

UNIVERSIDAD DON BOSCO
FACULTAD DE INGENIERIA



TRABAJO DE GRADUACION
PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERADORES FOTOVOLTAICOS CON
CONEXIÓN A LA RED EN LA UNIVERSIDAD DON BOSCO

PRESENTADO POR:
JOSE ALBERTO MENDOZA MELENDEZ
OLMAR ENILBER ESTRADA RODRIGUEZ

ASESOR:
ING. MARLON JAVIER RODRIGUEZ

SEPTIEMBRE, 2010
EL SALVADOR, CENTRO AMERICA

UNIVERSIDAD DON BOSCO
FACULTAD DE INGENIERIA



RECTOR
ING. FEDERICO MIGUEL HUGUET

SECRETARIA GENERAL
INGA. YESENIA XIOMARA MARTINEZ OVIEDO

DECANO
ING. ERNESTO GODOFREDO GIRON

SEPTIEMBRE, 2010
EL SALVADOR, CENTRO AMERICA

UNIVERSIDAD DON BOSCO
FACULTAD DE INGENIERIA



TRABAJO DE GRADUACION
PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

ASESOR
ING. MARLON JAVIER RODRIGUEZ

LECTOR
ING. MOISES ROBERTO GUERRA MENJÍVAR

ADMINISTRADOR
ING. ERICK ALEXANDER BLANCO GULLÉN

SEPTIEMBRE, 2010
EL SALVADOR, CENTRO AMERICA

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

Principalmente a Dios, mi familia que son las personas que me ayudaron en los momentos que necesite y a mis queridos amigos que con esfuerzo y dedicación seguimos nuestras metas.

Olmar Enilber Estrada Rodríguez

A Dios todopoderoso. Por haberme permitido llegar hasta este momento por ser mi guía, por llenarme de sabiduría y fortaleza, en todos los momentos alegres y difíciles de mi vida.

A mis padres, Alberto y Maribel, por ser mis guías y modelos a seguir, gracias por su comprensión y haberme enseñado a valorar lo que tengo e inculcarme valores, como el compañerismo, la responsabilidad y la solidaridad con los demás.

A mis tíos Luis y Lidia, por ser también mis modelos a seguir, gracias por todo su apoyo, consejos, cariño y por mostrarme con ejemplos el valor de la familia.

A mis Hermanos Ernesto y Jessica, por todos los momentos inolvidables que hemos vivido y por los que quedan por vivir y por ser bastiones de mi vida personal.

A mi esposa Jaissella Ivette, por estar siempre a mi lado en esta última etapa de mi carrera, animándome y apoyándome para concluirla.

A mi querida hija Gabriela Alejandra, como razón y motor de superación, motivación e inspiración, gracias por estar siempre presente.

José Alberto Mendoza Meléndez

ÍNDICE GENERAL

| | | |
|---------|---|----|
| | INTRODUCCION..... | 1 |
| I. | Definición del tema | 3 |
| II. | Objetivo general..... | 3 |
| III. | Objetivos específicos..... | 3 |
| 1. | CAPITULO I: MARCO TEORICO..... | 5 |
| 1.1 | La radiación solar..... | 5 |
| 1.2 | Concepto de hora solar pico..... | 11 |
| 1.3 | Células fotovoltaicas..... | 12 |
| 1.3.1 | Historia de Las Células Fotovoltaicas..... | 14 |
| 1.3.2 | Desarrollo de la células fotovoltaicas..... | 16 |
| 1.3.3 | Perdidas en una célula fotovoltaica..... | 17 |
| 1.4 | Tipos de células fotovoltaicas..... | 18 |
| 1.5 | Parámetros de una célula fotovoltaica..... | 20 |
| 1.6 | Comportamiento de la celda al variar la radiación y la temperatura..... | 22 |
| 1.7 | Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red..... | 24 |
| 1.7.1 | Conexión de la instalación con la red eléctrica..... | 28 |
| 1.7.2 | Sistemas conectados a la red pública..... | 30 |
| 1.8 | El módulo fotovoltaico..... | 32 |
| 1.9 | Inversores DC/AC..... | 34 |
| 1.9.1 | Tipos de inversores..... | 34 |
| 1.9.1.1 | Inversor de onda cuadrada..... | 34 |
| 1.9.1.2 | Inversor de onda senoidal modificada..... | 35 |
| 1.9.1.3 | Inversor de onda senoidal..... | 36 |
| 1.9.2 | Características de los inversores conectados a la red eléctrica.... | 36 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 1.9.2.1 | Componentes del inversor conectado a la red..... | 37 |
| 2. | CAPITULO II: ANALISIS DE SOMBRA Y SELECCIÓN DEL AREA ADECUADA EN LOS EDIFICIOS DE LA UNIVERSIDAD DON BOSCO..... | 40 |
| 2.1 | Introducción a las áreas a evaluar..... | 40 |
| 2.2 | Cubierta Inclinada..... | 46 |
| 2.3 | Pérdidas por sombreado..... | 48 |
| 2.3.1 | Angulo azimut o desviación norte-sur..... | 49 |
| 2.3.2 | Cálculo de pérdidas de radiación solar por sombras..... | 52 |
| 2.3.3 | Elevaciones de edificios en el campus de la Universidad Don Bosco..... | 67 |
| 2.4 | Pérdidas por orientación e inclinación..... | 73 |
| 2.5 | Selección del área adecuada en los edificios de la Universidad Don Bosco..... | 78 |
| 2.6 | Análisis de Pérdidas para el Multigimnasio Don Bosco..... | 81 |
| 3. | CAPITULO III: DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACION..... | 87 |
| 3.1 | El generador fotovoltaico o campo solar..... | 87 |
| 3.1.1 | Selección del módulo fotovoltaico..... | 88 |
| 3.1.2 | Distribución de los módulos fotovoltaicos en el techo de los edificios seleccionados en la Universidad Don Bosco..... | 91 |
| 3.1.3 | Potencia instalada y energía producida..... | 104 |
| 3.2 | Selección de los inversores..... | 109 |
| 3.3 | Conexión de los inversores..... | 110 |
| 3.3.1 | Arreglo string o cadena para módulos fotovoltaicos..... | 110 |
| 3.3.2 | Conexión de los módulos fotovoltaicos a los inversores y tableros..... | 110 |
| 3.3.3 | Dimensionamiento del conductor..... | 120 |
| 3.4 | Montaje..... | 127 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 3.4.1 | Montaje de los módulos fotovoltaicos..... | 131 |
| 3.4.2 | Montaje de los inversores..... | 134 |
| 4. | CAPITULO IV: ANALISIS DE COSTOS DE MATERIALES Y EQUIPOS..... | 134 |
| 4.1 | Análisis de costos de los módulos fotovoltaicos..... | 134 |
| 4.2 | Análisis de costos de los inversores..... | 135 |
| 4.3 | Análisis de costos de la instalación eléctrica..... | 136 |
| 4.4 | Análisis de costos del montaje y obra civil..... | 138 |
| 4.5 | Análisis de costos de mano de obra e inversión total..... | 139 |
| 5. | CAPITULO V: EVALUACION ECONOMICA | 144 |
| 5.1 | Tasa Interna de Retorno (TIR)..... | 145 |
| 5.2 | Valor Actual Neto (VAN)..... | 146 |
| 5.3 | Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)..... | 147 |
| 5.3.1 | Método de la relación beneficio/costo (B / C)..... | 147 |
| 5.4 | Técnica de depreciación utilizada..... | 148 |
| 5.5 | Primera alternativa de financiamiento..... | 149 |
| 5.5.1 | Descripción primera alternativa de financiamiento..... | 149 |
| 5.5.2 | Resumen de la primera alternativa con financiamiento bancario... | 150 |
| 5.5.3 | Análisis económico con financiamiento bancario..... | 150 |
| 5.6 | Segunda alternativa de financiamiento..... | 162 |
| 5.6.1 | Descripción segunda alternativa de financiamiento..... | 162 |
| 5.6.2 | Resumen de la segunda alternativa con cooperación..... | 163 |
| 5.6.3 | Análisis económico considerando cooperación..... | 164 |
| 5.7 | Selección de alternativa financiera..... | 168 |
| 6. | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 171 |
| 6.1 | Recomendaciones..... | 171 |
| 6.2 | Conclusiones..... | 174 |
| 7. | FUENTES DE INFORMACION..... | 175 |

| | | |
|-----|----------------------------|-----|
| 7.1 | Bibliografía..... | 175 |
| 7.2 | Referencia sitios web..... | 176 |
| 8. | GLOSARIO DE TERMINOS..... | 177 |
| 9. | ANEXOS..... | 182 |

INTRODUCCION

Con el fin de presentar una alternativa acorde a la realidad en nuestro país con respecto a los altos costos para la generación de energía eléctrica, abordamos el tema: *“DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERADORES FOTOVOLTAICOS CON CONEXIÓN A LA RED EN LA UNIVERSIDAD DON BOSCO”*; en el cual se evaluará disminución de pago en la facturación en la Universidad Don Bosco.

Actualmente los países desarrollados implementan cada vez sistemas de generación fotovoltaica con conexión a la red de distribución de energía eléctrica, tal es el caso que se presenta en este diseño, el cual estará compuesto por cinco capítulos.

En este documento se presenta la teoría de todos los elementos que forman parte en una instalación solar fotovoltaica. Así como también aspectos relacionados con la construcción de los mismos. También se hace mención de los aspectos técnicos y características eléctricas de los mismos, también se presentan las hojas técnicas de paneles solares, inversores disponibles comercialmente en el mercado.

La elaboración y selección de área adecuada se abordará, teniendo como base para dicha selección el estudio de sombras, siendo un apartado de importancia.

Se abordará el tema del dimensionamiento de la instalación solar a proponer en el diseño. Para realizar dicho dimensionamiento se hace uso del concepto de hora solar pico, el cual es explicado y aplicado en dicho capítulo. Seguidamente se realiza un censo de la carga conectada en los edificios de la Universidad Don Bosco, con el objetivo de dimensionar correctamente la instalación y cuantificar su efecto sobre la disminución de la demanda de la Universidad Don Bosco.

Al final se presenta el diseño eléctrico final de la instalación solar fotovoltaica propuesta, así como el montaje y distribución física sugerida para los módulos fotovoltaicos.

Para el análisis de costos de materiales y equipos, se consultará en el mercado nacional e internacional, los diferentes precios de insumos para la instalación del diseño de esta propuesta.

La evaluación económica incluirá la rentabilidad, según el costo de los insumos con sus precios actuales, tomando en cuenta la vida útil, el desembolso inicial entre otros parámetros.

Es de esta forma que teniendo algunos criterios de ingeniería se pretende que la universidad cuente con un diseño de este tipo que es a su vez cada día más importante, debido a los costos que conlleva la generación convencional de energía y su diversificación de nuevas fuentes de energía.

I. Definición del tema

El estudio evalúa la pre-factibilidad de un sistema de generación de energía eléctrica, a partir de energía solar fotovoltaica con conexión a red en la Universidad Don Bosco. El estudio incluye, el diseño de la instalación y la evaluación económica, comparando tecnologías y precios de los componentes e insumos del sistema en el mercado nacional e internacional.

II. Objetivo General

Diseñar y presentar una propuesta de un sistema de generación de energía eléctrica utilizando tecnología fotovoltaica, para ser aplicado en la universidad Don Bosco conectado a la red y así evaluar un ahorro en la facturación de energía, además demostrar la factibilidad técnica y hacer un análisis económico de la implementación del sistema.

III. Objetivos específicos

1. Investigar los tipos y características técnicas de los dispositivos disponibles comercialmente que puedan ser utilizados en el sistema de generación de energía eléctrica por medio de generadores fotovoltaicos, y de esta manera proponer los que mejor se adapten a las necesidades del diseño.
2. Estudio de sombras evaluación y selección de la áreas de los edificios en la Universidad Don Bosco.
3. Realizar el diseño y dimensionamiento del sistema de generación de energía eléctrica utilizando módulos fotovoltaicos.
4. Presentar montaje y ubicación idónea de los módulos fotovoltaicos en las áreas distribuidos en los edificios que posee la UDB.

5. Proponer protecciones eléctricas, cableado y montaje de los dispositivos involucrados en la instalación.
6. Realizar el análisis económico de este sistema fotovoltaico.

CAPITULO I:

1. MARCO TEÓRICO

1.1 La radiación solar

El sol es una estrella cuya superficie se encuentra a una temperatura de 6000 K o 5,726 °C, y debido a complejas reacciones que producen una pérdida de masa, esta se convierte en energía. Dicha energía, liberada del sol se transmite al exterior mediante la denominada radiación solar.

El sol es la estrella más cercana a la Tierra y está catalogada como una estrella enana amarilla. Sus regiones interiores son totalmente inaccesibles a la observación directa y es allí donde ocurren temperaturas de unos 20 millones de grados necesarios para producir las reacciones nucleares que producen su energía.

La capa más externa que es la que produce casi toda la radiación observada se llama fotosfera y tiene una temperatura de unos 6000 K. Tiene sólo una anchura de entre 200 y 300 km. Por encima de ella está la cromosfera con una anchura de unos 15,000 km. Más exterior aún es la corona solar una parte muy tenue y caliente que se extiende varios millones de kilómetros y que sólo es visible durante los eclipses solares totales.

La superficie de la fotosfera aparece conformada de un gran número de gránulos brillantes producidos por las células de convección. También aparecen fenómenos cíclicos que conforman la actividad solar como manchas solares, fáculas, protuberancias solares, etc. Estos procesos que tienen lugar a diferentes profundidades, van acompañados siempre de emisión de energía que se superpone a la principal emisión de la fotosfera y que hace que el Sol se aleje ligeramente en su emisión de energía del cuerpo negro a cortas longitudes de onda por la emisión de rayos X y a largas longitudes por los fenómenos

nombrados, destacando que no es la emisión igual cuando el Sol está en calma que activo. Además la cromosfera y corona absorben y emiten radiación que se superpone a la principal fuente que es la fotosfera.

Es el flujo de energía que recibimos del sol en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias (luz visible, infrarroja y ultravioleta). Aproximadamente la mitad de las que recibimos, comprendidas entre $0.4\mu\text{m}$ y $0.7\mu\text{m}$ (figura 1.1) pueden ser detectadas por el ojo humano, constituyendo lo que conocemos como luz visible. De la otra mitad, la mayoría se sitúa en la parte infrarroja del espectro y una pequeña parte en la ultravioleta. La porción de esta radiación que no es absorbida por la atmósfera, es la que produce quemaduras en la piel a la gente que se expone muchas horas al sol sin protección. La radiación solar se mide normalmente con un instrumento denominado piranómetro.

Si examinamos el espectro de la radiación solar, (figura 1.1), observamos que la mayor parte de la energía emitida por el sol se encuentra en la parte visible de dicho espectro y esta representa el 47% de la total.

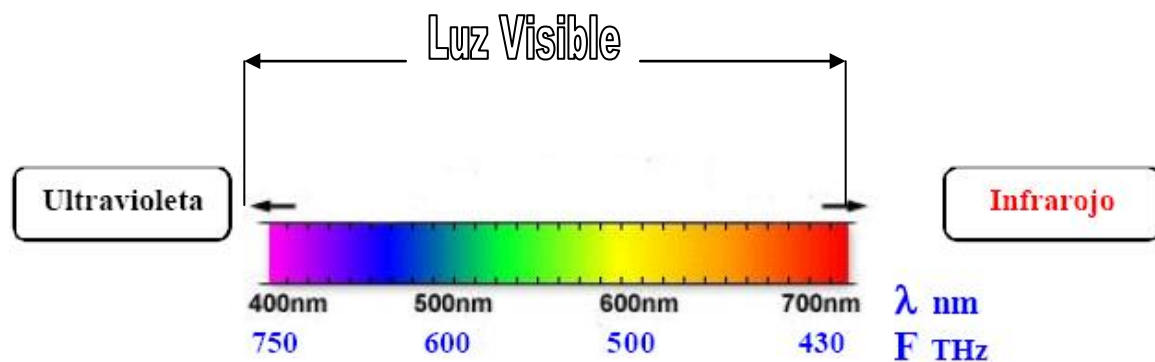


Figura 1.1 Espectro de radiación solar estándar, longitud de onda y frecuencia

En función de cómo reciben la radiación solar los objetos situados en la superficie terrestre, se pueden distinguir estos tipos de radiación:

Radiación directa: Es aquella que llega directamente del sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.

Radiación difusa: Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, que se denomina *difusa*, va en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que *ven* toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad.

Radiación reflejada: La radiación reflejada es, como su nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no *ven* ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.

Radiación global: Es la radiación total. Es la suma de las tres radiaciones. En un día despejado, con cielo limpio, la radiación directa es preponderante sobre la radiación difusa. Por el contrario, en un día nublado no existe radiación directa y la totalidad de la radiación que incide es difusa.

Los distintos tipos de colectores solares aprovechan de forma distinta la radiación solar. Los colectores solares planos, por ejemplo, captan la radiación total (directa + difusa), sin embargo, los colectores de concentración sólo captan la radiación

directa. Por esta razón, los colectores de concentración suelen situarse en zonas de muy poca nubosidad y con pocas brumas, en el interior, alejadas de las costas.

Es cierto que las radiaciones ultravioleta son muy energéticas, pero también es cierto que son poco abundantes, ya que sólo el 7% del total pertenece a dicho tipo de radiación. Al contrario ocurre con las radiaciones infrarrojas que son muy abundantes (46% del total) pero mucho menos energéticas que las anteriores.

Dirección de incidencia de la irradiación solar: El estudio de la dirección con la cual incide la irradiación solar sobre los cuerpos situados en la superficie terrestre, es de especial importancia cuando se desea conocer su comportamiento al ser reflejada. La dirección en que el rayo salga reflejado dependerá del incidente.

Con tal fin se establece un modelo que distingue entre dos componentes de la irradiación incidente sobre un punto: La irradiación solar directa y la irradiación solar difusa.

Irradiación Solar: *Directa* es aquella que llega al cuerpo desde la dirección del Sol.

Irradiación Solar: *Difusa* es aquella cuya dirección ha sido modificada por diversas circunstancias (densidad atmosférica, partículas u objetos con los que chocar, remisiones de cuerpos, etc.). Por sus características esta luz se considera venida de todas direcciones.

La suma de ambas es **la irradiación total** incidente. La superficie del planeta está expuesta a la radiación proveniente del sol.

La tasa de irradiación depende en cada instante del ángulo que forman la normal a la superficie en el punto considerado y la dirección de incidencia de los rayos solares. Por supuesto, dada la lejanía del Sol respecto de nuestro planeta, podemos suponer, con muy buena aproximación, que los rayos del Sol inciden

esencialmente paralelos sobre el planeta. No obstante, en cada punto del mismo, localmente considerado, la inclinación de la superficie respecto a dichos rayos depende de la latitud y de la hora del día para una cierta localización en longitud. Dicha inclinación puede definirse a través del ángulo que forman el vector normal a la superficie en dicho punto y el vector paralelo a la dirección de incidencia de la radiación solar.

Radiación ultravioleta: Es la radiación ultravioleta de menor longitud de onda (360 nm), lleva mucha energía e interfiere con los enlaces moleculares. Especialmente las de menos de 300 nm que pueden alterar las moléculas de ADN, muy importantes para la vida. Estas ondas son absorbidas por la parte alta de la atmósfera, especialmente por la capa de ozono. Es importante protegerse de este tipo de radiación ya que por su acción sobre el ADN está asociada con el cáncer de piel. Sólo las nubes tipo cúmulos de gran desarrollo vertical atenúan éstas radiaciones prácticamente a cero. El resto de las formaciones tales como cirrus, estratos y cúmulos de poco desarrollo vertical no las atenúan, por lo cual es importante la protección aún en días nublados. Es importante tener especial cuidado cuando se desarrollan nubes cúmulos, ya que éstas pueden llegar a actuar como espejos y difusores e incrementar las intensidades de los rayos ultravioleta y por consiguiente el riesgo solar. Algunas nubes tenues pueden tener el efecto de lupa.

Luz visible: A radiación correspondiente a la zona visible cuya longitud de onda está entre 360 nm (violeta) y 760 nm (rojo), por la energía que lleva, tiene gran influencia en los seres vivos. La luz visible atraviesa con bastante eficacia la atmósfera limpia, pero cuando hay nubes o masas de polvo parte de ella es absorbida o reflejada.

Radiación infrarroja: La radiación infrarroja de más de 760 nm, es la que corresponde a longitudes de onda más largas y lleva poca energía asociada. Su efecto aumenta la agitación de las moléculas, provocando el aumento de la temperatura. El CO₂, el vapor de agua y las pequeñas gotas de agua que forman las nubes absorben con mucha intensidad las radiaciones infrarrojas.

La atmósfera se desempeña como un filtro, ya que mediante sus diferentes capas distribuyen la energía solar para que a la superficie terrestre sólo llegue una pequeña parte de esa energía.

La parte externa de la atmósfera absorbe parte de las radiaciones reflejando el resto directamente al espacio exterior, mientras que otras pasarán a la Tierra y luego serán irradiadas. Esto produce el denominado balance térmico, cuyo resultado es el ciclo del equilibrio radiante.

| Radiación recibida por la Tierra | Porcentaje (%) | Radiación absorbida por la Tierra | Porcentaje (%) |
|-------------------------------------|----------------|-----------------------------------|----------------|
| Directa a la Tierra | 26% | Por la atmósfera | 16% |
| Indirecta a la Tierra. | 11% | Por las nubes. | 2% |
| Difusa a la Tierra. | 14% | Por ozono y otros gases. | 1% |
| Pérdida de radiación por reflexión. | 4% | | |
| Total de radiación | 47% | | 19% |

Tabla 1.1 Radiación recibida y absorbida por la Tierra

| Energía Solar reflejada | Porcentaje (%) |
|--|----------------|
| Radiación reflejada por los materiales terrestres (Indirectamente) | 10% |
| Radiación reflejada por las nubes (directamente) | 24% |
| Total | 34% |

Tabla 1.2 Energía solar reflejada

Se observa cómo se distribuye el 100% de la energía proveniente del sol, un 34% (tabla 1.2) regresa al espacio exterior, de forma directa 24% o indirecta 10%. Un 19% de la energía es absorbida por la atmósfera, mientras que la Tierra recibe un 47% ambas serán regresadas al espacio exterior (Tabla 1.1). Esta distribución de la energía hace posible el balance energético en la Tierra.

La radiación solar recibida fuera de la atmósfera terrestre es de $1,353 \text{ W/m}^2$, medida sobre una superficie perpendicular a la dirección de su propagación. A este valor se le denomina **constante solar** y difiere sensiblemente del que recibimos en la superficie terrestre. Esta disminución de energía recibida del sol está justificada por el paso obligatorio que ha de hacer la radiación a través de la atmósfera, y se produce fundamentalmente por tres factores:

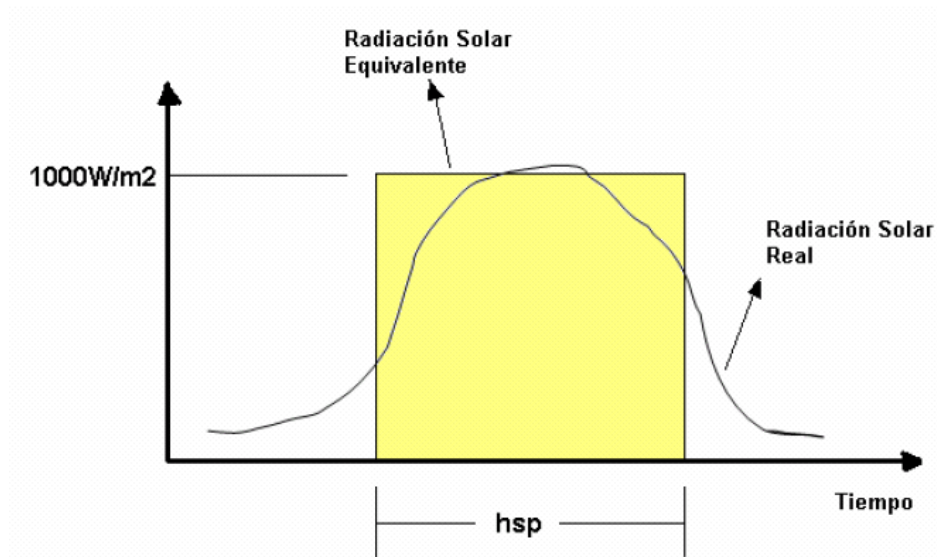
- a) Gases atmosféricos (nitrógeno, oxígeno, ozono, etc.)
- b) Vapor de agua
- c) Polvo

La contaminación de estos elementos hace que sobre la superficie terrestre y al nivel del mar sólo se reciban $1,000 \text{ W/m}^2$, valor que incluso solo se alcanza en días despejados, cuando el aire es muy transparente.

1.2 El concepto de hora solar pico (hsp)

Como se menciono anteriormente, la radiación solar no es uniforme durante el día, pues inicia desde cero al amanecer, llega a su máximo cerca del mediodía, para luego decrecer hasta desaparecer en la noche. La radiación solar cerca del mediodía es muy cercana a $1,000 \text{ W/m}^2$, tal como se esquematiza en la figura 1.2. Sin embargo, el tiempo durante el cual se mantiene este nivel de radiación es muy corto, y el objetivo de definir un número de horas solares pico es “resumir” la radiación de todo el día en unas pocas horas en donde se tenga un nivel de

radiación de $1,000 \text{ W/m}^2$. Por tanto, de acuerdo a la figura 1.2 nosotros podemos afirmar que la cantidad de energía que se irradió durante todo el día es igual a la que se irradiara durante un número de hsp (marcada por el rectángulo amarillo).



Figur

a 1.2 Energía recibida real y radiación equivalente en hsp

Por ejemplo, si decimos que en El Salvador se tiene un promedio de 5 hsp, decimos que la energía percibida del sol en un día promedio es igual a la que se recibiera en un día, que tuviera cinco horas de mediodía ($1,000 \text{ W/m}^2$) y el resto de total oscuridad.

1.3 Células fotovoltaicas

La célula fotovoltaica (figura 1.3) es un dispositivo semiconductor capaz de convertir la luz en electricidad de una forma directa e inmediata, basadas en el efecto denominado "efecto fotovoltaico", es decir, que se genera una fuerza electromotriz en el material al ser incidido por una radiación luminosa (figura 1.4).

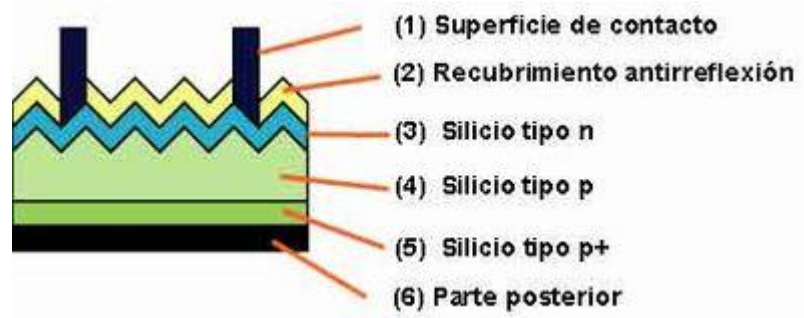


Figura 1.3 Célula fotovoltaica

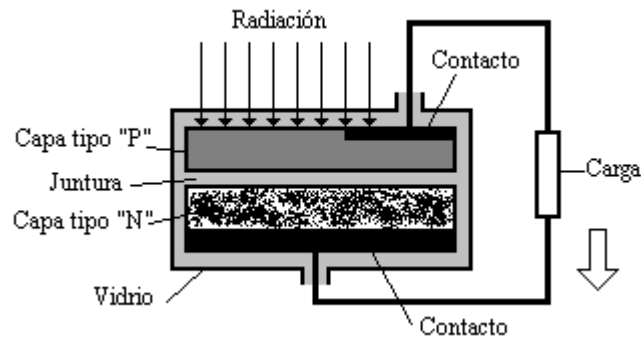


Figura 1.4 Ilustración del efecto fotoeléctrico

Para comprender un poco más este efecto, recordemos que toda la materia está hecha de átomos y de electrones gravitando alrededor de ellos (cargas eléctricas negativas elementales) y que una corriente eléctrica es un flujo de electrones; en un aislante eléctrico, los electrones de la materia están ligados a los átomos y no pueden desplazarse; en un conductor eléctrico (por ejemplo un alambre de cobre), los electrones son totalmente libres de circular y permiten el paso de una corriente; en un semiconductor la situación es intermedia: los electrones contenidos en la materia no pueden circular, a menos que tengan una aportación de energía para liberarlos de sus átomos. Cuando la luz penetra en aquél, los fotones aportan una energía que permite a los electrones liberarse y desplazarse en la materia; Entonces hay corriente eléctrica bajo exposición a la luz.

El semiconductor más utilizado está disponible en cantidades incalculables en la superficie de la Tierra, ya que se presenta en la arena en forma de silicio y de silicatos: hablamos del silicio (Si). El componente los circuitos integrados que originaron una considerable expansión de la electrónica moderna.

A grandes rasgos, un fotogenerador es una placa de silicio que se pone, entre dos electrodos metálicos, (+) y (-), para recolectar la corriente producida.

1.3.1 Historia de la célula fotovoltaica.

El efecto fotovoltaico fue descubierto por el francés Alexandre Edmond Becquerel en 1838 cuando tenía solo 19 años. Becquerel estaba experimentando con una pila electrolítica con electrodos de platino cuando comprobó que la corriente subía en uno de los electrodos cuando este se exponía al sol.

En 1883 el inventor norteamericano Charles Fritts construye la primera celda solar con una eficiencia del 1%. La primera celda solar fue construida utilizando como semiconductor el Selenio con una muy delgada capa de oro. Debido al alto costo de esta celda se utilizó para usos diferentes a la generación de electricidad. Las aplicaciones de la celda de Selenio fueron para sensores de luz en la exposición de cámaras fotográficas.

La celda de Silicio que hoy día utilizan proviene de la patente del inventor norteamericano Russell Ohl. Fue construida en 1940 y patentada en 1946, aunque Sven Ason Berglund había patentado, con anterioridad, un método que trataba de incrementar la capacidad de las células fotosensibles.

La época moderna de la celda de Silicio llega en 1954 en los Laboratorios Bells. Accidentalmente experimentando con semiconductores se encontró que el Silicio con algunas impurezas era muy sensitivo a la luz.

Estos avances contribuyeron a la fabricación de la primera célula solar comercial con una conversión de la energía solar de aproximadamente el 6%. La URSS lanzó su primer satélite espacial en el año 1957, y los EEUU un año después. En el diseño de éste se usaron células solares creadas por Peter Iles en un esfuerzo encabezado por la compañía Hoffman Electronics.

La primera nave espacial que usó paneles solares fue el satélite norteamericano Vanguard 1, lanzado en marzo de 1958. Este hito generó un gran interés en la producción y lanzamiento de satélites geoestacionarios para el desarrollo de las comunicaciones, en los que la energía provendría de un dispositivo de captación de la luz solar. Fue un desarrollo crucial que estimuló la investigación por parte de algunos gobiernos y que impulsó la mejora de los paneles solares.

En 1970 la primera célula solar con heteroestructura de arseniuro de galio (GaAs) y altamente eficiente se desarrolló en la extinta URSS por Zhore Alferov y su equipo de investigación.

La primera compañía que manufacturó paneles solares en cantidades industriales, a partir de uniones simples de arseniuro de galio, (GaAs), con una eficiencia de AM0 (Air Mass Zero) del 17% fue la norteamericana ASEC (Applied Solar Energy Corporation) Una celda de uniones simples de GaAs llegó al 19% de eficiencia AM0 en 1993. ASEC desarrolló la primera celda de doble unión para las naves espaciales usadas en los EEUU, con una eficiencia de un 20% aproximadamente. Estas celdas no usan el germanio como segunda celda, pero usan una celda basada en GaAs con diferentes tipos de dopaje. De manera excepcional, las células de doble unión de GaAs pueden llegar a producir eficiencias AM0 del

orden del 22%. Las uniones triples comienzan con eficiencias del orden del 24% en el 2000, 26% en el 2002, 28% en el 2005, y han llegado, de manera corriente al 30% en el 2007. En 2007, dos compañías norteamericanas Emcore Photovoltaics y Spectrolab, producen el 95% de las células solares del 28% de eficiencia.

1.3.2 Desarrollo de las células fotovoltaicas.

La primera generación de células fotovoltaicas consistía en una gran superficie de cristal simple. Una simple capa con unión diodo p-n, capaz de generar energía eléctrica a partir de fuentes de luz con longitudes de onda similares a las que llegan a la superficie de la Tierra provenientes del Sol.

La segunda generación de materiales fotovoltaicos se basa en el uso de depósitos muy delgados de semiconductores sobre obleas con concentradores. Hay dos clases de células fotovoltaicas: las espaciales y las terrestres. Las células espaciales, usualmente, tienen eficiencias AM0 (Air Mass Zero) más altas (28-30%), pero tienen un coste por vatio más alto. En las aplicaciones terrestres la película delgada se ha desarrollado usando procesos de bajo coste, pero tienen una más baja eficiencia AM0 (7-9%), y por razones evidentes, se cuestionan para aplicaciones espaciales. La segunda generación de células solares constituye un pequeño segmento del mercado fotovoltaico terrestre, y aproximadamente el 90% del mercado espacial.

La tercera generación de células fotovoltaicas que se están proponiendo en la actualidad (2007), son muy diferentes de los dispositivos semiconductores de las generaciones anteriores, ya que realmente no presentan la tradicional unión p-n para separar los portadores de carga foto generada. Para aplicaciones terrestres, se encuentran en fase de investigación dispositivos que incluyen células foto

electroquímicas, células solares de polímeros, células solares de nano cristales y células solares de tintas sensibilizadas.

Una hipotética cuarta generación de células solares consistiría en una tecnología fotovoltaica compuesta en las que se mezclan, conjuntamente, nanopartículas con polímeros para fabricar una capa simple multiespectral. Posteriormente, varias capas delgadas multiespectrales se podrían apilar para fabricar las células solares multiespectrales definitivas. Células que son más eficientes, y baratas. Basadas en esta idea, y la tecnología multiunión, se han usado en las misiones de Marte que ha llevado a cabo la NASA. La primera capa es la que convierte los diferentes tipos de luz, la segunda es para la conversión de energía y la última es una capa para el espectro infrarrojo. De esta manera se convierte algo del calor en energía aprovechable. El resultado es una excelente célula solar compuesta. La investigación de base para esta generación se está supervisando y dirigiendo por parte de la DARPA (Defense Advanced Research Projects Agency) para determinar si esta tecnología es viable o no. Entre las compañías que se encuentran trabajando en esta cuarta generación se encuentran Xsunx, Konarka Technologies, Inc., Nanosolar, Dyesol y Nanosys

1.3.3 Pérdidas en una célula fotovoltaica.

Las máximas potencias que células fotovoltaicas de laboratorio (no de las disponibles comercialmente) han alcanzado, oscilan entre el 25%-30%, lo que indica que aproximadamente el 70%-75% de la energía incidente se pierde. Estas pérdidas son básicamente debidas a los siguientes factores:

- Energía de los fotones incidentes: Es debido a que la energía de los fotones incidentes no es suficiente como para liberar un electrón del metal, o por el

contrario tiene demasiada energía y ésta es disipada en forma de calor. Por este factor es perdida aproximadamente 50% de la energía total incidente.

- Pérdidas por recombinación: Provocado porque ciertos electrones que ya han sido liberados vuelven a enlazarse a un protón. Por este factor es perdida aproximadamente 15% de la energía total incidente.
- Pérdidas por reflexión: Es debido a que parte de la energía que alcanza la oblea de silicio es reflejada. Para disminuir la reflexión la oblea es tratada con recubrimientos que logran que la energía total reflejada sea de aproximadamente 10% de la energía incidente.
- Pérdidas por los contactos eléctricos: Es provocado por la “sombra” que la rejilla colectora frontal crea sobre la oblea de silicio. Las pérdidas por este factor son aproximadamente del 8% de la energía total incidente.
- Pérdidas por resistencia serie: Es energía pérdida debido al efecto Joule, el cual es presentado en este caso al circular corriente a través del silicio. Por este factor se pierde alrededor de 2%-3% de la energía inicial.

Debido a estos factores de pérdidas las células disponibles comercialmente tienen eficiencias máximas de alrededor de 15%

1.4 Tipos de Células fotovoltaicas.

- Células de Arseniuro de Galio:
Son células que alcanzan las más altas eficiencias, siendo estas de 27%-28% aproximadamente. Además, con poco material activo se logra la eficiencia elevada y pueden trabajar a altas temperaturas sin presentar

pérdidas considerables, esto las hace aptas para ser aplicadas en sistemas de concentración, es decir, recibir irradiaciones de más de un sol. Sin embargo, el material usado es escaso y su proceso de fabricación es altamente costoso, por lo que su producción en masa aún no ha sido desarrollada, ya que no presenta por el momento ventajas comerciales.

- Células de Silicio Amorfo:

Presenta la ventaja de utilizar mucho menos material que las de silicio monocristalino, pudiendo ser hasta 50 veces más delgadas. Las eficiencias actuales de estas células son del 12% aprox. siendo mayores en algunas versiones llamadas multicapas, es decir, que superpones varias uniones pn , cada una sensible a una determinada radiación, aumentando de esta manera la eficiencia total. Sin embargo una vez más, estas células presentan el problema de su rápido degrado, lo que limita su uso a dispositivos de corta vida, como calculadoras, relojes, etc. (Tabla 1.3).

- Células de Silicio Policristalino:

Se les denomina policristalino debido a que su estructura no es un solo cristal, sino varios, lo que le da un aspecto irregular. El proceso de fabricación es un tanto menos costoso que el de los monocristalinos, y por tanto su precio es levemente menor. Las eficiencias actuales rondan el 15% y hasta 18%. (Tabla 1.3).

- Células de Silicio Monocristalino:

Son las más utilizadas en la práctica para aplicaciones profesionales de electrificación. Su estructura es un único (mono) cristal y por tanto su apariencia es uniforme y los módulos siempre presentan espacios entre las

células, pues por el momento no se pueden fabricar en forma totalmente cuadrada. (Tabla 1.3).




| CÉLULAS | | RENDIMIENTO LABORATORIO | RENDIMIENTO DIRECTO | CARACTERÍSTICAS | FABRICACIÓN |
|---|----------------|-------------------------|---------------------|---|--|
|  | MONOCRISTALINO | 28% | 18 – 22 % | Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células en sí. | Se obtienen de silicio puro fundido y dopado con boro. |
|  | POLICRISTALINO | 20- 22% | 15 - 18 % | La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules. | Igual que en el monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización. |
|  | AMORFO | 18% | < 12 % | Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células. | Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico. |

Tabla 1.3 Células fotovoltaicas construidas con Silicio y sus eficiencias

1.5 Parámetros de una célula fotovoltaica.

La curva intensidad de corriente-tensión ($I-V$) que define el comportamiento de una célula fotovoltaica está representada por la curva de la figura 1.5

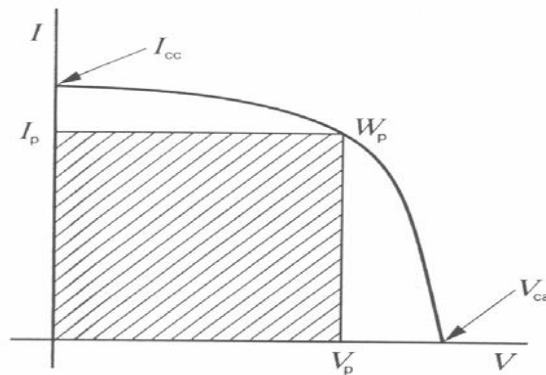


Figura 1.5 Curva I-V de una Célula Fotovoltaica

- **Intensidad de Corriente de Cortocircuito (I_{cc} ó I_{sc}):**
Es la corriente máxima que la celda puede dar, y lo hace cuando su salida se encuentra en cortocircuito ($V=0$). La forma de medirla es colocando un amperímetro directamente entre la terminal positiva y negativa. El valor de la I_{cc} variará según la radiación solar y temperatura a la que esté expuesta la celda.
- **Tensión de Circuito Abierto (V_{ca} ó V_{oc}):**
Es el voltaje máximo que la celda puede dar entre las terminales positiva y negativa. Este voltaje se da en ausencia de carga eléctrica ($I=0$). La forma de medirla es colocando un voltímetro entre los bornes sin conectar ninguna otra carga. El valor depondrá del nivel de insolación y temperatura de la celda.
- **Potencia Pico (W_p):**
Es la máxima potencia eléctrica que la celda puede entregar. Ese es un punto de la curva I-V, en donde el producto del voltaje por corriente es máximo.

- Factor de Forma (FF):

Se define como la siguiente expresión:

$$FF = (I_p \times V_p) / (I_{cc} \times V_{ca})$$

Este valor siempre será menor a uno, mientras más cercano a la unidad es, de mejor calidad es la celda. Este factor nos da una idea sobre la forma de la curva I-V, un factor de forma igual a la unidad indicaría que la curva es totalmente cuadrada, tal como el cuadro rayado mostrado en la figura 1.4, mientras más bajo de la unidad esté, la curva es más inclinada, lo que nos indica que el comportamiento de la celda es más inestable. Valores típicos del FF para celdas comerciales son entre 0.7 y 0.8, mostrando las celdas de silicio monocristalino un mejor FF que las de policristalino.

- Eficiencia de Conversión o Rendimiento:

La eficiencia de conversión de energía solar a energía eléctrica es otro parámetro que da una idea de la calidad de una celda solar, la cual se define como:

$$\eta = W_p / W_r$$

En donde W_p es la potencia pico y W_r es la potencia que llega a la celda solar en forma de radiación de luz.

1.6 Comportamiento de la celda al variar la radiación solar y la temperatura.

El comportamiento de una célula fotovoltaica es dependiente del nivel de radiación solar que llegue a la celda, así como también de la temperatura de la misma.

En forma práctica podemos considerar que la I_{cc} de una celda solar se mantiene invariable a medida cambia la temperatura, siempre y cuando se mantenga una

radiación constante. Sin embargo, el V_{ca} de la celda disminuye al aumentar la temperatura de la celda y viceversa. Este efecto es mostrado en la Figura 1.6 para una celda en particular.

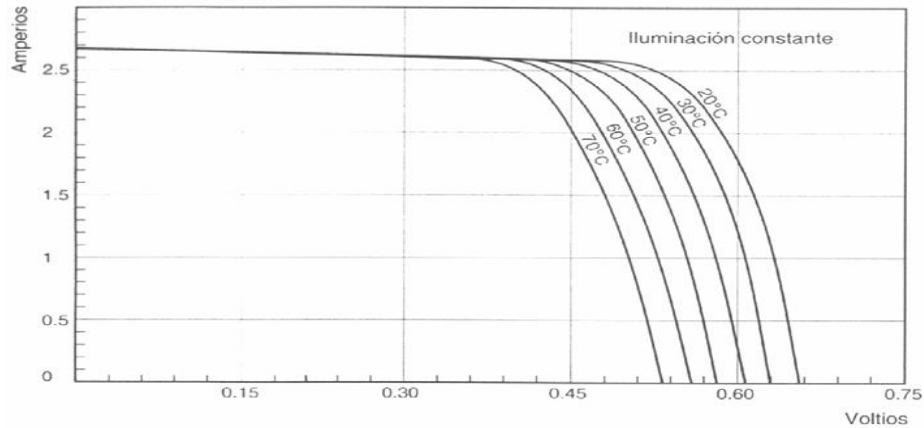


Figura 1.6 Comportamiento de la celda al variar la temperatura (radiación constante)

Por otro lado, se puede considerar que el V_{ca} permanece casi constante a radiaciones mayores de 200 W/m^2 , siempre y cuando se mantenga una temperatura constante. No obstante, la corriente de cortocircuito aumenta a medida se incrementa la iluminación incidente y viceversa. Este efecto es mostrado en la figura 1.7 para una celda en particular.

