lo que permite realizar una valoración al detalle de los mismos.
- Permite evaluar el recurso energético disponible mediante una herramienta informática.

Desventajas:

- La evaluación de las alternativas se basa sólo en criterios técnicos y económicos.
- Utiliza los mismos criterios para evaluar diferentes tipos de tecnologías renovables (solar, eólica, biomasa y térmica).
- La optimización se realiza mediante el método enumerativo. Por lo tanto se evalúan todas las posibles combinaciones de componentes y de estrategias. Debido a esta característica el número de posibles combinaciones no puede ser muy elevado ya que en otro caso los tiempos de cálculo serían excesivamente elevados (meses o años).
- Las estrategias de control son muy limitadas. Las estrategias utilizadas tienen poca precisión y poca capacidad de adaptarse a cada sistema concreto.
- No define la forma de priorizar la energía sobrante en el caso de que existan baterías y electrolizador. Tampoco define, cuando existen generadores AC, baterías y pila de combustible, la forma de priorizar qué elemento cederá la energía que falta.
- La vida de las baterías se modela según el número de ciclos completos equivalentes, aproximación que puede dar lugar a errores importantes.
- El inversor se modela con eficiencia constante y no dependiente de la potencia de salida, aproximación que en muchos casos puede influir en los resultados que se alcancen.
- El electrolizador se define con eficiencia fija e independiente del caudal de hidrógeno generado, siendo muy distinta esta aproximación a la realidad.
- El consumo de la pila de combustible se aproxima de forma lineal frente a la potencia de salida (no teniendo en cuenta que para potencias cercanas a la nominal la eficiencia disminuye).

4.9.4 Sitio de emplazamiento y datos de los recursos solares y eólicos para la simulación en HOMER

Para las simulaciones de esta tesis se consideraron 5 regiones mostradas en la figura 4.7.

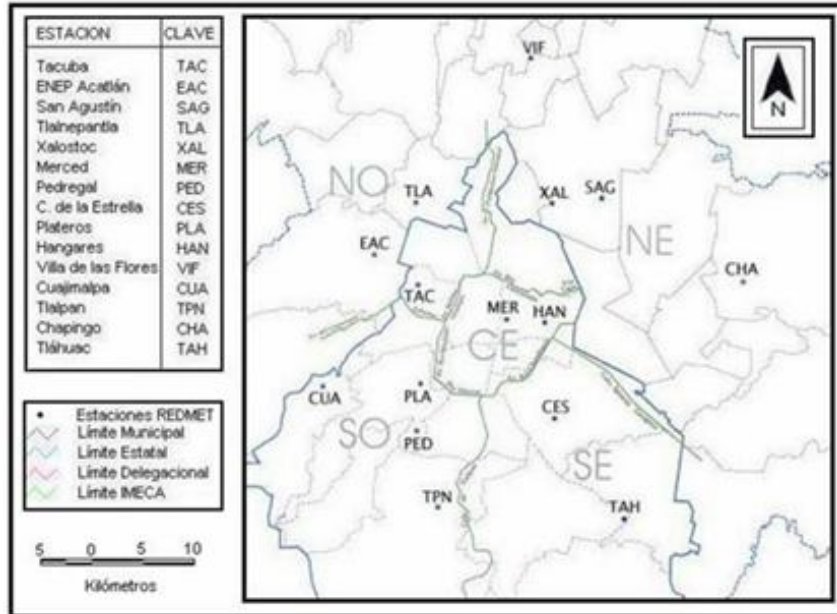


Figura 4.7. Distribución de la Red Meteorológica (REDMET) y zonas IMECA de la Zona Metropolitana del Valle de México

Para las simulaciones de esta tesis se consideraron cinco regiones mostradas en la figura 4.7. Para los datos de los recursos eólicos se tomaron los vientos promedio de cada zona a partir de las mediciones de cada estación meteorológica. En el caso de los datos de la radiación solar se consideraron las siguientes coordenadas medias mostradas en la tabla 4.1:

Zona SO:				
Coordenadas	Latitud	Norte	Longitud	Oeste
CUA	19	22	99	18
PLA	19	22	99	12
PED	19	19	99	12
TPN	19	15	99	11
Media	19	19.5	99	13.25
Zona SE:				
Coordenadas	Latitud	Norte	Longitud	Oeste
CES	19	20	99	4
TAH	19	15	99	1
Media	19	17.5	99	2.5
Zona Centro				
Coordenadas	Latitud	Norte	Longitud	Oeste
TAC	19	27	99	12
MER	19	25	99	7
HAN	19	25	99	5
Media	19	25	99	8
Zona NO:				

Coordenadas	Latitud	Norte	Longitud	Oeste
EAC	19	29	99	14
TLA	19	32	99	12
Media	19	30.5	99	13
Zona NE:				
Coordenadas	Latitud	Norte	Longitud	Oeste
VIF	19	39	99	6
XAL	19	32	99	5
SAG	19	32	99	2
CHA	19	28	98	54
Media	19	32.75	98.75	16.75

Tabla 4.1. Coordenadas medias de las estaciones meteorológicas

Recursos Solares (Solar Resources)

Índice de claridad

Es un número adimensional entre 0 y 1 que nos indica la fracción de la radiación solar en la atmósfera que logra llegar a la superficie de la Tierra. La siguiente ecuación define el promedio mensual de índice de claridad:

$$K_T = \frac{H_{ave}}{H_{o,ave}} \quad (4.3)$$

Donde H_{ave} es la radiación mensual promedio en la superficie de la Tierra y $H_{o,ave}$ es la radiación horizontal extraterrestre mensual promedio, definida como la radiación en una superficie horizontal en la cima de la atmósfera de la Tierra. Para una latitud dada se puede calcular $H_{o,ave}$ para cualquier mes del año.

Radiación Solar

HOMER usa la siguiente ecuación para calcular la intensidad de la radiación solar en la cima de la atmósfera terrestre:

$$G_{on} = G_{SC} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360 n}{365} \right) \quad (4.4)$$

Donde n es el día del año y G_{SC} es la constante solar para la cual HOMER usa el valor de 1.367 kW/m^2 . Esta ecuación nos da la intensidad para un plano normal a los rayos del Sol incidentes en la superficie de la atmósfera. Para calcular la intensidad de radiación en una superficie horizontal en la cima de la atmósfera terrestre HOMER usa la ecuación siguiente:

$$G_o = G_{on} \cos \theta_z \quad (4.5)$$

Donde θ_z es el ángulo zenit dado por:

$$\cos \theta_z = \cos \varnothing \cos \bar{\delta} \cos \omega + \sin \varnothing \sin \bar{\delta} \quad (4.6)$$

Siendo \varnothing la latitud, $\bar{\delta}$ es la declinación y ω el ángulo horario. HOMER calcula la declinación mediante la siguiente fórmula:

$$\bar{\delta} = 23.45 \sin \left(360 \frac{284+n}{365} \right) \quad (4.7)$$

Donde n es el día del año. Para encontrar la radiación diaria total por metro cuadrado se utiliza la ecuación siguiente:

$$H_o = \frac{24}{\pi} G_{on} \left[\cos \varnothing \cos \bar{\delta} \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \varnothing \sin \bar{\delta} \right] \quad (4.8)$$

Donde ω_s está dado por:

$$\cos \omega_s = - \tan \phi \tan \delta \quad (4.9)$$

Por último, HOMER calcula la radiación H_o para cada día del mes para encontrar el promedio mensual $H_{o,ave}$ en kWh/m^2 y utiliza este valor para calcular el índice de claridad a partir del promedio mensual de radiación H_{ave} o viceversa. La base de datos de energía solar superficial de la NASA nos provee los promedios mensuales de radiación solar en cualquier parte del mundo en: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.

Los datos para el recurso de energía solar quedan mostrados en las figuras siguientes:

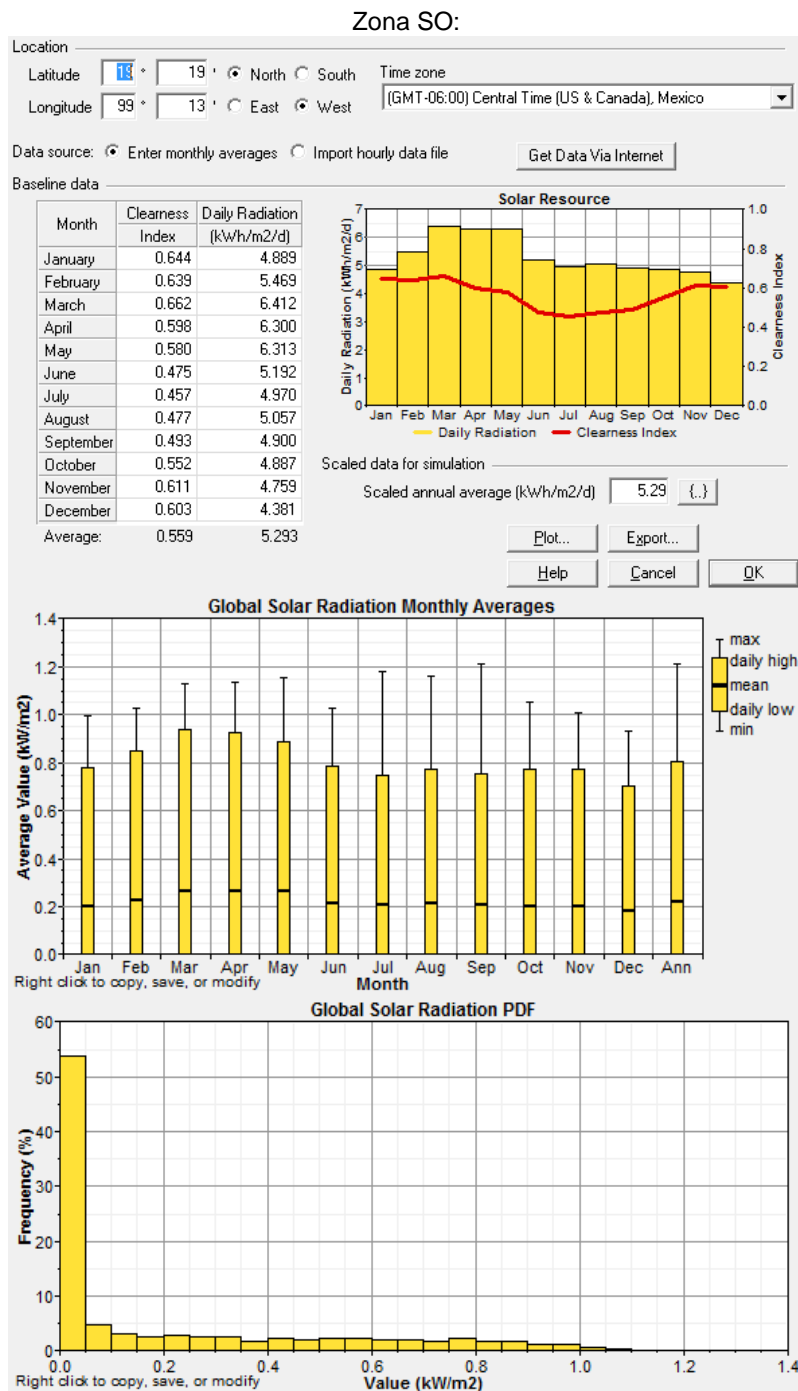


Figura 4.8. Recurso solar en zona suroeste

Zona SE:

Location

Latitude ° North South Time zone
 Longitude ° East West (GMT-06:00) Central Time (US & Canada), Mexico

Data source: Enter monthly averages Import hourly data file

Baseline data

Month	Clearness Index	Daily Radiation [kWh/m2/d]
January	0.624	4.736
February	0.626	5.355
March	0.644	6.245
April	0.581	6.118
May	0.585	6.364
June	0.479	5.243
July	0.455	4.945
August	0.472	5.004
September	0.476	4.730
October	0.552	4.889
November	0.601	4.676
December	0.591	4.290
Average:	0.551	5.215

Scaled data for simulation
 Scaled annual average [kWh/m2/d] (.)

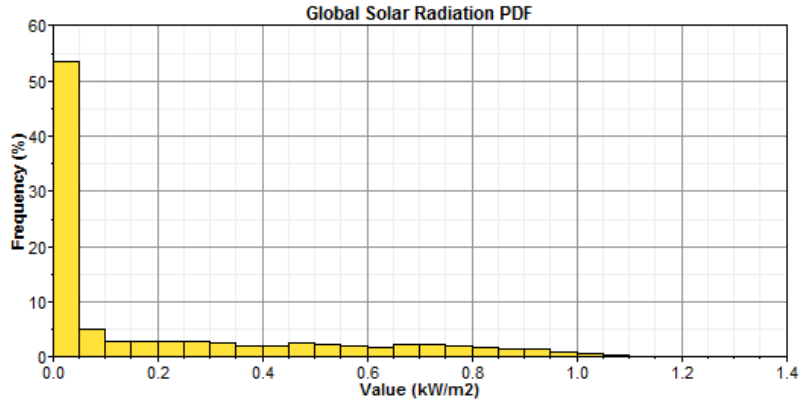
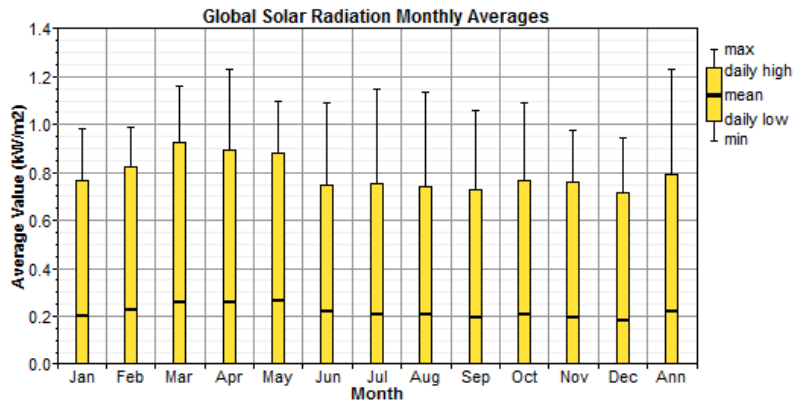


Figura 4.9. Recurso solar en zona sureste

Zona Centro:

Location

Latitude ° ' North South Time zone
 Longitude ° ' East West

Data source: Enter monthly averages Import hourly data file

Baseline data

Month	Cleanness Index	Daily Radiation [kWh/m2/d]
January	0.614	4.650
February	0.617	5.269
March	0.638	6.175
April	0.580	6.108
May	0.584	6.356
June	0.481	5.265
July	0.456	4.960
August	0.473	5.020
September	0.477	4.737
October	0.547	4.839
November	0.597	4.636
December	0.583	4.222
Average:	0.548	5.186

Scaled data for simulation
 Scaled annual average [kWh/m2/d] (..)

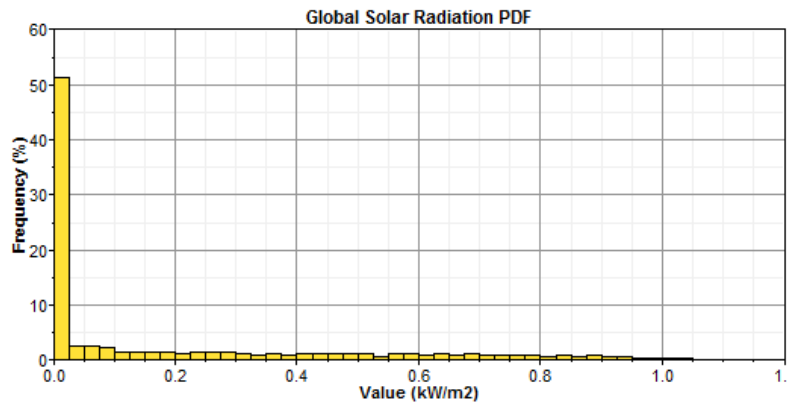
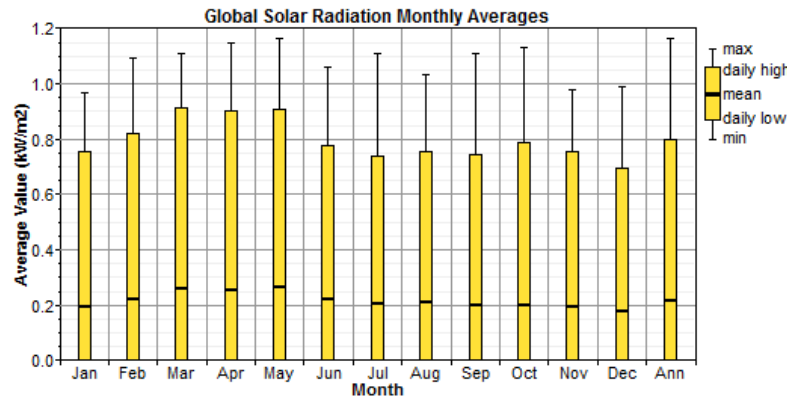


Figura 4.10. Recurso solar en zona centro

Zona NO:

Location

Latitude ° ' North South Time zone
 Longitude ° ' East West (GMT-06:00) Central Time (US & Canada), Mexico

Data source: Enter monthly averages Import hourly data file

Baseline data

Month	Clearness Index	Daily Radiation [kWh/m2/d]
January	0.639	4.831
February	0.634	5.407
March	0.659	6.377
April	0.598	6.297
May	0.582	6.338
June	0.475	5.206
July	0.459	4.998
August	0.481	5.099
September	0.495	4.909
October	0.549	4.850
November	0.611	4.739
December	0.602	4.352
Average:	0.559	5.283

Scaled data for simulation
 Scaled annual average [kWh/m2/d] (..)

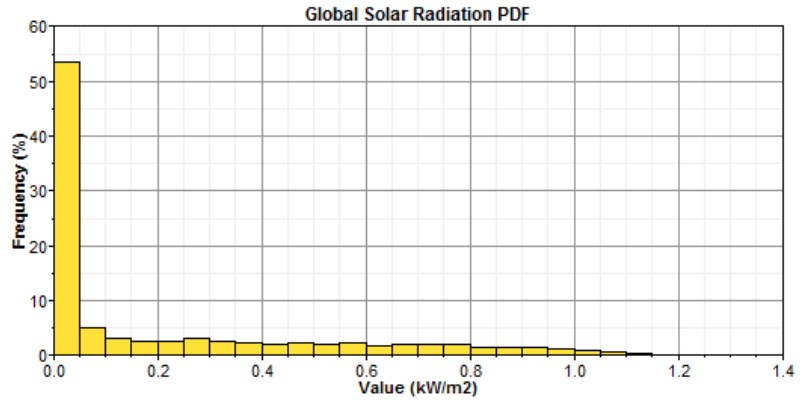
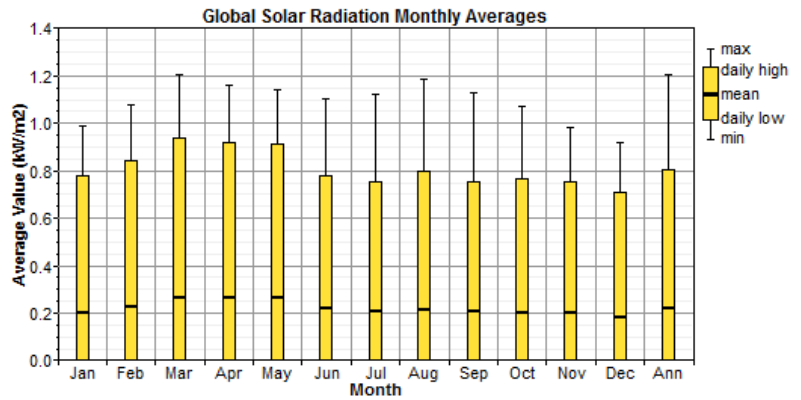


Figura 4.11. Recurso solar en zona noroeste

Zona NE:

Location

Latitude ° ' North South Time zone

Longitude ° ' East West (GMT-06:00) Central Time (US & Canada), Mexico

Data source: Enter monthly averages Import hourly data file

Baseline data

Month	Clearness Index	Daily Radiation [kWh/m ² /d]
January	0.639	4.831
February	0.634	5.407
March	0.659	6.377
April	0.598	6.297
May	0.582	6.338
June	0.475	5.206
July	0.459	4.998
August	0.481	5.099
September	0.495	4.909
October	0.549	4.850
November	0.611	4.739
December	0.602	4.352
Average:	0.559	5.283

Scaled data for simulation

Scaled annual average [kWh/m²/d] (..)

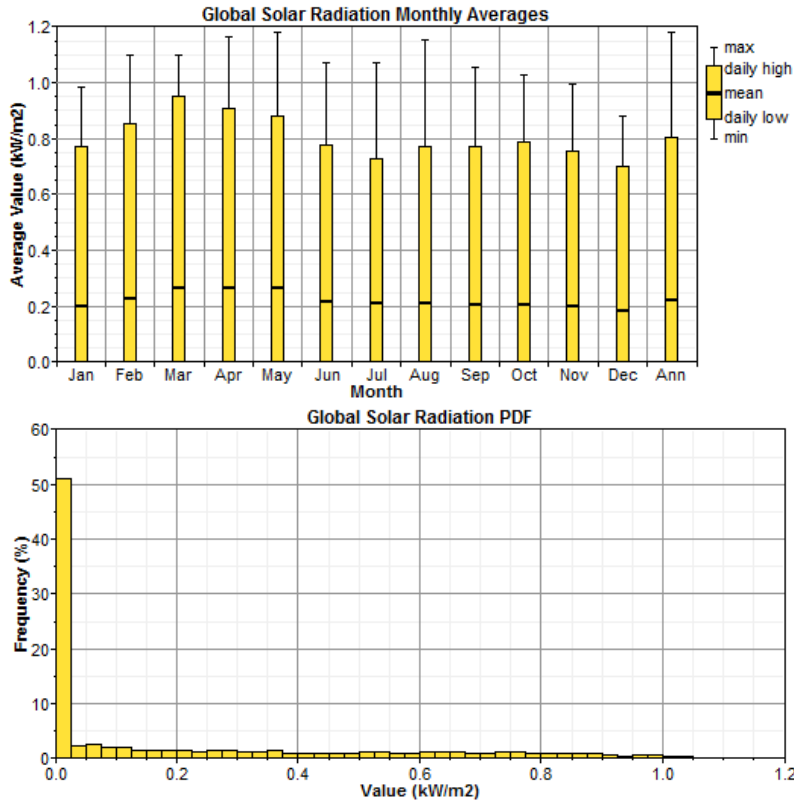


Figura 4.12. Recurso solar en zona noreste

Recursos eólicos (Wind Resources)

Viento

Es el flujo de [gases](#) a gran escala. En la [Tierra](#), el viento es el movimiento en masa del [aire](#) en la [atmósfera](#). Se define como la compensación de las diferencias de presión atmosférica entre dos puntos. La información de la velocidad del viento anual se obtuvo de la Red Meteorológica (REDMET) y zonas IMECA de la Zona Metropolitana del Valle de México.

Anemómetro

Los anemómetros miden la velocidad instantánea del viento, pero las ráfagas (fluctuaciones habituales del viento) se producen con tal frecuencia que restan interés a dicha medición, por lo que se toma siempre un valor medio en intervalos de 10 minutos. Se coloca el anemómetro normalmente a 10 metros de altura (la velocidad del viento es mayor conforme se desplaza a mayor altura; a baja altura lo frena la rugosidad del terreno, como pueden ser: los árboles, las edificaciones, etc; es decir, todos los accidentes topográficos). La altura sobre el nivel del mar a considerar para la simulación será de 2240 m.

Distribución de probabilidad Weibull.

El valor k de la distribución de probabilidad de Weibull es un indicador de la amplitud de la distribución de la velocidad del viento, como se mencionó en el capítulo 2. En la gráfica se muestran tres distribuciones de Weibull, las tres curvas tienen la misma velocidad promedio de 6 m/s:

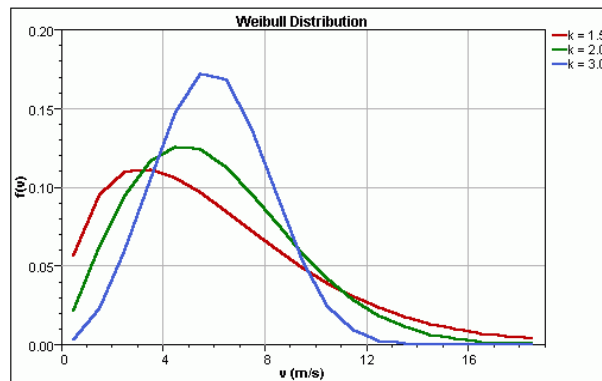


Figura 4.13. Distribución de probabilidad de Weibull

De manera que valores bajos de k corresponden a distribuciones más anchas, significando que el viento tiende a variar sobre un largo rango de velocidades. Valores altos de k corresponden a distribuciones de viento más estrechas.

Patrón de velocidad diario.

El patrón de velocidad diario es la medida de como el viento tiende a depender de la hora del día. Debido a que el viento es afectado por la radiación solar, éste muestra un cierto patrón horario en la velocidad. Para obtener esta medida es necesario obtener el horario de velocidad promedio anual en la región a considerar. Se deben obtener los 24 valores de velocidad promedio anual para cada hora del día.

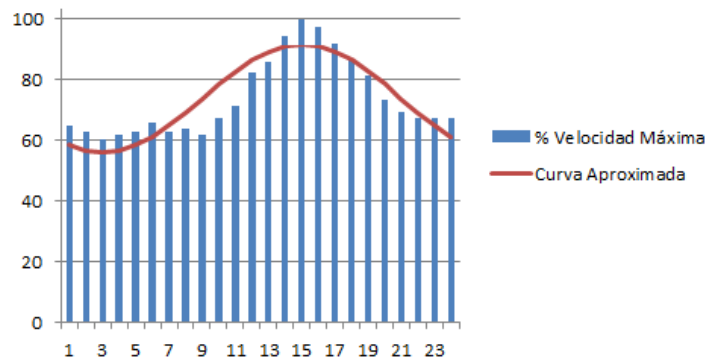


Figura 4.14. Patrón de velocidad diario

La curva aproximada es una función coseno que se ajusta al horario de velocidad promedio anual dada por:

$$v_i = \bar{v} \left\{ 1 + \delta \cos \left[\left(\frac{2\pi}{24} \right) (i - \phi) \right] \right\} \quad \text{donde } i = 1, 2, \dots, 24 \quad (4.10)$$

Donde:

δ = Patrón de velocidad diario (0-1)

ϕ = Hora de viento máximo

De esta manera, el patrón de velocidad diario δ se aproxima al rango de amplitud de la onda coseno teniendo la velocidad promedio \bar{v} como referencia.

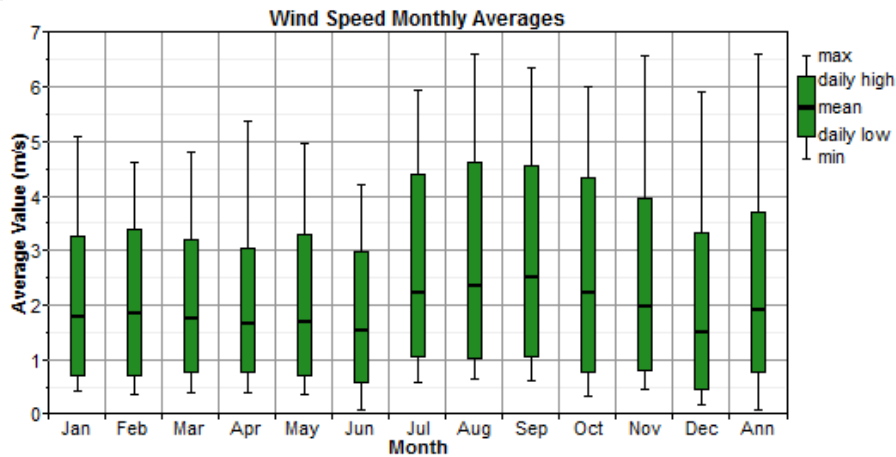
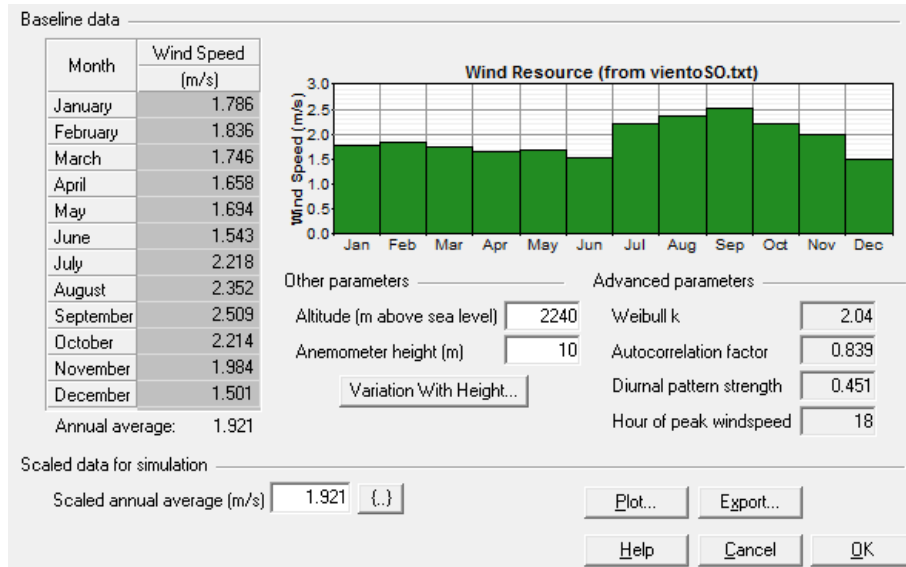
Factor de autocorrelación.