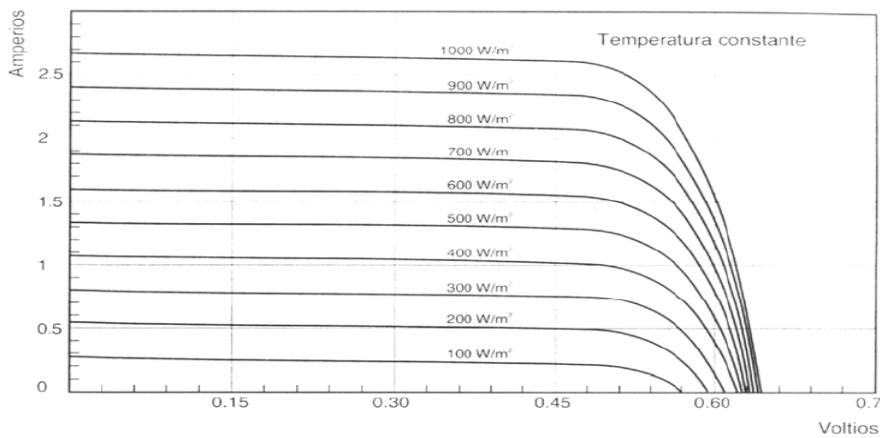


Figura 1.7 Comportamiento de la celda al variar la radiación solar (temperatura constante)

Derivado de lo dicho anteriormente, se obtienen dos parámetros que nos hablan del comportamiento de una celda respecto a los cambios de temperatura, estos son:

α : Variación de la I_{cc} respecto a la temperatura, el cual adopta un valor típico de $0.63 \text{ mA}/^\circ\text{C}$.

β : Variación del V_{ca} respecto a la temperatura, el cual adopta un valor típico de $-2.3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$.

Ahora cuando superponemos los efectos del cambio de voltaje y corriente respecto a la temperatura, concluimos que la eficiencia η baja al aumentar la temperatura, mientras que aumenta a temperaturas frías, dicho efecto se observa gráficamente en la figura 1.8 para una celda en particular a una radiación solar de $100 \text{ mW}/\text{cm}^2$.

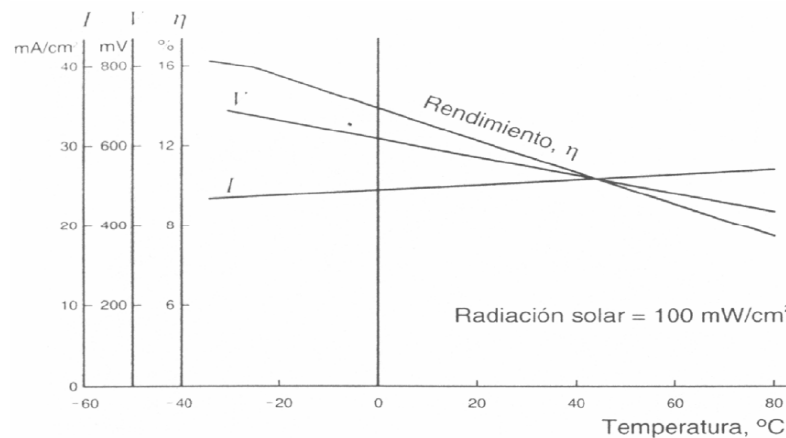


Figura 1.8 Variación del rendimiento respecto a la temperatura

1.7 Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red

Desde hace ya varios años que se realiza las primeras experiencias en sistemas fotovoltaicos que suministran la energía producida directamente a la red eléctrica

convencional, evitándose así el uso de acumuladores o baterías, cuyo costo tiene gran repercusión en el precio final de la instalación, y ahorrando un gasto importante dentro de lo que es un esquema clásico de una instalación fotovoltaica.

El esquema mas general de una instalación conectada a la red eléctrica estaría formado por de conjunto de módulos fotovoltaicos y un conjunto de inversores (Figura 1.9)

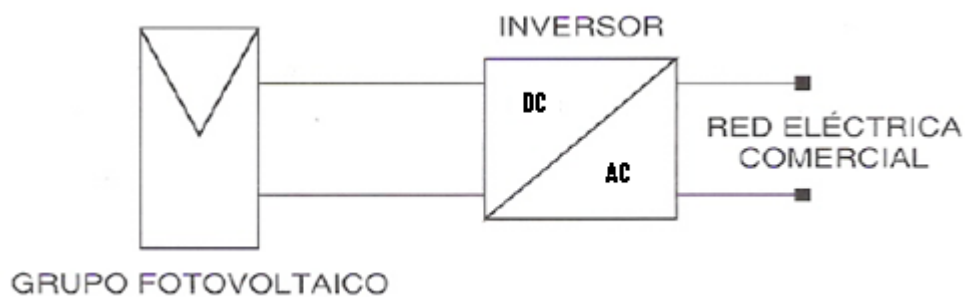


Figura 1.9 Esquema general de una instalación fotovoltaica conectada a la red

En principio una instalación fotovoltaica conectada a la red estaría formada por el conjunto de módulos fotovoltaicos y el grupo de inversores capaz de convertir la corriente continua del grupo solar en corriente alterna, inyectándola en la misma frecuencia y fase que la existente en cada momento en la red de distribución.

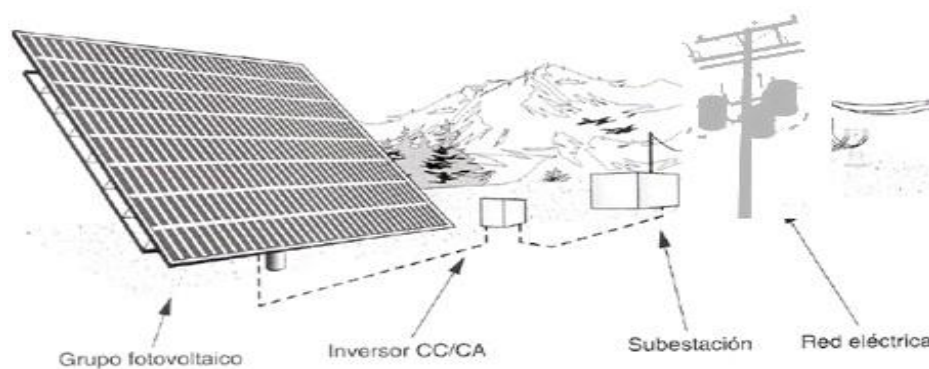


Figura 1.10 Esquema general a bloques de una instalación fotovoltaica conectada a la red

El concepto de inyección a red tiene un amplio margen de aplicaciones, desde pequeños sistemas de pocos kilowatt pico (kWp) de potencia instalada hasta centrales de varios megawatt pico (MWp). En la figura 1.11 se muestra un diagrama de los componentes principales de un sistema de conexión a red.



Figura 1.11 Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red

Es conveniente incluir, tras el inversor, un transformador para aislamiento un interruptor automático de desconexión, cuando la tensión de la red está fuera de márgenes (vigilante de tensión) y el correspondiente contador. (Figura 1.12)

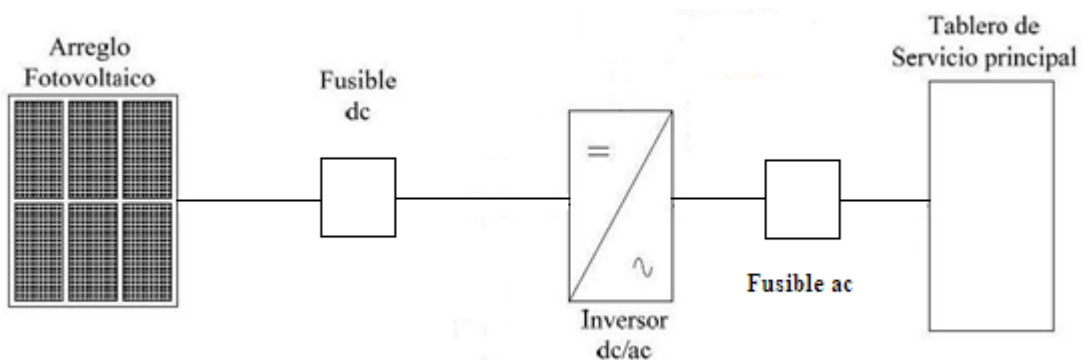


Figura 1.12 Esquema General de un sistema fotovoltaico conectado a la red

El generador fotovoltaico capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, que en lugar de ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, se puede utilizar directamente en el consumo o entregarla a la

red eléctrica de distribución. Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente directa a corriente alterna especialmente diseñado para esta aplicación.

El generador fotovoltaico o campo de paneles se puede integrar a techos o fachadas en las viviendas y edificios, o en estructuras especiales. Es conveniente incluir, tras el inversor, un transformador para aislamiento, un interruptor automático de desconexión, para cuando la tensión de la red está fuera de márgenes (vigilante de tensión) y el correspondiente contador, en serie con el habitual y en sentido inverso, para medir la energía eléctrica inyectada en la red.

El carácter modular de la tecnología fotovoltaica permite, al contrario que en la mayoría de las fuentes convencionales, un costo unitario y una eficiencia independiente del tamaño o la escala de la instalación; por ello los pequeños sistemas presentan un gran interés para la producción de energía descentralizada o independencia del usuario o consumidor.

Entre las principales ventajas de estos sistemas se pueden mencionar las siguientes:

- Al generar en el mismo punto en que se produce el consumo, se eliminan las pérdidas en la transmisión (8-12 %) y de distribución (16-22 %) de la energía eléctrica.
- No producen contaminación ni efecto nocivo.
- Son sistemas modulares: permiten inversiones de forma progresiva.
- Los costos de operación y mantenimiento son incomparablemente inferiores a los de las termoeléctricas.

Inicialmente, los sistemas fotovoltaicos de conexión a red se desarrollaron para centrales fotovoltaicas de gran tamaño. Tras comprobarse en la práctica que estas centrales trabajaban correctamente y en la medida en que avanzó el desarrollo de

la electrónica, se comenzaron a diseñar sistemas de menor envergadura, más pequeños y manejables. con la finalidad de ser instalados a modo de pequeñas centrales.

1.7.1 Conexión de la instalación con la red eléctrica

En instalaciones pequeñas donde la conexión a red se hace en baja tensión tanto en monofásico como en trifásico, el esquema general para el caso monofásico sería la figura 1.13 En esta se observa tres bloques bien definidos y diferenciados, que son:

- 1. El Campo fotovoltaico**, con una caja de conexión donde se reciben las líneas de los módulos y que es conveniente disponga de bornes seleccionables o preparadas para cortocircuitar y evitar problemas a la hora de manipular los módulos que caso de tener uno dañado.
- 2. Inversor**, con sus borneras de entrada positivo y negativo, para el campo solar y salida (corriente alterna), así como el correspondiente borne para tierra de uso indispensable para este tipo de instalaciones. Debe mencionarse respecto a este punto que el punto de tierra debe ser único y general para la instalación y a este irán a parar todos los puntos tierra de cada equipo, así se evitaran graves accidentes.
- 3. Armario general de protección y medida**, que deberá contener en serie: un interruptor termomagnético, un interruptor diferencial, un contador de la energía producida y otro que en contraposición medirá el consumo del sistema fotovoltaico. Independiente a estos dos contadores se encuentra el utilizado para el consumo eléctrico del usuario que se dispusiera antes de la conexión a red de los módulos.

Generalmente las conexiones a red trifásicas, si son de baja potencia suelen instalarse colocando tres inversores monofásicos conectados uno a uno en cada fase, esto supone que el circuito eléctrico estará formado por tres campos solares. Para sistemas más potentes se utiliza un inversor trifásico. En el esquema de la figura 1.14 Se puede observar el circuito eléctrico para una instalación trifásica con conexión a red utilizando tres inversores

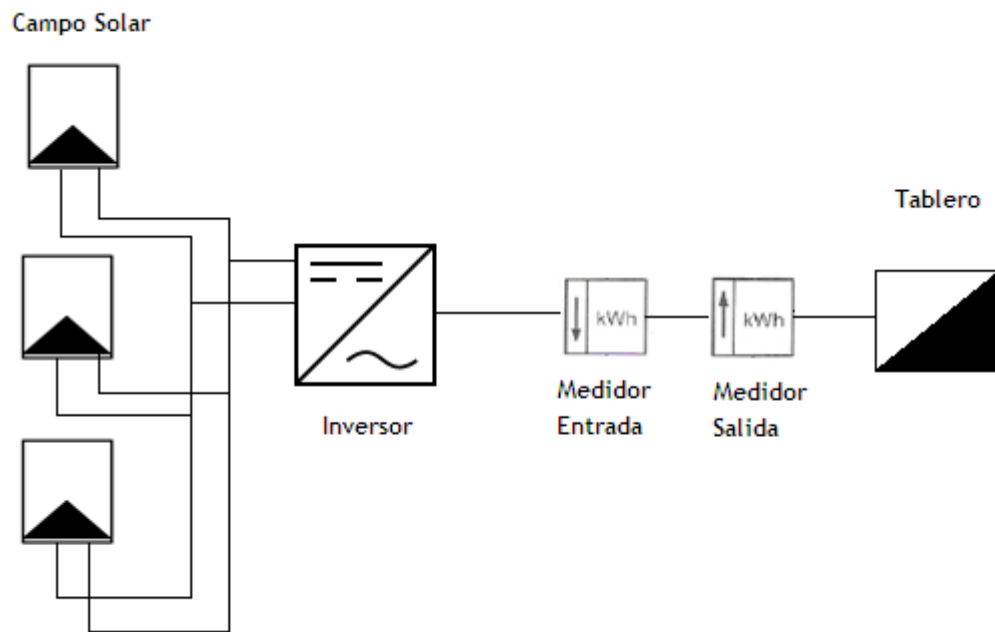


Figura 1.13 Esquema general a bloques de una instalación monofásica conectada a la red

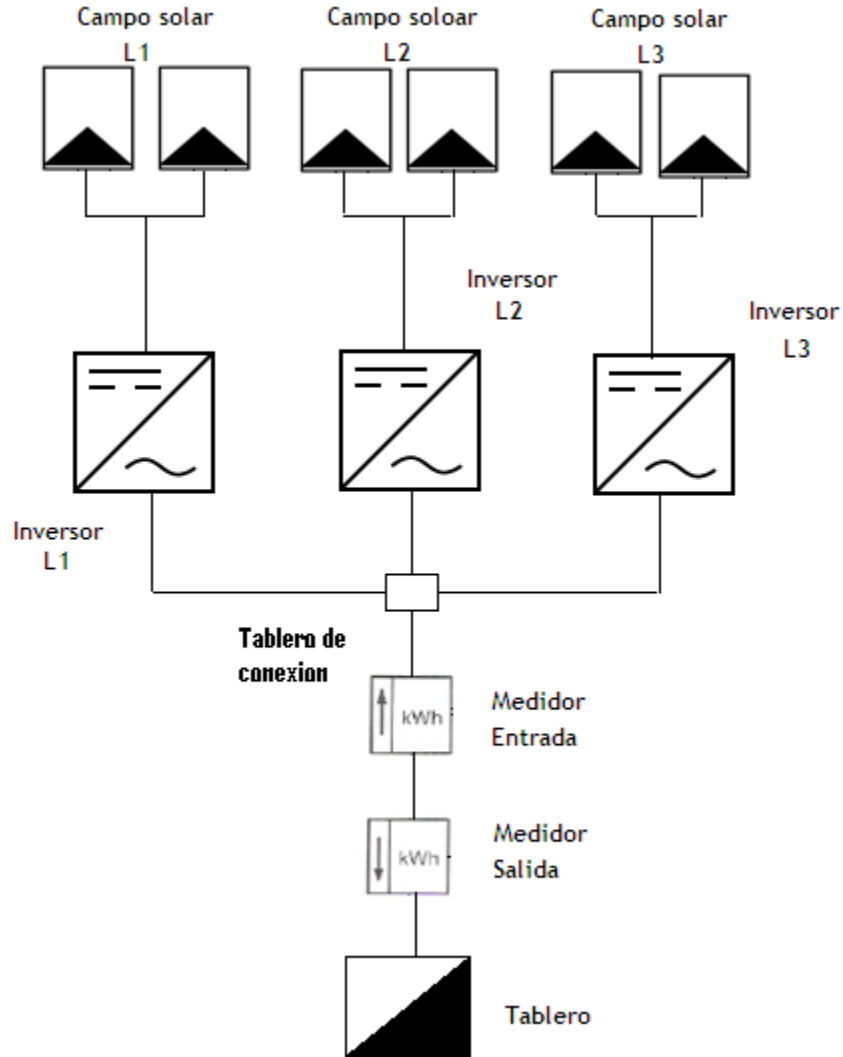


Figura 1.14 Esquema general de una instalación fotovoltaica trifásica conectada a la red

1.7.2 Sistemas conectados a la red pública

Cuando se requiera conectar una instalación fotovoltaica a la red de distribución, debe hacerse bajo un acuerdo con la compañía distribuidora local, acatando sus propios reglamentos de seguridad. Sin embargo, los siguientes son requerimientos

típicos que las compañías distribuidoras piden que las instalaciones a conectarse cumplan:

- La suma de las potencias del sistema fotovoltaico en régimen especial conectado a una línea de baja tensión no debe superar la capacidad de transporte de potencia de dicha línea en el punto de conexión, si este se encuentra en un centro de transformación la potencia conectada no podrá superar la mitad de la capacidad de transformación.
- La variación de la tensión debido a la conexión y desconexión del sistema no debe superar un 5% en el bus de potencia al que se encuentra conectado.
- La conexión a la red debe hacerse por medio de un inversor trifásico para potencias mayores a 5 kW y por medio de inversores monofásicos a una de las distintas fases de un sistema trifásico para potencias menores a 5 kW.
- Cuando no haya tensión en la red el sistema fotovoltaico no podrá funcionar en isla.

Las protecciones que deben existir en los sistemas fotovoltaicos son las siguientes:

- Debe existir una separación galvánica entre la red eléctrica y el sistema fotovoltaico por medio de un transformador de seguridad. Esta protección acostumbra traerlas adjuntas los inversores internamente.
- Debe existir un interruptor general manual (magnetotérmico omnipolar) con intensidad de cortocircuito determinado por la empresa distribuidora con la que se hace el trato. Este interruptor debe estar accesible a la compañía en todo momento para realizar la desconexión manual sin problemas. Este

interruptor puede ser bloqueado por la distribuidora para garantizar la desconexión del sistema fotovoltaico en caso de ser necesario.

- Debe existir un interruptor automático de la interconexión para la desconexión automática en caso de pérdida de tensión y/o frecuencia accionados por relés de máxima y mínima tensión (1.1 y $0.8 U_n$ respectivamente) y de máxima y mínima frecuencia (61 y 59 Hz respectivamente).

Todas las protecciones antes mencionadas pueden ir en un cuadro común de protecciones a la salida del sistema fotovoltaico.

En conjunto con estas protecciones deben existir mediciones de energía servida y de consumo para su respectivo cobro o facturación respectivamente. Estos medidores de energía deben ser independientes el uno con el otro. Si ese fuera el caso (sistema fotovoltaico con dos medidores o contadores) se deben identificar los contadores para que no haya confusión a la hora de la lectura del mismo, identificándolos de la siguiente manera: Contador que mide la energía que sale del sistema fotovoltaico – “Salida”, Contador que mide la energía de consumo del sistema fotovoltaico– “Entrada”.

1.8 El módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico es un conjunto de celdas solares conectadas de tal forma que reúna condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles, tanto en voltaje como en potencia, con las necesidades y equipos existentes en el mercado. (Figura 1.15).

Los módulos disponibles comercialmente vienen en tensiones de 12VDC y 24VDC, existiendo muy pocos de 6VDC, con potencias que van desde unos 10W hasta aproximadamente 150W. Las partes con las que todo módulo fotovoltaico está conformado, independientemente del tipo de celda que utilice, son las siguientes:

- Las celdas fotovoltaicas (elemento generador)
- Cubierta frontal transparente (generalmente vidrio templado), el cual protege a las celdas de la intemperie a la vez que permite el paso de la luz.
- Enmarcado y sistema de fijación, el cual será usado para sujetar el módulo al lugar donde funcionará.
- Conexiones eléctricas de salida (terminales positiva y negativa), la cuales se encuentran generalmente en cajas de conexión a prueba de intemperie en la parte posterior del módulo.



| DISPOSITIVO | SÍMBOLO | DESCRIPCIÓN |
|---|---|---|
|  |  | <p><i>PANEL SOLAR</i></p> <p>Conjunto integrado de células solares conectadas entre sí.</p> |

Figura 1.15 Módulo fotovoltaico Típicos

1.9 Inversores DC/AC

La transformación del voltaje continuo a voltaje alterno es necesario en todos los procesos en los que se parte de una fuente generadora que proporciona una tensión continua. (Celdas solares, celdas de combustible, etc.) O bien de un medio de almacenamiento en el que la energía eléctrica se ofrece como corriente continua (baterías). Los convertidores electrónicos que realizan la conversión DC-AC se denominan inversores, en la figura 1.16, se muestra su símbolo eléctrico. Se distingue entre inversores con conmutación a frecuencia fundamental o natural de salida, con técnicas multinivel, e inversores con conmutación a alta frecuencia y salida sinusoidal, estos últimos son de nuestro interés ya que son actualmente los más utilizados para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.


| SÍMBOLO | DESCRIPCIÓN |
|---|--|
|  | <p>INVERSOR</p> <p>Dispositivo electrónico encargado de convertir corriente continua en alterna.</p> |

Figura 1.16 Símbolo de un convertidor DC/AC o Inversor

1.9.1 Tipos de Inversores

1.9.1 .1 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 120 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", representada en la figura 1.17, mediante color morado.

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.

1.9.1.2 Inversores de onda senoidal modificada

Son más sofisticados y caros, y utilizan técnicas de modulación de ancho de impulso. El ancho de la onda es modificada para acercarla lo más posible a una onda senoidal. La salida no es todavía una auténtica onda senoidal, pero está bastante próxima. El contenido de armónicos es menor que en la onda cuadrada. En la figura 1.17, se representa en color azul. Son los que mejor relación calidad/precio ofrecen para la conexión de la mayoría de equipo no especializado.

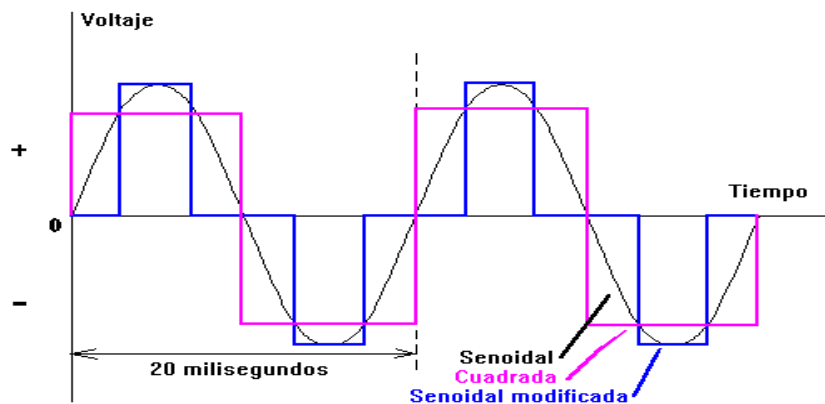


Figura1.17 Diferentes formas de onda en corriente alterna (60Hz)

1.9.1.3 Inversores de onda senoidal

Con una electrónica más elaborada se puede conseguir una onda senoidal pura. 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 senoidales con una eficiencia del 90% o más, dependiendo de la potencia. La incorporación de microprocesadores de última generación permite aumentar las prestaciones de los inversores con servicios de valor añadido como telecontrol, contaje de energía consumida. Sin embargo su coste es mayor que el de los inversores menos sofisticados, (Figura 1.17).

Puesto que sólo los motores de inducción y los más sofisticados aparatos o cargas requieren una forma de onda senoidal pura, normalmente es preferible utilizar inversores menos caros y más eficientes.

1.9.2 Características de los inversores conectados a la red eléctrica

Los inversores que se utilizan para inyectar potencia a la red eléctrica deben cumplir con ciertas características mínimas como, seguimiento del máximo punto de potencia del generador fotovoltaico, conexión o desconexión de la red en función de las condiciones de esta y de la irradiancia que incide sobre el generador, detección de pérdidas de aislamiento, medidas de energía etc.

Puesto que la salida de los inversores está conectada a la red eléctrica, el sincronismo con esta es un aspecto fundamental en el funcionamiento del inversor. El control principal debe ser algo prioritario, el cual se realiza mediante un seguimiento muy sensible de cualquier cambio que se dé en la red. Ello permite introducir las correcciones necesarias cada cierto tiempo. El control de la red se

realiza mediante un circuito analógico, que permite ajustes del sistema, mediciones de tensión, corriente y factor de potencia.

Al arrancar los inversores, hay que esperar un tiempo hasta que empiecen a funcionar, esto se debe a que tienen que sincronizarse con la red. Es necesario que estén conectados a la red para poder arrancar. Para conseguir el mejor rendimiento de la instalación, el sistema de control de los inversores trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia (MPPT) de la característica tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos. La situación de dicho punto de máxima potencia es variable, dependiendo de diversos factores ambientales, como variaciones en la radiación solar recibida o por variaciones de la temperatura de los paneles.

A partir de los parámetros de la red eléctrica, de la situación del sincronismo, y el seguimiento del punto de máxima potencia, el sistema de control principal del inversor comunica al generador de forma de onda senoidal S.P.W.M. las acciones a realizar en cada momento. Durante los períodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión del bus DC del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor que comienza a inyectar corriente en la red si la potencia disponible en paneles supera un valor umbral o mínimo.

1.9.2.1 Componentes fundamentales de un inversor conectado a la red

- Control principal:
Realmente se trata de la parte que incluye todos los elementos de control general, así como la propia generación de onda, que se suele basar en un sistema de modulación por ancho de pulso (PWM). En el control se incluye

también una gran parte del sistema de protecciones, así como funciones adicionales relacionadas con la construcción de la forma de onda.

- Etapa de potencia:

Esta etapa, según los módulos disponibles, puede ser única, de la potencia del inversor, o modular, en cuyo caso se utilizan varias hasta obtener la potencia deseada. Es cierto que la reiteración de componentes en el caso de los sistemas modulares hace decrecer la fiabilidad, pero en contra partida nos asegura el funcionamiento, aunque sea limitado, en caso de fallo de alguna de las etapas en paralelo.

Las últimas tecnologías apuestan firmemente por el trabajo en alta frecuencia de los puentes semiconductores, consiguiendo mucho mejor rendimiento, así como tamaños y pesos sensiblemente menores que los que no usan alta frecuencia para su funcionamiento.

No obstante, el empleo de tecnología clásica en baja frecuencia sigue imperando en parte del mercado por sus buenos resultados, fiabilidad y bajo coste, siendo quizá su único inconveniente el mayor tamaño que presenta, aunque a decir verdad, sus medidas para uso en sistemas domésticos de 1 KW a 5KW no suponen gran dificultad a la hora de su instalación en cualquier lugar de la vivienda fotovoltaica conectada a la red. Toda etapa de potencia debe incorporar su correspondiente filtro de salida, cuya misión es el filtrado de la onda por un dispositivo LC, así como evitar el rizado en la tensión recibida de los módulos fotovoltaicos.

- Control de red:
Se trata de un modulo clave del conjunto del inversor, ya que su misión es hacer de interface entre la red y el control principal para el correcto funcionamiento del conjunto. En este circuito recae la tarea de sincronizar perfectamente la forma de onda generada hasta este momento por el inversor (Control principal + etapa de potencia) a la de la red eléctrica, ajustando la tensión, el sincronismo, el control de fase, etc.
- Seguidor del máximo punto de potencia:
Su misión consiste en acoplar la entrada del inversor a generadores de potencia instantánea variables, como son los módulos fotovoltaicos, obteniendo de esta forma la mayor cantidad de energía disponible en cada momento del campo solar. En otras palabras, se encarga constantemente de mantener el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos en los valores de mayor potencia posible, dependiendo de la radiación existente en cada momento.

CAPITULO II:

2. ANALISIS DE SOMBRA Y SELECCIÓN DE AREA ADECUADA EN LOS EDIFICIOS DE LA UNIVERSIDAD DON BOSCO.

2.1 Introducción a las áreas a evaluar

El uso de soluciones solares fotovoltaicas sobre cubiertas son las más habituales en los edificios, tanto de uso industrial como en otro tipo de edificios. A la hora de decidirse por esta solución energética hay que tener en cuenta varios aspectos fundamentales:

- **Análisis del emplazamiento.** Hay que analizar con detalle la accesibilidad y la seguridad que ofrece el espacio en el que se quiere instalar una cubierta solar fotovoltaica, así como la superficie disponible. Además, hay que estudiar al detalle la orientación y las sombras que puede haber sobre esta superficie, con el fin de diseñar una cubierta solar lo más eficiente posible y con la que se obtendrá un mayor rendimiento.
- **Diseño de la instalación.** Éste es el segundo paso a seguir tras tener claro el emplazamiento de la solución solar fotovoltaica. Es importante elegir una tecnología y un producto que se ajuste al lugar en el que estará ubicada la instalación solar, así como las condiciones climáticas.
- **Ejecución de la instalación.** Un vez que se ha decidido qué tipo de instalación se va a realizar, cómo se va a realizar y qué componentes son los más adecuados (tipo de módulos, inversores, etc.), llega el momento de que el proyecto se convierta en una realidad.

- Mantenimiento. Las instalaciones solares fotovoltaicas tienen una vida útil de unos 30 años. Actualmente existen sistemas muy avanzados de monitorización que permiten controlar en cada momento la producción de la planta.

Para realizar un estudio de las superficies disponibles para realizar la instalación de generadores fotovoltaicos en el campus de la Universidad Don Bosco nos valimos de algunos recursos para determinar las zonas más favorables para realizar la instalación y también que nos permitan cuantificar las pérdidas debido a los siguientes tres factores.

- Pérdidas por sombras
- Pérdidas por orientación
- Pérdidas por inclinación

Los análisis antes descrito en este capítulo tomara en cuenta los valores de área en metros cuadrados dados en la tabla 2.1, estos fueron tomados de los planos de la universidad mediante el programa de dibujo Autocad. Estos mismos se obtuvieron considerando el mayor valor de área efectiva según la distribución de los techos para cada uno de los edificios. Los edificios considerados para el análisis se muestran en la figura 2.1

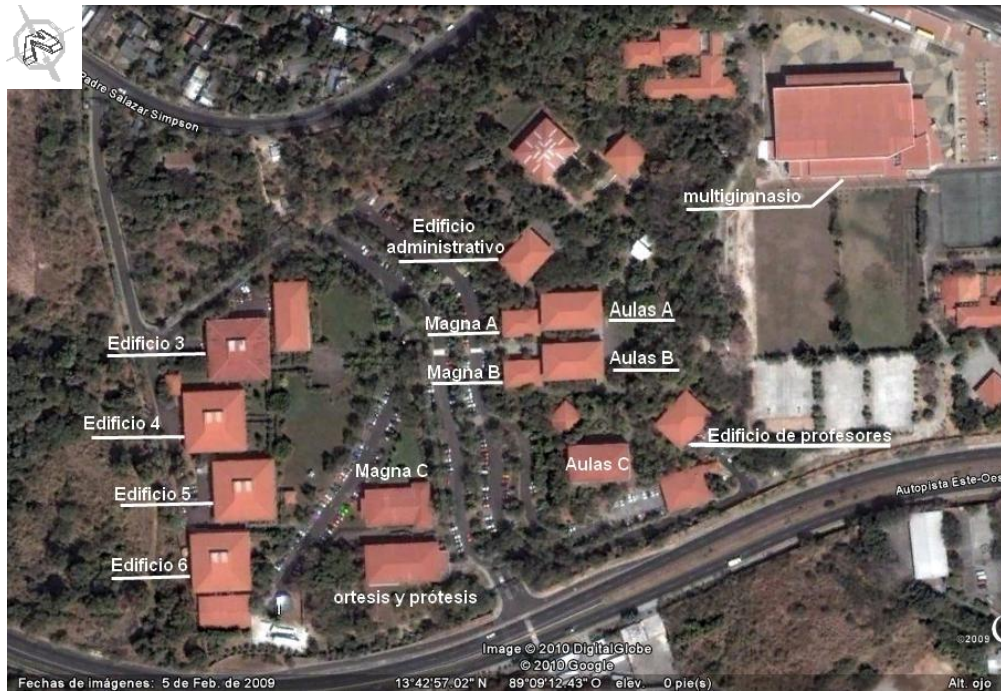


Figura 2.1 Vista planta del Campus Universidad Don Bosco.

| Nombre del edificio | Área (A1) m ² | Área (A2) m ² |
|--------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Aulas A | 149.7 | 57.4 |
| Aulas B | 149.7 | 57.4 |
| Aulas C | 149.7 | 57.4 |
| Magna A | 51.9 | 24.9 |
| Magna B | 51.9 | 24.9 |
| Magna C | 182.0 | 0 |
| Edificio de ortesis y prótesis | 226.5 | 50.1 |
| Citt Edificio 3 | 253.4 | 135.8 |
| Citt Edificio 4 | 253.4 | 135.8 |
| Citt Edificio 5 | 253.4 | 135.8 |
| Citt Edificio 6 | 253.4 | 135.8 |
| Edificio de profesores | 72.5 | 29.2 |
| Edificio administrativo R | 72.5 | 29.2 |
| Total | 2,120.1 | 873.7 |

Tabla 2.1 Área de techos en los edificios de la Universidad Don Bosco.¹

¹ Área calculada con ayuda del software AUTOCAD, midiendo en el plano de planta de la UDB

En las figuras 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8 se muestran la vista en planta del techo en los edificios más representativos y el área a considerar para el análisis de pérdidas energéticas. Para el caso de los edificios de aulas A, B y C, la distribución de áreas es idéntica así como también los edificios del CITT.

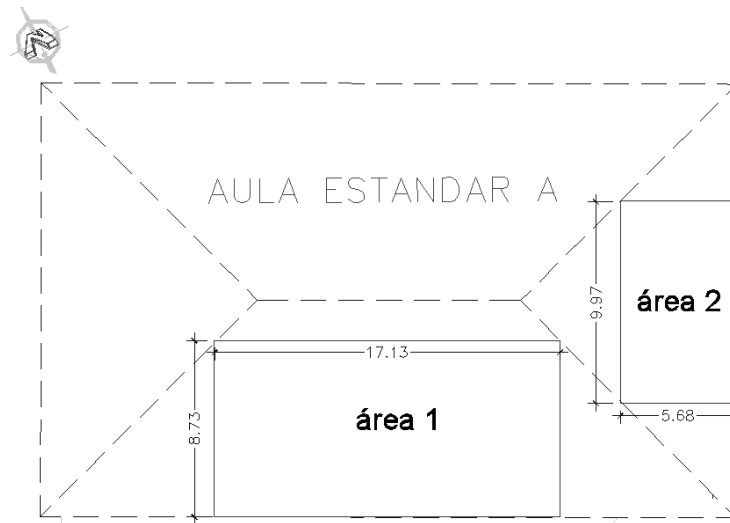


Figura 2.2 Vista en planta del edificio de aulas A y área a considerar.

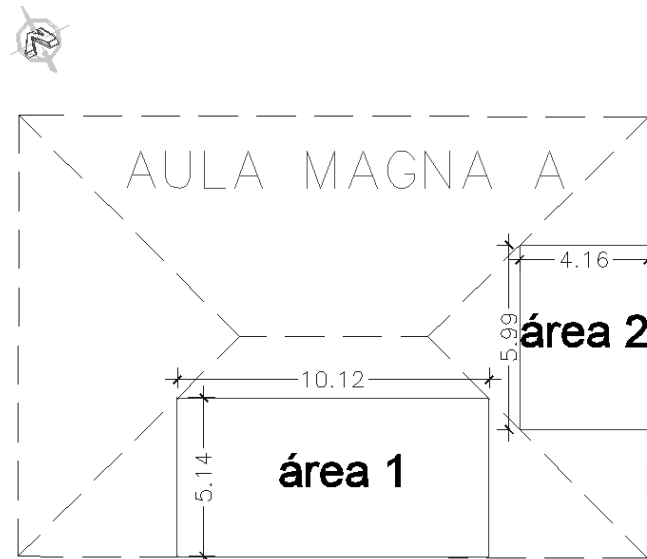


Figura 2.3 Vista en planta del aula magna A y el área a considerar.

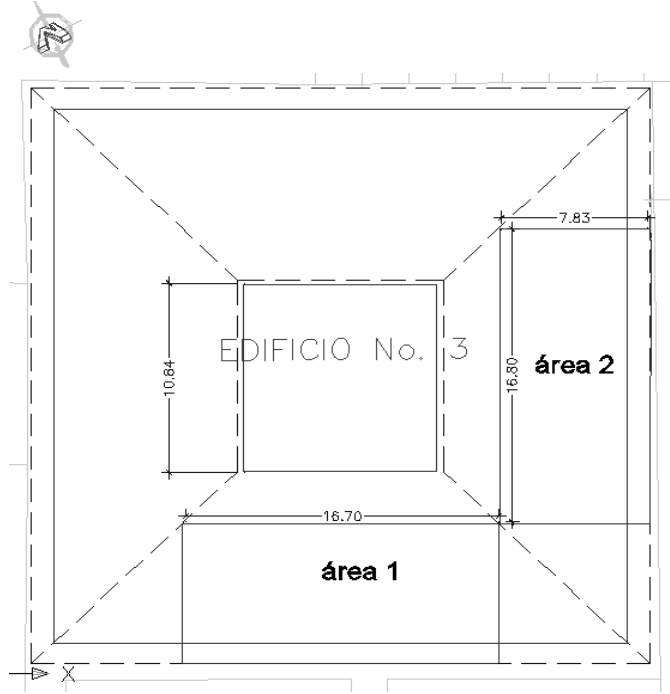


Figura 2.4 vista en planta del Edificio 3 CITT (Laboratorios de Electrónica).

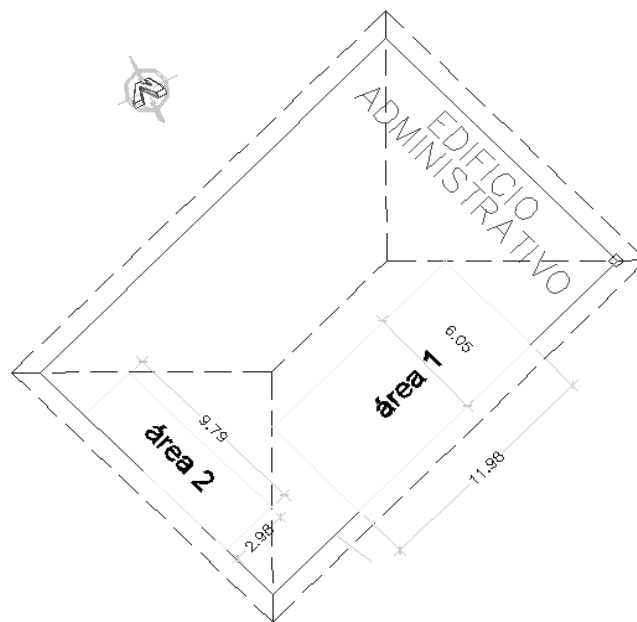


Figura 2.5 Vista en planta Edificio Administrativo R y el área considerada.

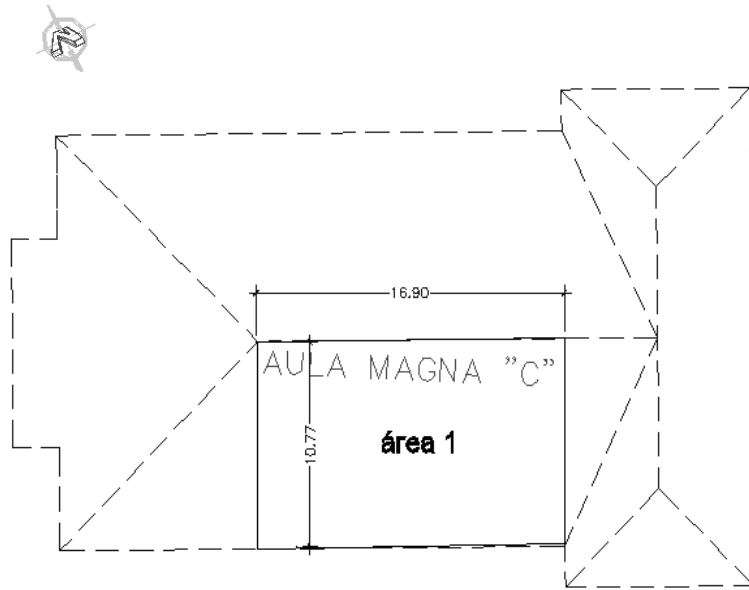


Figura 2.6 Vista en planta aula magna C y área considerada.

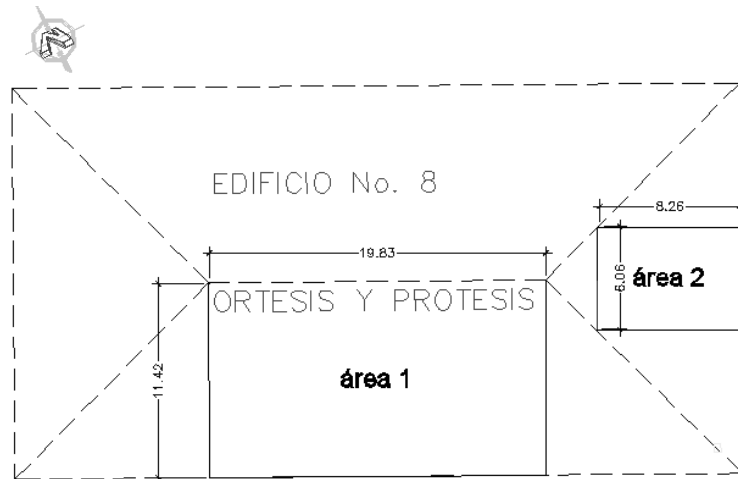


Figura 2.7 Vista en planta Edificio 8 CITT (ortesis y prótesis).



Figura 2.8 Vista en planta Edificio de profesores

En el caso de los techos de los edificios del campus de la universidad el ángulo de inclinación es de aproximadamente 12° , el cual pudo medirse utilizando un nivel de burbuja que tiene incorporado un inclinómetro de aguja, aprovechando esto, para nuestro estudio consideraremos este mismo ángulo al cual los paneles fotovoltaicos serán instalados en las áreas antes descritas.

2.2 Cubierta inclinada

Las cubiertas o techados inclinados son una solución constructiva muy antigua para facilitar la evacuación del agua. Está pendiente siempre y cuando esté orientada con un ángulo razonable hacia el sur, se puede aprovechar para proyectar una instalación fotovoltaica.