La velocidad del viento típicamente exhibe autocorrelación, que puede ser definida como el grado de dependencia de la velocidad del viento en las horas previas. Este factor puede obtenerse de la siguiente forma:

$$r_1 = \frac{\sum_{i=1}^{23} (v_i - \bar{v})(v_{i+1} - \bar{v})}{\sum_{i=1}^{24} (v_i - \bar{v})^2} \quad (4.11)$$

Los datos para el recurso del viento quedan mostrados en las figuras siguientes:

Zona SO



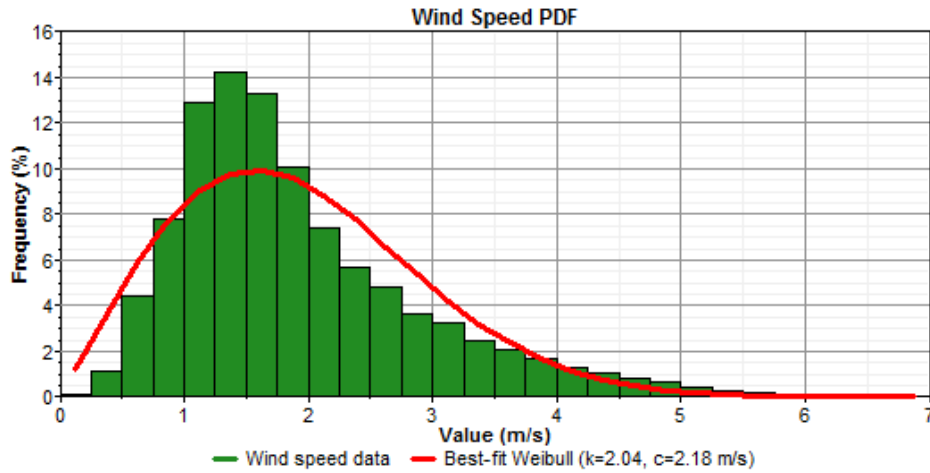


Figura 4.15. Datos para el recurso eólico en zona suroeste

Zona SE:

Baseline data

Month	Wind Speed (m/s)
January	1.439
February	1.383
March	0.000
April	0.000
May	0.000
June	0.000
July	1.056
August	1.157
September	1.180
October	1.158
November	1.048
December	0.882
Annual average:	0.773

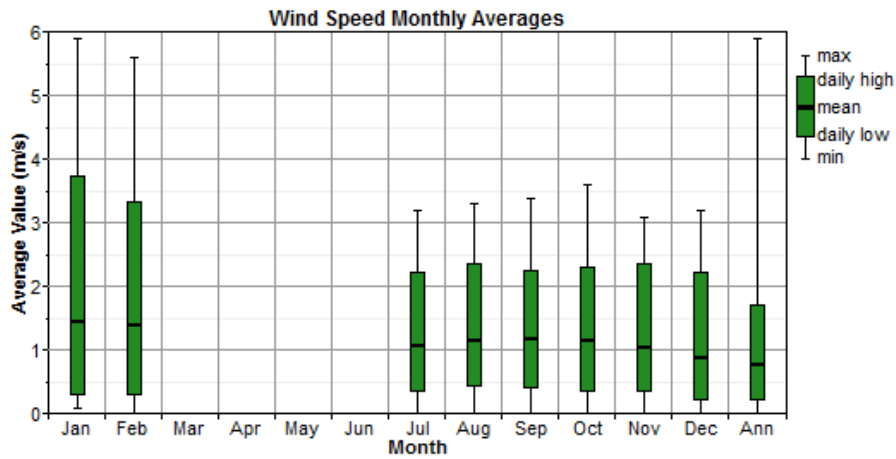
Wind Resource (from vientoSE.txt)

Other parameters: Altitude (m above sea level) 2240, Anemometer height (m) 10, Variation With Height...

Advanced parameters: Weibull k 0.84, Autocorrelation factor 0.896, Diurnal pattern strength 0.547, Hour of peak windspeed 18

Scaled data for simulation: Scaled annual average (m/s) 0.773

Buttons: Plot..., Export..., Help, Cancel, OK



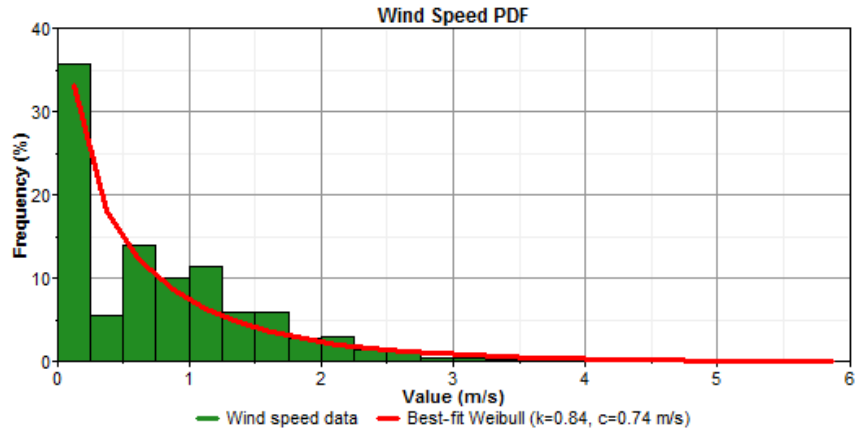


Figura 4.16. Datos para el recurso eólico en zona sureste

Zona Centro:

Data source: Enter monthly averages Import hourly data file

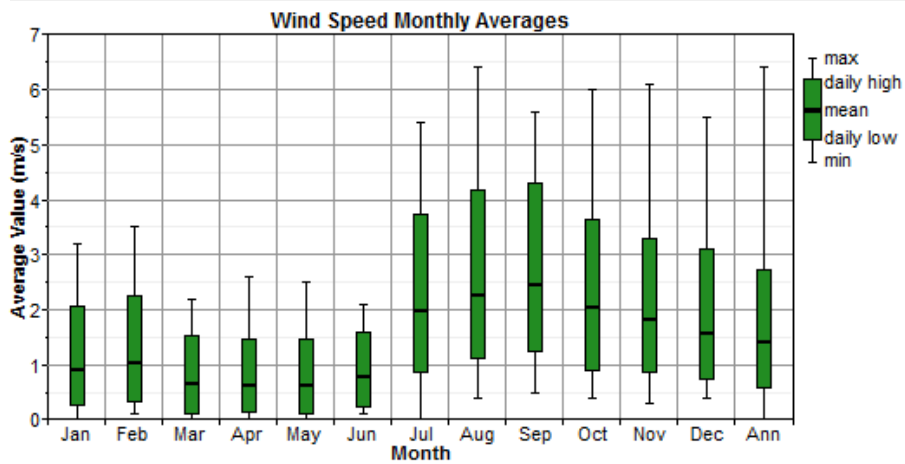
Baseline data

Month	Wind Speed (m/s)
January	0.914
February	1.025
March	0.638
April	0.615
May	0.614
June	0.776
July	1.960
August	2.238
September	2.456
October	2.021
November	1.802
December	1.573
Annual average:	1.389

Other parameters: Altitude (m above sea level) Anemometer height (m)

Advanced parameters: Weibull k Autocorrelation factor Diurnal pattern strength Hour of peak windspeed

Scaled data for simulation: Scaled annual average (m/s)



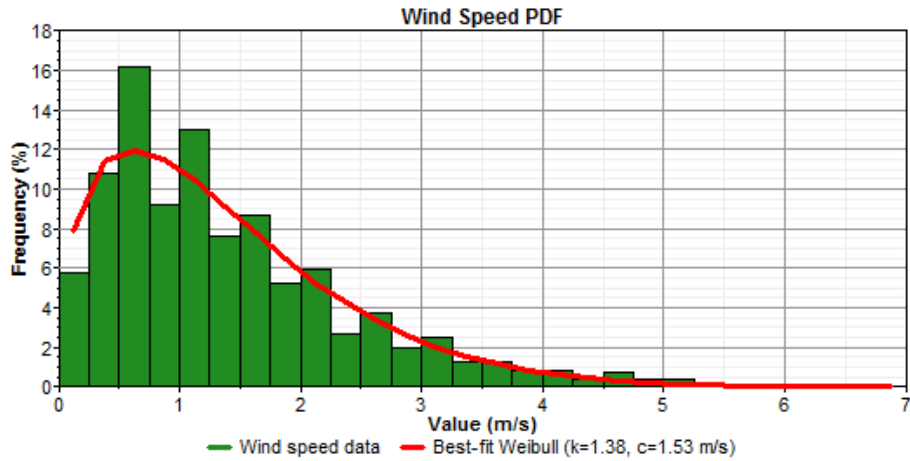
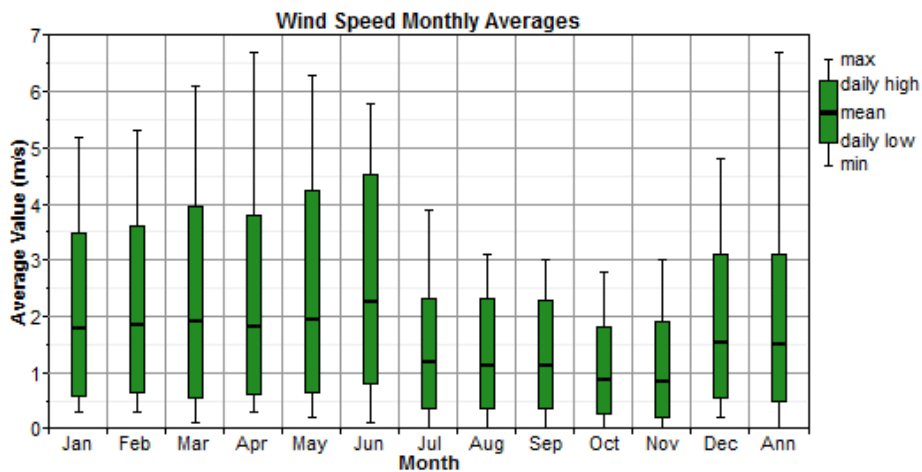
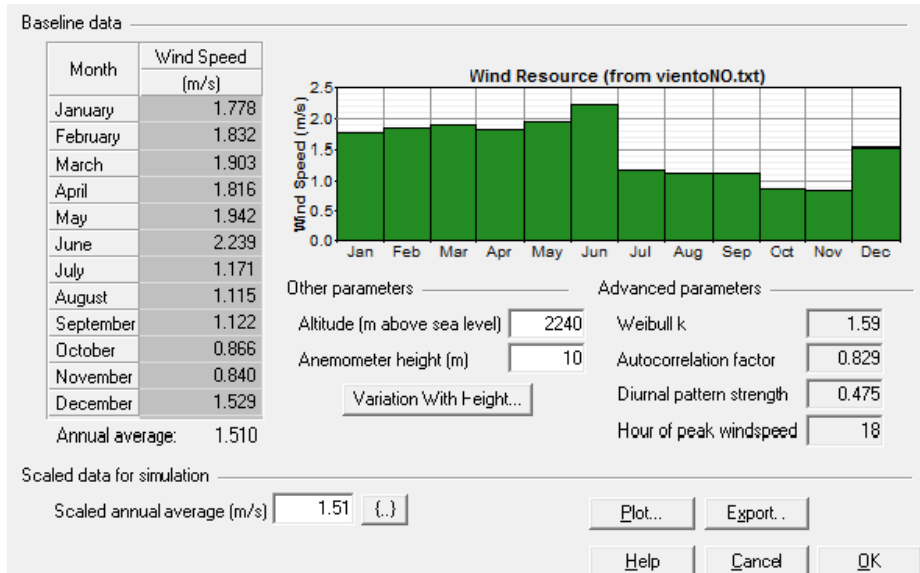


Figura 4.17. Datos para el recurso eólico en zona centro

Zona NO:



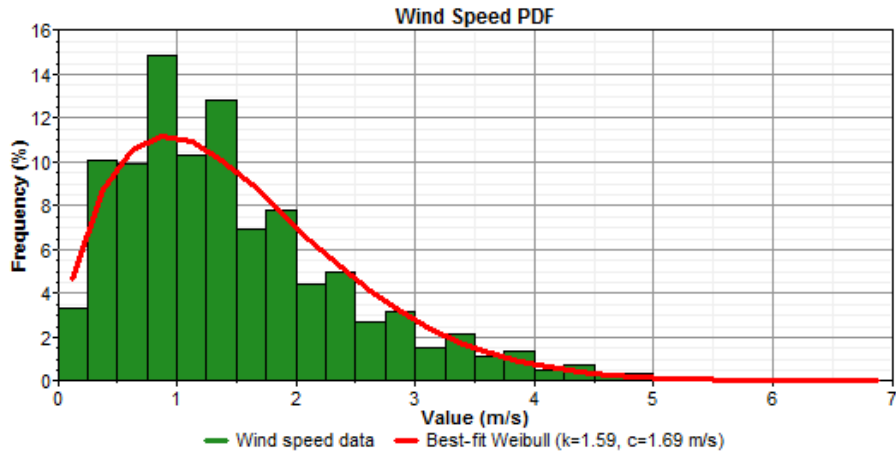


Figura 4.18. Datos para el recurso eólico en zona noroeste

Zona NE:

Baseline data

Month	Wind Speed (m/s)
January	1.737
February	1.982
March	1.353
April	1.623
May	2.229
June	2.446
July	1.489
August	1.521
September	1.099
October	1.094
November	0.987
December	1.350
Annual average:	1.573

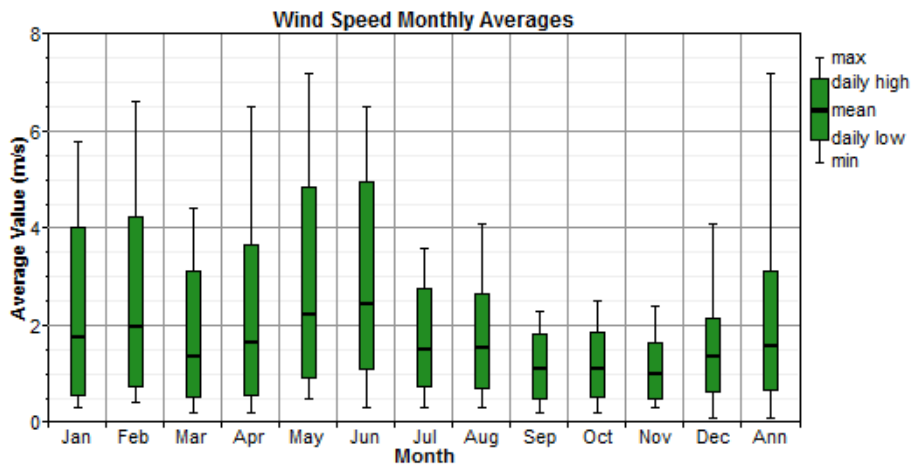
Wind Resource (from vientoNE.txt)

Other parameters: Altitude (m above sea level) 2240, Anemometer height (m) 10, Variation With Height...

Advanced parameters: Weibull k 1.711, Autocorrelation factor 0.886, Diurnal pattern strength 0.474, Hour of peak windspeed 18

Scaled data for simulation: Scaled annual average (m/s) 1.573

Buttons: Plot..., Export..., Help, Cancel, OK



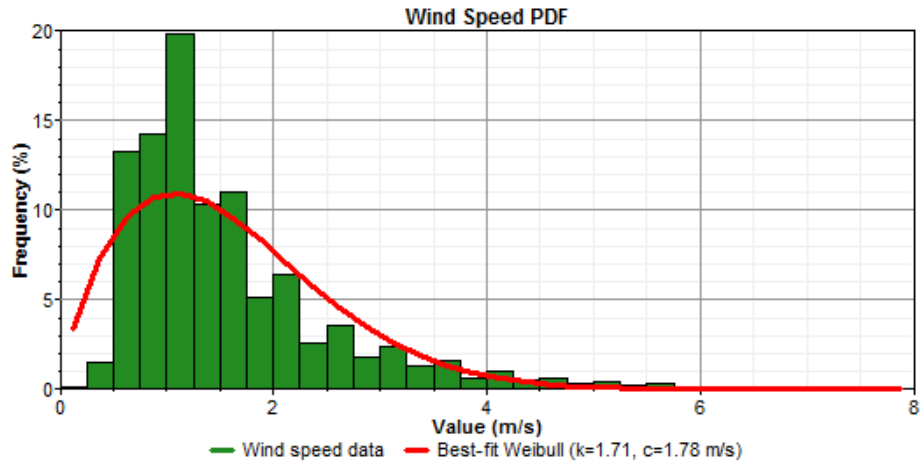


Figura 4.19. Datos para el recurso eólico en zona noreste

4.10 Propuesta Económica

4.10.1 Costos y datos de los componentes para la simulación

Para poder estimar los costos finales del SHEFV para un cierto tiempo es necesario considerar la tasa de interés.

Tasa de Interés: La tasa de interés podría definirse de manera concisa y efectiva como el precio que se debe pagar por el dinero; es el porcentaje al que está invertido un capital en un período determinado, lo que se conoce como “el precio del dinero en el mercado financiero”. Dicho de otro modo: si se pide dinero prestado para llevar adelante una compra o una operación financiera, la entidad bancaria o la empresa que lo preste cobrará un adicional por el simple hecho de haber prestado el dinero necesario. Este adicional es lo que conocemos como tasa de interés. La tasa de interés se expresa en puntos porcentuales por un motivo evidente, y es que cuanto más dinero sea prestado más deberá pagarse por el préstamo. La **tasa de interés de México** considerada para el 2012 es de **4.5%**.

Datos de entrada para el panel fotovoltaico (PV inputs)

Vida útil

Un panel fotovoltaico puede llegar hasta 30 años, y los fabricantes generalmente otorgan garantías de 20 o más años, para la simulación de esta tesis se considerará una vida media de 25 años. El mantenimiento del panel solamente consiste de una limpieza del vidrio para prevenir que las celdas fotovoltaicas no puedan capturar la radiación solar, por lo que se pueden desprestigiar los costos de mantenimiento. Un aspecto a considerar de los paneles fotovoltaicos es el factor de reducción de potencia dado por las pérdidas debidas a diferentes causas, como se muestra en la tabla:

	Promedio	Bajo	Alto
Reducción de la potencia nominal	0.95	0.88	0.96
Desajuste	0.98	0.97	0.99
Diodos y conexiones	0.995	0.99	0.997
Cableado	0.98	0.97	0.99
Suciedad	0.95	0.3	0.995
Disponibilidad del sistema	0.98	0	0.995
Sombreado	1	0	1
edad	0.88	0.7	1

Tabla 4.2. Factores de reducción

1. PV module nameplate DC rating: La potencia de salida puede diferir de la potencia nominal de placa. Generalmente se considera un 5% de reducción de potencia para este caso.
2. Mismatch: Este factor es debido a que existen diferencias en la manufactura de cada panel fotovoltaico. Las corrientes y tensiones varían ligeramente de panel a panel. Generalmente se tiene un 2% de reducción de potencia para este caso.
3. Diodes and connections: Pérdidas debidas a la caída de tensión en los diodos de protección instalados en el módulo fotovoltaico.
4. DC Wiring: Pérdidas debidas a la caída de tensión en las conexiones entre los módulos fotovoltaicos y el inversor..
5. Soiling: Pérdidas debido a suciedad que puede encontrarse en los módulos fotovoltaicos.
6. System availability: Pérdidas debidas al mantenimiento de los paneles.
7. Shading: Perdidas debidas a sombras. Se considera que los paneles están libres de estas.
8. Age: Para este caso se debe considerar 1% de reducción de potencia por cada año transcurrido. Para 25 años de operación se tendría en promedio un 12% de reducción.

Para esta tesis se tomarán en cuenta solo los valores promedio de los factores de reducción.

$$DF = 0.95 \times 0.98 \times 0.995 \times 0.98 \times 0.95 \times 0.98 \times 1 \times 0.88 = 0.74 \quad (4.12)$$

Donde DF es el factor de decremento, lo que significa que la potencia del sistema fotovoltaico es el 74% del valor de placa.

Posición del panel fotovoltaico

La inclinación deberá ser de acuerdo con la latitud del lugar donde se instalen los módulos.

Azimut

El azimut es la dirección en el que el panel fotovoltaico encara al sol. Para el sur son 0°, para el este son -90°, para el oeste son 90° y para el norte son 180°. Los paneles deben estar siempre orientados hacia el ecuador (0° azimut para el hemisferio norte y 180° azimut para el hemisferio sur).

Albedo (Ground Reflectance)

El último dato a considerar para los paneles fotovoltaicos es el ground reflectance (albedo) que es la fracción de la radiación reflejada por una superficie. Para nuestro caso se considerará un albedo de 15% para asfalto oscuro.

*Paneles Fotovoltaicos marca **BestSun New Energy Co., Ltd***

Panel Solar	Potencia DC [W]	Voltaje Nominal [V] 25 °C	Vmp [V] 25°C	Imp [A] 25°C	Precio USD
BPS 1000	200	24	35	5.71	1 019.00
BPS 2000	400	24	35	11.4	1 747.00
BPS 3000	600	24	35	25	2 581.00
BPS 4000	600	24	35	25	2 779.00
BPS 5000	800	48	72	11.1	3 514.00
BPS 6000	1200	48	72	16.7	4 943.00
BPS 10000	1600	48	72	22.2	7 119.00
BPS 15000	2400	48	72	33.3	10 494.00
BPS 20000	3200	48	72	33.3	13 997.00

Tabla 4.3. Paneles Fotovoltaicos marca BestSun New Energy Co., Ltd
Eficiencia del panel

Los fabricantes de paneles solares rara vez proporcionan el dato de la eficiencia de sus productos. Pero puede calcularse para cualquier panel solar usando la ecuación siguiente:

$$\eta_{STC} = \frac{Y_{PANEL}}{A_{PANEL} G_{STC}} \quad (4.13)$$

Donde:

η_{STC} = Eficiencia del panel en condiciones estándares de prueba (Standard Test Conditions)

Y_{PANEL} = Potencia nominal del panel

A_{PANEL} = Área del panel

G_{STC} = Radiación en condiciones estándares de prueba (1000 W/m²)

Para los paneles de tipo monocristalino usados para la simulación, la eficiencia tiene un valor de 13.5 % aproximadamente

Datos de entrada para el aerogenerador (wind turbine inputs)

La vida útil de un sistema eólico completo se estima entre 15 y 20 años, con un mantenimiento adecuado. Para la simulación se considerarán 17 años. En las especificaciones de los aerogeneradores a considerar se tiene que la altura sobre el nivel del suelo dependerá de la potencia del aerogenerador. En las especificaciones de las turbinas puede encontrarse este dato más adelante. Este dato se conoce como Hub height. Adicionalmente los costos de operación y mantenimiento para turbinas eólicas de baja potencia, como es nuestro caso, se pueden considerar nulo.

La energía eólica, muchas veces, es la opción más barata para sitios remotos no conectados a la red eléctrica, en comparación con otras opciones como plantas de diesel, sistemas fotovoltaicos o extensión de la red. Los sistemas híbridos, en que se combina la energía eólica con otra fuente de generación como, por ejemplo, sistemas fotovoltaicos o generadores diesel, pueden proveer la opción técnica y económicamente más eficiente, porque explotan las ventajas de la disponibilidad del recurso energético con la curva de demanda.

Modelo	BF-H-1K	JFVC-2KW	MJVC-3KW
Diámetro (m)	2	1.65	3.2
Potencia nominal (kW)	1	2	3
Potencia máxima (kW)	1.5	2.5	3.5
Velocidad inicial del viento (m/s)	2.5	2.5	2.5
Velocidad del viento nominal (m/s)	10	10	11
Velocidad del viento de operación (m/s)	2.5 - 25	3 - 25	3 -30
Velocidad del viento máximo (m/s)	50	40	50
Velocidad de rotación (rpm)	170	50	50
Voltaje DC de salida (V)	48	48/96	220
Altura de la torre(m)	8	8	9
Precio (USD)	1915	3000	6800

Tabla 4.4. Turbinas Eólicas (Rotor Vertical) marca Dalian Jinlei Heavy Industry Co., Ltd

BF-H-1K		JFVC-2KW		MJVC-3KW	
Velocidad [m/s]	Potencia [W]	Velocidad [m/s]	Potencia [W]	Velocidad [m/s]	Potencia [W]
0	0	0	0	0	0
1	0	1	0	1	0
1.5	0	1.5	0	1.5	0
2	0	2	0	2	0
2.5	0	2.5	0	2.5	0

10	1	10	2	10	3
11.5	1.5	11.5	2.5	11.5	3.5
12	1.25	12	2.25	12	3.25
13	1.1	13	2.1	13	3.1
14	1	14	2	14	3
15	1	15	2	15	3
16	1	16	2	16	3

Tabla 4.5. Relación viento vs potencia de las turbinas eólicas

Datos de entrada para baterías (battery inputs)

Los datos para las baterías quedan como sigue:

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	225	225	0.00

Advanced

Minimum battery life (yr)

Sizes to consider

Quantity
10
11
12
13
14
15
16
17
18

Cost Curve

Cost (000 \$) vs Quantity

Legend: Capital (purple), Replacement (orange)

Product Description

Nominal Voltage: 12V
 Nominal Capacity(20hr): 200Ah
 Dimensions(L*W*H): 522*240*244
 Weight : 60.00Kg
 Place of Origin: China
 Brand Name: BABY
 Price Term: FOB Shanghai
 Payment Term: T/T

More Product Features

Trademark: BABY
Model NO.: 6-FM-200
Standard: ISO9001, 12V200Ah
Unit Price: US \$ 225.68
Company: Shanghai Hongbei Power System Co., Ltd.



General

Description: Vision 6FM200D
 Manufacturer: Vision Battery
 Website: www.vision-batt.com
 Notes: Absorbent glass mat (AGM) sealed deep-cycle lead-

Nominal capacity: 200 Ah
 Nominal voltage: 12 V
 Round trip efficiency: 80 %
 Min. state of charge: 40 %
 Float life: 10 yrs
 Max. charge rate: 1 A/Ah
 Max. charge current: 60 A
 Lifetime throughput: 917 kWh
 Suggested value: 922 kWh

Calculated parameters

Maximum capacity: 197.4 Ah
 Capacity ratio, c: 0.242
 Rate constant, k: 4.01 1/hr

Capacity curve

Current (A)	Capacity (Ah)
1	414.00
2	339.00
3	275.00
4	177.00
5	121.00
6	47.30
7	34.90
8	18.70

Capacity (Ah) vs Discharge Current (A)

Legend: Data Points (green diamonds), Best Fit (red line)

Lifetime curve

Depth of Discharge (%)	Cycles to Failure
1	30
2	50
3	100

Cycles to Failure vs Depth of Discharge (%)

Legend: Cycles (yellow diamonds), Throughput (black line)

Figura 4.20. Datos técnicos y costos de las baterías

Datos de entrada del inversor

Los datos del inversor para la simulación son las siguientes:

Costs				Sizes to consider
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)	Size (kW)
1.000	200	200	0	12.000

{}	{}	{}
----	----	----

Inverter inputs	
Lifetime (years)	10 {}
Efficiency (%)	83 {}

Figura 4.21. Costos del inversor por cada kW

Los inversores pequeños de 1 kW tienen una vida útil de alrededor de 10 años. Se debe tener en cuenta cómo va a trabajar el inversor, si la potencia a la que va a trabajar está dentro de los límites del rango normal establecidos por el fabricante o si hemos sobredimensionado la planta y el inversor trabaja a más del 30% por encima de los límites su vida se acorta. Por lo tanto se debe considerar una potencia de 3 kW como máximo, la cual es la potencia máxima de la carga de la casa habitación.

El costo del inversor de corriente es de \$2686.91 o bien US \$200.37 para cada uno

Specifications

Continuous output power (1 hour)	1000W
Surge rating (0.1 second)	2000W
Peak efficiency (12V – 1/2 load)	> 88%
Efficiency (full load, 12V)	> 83%
No load current draw	< 0.6A (12.6V)
Output waveform (resistive load)	Modified sine wave
Output frequency	58HZ – 62HZ
Output voltage	109V – 120V
USB output	5V
Input voltage	10.4VDC – 14.4VDC
Alarm voltage (unload)	10.2V – 10.8V
Shutdown voltage (unload)	9.2V – 9.8V
Operating temperature range	0°C – 40°C (32°F – 104°F)
Storage temperature range	-40°C – 85°C (-40°F – 185°F)
Protection	Overload, short-circuit, overtemp, reverse polarity, under/over voltage



Figura 4.22. Datos técnicos del inversor

Carga

Para la simulación se requiere, por último, la carga a la cual se le suministrará la energía. Para la carga se requiere la curva de demanda horaria que está dada por 24 valores que representan la demanda promedio de electricidad para cada hora del día.

Para una carga de una casa habitación la demanda de energía generalmente tiene el siguiente comportamiento:

% Porcentaje de potencia pico al día		
Hora	Verano	Invierno
0	22.5	16.25
1	18	11.7
2	18	11.7
3	18	11.7
4	18	11.7
5	18	11.7
6	20	13
7	30	19.5
8	42	27.3
9	38	24.7
10	22	14.3
11	18	11.7
12	27.5	14.62
13	45	29.25
14	45	29.25
15	27.5	17.875
16	18	11.7
17	27.5	17.875
18	48	31.2
19	85	55.25
20	100	65
21	100	65
22	70	45.5
23	50	32.5

Tabla 4.6. *Verano: Marzo – Agosto **Invierno: Septiembre – Febrero

La curva de demanda de la carga considerada esta mostrada en la figura 4.23:

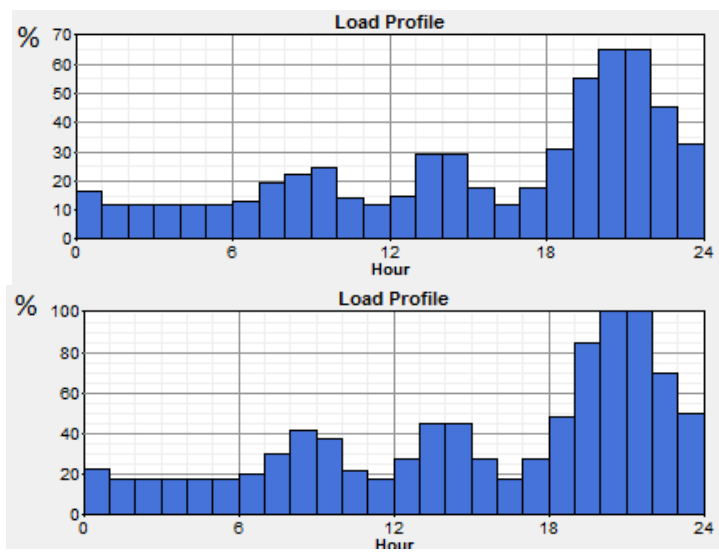


Figura 4.23. Gráfica de demanda horaria para invierno y verano respectivamente: (2.43 kW = 100%)

El estimado del consumo de la carga para 181 días de invierno (Septiembre-Febrero) se muestra en la tabla 4.7:

Aparato	Potencia promedio [Watts]	Tiempo uso al día	Tiempo uso al día [horas]	Consumo diario [kWh]
Abrelatas	60	15 min/semana	0.0357	0.002142
Aspiradora vertical	1000	2hr 2vec/seman	0.5714	0.5714
Batidora	200	1hr	0.2857	0.05714
Bomba de agua	400	20 min/día	0.3334	0.13336
Estéreo	75	4 hrs. diarias	4	0.3
Exprimidores de cítricos	30	10 min/día	0.1667	0.005001
Extractores de frutas y	300	10 min/día	0.1667	0.05001
Focos fluorescentes (16 de 30 W)	480	5 hrs. diarias	5	2.4
Horno de microondas	1200	15 min/día	0.25	0.3
Horno eléctrico	1000	15 min/día	0.25	0.25
Lavadora automática	400	4hr	1.1428	0.45712
Licuada mediana potencia	400	10 min/día	0.1667	0.06668
Máquina de coser	125	2hr	0.5714	0.071425
Radio grabadora	40	4 hrs. diarias	4	0.16
Secadora de cabello	1600	10 min/día	0.1667	0.26672
Tostadora	1000	10 min. diarios	0.1667	0.1667
T.V. color (19-21 pulg)	70	6 hrs. Diarias	6	0.42
DVD	25	3hr.	1.7142	0.042855
Cafetera	750	1 hr. diarias	1	0.75
Equipo de cómputo	300	4 hrs. diarias	4	1.2
Estación de juegos	250	4 hrs. diarias	4	1
Plancha	1000	3hr	0.8571	0.8571
Refrigerador (18-22 pies cúbicos)	375	8 hrs. diarias	8	3
T.V. color (43-50 pulg plasma)	360	6 hrs. diarias	6	2.16
Potencia pico máxima:	12405		Energía x día [kWh]	14.687653
			Potencia promedio x día [kW]	0.611985542
			Energía x mes de 30 días [kWh]	440.62959

Tabla 4.7. Consumo de carga de invierno

El estimado del consumo de la carga para 184 días de verano (Marzo - Agosto) se muestra en la tabla 4.8:

Aparato	Potencia promedio [Watts]	Tiempo uso al día	Tiempo uso al día [horas]	Consumo diario [kWh]
Abrelatas	60	15 min/semana	0.0357	0.002142
Aspiradora vertical	1000	2hr 2vec/seman	0.5714	0.5714
Batidora	200	1hr	0.2857	0.05714
Bomba de agua	400	20 min/día	0.3334	0.13336
Estéreo	75	4 hrs. diarias	4	0.3
Exprimidores de cítricos	30	10 min/día	0.1667	0.005001
Extractores de frutas y	300	10 min/día	0.1667	0.05001
Focos fluorescentes (16 de 30 W)	480	5 hrs. diarias	5	2.4
Horno de microondas	1200	15 min/día	0.25	0.3
Horno eléctrico	1000	15 min/día	0.25	0.25
Lavadora automática	400	4hr	1.1428	0.45712
Licuada mediana potencia	400	10 min/día	0.1667	0.06668
Máquina de coser	125	2hr	0.5714	0.071425
Radio grabadora	40	4 hrs. diarias	4	0.16
Secadora de cabello	1600	10 min/día	0.1667	0.26672
Tostadora	1000	10 min. diarios	0.1667	0.1667
T.V. color (19-21 pulg)	70	6 hrs. diarias	6	0.42
Ventilador de techo sin	65	8 hrs. diarias	8	0.52
DVD	25	3hr.	1.7142	0.042855
Cafetera	750	1 hr. diarias	1	0.75
Equipo de cómputo	300	4 hrs. diarias	4	1.2
Estación de juegos	250	4 hrs. diarias	4	1
Plancha	1000	3hr	0.8571	0.8571
Refrigerador (18-22 pies cúbicos)	375	8 hrs. diarias	8	3
T.V. color (43-50 pulg plasma)	360	6 hrs. diarias	6	2.16
Mini split 9000 BTU	900	8 hrs. diarias	8	7.2
Potencia pico máxima:	12405		Energía x día [kWh]	22.407653
			Potencia promedio x día [kW]	0.934
			Energía x mes de 30 días [kWh]	672.22959

Tabla 4.8. Consumo de carga de verano

Consumo de 184 días de verano (marzo-agosto) [kWh]	Consumo de 181 días de invierno (Septiembre-Febrero) [kWh]
4123.008152	2658.465193

Tabla 4.9. Resumen de consumo en invierno y verano

Consumo promedio por día durante un año:

$$\frac{(2658.465193 \text{ [kWh]} + 4123.008152 \text{ [kWh]})}{365} = 18.57 \text{ [kWh/d]} \quad (4.14)$$

4.10.2 Sistemas establecidos para la simulación

Para la simulación en HOMER, los sistemas a considerar están representados de la siguiente manera:

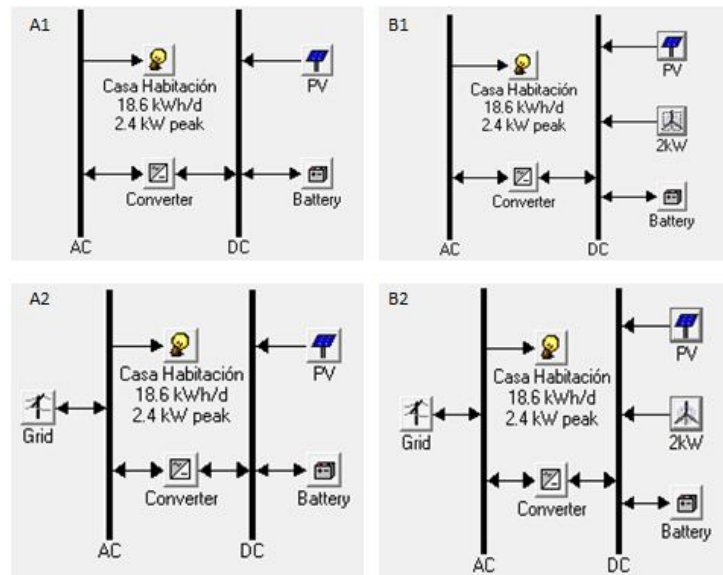


Figura 4.24. Sistemas autosustentables y con conexión a la red

4.10.3 Sistema A1

4.10.3.1 Costos Iniciales del Sistema

Al evaluarse los distintos tipos de paneles en el sistema A1 se llegaron a los siguientes costos iniciales, expresados en USD en la tabla 4.10.

Zona SO:			
BPS1000	BPS2000	BPS3000	BPS5000
\$63,912.00	\$56,928.00	\$56,627.00	\$57,168.00
BPS6000	BPS10000	BPS15000	BPS20000
\$54,544.00	\$57,714.00	\$56,976.00	\$56,991.00
Zona SE:			
BPS1000	BPS2000	BPS3000	BPS5000
\$63,118.00	\$56,253.00	\$55,621.00	\$56,493.00
BPS6000	BPS10000	BPS15000	BPS20000
\$53,869.00	\$57,039.00	\$56,301.00	\$56,316.00

Zona C:			
BPS1000	BPS2000	BPS3000	BPS5000
\$62,668.00	\$56,028.00	\$55,396.00	\$56,268.00
BPS6000	BPS10000	BPS15000	BPS20000
\$53,664.00	\$56,814.00	\$56,076.00	\$56,091.00
Zona NO:			
BPS1000	BPS2000	BPS3000	BPS5000
\$63,687.00	\$56,703.00	\$56,071.00	\$56,943.00
BPS6000	BPS10000	BPS15000	BPS20000
\$54,313.00	\$57,489.00	\$56,751.00	\$56,766.00
Zona NE:			
BPS1000	BPS2000	BPS3000	BPS5000
\$63,687.00	\$56,703.00	\$56,071.00	\$56,943.00
BPS6000	BPS10000	BPS15000	BPS20000
\$54,319.00	\$57,489.00	\$56,751.00	\$56,776.00

Tabla 4.10. Costos iniciales del sistema A1

4.10.3.2 Análisis Financiero

En las simulaciones podemos observar que la opción más económica es utilizar el panel BPS6000, mostradas en la tabla 4.11.

Zona SO:

			PV (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
			9.6	64	3	\$ 54,544	\$ 67,927	0.676	1.00

Zona SE:

			PV (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
			9.6	61	3	\$ 53,869	\$ 67,402	0.671	1.00

Zona C:

			PV (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
			9.6	60	3	\$ 53,644	\$ 67,310	0.670	1.00

Zona NO:

			PV (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
			9.6	63	3	\$ 54,319	\$ 67,574	0.673	1.00

Zona NE:

			PV (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
			9.6	63	3	\$ 54,319	\$ 67,569	0.673	1.00

Tabla 4.11. Resultados económicos para el BPS6000 del sistema A1

Donde PV es la potencia del panel solar, Batt es el número de baterías, Conv es la potencia requerida en el inversor.

COE (Cost of Energy) es el costo por cada kWh producido y por último Ren. Frac. (renewable fraction) es el porcentaje de energía renovable que consume la carga, en este caso 100%.

Costos anualizados

Los dos datos económicos más importantes son el *costo total presente neto (NPC)* y el *costo promedio por kWh producido (COE)*.

Costo total presente neto (NPC):

El costo total presente neto es el dato económico más importante de HOMER, todos los sistemas simulados están categorizados de acuerdo con este costo; donde todos los demás cálculos económicos son calculados con el propósito de encontrar el costo total presente neto.

El costo total presente neto es calculado con la siguiente ecuación:

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i, R_{proj})} \quad (4.15)$$

Donde:

$C_{ann,tot}$: Costo total anualizado [\$/año]

CRF (): Factor de recuperación de capital

i: tasa de interés [%]

R_{proj} : Tiempo del proyecto

El valor $C_{ann,tot}$ es la suma de todos los costos anualizados totales de cada componente del sistema.

El valor CRF () (capital recovery factor) es usado para calcular el valor presente de una anualidad (una serie de flujos de efectivo anuales iguales). Por ejemplo, para una tasa de interés del 7% y un periodo de 5 años, el factor de recuperación de capital será de 0.2439. Entonces un préstamo de \$1000 puede ser pagado en 5 pagos anuales de \$243.90. Como se mencionó al principio de la sección 4.10.1, la tasa de interés considerada para esta tesis es de 4.5%.

Costo promedio por kWh (COE):

El costo promedio por kWh es definido como el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema. Para calcular dicho valor HOMER utiliza la expresión siguiente:

$$COE = \frac{C_{ann,tot} - C_{boiler} E_{thermal}}{E_{prim, AC} + E_{prim, DC} + E_{def} + E_{grid, sales}} \quad (4.16)$$

C_{boiler} = Es el costo por kWh de energía térmica producida. La cual es de 0

$E_{thermal}$ = Es el total de energía térmica en kWh por año entregada a la carga. Su valor es 0

$E_{prim, AC}$ = Es la energía que circula durante el año en el bus de AC durante un año [kWh/año]

$E_{prim, DC}$ = Es la energía que circula durante el año en el bus de DC durante un año [kWh/año]

E_{def} = Es la energía entregada a la carga durante un año [kWh/año]

$E_{grid, sales}$ = Es la cantidad de [kWh] vendidos durante un año a la compañía suministradora

La tabla 4.12 muestra los costos del proyecto para 25 años:

Zona SO:

Component	Initial Capital	Annualized Capital	Annualized Replacement	Annual O&M	Annual Fuel	Total Annualized
	(\$)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV Array	39,544	2,667	0	0	0	2,667
Battery	14,400	971	866	0	0	1,838
Converter	600	40	36	0	0	77
Totals	54,544	3,678	903	0	0	4,581

Zona SE:

Component	Initial Capital	Annualized Capital	Annualized Replacement	Annual O&M	Annual Fuel	Total Annualized
	(\$)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV Array	39,544	2,667	0	0	0	2,667
Battery	13,725	926	877	0	0	1,802
Converter	600	40	36	0	0	77
Totals	53,869	3,633	913	0	0	4,546

Zona C:

Component	Initial Capital	Annualized Capital	Annualized Replacement	Annual O&M	Annual Fuel	Total Annualized
	(\$)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV Array	39,544	2,667	0	0	0	2,667
Battery	13,500	910	885	0	0	1,796
Converter	600	40	36	0	0	77
Totals	53,644	3,618	922	0	0	4,539

Zona NO:

Component	Initial Capital	Annualized Capital	Annualized Replacement	Annual O&M	Annual Fuel	Total Annualized
	(\$)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV Array	39,544	2,667	0	0	0	2,667
Battery	14,175	956	858	0	0	1,814
Converter	600	40	36	0	0	77
Totals	54,319	3,663	894	0	0	4,557

Zona NE:

Component	Initial Capital	Annualized Capital	Annualized Replacement	Annual O&M	Annual Fuel	Total Annualized
	(\$)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV Array	39,544	2,667	0	0	0	2,667
Battery	14,175	956	857	0	0	1,813
Converter	600	40	36	0	0	77
Totals	54,319	3,663	894	0	0	4,557

Tabla 4.12. Costos del proyecto para 25 años del sistema A1

Initial Capital

El costo inicial de capital es el costo total de los componentes en operación al inicio del proyecto

Annualized Capital

El capital anualizado es el costo de cada componente por cada año durante la duración del proyecto. Este valor se calcula de la siguiente manera:

$$C_{acap} = C_{cap} \cdot CRF(i, R_{proj}) \quad (4.17)$$

Donde C_{cap} es el costo inicial del componente

Annualized Replacement

El costo anualizado de reemplazo de un sistema es el valor anualizado de todos los costos de reemplazo ocurrido a través de la duración del proyecto.

Para calcular el costo de reemplazo anualizado de cada componente se utiliza la ecuación siguiente:

$$C_{arep} = C_{rep} \cdot f_{rep} \cdot SFF(i, R_{comp}) - S \cdot SFF(i, R_{proj}) \quad (4.18)$$

El factor de reemplazo f_{rep} está dado por la ecuación siguiente:

$$f_{rep} = \begin{cases} \frac{CRF(i, R_{proj})}{CRF(i, R_{rep})} & , R_{rep} > 0 \\ 0 & , R_{rep} = 0 \end{cases} \quad (4.19)$$

R_{rep} es la duración del costo de reemplazo, dado por:

$$R_{rep} = R_{comp} \cdot INT\left(\frac{R_{proj}}{R_{comp}}\right) \quad (4.20)$$

Donde $INT()$ es una función de redondeo que devuelve el menor entero más próximo. S es conocido como el valor de ahorro al final de la duración del proyecto, dado por:

$$S = C_{rep} \cdot \frac{R_{rem}}{R_{comp}} \quad (4.21)$$

Donde R_{rem} es el tiempo de vida restante del componente al final del proyecto, dado por:

$$R_{rem} = R_{comp} - (R_{proj} - R_{rep}) \quad (4.22)$$

Otras definiciones a mencionar son:

C_{rep} : representa el costo de reemplazo del componente

Total Annualized

Es la suma del *Annualized Capital* de cada componente del sistema más los demás costos anualizados (de reemplazo, de O&M y combustibles).

4.10.3.3 Análisis Energético

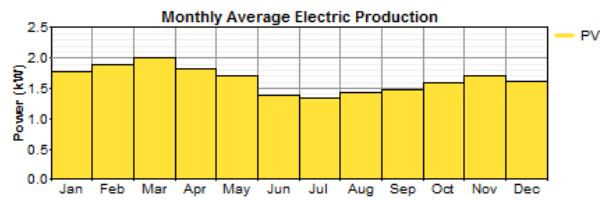
Datos de energía eléctrica

En este apartado se muestran los resultados de la simulación sobre la producción anual y el consumo anual de energía eléctrica del sistema.

Zona SO:

Annual electric energy production

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	14,451	100%
Total	14,451	100%



Annual electric energy consumption

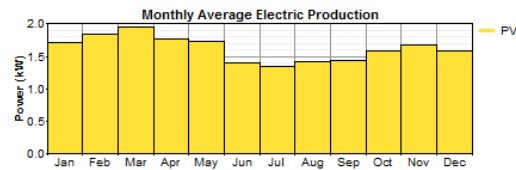
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,772	100%
Total	6,772	100%

Variable	Value	Units
Renewable fraction:	1.000	
Excess electricity:	5,006	kWh/yr
Unmet load:	6	kWh/yr
Capacity shortage:	6	kWh/yr

Zona SE:

Annual electric energy production

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	14,218	100%
Total	14,218	100%



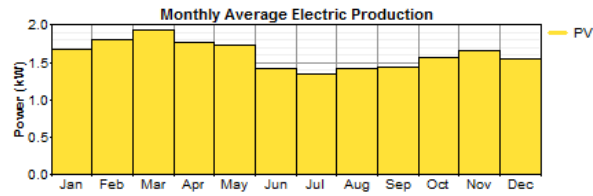
Annual electric energy consumption

Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,772	100%
Total	6,772	100%

Variable	Value	Units
Renewable fraction:	1.000	
Excess electricity:	4,772	kWh/yr
Unmet load:	6	kWh/yr
Capacity shortage:	6	kWh/yr

Zona C:
Annual electric energy production

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
PV array	14,113	100%
Total	14,113	100%



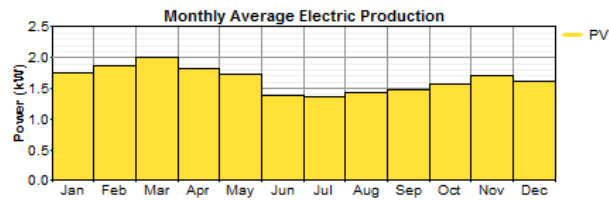
Annual electric energy consumption

Load	Consumption (kWh/yr)	Fraction
AC primary load	6,772	100%
Total	6,772	100%

Variable	Value	Units
Renewable fraction:	1.000	
Excess electricity:	4,666	kWh/yr
Unmet load:	6	kWh/yr
Capacity shortage:	6	kWh/yr

Zona NO:
Annual electric energy production

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
PV array	14,422	100%
Total	14,422	100%



Annual electric energy consumption

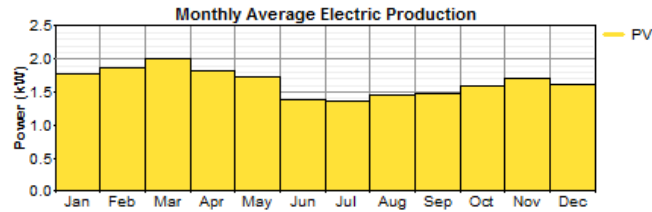
Load	Consumption (kWh/yr)	Fraction
AC primary load	6,772	100%
Total	6,772	100%

Variable	Value	Units
Renewable fraction:	1.000	
Excess electricity:	4,977	kWh/yr
Unmet load:	6	kWh/yr
Capacity shortage:	6	kWh/yr

Zona NE:

Annual electric energy production

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
PV array	14,437	100%
Total	14,437	100%



Annual electric energy consumption

Load	Consumption (kWh/yr)	Fraction
AC primary load	6,772	100%
Total	6,772	100%

Variable	Value	Units
Renewable fraction:	1.000	
Excess electricity:	4,993	kWh/yr
Unmet load:	6	kWh/yr
Capacity shortage:	6	kWh/yr

Tabla 4.13. Análisis energético del sistema A1

AC primary load

Este dato representa la energía entregada al bus AC en el sistema por año en kWh.

Renewable fraction

Este dato representa la fracción de energía renovable producida por el sistema, en este caso es 100%

Excess electricity

Este dato es el exceso de energía producida que no pudo aprovecharse y por lo tanto debe desecharse ya que no pudo ser consumida por la carga o ser almacenada por las baterías
Este exceso de electricidad puede utilizarse para servir a una carga térmica como puede ser un calentador eléctrico de agua representada por una carga resistiva, en esta tesis no se considera el uso de cargas térmicas.

Unmet load

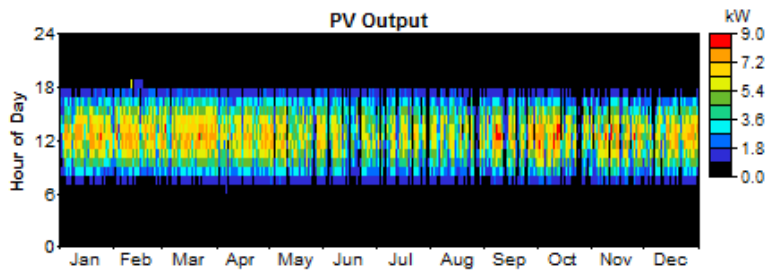
Este dato representa la carga de energía que el sistema no puede suplir. Esto ocurre cuando la demanda excede a la producción.

Operación del panel fotovoltaico

Zona SO:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	1.65	kW
Mean output	39.6	kWh/d
Capacity factor	17.18	%
Total production	14,451	kWh/yr

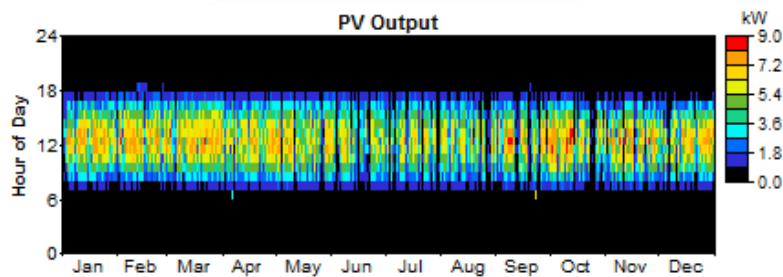
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	8.62	kW
PV penetration	213	%
Hours of operation	4,686	hr/yr
Levelized cost	0.676	\$/kWh



Zona SE:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	1.62	kW
Mean output	39	kWh/d
Capacity factor	16.91	%
Total production	14,218	kWh/yr

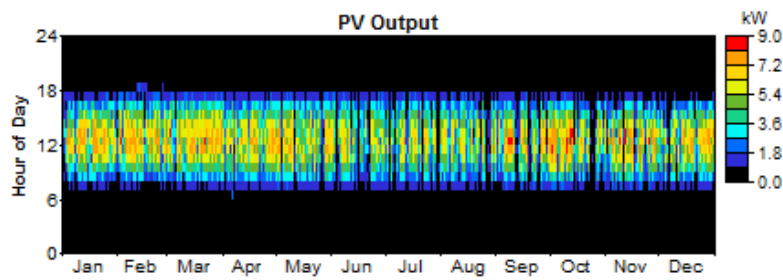
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	8.62	kW
PV penetration	210	%
Hours of operation	4,682	hr/yr
Levelized cost	0.671	\$/kWh



Zona C:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	1.61	kW
Mean output	38.7	kWh/d
Capacity factor	16.78	%
Total production	14,113	kWh/yr

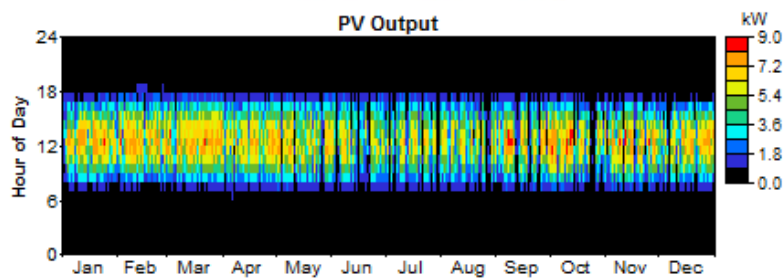
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	8.63	kW
PV penetration	208	%
Hours of operation	4,683	hr/yr
Levelized cost	0.670	\$/kWh



Zona NO:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	1.64	kW
Mean output	39.5	kWh/d
Capacity factor	17.15	%
Total production	14,422	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	8.62	kW
PV penetration	213	%
Hours of operation	4,684	hr/yr
Levelized cost	0.673	\$/kWh



Zona NE:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	1.65	kW
Mean output	39.6	kWh/d
Capacity factor	17.17	%
Total production	14,437	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	8.63	kW
PV penetration	213	%
Hours of operation	4,684	hr/yr
Levelized cost	0.673	\$/kWh

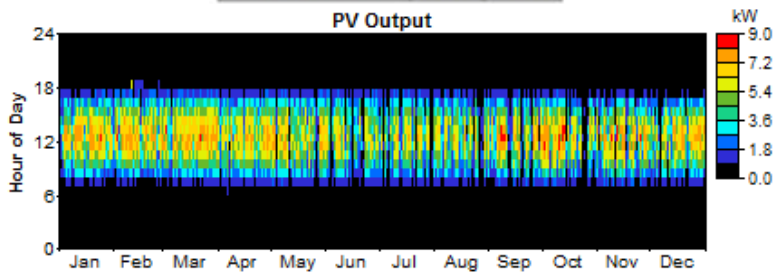


Tabla 4.14. Producción del panel fotovoltaico y datamap de A1

Average Output

Es la cantidad de energía entregada en promedio durante el día en kWh

Minimum Output

Es la potencia mínima de salida en promedio del panel fotovoltaico en un año en kW

Maximum Output

Es la potencia máxima de salida en promedio del panel fotovoltaico en un año en kW

Solar penetration

Es la porción de energía consumida por la carga proveniente del panel fotovoltaico

Capacity factor

Es la potencia promedio entregada por el panel dividida entre la potencia nominal del mismo

Hours of operation

Es el número de horas que el panel fotovoltaico produjo energía

Data Map

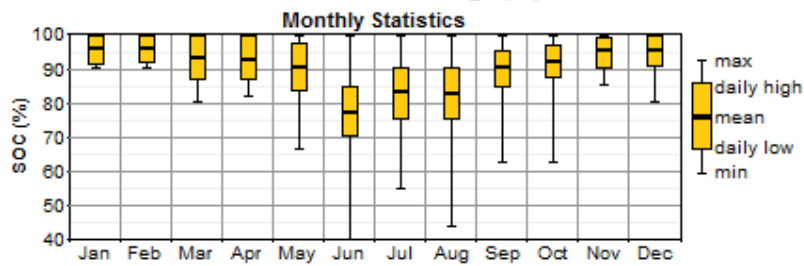
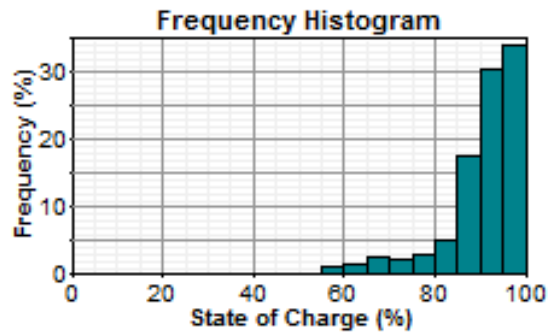
Es la gráfica que nos muestra la potencia horaria de salida promedio del panel fotovoltaico durante un año. Se puede observar que las horas de mayor potencia son las cercanas a las 12 del día (hora de mayor radiación solar).