Las plantas solares de este tipo se realizan normalmente sobre la cubierta, y su montaje es una de las soluciones más sencillas. Además, se puede instalar los módulos, sin la necesidad de calcular la distancia mínima entre módulos

consecutivos, ya que debido a la pendiente de la cubierta, los módulos no se harán sombra entre sí.



Figura 2.9 Techo Edificio Ortesis y Prótesis

Básicamente, hay dos posibles soluciones. Una es colocar una estructura encima de la cubierta, y la otra integrar la instalación al mismo nivel del techo.

En función de la piel de la cubierta y la sujeción a la estructura se eligen diferentes tipos de anclaje para garantizar una instalación segura. Las inclemencias del tiempo no deberán interferir en la sujeción de los módulos, que siempre debe ofrecer la máxima garantía de seguridad.

2.3 Pérdidas por sombras

Las pérdidas por sombras en los sistemas fotovoltaicos convencionales serán evaluadas por cualquier estructura cercana que pueda disminuir la captación de energía en los paneles en una área determinada para el montaje de estos, para ello como se ha dicho antes nos apoyaremos en recursos confiables para dicho propósito. Es así que en la búsqueda de esta herramienta encontramos un software llamado *censo/5* distribuido en Europa y específicamente en España.



Figura 2.10 Menú principal software Censol 5

Pérdidas por sombreado al evaluarlas mediante el software *censo/5* nos permiten:

- Estimación de las pérdidas anuales de captación debidas a la presencia de obstáculos, para cualquier latitud, inclinación y orientación de los captadores.
- Edición gráfica de obstáculos y superposición sobre la ventana solar.

Es así que para algunos edificios pre-seleccionamos calculamos las perdidas por sombra para la selección, a continuación hacemos la descripción de cómo lo hicimos.

Para el cálculo de perdidas por sombreado es necesario definir el *ángulo azimut* del captador, es decir su desviación respecto del eje norte-sur, *la inclinación* a la que los módulos se montaran la cual será de 12° y la *latitud* del lugar la cual será 13.73° N ,que corresponde al municipio de Soyapango.

2.3.1 Angulo Azimut o desviación norte-sur.

El ángulo azimut o la desviación norte-sur se define como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^{\circ}$ para módulos orientados al oeste.

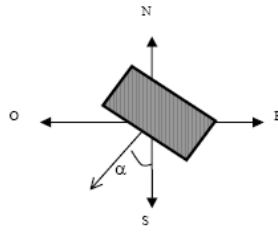


Figura 2.11 Desviación Norte sur de un captador o panel solar

Para asignar el signo y el sentido del ángulo desviación se utiliza la figura 2.12

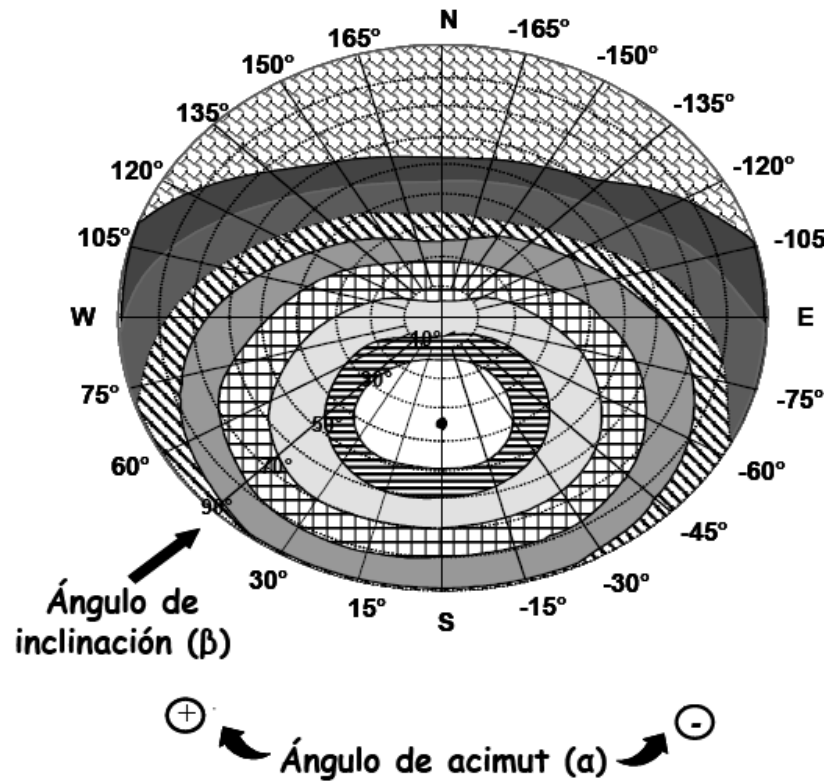


Figura 2.12 Signo y sentido ángulo azimut.⁴

² Tomado del documento básico HE5, ahorro de energía, sección 5 contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica, España.

Para calcular el ángulo de desviación asumimos que nuestro captador se encuentra dentro del área seleccionada sobre el techo de los edificios del campus, como puede observarse en la figura 2.13 para el edificio de aulas C.

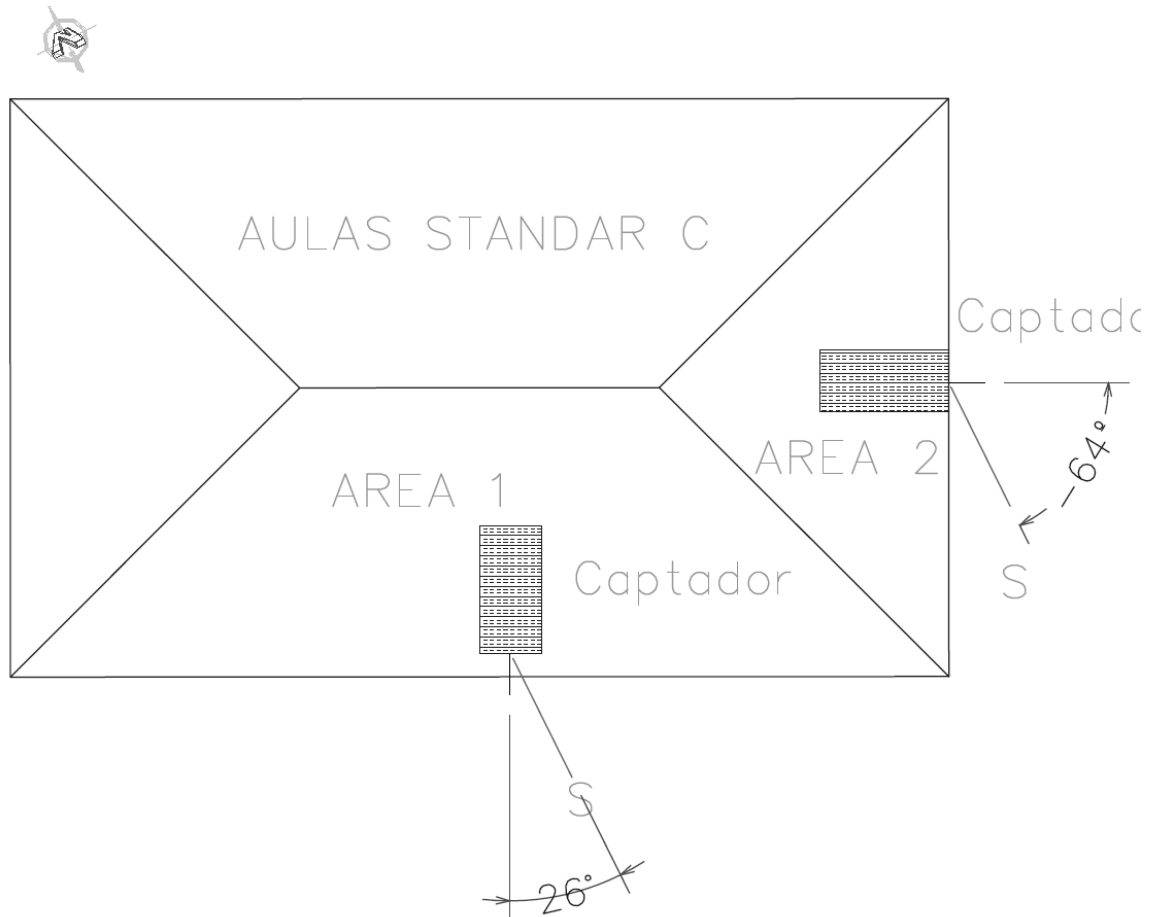


Figura 2.13 Angulo de desviación N-S para el edificio de aulas C.

Considerando lo anterior en la tabla 2.2 Se muestran la desviación norte-sur de cada área seleccionada en el techo de los edificios de la Universidad Don Bosco.

| Edificio | Área (A1) | Área (A2) | Orientación N-S (grados) (A1) | Orientación N-S (grados) (A2) | Inclinación Techos (grados) |
|--------------------------------|-----------|-----------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|
| Aulas A | 149.7 | 57.4 | 27 | -64 | 12 |
| Aulas B | 149.7 | 57.4 | 26 | -64 | 12 |
| Aulas C | 149.7 | 57.4 | 26 | -64 | 12 |
| Magna A | 51.9 | 24.9 | 26 | -64 | 12 |
| Magna B | 51.9 | 24.9 | 26 | -64 | 12 |
| Magna C | 182.0 | 0.0 | 26 | No aplica | 12 |
| Edificio de ortesis y protesis | 226.5 | 50.1 | 25 | -64 | 12 |
| Citt Edificio 3 | 132.4 | 158.0 | 26 | -64 | 12 |
| Citt Edificio 4 | 132.4 | 158.0 | 26 | -64 | 12 |
| Citt Edificio 5 | 132.4 | 158.0 | 26 | -64 | 12 |
| Citt Edificio 6 | 132.4 | 158.0 | 24 | -64 | 12 |
| Edificio de profesores | 72.5 | 29.2 | -20 | 70 | 12 |
| Edificio administrativo R | 72.5 | 29.2 | -20 | 70 | 12 |

Tabla 2.2 Desviación Norte Sur Edificios UDB

2.3.2 Cálculo de pérdidas de radiación solar por sombras

En este apartado buscaremos cuantificar las pérdidas mediante los siguientes puntos:

- Localizar los principales obstáculos, estableciendo sus coordenadas de posición.
- Representar el perfil de obstáculos en el diagrama de trayectorias del sol.
- Calculo de perdidas por sombreado.

Para entender como el software calcula las perdidas por sombreado analizaremos primero un ejemplo sencillo en el cual el área donde se ubicaran los captadores tiene solo un obstáculo circundante que produce sombra.

Ejemplo:

Instalación solar formada por una fila de captadores solares situada sobre un edificio de 3 plantas. El edificio forma -30° con la dirección sur, esto es, está en dirección S-SE. El centro de la fila se marca mediante el punto y se sitúa a 2 metros del borde del edificio, supondremos una inclinación 15° .

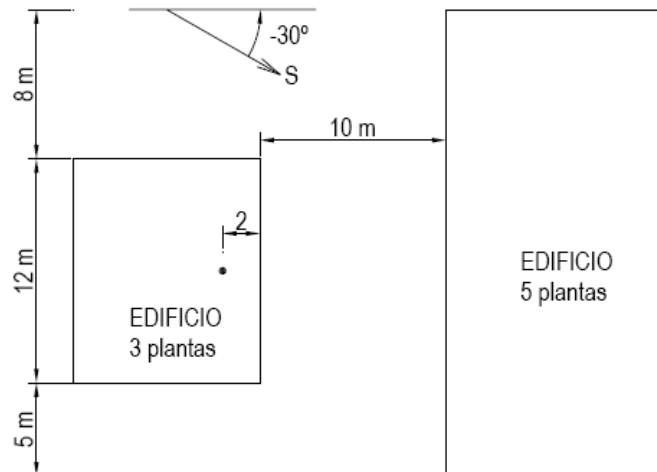


Figura 2.13 vista en planta del ejemplo de aplicación software

Para realizar el cálculo de sombras se marcan 5 puntos en el edificio que va a producir sombras sobre los captadores. Se supone que la diferencia de altura entre los edificios es de 7 metros.

Lo primero es definir nuestro marco de referencia, es decir, un sistema de ejes cartesianos que nos permitan asignar coordenadas a los puntos seleccionados que representaran al obstáculo visto desde el área donde se ubicara el captador,

tomamos nuestro origen en el centro de la fila o al centro del área donde se ubicarán nuestros módulos.

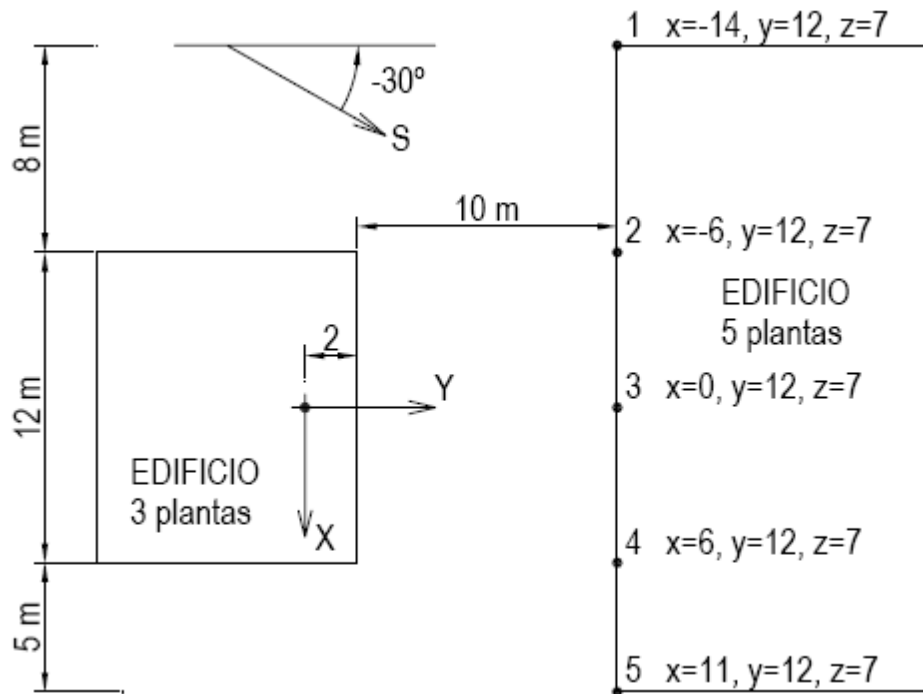


Figura 2.14 Coordenadas cartesianas del ejemplo de aplicación

Se adopta la convención de signos mostrada en la figura 2.14 para el marco referencial y se obtienen las coordenadas de los puntos que generaran sombra visto desde los captadores solares en metros.

Los datos de entrada para el software son el ángulo azimut visto desde el área donde estarán los módulos y el ángulo de elevación para cada punto seleccionado, debemos recordar que la selección de los puntos, se realiza con el fin de representar el perfil de sombra del edificio u objeto que esta frente al área que nos interesa evaluar.

Para calcular el ángulo azimut primero debemos calcular el Angulo horizontal para cada punto seleccionado, como ya conocemos las coordenadas que básicamente son distancias en metros calculamos el ángulo del triangulo rectángulo para cada punto, como se muestra en la figura 2.15.

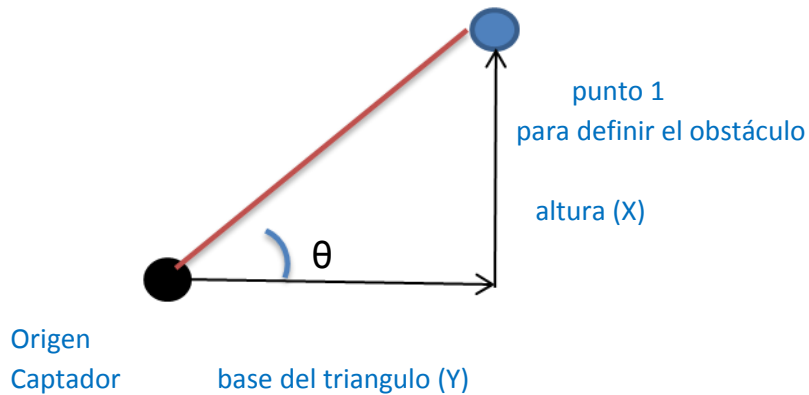


Figura 2.15 Triangulo rectángulo formado por las coordenadas x-y, para cada punto seleccionado.

El ángulo teta (θ), es el ángulo horizontal o el ángulo visto de planta con respecto al eje Y. Para el caso del punto 1 del obstáculo aproximadamente -49.4° , como puede verse en la figura 2.16



Figura 2.16 Se muestra, (vista en planta), el ángulo horizontal para el punto 1 y la desviación N-S

Para calcular el ángulo azimut visto desde los captadores utilizamos la siguiente ecuación.

$$\theta = \alpha + \theta_{\text{captador}}$$

Donde:

θ : es el ángulo Azimut.

α : Es la desviación norte sur

θ_{captador} : Es el ángulo horizontal

Para calcular el ángulo de elevación o la altura, calculamos primero la hipotenusa del triángulo de la figura 2.16. Utilizando el teorema de Pitágoras.

Una vez calculada la hipotenusa del triángulo visto de planta, esta se convierte en la base del triángulo que nos deja ver la elevación visto de perfil. En la figura 2.17 se muestra la vista de los edificios y el triángulo que nos da el ángulo de elevación para el primer punto del objeto. Para calcular el ángulo de elevación α , utilizamos la definición de la función arcotangente.

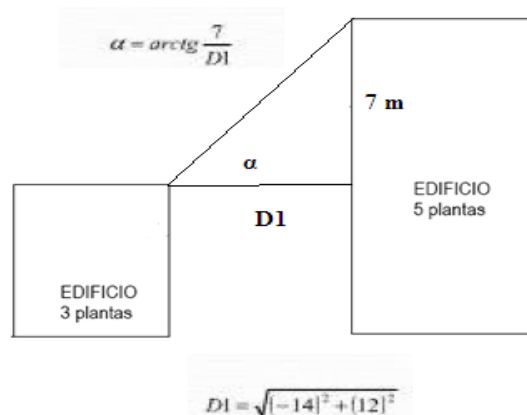


Figura 2.17. Vista de perfil de los edificios, mostrando el ángulo de elevación para el punto 1

Este cálculo se hace para los 5 puntos que defina el perfil de sombra del objeto, para este ejemplo se obtienen los valores de azimut y elevación mostrados en la tabla 2.3

| X | Y | Z | Angulo horizontal | Azimut | Altura |
|-----|----|---|-------------------|--------|--------|
| -14 | 12 | 7 | -49.40 | -79.40 | 20.79 |
| -6 | 12 | 7 | -26.57 | -56.57 | 27.55 |
| 0 | 12 | 7 | 0.00 | -30.00 | 30.26 |
| 6 | 12 | 7 | 26.57 | -3.43 | 27.55 |
| 11 | 12 | 7 | 42.51 | 12.51 | 23.27 |

Tabla 2.3 Coordenadas del ejemplo de aplicación censol 5

Seleccionamos en el menú principal del censol 5 la opción pérdidas por sombreado, como se muestra en la figura 2.18.



Figura 2. 18 Menú principal Censol 5

Aparecerá la pantalla para el cálculo, en la cual debemos introducir los datos de latitud, desviación norte sur e inclinación de los paneles. Ver figura 2.19 para

nuestro ejemplo aproximamos nuestra latitud a 14° Norte, desviación -30° e inclinación 15° . Una vez introducidos los datos anteriores procedemos a dibujar el objeto utilizando las coordenadas calculadas, es decir, el azimut y la altura. Damos click al botón editar obstáculo y aparecerá la pantalla mostrada en la figura 2. Y colocamos los pares azimut-altura que dan forma al obstáculo, rellenamos el interior ya que es un objeto solido, como se muestra en la figura 2.20

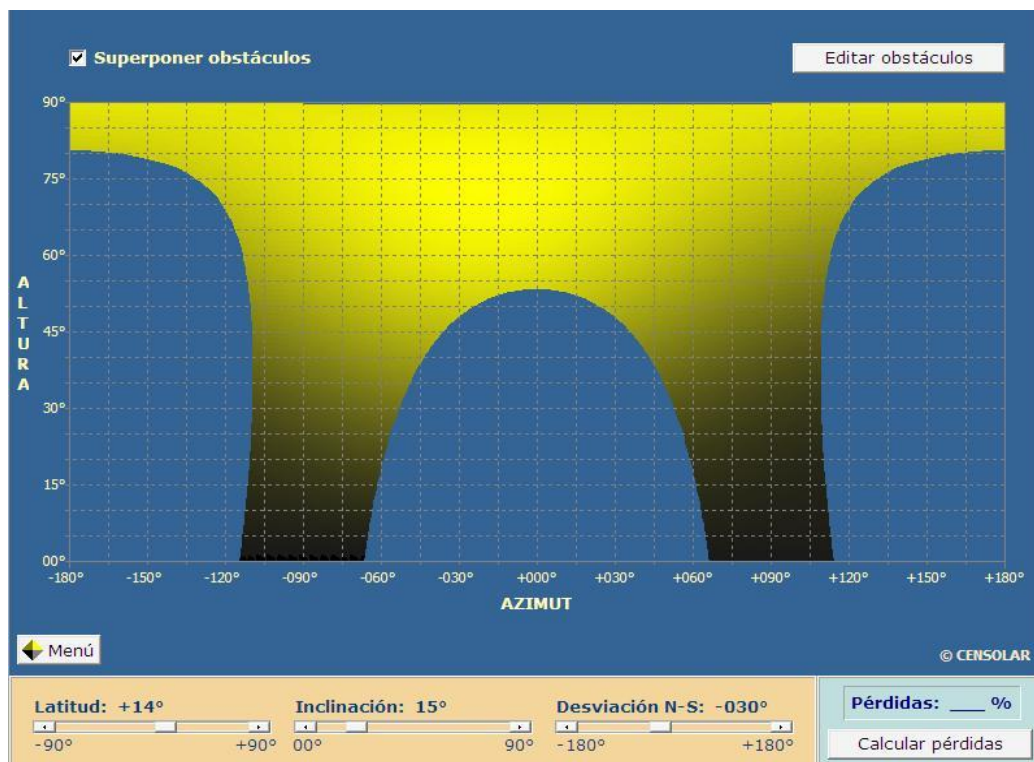


Figura 2.19 Pantalla de cálculo de pérdidas por sombra censol 5

Una vez editado el objeto volvemos, a la pantalla de cálculo dando clic en volver a diagrama y calculamos las pérdidas dando clic en el botón calcular pérdidas que para este caso son de un 5%, ver figura 2.21

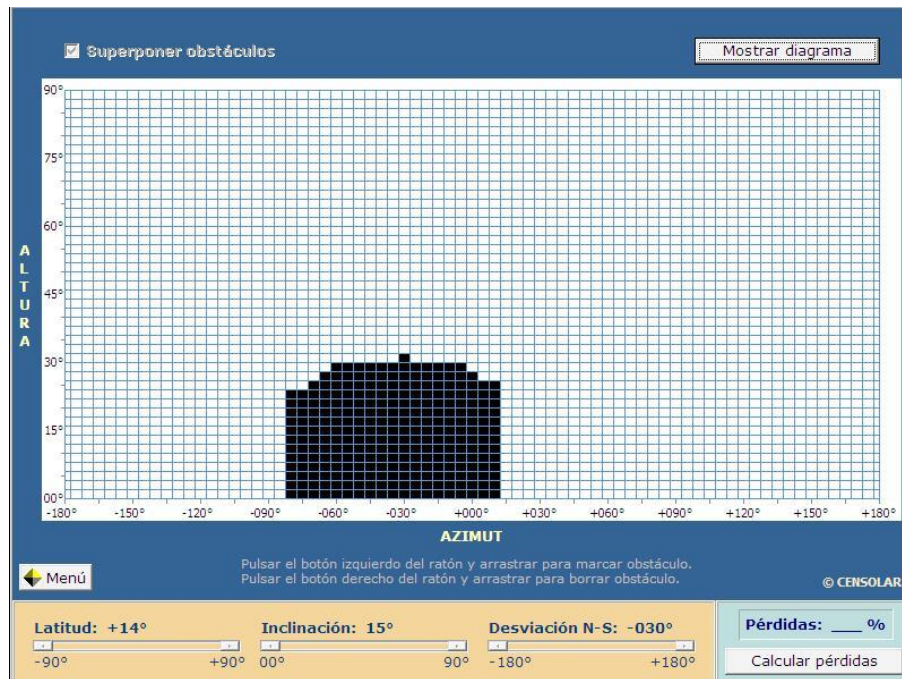


Figura 2.20 Pantalla de edición de obstáculos Censol 5

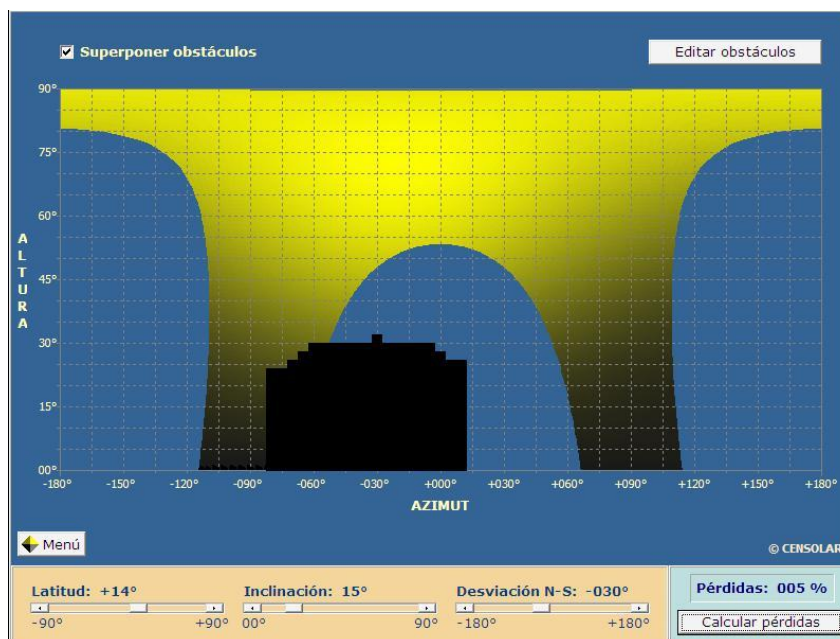


Figura 2.21 Cálculo de pérdidas ejemplo de aplicación.

El siguiente ejemplo se plantea con el propósito de explicar la metodología empleada para el cálculo de perdidas por sombra en áreas de los techos de los edificios de la Universidad Don Bosco. .

La instalación solar en el edificio de la *magna C* está formada por el “área 1” situada sobre el techo y es mostrada en la figura siguiente, la magna c tiene una desviación norte-sur de 26° y los puntos donde ubicamos las obstáculos son los puntos (p1, p2, p3, p4) todos referidos a los ejes XY, que asumiremos convencionalmente y que pasan sobre el centro del “área 1”

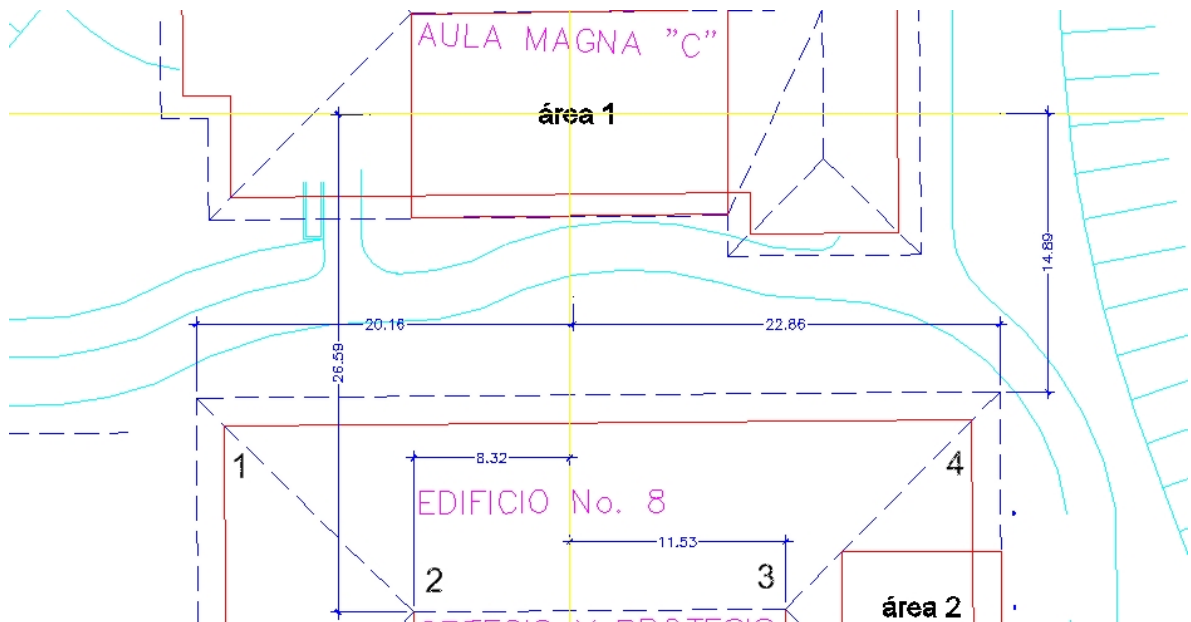


Figura 2.22. Vista en planta magna C y sus obstáculos circundantes

El establecimiento de las coordenadas en el plano está realizado en Auto CAD la determinación de la altura (Δz) se realizó según el lugar en estudio con instrumentos de medición.

| Área 1 | x | y | Δz |
|--------|--------|--------|-----|
| p1 | -20,16 | -14,89 | 0 |
| p2 | -8,32 | -26,59 | 3,5 |
| p3 | 11,53 | -26,59 | 3,5 |
| p4 | 22,86 | -14,89 | 0 |

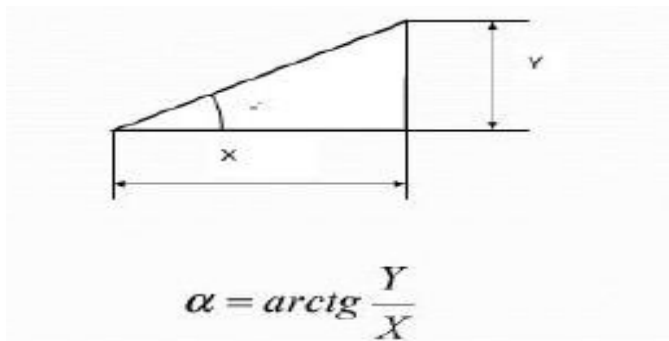
Tabla 2.4 Coordenadas para el objeto circundante a la magna C

Ya con el establecimiento de las coordenadas se buscara:

- Determinación del ángulo horizontal
- Determinar el azimut
- Determinar la altura

Esto tendrá como meta proporcionar los insumos que más adelante se explicara a detalle para la realización de estudio de sombras para cada una de las áreas en análisis, esto se hará con el software *Censol 5*.

Con ayuda de las hojas de cálculo se determina el ángulo horizontal, para ello se supondrá lo siguiente:



Siendo α ; el ángulo horizontal en grados. Para el p1 el valor es 36° aproximadamente.

Para determinar el azimut emplearemos nuevamente una hora de cálculo con el fin de facilitar el trabajo, que se podría hacer con una calculadora de bolsillo.

Esto se realizara utilizando la siguiente fórmula:

$$\theta = \alpha + \theta_{captador}$$

Esto nos dice que el valor del azimut será la suma de el ángulo horizontal más la desviación norte-sur de los captadores, en este caso tomaremos la desviación que es variable en los edificios.

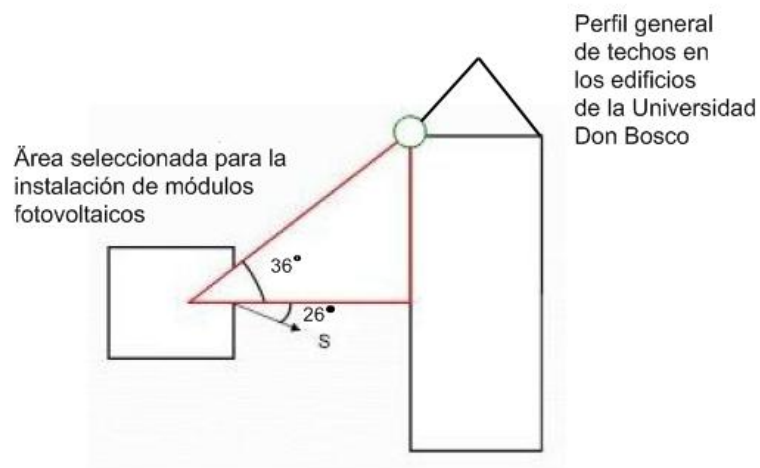


Figura 2.23 Perfil general de los edificios en el campus de la Universidad Don Bosco

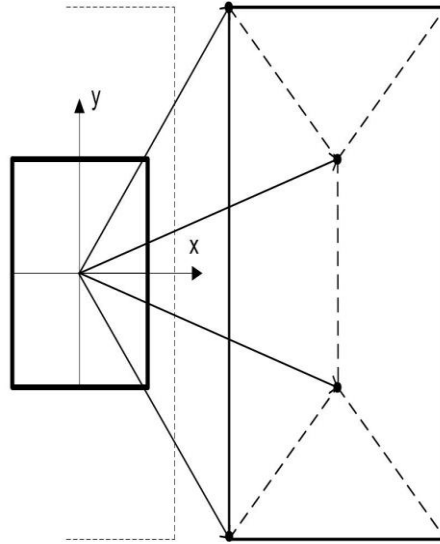


Figura 2.24. Vista en planta general del techo en los edificios de la Universidad Don Bosco.

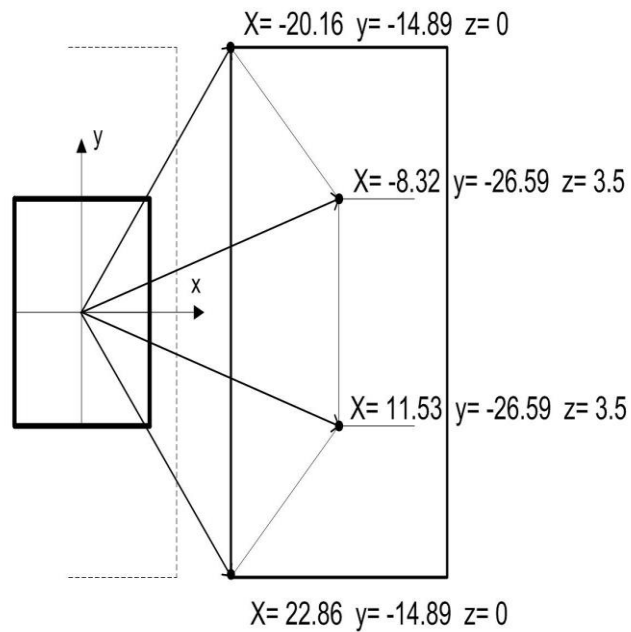


Figura 2.25 Vista en planta del área ocupada por captadores y el edificio 8 Citt

En el caso específico de p1 el valor obtenido de θ es de 62° aproximadamente. Finalmente el último insumo que se necesita para la elaboración de análisis por

sombra mediante el software *censo/ 5* es la determinación de la altura medida en grados.

Para cada uno de los puntos (p1, p2, p3, p4) se deberá hacer el mismo análisis, es así que en la siguiente figura generalizamos para cinco puntos y se muestra la vista.

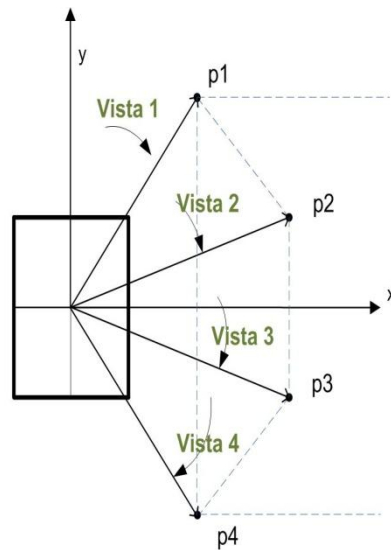


Figura 2.26 Vista en planta de los puntos, que forman el perfil de sombra Edificio 8 Citt.

Una forma un poco mas practica de ver el anterior diagrama es el siguiente donde es necesario determinar D1.



Donde:

D1: se calcula por la ley de Pitágoras

La fórmula para determinar la altura es la siguiente:

$$\beta = \arctg(\Delta z / \sqrt{x^2 + y^2})$$

Para el caso específico de p2 el valor de β es de 7.16°

En resumen a continuación se presenta la captura de pantalla que se realizó en la hora de cálculo para nuestro ejemplo del edificio magna C.

The screenshot shows an Excel spreadsheet with columns A through I and rows 47 through 64. A table is located in rows 54-59, columns B-I. The table has 8 columns: Area 1, x, y, Δz, ángulo horizontal(°), azimut (°), altura (°), and pérdidas. Row 55 is a header for 'objeto 1, Edificio ortesis y prótesis.' Rows 56-59 contain data points p1, p2, p3, and p4. Callout boxes provide formulas: 'DETERMINACIÓN DEL ÁNGULO HORIZONTAL: GRADOS(ATAN(D56/C56))', 'DETERMINACIÓN DEL AZIMUT: F56+26', and 'DETERMINACIÓN DE ALTURA: GRADOS(ATAN(E56/RAIZ(C56^2+D56^2)))'.

| Area 1 | x | y | Δz | ángulo horizontal(°) | azimut (°) | altura (°) | pérdidas |
|--|-------|--------|-----|----------------------|------------|------------|----------|
| objeto 1, Edificio ortesis y prótesis. | | | | | | | |
| p1 | -20,2 | -14,89 | 0 | 36,4493 | 62,45 | 0,00 | 0,00% |
| p2 | -8,32 | -26,59 | 3,5 | 72,6251 | 98,63 | 7,16 | |
| p3 | 11,53 | -26,59 | 3,5 | -66,5574 | -40,56 | 6,89 | |
| p4 | 22,86 | -14,89 | 0 | -33,0785 | -7,08 | 0,00 | |

Tabla 2.5 Coordenadas de obstáculos y pérdidas para la magna C

Es así que en la opción del programa censol 5 “pérdidas por sombreado” introducimos los datos en los cuales hemos trabajado. Los puntos (p1, p2, p3, p4) representan el perfil de sombra que hace el edificio de ortesis y prótesis al edificio de la magna C, además deberemos introducir los valores latitud del lugar, inclinación en este caso del techo y la desviación con respecto al eje formado entre norte-sur .

| Área 1 | azimut (°) | altura (°) |
|---------------|-------------------|-------------------|
| p1 | 62.45 | 0.00 |
| p2 | 98.63 | 7.16 |
| p3 | -40.56 | 6.89 |
| p4 | -7.08 | 0.00 |

Tabla 2.6 Coordenadas angulares del obstáculo circundante al área seleccionada magna C

Plotemos los puntos mediante la opción “editar obstáculos” y mediante la opción “calcular perdidas” nos muestra el porcentaje de cuanto dejamos de percibir de energía por sombreado, esto se muestra en la grafica de la figura 2.27.

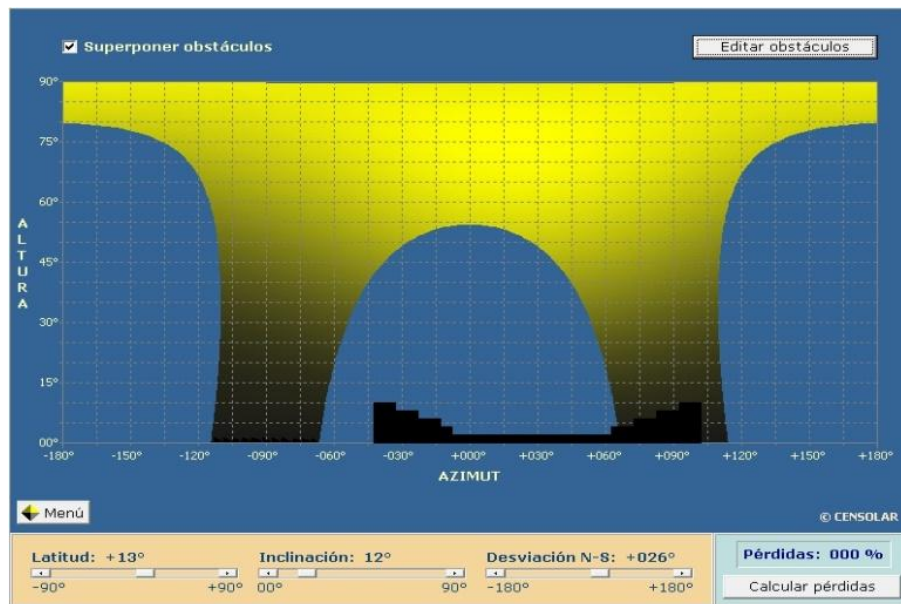


Figura 2.27 Perfil de sombra plotado en Censol5 magna C

Para el caso específico del edificio magna C el porcentaje de pérdidas por sombreado es de 0%

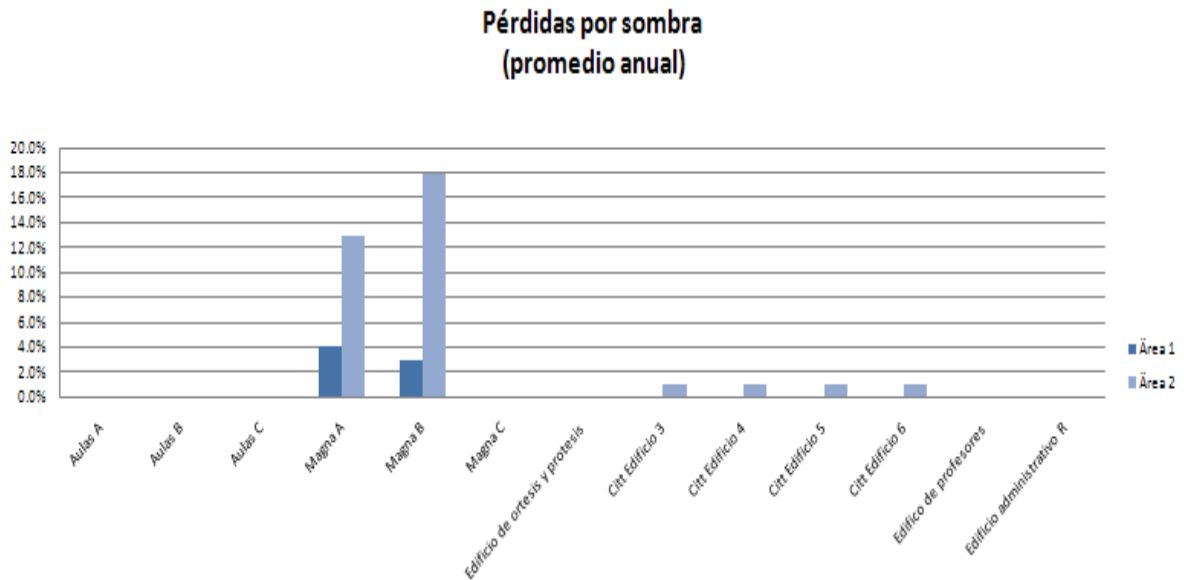


Figura 2.28 Promedio de pérdidas anuales por sombra

2.3.3 Elevaciones de edificios en el campus de la Universidad Don Bosco.

Las elevaciones en los edificios del campus de la Universidad Don Bosco es importante estudiarlos debido a las pérdidas que estos pueden producir a las áreas preseleccionadas para el estudio. Empezaremos describiendo este apartado en las aulas estándar A, B, C. De antemano hay que subrayar que solo tomaremos en cuenta elevaciones debido a la infraestructura, dejando a un lado por el momento los árboles que pudiesen producir sombras en las áreas de montajes para los módulos fotovoltaicos.