Baterías

Zona SO:

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	134	kWh
Usable nominal capacity	80.6	kWh
Autonomy	119.1	hr
Lifetime throughput	51,352	kWh
Battery wear cost	0.274	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

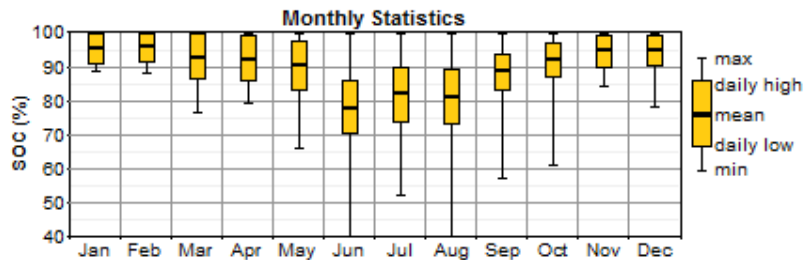
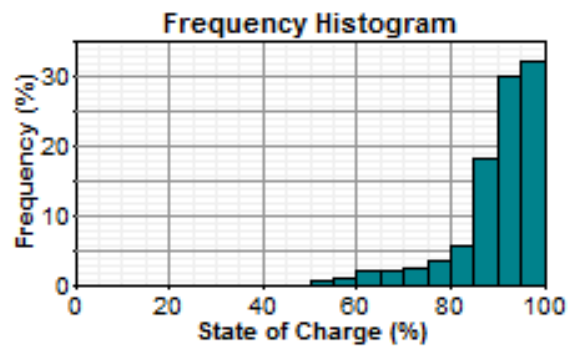
Quantity	Value	Units
Energy in	6,374	kWh/yr
Energy out	5,107	kWh/yr
Storage depletion	7.63	kWh/yr
Losses	1,259	kWh/yr
Annual throughput	5,798	kWh/yr
Expected life	10.00	yr



Zona SE:

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	156	kWh
Usable nominal capacity	93.6	kWh
Autonomy	113.5	hr
Lifetime throughput	59,605	kWh
Battery wear cost	0.274	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

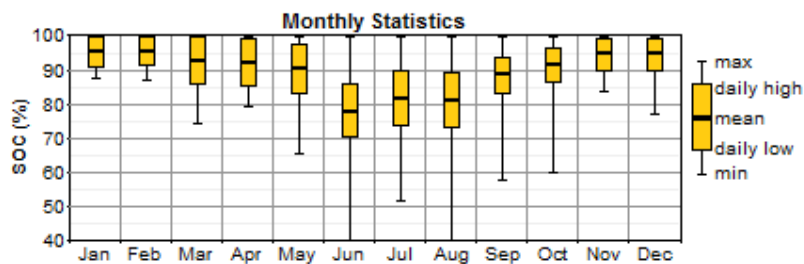
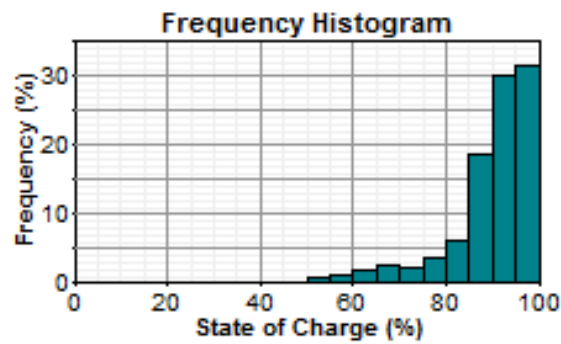
Quantity	Value	Units
Energy in	6,454	kWh/yr
Energy out	5,172	kWh/yr
Storage depletion	7.61	kWh/yr
Losses	1,275	kWh/yr
Annual throughput	5,803	kWh/yr
Expected life	9.64	yr



Zona C:

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	127	kWh
Usable nominal capacity	76.3	kWh
Autonomy	111.7	hr
Lifetime throughput	48,601	kWh
Battery wear cost	0.274	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

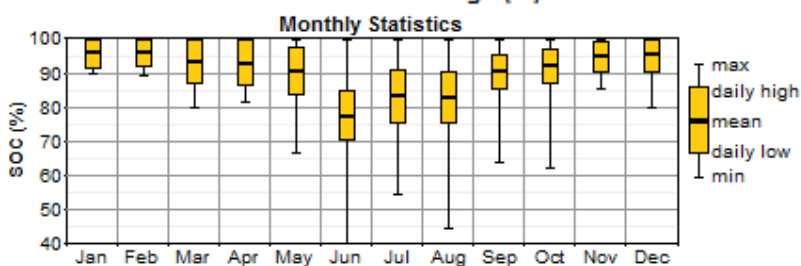
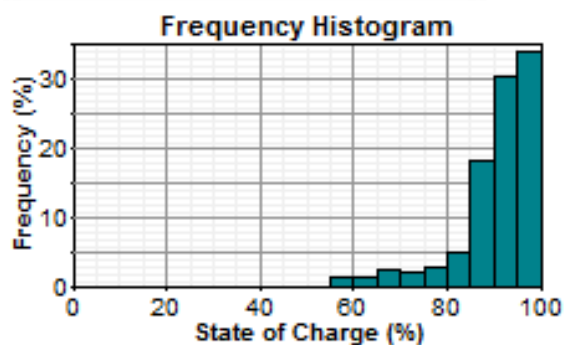
Quantity	Value	Units
Energy in	6,372	kWh/yr
Energy out	5,105	kWh/yr
Storage depletion	7.02	kWh/yr
Losses	1,260	kWh/yr
Annual throughput	5,806	kWh/yr
Expected life	9.48	yr



Zona NO:

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	146	kWh
Usable nominal capacity	87.8	kWh
Autonomy	117.2	hr
Lifetime throughput	55,937	kWh
Battery wear cost	0.274	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

Quantity	Value	Units
Energy in	6,385	kWh/yr
Energy out	5,116	kWh/yr
Storage depletion	7.51	kWh/yr
Losses	1,261	kWh/yr
Annual throughput	5,797	kWh/yr
Expected life	9.97	yr



Zona NE:

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	144	kWh
Usable nominal capacity	86.4	kWh
Autonomy	117.2	hr
Lifetime throughput	55,020	kWh
Battery wear cost	0.274	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

Quantity	Value	Units
Energy in	6,377	kWh/yr
Energy out	5,111	kWh/yr
Storage depletion	7.76	kWh/yr
Losses	1,259	kWh/yr
Annual throughput	5,796	kWh/yr
Expected life	9.97	yr

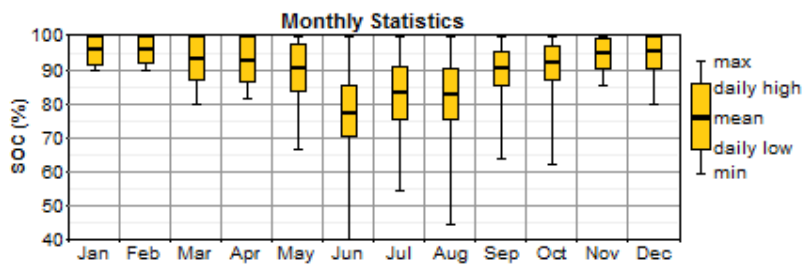
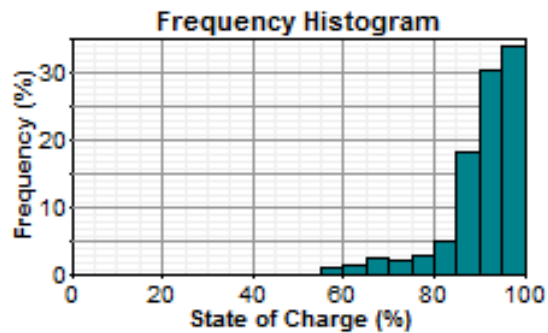


Tabla 4.15. Operación de las baterías del sistema A1

Battery throughput

Rendimiento de la batería. Este dato es la cantidad de energía que circula a través de la batería en un año promedio en kWh

Battery life

El tiempo de vida de un banco de baterías, es calculado de acuerdo con la ecuación siguiente:

$$R_{batt} = \frac{N_{batt} \cdot Q_{lifetime}}{Q_{thrpt}} \quad (4.23)$$

Donde:

R_{batt} = Vida del banco de baterías [años]

N_{batt} = Número de baterías

$Q_{lifetime}$ = Vida útil de cada batería [kWh]

Q_{thrpt} = Cantidad de energía que pasa a través de la batería en un año [kWh/año]

Inversores

Zona SO:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.77	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.43	0.00	kW
Capacity factor	25.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,758	0	hrs/yr
Energy in	8,158	0	kWh/yr
Energy out	6,771	0	kWh/yr
Losses	1,387	0	kWh/yr

Zona SE:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.77	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.43	0.00	kW
Capacity factor	25.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,753	0	hrs/yr
Energy in	8,159	0	kWh/yr
Energy out	6,772	0	kWh/yr
Losses	1,387	0	kWh/yr

Zona C:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.77	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.43	0.00	kW
Capacity factor	25.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,753	0	hrs/yr
Energy in	8,159	0	kWh/yr
Energy out	6,772	0	kWh/yr
Losses	1,387	0	kWh/yr

Zona NO:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.77	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.43	0.00	kW
Capacity factor	25.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,759	0	hrs/yr
Energy in	8,159	0	kWh/yr
Energy out	6,772	0	kWh/yr
Losses	1,387	0	kWh/yr

Zona NE:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.77	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.43	0.00	kW
Capacity factor	25.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,752	0	hrs/yr
Energy in	8,159	0	kWh/yr
Energy out	6,772	0	kWh/yr
Losses	1,387	0	kWh/yr

Tabla 4.16. Operación de los inversores del sistema A1

4.10.4 Sistema A2

4.10.4.1 Costos Iniciales del Sistema

Al evaluarse los distintos tipos de paneles en el sistema A2 se llegaron a los siguientes costos iniciales, expresados en USD.

Zona SO:			
BPS1000	BPS2000	BPS3000	BPS5000
\$18,742.00	\$16,480.00	\$15,886.00	\$17,970.00
BPS6000	BPS10000	BPS15000	BPS20000
\$15,229.00	\$21,757.00	\$21,338.00	\$28,394.00
Zona SE:			
BPS1000	BPS2000	BPS3000	BPS5000
\$18,742.00	\$16,123.00	\$17,074.00	\$17,970.00
BPS6000	BPS10000	BPS15000	BPS20000
\$15,229.00	\$21,757.00	\$21,388.00	\$28,394.00
Zona C:			
BPS1000	BPS2000	BPS3000	BPS5000
\$18,942.00	\$16,123.00	\$15,886.00	\$17,970.00
BPS6000	BPS10000	BPS15000	BPS20000
\$15,229.00	\$21,757.00	\$21,388.00	\$28,394.00
Zona NO:			

BPS1000	BPS2000	BPS3000	BPS5000
\$18,492.00	\$16,123.00	\$16,886.00	\$17,970.00
BPS6000	BPS10000	BPS15000	BPS20000
\$15,229.00	\$21,757.00	\$21,388.00	\$28,394.00
Zona NE:			
BPS1000	BPS2000	BPS3000	BPS5000
\$18,492.00	\$16,123.00	\$16,886.00	\$17,970.00
BPS6000	BPS10000	BPS15000	BPS20000
\$15,229.00	\$21,757.00	\$21,388.00	\$28,394.00

Tabla 4.17. Costos iniciales del sistema A2

4.10.4.2 Análisis Financiero

En las simulaciones podemos observar que la opción más económica es utilizar el panel BPS6000. Para todas las zonas, el sistema es el siguiente:

				PV (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				3.6		2	3.5	\$ 15,229	\$ 15,586	0.116	0.51

Tabla 4.18. Resultados económicos para el BPS6000 del sistema A2

Costos anualizados

La tabla de los costos para 25 años del proyecto en todas las zonas es el siguiente:

Component	Initial Capital	Annualized Capital	Annualized Replacement	Annual O&M	Annual Fuel	Total Annualized
	(\$)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV Array	14,829	1,000	0	0	0	1,000
Converter	400	27	24	0	0	51
Totals	15,229	1,027	24	0	0	1,051

Tabla 4.19. Costos del proyecto para 25 años del sistema A2

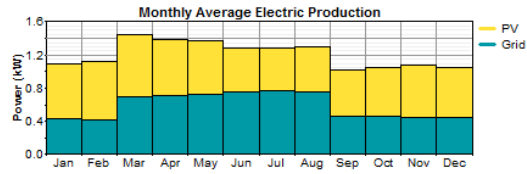
4.10.4.3 Análisis Energético

Datos de energía eléctrica

Zona SO:

Annual electric energy production

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
PV array	5,419	51%
Grid purchases	5,182	49%
Total	10,601	100%



Annual electric energy consumption

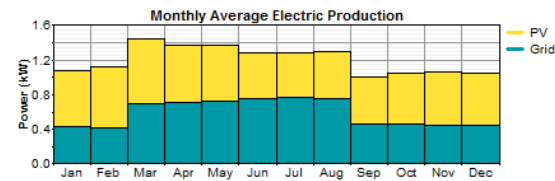
Load	Consumption (kWh/yr)	Fraction
AC primary load	6,778	75%
Grid sales	2,253	25%
Total	9,031	100%

Variable	Value	Units
Renewable fraction:	0.511	
Excess electricity:	782 kWh/yr	
Unmet load:	0 kWh/yr	
Capacity shortage:	0 kWh/yr	

Zona SE:

Annual electric energy production

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
PV array	5,337	51%
Grid purchases	5,201	49%
Total	10,538	100%



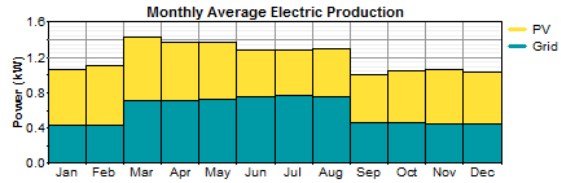
Annual electric energy consumption

Load	Consumption (kWh/yr)	Fraction
AC primary load	6,778	75%
Grid sales	2,201	25%
Total	8,979	100%

Variable	Value	Units
Renewable fraction:	0.506	
Excess electricity:	785 kWh/yr	
Unmet load:	0 kWh/yr	
Capacity shortage:	0 kWh/yr	

Zona C:
Annual electric energy production

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
PV array	5,292	50%
Grid purchases	5,209	50%
Total	10,501	100%



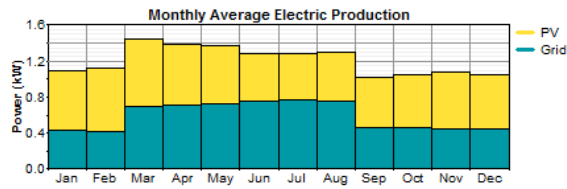
Annual electric energy consumption

Load	Consumption (kWh/yr)	Fraction
AC primary load	6,778	76%
Grid sales	2,174	24%
Total	8,952	100%

Variable	Value	Units
Renewable fraction:	0.504	
Excess electricity:	782	kWh/yr
Unmet load:	0	kWh/yr
Capacity shortage:	0	kWh/yr

Zona NO:
Annual electric energy production

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
PV array	5,407	51%
Grid purchases	5,183	49%
Total	10,591	100%



Annual electric energy consumption

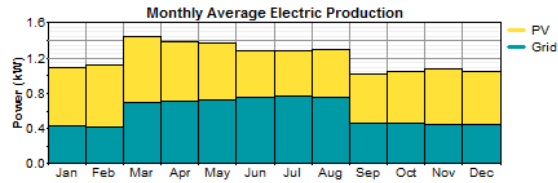
Load	Consumption (kWh/yr)	Fraction
AC primary load	6,778	75%
Grid sales	2,245	25%
Total	9,023	100%

Variable	Value	Units
Renewable fraction:	0.511	
Excess electricity:	782	kWh/yr
Unmet load:	0	kWh/yr
Capacity shortage:	0	kWh/yr

Zona NE:

Annual electric energy production

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
PV array	5,414	51%
Grid purchases	5,182	49%
Total	10,596	100%



Annual electric energy consumption

Load	Consumption (kWh/yr)	Fraction
AC primary load	6,778	75%
Grid sales	2,249	25%
Total	9,027	100%

Variable	Value	Units
Renewable fraction:	0.511	
Excess electricity:	782 kWh/yr	
Unmet load:	0 kWh/yr	
Capacity shortage:	0 kWh/yr	

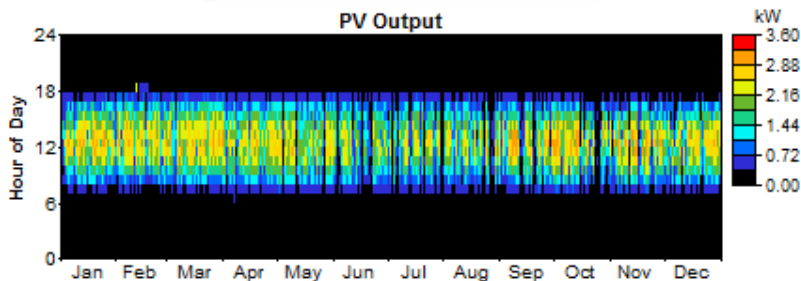
Tabla 4.20. Análisis energético del sistema A2

Operación del panel fotovoltaico

Zona SO:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	0.618	kW
Mean output	14.85	kWh/d
Capacity factor	17.18	%
Total production	5,419	kWh/yr

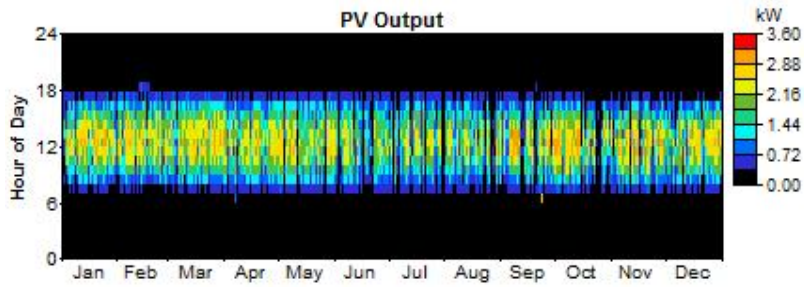
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3.23	kW
PV penetration	80	%
Hours of operation	4,676	hr/yr
Levelized cost	0.116	\$/kWh



Zona SE:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	0.609	kW
Mean output	14.62	kWh/d
Capacity factor	16.92	%
Total production	5,337	kWh/yr

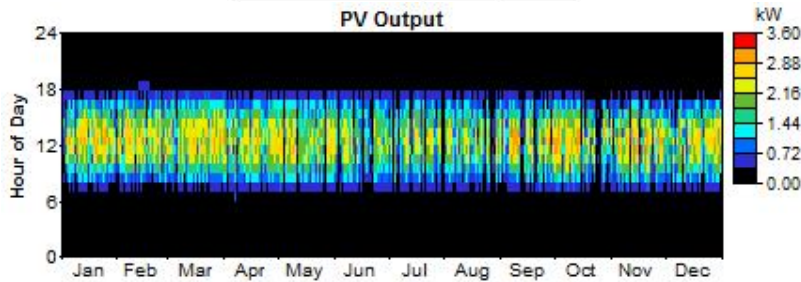
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3.24	kW
PV penetration	78.7	%
Hours of operation	4,677	hr/yr
Levelized cost	0.116	\$/kWh



Zona C:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	0.604	kW
Mean output	14.5	kWh/d
Capacity factor	16.78	%
Total production	5,292	kWh/yr

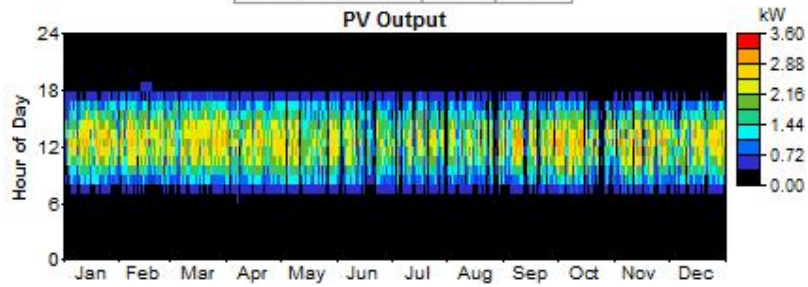
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3.23	kW
PV penetration	78.1	%
Hours of operation	4,676	hr/yr
Levelized cost	0.116	\$/kWh



Zona NO:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	0.617	kW
Mean output	14.81	kWh/d
Capacity factor	17.15	%
Total production	5,407	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3.23	kW
PV penetration	79.8	%
Hours of operation	4,676	hr/yr
Levelized cost	0.116	\$/kWh



Zona NE:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	0.617	kW
Mean output	14.83	kWh/d
Capacity factor	17.17	%
Total production	5,414	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3.23	kW
PV penetration	79.9	%
Hours of operation	4,679	hr/yr
Levelized cost	0.116	\$/kWh

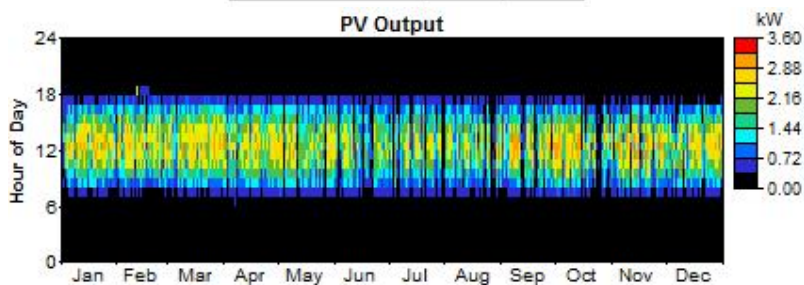


Tabla 4.21. Producción del panel fotovoltaico y datamap de A2

Inversores

Zona SO:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2.00	2.00	kW
Mean output	0.44	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.00	0.00	kW
Capacity factor	21.9	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	2,746	0	hrs/yr
Energy in	4,628	0	kWh/yr
Energy out	3,841	0	kWh/yr
Losses	787	0	kWh/yr

Zona SE:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2.00	2.00	kW
Mean output	0.43	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.00	0.00	kW
Capacity factor	21.5	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	2,712	0	hrs/yr
Energy in	4,533	0	kWh/yr
Energy out	3,762	0	kWh/yr
Losses	771	0	kWh/yr

Zona C:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2.00	2.00	kW
Mean output	0.43	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.00	0.00	kW
Capacity factor	21.5	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	2,712	0	hrs/yr
Energy in	4,533	0	kWh/yr
Energy out	3,762	0	kWh/yr
Losses	771	0	kWh/yr

Zona NO:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2.00	2.00	kW
Mean output	0.44	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.00	0.00	kW
Capacity factor	21.9	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	2,742	0	hrs/yr
Energy in	4,618	0	kWh/yr
Energy out	3,833	0	kWh/yr
Losses	785	0	kWh/yr

Zona NE:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2.00	2.00	kW
Mean output	0.44	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.00	0.00	kW
Capacity factor	21.9	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	2,741	0	hrs/yr
Energy in	4,618	0	kWh/yr
Energy out	3,833	0	kWh/yr
Losses	785	0	kWh/yr

Tabla 4.22. Operación de los inversores del sistema A2

Compras a la Red

Zona SO:

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	321	250	72
Feb	282	242	40
Mar	518	216	302
Apr	508	177	331
May	537	169	369
Jun	548	114	434
Jul	578	116	462
Aug	565	126	439
Sep	335	184	151
Oct	340	216	124
Nov	317	223	95
Dec	332	222	110
Annual	5,182	2,253	2,929

Zona SE:

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	326	238	88
Feb	285	234	51
Mar	523	208	316
Apr	512	170	342
May	536	171	366
Jun	546	116	430
Jul	578	116	463
Aug	566	124	442
Sep	337	177	160
Oct	340	216	123
Nov	317	217	100
Dec	334	215	119
Annual	5,201	2,201	3,000

Zona C:

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	327	232	95
Feb	287	228	59
Mar	525	204	321
Apr	512	169	344
May	536	170	366
Jun	545	117	428
Jul	578	116	462
Aug	565	124	441
Sep	338	176	162
Oct	341	213	128
Nov	319	215	104
Dec	335	210	125
Annual	5,209	2,174	3,035

Zona NO:

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	323	246	76
Feb	284	238	46
Mar	518	214	303
Apr	508	177	331
May	537	169	368
Jun	548	114	433
Jul	577	117	460
Aug	564	127	436
Sep	335	184	151
Oct	340	214	126
Nov	318	222	96
Dec	333	221	112
Annual	5,183	2,245	2,939

Zona NE:

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	323	247	76
Feb	283	239	44
Mar	518	215	303
Apr	508	177	331
May	537	170	368
Jun	548	114	433
Jul	577	117	459
Aug	564	128	436
Sep	335	184	151
Oct	340	214	126
Nov	318	223	95
Dec	332	221	111
Annual	5,182	2,249	2,934

Tabla 4.23. Compras a la red del sistema A2

4.10.5 Sistema B1

4.10.5.1 Costos Iniciales del Sistema

Al evaluarse los distintos tipos de paneles y turbinas en el sistema B1 se llegaron a los siguientes costos iniciales, expresados en USD:

Zona SO:			
Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$63,908.00	\$64,543.00	\$67,893.00
BPS2000	\$57,043.00	\$57,003.00	\$60,578.00
BPS3000	\$56,411.00	\$56,371.00	\$59,946.00
BPS5000	\$57,283.00	\$57,243.00	\$60,818.00
BPS6000	\$54,659.00	\$54,844.00	\$58,194.00
BPS10000	\$57,829.00	\$57,789.00	\$61,364.00
BPS15000	\$57,091.00	\$57,051.00	\$60,693.00
BPS20000	\$57,103.00	\$57,066.00	\$60,641.00
Zona SE:			
Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$65,946.00	\$66,912.00	\$70,712.00
BPS2000	\$59,068.00	\$59,928.00	\$63,718.00
BPS3000	\$58,436.00	\$59,256.00	\$63,096.00
BPS5000	\$59,308.00	\$60,168.00	\$63,918.00
BPS6000	\$56,684.00	\$57,544.00	\$61,344.00
BPS10000	\$59,854.00	\$60,714.00	\$64,512.00
BPS15000	\$59,116.00	\$59,976.00	\$63,776.00
BPS20000	\$59,131.00	\$59,991.00	\$63,791.00
Zona C:			

Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$64,133.00	\$64,318.00	\$67,774.00
BPS2000	\$57,043.00	\$57,228.00	\$61,081.00
BPS3000	\$56,411.00	\$56,596.00	\$59,496.00
BPS5000	\$57,283.00	\$57,468.00	\$60,368.00
BPS6000	\$54,884.00	\$55,069.00	\$57,744.00
BPS10000	\$57,829.00	\$58,014.00	\$60,914.00
BPS15000	\$57,091.00	\$57,276.00	\$60,176.00
BPS20000	\$57,106.00	\$57,291.00	\$60,161.00

Zona NO:

Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$65,162.00	\$66,237.00	\$69,812.00
BPS2000	\$58,168.00	\$59,253.00	\$62,828.00
BPS3000	\$57,536.00	\$58,621.00	\$62,196.00
BPS5000	\$58,408.00	\$59,493.00	\$63,068.00
BPS6000	\$55,784.00	\$56,859.00	\$60,444.00
BPS10000	\$58,954.00	\$60,039.00	\$63,614.00
BPS15000	\$58,216.00	\$59,301.00	\$62,876.00
BPS20000	\$58,231.00	\$59,316.00	\$62,891.00

Zona NE:

Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$64,927.00	\$65,787.00	\$69,362.00
BPS2000	\$57,943.00	\$58,803.00	\$62,378.00
BPS3000	\$57,331.00	\$58,171.00	\$61,746.00
BPS5000	\$58,183.00	\$59,043.00	\$62,168.00
BPS6000	\$55,559.00	\$56,419.00	\$59,994.00
BPS10000	\$58,729.00	\$59,589.00	\$63,164.00
BPS15000	\$57,991.00	\$58,851.00	\$62,426.00
BPS20000	\$58,006.00	\$58,866.00	\$62,441.00

Tabla 4.24. Costos iniciales del sistema B1




4.10.5.2 Análisis Financiero

Los sistemas más económicos para cada zona son los siguientes:




Zona SO:

					PV (kW)	1kWV	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
					9.6	1	56	3	\$ 54,659	952	\$ 68,778	0.685	1.00

Zona SE:

					PV (kW)	1kWV	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
					9.6	1	65	3	\$ 56,684	937	\$ 70,584	0.703	1.00

Zona C:

					PV (kW)	2kWV	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
					9.6	1	53	3	\$ 55,069	985	\$ 69,679	0.694	1.00

Zona NO:

					PV (kW)	1kWV	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
					9.6	1	61	3	\$ 55,784	914	\$ 69,337	0.690	1.00

Zona NE:

					PV (kW)	1kWV	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
					9.6	1	60	3	\$ 55,559	921	\$ 69,216	0.689	1.00

Tabla 4.25. Resultados económicos para el sistema B1

La tabla de los costos para 25 años del proyecto es el siguiente:

Zona SO:

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	39,544	0	0	0	0	39,544
1 kW Vertical	1,915	794	0	0	-478	2,231
Vision 6FM200D	12,600	14,190	0	0	-923	25,867
Converter	600	635	0	0	-100	1,135
System	54,659	15,619	0	0	-1,500	68,778

Zona SE:

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	39,544	0	0	0	0	39,544
1 kW Vertical	1,915	794	0	0	-478	2,231
Vision 6FM200D	14,625	15,482	0	0	-2,433	27,674
Converter	600	635	0	0	-100	1,135
System	56,684	16,911	0	0	-3,011	70,584

Zona C:

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	39,544	0	0	0	0	39,544
2 kW Vertical	3,000	1,244	0	0	-749	3,495
Vision 6FM200D	11,925	13,833	0	0	-253	25,505
Converter	600	635	0	0	-100	1,135
System	55,069	15,712	0	0	-1,102	69,679

Zona NO:

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	39,544	0	0	0	0	39,544
1 kW Vertical	1,915	794	0	0	-478	2,231
Vision 6FM200D	13,725	14,727	0	0	-2,025	26,427
Converter	600	635	0	0	-100	1,135
System	55,784	16,156	0	0	-2,603	69,337

Zona NE:

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	39,544	0	0	0	0	39,544
1 kW Vertical	1,915	794	0	0	-478	2,231
Vision 6FM200D	13,500	14,619	0	0	-1,814	26,306
Converter	600	635	0	0	-100	1,135
System	55,559	16,049	0	0	-2,391	69,216

Tabla 4.26. Costos del proyecto para 25 años del sistema B1

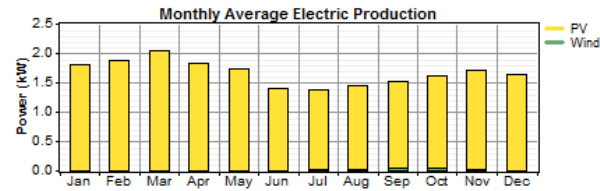
4.10.5.3 Análisis Energético

Datos de energía eléctrica

En este apartado se muestran los resultados de la simulación sobre la producción anual y el consumo anual de energía eléctrica del sistema:

Zona SO:

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	14,461	99%
Wind turbine	149	1%
Total	14,610	100%

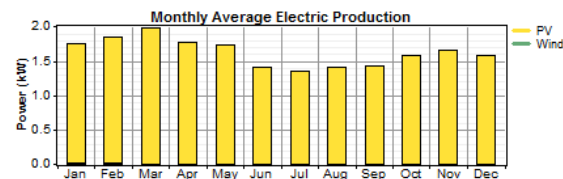


Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,772	100%
Total	6,772	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	5,185	kWh/yr
Unmet load	6.16	kWh/yr
Capacity shortage	6.16	kWh/yr
Renewable fraction	1.000	

Zona SE:

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	14,213	100%
Wind turbine	22	0%
Total	14,236	100%

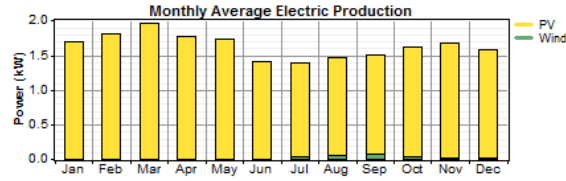


Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,772	100%
Total	6,772	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	4,794	kWh/yr
Unmet load	5.80	kWh/yr
Capacity shortage	5.80	kWh/yr
Renewable fraction	1.000	

Zona C:

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	14,121	99%
Wind turbine	179	1%
Total	14,300	100%

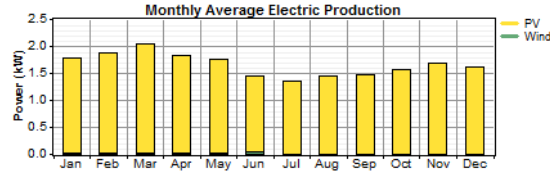


Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,773	100%
Total	6,773	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	4,874	kWh/yr
Unmet load	5.39	kWh/yr
Capacity shortage	5.39	kWh/yr
Renewable fraction	1.000	

Zona NO:

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	14,435	99%
Wind turbine	110	1%
Total	14,544	100%

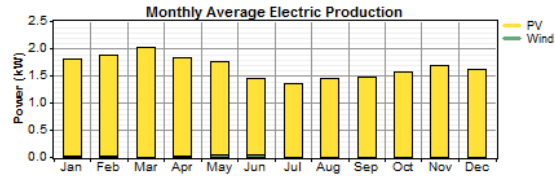


Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,772	100%
Total	6,772	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	5,117	kWh/yr
Unmet load	5.95	kWh/yr
Capacity shortage	5.95	kWh/yr
Renewable fraction	1.000	

Zona NE:

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	14,439	99%
Wind turbine	128	1%
Total	14,567	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,772	100%
Total	6,772	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	5,142	kWh/yr
Unmet load	6.28	kWh/yr
Capacity shortage	6.28	kWh/yr
Renewable fraction	1.000	

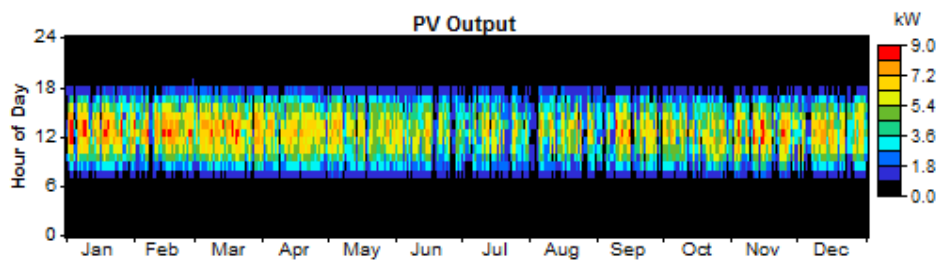
Tabla 4.27. Análisis energético del sistema B1

Operación del panel fotovoltaico

Zona SO:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	1.65	kW
Mean output	39.6	kWh/d
Capacity factor	17.2	%
Total production	14,461	kWh/yr

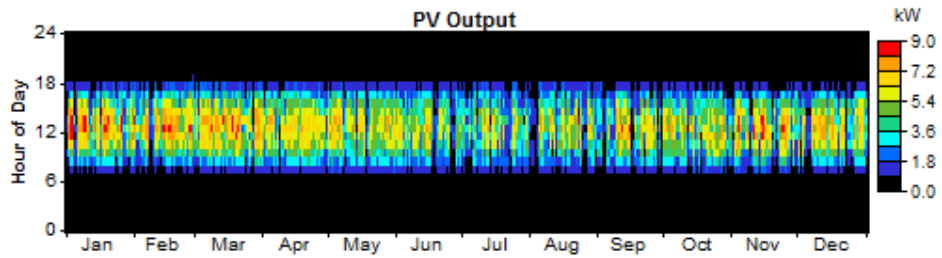
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	8.80	kW
PV penetration	213	%
Hours of operation	4,402	hr/yr
Levelized cost	0.184	\$/kWh



Zona SE:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	1.62	kW
Mean output	38.9	kWh/d
Capacity factor	16.9	%
Total production	14,213	kWh/yr

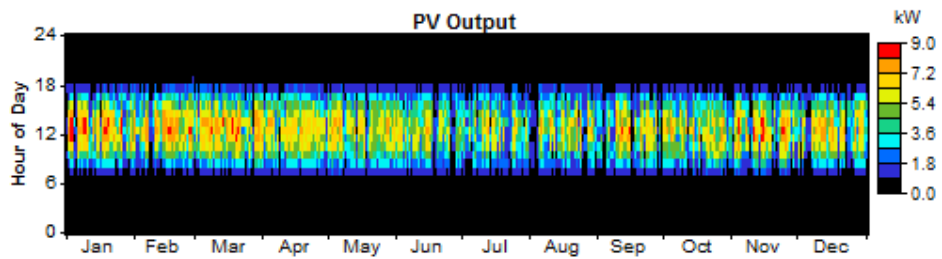
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	8.82	kW
PV penetration	210	%
Hours of operation	4,405	hr/yr
Levelized cost	0.188	\$/kWh



Zona C:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	1.61	kW
Mean output	38.7	kWh/d
Capacity factor	16.8	%
Total production	14,121	kWh/yr

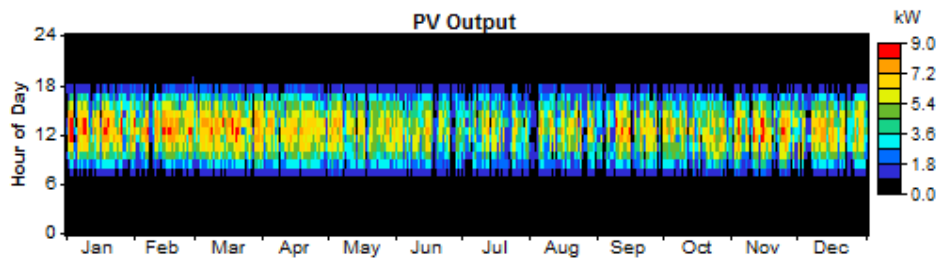
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	8.82	kW
PV penetration	208	%
Hours of operation	4,403	hr/yr
Levelized cost	0.189	\$/kWh



Zona NO:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	1.65	kW
Mean output	39.5	kWh/d
Capacity factor	17.2	%
Total production	14,435	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	8.81	kW
PV penetration	213	%
Hours of operation	4,401	hr/yr
Levelized cost	0.185	\$/kWh



Zona NE:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	9.60	kW
Mean output	1.65	kW
Mean output	39.6	kWh/d
Capacity factor	17.2	%
Total production	14,439	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	8.81	kW
PV penetration	213	%
Hours of operation	4,401	hr/yr
Levelized cost	0.185	\$/kWh

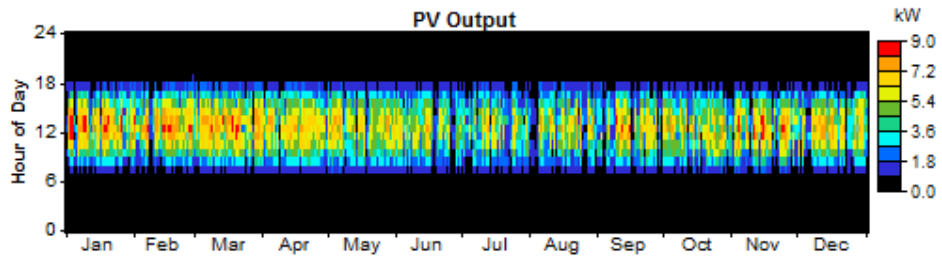


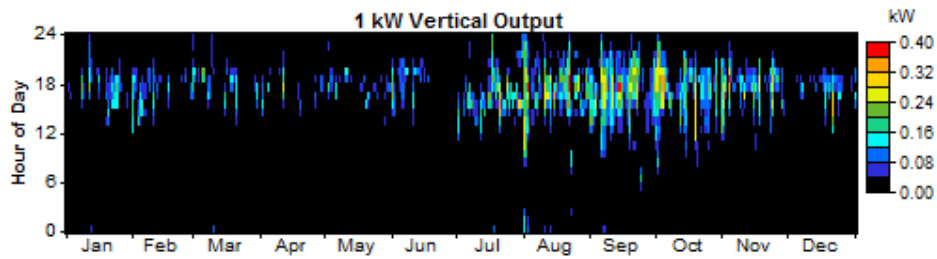
Tabla 4.28. Producción del panel fotovoltaico y datamap de B1

Operación de la Turbina Eólica

Zona SO:

Variable	Value	Units
Total rated capacity	1.50	kW
Mean output	0.0170	kW
Capacity factor	1.13	%
Total production	149	kWh/yr

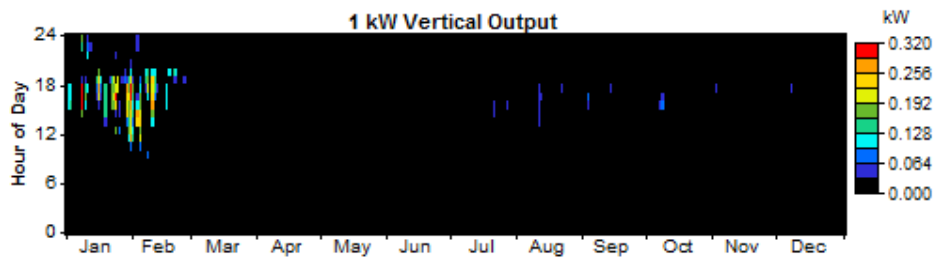
Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	0.388	kW
Wind penetration	2.19	%
Hours of operation	1,629	hr/yr
Levelized cost	1.01	\$/kWh



Zona SE:

Variable	Value	Units
Total rated capacity	1.50	kW
Mean output	0.00256	kW
Capacity factor	0.171	%
Total production	22.4	kWh/yr

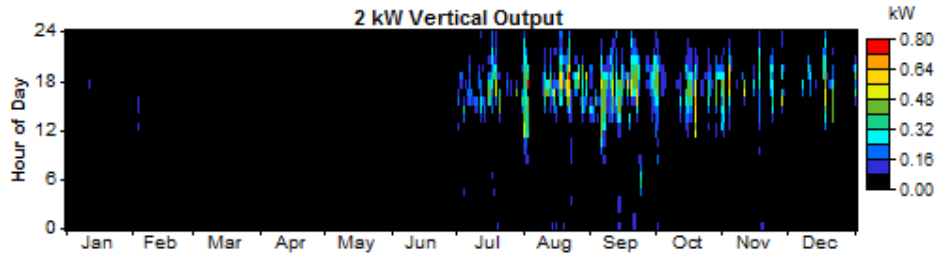
Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	0.317	kW
Wind penetration	0.331	%
Hours of operation	259	hr/yr
Levelized cost	6.71	\$/kWh



Zona C:

Variable	Value	Units
Total rated capacity	0.00	kW
Mean output	0.0205	kW
Capacity factor	0.00	%
Total production	179	kWh/yr

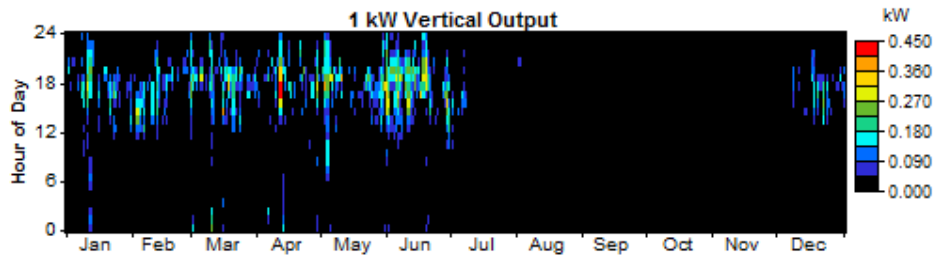
Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	0.734	kW
Wind penetration	2.64	%
Hours of operation	1,077	hr/yr
Levelized cost	1.31	\$/kWh



Zona NO:

Variable	Value	Units
Total rated capacity	1.50	kW
Mean output	0.0125	kW
Capacity factor	0.835	%
Total production	110	kWh/yr

Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	0.426	kW
Wind penetration	1.62	%
Hours of operation	1,281	hr/yr
Levelized cost	1.37	\$/kWh



Zona NE:

Variable	Value	Units
Total rated capacity	1.50	kW
Mean output	0.0147	kW
Capacity factor	0.978	%
Total production	128	kWh/yr

Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	0.476	kW
Wind penetration	1.90	%
Hours of operation	1,244	hr/yr
Levelized cost	1.17	\$/kWh

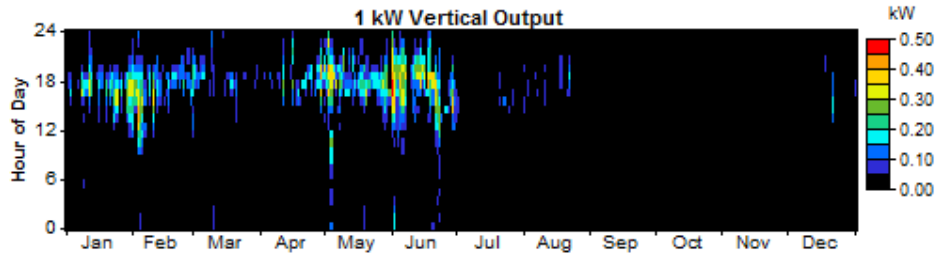


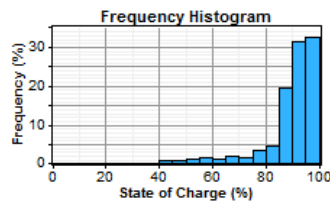
Tabla 4.29. Producción de la turbina eólica y datamap de B1

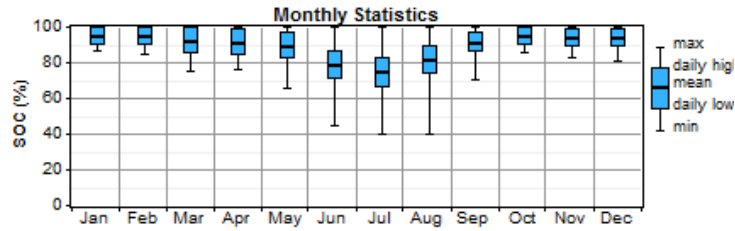
Baterías

Zona SO:

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	134	kWh
Usable nominal capacity	80.6	kWh
Autonomy	104	hr
Lifetime throughput	51,352	kWh
Battery wear cost	0.274	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

Quantity	Value	Units
Energy in	6,374	kWh/yr
Energy out	5,107	kWh/yr
Storage depletion	7.63	kWh/yr
Losses	1,259	kWh/yr
Annual throughput	5,710	kWh/yr
Expected life	8.99	yr

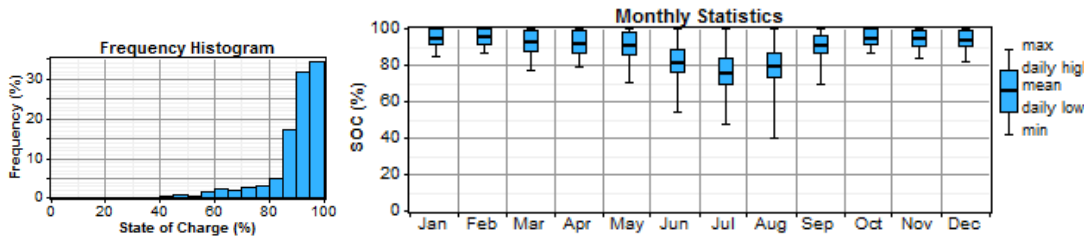




Zona SE:

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	156	kWh
Usable nominal capacity	93.6	kWh
Autonomy	121	hr
Lifetime throughput	59,605	kWh
Battery wear cost	0.274	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

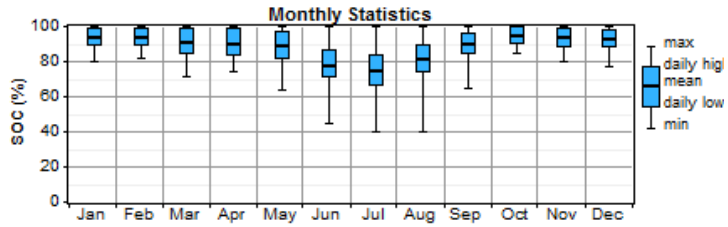
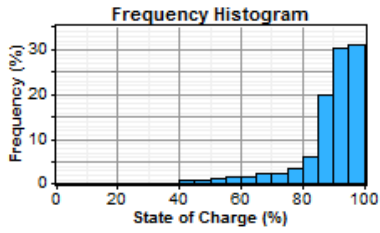
Quantity	Value	Units
Energy in	6,454	kWh/yr
Energy out	5,172	kWh/yr
Storage depletion	7.61	kWh/yr
Losses	1,275	kWh/yr
Annual throughput	5,783	kWh/yr
Expected life	10.0	yr



Zona C:

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	127	kWh
Usable nominal capacity	76.3	kWh
Autonomy	98.6	hr
Lifetime throughput	48,601	kWh
Battery wear cost	0.274	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

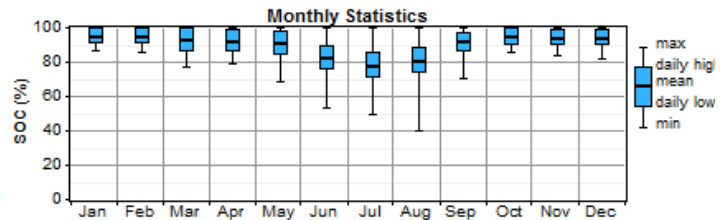
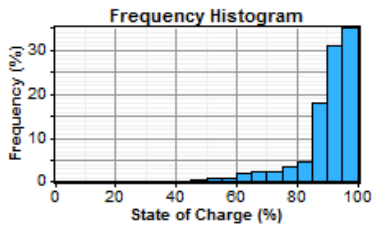
Quantity	Value	Units
Energy in	6,372	kWh/yr
Energy out	5,105	kWh/yr
Storage depletion	7.02	kWh/yr
Losses	1,260	kWh/yr
Annual throughput	5,708	kWh/yr
Expected life	8.51	yr



Zona NO:

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	146	kWh
Usable nominal capacity	87.8	kWh
Autonomy	114	hr
Lifetime throughput	55,937	kWh
Battery wear cost	0.274	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

Quantity	Value	Units
Energy in	6,385	kWh/yr
Energy out	5,116	kWh/yr
Storage depletion	7.51	kWh/yr
Losses	1,261	kWh/yr
Annual throughput	5,720	kWh/yr
Expected life	9.78	yr



Zona NE:

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	144	kWh
Usable nominal capacity	86.4	kWh
Autonomy	112	hr
Lifetime throughput	55,020	kWh
Battery wear cost	0.274	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

Quantity	Value	Units
Energy in	6,377	kWh/yr
Energy out	5,111	kWh/yr
Storage depletion	7.76	kWh/yr
Losses	1,259	kWh/yr
Annual throughput	5,714	kWh/yr
Expected life	9.63	yr

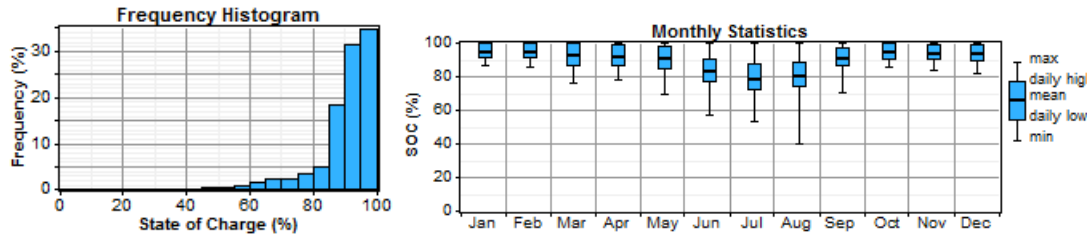


Tabla 4.30. Operación de las baterías del sistema B1

Inversores

Zona SO:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.77	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.43	0.00	kW
Capacity factor	25.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,749	0	hrs/yr
Energy in	8,159	0	kWh/yr
Energy out	6,772	0	kWh/yr
Losses	1,387	0	kWh/yr

Zona SE:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.77	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.43	0.00	kW
Capacity factor	25.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,753	0	hrs/yr
Energy in	8,159	0	kWh/yr
Energy out	6,772	0	kWh/yr
Losses	1,387	0	kWh/yr

Zona C:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.77	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.43	0.00	kW
Capacity factor	25.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,753	0	hrs/yr
Energy in	8,159	0	kWh/yr
Energy out	6,772	0	kWh/yr
Losses	1,387	0	kWh/yr

Zona NO:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.77	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.43	0.00	kW
Capacity factor	25.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,753	0	hrs/yr
Energy in	8,159	0	kWh/yr
Energy out	6,772	0	kWh/yr
Losses	1,387	0	kWh/yr

Zona NE:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.77	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.43	0.00	kW
Capacity factor	25.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,757	0	hrs/yr
Energy in	8,158	0	kWh/yr
Energy out	6,771	0	kWh/yr
Losses	1,387	0	kWh/yr

Tabla 4.31. Operación de los inversores del sistema B1

4.10.6 Sistema B2

4.10.6.1 Costos Iniciales del Sistema

Al evaluarse los distintos tipos de paneles y turbinas en el sistema B2 se llegaron a los siguientes costos iniciales, expresados en USD.