En los techos en los que se ha realizado los estudios de perdidas por de sombras circundantes, orientación e inclinación se ha considerado la siguiente convención; para los techos del centro de Investigación y Transferencia de Tecnología (CITT), el área 1 está compuesta por dos regiones debido a que tiene la misma inclinación y la misma orientación norte-sur. En cuanto el área 2; se compone de una solo región sobre los techos, como se muestra en la figura siguiente.

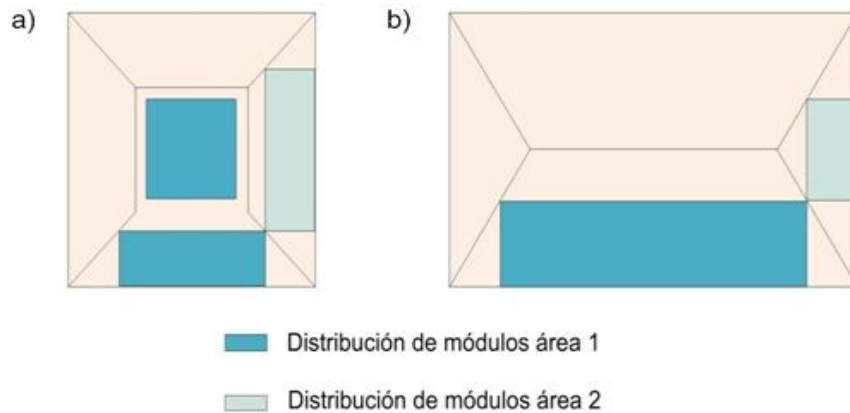


Figura 2.29. Vista en planta de las dos clases de techos en el campus; a) edificios 3, 4, 5 y 6 del CITT. b) Aulas estándar y magnas A, B, C, edificio de ortesis y prótesis, edificio de profesores y administrativo R

Las pérdidas por sombras obtenidas en el edificio de las aulas estándar A, son aproximadamente de cero por ciento, y se debe a que los edificios circundantes tiene la misma altura como se ve en la figura siguiente, esto hace que en áreas preseleccionadas sea factible el montaje de paneles fotovoltaicos en este edificio.



Figura 2.30: Izquierda Centro de Desarrollo Integral Universitario, derecha aulas estándar C

En las aulas estándar A y B la diferencia de alturas es mínima, y así mismo como en el caso anterior las perdidas por sombras son cero esta condición hace favorable la instalación de paneles fotovoltaicos, en estas áreas preseleccionadas.



Figura 2.31, Izquierda aulas estándar B, derecha aulas estándar A

En el caso del edificio magna A, las pérdidas solamente por sombras alcanzan valores de cuatro por ciento para el área 1 y de trece por ciento para el área 2, esto nos hará considerar si este edificio cumple o no con las para la generación de energía eléctrica.



Figura 2.32, izquierda magna A, derecha fondo aulas estándar A

Las pérdidas por sombras en la magna B, en el área 1 y en el área 2 son tres por ciento y de dieciocho por ciento respectivamente, esto nos hará considerar según un criterio que se presentara más adelante la selección o descarte de estas áreas.



Figura 2.33 Izquierda aulas estándar B, derecha magna B,

La diferencia en alturas para el estudio de sombras entre la Magna C y el edificio de ortesis y prótesis es de 3.5 metros aproximadamente, esta diferencia así como en los casos anteriores es tomada desde el punto central de la ubicación del montaje de los paneles fotovoltaicos en la magna C hasta el punto más alto de el techo del edificio de ortesis y prótesis. La figura 2.34 muestra la elevación existente. La región seleccionada en el edificio de la magna C solo es el área 1.

Las pérdidas las pérdidas promedio anuales por sombras son de cero por ciento, lo cual para fines de generación en este estudio es muy favorable.



Figura 2.34, Izquierda magna C, derecha edificio de ortesis y prótesis

En las áreas de los techos, de las zonas de laboratorio preseleccionadas para el análisis del estudio de sombras de los edificios dos áreas estas se muestran en la figura 2.35.

El área 2 del techo del edificio tres está orientada al edificio dos y las pérdidas debido a estos son de uno por ciento, considerando también que esta área 2 está afectada por una especie de respiradero presente en todos los edificios del CITT.

El área 1, conformada por las partes descritas al inicio en la figura 2.4, tiene un porcentaje de pérdidas de cero por ciento. La elevación en el punto más alto del respiradero de los edificios del CITT se ha estimado en 1.5 metros, esta altura es utilizada para calcular las pérdidas por sombra mediante el programa censol 5.



Figura 2.35. Fondo edificio número 3 donde se puede apreciar la entrada de luz y ventilación del los edificios del CITT, frente edificio número 2

La diferencia de niveles entre el edificio 4 y el edificio 3 no existe, solo se considera el punto más alto que es de 1.5 metros (antes descrito) para el estudio de sombras. Para el área 1 las pérdidas estimadas es de cero por ciento y para el área 2 el valor de pérdidas por sombras es de uno por ciento que es lo que se debe a la sombra que hace el respiradero sobre esta área.



Figura 2.36. Izquierda edificio 4, derecha edificio 3. La diferencia de nivel considerada es de 1.5 metros.

Como en los casos anteriores la diferencia de niveles es cero, y las pérdidas en las aéreas 1 y 2 son cero y uno por ciento respectivamente.



Figura 2.37, Izquierda edificio 4, derecha edificio 5

Finalmente en la zona de laboratorios del campus de la universidad los edificios 5 y 6 tienen pérdidas similares, en el área 1 no presenta pérdidas por sombreado y el área 2 como en los casos anteriores llegan al uno por ciento.



Figura 2.38, Izquierda edificio 5, derecha edificio 6

Al inicio de este apartado subrayamos el hecho de no considerar las pérdidas que pueden darse por los árboles que rodean los edificios. Este es el caso particular de los edificios de profesores y el edificio administrativo, las pérdidas por sombreado por infraestructura circundantes es cero para las áreas 1 y 2.

Al final de este estudio propondremos las recomendaciones respectivas.

2.4 Pérdidas por orientación e inclinación

El objeto de este apartado es determinar las pérdidas de radiación solar debido a la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- a) ángulo de inclinación, β definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0 para módulos horizontales y 90° para verticales.
- b) ángulo de azimut, α definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores

típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

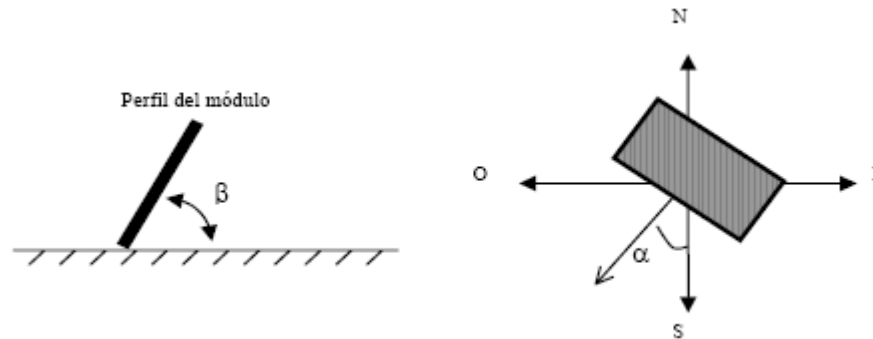


Figura 2.39. Orientación e inclinación de los módulos

Para el cálculo de pérdidas utilizamos nuevamente el software censol 5, seleccionamos en el menú principal pérdidas por posición como se muestra en la figura 2.40.



Figura 2.40. Menú Principal Censol 5

Los datos que debemos ingresar al programa son la latitud, la inclinación de los módulos y la desviación norte sur. El software es capaz de calcular las pérdidas

promediando los doce meses del año o en un período en cual tengamos interés. Para nuestro caso y consideramos calcular las pérdidas mensuales con el software y luego promediar el año, para cada edificio. En general se consideraron dos aéreas por edificio, para cada área debe hacerse el cálculo de perdidas por orientación e inclinación mensual. Como podemos ver en la figura 2.41 en la cual se muestra el cálculo para el mes de enero del área 1 en el edificio de aulas A.

Los ángulos de desviación se toman de la tabla 2.2, que para el caso del área 1 del edificio A es 26° y 12° de inclinación. Para este mes el área tiene una pérdida del 9%.

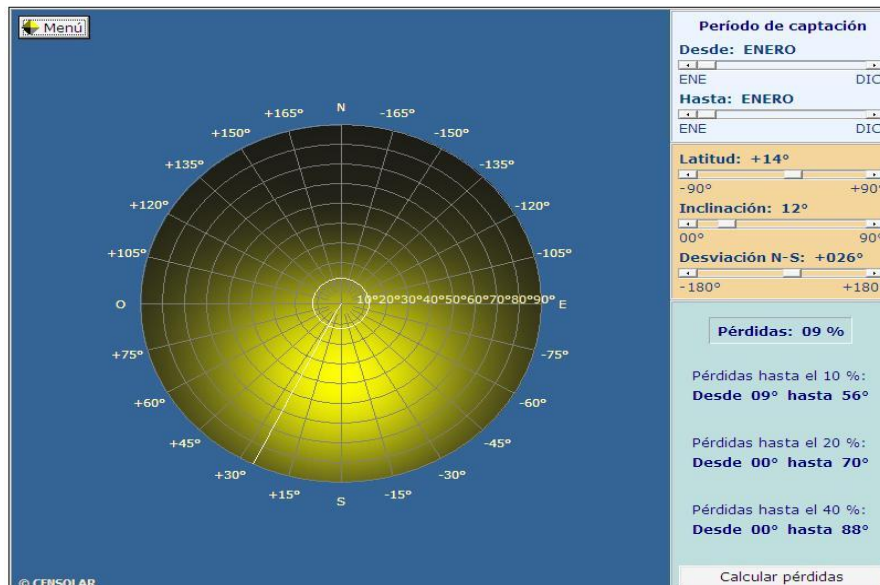


Figura 2.41. Calculo por inclinación y orientación edificio de aulas A, área 1, mes enero.

En la tabla 2.7 se muestran las pérdidas anuales por orientación y inclinación para las aéreas seleccionadas en los edificios del campus de la UDB. Como puede verse las perdidas oscilan entre el 5% y un 7% anualmente. En la figura 2.42 se muestra un grafico de la tendencia anual de las perdidas según el área de cada edificio.

PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

| Edificio | enero | | febrero | | marzo | | abril | | mayo | | junio | | julio | | agosto | | septiembre | | octubre | | noviembre | | diciembre | | Promedio | |
|-----------------------------------|-------|-------|---------|------|-------|------|-------|------|------|------|-------|------|-------|------|--------|------|------------|------|---------|------|-----------|-------|-----------|-------|----------|------|
| | A1 | A2 | A1 | A2 | A1 | A2 | A1 | A2 | A1 | A2 | A1 | A2 | A1 | A2 | A1 | A2 | A1 | A2 | A1 | A2 | A1 | A2 | A1 | A2 | A1 | A2 |
| Aulas A | 9.0% | 14.0% | 4.0% | 8.0% | 1.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 5.0% | 10.0% | 7.0% | 8.0% | 6.0% | 4.0% | 3.0% | 0.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 7.0% | 12.0% | 10.0% | 15.0% | 5.3% | 6.9% |
| Aulas B | 9.0% | 14.0% | 4.0% | 8.0% | 1.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 5.0% | 10.0% | 7.0% | 8.0% | 6.0% | 4.0% | 3.0% | 0.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 7.0% | 12.0% | 10.0% | 15.0% | 5.3% | 6.9% |
| Aulas C | 9.0% | 14.0% | 4.0% | 8.0% | 1.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 5.0% | 10.0% | 7.0% | 8.0% | 6.0% | 4.0% | 3.0% | 0.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 7.0% | 12.0% | 10.0% | 15.0% | 5.3% | 6.9% |
| Magna A | 9.0% | 14.0% | 4.0% | 8.0% | 1.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 5.0% | 10.0% | 7.0% | 8.0% | 6.0% | 4.0% | 3.0% | 0.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 7.0% | 12.0% | 10.0% | 15.0% | 5.3% | 6.9% |
| Magna B | 9.0% | 14.0% | 4.0% | 8.0% | 1.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 5.0% | 10.0% | 7.0% | 8.0% | 6.0% | 4.0% | 3.0% | 0.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 7.0% | 12.0% | 10.0% | 15.0% | 5.3% | 6.9% |
| Magna C | 9.0% | | 4.0% | | 1.0% | | 2.0% | | 6.0% | | 10.0% | | 8.0% | | 4.0% | | 0.0% | | 2.0% | | 7.0% | | 10.0% | | 5.3% | 0.0% |
| Edificio de ortesis y protesis | 9.0% | 14.0% | 4.0% | 8.0% | 1.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 5.0% | 10.0% | 7.0% | 8.0% | 6.0% | 4.0% | 3.0% | 0.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 7.0% | 12.0% | 10.0% | 15.0% | 5.3% | 6.9% |
| Citt Edificio 3 | 9.0% | 14.0% | 4.0% | 8.0% | 1.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 5.0% | 10.0% | 7.0% | 8.0% | 6.0% | 4.0% | 3.0% | 0.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 7.0% | 12.0% | 10.0% | 15.0% | 5.3% | 6.9% |
| Citt Edificio 4 | 9.0% | 14.0% | 4.0% | 8.0% | 1.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 5.0% | 10.0% | 7.0% | 8.0% | 6.0% | 4.0% | 3.0% | 0.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 7.0% | 12.0% | 10.0% | 15.0% | 5.3% | 6.9% |
| Citt Edificio 5 | 9.0% | 14.0% | 4.0% | 8.0% | 1.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 5.0% | 10.0% | 7.0% | 8.0% | 6.0% | 4.0% | 3.0% | 0.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 7.0% | 12.0% | 10.0% | 15.0% | 5.3% | 6.9% |
| Citt Edificio 6 | 9.0% | 14.0% | 4.0% | 8.0% | 1.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 5.0% | 10.0% | 7.0% | 8.0% | 6.0% | 4.0% | 3.0% | 0.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 7.0% | 12.0% | 10.0% | 15.0% | 5.3% | 6.9% |
| Edificio de profesores | 8.0% | 15.0% | 4.0% | 9.0% | 0.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 7.0% | 4.0% | 10.0% | 7.0% | 8.0% | 6.0% | 4.0% | 3.0% | 0.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 7.0% | 13.0% | 10.0% | 16.0% | 5.2% | 7.2% |
| Edificio administrativo R | 8.0% | 15.0% | 4.0% | 9.0% | 0.0% | 3.0% | 2.0% | 2.0% | 7.0% | 4.0% | 10.0% | 7.0% | 8.0% | 6.0% | 4.0% | 3.0% | 0.0% | 2.0% | 2.0% | 6.0% | 7.0% | 13.0% | 10.0% | 16.0% | 5.2% | 7.2% |

Tabla 2.7. Perdidas por orientación e inclinación edificios UDB³

³ Datos calculados mediante el software censol 5

Pérdidas por orientación e inclinación (promedio anual)

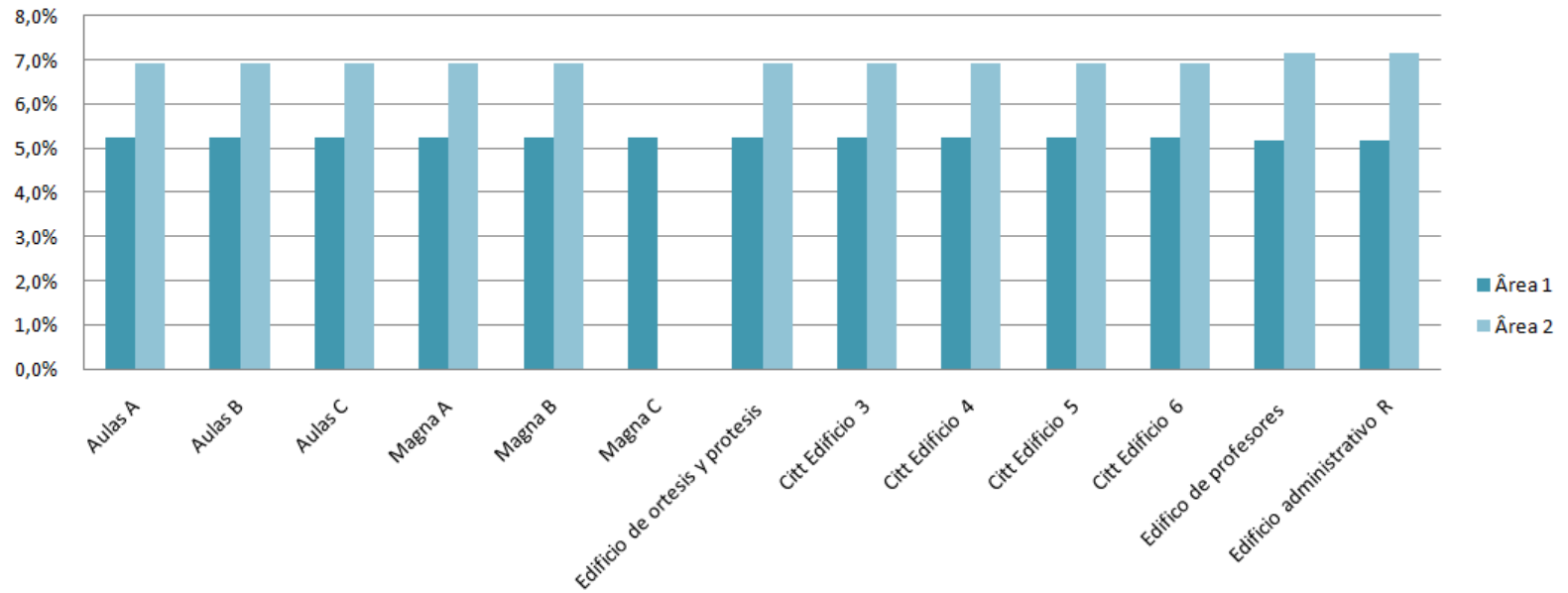


Figura 2.42 Promedio anual de perdidas por orientación e inclinación ⁴

⁴ Grafica realizada, tomando el promedio de pérdidas anuales, por orientación e inclinación calculadas con el censol 5

2.5 Selección del área adecuada en los edificios de la Universidad Don Bosco

En la actualidad en El Salvador, no se cuenta con algún criterio para la selección de instalaciones de generación eléctrica utilizando tecnología fotovoltaica, es por eso se nos hace necesario regirnos por algunas normativas o criterios para este estudio; que nos puedan ayudar a decidir qué áreas que se plantean, son las idóneas o que pueden ser dentro de esos parámetros las indicadas, para la selección.

En la búsqueda de criterios de selección, consultamos algunas normativas que se adecuen al estudio que estamos presentando. Es así que debido al avance de este tipo de tecnología con que cuenta España y la diversidad de criterios para la selección nos basamos en: “HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica”, que es un apartado normativo del departamento de energías renovables de ese país.

Como indica la grafica siguiente para junio del 2009, en España contaba con un 69% de las instalaciones más grandes del mundo.

El apartado HE 5 está incluido en el “documento básico de ahorro de energías”, del años 2006 en España y consiste esencialmente, que toda persona que se adhiere a esta normativa entra automáticamente a los beneficios que el gobierno estatal ofrece por contar con un instalación de generación fotovoltaica. Éste no nuestro caso pero HE5, nos ayuda a contar con una base para el criterio de selección de las áreas de los techos en los edificios de la Universidad Don Bosco. Estos criterios son los siguientes:

- Las pérdidas por orientación e inclinación deben ser menores o iguales al 10%
- Las pérdidas por el análisis de sombras deben ser menores o iguales al 10%
- En el caso en donde las pérdidas por orientación e inclinación sean máximas; es decir de 10 % y las pérdidas por sombreados también lo sean el valor total se asumirá de 15%

RESUMEN DE PÉRDIDAS Y ÁREAS DE SELECCIÓN

RESUMEN DE PÉRDIDAS Y ÁREAS DE SELECCIÓN

| <i>Nombre del edificio</i> | <i>Área (A1): perdidas por sombras</i> | <i>Área (A2): perdidas por sombra</i> | <i>Área (A1): perdidas por orientación e inclinación</i> | <i>Área (A2): perdidas por orientación e inclinación</i> | <i>selección</i> |
|--------------------------------|--|---------------------------------------|--|--|------------------|
| Aulas A | 0.0% | 0.0% | 5.3% | 6.9% | se acepta |
| Aulas B | 0.0% | 0.0% | 5.3% | 6.9% | se acepta |
| Aulas C | 0.0% | 0.0% | 5.3% | 6.9% | se acepta |
| Magna A | 4.0% | 13.0% | 5.3% | 6.9% | se rechaza |
| Magna B | 3.0% | 18.0% | 5.3% | 6.9% | se rechaza |
| Magna C | 0.0% | No aplica | 5.3% | 0.0% | se acepta |
| Edificio de ortesis y protesis | 0.0% | 0.0% | 5.3% | 6.9% | se acepta |
| Citt Edificio 3 | 0.0% | 1.0% | 5.3% | 6.9% | se acepta |
| Citt Edificio 4 | 0.0% | 1.0% | 5.3% | 6.9% | se acepta |
| Citt Edificio 5 | 0.0% | 1.0% | 5.3% | 6.9% | se acepta |
| Citt Edificio 6 | 0.0% | 1.0% | 5.3% | 6.9% | se acepta |
| Edificio de profesores | 0.0% | 0.0% | 5.2% | 7.2% | se acepta |
| Edificio administrativo R | 0.0% | 0.0% | 5.2% | 7.2% | se acepta |

Tabla 2.8. Selección del area adecuada en los edificios de la UDB, considerando las perdidas energeticas

2.6 Análisis de pérdidas para el multigimnasio Don Bosco

Consideraremos para nuestra propuesta una infraestructura más, el techo del multigimnasio Don Bosco, que a pesar que no es parte del campus de la UDB merece tomarse en cuenta debido, al gran área que posee y a que no existe una estructura física en la ciudadela Don Bosco más alta que esta, por ello esta área no tendrá pérdidas por sombreado solamente por desviación N-S é inclinación. Además la subestación se encuentra muy accesible para poder conectarse a la red. En la figura 2.44 podemos observar una vista en perspectiva del multigimnasio.

La desviación Norte-sur ó el ángulo azimut del multigimnasio es de 26° como podemos ver en la figura 2.45. El techo del multigimnasio está dividido en ocho tramos, cada tramo tiene una inclinación distinta por ello es necesario evaluar cada tramo con su ángulo de inclinación.



Figura 2.44 Vista en perspectiva del multigimnasio

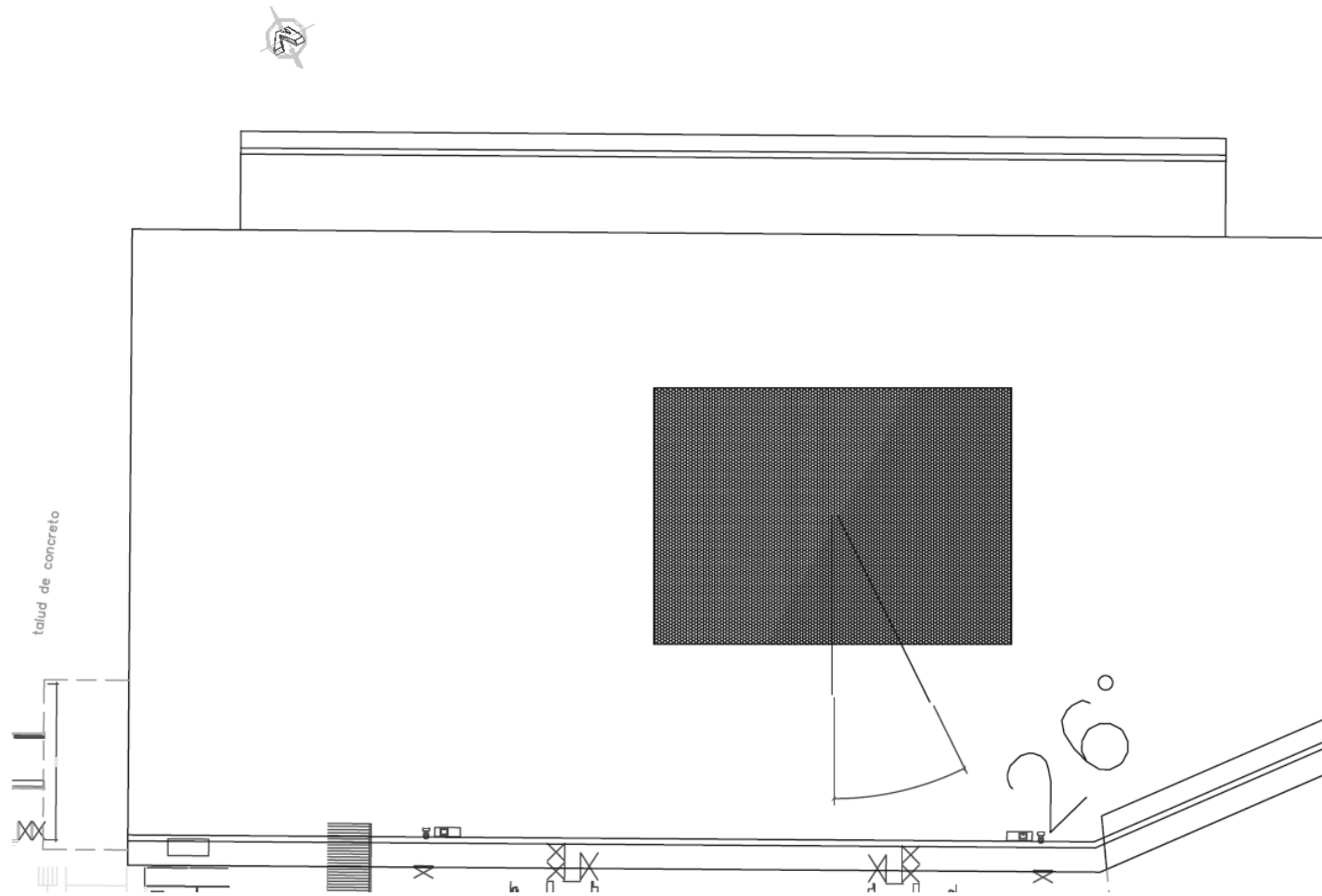


Figura 2.45 Vista en planta multigimnasio Don Bosco, indicando el azimut del área

Los tramos son definidos por las vigas o tubos que sostienen los tramos de lámina que forman el techo, cada tramo tiene una longitud aproximada de 5 metros. El primer tramo se ubica en la parte más alta del techo. Las bridas de unión entre las vigas consecutivas las tomamos como las cotas de cada tramo, como se muestra en la figura 2.46.

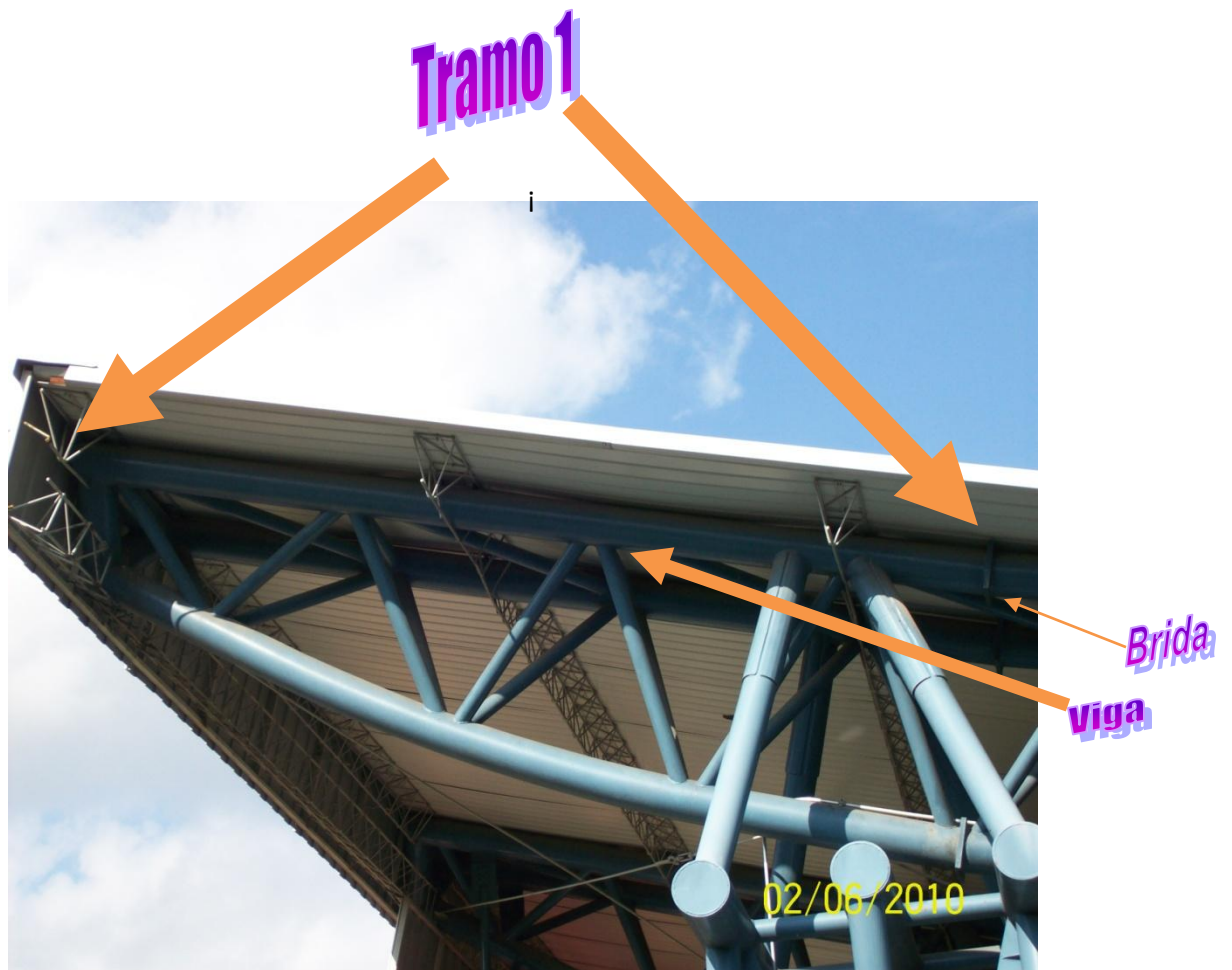


Figura 2.46 Viga que sostiene el primer tramo de techo del multigimnasio

Para el primer tramo el ángulo de inclinación es de 15° , en la figura 2.47 se muestra la vista en planta de los tramos del 1 al 8 y su respectiva inclinación.

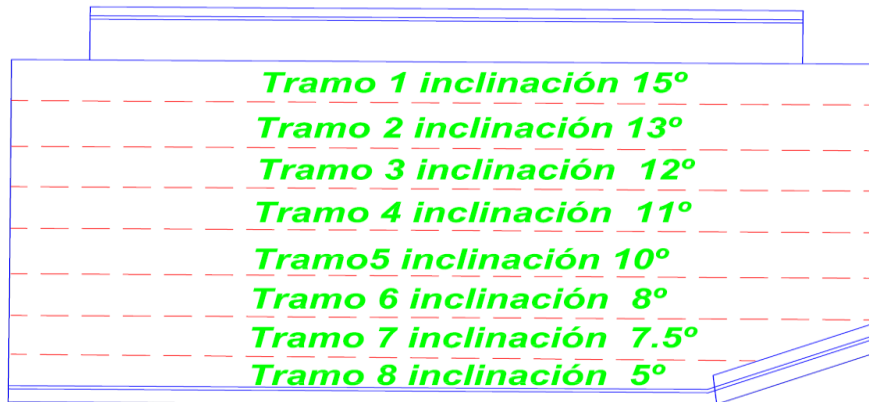


Figura 2.47 Vista en planta del multigimnasio y la inclinación de cada tramo

En la figura 2.48 se muestra el último tramo de techo del multigimnasio, este tiene una inclinación de 5° .

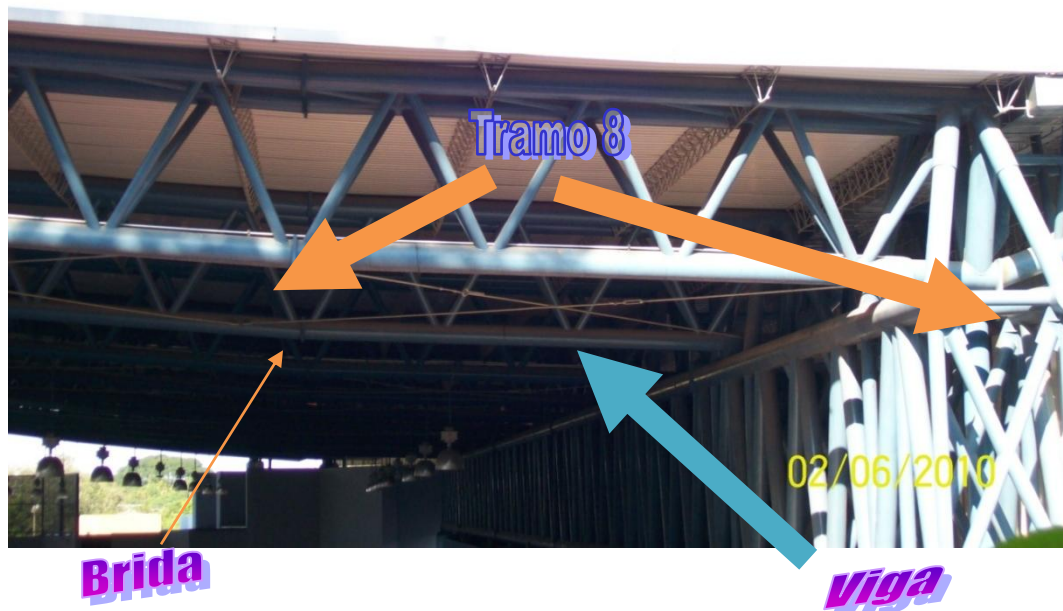


Figura 2.48 Vista de perfil del tramo 8 del techo multigimnasio

Conociendo la inclinación para cada tramo y la desviación norte sur ó azimut, podemos utilizar nuevamente el programa censol 5 para calcular las perdidas por orientación. Como se hizo anteriormente se calcula para cada mes y luego calcular el promedio anual.

Para el primer tramo se introducen la latitud, la cual se aproxima a 14° Norte, desviación N-S 26° e inclinación 15°, En la figura 2.49 puede verse la captura del programa censol 5, con los datos anteriores en el cual se calcula las pérdidas para el mes de enero, para este mes son del 7%.

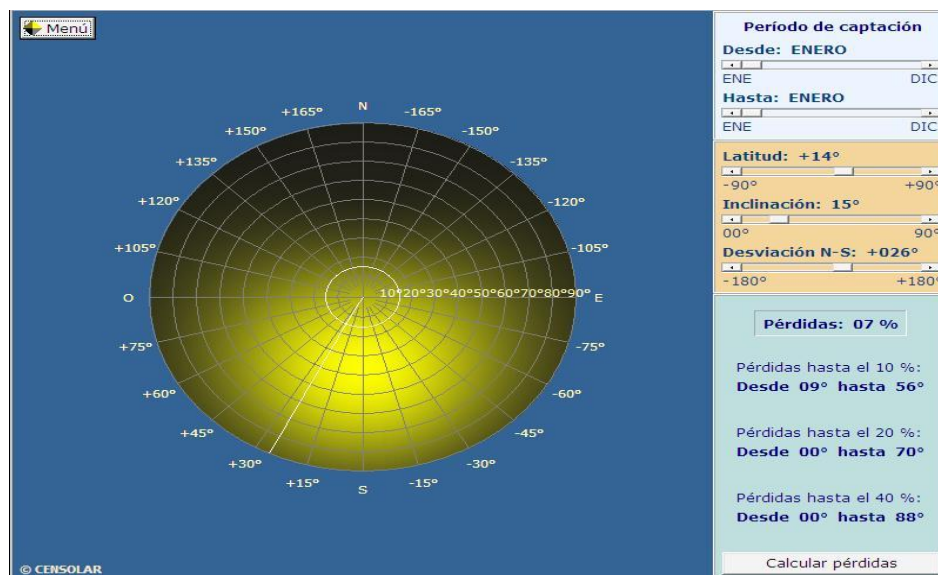


Figura 2.49 Captura de pantalla del programa censol 5, Calculo de pérdidas para enero

En la tabla 2.9 se muestra las pérdidas mensuales calculadas con el censol 5 y el promedio anual en la última columna. La figura 2.50 muestra la tendencia de la perdida por tramo en promedio anual, estas oscilan entre 5 % al 5.6%.

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS EN MULTIGIMNSIO. (%)

| Tramo del techo | inclinación (°) | enero | febrero | marzo | abril | mayo | junio | julio | agosto | septiembre | octubre | noviembre | diciembre | Promedio anual (%) |
|-----------------|-----------------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|--------------------|
| Tramo 1 | 15 | 7.0 | 3.0 | 1.0 | 3.0 | 8.0 | 12.0 | 10.0 | 5.0 | 1.0 | 2.0 | 6.0 | 9.0 | 5.58 |
| Tramo 2 | 13 | 8.0 | 4.0 | 1.0 | 2.0 | 7.0 | 10.0 | 9.0 | 4.0 | 1.0 | 2.0 | 7.0 | 10.0 | 5.42 |
| Tramo 3 | 12 | 9.0 | 4.0 | 1.0 | 2.0 | 6.0 | 10.0 | 8.0 | 4.0 | 0.0 | 2.0 | 12.0 | 10.0 | 5.67 |
| Tramo 4 | 11 | 9.0 | 4.0 | 1.0 | 2.0 | 6.0 | 9.0 | 8.0 | 3.0 | 0.0 | 3.0 | 8.0 | 11.0 | 5.33 |
| Tramo 5 | 10 | 10.0 | 5.0 | 1.0 | 1.0 | 5.0 | 8.0 | 7.0 | 3.0 | 0.0 | 3.0 | 8.0 | 11.0 | 5.17 |
| Tramo 6 | 8 | 11.0 | 5.0 | 1.0 | 1.0 | 4.0 | 7.0 | 6.0 | 2.0 | 0.0 | 3.0 | 9.0 | 13.0 | 5.17 |
| Tramo 7 | 7.5 | 11.5 | 5.5 | 1.0 | 1.0 | 4.0 | 7.0 | 5.5 | 2.0 | 0.0 | 3.5 | 9.5 | 13.0 | 5.29 |
| Tramo 8 | 5 | 13.0 | 7.0 | 2.0 | 0.0 | 3.0 | 5.0 | 4.0 | 1.0 | 0.0 | 4.0 | 11.0 | 15.0 | 5.42 |

Tabla 2.9 Pérdidas anuales para el multigimnasio en cada tramo

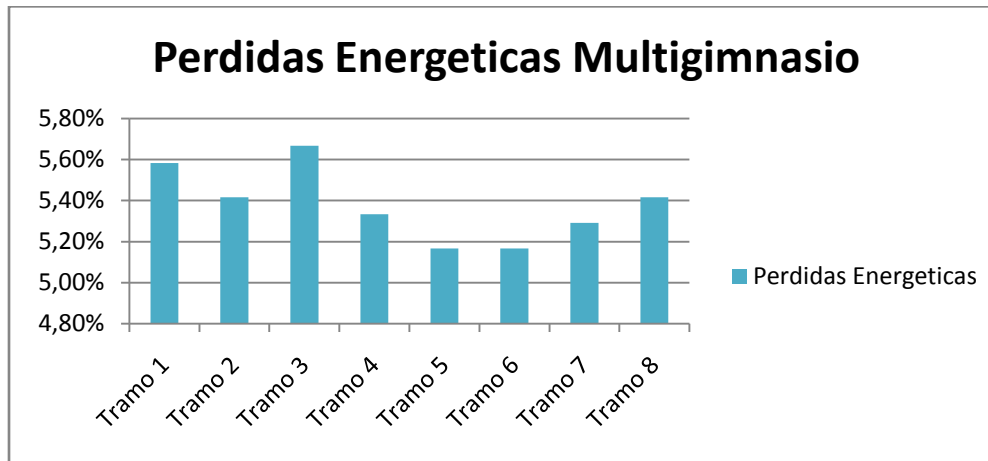


Figura 2.50 Promedio de perdidas energeticas para el multigimnasio Don Bosco

CAPITULO III:

3. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA

3.1 El generador fotovoltaico o campo solar

Este capítulo forma parte, esencial para el estudio que estamos presentando, principalmente por que esperamos obtener el resultado del tamaño del generador fotovoltaico a instalar en los techos de los diferentes edificios en los recintos de la Universidad Don Bosco.

El dimensionamiento de la instalación estará compuesto de al menos los siguientes puntos:

- Conocer los datos de Irradiación media diaria anual sobre el plano del generador.
- Conocer las especificaciones del modulo fotovoltaico a utilizar.
- Conocida la potencia pico de la instalación calculamos el n^o total de módulos.
- Conocidas las especificaciones del los inversores configurar los módulos serie y paralelo. Calcular el n^o de módulos reales
- Calcular la potencia real de la instalación después con el número final de módulos.
- Calcular la energía producida durante un año utilizando los datos de la irradiación y un factor de perdidas

El generador fotovoltaico es el encargado de producir la energía eléctrica (DC) de la instalación. Está compuesto por la unión de módulos fotovoltaicos en serie y/o paralelo.

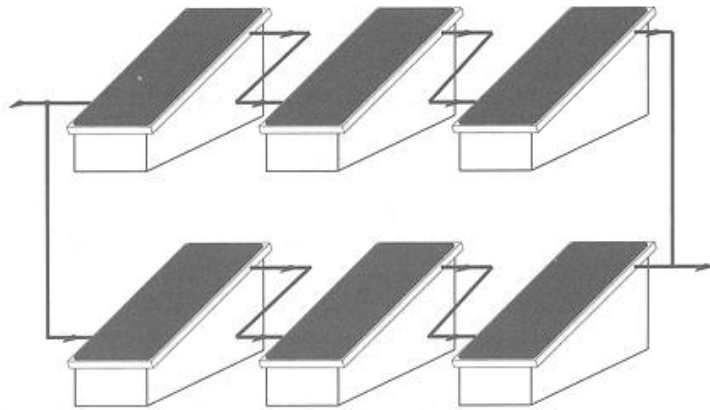


Figura 3.1 conexión de paneles solares en serie-paralelo

El número de módulos fotovoltaicos de un generador está supeditado a la potencia del inversor que se utilice. En el mercado fotovoltaico actual encontramos módulos fotovoltaicos diseñados para su aplicación casi específica en sistemas fotovoltaicos con conexión a red.

Como se presento en el capítulo I, algunas características de importancia los paneles fotovoltaicos es la eficiencia, con la cual pueden funcionar las diferentes tecnologías. Es así que para este apartado seleccionaremos, la tecnología policristalino, debido a que no hay una diferencia significativa en la eficiencia, con respecto al monocristal, mas sin embargo si en el precio del modulo, por ello esta tecnología tiene una eficiencia aceptable y un precio de mercado del modulo razonable, las eficiencias actuales rondan el 15% y hasta 18%.