Zona SO:			
Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$19,838.00	\$20,723.00	\$24,523.00
BPS2000	\$18,038.00	\$19,123.00	\$22,923.00
BPS3000	\$17,801.00	\$18,886.00	\$22,686.00
BPS5000	\$19,885.00	\$20,456.00	\$24,770.00
BPS6000	\$17,144.00	\$18,229.00	\$22,029.00
BPS10000	\$22,298.00	\$20,638.00	\$28,557.00
BPS15000	\$23,303.00	\$24,388.00	\$28,188.00
BPS20000	\$22,057.00	\$20,397.00	\$27,997.00
Zona SE:			
Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$20,657.00	\$21,742.00	\$25,542.00
BPS2000	\$18,038.00	\$19,123.00	\$22,923.00
BPS3000	\$17,801.00	\$18,886.00	\$22,686.00
BPS5000	\$19,885.00	\$20,970.00	\$24,770.00
BPS6000	\$17,144.00	\$18,229.00	\$22,029.00
BPS10000	\$23,672.00	\$24,757.00	\$28,557.00
BPS15000	\$23,303.00	\$24,338.00	\$28,188.00
BPS20000	\$30,309.00	\$31,394.00	\$35,194.00
Zona C:			
Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$20,657.00	\$21,742.00	\$24,723.00
BPS2000	\$18,038.00	\$19,123.00	\$22,923.00
BPS3000	\$17,801.00	\$18,886.00	\$22,686.00
BPS5000	\$19,885.00	\$20,970.00	\$24,770.00
BPS6000	\$17,144.00	\$18,229.00	\$22,029.00
BPS10000	\$23,672.00	\$24,757.00	\$28,557.00
BPS15000	\$23,303.00	\$24,388.00	\$28,188.00
BPS20000	\$30,309.00	\$26,397.00	\$35,194.00
Zona NO:			
Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$20,657.00	\$20,923.00	\$23,504.00
BPS2000	\$18,038.00	\$19,123.00	\$22,923.00
BPS3000	\$17,801.00	\$18,886.00	\$22,686.00
BPS5000	\$19,885.00	\$20,970.00	\$24,770.00
BPS6000	\$17,144.00	\$18,229.00	\$22,029.00
BPS10000	\$23,303.00	\$24,757.00	\$28,557.00
BPS15000	\$26,087.00	\$24,388.00	\$28,188.00

BPS20000	\$30,309.00	\$23,597.00	\$28,197.00
Zona NE:			
Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$20,657.00	\$20,923.00	\$24,523.00
BPS2000	\$17,801.00	\$19,123.00	\$22,923.00
BPS3000	\$17,801.00	\$18,886.00	\$22,686.00
BPS5000	\$19,885.00	\$20,970.00	\$24,770.00
BPS6000	\$17,144.00	\$18,229.00	\$22,029.00
BPS10000	\$23,672.00	\$23,638.00	\$28,557.00
BPS15000	\$23,303.00	\$24,388.00	\$28,188.00
BPS20000	\$24,172.00	\$23,397.00	\$27,997.00

Tabla 4.32 Costos iniciales del sistema B2

4.10.6.2 Análisis Financiero

El sistema más económico para todas las zonas es el siguiente:

					PV (kW)	1kWV	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
					3.6	1	2	3.5	\$ 17,144	45	\$ 17,817	0.133	0.43

Tabla 4.33. Resultados económicos para el sistema B2

La tabla de los costos para 25 años del proyecto para todas las zonas es el siguiente:

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	14,829	0	0	0	0	14,829
1 kW Vertical	1,915	794	0	0	-478	2,231
Grid	0	0	0	0	0	0
Converter	400	423	0	0	-67	757
System	17,144	1,217	0	0	-544	17,817

Tabla 4.34. Costos del proyecto para 25 años del sistema B2

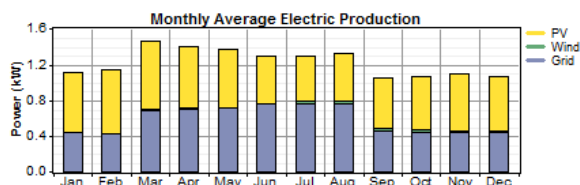
4.10.6.3 Análisis Energético

Datos de energía eléctrica

En este apartado se muestran los resultados de la simulación sobre la producción anual y el consumo anual de energía eléctrica del sistema:

Zona SO:

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	5,423	51%
Wind turbine	149	1%
Grid purchases	5,143	48%
Total	10,715	100%

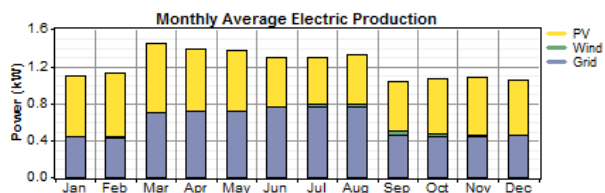


Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,778	75%
Grid sales	2,288	25%
Total	9,066	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	846	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.433	

Zona SE:

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	5,330	50%
Wind turbine	149	1%
Grid purchases	5,165	49%
Total	10,644	100%

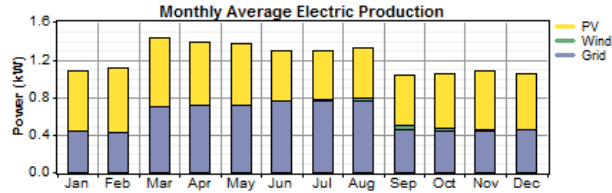


Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,778	75%
Grid sales	2,231	25%
Total	9,009	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	848	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.427	

Zona C:

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	5,295	50%
Wind turbine	107	1%
Grid purchases	5,182	49%
Total	10,584	100%

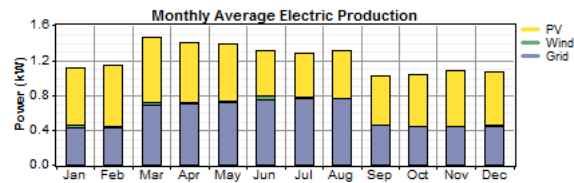


Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,778	76%
Grid sales	2,194	24%
Total	8,972	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	836	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.422	

Zona NO:

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	5,413	51%
Wind turbine	110	1%
Grid purchases	5,157	48%
Total	10,680	100%

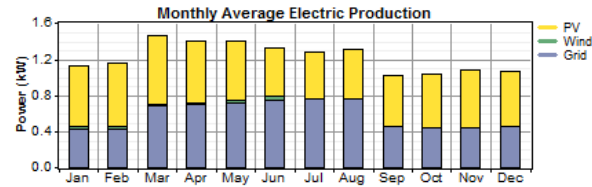


Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,778	75%
Grid sales	2,263	25%
Total	9,041	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	844	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.430	

Zona NE:

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	5,415	51%
Wind turbine	128	1%
Grid purchases	5,151	48%
Total	10,694	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,778	75%
Grid sales	2,274	25%
Total	9,052	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	843	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.431	

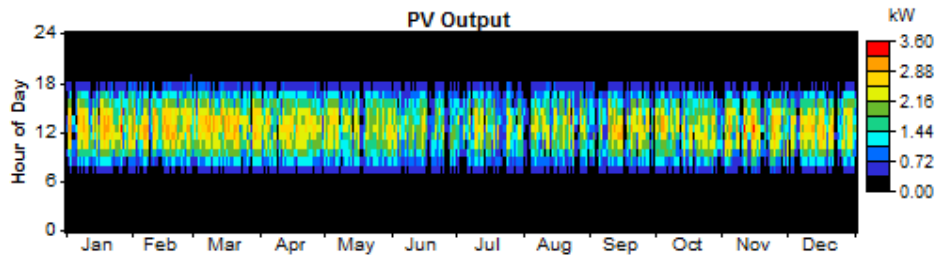
Tabla 4.35. Análisis energético del sistema B2

Operación del panel fotovoltaico

Zona SO:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	3.60	kW
Mean output	0.619	kW
Mean output	14.9	kWh/d
Capacity factor	17.2	%
Total production	5,423	kWh/yr

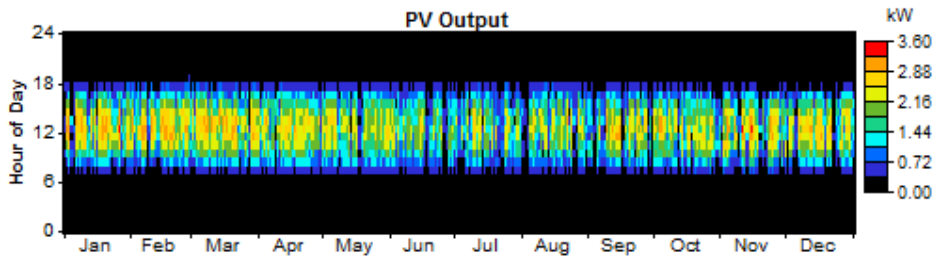
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3.30	kW
PV penetration	80.0	%
Hours of operation	4,402	hr/yr
Levelized cost	0.184	\$/kWh



Zona SE:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	3.60	kW
Mean output	0.608	kW
Mean output	14.6	kWh/d
Capacity factor	16.9	%
Total production	5,330	kWh/yr

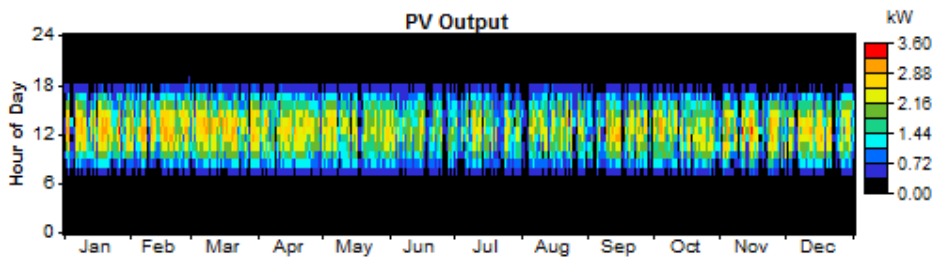
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3.31	kW
PV penetration	78.6	%
Hours of operation	4,405	hr/yr
Levelized cost	0.188	\$/kWh



Zona C:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	3.60	kW
Mean output	0.605	kW
Mean output	14.5	kWh/d
Capacity factor	16.8	%
Total production	5,295	kWh/yr

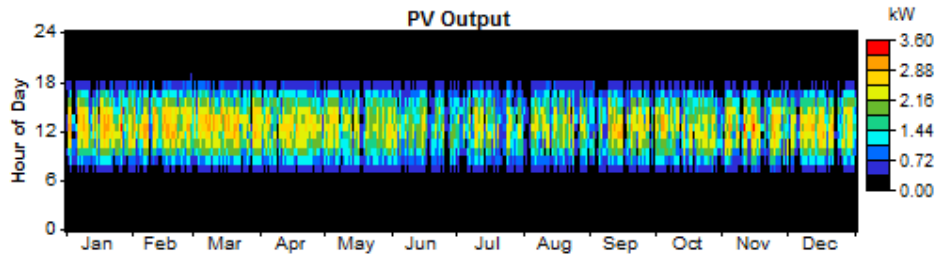
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3.31	kW
PV penetration	78.1	%
Hours of operation	4,403	hr/yr
Levelized cost	0.189	\$/kWh



Zona NO:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	3.60	kW
Mean output	0.618	kW
Mean output	14.8	kWh/d
Capacity factor	17.2	%
Total production	5,413	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3.30	kW
PV penetration	79.9	%
Hours of operation	4,401	hr/yr
Levelized cost	0.185	\$/kWh



Zona NE:

Quantity	Value	Units
Rated capacity	3.60	kW
Mean output	0.618	kW
Mean output	14.8	kWh/d
Capacity factor	17.2	%
Total production	5,415	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3.30	kW
PV penetration	79.9	%
Hours of operation	4,401	hr/yr
Levelized cost	0.185	\$/kWh

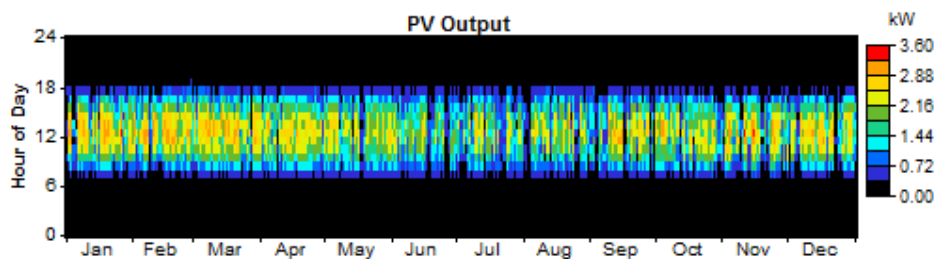


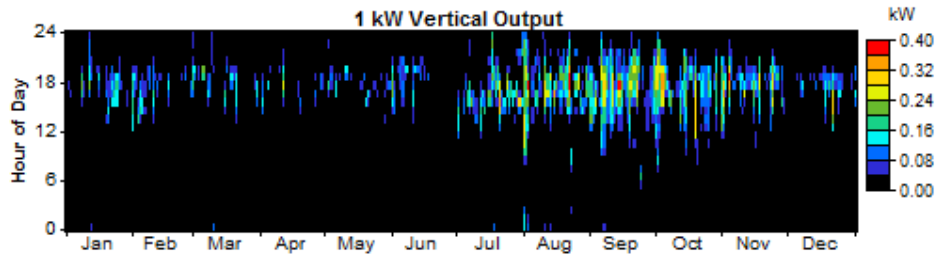
Tabla 4.36. Producción del panel fotovoltaico y datamap de B2

Operación de la Turbina Eólica

Zona SO:

Variable	Value	Units
Total rated capacity	1.50	kW
Mean output	0.0170	kW
Capacity factor	1.13	%
Total production	149	kWh/yr

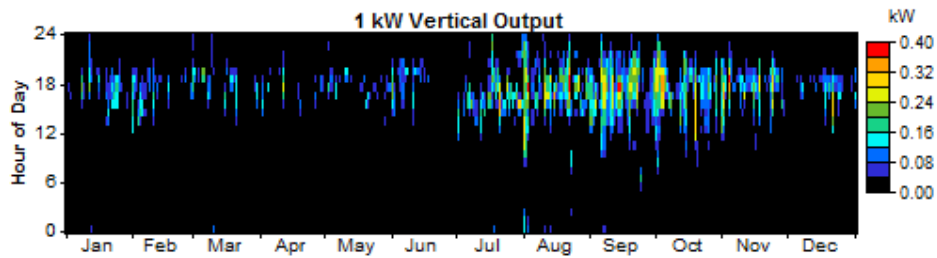
Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	0.388	kW
Wind penetration	2.19	%
Hours of operation	1,629	hr/yr
Levelized cost	1.01	\$/kWh



Zona SE:

Variable	Value	Units
Total rated capacity	1.50	kW
Mean output	0.0170	kW
Capacity factor	1.13	%
Total production	149	kWh/yr

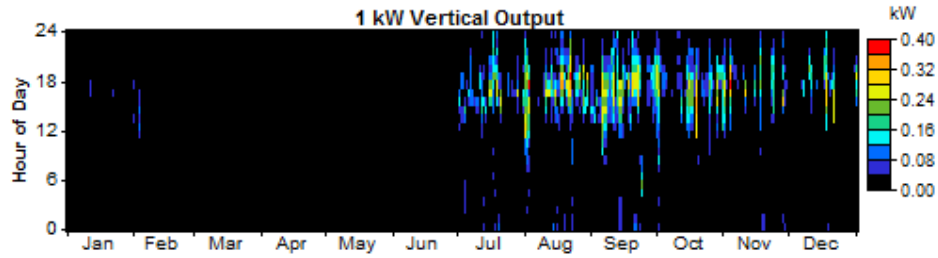
Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	0.388	kW
Wind penetration	2.19	%
Hours of operation	1,629	hr/yr
Levelized cost	1.01	\$/kWh



Zona C:

Variable	Value	Units
Total rated capacity	1.50	kW
Mean output	0.0122	kW
Capacity factor	0.813	%
Total production	107	kWh/yr

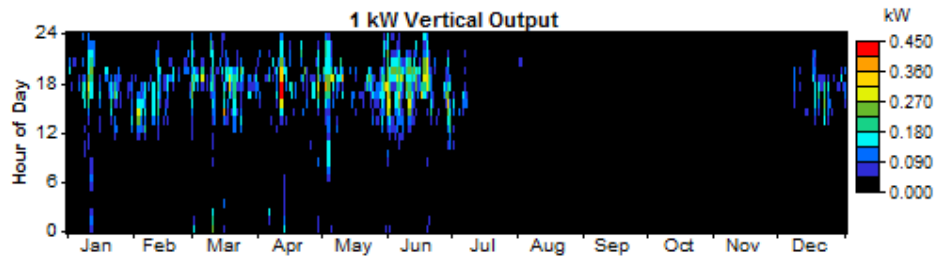
Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	0.396	kW
Wind penetration	1.58	%
Hours of operation	1,197	hr/yr
Levelized cost	1.41	\$/kWh



Zona NO:

Variable	Value	Units
Total rated capacity	1.50	kW
Mean output	0.0125	kW
Capacity factor	0.835	%
Total production	110	kWh/yr

Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	0.426	kW
Wind penetration	1.62	%
Hours of operation	1,281	hr/yr
Levelized cost	1.37	\$/kWh



Zona NE:

Variable	Value	Units
Total rated capacity	1.50	kW
Mean output	0.0147	kW
Capacity factor	0.978	%
Total production	128	kWh/yr

Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	0.476	kW
Wind penetration	1.90	%
Hours of operation	1,244	hr/yr
Levelized cost	1.17	\$/kWh

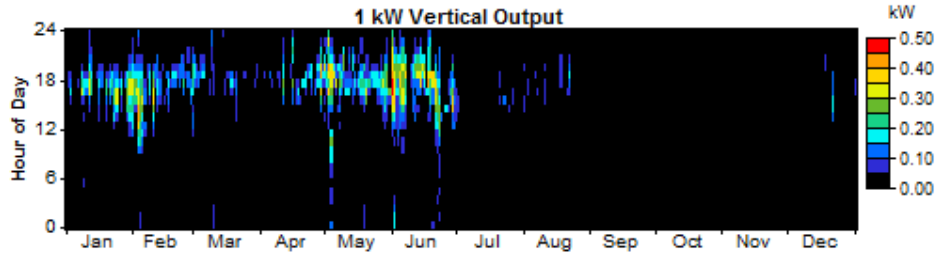


Tabla 4.37 Producción de la turbina eólica y datamap de B2

Inversores

Zona SO:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2.00	2.00	kW
Mean output	0.45	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.00	0.00	kW
Capacity factor	22.4	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	2,810	0	hrs/yr
Energy in	4,726	0	kWh/yr
Energy out	3,923	0	kWh/yr
Losses	803	0	kWh/yr

Zona SE:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2.00	2.00	kW
Mean output	0.43	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.00	0.00	kW
Capacity factor	21.6	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	2,719	0	hrs/yr
Energy in	4,549	0	kWh/yr
Energy out	3,776	0	kWh/yr
Losses	773	0	kWh/yr

Zona C:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2.00	2.00	kW
Mean output	0.43	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.00	0.00	kW
Capacity factor	21.6	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	2,719	0	hrs/yr
Energy in	4,549	0	kWh/yr
Energy out	3,776	0	kWh/yr
Losses	773	0	kWh/yr

Zona NO:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2.00	2.00	kW
Mean output	0.44	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.00	0.00	kW
Capacity factor	22.1	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	2,767	0	hrs/yr
Energy in	4,667	0	kWh/yr
Energy out	3,873	0	kWh/yr
Losses	793	0	kWh/yr

Zona NE:

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2.00	2.00	kW
Mean output	0.44	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.00	0.00	kW
Capacity factor	22.2	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	2,782	0	hrs/yr
Energy in	4,689	0	kWh/yr
Energy out	3,892	0	kWh/yr
Losses	797	0	kWh/yr

Tabla 4.38. Operación de los inversores del sistema B2

Compras a la Red

Zona SO:

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	323	253	70
Feb	286	240	46
Mar	514	219	295
Apr	510	182	328
May	532	170	363
Jun	546	113	433
Jul	566	114	452
Aug	565	130	434
Sep	325	196	130
Oct	326	221	105
Nov	317	227	91
Dec	334	225	109
Annual	5,143	2,288	2,856

Zona SE:

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	324	241	83
Feb	288	232	56
Mar	520	211	309
Apr	515	173	342
May	532	172	361
Jun	546	115	431
Jul	566	113	453
Aug	564	128	437
Sep	329	187	142
Oct	327	221	106
Nov	319	221	98
Dec	335	218	117
Annual	5,165	2,231	2,935

Zona C:

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	328	232	96
Feb	290	226	64
Mar	521	206	315
Apr	515	172	343
May	533	170	363
Jun	546	115	432
Jul	566	111	455
Aug	567	128	439
Sep	329	187	143
Oct	328	216	112
Nov	321	218	103
Dec	337	214	123
Annual	5,182	2,194	2,988

Zona NO:

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	323	251	72
Feb	286	239	48
Mar	513	220	293
Apr	507	183	324
May	529	174	355
Jun	541	119	421
Jul	572	109	463
Aug	570	126	444
Sep	330	185	144
Oct	333	209	123
Nov	320	222	97
Dec	334	224	110
Annual	5,157	2,263	2,895

Zona NE:

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	320	255	65
Feb	284	244	40
Mar	513	218	296
Apr	509	183	326
May	528	176	352
Jun	537	123	414
Jul	571	109	462
Aug	570	126	444
Sep	330	185	144
Oct	333	209	123
Nov	320	223	97
Dec	335	223	113
Annual	5,151	2,274	2,877

Tabla 4.39 Compras a la red del sistema B2

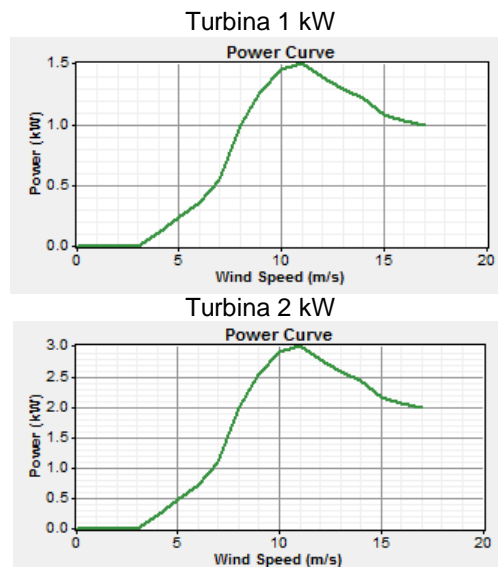
4.11 Otras posibles áreas para el SHEFV

Otras áreas consideradas fuera de la Ciudad de México donde un sistema híbrido eólico-fotovoltaico podría ser viable fueron las siguientes:

Ciudad de Nueva York, EUA: Latitud 40°, 48' Norte, Longitud 74°, 1'
 Salina Cruz Oaxaca: Latitud 16°, 11' Norte, Longitud 95°, 11'

Turbinas Eólicas (Rotor Horizontal)

A diferencia de la Ciudad de México, en estos casos se considerarán turbinas eólicas de eje horizontal, ya que se cuenta con mayor recurso eólico:



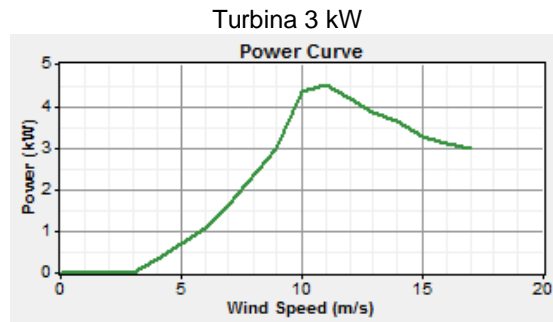


Figura 4.25. Curvas de demanda de turbinas eólicas horizontales




Model	FD3.0-1KW	FD4.0-2KW	FD5.0-3KW
Blade Diameter(m)	3.0	4.0	5.0
Rated power(KW)	1	2	3
Max power(KW)	1.5	3	4.5
Start wind speed(m/s)	3	3	3
Rated wind speed(m/s)	8m/s	8m/s	9m/s
Working wind speed(m/s)	3~25	3~25	3~25
Safe wind speed(m/s)	40	40	40
Rotation speed(rpm)	400	400	220
DC output voltage(V)	48v	96v	96v
Top weight except tower(kg)	83	95	110
Model	FD3.0-1KW	FD4.0-2KW	FD5.0-3KW
Tower height(m)	6	6	8
Operation temperatuer (°C)	-40°C~+60°C	-40°C~+60°C	-40°C~+60°C
Output control system	Inverter	Inverter	Inverter
FOB price (USD)	730	1180	2360
Photo			

Tabla 4.40. Datos de turbinas eólicas de rotor horizontal

4.11.1 Ciudad de Nueva York, EUA

4.11.1.1 Recursos

Recurso solar (Solar resources)

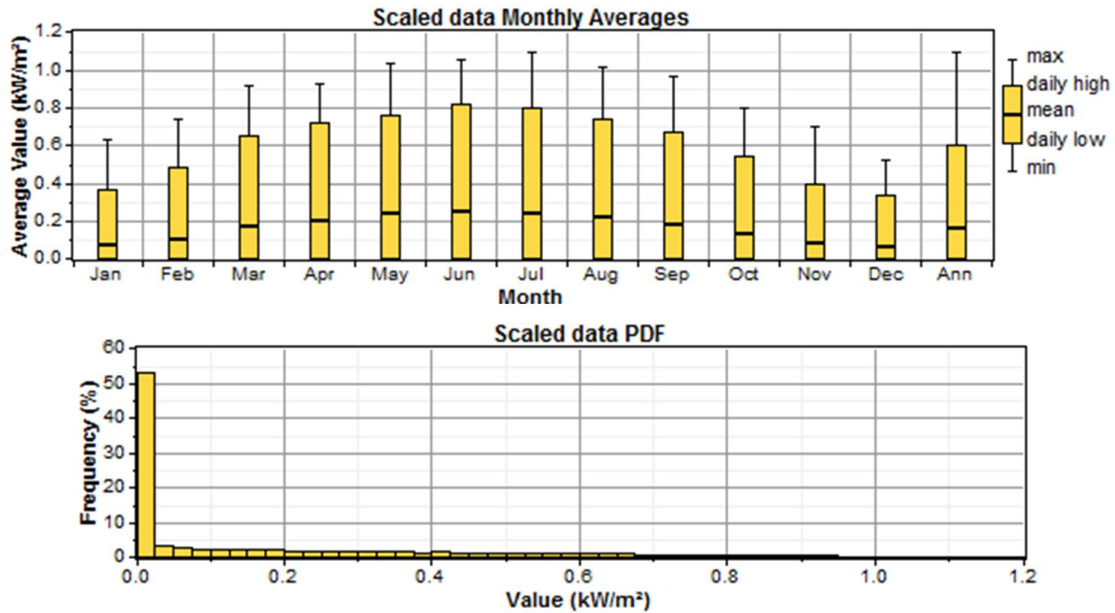
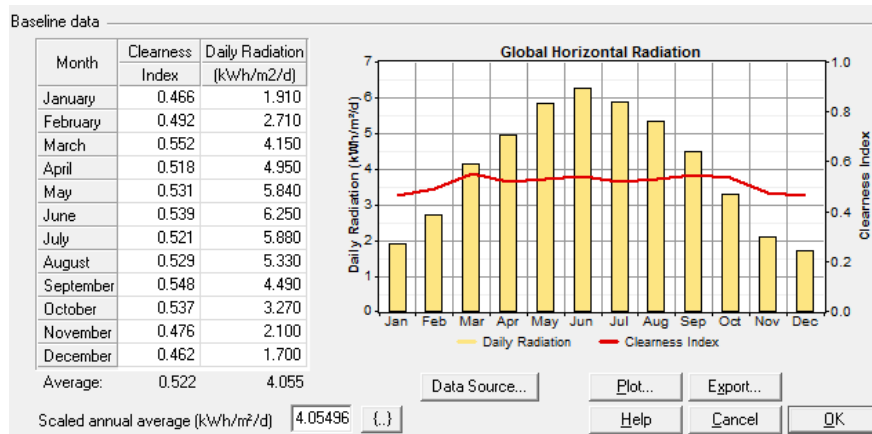


Figura 4.26. Recurso solar en Nueva York

Recurso eólico (Wind resources)

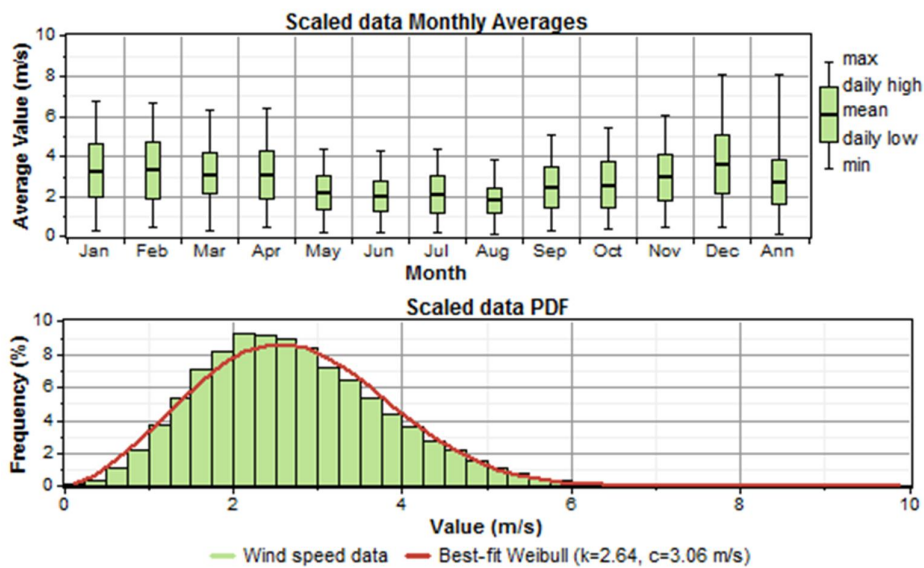
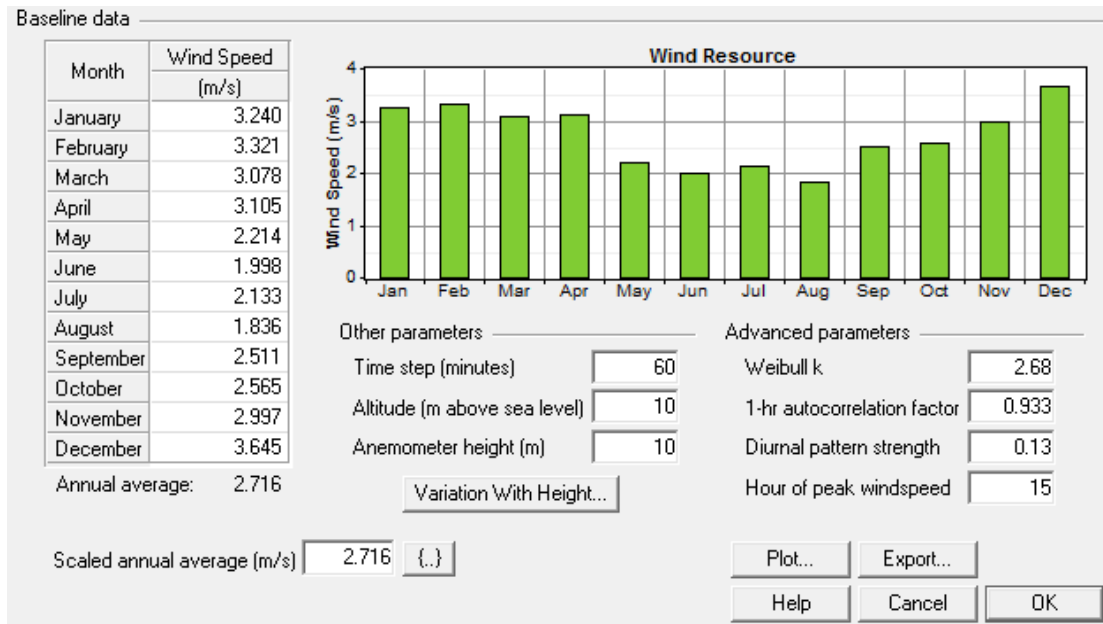


Figura 4.27. Recurso eólico de Nueva York

4.11.1.2 Sistema Autosustentable

Al evaluarse los distintos tipos de paneles en el sistema se llegaron a los siguientes costos iniciales, expresados en USD.

4.11.1.2.1 Costos Iniciales del Sistema

S. Autosustentable			
Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$57,564.00	\$57,284.00	\$58,014.00
BPS2000	\$51,797.00	\$51,517.00	\$52,247.00
BPS3000	\$51,224.00	\$50,964.00	\$51,694.00

BPS5000	\$53,259.00	\$53,034.00	\$53,764.00
BPS6000	\$49,711.00	\$49,431.00	\$50,161.00
BPS10000	\$56,194.00	\$56,194.00	\$57,264.00
BPS15000	\$55,456.00	\$55,456.00	\$56,525.00
BPS20000	\$55,471.00	\$55,471.00	\$56,541.00

Tabla 4.41 Costos iniciales del sistema autosustentable de Nueva York

4.11.1.2.2 Análisis Financiero

En las simulaciones podemos observar que la opción más económica es:

	PV (kW)	G1	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	8.4	1	58	3	\$ 49,431	920	\$ 63,076	0.628	1.00
	9.6		62	3	\$ 54,094	926	\$ 67,818	0.675	1.00

Tabla 4.42. Resultados económicos para el sistema autosustentable de Nueva York

La tabla de los costos para 25 años del proyecto es la siguiente:

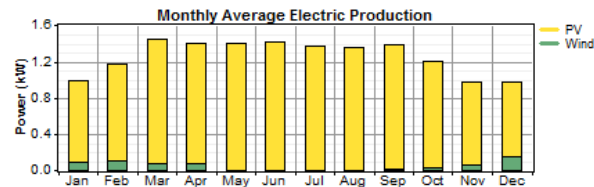
Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	34,601	0	0	0	0	34,601
2 kW horizontal	1,180	489	0	0	-294	1,375
Vision 6FM200D	13,050	14,358	0	0	-1,443	25,965
Converter	600	635	0	0	-100	1,135
System	49,431	15,482	0	0	-1,837	63,076

Tabla 4.43. Costos del proyecto para 25 años del sistema autosustentable de Nueva York

4.11.1.2.3 Análisis Energético

Datos de energía eléctrica

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
PV array	10,585	96%
Wind turbine	448	4%
Total	11,034	100%



Load	Consumption (kWh/yr)	Fraction
AC primary load	6,771	100%
Total	6,771	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	1,627	kWh/yr
Unmet load	6.70	kWh/yr
Capacity shortage	6.70	kWh/yr
Renewable fraction	1.000	

Tabla 4.44. Análisis energético del sistema autosustentable de Nueva York

Operación del panel fotovoltaico

Quantity	Value	Units
Rated capacity	8.40	kW
Mean output	1.21	kW
Mean output	29.0	kWh/d
Capacity factor	14.4	%
Total production	10,585	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	8.00	kW
PV penetration	156	%
Hours of operation	4,363	hr/yr
Levelized cost	0.220	\$/kWh

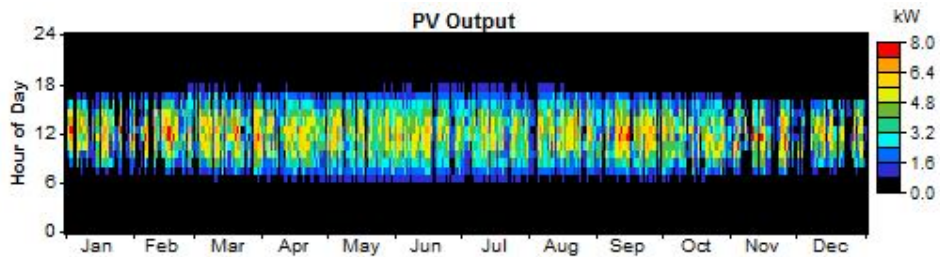


Tabla 4.45. Producción del panel fotovoltaico y datamap del sistema autosustentable de Nueva York

Operación de la turbina eólica

Variable	Value	Units
Total rated capacity	2.00	kW
Mean output	0.0512	kW
Capacity factor	2.56	%
Total production	448	kWh/yr

Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	1.48	kW
Wind penetration	6.61	%
Hours of operation	2,588	hr/yr
Levelized cost	0.207	\$/kWh

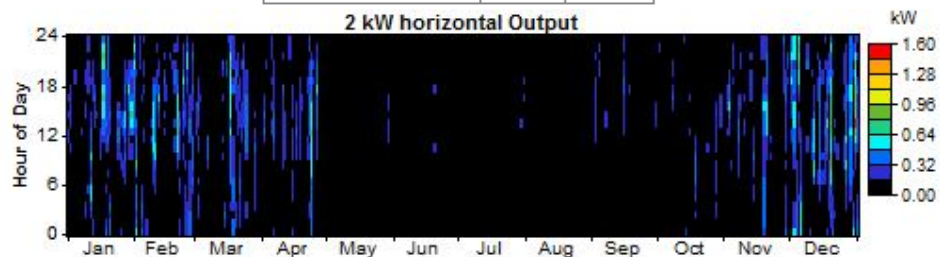


Tabla 4.46. Producción de la turbina eólica y datamap del sistema autosustentable de Nueva York

Baterías

Quantity	Value
String size	1
Strings in parallel	58
Batteries	58
Bus voltage (V)	12

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	139	kWh
Usable nominal capacity	83.5	kWh
Autonomy	108	hr
Lifetime throughput	53,186	kWh
Battery wear cost	0.274	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

Quantity	Value	Units
Energy in	6,324	kWh/yr
Energy out	5,076	kWh/yr
Storage depletion	17.0	kWh/yr
Losses	1,231	kWh/yr
Annual throughput	5,675	kWh/yr
Expected life	9.37	yr

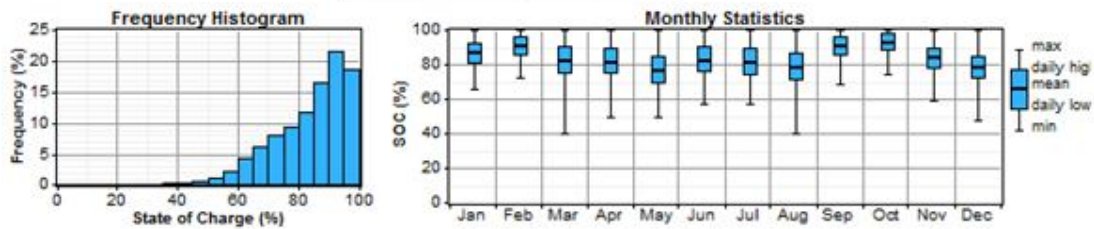


Tabla 4.47. Operación de las baterías del sistema autosustentable de Nueva York

Inversores

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.77	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.43	0.00	kW
Capacity factor	25.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,754	0	hrs/yr
Energy in	8,158	0	kWh/yr
Energy out	6,771	0	kWh/yr
Losses	1,387	0	kWh/yr

Tabla 4.48. Operación de los inversores del sistema autosustentable de Nueva York

4.11.1.3 Sistema con conexión a la red

4.11.1.3.1 Costos Iniciales del Sistema

Al evaluarse los distintos tipos de paneles en el sistema se llegaron a los siguientes costos iniciales, expresados en USD.

S. con conexión a la red			
Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$21,999.00	\$20,766.00	\$21,999.00
BPS2000	\$19,667.00	\$19,250.00	\$19,817.00
BPS3000	\$18,667.00	\$18,667.00	\$18,667.00
BPS5000	\$19,730.00	\$19,350.00	\$20,330.00
BPS6000	\$19,329.00	\$18,769.00	\$20,172.00
BPS10000	\$20,298.00	\$19,358.00	\$21,757.00
BPS15000	\$21,388.00	\$19,354.00	\$21,388.00
BPS20000	\$20,057.00	\$19,117.00	\$21,477.00

Tabla 4.49. Costos iniciales del sistema con conexión a la red de Nueva York. *Los precios marcados en amarillo representan un sistema totalmente fotovoltaico con conexión a la red

4.11.1.3.2 Análisis Financiero

En las simulaciones podemos observar que la opción más económica es:

	PV (kW)	G1	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	4.2		3	3.5	\$ 18,667	36	\$ 19,202	0.143	0.43

Tabla 4.50. Resultados económicos para el sistema con conexión a la red de Nueva York
La tabla de los costos para 25 años del proyecto es el siguiente:

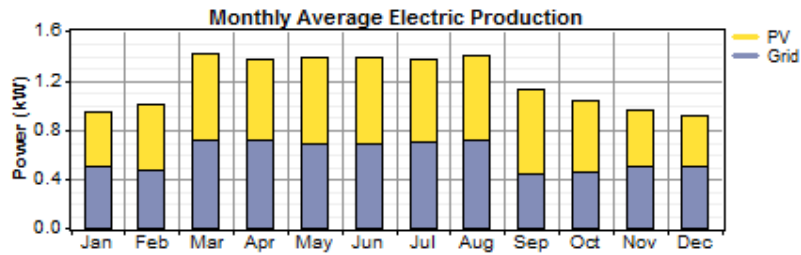
Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	18,067	0	0	0	0	18,067
Grid	0	0	0	0	0	0
Converter	600	635	0	0	-100	1,135
System	18,667	635	0	0	-100	19,202

Tabla 4.51. Costos del proyecto para 25 años del sistema con conexión a la red de Nueva York

4.11.1.3.3 Análisis Energético

Datos de energía eléctrica

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	5,293	51%
Grid purchases	5,187	49%
Total	10,480	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,778	75%
Grid sales	2,309	25%
Total	9,087	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	593	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.429	

Tabla 4.52. Análisis energético del sistema con conexión a la red de Nueva York

Operación del panel fotovoltaico

Quantity	Value	Units
Rated capacity	4.20	kW
Mean output	0.604	kW
Mean output	14.5	kWh/d
Capacity factor	14.4	%
Total production	5,293	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	4.00	kW
PV penetration	78.1	%
Hours of operation	4,363	hr/yr
Levelized cost	0.230	\$/kWh

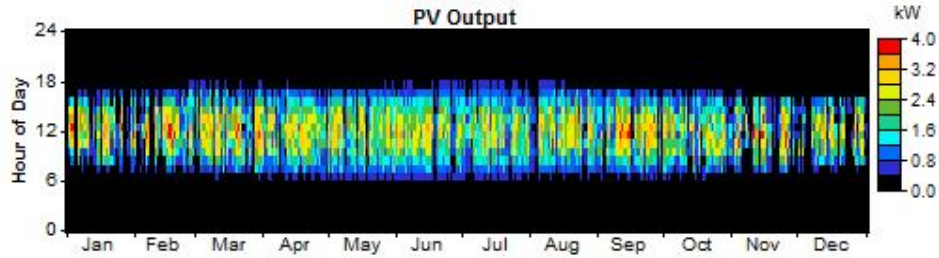


Tabla 4.53. Producción del panel fotovoltaico y datamap del sistema con conexión a la red de Nueva York

Inversores

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.45	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	3.00	0.00	kW
Capacity factor	14.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	2,586	0	hrs/yr
Energy in	4,700	0	kWh/yr
Energy out	3,901	0	kWh/yr
Losses	799	0	kWh/yr

Tabla 4.54. Operación de los inversores del sistema con conexión a la red de Nueva York

Compras a la red

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	371	173	198
Feb	320	186	134
Mar	536	213	323
Apr	513	179	334
May	515	193	322
Jun	492	185	307
Jul	518	180	338
Aug	532	193	339
Sep	317	264	53
Oct	335	223	112
Nov	359	167	192
Dec	378	152	226
Annual	5,187	2,309	2,877

Tabla 4.55 Compras a la red del sistema del sistema de Nueva York

4.11.2 Salina Cruz, Oaxaca

4.11.2.1 Recursos

Recurso solar (Solar resources)

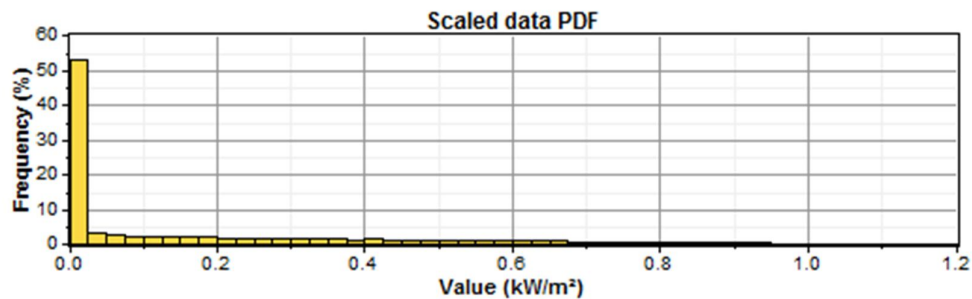
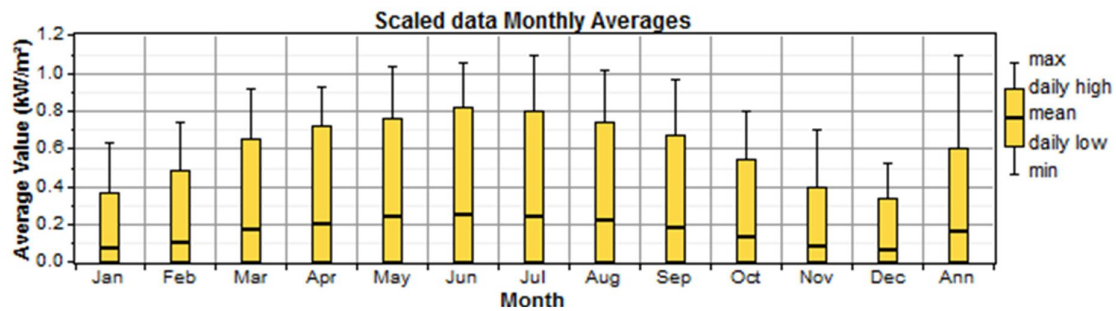
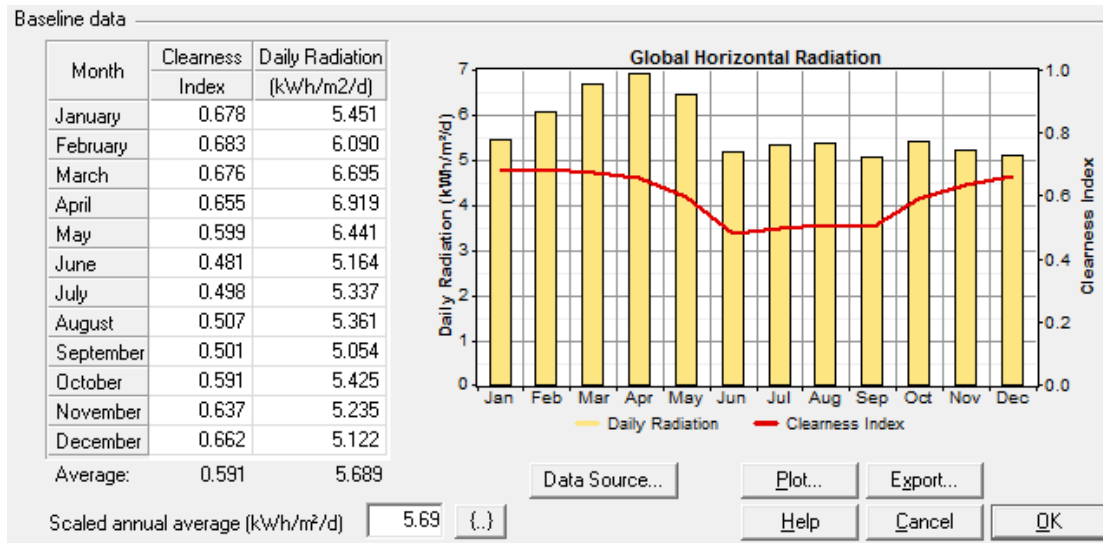


Figura 4.28. Recurso solar de Salina Cruz

Recursos eólico (Wind Resources)

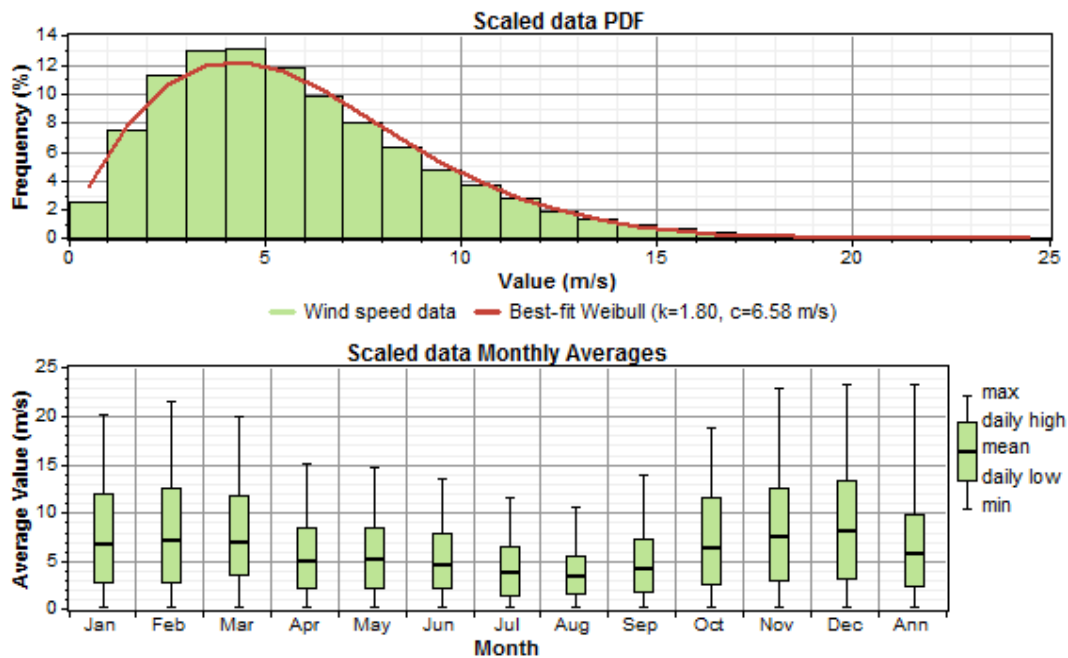
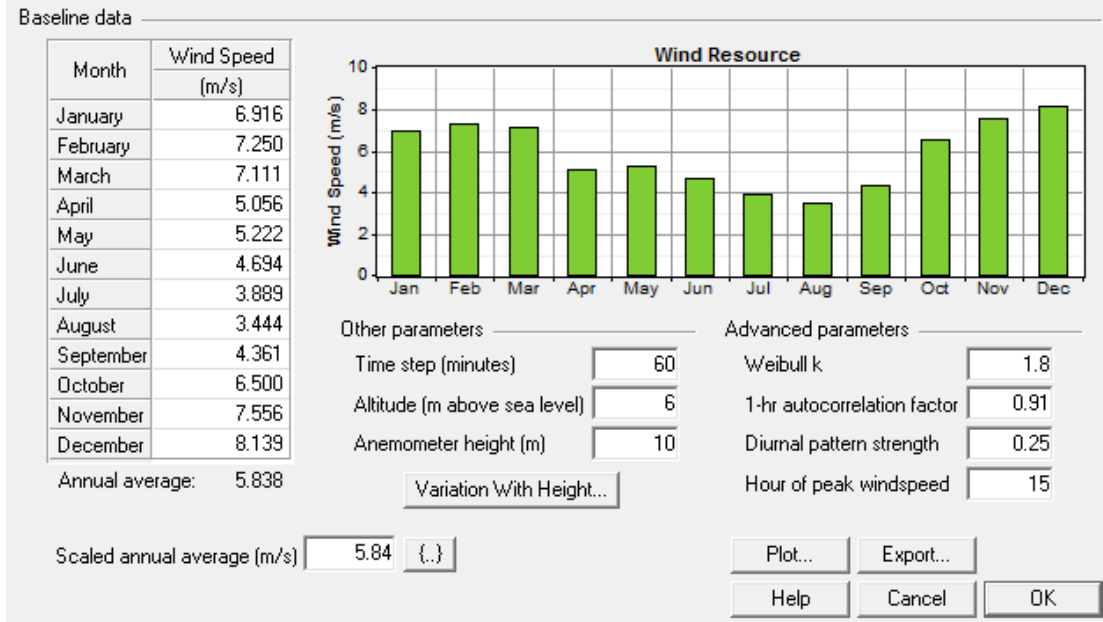


Figura 4.29. Recurso eólico de Salina Cruz

4.11.2.2 Sistema Autosustentable

4.11.2.2.1 Costos Iniciales del Sistema

Al evaluarse los distintos tipos de paneles en el sistema se llegaron a los siguientes costos iniciales, expresados en USD.

S. Autosustentable			
Panel	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
BPS1000	\$42,563.00	\$41,090.00	\$41,595.00
BPS2000	\$39,338.00	\$38,498.00	\$38,381.00

BPS3000	\$38,279.00	\$38,224.00	\$38,449.00
BPS5000	\$39,478.00	\$38,638.00	\$39,368.00
BPS6000	\$39,370.00	\$38,530.00	\$36,567.00
BPS10000	\$38,992.00	\$37,872.00	\$38,152.00
BPS15000	\$38,623.00	\$37,503.00	\$37,783.00
BPS20000	\$42,144.00	\$42,089.00	\$42,312.00

Tabla 4.56. Costos iniciales del sistema autosustentable de Salina Cruz

4.11.2.2.2 Análisis Financiero

En las simulaciones podemos observar que la opción más económica es:

					PV (kW)	G1	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
					4.8	2	51	3	\$ 36,567	779	\$ 48,120	0.479	1.00

Tabla 4.57. Resultados económicos para el sistema autosustentable de Salina Cruz

La tabla de los costos para 25 años del proyecto es el siguiente:

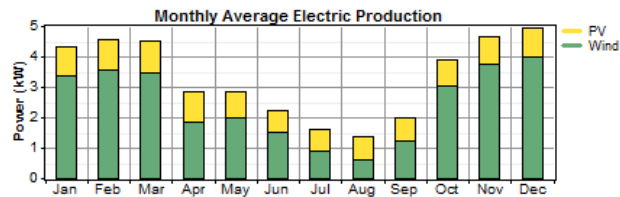
Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	19,772	0	0	0	0	19,772
3 kW horizontal	4,720	1,957	0	0	-1,178	5,499
Vision 6FM200D	11,475	12,147	0	0	-1,909	21,713
Converter	600	635	0	0	-100	1,135
System	36,567	14,739	0	0	-3,187	48,120

Tabla 4.58. Costos del proyecto para 25 años del sistema autosustentable de Salina Cruz

4.11.2.2.3 Análisis Energético

Datos de energía eléctrica

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
PV array	7,694	26%
Wind turbines	21,399	74%
Total	29,092	100%



Load	Consumption (kWh/yr)	Fraction
AC primary load	6,771	100%
Total	6,771	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	20,363	kWh/yr
Unmet load	6.47	kWh/yr
Capacity shortage	6.47	kWh/yr
Renewable fraction	1.000	

Tabla 4.59. Análisis energético del sistema autosustentable de Salina Cruz

Operación del panel fotovoltaico

Quantity	Value	Units
Rated capacity	4.80	kW
Mean output	0.878	kW
Mean output	21.1	kWh/d
Capacity factor	18.3	%
Total production	7,694	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	4.34	kW
PV penetration	114	%
Hours of operation	4,410	hr/yr
Levelized cost	0.173	\$/kWh

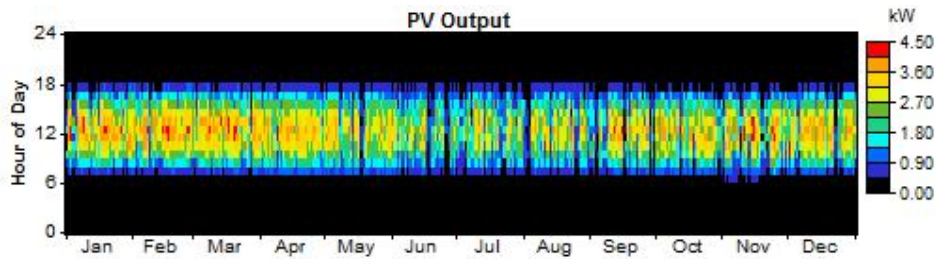


Tabla 4.60. Producción del panel fotovoltaico y datamap del sistema autosustentable de Salina Cruz

Operación de la turbina eólica

Variable	Value	Units
Total rated capacity	6.00	kW
Mean output	2.44	kW
Capacity factor	40.7	%
Total production	21,399	kWh/yr

Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	8.99	kW
Wind penetration	316	%
Hours of operation	6,755	hr/yr
Levelized cost	0.0173	\$/kWh

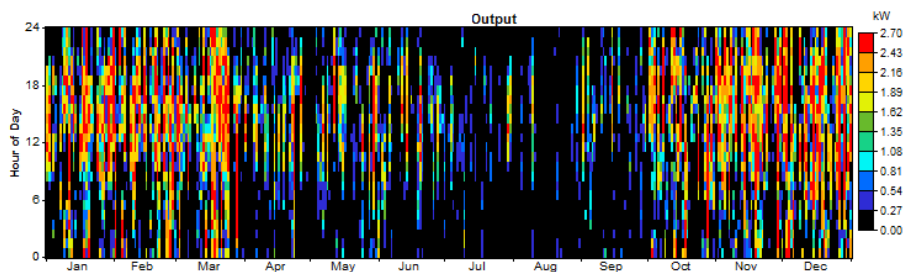


Tabla 4.61. Producción de la turbina eólica y datamap del sistema autosustentable de Salina Cruz

Baterías

Quantity	Value
String size	1
Strings in parallel	51
Batteries	51
Bus voltage (V)	12

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	122	kWh
Usable nominal capacity	73.4	kWh
Autonomy	94.9	hr
Lifetime throughput	46,767	kWh
Battery wear cost	0.274	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

Quantity	Value	Units
Energy in	2,855	kWh/yr
Energy out	2,284	kWh/yr
Storage depletion	-1.63	kWh/yr
Losses	573	kWh/yr
Annual throughput	2,554	kWh/yr
Expected life	10.0	yr