3.1.1 Selección del modulo fotovoltaico

En este punto del estudio, se nos hace necesario preseleccionar algún modulo, con poca evaluación previa, simplemente para distribuir los paneles fotovoltaicos en los techos, para luego hacer el análisis de la producción de energía se puede llegar a tener.

En la actualidad el mercado de tecnología fotovoltaica en nuestro país es poca conocida tanto en la comercialización e implementación como se ha mencionado en el capítulo I. El referente más cercano y de prestigio en la fabricación de módulos fotovoltaicos se cuenta en México y se llama Kyocera, empresa que se encuentra en algunos países importantes del mundo, Japón, Alemania, Italia, España, etc.

La empresa Kyocera fabrica paneles con diferentes características, y entre uno de los paneles preseleccionamos una de esta marca con las siguientes características.

1. La avanzada tecnología e instalaciones fabriles automatizadas de Kyocera hacen posible la producción de estos módulos solares policristalinos de alta eficiencia. La eficiencia de conversión de la celda solar de Kyocera de mayor al 16%
2. .Para brindar a las celdas la máxima protección en las condiciones ambientales de operación más severas, éstas se encuentran encapsuladas entre una cubierta de vidrio templado y una cobertura de vinilo etilénico (EVA) con fluoruro de polivinilo y una lamina de respaldo
3. El laminado se encuentra montado en un marco de aluminio anodizado a fin de proveer resistencia estructural y facilidad de instalación.

El modelo que ocuparemos para el análisis es: KC200GT, con una eficiencia de 17.5% y las dimensiones se presentan a continuación en la siguiente figura.

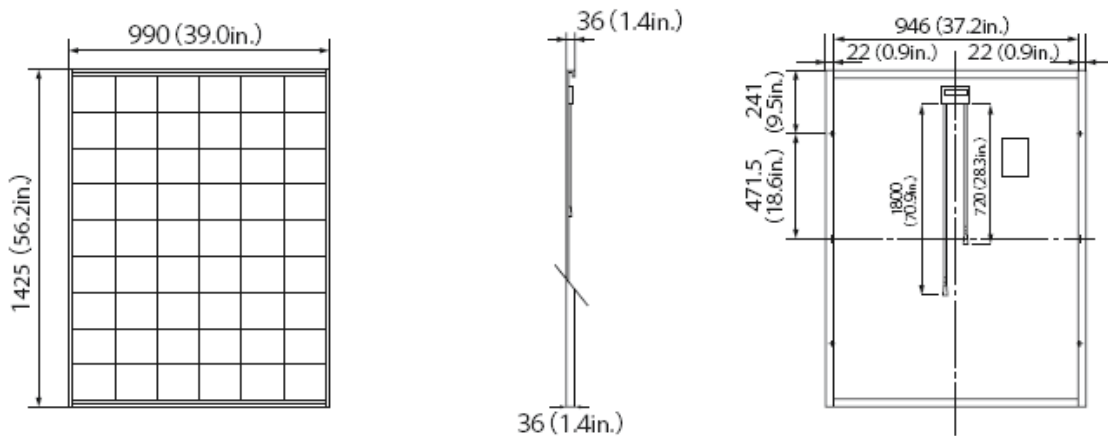


Figura 3.2 Modulo fotovoltaico Kyocera, KC200GT, dimensiones en mm y pulgadas (in)

Las características eléctricas más importantes que corresponden a este modulo se presentan en los cuadros siguientes, al final también e incluirá la hoja técnica, para tener mayor referencia.

| Características eléctricas bajo condiciones estándar de ensayo (* STC) |
|---|
| Potencia Máxima (P _{máx}) 200W (+10%/-5%) |
| Voltaje a Potencia Máxima (V _{mpp}) 26.3V |
| Corriente a Potencia Máxima (I _{mpp}) 7.61A |
| Voltaje de Circuito Abierto (V _{oc}) 32.9V |
| Corriente de Circuito Abierto ((I _{sc}) 8.21A |
| Voltaje Máximo del Sistema 600V |
| Coeficiente de Temperatura del V _{oc} -1.23×10 ⁻¹ V/°C |
| Coeficiente de Temperatura de la I _{sc} 3.18×10 ⁻³ A/°C |

* STC: Irradiación 1000 W/m², AM1.5, Temperatura de Celda 25 °C

3.1.2 Distribución de paneles fotovoltaicos en techos de los edificios seleccionados

De este apartado esperamos obtener como resultado el número de paneles, para ello ya preseleccionamos un módulo fotovoltaico y que más adelante se presentaran las especificaciones técnicas, también del capítulo anterior tenemos el área sobre los techos en la cual se presentara el montaje de los módulos mas adelante.

Empezaremos analizando los techos de las aulas estándar A, B, C, en el capítulo anterior hicimos una distinción de las áreas que estamos analizando que se presenta nuevamente a continuación.

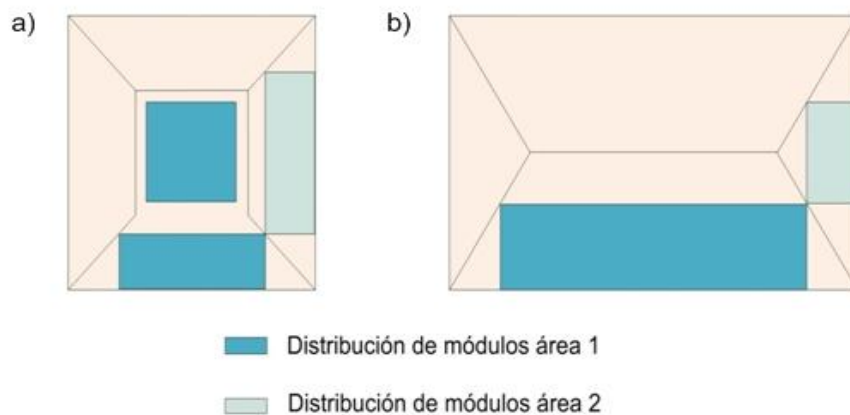


Figura 3.3 Vista en planta de las dos clases de techos en el campus; a) edificios 3, 4, 5 y 6 del CITT. b) Aulas estándar y magnas A, B, C, edificio de ortesis y prótesis, edificio de profesores y administrativo R

Hecha nuevamente la distinción de las áreas, comenzaremos a hacer las distribuciones respectivas en cada uno de los techos, recordando que en el capítulo anterior fueron descartado por el alto índice de perdidas las magnas A y B.

Entonces definiremos de lo que se considerara como área para mantenimiento e instalación en esta propuesta, esta área estará designada para el uso del personal de la instalación de los módulos sobre los diferentes techos así como también para el mantenimiento que se le dará cuando ya están en funcionamiento, cada cierto tiempo para los paneles fotovoltaicos y la instalación en general.

Como se digo antes, la preselección de un panel fotovoltaico nos serviría a distribuir el área con la que se cuanta para su instalación. En la figura siguiente se muestra la distribución de los paneles en los edificios de aulas estándar A, B, C. Para este caso el número de módulos que se podrán instalar es de setenta y ocho, basándose en la marca Kyocera modelo KC200GT.⁵

Así mismo en la figura siguiente, se presenta el área que servirá para instalación y el mantenimiento preventivo correctivo, una vez instalado los módulos. El porcentaje del área de mantenimiento e instalación es aproximado al 4.3% respecto al área 1, representado por tres carriles dos horizontal y el otro vertical todos con un ancho de 80 cm.

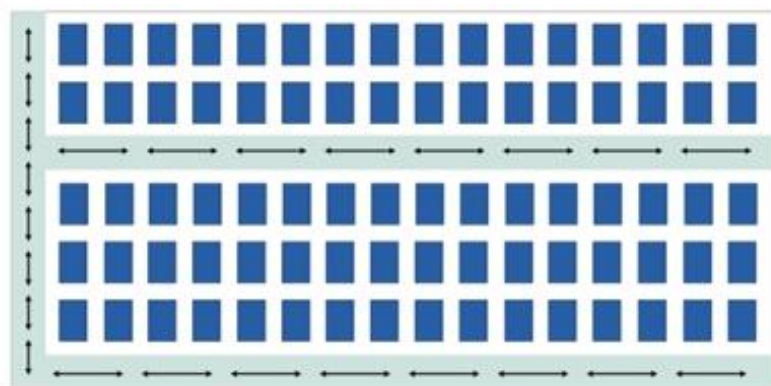


Figura 3.3. Distribución de paneles fotovoltaicos en techos en aulas estándar A, B y C, A1

⁵ La cantidad de módulos para cada edificio se calculo, considerando el área disponible y las dimensiones del modulo KYOSERA KC200GT, tomadas de su hoja técnica.

En el área 2, el porcentaje para el mantenimiento e instalación es de ligeramente mayor que en el área 1, alcanzando el 4.6%, y con una capacidad para instalar hasta 30 módulos fotovoltaicos.

En la figura siguiente se puede observar que el área de acceso para el mantenimiento está compuesta por dos vías, una es la atraviesa horizontalmente la distribución, y la otra verticalmente.

Este mismo formato de distribución se implementara para las aulas estándar A, B y C ⁶

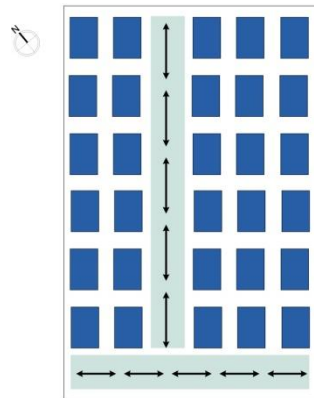


Figura 3.4. Distribución de paneles fotovoltaicos en techos en aulas estándar A, B y C, A2

En la siguiente distribución se presenta la única área considerada en el edificio de la magna C, esta se compone 96 paneles organizados en cuatro grupos de veinticuatro cada uno, y con una área al acceso al mantenimiento de aproximadamente del 3.7%, respecto al área en cuestión, esta se compone de tres

⁶ La cantidad de módulos para cada edificio se calculo, considerando el área disponible y las dimensiones del modulo KYOSERA KC200GT, tomadas de su hoja técnica.

carriles horizontales y uno vertical cada una con un ancho de como en los anteriores casos de 80 cm.

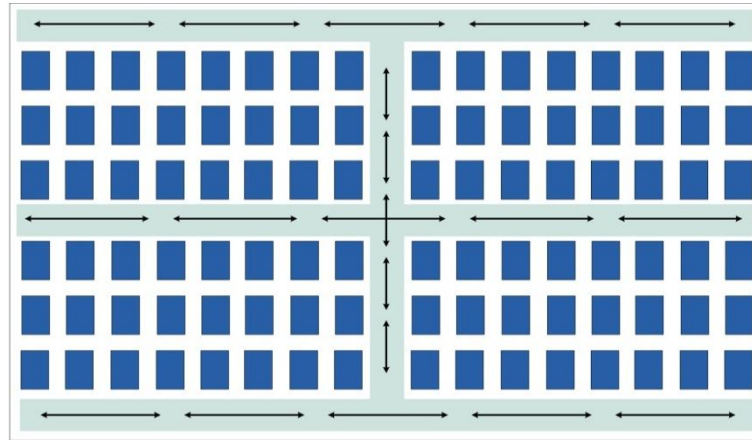


Figura 3.5. Distribución de paneles fotovoltaicos en techo de magna C

La distribución siguiente es una de las que tiene mayor cantidad de paneles en el área en estudio, el caso del edificio de ortesis y prótesis cuenta con una cantidad de paneles de 96, y el porcentaje para el área de acceso para el mantenimiento se aproxima al 4%, cuanta como en el caso anterior de tres corredores horizontales y una vertical que según nuestro análisis es el más conveniente para el mantenimiento e instalación.

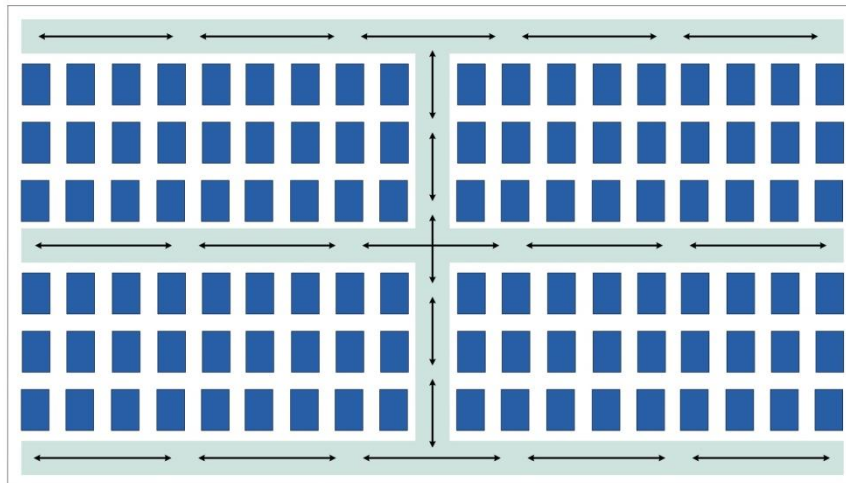


Figura 3.6, distribución de paneles fotovoltaicos en techo de ortesis y prótesis, A1

En el área 2 del edificio de ortesis y prótesis, en número de paneles fotovoltaicos según la distribución propuesta es de 24, y con un porcentaje para el acceso de mantenimiento 10.4%, que es el más alto evaluado en nuestro estudio, es así que solo en este edificio se pueden instalar 120 paneles.

Es de hacer ver que la ubicación de todos los paneles en casos anteriores están inclinados 12 grados aproximadamente, que es igual a la inclinación del techo, pero además los paneles están dispuestos verticalmente, esto es para optimizar en área con la que disponemos. En esta distribución del área 2, este mismo principio fue el que utilizamos y resulto que los paneles se distribuyen mejor en una disposición horizontal, como se aprecia en la figura siguiente literal b.

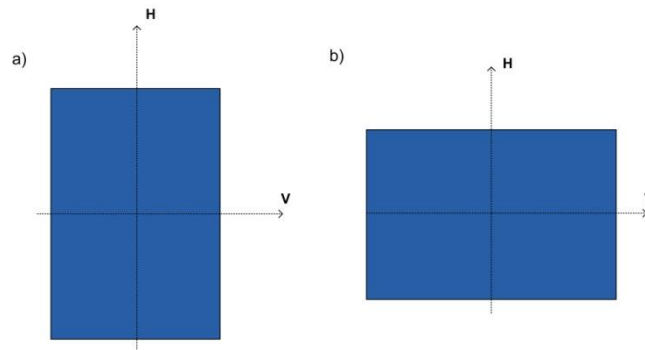


Figura 3.7 Distribución de paneles solares a) edificios 3, 4, 5 y 6 del CITT, aulas estándar, magnas C, edificio de ortesis y prótesis (A1), b) edificio de ortesis y prótesis (A2) edificio de profesores y administrativo R

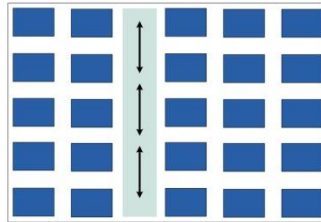


Figura 3.8, Distribución de paneles fotovoltaicos en techo de ortesis y prótesis, A2

Como en el caso anterior para optimizar el área con la que se cuenta, tanto en el edificio de profesores y el edificio R se plantea una distribución horizontal de los módulos fotovoltaicos sobre los techos de estos edificios, para cada uno de estos la cantidad de paneles es de 39 y con un porcentaje para el área de mantenimiento de aproximadamente 4.6%, compuesta por dos corredores vertical y horizontal, como e puede observar a continuación.

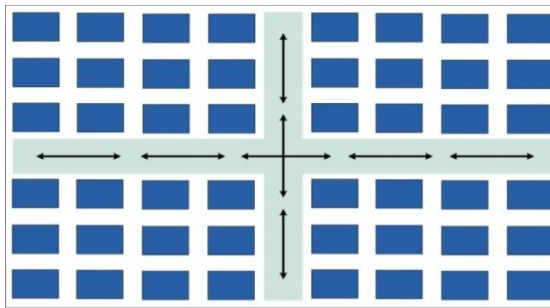


Figura 3.9. Distribución de paneles fotovoltaicos en techos de edificio administrativo R y profesores, área uno

Finalmente en este apartado los edificios que faltan son los del CITT, que representan una parte fundamental en este estudio por la cantidad de paneles que se pueden colocar en las áreas de los techos, los edificios 3, 4, 5, 6.

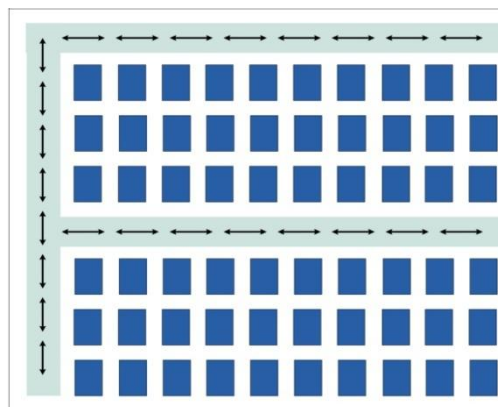


Figura 3.10. Distribución de paneles fotovoltaicos en techos entrada de ventilación, edificios 3, 4, 5 y 6 del área uno del CITT.

Entonces según la distribución el número de paneles que se pueden colocar es de 60 para el área de ventilación a esta hay que sumar 80 paneles más que son los que se pueden distribuir en la otra parte del área 1 de los techos.

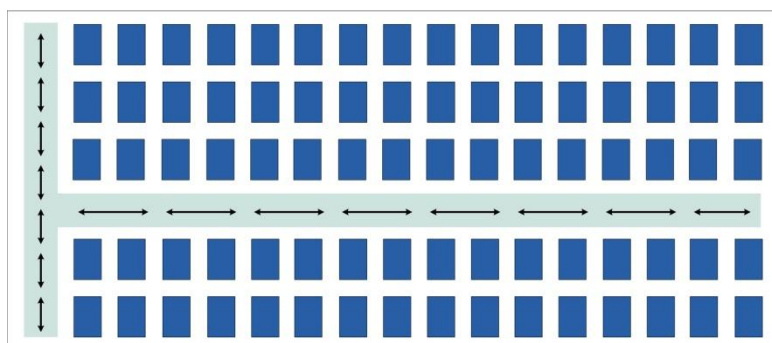


Figura 3.11. Distribución de paneles fotovoltaicos en techos de laboratorios, área uno y dos

Es así que solo en el área 1 se pueden ubicar 140 módulos y para el área 2 es de 76 la cantidad, los porcentajes de perdidas es de 5.5% y 6.8% respectivamente.

| <i>Nombre del edificio</i> | <i>Área (A1)</i> | <i>Área (A2)</i> |
|--------------------------------|------------------|------------------|
| Aulas A | 78 | 30 |
| Aulas B | 78 | 30 |
| Aulas C | 78 | 30 |
| Magna A | 0 | 0 |
| Magna B | 0 | 0 |
| Magna C | 96 | 0 |
| Edificio de Ortesis y prótesis | 96 | 24 |
| Citt Edificio 3 | 140 | 76 |
| Citt Edificio 4 | 140 | 76 |
| Citt Edificio 5 | 140 | 76 |
| Citt Edificio 6 | 140 | 76 |
| Edificio de profesores | 39 | 0 |
| Edificio administrativo R | 39 | 0 |
| Multigimnasio | 810 | 0 |
| Total | 1,874 | 418 |

Tabla 3.1 Cantidad de módulos por área.⁷

⁷ La cantidad de módulos para cada edificio se calculó, considerando el área disponible y las dimensiones del módulo KYOSERA KC200GT, tomadas de su hoja técnica.

| Nombre del edificio | Área (A1) mantenimiento m² | Área (A2) mantenimiento m² | (%) para área de mantenimiento (A1) | (%) para área de mantenimiento (A2) |
|--------------------------------|--|--|--|--|
| Aulas A | 34.4 | 12.6 | 4.3 | 4.6 |
| Aulas B | 34.4 | 12.6 | 4.3 | 4.6 |
| Aulas C | 34.4 | 12.6 | 4.3 | 4.6 |
| Magna C | 49.1 | 0 | 3.7 | 0 |
| Edificio de ortesis y prótesis | 56.8 | 4.8 | 4.0 | 10.4 |
| Citt Edificio 3 | 46.3 | 19.9 | 5.5 | 6.8 |
| Citt Edificio 4 | 46.3 | 19.9 | 5.5 | 6.8 |
| Citt Edificio 5 | 46.3 | 19.9 | 5.5 | 6.8 |
| Citt Edificio 6 | 46.3 | 19.9 | 5.5 | 6.8 |
| Edificio de profesores | 15.9 | 0 | 4.6 | 0 |
| Edificio administrativo R | 15.9 | 0 | 4.6 | 0 |
| Total UDB | 426.4 | 122.2 | | |

Tabla 3.2 Áreas dedicadas a mantenimiento en cada edificio

Como se planteo al final del capítulo dos el multigimnasio representa una muy buena alternativa para la consideración de instalaciones de módulos fotovoltaicos, es por esta razón que se ha decidido plantear en estudio involucrando los edificios de la universidad y el multigimnasio.

El área con la cual disponemos para hacer la distribución de paneles en el multigimnasio es de aproximadamente 3,100m². La tecnología de módulos amorfos flexibles presenta una buena alternativa para las características de la superficie del techo, aunque la eficiencia es baja, (<12%), comparada con el monocristal o multicristal, el área con la que se cuenta es considerablemente grande, las perdidas energéticas son bajas como se planteo en el capítulo anterior y el bajo peso del modulo flexible no ofrece una carga estructural grande al techo, además el costo de instalación es bajo ya que no requiere de estructura

para montarlo únicamente perno o tronillo autoroscable. Como se puede apreciar en la figura siguiente la superficie es curva.



Figura 3.12 Vista del techo del multigimnasio

De la compañía Unisolar, seleccionamos un modulo flexible, debido que el montaje de una estructura en este edificio restaría gran parte del área disponible sin mencionar lo complicado del montaje de la misma.

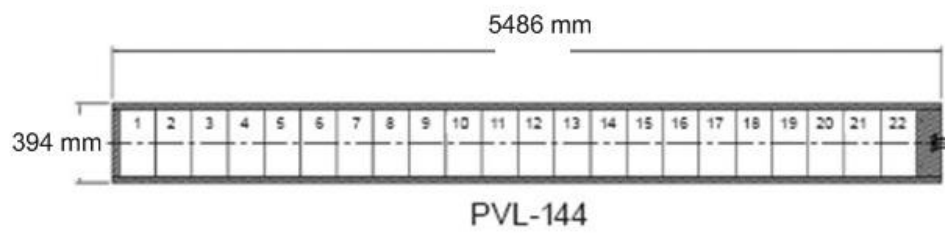


Figura 3.12 Dimensiones del modulo flexible de la marca Unisolar

Las dimensiones de este modulo fotovoltaico son: largo 5486 mm y ancho 394 mm, para la distribución estas dimensiones son las que vamos a considerar.

Las ventajas evidentes de este tipo de módulo están referidas a su bajo peso es aproximadamente 7.7Kg, por el grado de flexibilidad se acopla perfectamente a la curvatura de de la infraestructura, en cuanto a las características eléctricas a continuación se presentan.

| |
|--|
| Condiciones estándar de ensayo. |
| (1000 W/m ² , AM 1.5, 25 °C Temperatura de celda) |
| Potencia máxima (P _{max}): 144 W |
| Voltaje a P _{max} (V _{mp}): 33.0 V |
| Corriente a P _{max} (I _{mp}): 4.36 A |
| Corriente de corto circuito (I _{sc}): 5.3 A |
| Voltaje circuito abierto (V _{oc}): 46.2 V |

| |
|--|
| Temperatura nominal de celda |
| (800 W/m ² , AM 1.5, 1 m/sec. viento) |
| Potencia máxima (P _{max}): 111 W |
| Voltaje a P _{max} (V _{mp}): 30.8 V |
| Corriente a P _{max} (I _{mp}): 3.6 A |
| Corriente de corto circuito (I _{sc}): 4.3 A |
| Voltaje circuito abierto (V _{oc}): 42.2 V |
| NOCT: 46 °C |

Es así que para el multigimnasio se realizó la distribución de los módulos dando como resultado un total de 810, esto se realizó considerando como en el caso de los edificios de la universidad el acceso al mantenimiento e instalación.

Básicamente la distribución en el multigimnasio, cuenta con un aproximado de su área para el mantenimiento de 32.3%, conformado por siete líneas horizontales y diecisiete verticales; ambas con un ancho de 80 cm. En la figura respectiva a esto se puede visualizar lo siguiente, cada bloque está conformado por diez módulos orientados horizontalmente, divididos cada bloque por franjas para el mantenimiento, dos horizontales y dos verticales.

Con la inclusión de este edificio, esperamos suplir la energía que necesita la universidad y a su vez poder inyectar a la red de distribución el excedente, de energía producida tanto en días de baja demanda por parte de la universidad o en periodos donde las actividades académicas son mínimas debido a periodos de vacaciones.

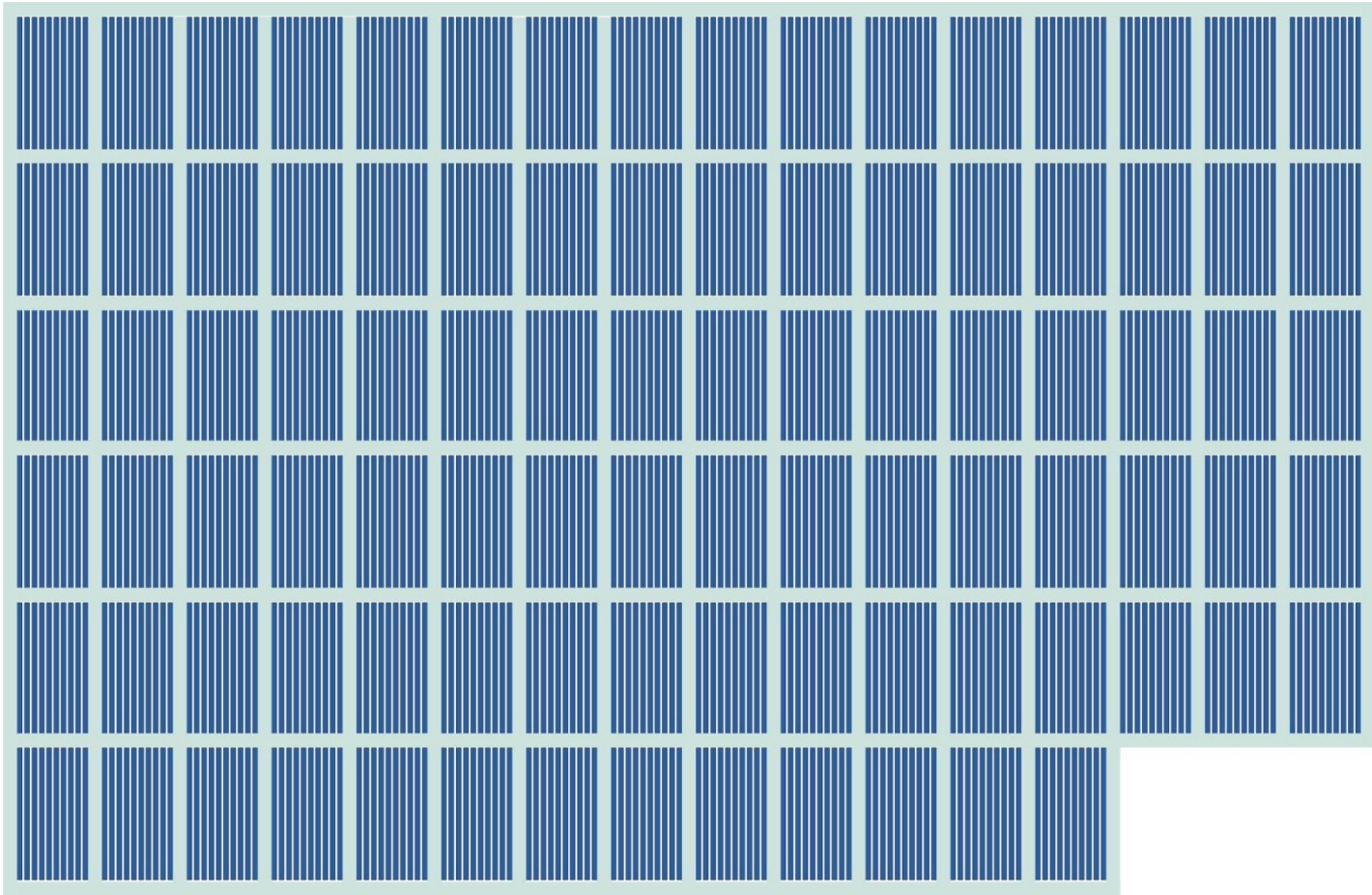


Figura 3.13 Distribución de panes flexibles en el multigimnasio

3.1.3 Potencia instalada y energía producida

Conociendo la cantidad de módulos que físicamente pueden instalarse en cada techo de la universidad podemos calcular la potencia instalada, multiplicado la potencia del modulo por la cantidad de estos. En la tabla 3.3 se muestra la cantidad de módulos por edificio y la potencia instalada en ellos.

| Nombre del edificio | Módulos Área (A1) Kyocera KC200GT | Módulos Área (A2) Kyocera KC200GT | Potencia Instalada(Kwp) |
|--------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| Aulas A | 78 | 30 | 21.6 |
| Aulas B | 78 | 30 | 21.6 |
| Aulas C | 78 | 30 | 21.6 |
| Magna C | 96 | no aplica | 19.2 |
| Edificio de Ortesis y Prótesis | 96 | 24 | 24.0 |
| Citt Edificio 3 | 140 | 76 | 43.2 |
| Citt Edificio 4 | 140 | 76 | 43.2 |
| Citt Edificio 5 | 140 | 76 | 43.2 |
| Citt Edificio 6 | 140 | 76 | 43.2 |
| Edificio de profesores | 39 | no aplica | 7.8 |
| Edificio administrativo R | 39 | no aplica | 7.8 |
| Multigimnasio | 810 | no aplica | 116.64 |
| Sub Total | 1,874 | 418 | 413.04 |
| Total | 2,292 Módulos | | 413.04 Kwp |

Tabla 3.3. Potencia Instalada en los edificios de la Universidad Don Bosco

Para el cálculo de la energía producida por la instalación consideramos las horas solar pico, en la ciudad de San Salvador, las perdidas energéticas calculadas en el capitulo dos, la cantidad de módulos en los edificios y la potencia pico de cada modulo. En la tabla 3.4 se muestran las horas solar pico en San Salvador.

Para calcular la energía producida diariamente usamos la siguiente ecuación:

$$E = \#modulos * Pmodulo * hsp * (1 - perdidas)$$

Donde:

- **# Módulos:** Cantidad de módulos por edificio
- **P modulo:** Potencia pico del modulo fotovoltaico, 200Wp.
- **hsp:** Hora solar pico para el mes correspondiente.
- **Perdidas:** (perdidas por sombra + perdidas por orientación N-S e inclinación).

Si consideramos el área 1 del edificio A y calculamos la energía diaria para el mes de enero, cuya hora solar pico es de 4.8 horas y las pérdidas totales para el mes de enero, la ecuación anterior se expresa así:

$$E = 78 * 200 * 4.8 * (1 - 0.09)$$

$$E = 68,1408 Wh$$

$E = 68.1 Kwh$, diarios para el área 1 del edificio A en el mes de enero

| MES | HORAS SOLAR PICO (HORAS) |
|-----------------|---------------------------------------|
| Enero | 4.8 |
| Febrero | 5.2 |
| Marzo | 5.4 |
| Abril | 5.4 |
| Mayo | 4.7 |
| Junio | 5.0 |
| Julio | 5.5 |
| Agosto | 5.1 |
| Septiembre | 4.6 |
| Octubre | 4.6 |
| Noviembre | 4.7 |
| Diciembre | 4.7 |
| Promedio | 4.58 |

Tabla 3.4 Horas solar pico. Fuente: Proyecto SWERA-EL SALVADOR, 2006, estación S5⁸

La misma lógica se utiliza para cada área de todos los edificios de la universidad, llegando a sumar una energía total de 2, 639 Kwh diarios, para el mes de enero.

⁸ Estación de monitoreo San Salvador

Considerando lo anterior se calcula la energía producida diariamente por el generador fotovoltaico o campo solar. En la tabla 3.5 se muestra la energía diaria y mensual producida. Para el cálculo de la energía mensual se multiplica por treinta días el valor diario de energía. Teniendo para el mes de enero una energía mensual de 79,177 Kwh.

En la figura 3.14 se muestra la tendencia de la energía producida diariamente a lo largo del año, y en la figura 3.15 muestra la tendencia de la energía producida mensualmente, considerando 26 días al mes a lo largo del año

| | <i>enero</i> | <i>febrero</i> | <i>marzo</i> | <i>abril</i> | <i>mayo</i> | <i>junio</i> | <i>julio</i> | <i>agosto</i> | <i>septiembre</i> | <i>octubre</i> | <i>noviembre</i> | <i>diciembre</i> |
|--|--------------|----------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|---------------|-------------------|----------------|------------------|------------------|
| Energía promedio diario (Kwh) | 2,639 | 2,038 | 2,128 | 2,126 | 1,829 | 1,927 | 2,129 | 1,999 | 1,817 | 1,824 | 1,810 | 1,795 |
| Energía promedio mensual (Kwh). | 79,177 | 61,151 | 63,857 | 63,786 | 54,880 | 57,837 | 63,873 | 59,975 | 54,517 | 54,730 | 54,315 | 53,873 |

Tabla 3.5 .Energía producida a lo largo del año

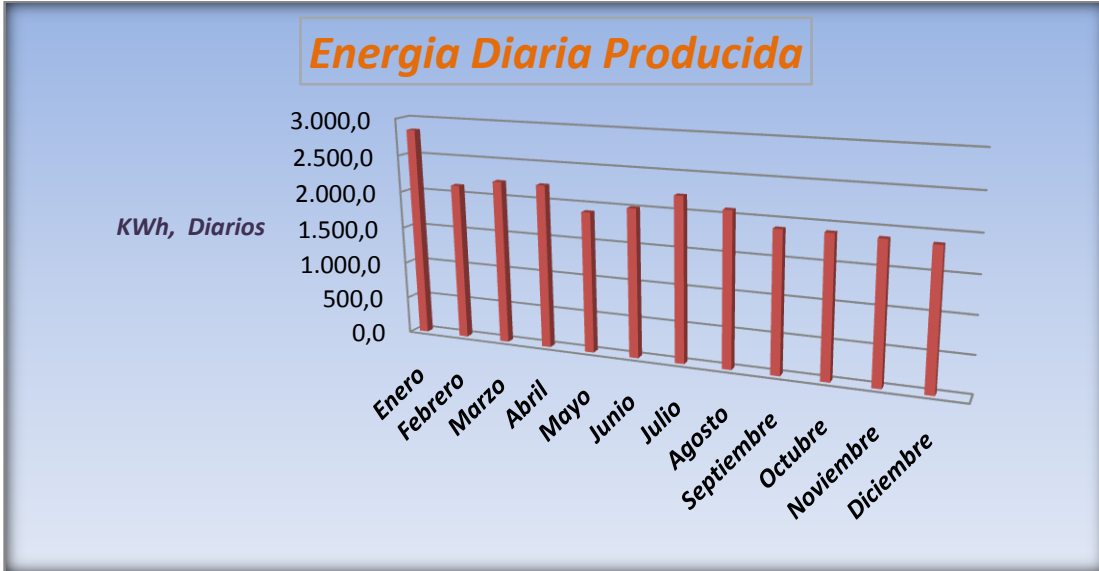


Figura 3.14 Energía diaria producida

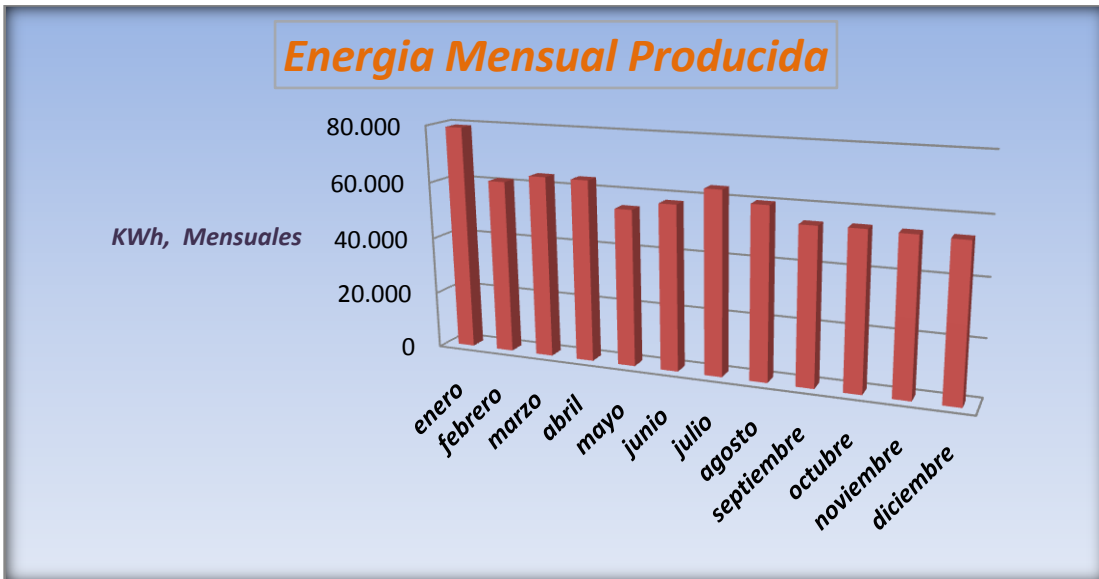


Figura 3.15 Energía producida mensualmente

3.2 Selección de los inversores

Para la selección de los inversores se consideraron la marca SMA de origen alemán, debido a las siguientes razones:

1. Cuenta con inversores de potencias superiores hasta por 11Kw en un solo dispositivo. Reduciendo el número de dispositivos.
2. El rango de voltaje conexión oscila entre 300 a 1000Vdc, por ello son ideales para instalaciones con voltaje de sistema a 600Vdc. Haciendo que el conductor del lado de DC sea menos robusto.
3. Según las especificaciones técnicas de los inversores, la marca SMA son diseñados específicamente par instalaciones conectadas a la red.
4. Cuenta con distribuidores locales, haciendo más fácil el soporte técnico o reclamos por garantías.
5. La marca SMA cuenta el software SunnyDesing, de distribución gratuita, el cual es una aplicación para verificar la compatibilidad del inversor con el modulo elegido y cálculo del conductor adecuado.

Tomando en cuenta todo lo anterior los inversores seleccionados de la marca SMA son los modelos:

1. Sunny Boy 4000US, de 4 Kw
2. Sunny Boy 5000US, de 5 Kw
3. Sunny Boy 6000US, de 6 Kw
4. Sunny Boy 7000US, de 7 Kw
5. Sunny Boy 1700, de 1.7 Kw

3.3 Conexión de los Inversores

3.3.1 Arreglo Strig o Cadena para módulos fotovoltaicos

Un arreglo string o cadena es un grupo de módulos fotovoltaicos conectados en serie con el objetivo de sumar el voltaje generado hasta alcanzar el voltaje de partida ó V_{star} , del inversor. El voltaje de partida del inversor es aquel valor mínimo que debe alcanzarse para que este se conecte a la red. En la figura 3.16 aparece dos arreglos serie de módulos o dos string para conectar a un inversor. Usualmente los string deben conectarse en paralelo entre si, a menos que el inversor sea multistring, en ese caso la conexión paralelo se realiza interna en el inversor.

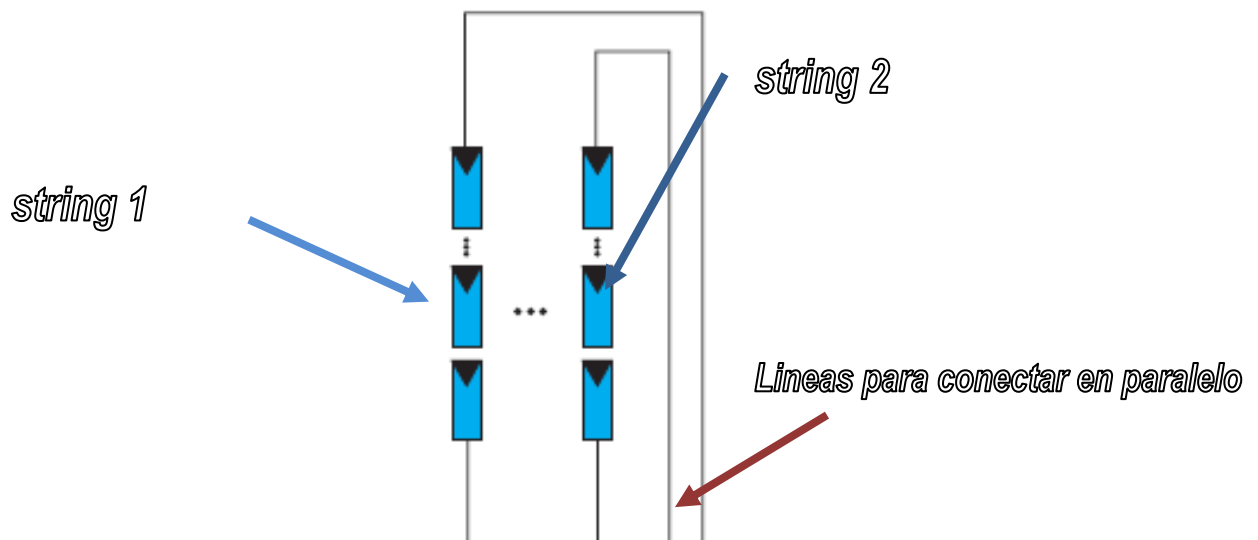


Figura 3.16 Conexión serie de módulos o string

3.3.2 Conexión de los módulos fotovoltaicos a los inversores y tableros

Para la comprobación de la compatibilidad de los módulos y los inversores Sunny Boy, utilizamos el software Sunny Desing, el cual nos permite en su menú principal seleccionar el modulo fotovoltaico y el numero de módulos

que deseamos instalar. El modulo KC200GT de Kyosera ya se encuentra en la base de datos del programa, pero si no está cargado el modulo a utilizar podemos introducirlo utilizando los datos de la hoja técnica del modulo. El esquema general de conexión de los inversores marca SMA podemos apreciarlo en la figura 3.17, en esta se muestra el arreglo fotovoltaico, el inversor SunnyBoy, y el esquema general para conectar a un tablero con conexión a la red.

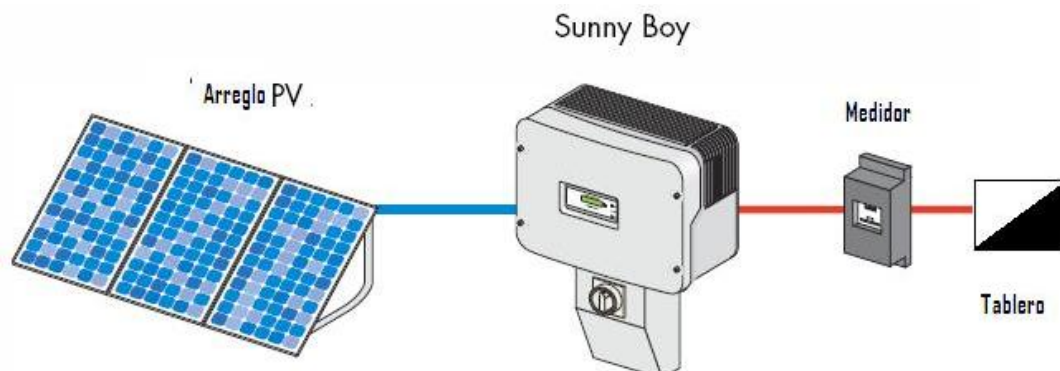


Figura 3.17. Conexión general de un arreglo fotovoltaico conectado a un inversor SunnyBoy 3000 ó 4000.