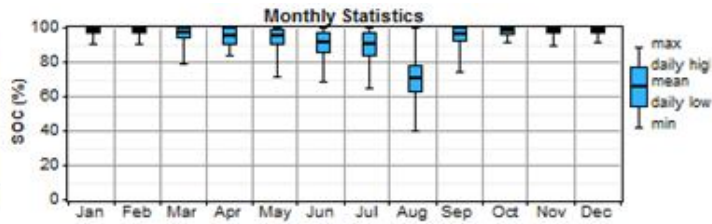
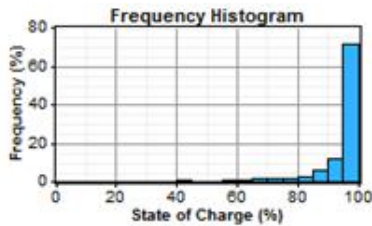


Tabla 4.62. Operación de las baterías del sistema autosustentable de Salina Cruz

Inversores

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3.00	3.00	kW
Mean output	0.77	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.43	0.00	kW
Capacity factor	25.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,751	0	hrs/yr
Energy in	8,158	0	kWh/yr
Energy out	6,771	0	kWh/yr
Losses	1,387	0	kWh/yr

Tabla 4.63. Operación de los inversores del sistema autosustentable de Salina Cruz

4.11.2.3 Sistema con conexión a la red

4.11.2.3.1 Costos Iniciales del Sistema

Al evaluarse los distintos tipos de paneles en el sistema se llegaron a los costos iniciales siguientes, expresados en USD:

S. con conexión a red	Turbina 1 kW	Turbina 2 kW	Turbina 3 kW
	\$1,860.00	\$1,580.00	\$2,760.00

Tabla 4.64 Costos iniciales del sistema con conexión a la red de Salina Cruz

4.11.2.3.2 Análisis Financiero

En las simulaciones podemos observar que la opción más económica es:

					PV (kW)	G1	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
						1	2	3.5	\$ 1,580	37	\$ 2,132	0.015	0.50

Tabla 4.65 Resultados económicos para el sistema con conexión a la red de Salina Cruz

La tabla de los costos para 25 años del proyecto es el siguiente:

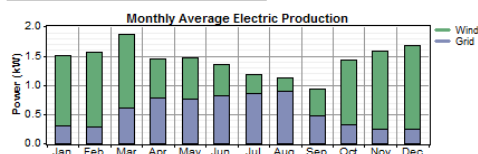
Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
2 kW horizontal	1,180	489	0	0	-294	1,375
Grid	0	0	0	0	0	0
Converter	400	423	0	0	-67	757
System	1,580	913	0	0	-361	2,132

Tabla 4.66 Costos del proyecto para 25 años del sistema con conexión a la red de Salina Cruz

4.11.2.3.3 Análisis Energético

Datos de energía eléctrica

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
Wind turbine	7,657	61%
Grid purchases	4,845	39%
Total	12,502	100%



Load	Consumption (kWh/yr)	Fraction
AC primary load	6,778	70%
Grid sales	2,861	30%
Total	9,639	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	1,882	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.497	

Tabla 4.67. Análisis energético del sistema con conexión a la red de Salina Cruz

Operación de la turbina eólica

Variable	Value	Units
Total rated capacity	2.00	kW
Mean output	0.874	kW
Capacity factor	43.7	%
Total production	7,657	kWh/yr

Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3.00	kW
Wind penetration	113	%
Hours of operation	6,755	hr/yr
Levelized cost	0.0121	\$/kWh

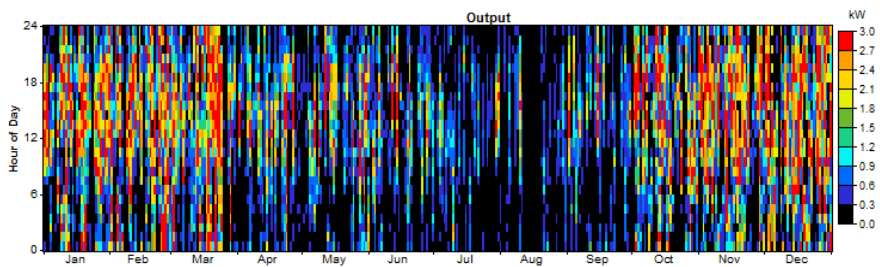


Tabla 4.68. Producción de la turbina eólica y datamap del sistema con conexión a la red de Salina Cruz Inversores

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2.00	2.00	kW
Mean output	0.55	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.00	0.00	kW
Capacity factor	27.4	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	3,352	0	hrs/yr
Energy in	5,775	0	kWh/yr
Energy out	4,793	0	kWh/yr
Losses	982	0	kWh/yr

Tabla 4.69. Operación de los inversores del sistema con conexión a la red de Salina Cruz

Compras a la red

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	227	398	-171
Feb	196	389	-194
Mar	455	308	146
Apr	560	123	437
May	563	140	423
Jun	583	89	494
Jul	644	38	606
Aug	670	15	655
Sep	346	93	253
Oct	243	350	-107
Nov	177	427	-250
Dec	181	490	-309
Annual	4,845	2,861	1,985

Tabla 4.70. Compras a la red del sistema de Salina Cruz

Capítulo 5

Conclusiones y recomendaciones

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana. En el Sol está el origen de todas ellas porque su calor provoca en la Tierra las diferencias de presión que dan origen a los vientos, fuente de la energía eólica. El Sol provoca el ciclo del agua, causa la evaporación que induce la formación de nubes y, por tanto, las lluvias de donde se puede obtener la energía hidráulica. Los vegetales se sirven del Sol para realizar la fotosíntesis, vivir y crecer. Toda esa materia vegetal es la biomasa.

Las energías renovables son, además, fuentes de abastecimiento energético respetuosas con el medio ambiente. La generación y el consumo de las energías convencionales causan importantes efectos negativos en el entorno. Sin llegar a decir que esos efectos no existen en las renovables. Las energías renovables son autóctonas. Los combustibles fósiles existen sólo en un número limitado de países. Por eso, las renovables disminuyen la dependencia de suministros externos.

La energía eólica es una de las fuentes más baratas, puede competir con otras fuentes energéticas tradicionales como las centrales térmicas de carbón. Sin embargo, en el caso de la Ciudad de México, donde existe poco viento no puede aprovecharse eficientemente. Un impacto negativo es el ruido producido por el giro del rotor, pero su efecto no es más acusado que el generado por una instalación de tipo industrial de similar tamaño y siempre que estemos muy próximos a los molinos.

La energía fotovoltaica ha aumentado su eficiencia en gran forma durante las últimas décadas, pero todavía no lo ha hecho lo suficiente para entrar de manera masiva al mercado; para acelerar el proceso de introducción son muchos los científicos y técnicos de todo el mundo que trabajan para desarrollar técnicas de producción de dispositivos fotovoltaicos más accesibles que los que actualmente se comercializan. Aunque adquirir inicialmente un panel fotovoltaico es una acción muy costosa, los beneficios que representa para el ser humano son muchos, no sólo nos permite obtener electricidad a un bajo costo sino que también calefacción como agua caliente sanitaria.

También cabe destacar que el mantenimiento de los paneles solares es prácticamente nulo, siendo su vida útil de 25 a 30 años, aproximadamente. En el caso de las turbinas eólicas, cuando son de baja potencia, el mantenimiento para fines prácticos también puede considerarse nulo; donde su vida útil es de 20 años aproximadamente.

En la actualidad las tecnologías de cómputo se han integrado a todas las áreas de la ciencia y la investigación, incluida la ingeniería, por lo que es imprescindible la elección de las correctas herramientas de computación que satisfagan y cumplan con los requisitos tanto técnicos como económicos y debido a los altos costos de las licencias de software es necesario seleccionar el que tenga las características más adecuadas para resolver el problema planteado y con el menor costo. Por esta razón se decidió utilizar el software HOMER ya que cumple con estas características y tiene un costo bajo, en comparación con otros.

Al hacer el análisis del viento en la Ciudad de México, se utilizaron los datos de la Red Meteorológica (REDMET) y zonas IMECA de la Zona Metropolitana del Valle de México, los cuales dividen el área en cinco zonas (Zona SE, SO, Centro, NE, NO) y se determinó que la velocidad promedio del viento en las cinco zonas es menor a 2 m/s, la cual es menor que la velocidad mínima de arranque de los aerogeneradores tanto de eje horizontal como vertical. Por lo tanto, no se pudo llegar al costo total neto planteado en los objetivos iniciales menor a \$6 000 ya que no se puede aprovechar eficientemente el viento. El costo total neto obtenido para el sistema híbrido con conexión a la red fue de \$15 229, más del doble del costo planteado.

Se determinó que para la Ciudad de México la mejor opción es un sistema puramente fotovoltaico con conexión a la red, ya que este tiene un costo bastante similar al del arreglo híbrido eólico-fotovoltaico con conexión a la red donde el consumo de la energía generada a partir del viento es, en el mejor de los casos del 1%.

En el arreglo fotovoltaico autosustentable la inversión inicial necesaria, para suplir la demanda de un hogar de alto consumo de alrededor de 550 kWh al mes ronda entre los \$53 600 y los \$54 600 dólares. En cambio

si se cuenta con conexión a la red, la inversión inicial disminuye considerablemente hasta los \$15 229 dólares. Por lo tanto se determinó que la mejor opción para contar con un arreglo fotovoltaico sería el panel BPS6000 para todas las zonas, con una potencia de 1200 W en DC.

Considerando el consumo promedio de 18.6 Kwh/día (550 Kwh/mes) de la red eléctrica con tarifa DAC el tiempo de recuperación de la inversión es de 15 años considerando una tasa de interés de 4.5% anual y un tiempo de vida útil del sistema de 25 años. Para un consumo promedio de 15 Kwh/día (450 Kwh/mes) el tiempo de recuperación es de 18 años, para un consumo promedio de 12 Kwh/día (360 Kwh/mes) el tiempo de recuperación es de 23 años, sin embargo, si el consumo promedio es inferior a los 11 Kwh/día el sistema ya no es rentable.

En todas las áreas consideradas se requerirían, para el sistema autosustentable, un arreglo de 8 paneles BPS6000, teniendo en total una potencia en DC de 9.6 kW y un banco de alrededor de 60 baterías. Cada unidad BPS6000 cuenta con 12 módulos de 100 W que ocuparían un área de $(1.195\text{m} \times 0.541\text{m}) \times 12 = 7.758 \text{ m}^2$ pero si son necesarias 8 unidades en total se requiere de un área de $7.758 \times 8 = 62.0635 \text{ m}^2$. En cambio cuando se tiene una conexión a la red solo se requieren de tres unidades BPS6000 con un total de 3.6 kW en DC que solamente ocuparían un área de $7.758 \times 3 = 23.274 \text{ m}^2$.

Con el panel BPS6000 los costos resultaron ser los más económicos y más accesibles de todas las opciones simuladas en HOMER. Esto es debido a que en la Ciudad de México la radiación media es ligeramente mayor a la media nacional que se encuentra alrededor de los 5 kWh/m²/día. Aunque por ahora los costos iniciales de los paneles son elevados se tiene una reducción de la mitad en las compras de energía a la red para el suministro de la carga, lo cual significa una inversión a largo plazo.

Con el fin de demostrar la rentabilidad del sistema híbrido eólico-fotovoltaico se analizó el planteamiento en dos ciudades distintas (Ciudad de Nueva York, EUA y Salina Cruz, Oaxaca). En Nueva York se encontró que el sistema autosustentable híbrido con 7 unidades BPS6000 y una turbina de 2 kW resulta ser una opción más económica que un sistema solamente eólico o uno fotovoltaico, a pesar de que solo se aprovecha una pequeña porción de la energía del viento de 4%. Para el caso de Salina Cruz (donde la velocidad promedio del viento supera los 6 m/s), el sistema autosustentable con 4 unidades BPS6000 y dos turbinas de 3 kW se aprovecha de una mejor manera ya que la energía producida por los paneles fotovoltaicos representan el 26% y la energía producida por las turbinas representan el 74%, con una inversión inicial no tan costosa de \$36 567 dólares a diferencia del caso de Nueva York que es de \$49 431 dólares.

Para Nueva York, el sistema con conexión a la red puramente fotovoltaico resulta ser la opción más económica con una inversión inicial de \$18 667 dólares. Para este caso, el panel más conveniente para suministrar energía sería el BPS3000. Se requerirían de 7 unidades donde el consumo de la red se reduciría a la mitad; el área de éstas unidades sería de $3.878 \times 7 = 27.1527 \text{ m}^2$.

En Salina Cruz, la mejor opción es un sistema puramente eólico y solamente se requeriría una turbina de 2 kW y un costo de inversión inicial bastante económico de solo \$2 132 dólares. Con esto se reduciría el consumo de energía en un 61%. En este caso se obtiene una rápida recuperación de la inversión en solo dos años, mientras que para un consumo de 10 kWh/día (300 kWh/mes) el tiempo de recuperación de la inversión es de 4 años.

La idea de un sistema híbrido eólico fotovoltaico puede ser viable dependiendo de las condiciones climáticas y en algunos casos es posible que sea la mejor opción pero no siempre. Es por eso que debe hacerse un estudio riguroso de las condiciones climatológicas para determinar si es viable el sistema híbrido.

El futuro de la energía solar se relaciona con los acontecimientos que hoy se viven; la producción de dispositivos solares ha crecido en los últimos años. En un futuro próximo la producción de artefactos solares será mayor, así como los precios de los paneles fotovoltaicos serán más económicos; lo que probablemente resulte en una mejor competitividad en los precios de instalación de sistemas híbridos.

Bibliografía

Capitulo 1

Libro de Ciencia y Tecnología N° 2

CINVESTAV

México, 2009

Héctor M. Poggi-Varaldo, Alfonso Martínez Reyes, José A. Pineda-Cruz, Sergio Caffarel-Méndez

Análisis de viabilidad para el uso de energías renovables para electrificación rural de una comunidad indígena, México.

Autor: Rodrigo Pérez Ramírez.

CFE Comisión Federal de Electricidad

Página web:

<http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/Eoloelectricas.aspx>

<http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CDFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas.asp?>

Todo lo que deseaba saber sobre tarifas eléctricas residenciales y no sabía a quién preguntar

S. González-Broca, R. Rico

Sindicato Mexicano de Electricistas

Capitulo 2

Libro de Ciencia y Tecnología N° 2

CINVESTAV

México, 2009

Héctor M. Poggi-Varaldo, Alfonso Martínez Reyes, José A. Pineda-Cruz, Sergio Caffarel-Méndez

Reporte 2012 del Concilio Global de Energía Eólica (GWEC Global Wind Engineering Council)

Fundamentos Aerodinámicos de las Máquinas Eólicas

Universidad Nacional del Santa (UNS)

Perú, 2008

Mg. Amancio Rojas Flores

Energía Eólica

Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (IAE)

Argentina, 2010

Jaime Moragues y Alfredo Rapallini

Capitulo 3

<http://www.censolar.edu/>

<http://solete.nichese.com/>

<http://eosweb.larc.nasa.gov/>

<http://www.suministrosolar.com/>

Energías renovables. Conceptos y aplicaciones

Santiago J. Sánchez Miño

WWF - Fundación Natura

Quito, 2003

<http://es.scribd.com/doc/69174319/35/Circuito-Equivalente-de-la-Celda-solar>

ENERGIAS RENOVABLES

Eva Ma Vaquer Puigcerver, José Elías Bosque Burgos

CEFIRE Sagunt

Centre de Formació, Innovació i Recursos Educatius de Sagunt

Libro de Ciencia y Tecnología N° 2

CINVESTAV

México, 2009

Héctor M. Poggi-Varaldo, Alfonso Martínez Reyes, José A. Pineda-Cruz, Sergio Caffarel-Méndez

Proyecto Energía solar Simec Chile SRL

SIMEC CHILE Ltda

Energía solar Fotovoltaica

Rafael Martín Lamaison Urioste

Dept. d'Enginyeria Electrònica

Universitat Politècnica de Catalunya

http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_05.htm

Capítulo 4

Redes de distribución de energía

Samuel Ramírez Castañeda

Universidad Nacional de Colombia

Colombia, 2004

<http://www.lawea.org/documentos/mini-eolica.swf>

<http://vision-batt.cz/specifikace/6fm200d-x.pdf>

<http://www.solarweb.net/forosolar/aspectos-tecnicos/16538-vida-media-los-inversores.html>

<http://www.renovables.gob.mx/renovables/portal/Default.aspx?id=1657&lang=1>

<http://vivirmexico.com/2010/07/como-cobra-cfe-la-electricidad-que-consumo-aqui-la-explicacion-detallada>

<http://www.solaryeolica.com.ar/solaryeolica/contents/es/p711.html>

<http://www.lwd.com/solar/deratingfactors.htm>

<http://www.made-in-china.com/showroom/sunnyhongbei/product-detailTeOJcXlrgnkl/China-Sealed-Lead-Acid-Battery-6-FM-200-.html>

<http://batteryguru.com.au/2.html>

<http://www.sol-ar.com.mx/lista.pdf>

http://www.luma.com.mx/catalog/product_info.php?products_id=736&osCsid=3110e5969d8647496733db3a0dd2343d

http://www.solartronic.com/Energia_Solar/Sistemas_Fotovoltaicos/Curso_Breve/

http://www.tuaviso.com.mx/anuncio/electronicayelectricidad/2009-01-17/2693374/aerogenerador_fractal_500_w_eolico.html

<http://www.bun-ca.org/publicaciones/FOTOVOLT.pdf>

http://www.tutiempo.net/clima/SALINA_CRUZ/2011/768330.htm

<http://www.bun-ca.org/publicaciones/EOLICA.pdf>

http://www.syscom.com.mx/PDF/inclinacion_modulos.pdf

<http://www2.udec.cl/~jinzunza/ciencias/clase2.pdf>

<http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/medidores/anemometro/anemometro.html>

<http://ekomw.com/MapaVientos.html>

http://www.solarpowersystem.cc/html/solar_products/Solar_Panel/Monocrystalline_PV_Panel/solar_charger.html

<http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2/>

<http://sel.me.wisc.edu/trnsys/>

<http://www.hydrogems.no/>

<http://www.insel.eu/>

<http://wwwcomm.murdoch.edu.au/synergy/9803/rapsim.html>

<http://www.chem.uu.nl/nws/www/research/e&e/somes/somesinf.htm>

<http://www.fh-konstanz.de>

Lista de tablas**PAG**Capítulo 2

Tabla 2.1. Objetivos de las turbinas eólicas	20
Tabla 2.2 Rendimiento de los mecanismos del aerogenerador	28

Capítulo 3

Tabla 3.1 Tipos de celdas solares	41
-----------------------------------	----

Capítulo 4

Tabla 4.1. Coordenadas medias de las estaciones meteorológicas	71
Tabla 4.2. Factores de reducción	83
Tabla 4.3. Paneles Fotovoltaicos marca BestSun New Energy Co., Ltd	84
Tabla 4.4. Turbinas Eólicas (Rotor Vertical) marca Dalian Jinlei Heavy Industry Co., Ltd	85
Tabla 4.5. Relación viento vs potencia de las turbinas eólicas	86
Tabla 4.6. *Verano: Marzo – Agosto **Invierno: Septiembre – Febrero	88
Tabla 4.7. Consumo de carga de invierno	89
Tabla 4.8. Consumo de carga de verano	89
Tabla 4.9. Resumen de consumo en invierno y verano	90
Tabla 4.10. Costos iniciales del sistema A1	91
Tabla 4.11. Resultados económicos para el BPS6000 del sistema A1	91
Tabla 4.12. Costos del proyecto para 25 años del sistema A1	93
Tabla 4.13. Análisis energético del sistema A1	97
Tabla 4.14. Producción del panel fotovoltaico y datamap de A1	100
Tabla 4.15. Operación de las baterías del sistema A1	105
Tabla 4.16. Operación de los inversores del sistema A1	107
Tabla 4.17. Costos iniciales del sistema A2	108
Tabla 4.18. Resultados económicos para el BPS6000 del sistema A2	108
Tabla 4.19. Costos del proyecto para 25 años del sistema A2	108
Tabla 4.20. Análisis energético del sistema A2	111
Tabla 4.21. Producción del panel fotovoltaico y datamap de A2	113
Tabla 4.22. Operación de los inversores del sistema A2	115
Tabla 4.23. Compras a la red del sistema A2	118
Tabla 4.24. Costos iniciales del sistema B1	119
Tabla 4.25. Resultados económicos para el sistema B1	120
Tabla 4.26. Costos del proyecto para 25 años del sistema B1	120
Tabla 4.27. Análisis energético del sistema B1	123
Tabla 4.28. Producción del panel fotovoltaico y datamap de B1	125
Tabla 4.29. Producción de la turbina eólica y datamap de B1	128
Tabla 4.30. Operación de las baterías del sistema B1	131
Tabla 4.31. Operación de los inversores del sistema B1	132
Tabla 4.32. Costos iniciales del sistema B2	134
Tabla 4.33. Resultados económicos para el sistema B2	134
Tabla 4.34. Costos del proyecto para 25 años del sistema B2	134
Tabla 4.35. Análisis energético del sistema B2	137
Tabla 4.36. Producción del panel fotovoltaico y datamap de B2	139
Tabla 4.37. Producción de la turbina eólica y datamap de B2	142
Tabla 4.38. Operación de los inversores del sistema B2	143
Tabla 4.39. Compras a la red del sistema B2	146
Tabla 4.40. Datos de turbinas eólicas de rotor horizontal	147
Tabla 4.41. Costos iniciales del sistema autosustentable de Nueva York	150
Tabla 4.42. Resultados económicos para el sistema autosustentable de Nueva York	150
Tabla 4.43. Costos del proyecto para 25 años del sistema autosustentable de Nueva York	150
Tabla 4.44. Análisis energético del sistema autosustentable de Nueva York	150
Tabla 4.45. Producción del panel fotovoltaico y datamap del sistema autosustentable de Nueva York	151
Tabla 4.46. Producción de la turbina eólica y datamap del sistema autosustentable de Nueva York	151
Tabla 4.47. Operación de las baterías del sistema autosustentable de Nueva York	152

Tabla 4.48. Operación de los inversores del sistema autosustentable de Nueva York	152
Tabla 4.49. Costos iniciales del sistema con conexión a la red de Nueva York. *Los precios marcados en amarillo representan un sistema totalmente fotovoltaico con conexión a la red	153
Tabla 4.50. Resultados económicos para el sistema con conexión a la red de Nueva York	153
Tabla 4.51. Costos del proyecto para 25 años del sistema con conexión a la red de Nueva York	153
Tabla 4.52. Análisis energético del sistema con conexión a la red de Nueva York	154
Tabla 4.53. Producción del panel fotovoltaico y datamap del sistema con conexión a la red de Nueva York	155
Tabla 4.54. Operación de los inversores del sistema con conexión a la red de Nueva York	155
Tabla 4.55. Compras a la red del sistema del sistema de Nueva York	155
Tabla 4.56. Costos iniciales del sistema autosustentable de Salina Cruz	158
Tabla 4.57. Resultados económicos para el sistema autosustentable de Salina Cruz	158
Tabla 4.58. Costos del proyecto para 25 años del sistema autosustentable de Salina Cruz	158
Tabla 4.59. Análisis energético del sistema autosustentable de Salina Cruz	158
Tabla 4.60. Producción del panel fotovoltaico y datamap del sistema autosustentable de Salina Cruz	159
Tabla 4.61. Producción de la turbina eólica y datamap del sistema autosustentable de Salina Cruz	159
Tabla 4.62. Operación de las baterías del sistema autosustentable de Salina Cruz	160
Tabla 4.63. Operación de los inversores del sistema autosustentable de Salina Cruz	160
Tabla 4.64. Costos iniciales del sistema con conexión a la red de Salina Cruz	161
Tabla 4.65. Resultados económicos para el sistema con conexión a la red de Salina Cruz	161
Tabla 4.66. Costos del proyecto para 25 años del sistema con conexión a la red de Salina Cruz	161
Tabla 4.67. Análisis energético del sistema con conexión a la red de Salina Cruz	161
Tabla 4.68. Producción de la turbina eólica y datamap del sistema con conexión a la red de Salina Cruz	162
Tabla 4.69. Operación de los inversores del sistema con conexión a la red de Salina Cruz	162
Tabla 4.70. Compras a la red del sistema de Salina Cruz	163

Lista de figuras

	PAG
Capítulo 2	
Figura 2.1. Aerogeneradores de eje vertical Darrieus.	18
Figura 2.2. Aerogeneradores de eje vertical Savonius.	18
Figura 2.3. Ejemplos de Panemonas.	18
Figura 2.4. Sotavento y Barlovento	19
Figura 2.5. Componentes de una turbina eólica	22
Figura 2.6. Fuerzas de sustentación y arrastre.	22
Figura 2.7. Potencia generada por los aerogeneradores WT300 y WT600, según especificaciones del productor.	25
Figura 2.8. Modelo de Betz	26
Figura 2.9. Curva ejemplar de la distribución estadística del viento (a), distribución real en forma de barras (b).	30
Figura 2.10. Ejemplo de una distribución Weibull con distintos k.	31
Figura 2.11. Conversión viento-potencia de un generador vestas de 3 MW.	31
Capítulo 3	
Figura 3.1. Energía solar reflejada	37
Figura 3.2. Ángulo de inclinación del Sol	38
Figura 3.3. Respuesta espectral de la irradiancia para distintas masas de aire.	39
Figura 3.4. Representación esquemática del diagrama de bandas de un semiconductor.	40
Figura 3.5. Representación esquemática del movimiento de electrones y huecos libres bajo la acción de un campo eléctrico	40
Figura 3.6. Estructura de una celda solar de silicio	42
Figura 3.7. Voltaje de circuito abierto	42
Figura 3.8. Corriente de corto circuito	42
Figura 3.9 La dependencia I-V de una celda solar en oscuridad y bajo iluminación	43
Figura 3.10. Curva I-V característica.	43
Figura 3.11. Modelo ideal de una celda fotovoltaica	43
Figura 3.12. Curva de tensión – corriente	44
Figura 3.13. La celda fotovoltaica y su símbolo	45
Figura 3.14. Modelo real de la celda fotovoltaica	46
Figura 3.15. Características constructivas del panel solar	47
Figura 3.16. El panel (módulo) solar	47
Figura 3.17. Esquema de uso de un sistema fotovoltaico	48
Figura 3.18. Diodos de protección	48
Figura 3.19. Influencia de la conexión de las celdas solares en serie o en paralelo en la curva I – V	48
Figura 3.20. Efecto de la temperatura sobre el panel solar	49
Figura 3.21. Punto de operación de un panel fotovoltaico	50
Figura 3.22. El Sol en invierno (1) se levanta mucho menos que en verano (2). Por ello debemos ajustar además el ángulo azimutal del panel.	50
Capítulo 4	
Figura 4.1. Clasificación de Instalaciones	52
Figura 4.2. Instalación eléctrica aislada	53
Figura 4.3 Instalación conectada a la Red Eléctrica	54
Figura 4.4. Instalación eléctrica híbrida	55
Figura 4.5. Señales sinusoidal, sinusoidal modificada y cuadrada	59
Figura 4.6. Reguladores de carga	65
Figura 4.7. Distribución de la Red Meteorológica (REDMET) y zonas IMECA de la Zona Metropolitana del Valle de México	70
Figura 4.8. Recurso solar en zona suroeste	72
Figura 4.9. Recurso solar en zona sureste	73
Figura 4.10. Recurso solar en zona centro	74
Figura 4.11. Recurso solar en zona noroeste	75
Figura 4.12. Recurso solar en zona noreste	76

Figura 4.13. Distribución de probabilidad de Weibull	77
Figura 4.14. Patrón de velocidad diario	77
Figura 4.15. Datos para el recurso eólico en zona suroeste	79
Figura 4.16. Datos para el recurso eólico en zona sureste	80
Figura 4.17. Datos para el recurso eólico en zona centro	81
Figura 4.18. Datos para el recurso eólico en zona noroeste	82
Figura 4.19. Datos para el recurso eólico en zona noreste	83
Figura 4.20. Datos técnicos y costos de las baterías	86
Figura 4.21. Costos del inversor por cada kW	87
Figura 4.22. Datos técnicos del inversor	87
Figura 4.23. Gráfica de demanda horaria para invierno y verano respectivamente: (2.43 kW = 100%)	88
Figura 4.24. Sistemas autosustentables y con conexión a la red	90
Figura 4.25. Curvas de demanda de turbinas eólicas horizontales	147
Figura 4.26. Recurso solar en Nueva York	148
Figura 4.27. Recurso eólico de Nueva York	149
Figura 4.28. Recurso Solar de Salina Cruz	156
Figura 4.29. Recurso eólico de Salina Cruz	157