Para el área 1 de los edificios de aulas A, B y C, en la cual se instalaran 78 módulos, seleccionamos el Sunny Boy 5000 US, de 5Kw. El programa devuelve la cantidad de inversores a conectar, el número de string a conectar y los módulos por string, a conectar por inversor. Además calcula la potencia de la instalación y verifica la corriente máxima de operación del inversor que estaría inyectado por el string. Todos estos datos pueden verse en la lista de comprobación de la figura 3.18, en al cual se muestra el caso particular del área 1 de los edificios A, B, C.


1 2 3

Inversor Cableado

Nota: ¡El número de los módulos fue redondeado por defecto automáticamente !

Tipo de inversor

Sunny Boy 5000US - 208VAC



Sunny Boy 5000US - 208VAC
Potencia máxima de CC : 5.31 kW
Potencia máxima CA: 5.10 kW

Selección de categoría

Lista de comprobación

Compatible con FV/inversor

| | |
|--|----------|
| Suma total de módulos | 78 |
| Ratio de potencia | 102 % ✓ |
| Potencia del String (entrada) | 5.20 kW |
| Ratio de potencia (Entrada) | 100 % |
| Tensión del MPP del string a 15°C | 358 V ✓ |
| Tensión del MPP del string a 50°C | 302 V ✓ |
| Tensión del MPP del string a 70°C | 270 V ✓ |
| Tensión mín. del MPP, tensión de red ajustada: 208 V | 250 V |
| Tensión en vacío de Letice = 10°C | 484 V ✓ |
| Tensión MPP min, tensión de red instalada | 250 V |
| Tensión máx. de CC admisible (inversor) | 600 V |
| Corriente máxima del generador FV | 15.2 A ✓ |
| Corriente DC-max. permitida | 21.0 A |
| Número de strings (3 entradas) | 2 |
| Número de módulos por string: mín.=13; máx.=16 | 13 |

Configuración del sistema

| | |
|--|----------------------|
| Potencia pico del generador FV | 15.60 kW |
| Superficie total del generador FV | 111.9 m ² |
| Número de inversores | 3 |
| Potencia máxima de CC | 15.93 kW |
| Rendimiento máx. de CA | 15.30 kW |
| Tensión de red (es decir, tensión en el punto de conexión) | 208 V |

Figura 3.18 Menú para el caculo de los inversores para el área 1 del edificio de aulas A

Para el caso del edificio A en el área 1, el arreglo será de 3 inversores 5000US, dos string por inversor y trece módulos por string. Para el area 2 de estos edificios se conectara un solo inversor SB6000US, con dos string y 15 módulos por string haciendo un total de 30 módulos, el esquema para la conexión de un inversor en área 1 de los edificios A, B y C se muestra en la figura 3.19. El arreglo completo consta de tres circuitos idénticos al mostrado.

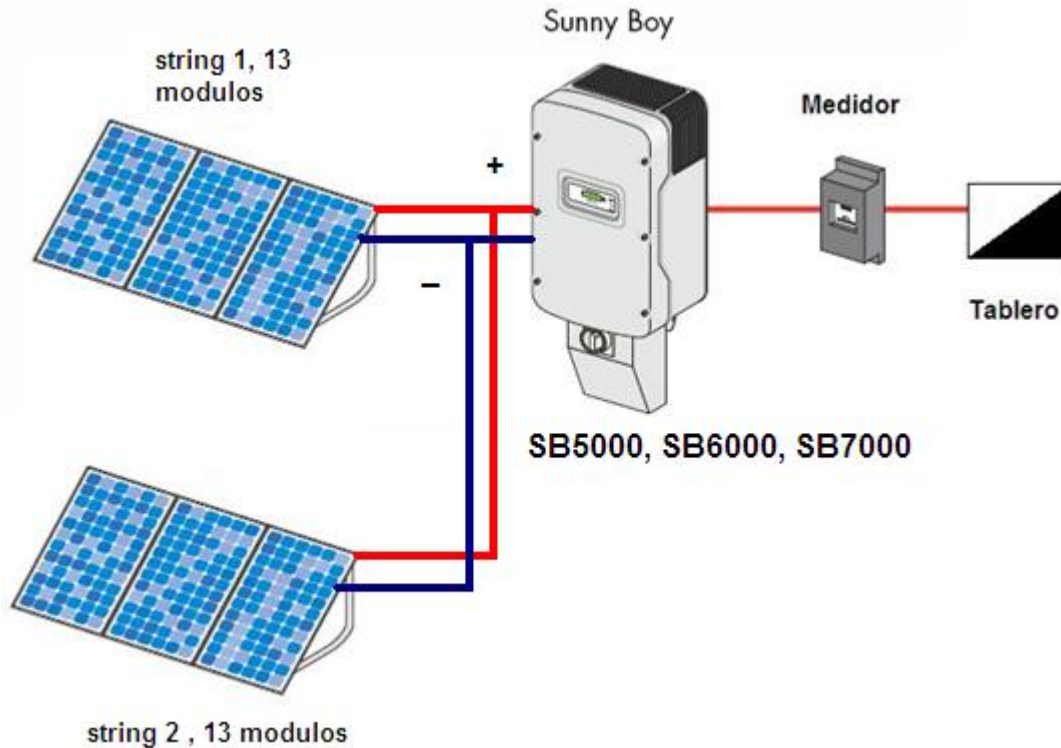


Figura 3.19 Esquema general para la conexión en los edificios A, B, C. para un inversor

En el edificio administrativo R y el de profesores son 39 módulos se conectarán a un inversor SB7000US de esta manera: 13 módulos por string y 3 string al inversor, la comprobación de compatibilidad podemos verla en la figura 3.20 y en la figura 3.21 podemos apreciar el esquema de conexión entre los módulos y el inversor.


Para el caso de los edificios del CITT, Magna C y el edificio de ortesis y prótesis, donde el arreglo es trifásico. Deben configurarse los inversores para ser conectados 3 inversores en un arreglo de este tipo y activar la función POWERBALANCE que tiene ya incorporada los inversores de esta marca. En la figura 3.22, se muestra como deben conectarse en arreglo trifásico.

Inversor Cableado

1
2
3

Tipo de inversor

Sunny Boy 7000US - 240VAC



Sunny Boy 7000US - 240VAC
Potencia máxima de CC : 7,42 kW
Potencia máxima CA: 7,10 kW

Selección de categoría

Lista de comprobación

Compatible con FV/inversor

| | |
|--|---|
| Suma total de módulos | 39 |
| Ratio de potencia | 95 % ✓ |
| Potencia del String (entrada) | 7,80 kW |
| Ratio de potencia (Entrada) | 100 % |
| Tensión del MPP del string a 15°C | 346 V ✓ |
| Tensión del MPP del string a 50°C | 331 V ✓ |
| Tensión del MPP del string a 70°C | 323 V ✓ |
| Tensión mín. del MPP, tensión de red ajustada: 240 V | 250 V |
| Tensión en vacío del string a -10°C | 484 V ✓ |
| Tensión máx. de CC admisible (inversor) | 600 V |
| Corriente máxima del generador FV | 22,8 A ✓ |
| Corriente DC-max. permitida | 30,0 A |
| Número de strings (3 entradas) | 3 |
| Número de módulos por string: mín.=11; máx.=16 | 13 |

Configuración del sistema

| | |
|--|---------------------|
| Potencia pico del generador FV | 7,80 kW |
| Superficie total del generador FV | 56,0 m ² |
| Número de inversores | 1 |
| Potencia máxima de CC | 7,42 kW |
| Rendimiento máx. de CA | 7,10 kW |
| Tensión de red (es decir, tensión en el punto de conexión) | 240 V |

Figura 3.20. Arreglo para el edificio administrativo R y de profesores.

En los edificios del CITT, se dividió la cantidad de módulos en 3, para que el mismo número de paneles alimente cada fase de la instalación. La conexión estrella o delta de los inversores depende del voltaje al cual se va a conectar el inversor. Si la conexión es estrella el voltaje al cual se conectara es 208 Vac, caso contrario, si es delta el voltaje será 240V. Para el caso de los edificios considerados para el CITT, son alimentados por dos subestaciones de 501KVA, conectadas en estrella en el lado de baja tensión.

En la figura 3.23 podemos ver, el cálculo para el edificio 3 del CITT

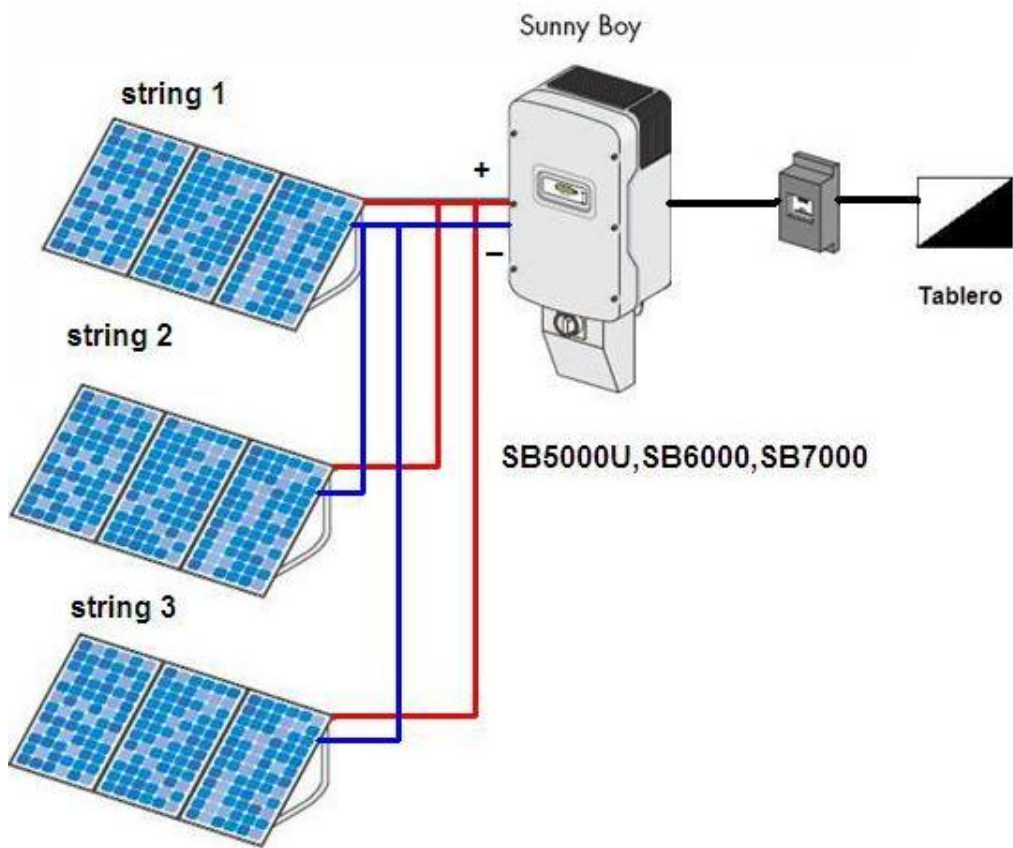


Figura 3.21. Esquema general para la conexión de los módulos fotovoltaicos al inversor SB 7000, para el edificio R y profesores.

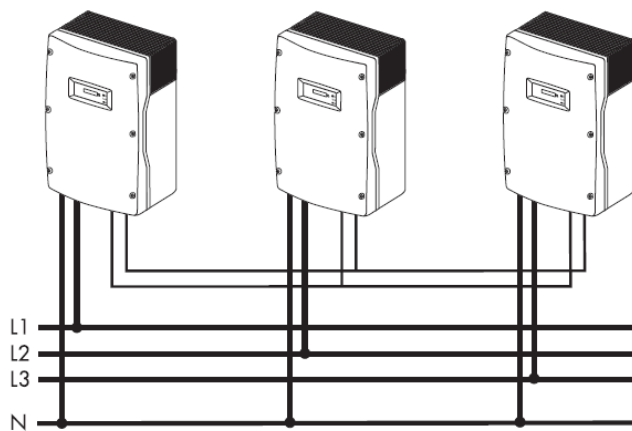


Figura 3.22. Inversores Sunny Boy conectados en estrella, para una instalación trifásica.

Para el edificio 3 del CITT, se utilizaran 9 inversores 4000US, 2 circuitos trifásicos con 6 inversores tres por circuito para el área 1 y un circuito con tres inversores para el área 2, el arreglo en el edificio 3, es igual en el edificio 4, 5 y 6 del CITT. Para este arreglo se consideran dos string por inversor y 24 módulos por fase, un circuito trifásico completo cuenta con 72 módulos, haciendo un total de 144 módulos ya que son dos circuitos trifásicos. Aunque físicamente no caben en el área 1 los 144 módulos, por ello tomamos 4 del área 2, para completar el arreglo, así físicamente quedan 140 módulos instalados en el área 1 pero eléctricamente hay 144 módulos conectados en este circuito. Por ello en el circuito de área 1 hay 144 módulos y en el circuito del área 2 hay 76.

En la figura 3.24 se muestra el esquema general para conectar los arreglos fotovoltaicos por fase a los inversores Sunny Boy, configurados para conectarse a una red trifásica.

The screenshot displays a software interface for configuring a solar system. It is divided into several sections:

- Tipo de inversor:** Shows the selected inverter model as 'Sunny Boy 4000US - 208V' with a corresponding image and technical specifications: 'Potencia máxima de CC : 4.25 kW' and 'Potencia máxima CA: 3.54 kW'.
- Configuración del sistema:** A table of system parameters:

| | |
|--|---------------------|
| Potencia pico del generador FV | 4.80 kW |
| Superficie total del generador FV | 34.4 m ² |
| Número de inversores | 1 |
| Potencia máxima de CC | 4.25 kW |
| Rendimiento máx. de CA | 3.54 kW |
| Tensión de red (es decir, tensión en el punto de conexión) | 208 V |
- Lista de comprobación:** A checklist titled 'Compatible con FV/inversor' with the following items:

| | |
|--|----------|
| Suma total de módulos | 24 |
| Ratio de potencia | 89 % ✓ |
| Potencia del String (entrada) | 4.80 kW |
| Ratio de potencia (Entrada) | 100 % |
| Tensión del MPP del string a 15°C | 330 V ✓ |
| Tensión del MPP del string a 50°C | 279 V ✓ |
| Tensión del MPP del string a 70°C | 249 V ✓ |
| Tensión mín. del MPP, tensión de red ajustada: 208 V | 218 V |
| Tensión en vacío del string a -10°C | 446 V ✓ |
| Tensión máx. de CC admisible (inversor) | 600 V |
| Corriente máxima del generador FV | 15.2 A ✓ |
| Corriente DC-max. permitida | 18.0 A |
| Número de strings (2 entradas) | 2 |
| Número de módulos por string: mín.=11; máx.=16 | 12 |

Figura 3.23. Calculo para el edificio 3 del CITT.

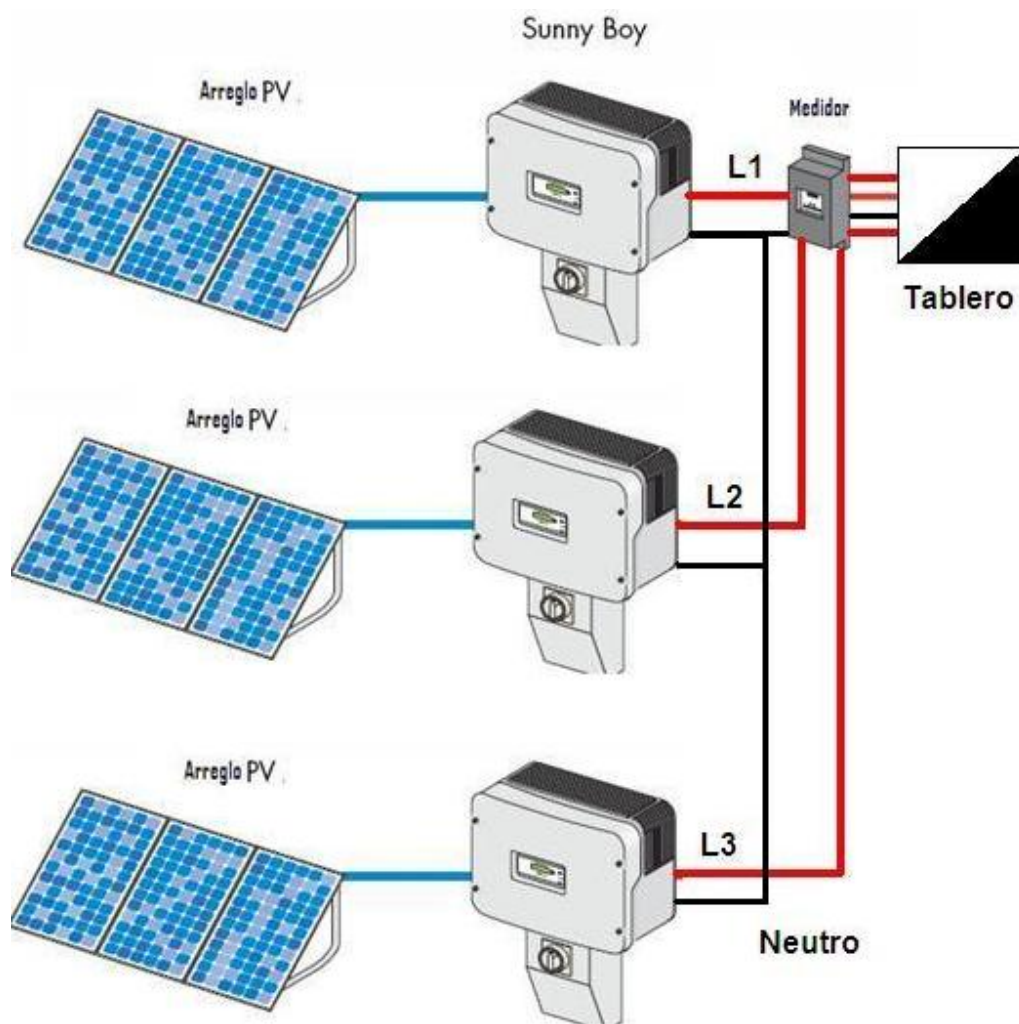


Figura 3.24 Esquema general para un arreglo estrella.

Para el aula magna C y el edificio de ortesis y prótesis, el arreglo es trifásico se utilizaran 3 inversores SunnyBoy 7000 en arreglo trifasico, con dos cadenas o string conectadas al inversor y 16 módulos en serie por cadena. El área 2 del edificio de ortesis y prótesis utilizara 3 inversores SunnyBoy 1700 en arreglo trifásico, una cadena o string conectada al inversor y 8 módulos en serie en esta cadena.

Finalmente el arreglo para el multigimnasio, consistirá en 9 circuitos trifásicos, como el mostrado en la figura 3.24 con el inversor SunnyBoy 4000, tres string por inversor y 10 módulos por string, el total de inversores para esta instalación es 27.

En la tabla 3.6 se muestra la cantidad de inversores a utilizar en toda la instalación y en la tabla 3.7 podemos apreciar el arreglo para toda la instalación en la Universidad Don Bosco, indicando el edificio de la Universidad, la cantidad de inversores, el número de string a conectar al inversor y la cantidad de módulos por string.

| | | |
|---|-------------------|-----------|
| Cantidad de inversores Marca SMA | SB 4000 US | 63 |
| | SB 5000 US | 9 |
| | SB 6000 US | 9 |
| | SB 7000 US | 5 |
| | SB 1700 | 3 |
| Total inversores | | 89 |

Tabla 3.6 Total de inversores en la instalación

| Nombre del edificio | Potencia Instalada(Kwp) | Modelos de la Marca SMA | | Arreglo | | | | | |
|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| | | Inversor Área 1 | inversor Área 2 | Cantidad Inversores Área 1 | Cantidad Inversores Área 2 | Cadenas por inversor A1 | Cadenas por inversor A2 | Módulos en serie por cadena A1 | Módulos en serie por cadena A2 |
| Aulas A | 21.6 | SB5000US | SB6000US | 3 | 1 | 2 | 2 | 13 | 15 |
| Aulas B | 21.6 | SB5000US | SB 000US | 3 | 1 | 2 | 2 | 13 | 15 |
| Aulas C | 21.6 | SB5000US | SB 000US | 3 | 1 | 2 | 2 | 16 | 15 |
| Magna C | 19.2 | SB7000US | no aplica | 3 | no aplica | 2 | no aplica | 16 | no aplica |
| Edificio de ortesis y prótesis | 24.0 | SB7000US | SB1700 | 3 | 3 | 2 | 1 | 16 | 8 |
| Citt Edificio 3 | 43.2 | SB4000US | SB4000US | 6 | 3 | 2 | 2 | 12 | 12 |
| Citt Edificio 4 | 43.2 | SB4000US | SB4000US | 6 | 3 | 2 | 2 | 12 | 12 |
| Citt Edificio 5 | 43.2 | SB4000US | SB4000US | 6 | 3 | 2 | 2 | 12 | 12 |
| Citt Edificio 6 | 43.2 | SB4000US | SB4000US | 6 | 3 | 2 | 2 | 12 | 12 |
| Edificio de profesores | 7.8 | SB7000US | no aplica | 1 | no aplica | 3 | no aplica | 13 | no aplica |
| Edificio administrativo R | 7.8 | SB7000US | no aplica | 1 | no aplica | 3 | no aplica | 13 | no aplica |
| Multigimnasio | 116.64 | SB4000US | no aplica | 27 | no aplica | 3 | no aplica | 10 | no aplica |

Tabla 3.7 Arreglo de los inversores, strig por inversor y módulos por string en los edificios de la Universidad Don Bosc

3.3.3 Dimensionamiento del conductor

En instalaciones fotovoltaicas es recomendable utilizar conductores de alta seguridad y libres de halógeno debido a que están expuestos a condiciones de intemperie a continuación se detallan los dos tipos de cable de alta seguridad libre de halógeno.

1. *Cables resistentes al fuego*: Son aquellos cables que mantienen el servicio durante y después de un fuego prolongado, a pesar de que durante el fuego se destruyan los materiales orgánicos del cable en la zona afectada.
2. *Cables no propagadores del incendio*: Son aquellos cables que no propagan el fuego a lo largo de la instalación, incluso cuando ésta consta de un gran número de cables, ya que se autoextinguen cuando la llama que les afecta se retira o apaga.
- 3.

En caso de incendio ambos tipos de cable tienen una emisión de gases opacos y de gases halógenos y corrosivos muy reducida.

Existe una amplia gama de marcas de conductor para aplicaciones fotovoltaicas, en la figura 3.25 se muestra el cable doble calibre AWG 10 de la marca *TOPCABLE*, modelo *PV ZZ-F(As)*



Figura 3.25 Cable Fotovoltaico modelo PVZZ-F(As)

Para el dimensionamiento del conductor utilizaremos nuevamente el programa SunnyDegin, este posee una pestaña para el cálculo del diámetro del conductor, para ello una vez seleccionado el inversor y conocido los string y módulos a conectar, debemos introducir la longitud del conductor y seleccionar el material del conductor cobre o aluminio, para nuestra instalación seleccionaremos cobre. En la figura 3.26 podemos apreciar la captura de pantalla para el área 1 de los edificios de aulas A, B y C. en ella se muestra la caída de tensión en el conductor, resistencia del cable y la pérdida de potencia por inversor, el fabricante recomienda una caída máxima de voltaje del 1.5%, respecto del nominal y una pérdida de potencia menor al 1%.

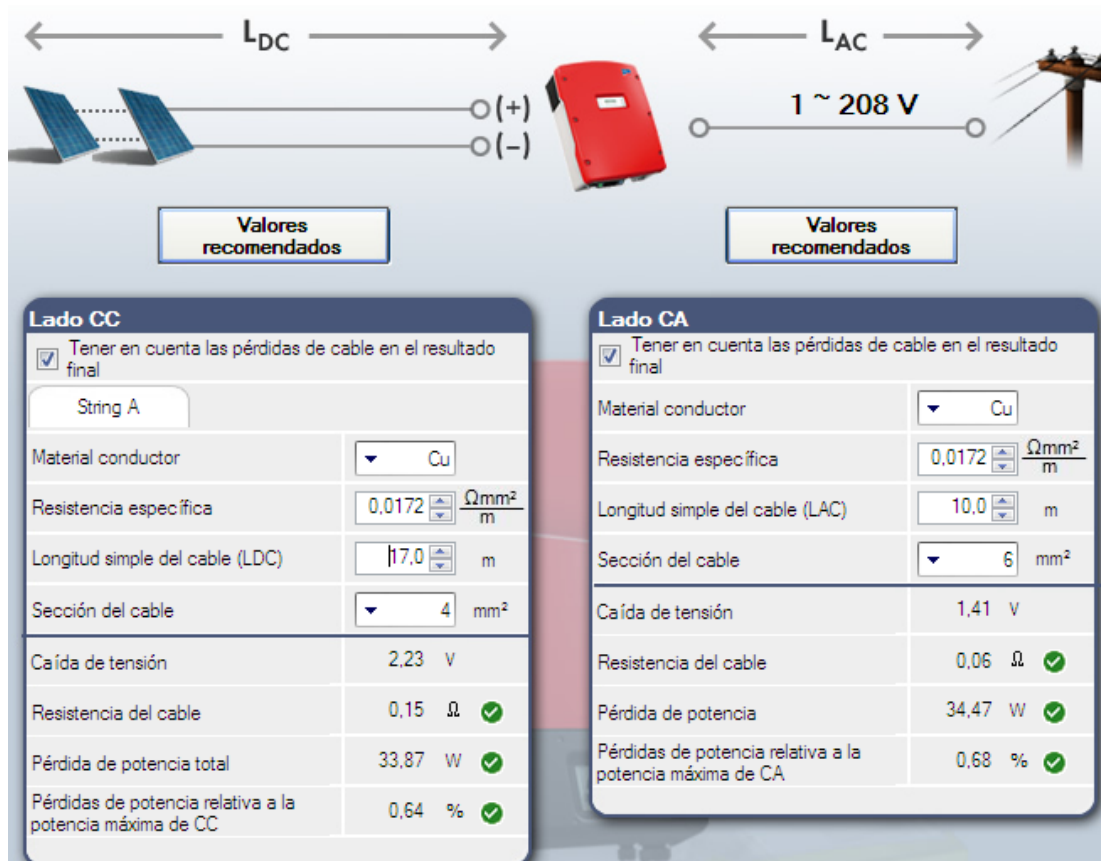


Figura 3.26 Cálculo del conductor, para los edificios A, B, C área 1

El programa SunnyDesing arroja como resultado el área recomendada del conductor, luego debemos buscar en una tabla de conductores, el calibre AWG adecuado, para el caso del área 1 de los edificios A, B y C del lado DC se recomienda AWG 10 y del lado AC se recomienda AWG 8. Para la distancia consideramos la altura del edificio y una distancia estimada hacia los inversores y de los inversores hasta los tableros. La marca SMA provee de una curva para el cálculo del conductor para sus inversores, esta puede encontrarse en manual de instalación del modelo correspondiente, en la figura 3.27 se muestra la curva para dimensionar el conductor, dependiendo de la distancia y la caída de voltaje para el modelo SB5000US.

Sunny Boy SB 5000US

Percent voltage drop for 208 V AC and 240 V AC service

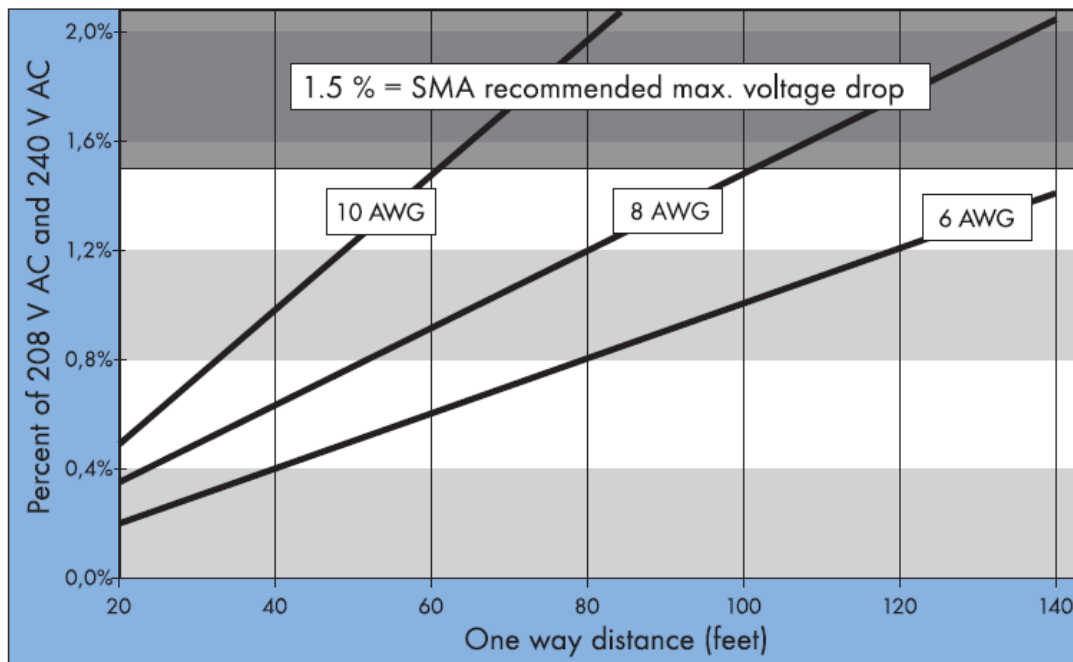


Figura 3.27 Curva para dimensionar el conductor del SB5000US

En la tabla 3.8 se aparece la longitud simple estimada del lado DC y AC, el área de conductor recomendada obtenida con el software SunnyDesing y el calibre AWG de conductor obtenido de tablas por tablas.

| Nombre del edificio | Inversor Área 1 | inversor Área 2 | Longitud DC(mts) simple por inversor | Longitud AC(mts) simple por inversor | Área conductor(mm2) DC, recomendada | Área conductor(mm2) AC, recomendada | Calibre AWG DC | Calibre AWG AC |
|---|----------------------------|----------------------------|---|---|--|--|---------------------------|---------------------------|
| Aulas A, B, C | SB 5000US | SB 6000US | 17 | 10 | 4 | 6 | 10 | 8 |
| Magna C | SB7000US | no aplica | 20 | 10 | 4 | 6 | 10 | 8 |
| Edificio de ortesis y prótesis | SB7000US | SB1700 | 25 | 10 | 4 | 6 | 10 | 8 |
| Citt Edificio 3, 4, 5, 6 | SB4000US | SB4000US | 15 | 10 | 4 | 6 | 10 | 8 |
| Edificio administrativo R y Prof. | SB7000US | no aplica | 15 | 10 | 4 | 6 | 10 | 8 |
| Multigimnasio | SB 4000 US | no aplica | 30 | 10 | 6 | 6 | 8 | 8 |

Tabla 3.8 Área y calibre de conductor a utilizar

El software también nos da el valor de la corriente máxima a la entrada del inversor proveniente del arreglo de los módulos y la corriente máxima permitida por el diseño del inversor, En la figura 3.28 podemos ver estos datos para el edificio de administrativo R. La corriente máxima dada por los módulos es de 22.8 Amperios y la máxima permitida por el inversor es de 30 Amperios.



Figura 3.28 Corriente máximas para el edificio R

En la tabla 3.8, se muestra los datos de corrientes máximas dadas por el arreglo de módulos y la corriente máxima soportada por el inversor. Estos

datos nos ayudan para poder dimensionar las protecciones contra sobrecorriente a la entrada y salida del inversor. En la figura 3.29 podemos ver el cableado general para los inversores SMA, desde los módulos hasta el tablero.

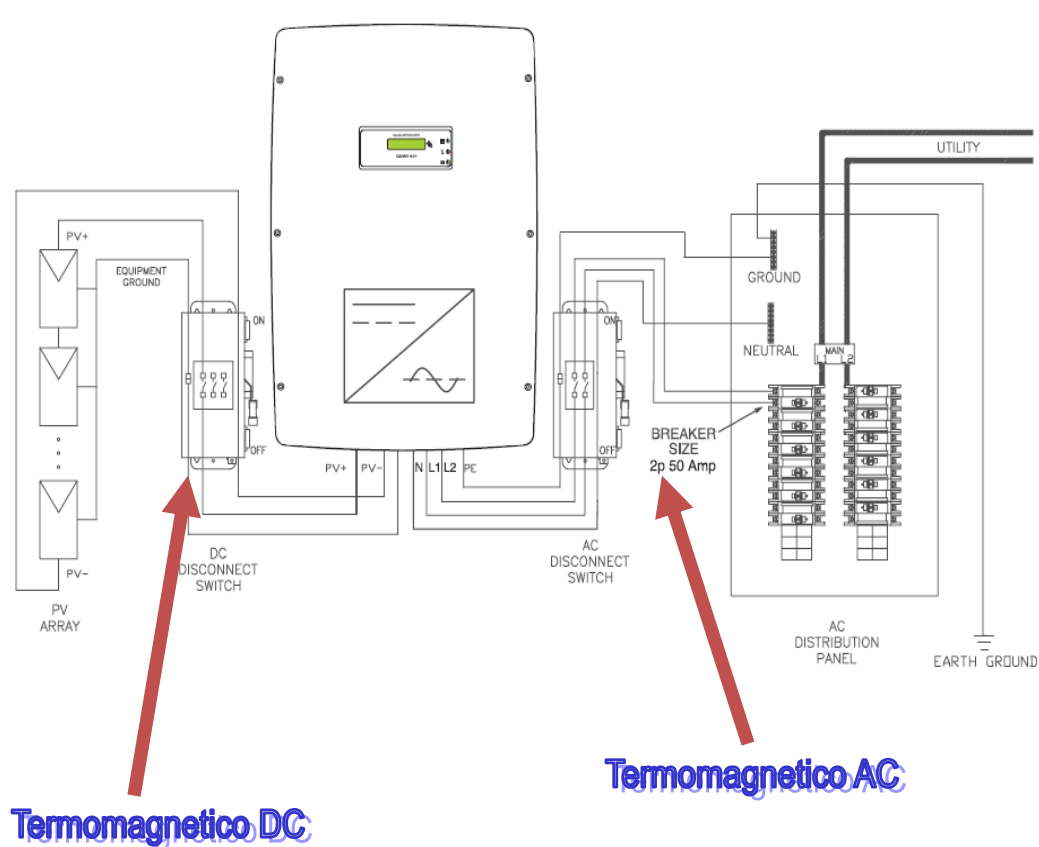


Figura 3.29 Cableado general para un inversor SMA.

En la tabla 3.10 se muestra el detalle para las protecciones termomagnéticas a la entrada y salida de los inversores.

| Nombre del edificio | Inversor Área 1 | inversor Área 2 | Cantidad Inversores Área 1 | Cantidad Inversores Área 2 | Corriente máxima entrada inversor A1(A) | Corriente máxima entrada inversor A2(A) | Corriente máxima permitida inversor A1 (A) | Corriente máxima permitida inversor A2 (A) |
|--------------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--|--|---|---|
| Aulas A, B, C | SB 5000US | SB 6000US | 3 | 1 | 15.2 | 15.2 | 21 | 25 |
| Magna C | SB7000US | no aplica | 3 | no aplica | 15.2 | no aplica | 30 | no aplica |
| Edificio de ortesis y prótesis | SB7000US | SB1700 | 3 | 3 | 15.2 | 7.6 | 30 | 12.6 |
| Citt Edificio 3 | SB4000US | SB4000US | 6 | 3 | 15.2 | 15.2 | 18 | 18 |
| Edificio de profesores y R | SB7000US | no aplica | 1 | no aplica | 22.8 | no aplica | 30 | no aplica |
| Multigimnasio | SB 4000 US | no aplica | 27 | no aplica | 13.1 | no aplica | 18 | no aplica |

Tabla 3.9 corrientes máximas de entrada y salida de los inversores

| Nombre del edificio | Inversor Área 1 | inversor Área 2 | Cantidad Inversores Área A1 | Cantidad Inversores Área A2 | Termomagnético DC A1 por inversor | Termomagnético AC A2 por inversor |
|------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------------------|------------------------------------|--|--|
| Aulas A, B, C | SB 5000US | SB 6000US | 3 | 1 | 20 A 2 polos | 20 A 2 polos |
| Magna C | SB7000US | no aplica | 3 | no aplica | 20 A 2 polos | no aplica |
| Edificio de ortesis y prótesis | SB7000US | SB1700 | 3 | 3 | 20 A 2 polos | 10 A 2 polos |
| Citt Edificio 3, 4, 5, 6 | SB4000US | SB4000US | 6 | 3 | 20 A 2 polos | 20 A 2 polos |
| Edificio admPinistrativo R y Prof. | SB7000US | no aplica | 1 | no aplica | 25 A 2 polos | no aplica |
| Multigimnasio | SB 4000 US | no aplica | 27 | no aplica | 15 A 2 polos | no aplica |

Tabla 3.10 Protecciones a la entrada y salida de los inversores

3.4 Montaje

3.4.1 Montaje de los módulos

Para el montaje de los módulos Kyosera, utilizaremos rieles strut fijos al techo con pernos con punta de broca y autoroscables. En la figura 3.30 podemos ver una imagen del riel strut y su sección transversal. En la figura 3.31 se muestra como se fija el riel a la lamina del techo, perno autoroscable o con un perno pasado por la lamina y tuerca.

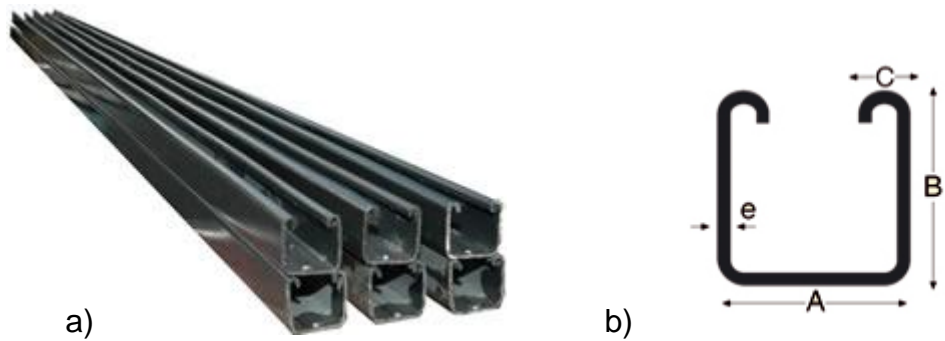


Figura 3.30 a) Imagen de rieles strut, b) Perfil del riel strut

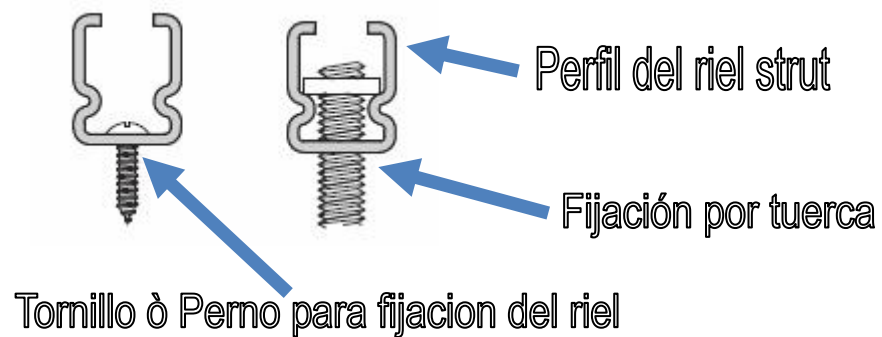


Figura 3.31 Detalle del montaje del riel strut para fijarlo al techo

Aunque existen varios fabricantes de sistemas para el montaje de paneles fotovoltaicos, hemos decidido utilizar estos rieles para montar los paneles en el techo de los edificios de la Universidad Don Bosco, debido a su amplio uso en la industria para la sujeción de canalizaciones en instalaciones eléctricas, su bajo costo ya que es de uso general y no exclusivo de sistemas fotovoltaicos, además existen varios proveedores en el país.

La longitud estándar del riel strut es de 3 y 6 metros, siendo el de 3 metros el más común en el mercado nacional, por ello es el que tomaremos como base para calcular la cantidad de rieles para la instalación.

Para el montaje de los módulos en el techo utilizaremos dos rieles para sujetar el panel mediante pernos y arandela al riel, en la figura 3.31 Podemos ver los rieles fijos al techo y los módulos sobre los rieles, detallando los puntos de sujeción del panel a los rieles mediante pernos con arandela.

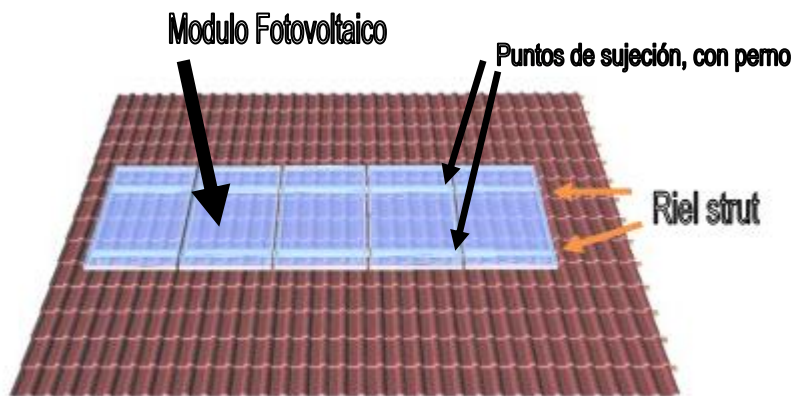


Figura 3.31 Montaje de los módulos Kyosera, sobre los rieles strut

Para poder colocar los pernos de sujeción utilizaremos una tuerca resorte, el cual es un accesorio muy utilizado con estos rieles, en la figura 3.32 Se muestra el detalle de este accesorio.

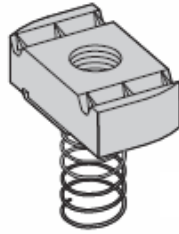


Figura 3.32 Tuerca resorte

La tuerca resorte se introduce en el riel, de tal forma que el resorte mantenga la tuerca en el perfil superior del riel. La forma del riel evita que la tuerca gire al momento de apretar el perno para sujetar el modulo fotovoltaico, en la figura 3.34 Podemos apreciar la forma de colocar la tuerca resorte en el interior del riel.

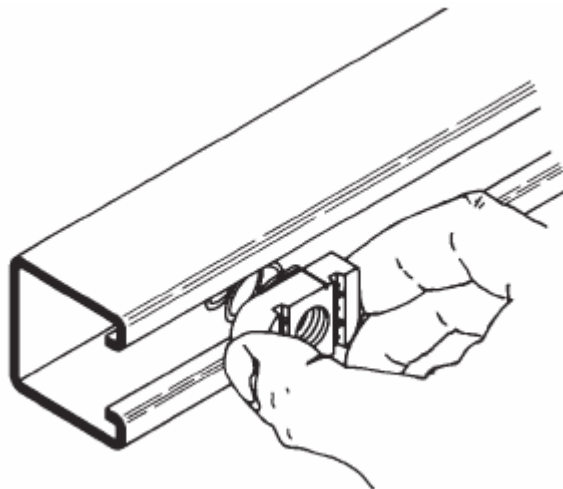


Figura 3.34 Montaje de la tuerca resorte en el interior del riel strut

Una vez colocada la tuerca resorte tenemos un punto fijo, en el cual podemos colocar el perno con arandela, en la figura 3.35, podemos observar cómo se hace, en los módulos consecutivos podemos fijar dos con el mismo perno con arandela. El total de rieles de 3 metros que se utilizaran en toda la instalación es de 834.

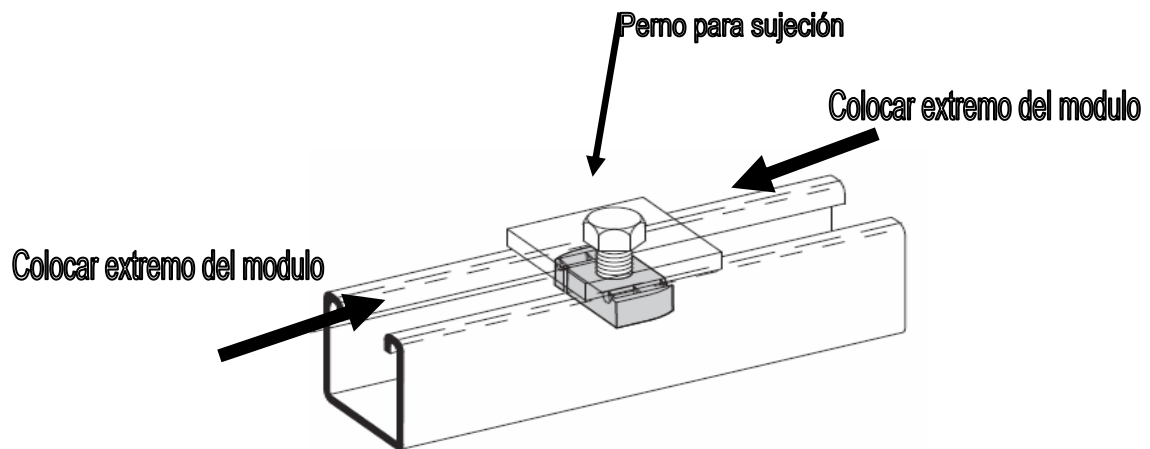


Figura 3. 35 Detalle del montaje de los pernos y tuerca resorte.

Para el montaje en el multigimnasio se utilizan pernos autoroscable o auto taladrables con punta de broca, para perforar la lamina del techo y fijar el panel flexible, colocamos los pernos a un metro de distancia el modulo tiene 5 metros de largo, en la figura 3.36 Podemos ver ejemplos de perno con cabeza hexagonal autotaladrable y el la figura 3.37 Podemos apreciar cómo se realiza el montaje.

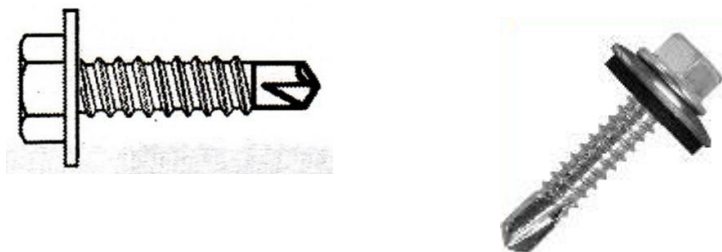


Figura 3.36 Pernos autoroscables ó autotaladrables para lamina



Figura 3.37 Montaje de módulos flexibles

En la figura 3.38, puede apreciarse una instalación fotovoltaica, realizada con módulos flexibles sobre un techo o cubierta.



Figura 3.38 Cubierta inclinada con módulos fotovoltaicos flexibles

3.4.2 Montaje de los Inversores

Para el montaje de los inversores el fabricante, provee la estructura de fijación en pared. Cada inversor SMA es empacado con este accesorio de soporte, en la

figura 3.39, podemos ver la forma de empotrar en pared con anclas y tornillos esta estructura.

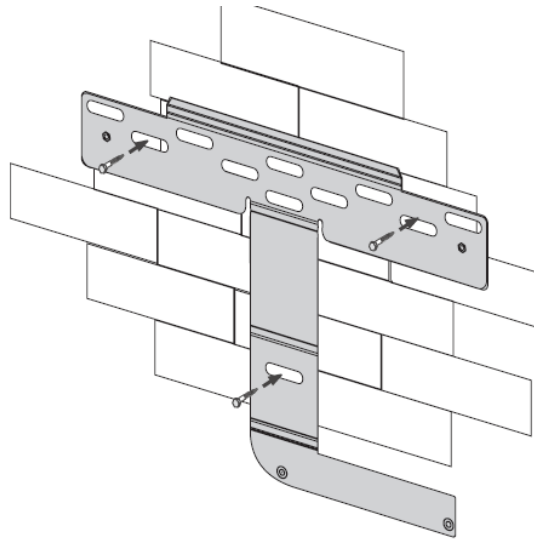


Figura 3.39 Estructura de soporte para inversores SMA

Una vez sujeta en la pared la estructura de soporte, se monta el accesorio de desconexión DC, este accesorio debe verificarse si el modelo a utilizar lo considera por defecto en el paquete ordenado, para el caso de los inversores seleccionados todos poseen por defecto este accesorio, en la figura 3.40 observamos el montaje del accesorio de desconexión DC.

En la figura 3.41 podemos ver el montaje del inversor sobre la estructura de soporte.

1. Se monta el inversor en el riel de la estructura de soporte.
2. Se fija el inversor a la estructura de soporte con tornillo.
3. Se colocan las cubiertas de los tornillos, a los extremos del inversor.

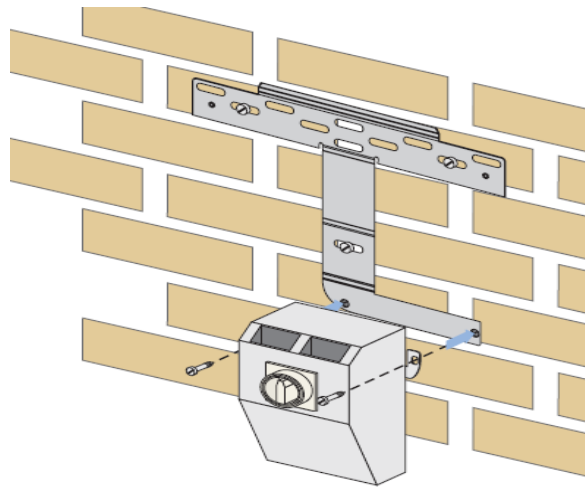


Figura 3.40 Montaje del accesorio de desconexión DC

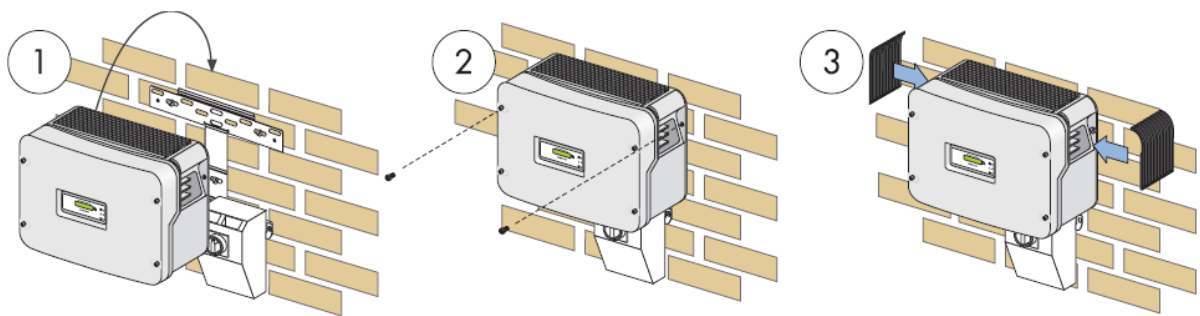


Figura 3.41 Montaje del Inversor SunnyBoy en pared

CAPITULO IV:

4. ANÁLISIS DE COSTO DE MATERIALES Y EQUIPOS

4.1 Análisis de costo de los módulos fotovoltaicos

Para el cálculo del precio de los módulos fotovoltaico, cotizamos el precio en Estados Unidos y se estimaron los costos de envío y seguro de transporte, encontrándose que los costos de envío incrementan el precio entre el 15% y 20% y el costo del seguro de transporte oscila entre el 7% y 10%, por ello se considero un incremento total estimado en el precio del 30%. Este análisis se aplico a todos los dispositivos que deben importarse.

El precio en el extranjero de los módulos marca Kyosera modelo KG200GT es de \$ 663, aplicando el incremento estimado del 30% su precio asciende a \$861.90 la cantidad de módulos a importar es de 1064. En la tabla 4.1 se muestra el costo total en modulos Kyosera.

| RUBRO | CANTIDAD | UNIDAD | PRECIO UNITARIO | VALOR TOTAL |
|----------------|----------|--------|-----------------|---------------------|
| MODULOS | | | | \$917,061.60 |
| KC200GT | 1064 | C/U | \$861.90 | \$917,061.60 |

Tabla 4.1 Costo de los módulos Kyosera modelo KG200GT

El precio en el extranjero del modulo fotovoltaico flexible marca UNISOLAR, modelo PVL-144 es de \$ 392.31 y debemos aplicar el incremento estimado de 30%, el cálculo se muestra en la tabla 4.2.

| RUBRO | CANTIDAD | UNIDAD | PRECIO UNITARIO | VALOR TOTAL |
|----------------|----------|--------|-----------------|---------------------|
| MODULOS | | | | \$413,100.00 |
| PLV-144 | 810 | C/U | \$510.00 | \$413,100.00 |

Tabla 4.2 Costo de paneles flexible unisolar

4.2 Análisis de costo de los Inversores

Los inversores como también son dispositivos que deben importarse debemos aplicar el incremento estimado de 30% a cada modelo. En las tablas 4.3 y 4.4 se muestra el precio de los inversores afectados por los costos de importación y el costo total de todos los inversores necesarios para la instalación.

| RUBRO | CANTIDAD | UNIDAD | PRECIO UNITARIO | VALOR TOTAL |
|-------------------|----------|--------|-----------------|---------------------|
| INVERSORES | | | | \$210,320.50 |
| SB 1700 | 3 | C/U | \$1,950.00 | \$5,850.00 |
| SB 4000 US | 36 | C/U | \$2,730.00 | \$98,280.00 |
| SB 5000 US | 9 | C/U | \$4,504.50 | \$40,540.50 |
| SB 6000 US | 9 | C/U | \$4,550.00 | \$40,950.00 |
| SB 7000 US | 5 | C/U | \$4,940.00 | \$24,700.00 |

Tabla 4.3 Costo de los inversores a utilizar el la UDB

TOTAL

| INVERSORES | cantidad | unidad | Valor unitario | |
|-------------------|-----------------|---------------|-----------------------|-------------------|
| | | | | \$90,09.00 |
| SB 4000 US | 33 | C/U | \$2.730,00 | \$90,090.00 |

Tabla 4.4 Costo de los inversores Multigimnasio

4.3 Análisis de costo de la instalación eléctrica

La cotización para la instalación eléctrica se hizo a la empresa ELECTROBODEGAS, excepto el cable para conexión DC, ya los accesorios para conexión DC, que son terminales para los conductores que se utilizan en instalaciones fotovoltaicas, en las figuras 4.1 y 4.2 se muestra un ejemplo de estos accesorios. Estos artículos se cotizaron en el extranjero y se consideraron los costos de importación estimados. En la tabla 4.5 se muestra el detalle para la instalación de la Universidad Don Bosco.

| <i>INSTALACION ELECTRICA</i> | cantidad | unidad | Valor unitario | TOTAL <i>\$198,34.77</i> |
|----------------------------------|-----------------|---------------|-----------------------|------------------------------------|
| Cable de conexión + Ed. A,B,C | 258 | mts | \$4,00 | \$1.033,68 |
| Cable de conexión – Ed. A,B,C | 258 | mts | \$4,00 | \$1.033,68 |
| Cable de conexión + Ed. Citt | 300 | mts | \$4,00 | \$1.200,00 |
| Cable de conexión – Ed. Citt | 300 | mts | \$4,00 | \$1.200,00 |
| Cable de conexión + Ed. R y Prof | 168 | mts | \$4,00 | \$673,60 |
| Cable de conexión – Ed. R y Prof | 168 | mts | \$4,00 | \$673,60 |
| Cable de conexión + Ortesis y P | 342 | mts | \$4,00 | \$1.368,60 |
| Cable de conexión - Ortesis y P | 342 | mts | \$4,00 | \$1.368,60 |
| Cable de conexión + Magna C | 274 | mts | \$4,00 | \$1.094,88 |
| Cable de conexión - Magna C | 274 | mts | \$4,00 | \$1.094,88 |
| Accesorios conexión DC | 2.128 | C/U | \$6,00 | \$12.768,00 |
| Medidores de 136nergía | 11 | C/U | \$1.600,00 | \$17.600,00 |
| Termomagneticos 2P DC | 95 | C/U | \$20,00 | \$1.900,00 |
| Termomagneticos 2P AC | 9 | C/U | \$20,00 | \$180,00 |
| Termomagneticos 3P AC | 12 | C/U | \$35,00 | \$420,00 |
| Equipo de monitoreo + accesorios | 11 | C/U | \$2.000,00 | \$22.000,00 |
| Sensor + Accesorios | 11 | C/U | \$2.000,00 | \$22.000,00 |
| red de tierra | 11 | S.G. | \$1.500,00 | \$16.500,00 |
| Ducteria Aulas A, B, C | 3 | S.G. | \$7.000,00 | \$21.000,00 |
| Ducteria edificios Citt | 4 | S.G. | \$6.000,00 | \$24.000,00 |
| Ducteria edificio R y Prof. | 2 | S.G. | \$5.000,00 | \$10.000,00 |

| INSTALACION ELECTRICA | cantidad | unidad | Valor unitario | TOTAL |
|-------------------------------|-----------------|---------------|-----------------------|--------------|
| Ducteria Magna C | 1 | S.G. | \$7.000 | \$7.000 |
| Ducteria Ortesis y protesis | 1 | S.G. | \$8.000 | \$8.000 |
| Tableros + Accesorios | 20 | C/U | \$1.200 | \$24.000 |
| Conductor AWG 10 Ed. A,B,C | 75 | mts | \$1,20 | \$90 |
| conductor AWG 6 Ed. CITT | 60 | mts | \$1,00 | \$60 |
| conductor AWG 8 Ortesis y P | 23 | mts | \$1,50 | \$33,75 |
| conductor AWG 8 Magna C | 15 | mts | \$1,50 | \$22,50 |
| conductor AWG 8 Ed. R y Prof. | 40 | mts | \$0,65 | \$26, |

Tabla 4.5 Costo de material Eléctrico UDB

En la tabla 4.6 se muestra el detalle para la instalación eléctrica del multigimnasio.



Figura 4.1 Accesorio de conexión Macho, para conductor fotovoltaico



Figura 4.2 Accesorio de conexión Hembra, para conductor fotovoltaico

| INSTALACION ELECTRICA | Cantidad | unidad | Valor Unitario | TOTAL |
|--------------------------------|-----------------|---------------|-----------------------|-----------------|
| | | | | \$60,238 |
| Cable de conexión + | 2.494,82 | mts | \$4,00 | \$9.979,3 |
| Cable de conexión - | 2.494,82 | mts | \$4,00 | \$9.979,3 |
| Accesorios conexión DC | 1.860,00 | C/U | \$6,00 | \$11.160 |
| Medidor de energia | 1 | C/U | \$2.500,00 | \$2.500 |
| Transferencia | 1 | C/U | \$1.500,00 | \$1.500 |
| Termomagnetico 2P / DC | 33 | C/U | \$20,00 | \$660 |
| Termomagnetico 3P / AC | 11 | C/U | \$35,00 | \$385 |
| Tableros de conexión + breaker | 4 | C/U | \$1.500,00 | \$6.000 |

| INSTALACION ELECTRICA | Cantidad | unidad | Valor Unitario | TOTAL |
|----------------------------------|-----------------|---------------|-----------------------|--------------|
| Equipo de monitoreo + accesorios | 1 | C/U | \$2.000,00 | \$2.000,00 |
| Sesor + Accesorios | 1 | C/U | \$3.000,00 | \$3.000,00 |
| Ducteria | 1 | S.G. | \$10.000,00 | \$10.000,00 |
| Conductor AWG 3 | 860 | mts | \$1,25 | \$1.075,00 |
| Red de tierra | 1 | S.G. | \$2.000,00 | \$2.000,00 |

Tabla 4.6 Costo de la Instalación eléctrica Multigimnasio

4.4 Análisis de costo de los montajes, estructuras y obra civil

Para las estructuras de soporte en la Universidad Don Bosco, como se detallo en el capitulo anterior, se realizaran con rieles strut, pernos autoroscables, tuercas y arandelas. Estos materiales se cotizaron localmente con la empresa VIDRI, SA DE CV, excepto rieles strut que se cotizaron con ELECTROBODEGAS. En la tabla 4.7 el detalle de materiales para el montaje.

| ESTRUCTURAS DE SOPORTE | Cantidad | unidad | Valor unitario | TOTAL \$49,072 |
|---|-----------------|---------------|-----------------------|---------------------------------|
| Riel strut Aluminio + Accesorios | 834 | C/U | \$54 | \$45,036 |
| Tuerca resorte 3/8" | 4,256 | C/U | \$0.75 | \$3,192 |
| Perno 3/8"x 2" | 4,256 | C/U | \$0.07 | \$297 |
| Perno auto roscable de 1/ 2 "X 1 " P/ Polin | 3,336 | C/U | \$0.10 | \$333 |
| Arandela 3/8" | 4,256 | C/U | 0.05 | \$212 |

Tabla 4.7 Costos de materiales para montaje UDB

En la tabla 4.8 se muestra el detalle de los pernos autoroscable para montar los paneles flexibles en el multigimnasio.

| ESTRUCTURAS DE SOPORTE | Cantidad | unidad | Valor unitario | TOTAL |
|--|-----------------|---------------|-----------------------|--------------|
| Perno autoroscable 3/8"x 1/2" p/ lamina | 9,300 | C/U | \$0.07 | \$651 |

Tabla 4.8 Costo de montaje para el Multigimnasio

La obra civil consiste en casetas de control para el montaje de los inversores y equipo de monitoreo, para este rubro se cotizo la suma global de la caseta, en la tabla 4.9 se detalla para la instalación en la Universidad Don Bosco y en la tabla 4.10 para el multigimnasio. En la universidad será necesaria una caseta por edificio.

| OBRA CIVIL | Cantidad | unidad | Valor unitario | TOTAL |
|--|-----------------|---------------|-----------------------|-----------------|
| Caseta de control y area para inversores | 11 | S.G. | \$2,500 | \$27,500 |

Tabla 4.9 Infraestructura Civil en la UDB.

| OBRA CIVIL | Cantidad | unidad | Valor unitario | TOTAL |
|--|-----------------|---------------|-----------------------|----------------|
| Caseta de control y area para inversores | 1 | S.G. | \$3,500 | \$3,500 |

Tabla 4.10 Infraestructura Civil para el Multigimnasio

4.5 Análisis de costos Instalación o mano de obra e inversión total

Se considera un costo por instalación o mano de obra de 15% del monto por cada rubro descrito anteriormente excepto por la obra civil. En la tabla 4.11 se detalla el costo de instalación para la Universidad Don Bosco.

| <i>INSTALACION</i> | Cantidad | unidad | Valor unitario | TOTAL \$206,219 |
|--------------------|-----------------|---------------|-----------------------|----------------------------------|
| Mano de obra | 1 | S.G. | \$206,219.43 | \$206,219 |

Tabla 4.11 Costo de Instalación para la Universidad Don Bosco

En la tabla 4.12 se detalla los costos de instalación para el multigimnasio, considerando un 15% del costo de cada rubro anteriormente detallado.

| <i>INSTALACION</i> | Cantidad | unidad | Valor unitario | TOTAL \$85,137 |
|--------------------|-----------------|---------------|-----------------------|---------------------------------|
| Mano de obra | 1 | S.G. | \$85,137 | \$85,137 |

Tabla 4.12 Costo de Instalación para el Multigimnasio

La inversión total para la universidad Don Bosco suma **\$1, 608,515** y para el multigimnasio la inversión total es **\$652,191** La inversión total para la instalación completa es de **\$2, 260,707**

en la tabla siguiente se presenta por rubro el sub total de la inversión en la Universidad Don Bosco

| RUBRO | MONTO |
|------------------------|--------------------|
| MODULOS FOTOVOLTAICOS | \$ 917,062 |
| INVERSORES | \$ 210,321 |
| INSTALACION ELECTRICA | \$198,341 |
| OBRA CIVIL | \$27,500 |
| ESTRUCTURAS DE SOPORTE | \$49,072 |
| MANO DE OBRA | \$210,344 |
| SUB TOTAL UDB | \$1,608,516 |

Tabla: 4.13 sub total de la inversión en la Universidad Don Bosco

Gráficamente se presenta los resultados de la tabla anterior, donde se puede observar que la parte de la inversión corresponde a los módulos fotovoltaicos modelo KC200GT tiene un porcentaje de la inversión solamente considerando la Universidad Don Bosco de 57%, seguido por los inversores con un 13% y la instalación eléctrica con un 12%, entre los más significativos. Los porcentajes se describen en la grafica de la figura 4.3.

Cabe mencionar que en la inversión correspondiente a los inversores está representada por varios modelos.

INVERSIÓN UNIVERSIDAD DON BOSCO

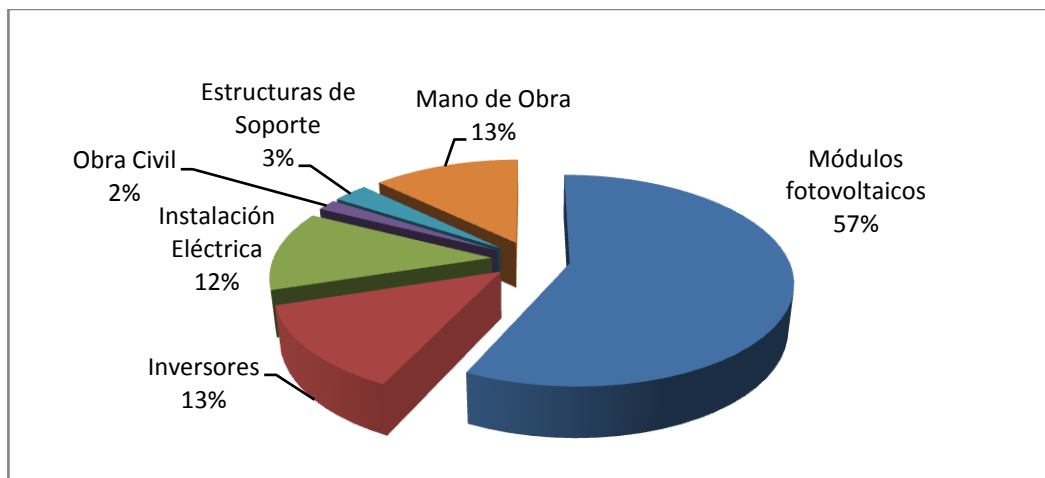


Figura 4.3 Presupuesto correspondiente la Universidad Don Bosco.

Como se planteo desde el capitulo dos, el diseño que proponemos para este estudio involucra la infraestructura del multigimnasio para la implementación del generador fotovoltaico, y el presupuesto se presenta a continuación siendo el total sub total de la inversión de \$ 652,191.

| RUBRO | MONTO |
|--------------------------------|-------------------|
| MODULOS FOTOVOLTAICOS | \$ 413,100 |
| INVERSORES | \$90,090 |
| INSTALACION ELECTRICA | \$ 60,239 |
| OBRA CIVIL | \$3,500 |
| ESTRUCTURAS DE SOPORTE | \$ 651 |
| MANO DE OBRA | \$ 85,137 |
| SUB TOTAL MULTIGIMNASIO | \$ 652,191 |

Tabla: 4.14 sub total de la inversión en la multigimnasio

Como en el caso anterior los porcentajes más representativos corresponden a módulos fotovoltaicos es de 63% que para el multigimnasio es el modelo PVL-144.

Además la mano de obra, inversores e instalación eléctrica representan los porcentajes de con 13%, 14% y 9% respectivamente mostrados en la figura 4.4.

INVERSIÓN MULTIGIMNASIO

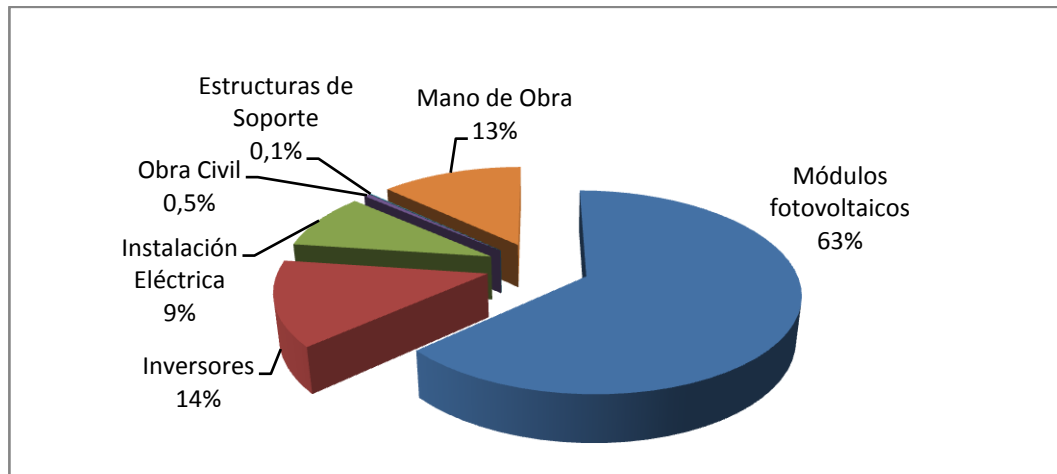


Figura 4.4 Presupuesto correspondiente a multigimnasio

Es así, que a continuación se presenta gráficamente el porcentaje de cada uno de los elementos que incluye el presupuesto, siendo el más alto el monto de los módulos fotovoltaicos con un porcentaje de 57% seguido por la inversión correspondiente a los inversores y los elementos de la instalación eléctrica con un porcentaje de 13% y 12% respectivamente.

| RUBRO | MONTO |
|------------------------------------|--------------------|
| MODULOS FOTOVOLTAICOS | \$ 1,330,162 |
| INVERSORES | \$ 300,411 |
| INSTALACION ELECTRICA | \$ 258,580 |
| OBRA CIVIL | \$31,000 |
| ESTRUCTURAS DE SOPORTE | \$ 49,723 |
| MANO DE OBRA | \$295,481 |
| TOTAL UDB MAS MULTIGIMNASIO | \$2,260,707 |

Tabla: 4.15 Total de la inversión Universidad Don Bosco y multigimnasio

Este grafico representa los porcentajes con respecto de la inversión inicial de los otros costos que se llevaran a cabo en el proyecto.

Es de mencionar también que la grafica que esta a continuación en la figura 4.5, representa la inversión que incluye la parte de la Universidad Don Bosco y el multigimnasio.

INVERSIÓN UNIVERSIDAD DON BOSCO Y MULTIGIMNASIO

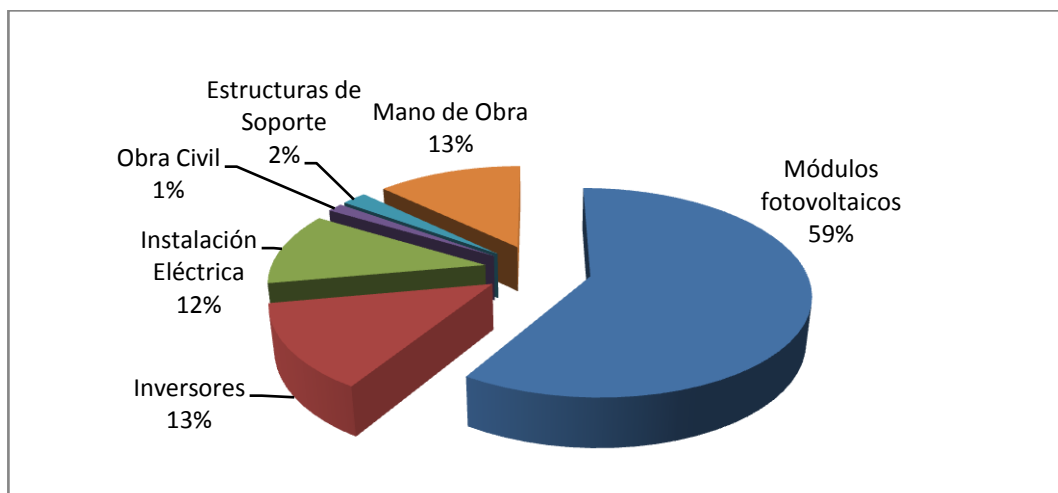


Figura 4.5 Presupuesto correspondiente la Universidad Don Bosco y multigimnasio

CAPITULO V:

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA.

Este capítulo representa en el estudio una parte de las más fundamentales, debido que como resultado de las evaluaciones de las alternativas financieras esperamos decidir si el proyecto que estamos presentando es rentable o no.

En los primeros apartados se describen algunos conceptos que serán utilizados para cada una de las alternativas, como son; tasa interna de retorno, valor actual neto, costo anual uniforme equivalente, relación costa beneficio y la técnica de depreciación utilizada. Las alternativas a evaluar son dos:

- En la primera alternativa se considera con un préstamo bancario y se evalúa para un banco local con tasa de interés vigente para junio de este año.
- La segunda alternativa se evalúa para una cooperación atribuida a la Universidad Don Bosco, siendo así una posibilidad viable para la implementación de este estudio.

| Descripción | Multigimnasio | UDB | Total |
|---|---------------|-------------|-------------|
| Energía producida anualmente ⁹ (Kwh) | 621 | 1,384 | 2,005 |
| Capacidad instalada (Kwp) | 117 | 296 | 413 |
| Inversión de la instalación | \$652,191 | \$1,608,515 | \$2,260,706 |

Tabla 5.0 Datos de partida para la evaluación económica

⁹ Promedio tomado para el primer año

Ya en las evaluaciones hacemos una breve descripción en qué consiste cada una de las alternativas a evaluar así mismo, de cada una hacemos una interpretación de de los resultados obtenidos, para finalmente según lo que arrojen las evaluaciones económicas este grupo de trabajo propondrá la que le parezca mas viable a implementar económicamente en el proyecto, basándose en los conceptos y significado de las herramientas de evaluación de proyectos.

5.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero. El VAN o VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima atractiva de retorno (TMAR).

La TIR es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- Si TIR es mayor o igual que TMAR se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el coste de oportunidad).
- Si TIR es menor que TMAR se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

El criterio general sólo es cierto si el proyecto es del tipo "prestar", es decir, si los primeros flujos de caja son negativos y los siguientes positivos. Si el proyecto es del tipo "pedir prestado" la decisión de aceptar o rechazar un proyecto se toma justo al revés.

- Si TIR es mayor que TMAR se rechazará el proyecto. La rentabilidad que nos está requiriendo este préstamo es mayor que nuestro coste de oportunidad.
- Si TIR es menor o igual que TMAR se aceptará el proyecto.

5.2 Valor Actual Neto (VAN)

Valor actual neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

| Valor | Significado | Decisión a tomar |
|-----------|---|--|
| $VAN > 0$ | La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad | El proyecto puede ser viable |
| $VAN < 0$ | La inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad | El proyecto no es viable |
| $VAN = 0$ | La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas | La decisión debería basarse en otros criterios |

Tabla 5.1 Criterios para la toma de decisiones con Valor Actual Neto (VAN)

5.3 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)

El método del valor anual (VA) es también conocido con el nombre de costo anual uniforme equivalente (CAUE) y se utiliza comúnmente para comparar alternativas. Este método de evaluación de alternativas se efectúa de la siguiente manera: todos los ingresos y desembolsos (irregulares y uniformes) son convertidos a una cantidad anual uniforme equivalente que es la misma en cada periodo.

La ventaja principal de este método sobre los demás radica en que este no requiere hacer las comparaciones sobre el mínimo común múltiplo de los años cuando las alternativas tienen vidas diferentes es decir el valor anual de la alternativa se calcula para un ciclo de vida solamente.

El método del CAUE consiste en convertir todos los ingresos y egresos, en una serie uniforme de pagos. Obviamente, si el CAUE es positivo, es porque los ingresos son mayores que los egresos y por lo tanto, el proyecto puede realizarse; pero, si el CAUE es negativo, es porque los ingresos son menores que los egresos y en consecuencia el proyecto debe ser rechazado.

5.3.1 Método de la relación beneficio/costo (B / C)

La relación beneficio/costo está representada por la relación:

$$\frac{\text{Ingresos}}{\text{Egresos}}$$

Esta metodología permite también evaluar dos alternativas de inversión de forma simultánea. Al aplicar la relación Beneficio/Costo, es importante determinar las cantidades que constituyen los Ingresos llamados "Beneficios" y qué cantidades constituyen los Egresos llamados "Costos"

En donde los Ingresos y los Egresos deben ser calculados utilizando el VPN o el CAUE, de acuerdo al flujo de caja. El análisis de la relación B/C, toma valores mayores, menores o iguales a uno, lo que implica que:

| Valor | Significado |
|--------------|--|
| B/C > 1 | Implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es viable |
| B/C = 1 | Implica que los ingresos son iguales que los egresos, entonces el proyecto es indiferente. |
| B/C < 1 | Implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es viable |

Tabla 5.2 Criterios para la toma de decisiones con relación costo beneficio

5.4 Técnica de depreciación utilizada

Método de suma de años dígitos (SDA)

Es una técnica clásica de depreciación mediante la cual, gran parte del valor del activo se amortiza en el primer tercio de su vida útil.

Esta técnica no incorpora disposiciones legales para bienes inmuebles, pero es a menudo utilizada en los análisis económicos, para depreciación acelerada de inversiones de capital y en la depreciación de cuentas en activos múltiples.

5.5 Primera alternativa de financiamiento

5.5.1 Descripción

Para la primera alternativa de financiamiento se consideró la posibilidad de crédito bancario en el Banco del El Salvador el cual cuenta con una tasa de interés de 15.82% anual¹⁰. Según el cálculo realizado del presupuesto, este asciende a \$2, 260,707 y se considera el 80% del monto de la inversión inicial para el análisis, y este asciende a \$1, 808,566. El análisis se presenta a continuación, incluyéndose energía producida, energía demandada, costos de amortización del préstamo, costos financieros bancarios, costos de mantenimiento, entre otros.

En el cuadro siguiente se muestra la descripción de lo anterior:

| | |
|-----------------------------|--------------------|
| TOTAL INVERSION | \$2,260,707 |
| Porcentaje capital propio | 20% |
| TOTAL CAPITAL PROPIO | \$452,141 |
| Porcentaje préstamo banco | 80% |
| TOTAL PRESTAMO BANCO | \$1,808,566 |

Tabla: 5.3 Presupuesto considerado para la primera alternativa

¹⁰ Tomado de Tasas De Interés, Comisiones, Recargos Y Cargos Por Cuentas De Terceros, Superintendencia del Sistema Financiero para el mes de Junio de 2010.

5.5.2 Resumen de la primera alternativa con financiamiento bancario

En el flujo de fondos de esta alternativa presenta desde el año uno hasta el final de la vida útil egresos, la razón por la cual esta alternativa se presenta no viable financieramente. La Tasa Mínima Atractiva de Retorno (TMAR) de la Universidad es del 15% para la evaluación financiera, por lo tanto la realización del proyecto es factible pero no practico económicamente.

Por otra parte considerando la relación costo beneficio el valor calculado es menor a uno, lo cual iimplica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable y debería rechazarse.

5.5.3 Análisis económico con financiamiento bancario

La tabla resumen propuesta a continuación es los rugos que compone el presupuesto

| RUBRO | MONTO |
|------------------------------------|---------------------|
| MODULOS FOTOVOLTAICOS | \$ 1,330,162 |
| INVERSORES | \$ 300,411 |
| INSTALACION ELECTRICA | \$ 258,580 |
| OBRA CIVIL | \$31,000 |
| ESTRUCTURAS DE SOPORTE | \$ 49,723 |
| MANO DE OBRA | \$295,481 |
| TOTAL UDB MAS MULTIGIMNASIO | \$2,260,707 |

Tabla: 5.4 Presupuesto considerado para todo el proyecto

Debido que para cada una de las alternativas el presupuesto del proyecto es el mismo, solo lo presentamos en esta primera evaluación financiera, empezaremos con:

Costos financieros: Estos se relacionan con la obtención de fondos para la implementación y operación del proyecto e incluyen el costo de los intereses que la universidad debe pagar por el préstamo así como también el valor de la amortización para cada año.

| COSTOS FINANCIEROS | | | | | |
|--------------------|----------------------|-------------|-----------|--------------|---------------------|
| AÑO | SALDO INICIO DEL AÑO | CUOTA ANUAL | INTERESES | AMORTIZACION | SALDO FINAL DEL AÑO |
| 1 | \$1,808,566 | \$293,582 | \$286,115 | \$7,467 | \$1,801,099 |
| 2 | \$1,801,099 | \$293,582 | \$284,934 | \$8,648 | \$1,792,451 |
| 3 | \$1,792,451 | \$293,582 | \$283,566 | \$10,016 | \$1,782,434 |
| 4 | \$1,782,434 | \$293,582 | \$281,981 | \$11,601 | \$1,770,834 |
| 5 | \$1,770,834 | \$293,582 | \$280,146 | \$13,436 | \$1,757,397 |
| 6 | \$1,757,397 | \$293,582 | \$278,020 | \$15,562 | \$1,741,836 |
| 7 | \$1,741,836 | \$293,582 | \$275,558 | \$18,024 | \$1,723,812 |
| 8 | \$1,723,812 | \$293,582 | \$272,707 | \$20,875 | \$1,702,937 |
| 9 | \$1,702,937 | \$293,582 | \$269,405 | \$24,177 | \$1,678,760 |
| 10 | \$1,678,760 | \$293,582 | \$265,580 | \$28,002 | \$1,650,757 |
| 11 | \$1,650,757 | \$293,582 | \$261,150 | \$32,432 | \$1,618,325 |
| 12 | \$1,618,325 | \$293,582 | \$256,019 | \$37,563 | \$1,580,762 |
| 13 | \$1,580,762 | \$293,582 | \$250,077 | \$43,505 | \$1,537,257 |
| 14 | \$1,537,257 | \$293,582 | \$243,194 | \$50,388 | \$1,486,869 |
| 15 | \$1,486,869 | \$293,582 | \$235,223 | \$58,359 | \$1,428,510 |
| 16 | \$1,428,510 | \$293,582 | \$225,990 | \$67,592 | \$1,360,918 |
| 17 | \$1,360,918 | \$293,582 | \$215,297 | \$78,285 | \$1,282,633 |
| 18 | \$1,282,633 | \$293,582 | \$202,913 | \$90,669 | \$1,191,964 |
| 19 | \$1,191,964 | \$293,582 | \$188,569 | \$105,013 | \$1,086,950 |
| 20 | \$1,086,950 | \$293,582 | \$171,956 | \$121,626 | \$965,324 |
| 21 | \$965,324 | \$293,582 | \$152,714 | \$140,868 | \$824,456 |
| 22 | \$824,456 | \$293,582 | \$130,429 | \$163,153 | \$661,303 |
| 23 | \$661,303 | \$293,582 | \$104,618 | \$188,964 | \$472,339 |
| 24 | \$472,339 | \$293,582 | \$74,724 | \$218,858 | \$253,481 |
| 25 | \$253,481 | \$293,582 | \$40,101 | \$253,481 | \$0 |
| TOTAL | | | | \$1,808,566 | |

Tabla: 5.5 Costos financieros para la primera alternativa

La cuota para la cual el monto del préstamo es cancelada a los 25 años se calculo utilizando una hoja de cálculo, con una función llamada pago, la cual requiere la tasa de interés, que para este caso es la del banco del El Salvador, los años y el monto del préstamo.

| | |
|----------|-------------|
| TASA: | 15.82% |
| CUOTA: | \$293,582 |
| CAPITAL: | \$1,808,566 |

Tabla: 5.6 tasa de interés, cuota y monto del préstamo

En la grafica mostrada en la figura 5.1, se puede observar la tendencia que tiene las columnas de interés y amortización, en los veintiuno años aproximadamente se puede ver que el interés es mayor que la amortización, del año veintenos la amortización es mayor. En las inversiones con préstamos bancarios esta es la tendencia típica.

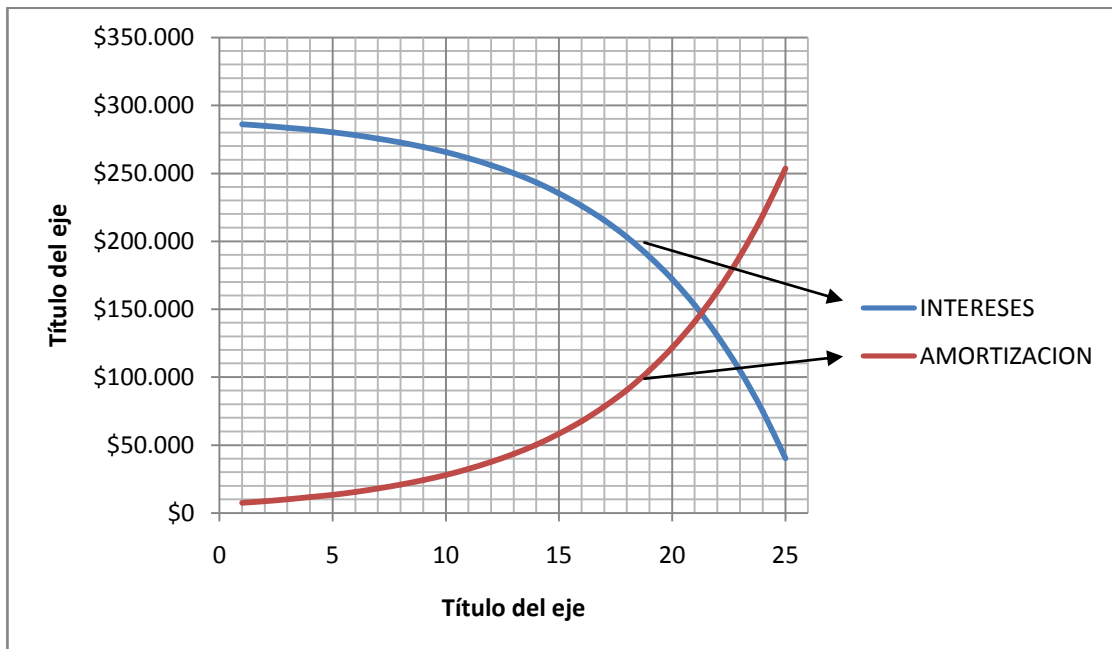


Figura 5.1 Comportamiento del interés y amortización para 25 años de la primera alternativa

PRIMERA ALTERNATIVA : ESTIMACIÓN DE LA DEPRECIACIÓN ¹¹

| AÑOS | VALOR DEL BIEN | VR | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---------------------------|----------------|-------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Paneles Solares | | | | | | | | | | | | | | |
| KC200GT | 917,062 | 9,171 | 69,838 | 67,044 | 64,251 | 61,457 | 58,664 | 55,870 | 53,077 | 50,283 | 47,490 | 44,696 | 41,903 | 39,109 |
| PVL-144 | 413,100 | 4,131 | 31,459 | 30,201 | 28,942 | 27,684 | 26,426 | 25,167 | 23,909 | 22,651 | 21,392 | 20,134 | 18,875 | 17,617 |
| Conjunto Inversores | 300,411 | 3,004 | 45,755 | 41,942 | 38,129 | 34,316 | 30,503 | 26,690 | 22,877 | 19,065 | 15,252 | 11,439 | 7,626 | 3,813 |
| Otros | | | | | | | | | | | | | | |
| Instalacion electrica | 258,580 | 2,586 | 19,692 | 18,904 | 18,117 | 17,329 | 16,541 | 15,754 | 14,966 | 14,178 | 13,390 | 12,603 | 11,815 | 11,027 |
| Total Depreciacion | | | 166,744 | 158,091 | 149,439 | 140,786 | 132,134 | 123,481 | 114,829 | 106,176 | 97,524 | 88,872 | 80,219 | 71,567 |

| AÑOS | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|---------------------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| Paneles Solares | | | | | | | | | | | | | |
| KC200GT | 36,316 | 33,522 | 30,729 | 27,935 | 25,142 | 22,348 | 19,555 | 16,761 | 13,968 | 11,174 | 8,381 | 5,587 | 2,794 |
| PVL-144 | 16,359 | 15,100 | 13,842 | 12,584 | 11,325 | 10,067 | 8,809 | 7,550 | 6,292 | 5,033 | 3,775 | 2,517 | 1,258 |
| Conjunto Inversores | 42,487 | 39,218 | 35,950 | 32,682 | 29,414 | 26,146 | 22,877 | 19,609 | 16,341 | 13,073 | 9,805 | 6,536 | 3,268 |
| Otros | | | | | | | | | | | | | |
| Instalacion electrica | 10,240 | 9,452 | 8,664 | 7,877 | 7,089 | 6,301 | 5,514 | 4,726 | 3,938 | 3,151 | 2,363 | 1,575 | 788 |
| Total Depreciacion | 105,401 | 97,293 | 89,185 | 81,078 | 72,970 | 64,862 | 56,754 | 48,647 | 40,539 | 32,431 | 24,323 | 16,216 | 8,108 |

Tabla: 5.7 Valores de depreciación durante la vida útil

¹¹ Para este caso la vida útil que propone el fabricante es de 25 años para los módulos fotovoltaicos y 12 años para los inversores. El valor de rescate (VR) se ha tomado de un 1%. La técnica de depreciación es por sumas de años dígitos.

En la grafica detallada en la figura 5.2, se muestra la tendencia que tiene el valor de la depreciación durante los veinticinco años; para el año uno el valor es \$166,744 y para el año final es valor es de \$8,108, teniendo un alza para el año trece, que es debido a la sustitución de los inversores en el año doce, entonces; en la sustitución se reinicia la depreciación para este equipo.

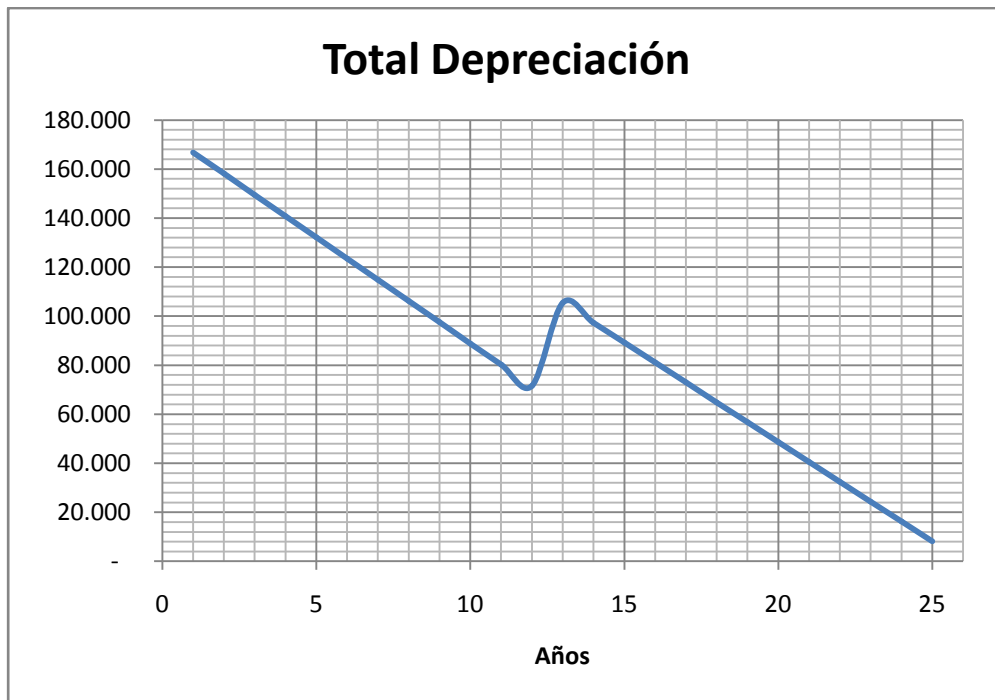


Figura 5.2 Tendencia de la depreciación durante veinticinco años

PRIMERA ALTERNATIVA : COSTOS DE ADMINISTRACIÓN ¹²

| Años | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Mantenimiento | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 |
| TOTAL | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 |

| Años | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Mantenimiento | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 |
| TOTAL | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 |

Tabla: 5.8 Costos administrativos durante la vida útil

PRIMERA ALTERNATIVA : ENERGÍA PRODUCIDA ¹³

| Rubros | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Rendimiento paneles | 100% | 99% | 98% | 97% | 96% | 95% | 94% | 93% | 92% | 91% | 90% | 89% |
| Energía Producida en Kwh | 625,707 | | | | | | | | | | | |
| Produccion real Kwh | 625,707 | 619,450 | 613,193 | 606,936 | 600,679 | 594,422 | 588,165 | 581,908 | 575,650 | 569,393 | 563,136 | 556,879 |
| Precio Kwh | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.14 | 0.14 |
| TOTAL | 80,570 | 79,765 | 78,959 | 78,153 | 77,348 | 76,542 | 75,736 | 74,930 | 74,125 | 73,319 | 72,513 | 71,707 |

| Rubros | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Rendimiento paneles | 88% | 87% | 86% | 85% | 84% | 83% | 82% | 81% | 80% | 79% | 78% | 77% | 76% |
| Energía Producida en Kwh | | | | | | | | | | | | | |
| Produccion real Kwh | 550,622 | 544,365 | 538,108 | 531,851 | 525,594 | 519,337 | 513,080 | 506,823 | 500,566 | 494,309 | 488,051 | 481,794 | 475,537 |
| Precio Kwh | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.15 | 0.15 | 0.15 | 0.15 | 0.15 |
| TOTAL | 77,992 | 77,106 | 76,220 | 75,333 | 74,447 | 73,561 | 72,674 | 71,788 | 70,902 | 70,016 | 69,130 | 68,244 | 67,358 |

¹² Se estimo para este análisis que cuatro personas pueden ser las encargadas de dar mantenimiento preventivo, en este caso de limpieza y supervisión del sistema de generación eléctrica, las cuales tendrán un salario de \$200 c/u y se requerirán se estos servicios dos veces al año.

¹³ El valor de energía producida está afectado directamente por la eficiencia que el fabricante proporciona

En el grafico mostrado el al figura 5.3, se puede apreciar la tendencia de la producción de la energía durante el periodo de la vida útil de los módulos fotovoltaicos, los picos que se producen en dicha grafica son generados por un incremento del 10% cada diez años en el precio de esta. El precio que se a tomada para la venta de energía es el mismo con el cual actualmente la distribuidora eléctrica factura¹⁴ a la Universidad Don Bosco.

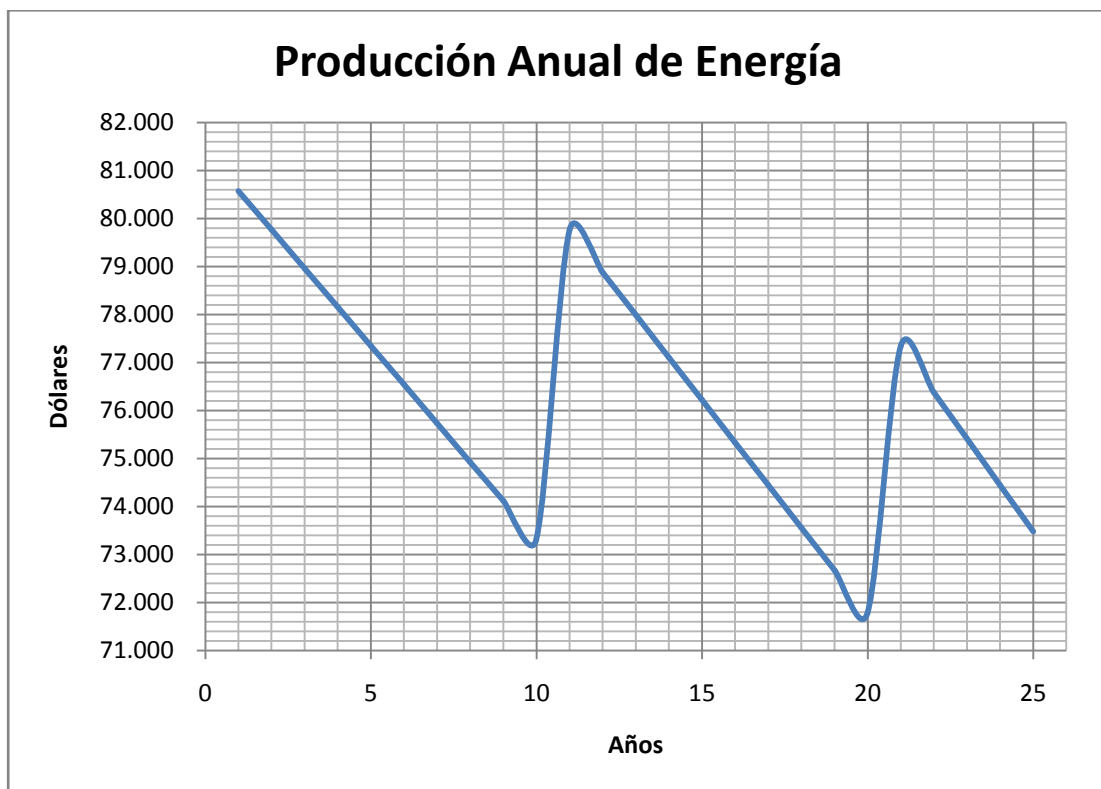


Figura 5.3 Tendencia de la producción de energía, durante la vida útil de los módulos fotovoltaicos

¹⁴ Dato tomada de la unidad financiera Universidad Don Bosco, año 2010

PRIMERA ALTERNATIVA : ENERGÍA DEMANDADA ¹⁵

| Rubros | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Energía demandada en Kwh | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 |
| Precio Kwh | \$ 0.13 | \$ 0.13 | \$ 0.13 | \$ 0.13 | \$ 0.13 | \$ 0.13 | \$ 0.13 | \$ 0.13 | \$ 0.13 | \$ 0.13 | \$ 0.14 | \$ 0.14 |
| Subtotal energía demandada | 60,728 | 60,728 | 60,728 | 60,728 | 60,728 | 60,728 | 60,728 | 60,728 | 60,728 | 60,728 | 66,801 | 66,801 |
| Promedio excedente en Kwh | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 |
| Precio excedente Kwh | \$ 3.36 | \$ 3.36 | \$ 3.36 | \$ 3.36 | \$ 3.36 | \$ 3.36 | \$ 3.36 | \$ 3.36 | \$ 3.36 | \$ 3.36 | \$ 3.70 | \$ 3.70 |
| Subtotal excedente | \$ 712 | \$ 712 | \$ 712 | \$ 712 | \$ 712 | \$ 712 | \$ 712 | \$ 712 | \$ 712 | \$ 712 | \$ 783 | \$ 783 |
| TOTAL | \$ 61,440 | \$ 61,440 | \$ 61,440 | \$ 61,440 | \$ 61,440 | \$ 61,440 | \$ 61,440 | \$ 61,440 | \$ 61,440 | \$ 61,440 | \$ 67,585 | \$ 67,585 |

| Rubros | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Energía demandada en Kwh | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 | 471614 |
| Precio Kwh | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.15 | \$ 0.15 | \$ 0.15 | \$ 0.15 | \$ 0.15 |
| Subtotal energía demandada | 66,801 | 66,801 | 66,801 | 66,801 | 66,801 | 66,801 | 66,801 | 66,801 | 72,874 | 72,874 | 72,874 | 72,874 | 72,874 |
| Promedio excedente en Kwh | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 |
| Precio excedente Kwh | \$ 3.70 | \$ 3.70 | \$ 3.70 | \$ 3.70 | \$ 3.70 | \$ 3.70 | \$ 3.70 | \$ 3.70 | \$ 3.70 | \$ 3.70 | \$ 3.70 | \$ 3.70 | \$ 3.70 |
| Subtotal excedente | \$ 783 | \$ 783 | \$ 783 | \$ 783 | \$ 783 | \$ 783 | \$ 783 | \$ 783 | \$ 783 | \$ 783 | \$ 783 | \$ 783 | \$ 783 |
| TOTAL | \$ 67,585 | \$ 67,585 | \$ 67,585 | \$ 67,585 | \$ 67,585 | \$ 67,585 | \$ 67,585 | \$ 67,585 | \$ 73,657 | \$ 73,657 | \$ 73,657 | \$ 73,657 | \$ 73,657 |

Tabla: 5.9 costo energía que demanda la universidad a la distribuidora eléctrica

¹⁵ Para esta y la siguiente alternativa económica se toma constante durante periodos de diez años la demanda de energía, en realidad se debería realizar un estudio del comportamiento y planes a futuro que tiene la universidad, esto con el fin se tomar en cuenta el crecimiento de la demanda futura.

Como se puede ver en la figura 5.4, la tendencia de un aumento se da según este estudio cada diez años, antes se menciono que la demanda es constante, pero no así el precio por Kw, para los primeros diez años se tomo el valor actual de los datos de facturación de la universidad durante los siguientes diez años se ha considerado un aumento de 10%, para cada periodo que se muestra.

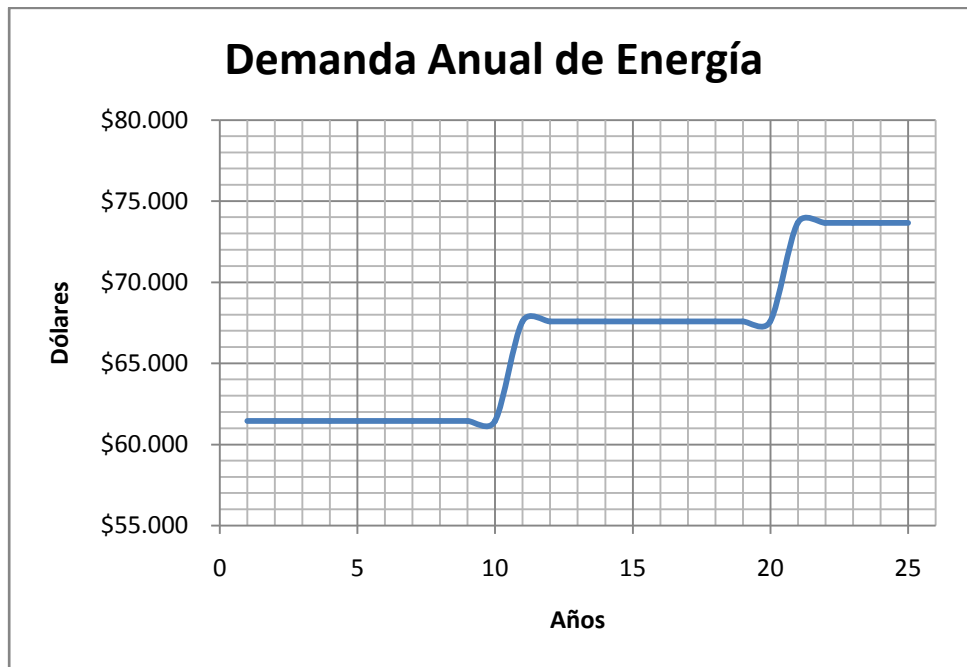


Figura 5.4 Energía que demanda la universidad a la distribuidora eléctrica

PRIMERA ALTERNATIVA : INGRESOS POR VENTAS

| Rubros | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|--------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Sub Total por ventas | \$ 19,815 | \$ 19,009 | \$ 18,203 | \$ 17,398 | \$ 16,592 | \$ 15,786 | \$ 14,981 | \$ 14,175 | \$ 13,369 | \$ 12,563 | \$ 12,934 | \$ 12,047 |
| Sub Total ingreso por exedente | \$ 685 | \$ 685 | \$ 685 | \$ 685 | \$ 685 | \$ 685 | \$ 685 | \$ 685 | \$ 685 | \$ 685 | \$ 753 | \$ 753 |
| TOTAL | \$ 20,500 | \$ 19,694 | \$ 18,888 | \$ 18,083 | \$ 17,277 | \$ 16,471 | \$ 15,665 | \$ 14,860 | \$ 14,054 | \$ 13,248 | \$ 13,687 | \$ 12,801 |

| Rubros | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|------------------------------|-----------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|
| Excedente de energia en Kwh | 78796.16 | 72539.09 | 66282.02 | 60024.95 | 53767.88 | 47510.81 | 41253.74 | 34996.67 | 28739.6 | 22482.53 | 16225.46 | 9968.39 | 3711.32 |
| Precio Estimado de venta Kwh | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.14 | \$ 0.15 | \$ 0.15 | \$ 0.15 | \$ 0.15 | \$ 0.15 |
| Sub Total por ventas | \$ 11,161 | \$ 10,275 | \$ 9,388 | \$ 8,502 | \$ 7,616 | \$ 6,730 | \$ 5,843 | \$ 4,957 | \$ 4,441 | \$ 3,474 | \$ 2,507 | \$ 1,540 | \$ 573 |

Tabla: 5.10 Ingreso de energía de la universidad a la distribuidora eléctrica

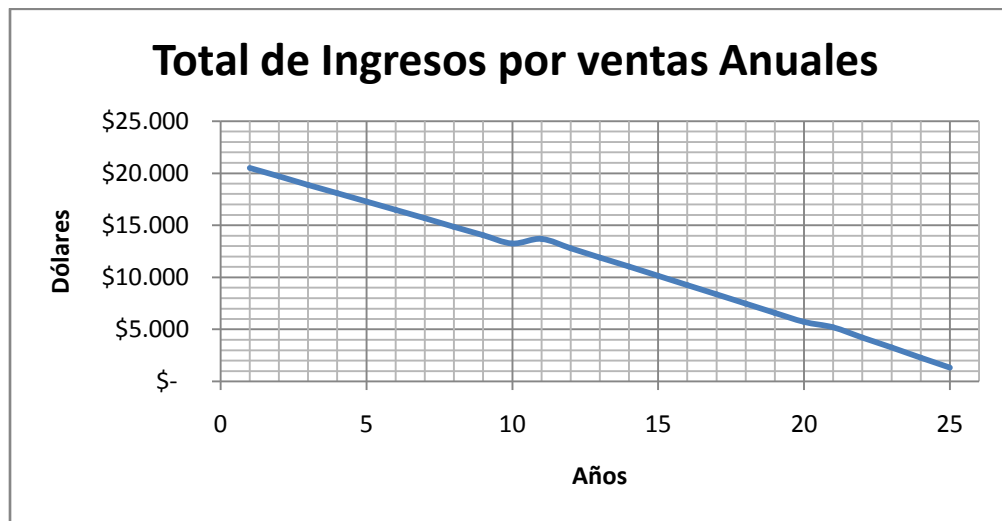


Figura 5.5 Tendencia de ingresos, afectada por la disminución de la eficiencia de los módulos durante la vida útil

PRIMERA ALTERNATIVA : FLUJO DE FONDOS

| Rubros | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-------------------------------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Ingresos | | | | | | | | | | | | | |
| Ingresos por ventas | | 20,500 | 19,694 | 18,888 | 18,083 | 17,277 | 16,471 | 15,665 | 14,860 | 14,054 | 13,248 | 13,687 | 12,801 |
| Energia Demandada | | 61,440 | 79,765 | 78,959 | 78,153 | 77,348 | 76,542 | 75,736 | 74,930 | 74,125 | 73,319 | 79,765 | 78,878 |
| TOTAL INGRESOS | | 81,940 | 99,459 | 97,847 | 96,236 | 94,624 | 93,013 | 91,402 | 89,790 | 88,179 | 86,567 | 93,452 | 91,679 |
| Menos : | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de operación | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Administracion | | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 |
| Costos financieros | | 286,115 | 284,934 | 283,566 | 281,981 | 280,146 | 278,020 | 275,558 | 272,707 | 269,405 | 265,580 | 261,150 | 256,019 |
| TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN | | 287,715 | 286,534 | 285,166 | 283,581 | 281,746 | 279,620 | 277,158 | 274,307 | 271,005 | 267,180 | 262,750 | 257,619 |
| = UTILIDAD DE OPERACIÓN | | -205,775 | -187,075 | -187,318 | -187,345 | -187,121 | -186,607 | -185,757 | -184,517 | -182,826 | -180,612 | -169,298 | -165,940 |
| Menos | | | | | | | | | | | | | |
| Depreciación | | 166,744 | 158,091 | 149,439 | 140,786 | 132,134 | 123,481 | 114,829 | 106,176 | 97,524 | 88,872 | 80,219 | 71,567 |
| =UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS | | -372,519 | -345,166 | -336,757 | -328,132 | -319,255 | -310,089 | -300,586 | -290,693 | -280,350 | -269,484 | -249,517 | -237,507 |
| Menos Impuesto sobre la renta | | -37,252 | -34,517 | -33,676 | -32,813 | -31,926 | -31,009 | -30,059 | -29,069 | -28,035 | -26,948 | -24,952 | -23,751 |
| =UTILIDAD DESP. DE IMPUESTOS | | -335,267 | -310,650 | -303,081 | -295,318 | -287,330 | -279,080 | -270,527 | -261,624 | -252,315 | -242,536 | -224,566 | -213,756 |
| Más | | | | | | | | | | | | | |
| Depreciación | | 166,744 | 158,091 | 149,439 | 140,786 | 132,134 | 123,481 | 114,829 | 106,176 | 97,524 | 88,872 | 80,219 | 71,567 |
| INVERSION | -452,141 | | | | | | | | | | | | -300,411 |
| Prestamo Banco | 1,808,566 | | | | | | | | | | | | |
| Valor de rescate | | | | | | | | | | | | | 3,004 |
| Amortizacion al prestamo | | 7,467 | 8,648 | 10,016 | 11,601 | 13,436 | 15,562 | 18,024 | 20,875 | 24,177 | 28,002 | 32,432 | 37,563 |
| Flujo de Fondos | 1,356,424 | -175,990 | -161,207 | -163,659 | -166,133 | -168,632 | -171,160 | -173,722 | -176,322 | -178,968 | -181,666 | -176,779 | -477,159 |

Continúa...

| Rubros | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|-------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Ingresos | | | | | | | | | | | | | |
| Ingresos por ventas | 11,914 | 11,028 | 10,142 | 9,256 | 8,369 | 7,483 | 6,597 | 5,710 | 5,191 | 4,225 | 3,258 | 2,291 | 1,324 |
| Energía Demandada | 77,992 | 77,106 | 76,220 | 75,333 | 74,447 | 73,561 | 72,674 | 71,788 | 77,348 | 76,381 | 75,414 | 74,447 | 73,480 |
| TOTAL INGRESOS | 89,906 | 88,134 | 86,361 | 84,589 | 82,816 | 81,044 | 79,271 | 77,499 | 82,539 | 80,605 | 78,672 | 76,738 | 74,804 |
| Menos : | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de operación | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Administración | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 |
| Costos financieros | 250,077 | 243,194 | 235,223 | 225,990 | 215,297 | 202,913 | 188,569 | 171,956 | 152,714 | 130,429 | 104,618 | 74,724 | 40,101 |
| TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN | 251,677 | 244,794 | 236,823 | 227,590 | 216,897 | 204,513 | 190,169 | 173,556 | 154,314 | 132,029 | 106,218 | 76,324 | 41,701 |
| = UTILIDAD DE OPERACIÓN | -161,770 | -156,660 | -150,461 | -143,001 | -134,081 | -123,469 | -110,897 | -96,057 | -71,775 | -51,424 | -27,546 | 414 | 33,104 |
| Menos | | | | | | | | | | | | | |
| Depreciación | 105,401 | 97,293 | 89,185 | 81,078 | 72,970 | 64,862 | 56,754 | 48,647 | 40,539 | 32,431 | 24,323 | 16,216 | 8,108 |
| =UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS | -267,171 | -253,953 | -239,647 | -224,079 | -207,051 | -188,331 | -167,652 | -144,703 | -112,314 | -83,855 | -51,870 | -15,802 | 24,996 |
| Menos Impuesto sobre la renta | -26,717 | -25,395 | -23,965 | -22,408 | -20,705 | -18,833 | -16,765 | -14,470 | -11,231 | -8,385 | -5,187 | -1,580 | 2,500 |
| =UTILIDAD DESP. DE IMPUESTOS | -240,454 | -228,558 | -215,682 | -201,671 | -186,346 | -169,498 | -150,887 | -130,233 | -101,083 | -75,469 | -46,683 | -14,221 | 22,496 |
| Más | | | | | | | | | | | | | |
| Depreciación | 105,401 | 97,293 | 89,185 | 81,078 | 72,970 | 64,862 | 56,754 | 48,647 | 40,539 | 32,431 | 24,323 | 16,216 | 8,108 |
| INVERSION | | | | | | | | | | | | | |
| Prestamo Banco | | | | | | | | | | | | | |
| Valor de rescate | | | | | | | | | | | | | 15,887 |
| Amortización al prestamo | 43,505 | 50,388 | 58,359 | 67,592 | 78,285 | 90,669 | 105,013 | 121,626 | 140,868 | 163,153 | 188,964 | 218,858 | 253,481 |
| Flujo de Fondos | -178,558 | -181,653 | -184,856 | -188,185 | -191,661 | -195,305 | -199,146 | -203,213 | -201,412 | -206,191 | -211,323 | -216,864 | -206,990 |

Tabla: 5.11 Flujo de fondos para la primera alternativa con financiamiento bancario

Los resultados que se obtiene de evaluar esta primera alternativa no son prácticos en términos financieros, es por esa razón que esta alternativa se revaluara con el fin de proponer las características económicas para la cual sea rentable en un medio largo plazo. La Tasa Mínima Atractiva de Retorno (TMAR)¹⁶ con la que se evaluó es 15% y puede variar en el tiempo de implementación y también de las características mercantiles.

¹⁶ El valor de la TMAR para ambas alternativas a evaluar es de 15%, dato que puede variar según criterios de los entes rectores de la universidad

El comportamiento del flujo de fondo para esta primera alternativa es el que se presenta en la figura 5.6, para la cual se observa que en el inicio del proyecto hay un desembolso, estos mismos se distribuyen a lo largo de la vida del proyecto y para los últimos años se ven incrementados, por este motivo el proyecto debería rechazarse debido que en los años de vida solo existen egresos.

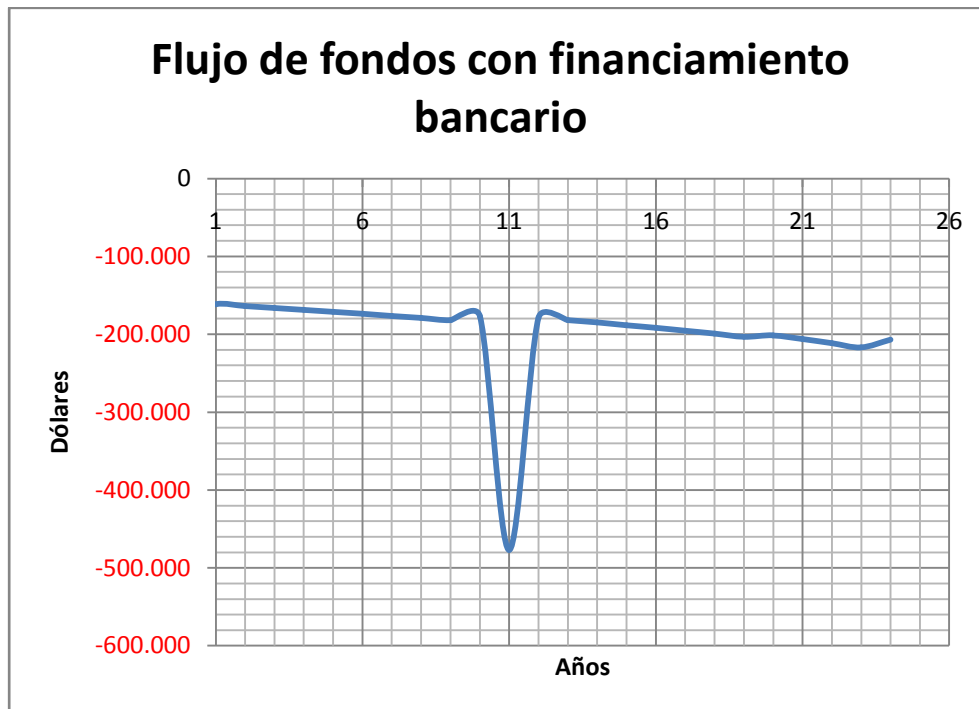


Figura 5.6 Comportamiento del flujo de fondo para primera alternativa

5.6 Segunda alternativa de financiamiento

5.6.1 Descripción

Para esta alternativa se ha considerado la búsqueda de recursos en términos de cooperación por cualquier medio externo a la universidad.

Según el cálculo realizado del presupuesto, este asciende a \$2, 260,707 y se considera el 80% del monto de la inversión inicial como donación para el análisis,

y este asciende a \$1, 808,566 siendo la diferencia el monto que debería aportar la Universidad, cuyo valor es de \$452,141. El análisis se presenta a continuación, incluyéndose energía producida, energía demandada, costos de mantenimiento, entre otros.

| | | |
|---------------------------------------|-----|--------------------|
| TOTAL INVERSION | | \$2,260,707 |
| Cooperación organizaciones exteriores | 80% | \$1,808,566 |
| TOTAL INVERSION UNIVERSIDAD | | \$452,141 |

Tabla: 5.15 Resumen para la evaluación de segunda alternativa

5.6.2 Resumen de la segunda alternativa con cooperación financiera

Para esta alternativa, el porcentaje mínimo de donación es de 76%, menos de esto, el proyecto no es viable, ya que una cantidad menor a este porcentaje representaría perdidas para la universidad. A continuación se presenta un cuadro resumen de esta comparación.

| Porcentaje | VAN |
|------------|------------|
| 75.5% | \$ (9,567) |
| 76.0% | \$ 1,736 |

Tabla 5.16 Evaluación de donación mínima para esta alternativa, el porcentaje de 75.5 el valor del VAN representa una cantidad negativa.

Según el análisis del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE), se puede observar que se tendrían ingresos anuales de \$14,258, tomando en consideración que la Tasa Mínima Atractiva de Retorno (TMAR) de la Universidad es del 15%, por lo tanto la realización del proyecto es factible. El mismo caso sucede con el Valor Actual Neto (VAN), el cual nos indica que si se acumulan todos los flujos de

efectivo en el año actual, se obtendrían ganancias de \$92,165, lo que nos representa también el éxito del proyecto y la viabilidad para la aceptación por esta alternativa. La TIR para este proyecto de inversión es de 18.91%

5.6.3 Análisis económico considerando donación

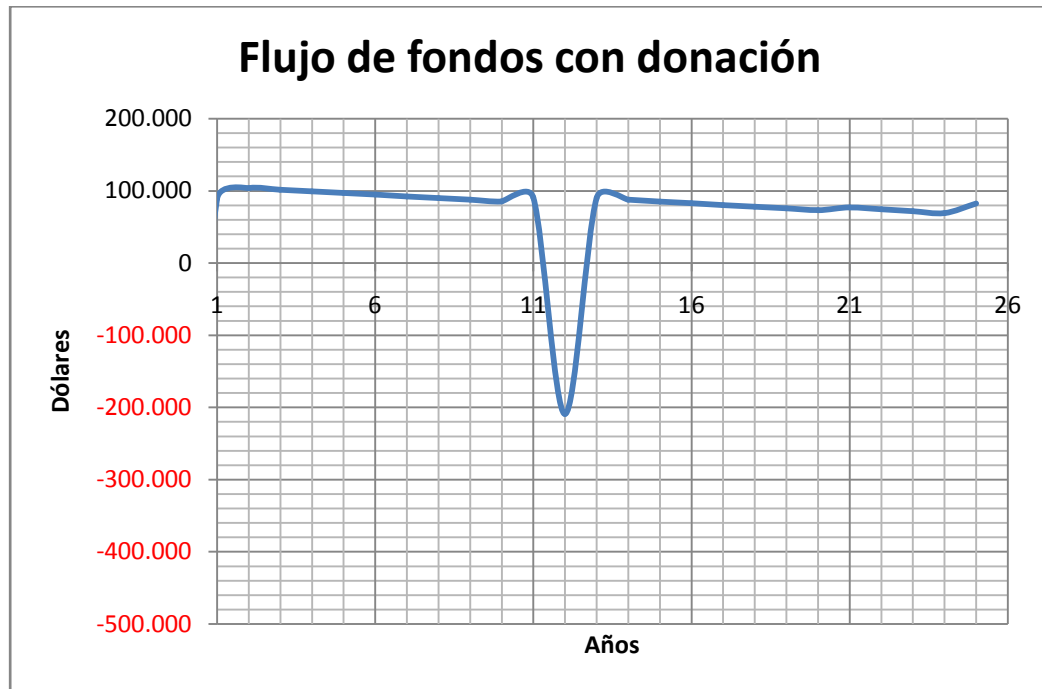
El análisis de los puntos: depreciación, costos de administración, energía producida, energía demandada e ingresos por ventas para esta evaluación económica dan como resultado los mismos que en la primer alterativa, y esto es debido que se evalúan los mismos equipos y servicios que el proyecto requiere.

El análisis de flujo de fondos, en esta alternativa cambia debido al capital que la universidad invierte en el proyecto, es por esta razón que el flujo de fondos es distinto al análisis anterior. Como se puede ver a continuación al inicio de la vida del proyecto hay un desembolso de \$ 452,141, en los años siguientes los costos de mantenimiento entre otros son los que se distribuyen en el tiempo, al final el valor de rescate del equipo representa un ingreso mínimo por que el valor que sea considerado es de uno por ciento.

Todos las tablas presentadas, debido a la facilidad que presenta trabajar este tipo de información en las hojas de cálculo, nos basamos en esta herramienta y así presentar ambas alternativas, de la misma forma las graficas de cada uno de este y otros capítulos usamos dicha herramienta.

A continuación presentamos en la figura 5.7, el comportamiento del flujo de fondos para la segunda alternativa, evaluada con una donación externa a la Universidad Don Bosco.

Como se puede observar la tendencia del flujo de caja existen ingresos durante el periodo de vida de esta alternativa. El caso contrario a la alternativa uno.



Figuran 5.7 Comportamiento del flujo de fondo para segunda alternativa

Finalmente para esta alternativa se presenta el cuadro realizado en la hora de cálculo del flujo de fondos. Con el respectivo cuadro resumen de los valores obtenidos

SEGUNDA ALTERNATIVA : FLUJO DE FONDOS

| Rubros | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-------------------------------------|---|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|-----------------|
| Ingresos | | | | | | | | | | | | | |
| Ingresos por ventas | | 20,500 | 19,694 | 18,888 | 18,083 | 17,277 | 16,471 | 15,665 | 14,860 | 14,054 | 13,248 | 13,687 | 12,801 |
| Energia Demandada | | 61,440 | 79,765 | 78,959 | 78,153 | 77,348 | 76,542 | 75,736 | 74,930 | 74,125 | 73,319 | 79,765 | 78,878 |
| TOTAL INGRESOS | | 81,940 | 99,459 | 97,847 | 96,236 | 94,624 | 93,013 | 91,402 | 89,790 | 88,179 | 86,567 | 93,452 | 91,679 |
| Menos : | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de operación | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Administracion | | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 |
| TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN | | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 |
| = UTILIDAD DE OPERACIÓN | | 80,340 | 97,859 | 96,247 | 94,636 | 93,024 | 91,413 | 89,802 | 88,190 | 86,579 | 84,967 | 91,852 | 90,079 |
| Menos | | | | | | | | | | | | | |
| Depreciación | | 166,744 | 158,091 | 149,439 | 140,786 | 132,134 | 123,481 | 114,829 | 106,176 | 97,524 | 88,872 | 80,219 | 71,567 |
| =UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS | | -86,404 | -60,233 | -53,191 | -46,150 | -39,109 | -32,068 | -25,027 | -17,986 | -10,945 | -3,904 | 11,632 | 18,512 |
| Menos Impuesto sobre la renta | | -8,640 | -6,023 | -5,319 | -4,615 | -3,911 | -3,207 | -2,503 | -1,799 | -1,095 | -390 | 1,163 | 1,851 |
| =UTILIDAD DESP. DE IMPUESTOS | | -77,763 | -54,209 | -47,872 | -41,535 | -35,198 | -28,862 | -22,525 | -16,188 | -9,851 | -3,514 | 10,469 | 16,661 |
| Más | | | | | | | | | | | | | |
| Depreciación | | 166,744 | 158,091 | 149,439 | 140,786 | 132,134 | 123,481 | 114,829 | 106,176 | 97,524 | 88,872 | 80,219 | 71,567 |
| INVERSION | | -452,141 | | | | | | | | | | | -300,411 |
| Valor de rescate | | | | | | | | | | | | | 3,004 |
| Flujo de Fondos | | -452,141 | 88,980 | 103,882 | 101,566 | 99,251 | 96,935 | 94,620 | 92,304 | 89,989 | 87,673 | 85,358 | 90,688 |

Continúa...

| Rubros | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|-------------------------------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Ingresos | | | | | | | | | | | | | |
| Ingresos por ventas | 11,914 | 11,028 | 10,142 | 9,256 | 8,369 | 7,483 | 6,597 | 5,710 | 5,191 | 4,225 | 3,258 | 2,291 | 1,324 |
| Energía Demandada | 77,992 | 77,106 | 76,220 | 75,333 | 74,447 | 73,561 | 72,674 | 71,788 | 77,348 | 76,381 | 75,414 | 74,447 | 73,480 |
| TOTAL INGRESOS | 89,906 | 88,134 | 86,361 | 84,589 | 82,816 | 81,044 | 79,271 | 77,499 | 82,539 | 80,605 | 78,672 | 76,738 | 74,804 |
| Menos : | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de operación | | | | | | | | | | | | | |
| Costos de Administracion | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 |
| TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 | 1,600 |
| = UTILIDAD DE OPERACIÓN | 88,306 | 86,534 | 84,761 | 82,989 | 81,216 | 79,444 | 77,671 | 75,899 | 80,939 | 79,005 | 77,072 | 75,138 | 73,204 |
| Menos | | | | | | | | | | | | | |
| Depreciación | 105,401 | 97,293 | 89,185 | 81,078 | 72,970 | 64,862 | 56,754 | 48,647 | 40,539 | 32,431 | 24,323 | 16,216 | 8,108 |
| =UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS | -17,094 | -10,759 | -4,424 | 1,911 | 8,246 | 14,582 | 20,917 | 27,252 | 40,400 | 46,574 | 52,748 | 58,922 | 65,097 |
| Menos Impuesto sobre la renta | -1,709 | -1,076 | -442 | 191 | 825 | 1,458 | 2,092 | 2,725 | 4,040 | 4,657 | 5,275 | 5,892 | 6,510 |
| =UTILIDAD DESP. DE IMPUESTOS | -15,385 | -9,683 | -3,982 | 1,720 | 7,422 | 13,124 | 18,825 | 24,527 | 36,360 | 41,917 | 47,474 | 53,030 | 58,587 |
| Más | | | | | | | | | | | | | |
| Depreciación | 105,401 | 97,293 | 89,185 | 81,078 | 72,970 | 64,862 | 56,754 | 48,647 | 40,539 | 32,431 | 24,323 | 16,216 | 8,108 |
| INVERSION | | | | | | | | | | | | | |
| Valor de rescate | | | | | | | | | | | | | 15,887 |
| Flujo de Fondos | 90,016 | 87,610 | 85,204 | 82,798 | 80,392 | 77,986 | 75,579 | 73,173 | 76,899 | 74,348 | 71,797 | 69,246 | 82,582 |

Tabla: 5.16 Flujo de fondos para la segunda alternativa con cooperación

El cuadro resumen de la evaluación de esta segunda alternativa, da como resultado una elección favorable económicamente.

La elección entonces de la alternativa más favorable se realizara con la comparación de cada uno de los parámetros evaluados.

| PARÁMETROS | VALOR |
|------------|-----------|
| TIR | 18.91% |
| VAN | \$ 92,165 |
| CAUE | \$ 14,258 |

Tabla: 5.16 Resumen de la evaluación para la primera alternativa, considerando préstamo bancario los valores son: tasa interna de retorno (TIR), valor actual neto (VAN), costo anual uniforme equivalente (CAUE) y la relación costo beneficio (B/C)

5.7 Selección de alternativa financiera

Según los análisis realizados para cada una de las alternativas, seleccionamos la segunda propuesta, correspondiente a la realización de busca de donación, debido a que mediante las herramientas de evaluación de alternativas de proyectos de inversión, como lo son la Tasa Interna de Rendimiento (TIR), el Valor Actual Neto (VAN), el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) y la relación costo beneficio esta alternativa es la que generará mejores ingresos para la universidad.

Es de destacar que según la inversión inicial solo la alternativa dos en la evaluación representa ser viable, y finalmente se ha considerado la relación costo beneficio para la selección de la segunda propuesta de inversión. Es así que la

tabla siguiente se muestra un resumen, de los valores antes presentados, para la primera y segunda alternativa solo se incluye la relación costo beneficio en la primera, dado que este es una buena herramienta para la elección o no de proyecto de inversión.

| Indicadores económicos | Alternativa 1 | Alternativa 2 |
|---|---------------|---------------|
| Relación costo beneficio (B/C) | 0.87 | 1.20 |
| Tasa Interna de Retorno (TIR) | 12.96% | 18.91% |
| Valor Actual Neto (VAN) | \$ 175,048 | \$92,165 |
| Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) | \$ 27,080 | \$14,258 |
| Ingresos anuales ¹⁷ | - | \$73,988 |

Tabla: 5.17 Resumen datos obtenidos en las evaluaciones económicas

La relación para la cual se obtuvo el valor de 0.87 (primera alternativa), es la siguiente:

$$\frac{\text{Ingresos}}{\text{Egresos}} = \frac{\$1,181,376}{\$1,356,424} = 0.87$$

Tomando como criterio si la relación es menor que uno Implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable, y se descarta la primera alternativa.

En el caso de la segunda alternativa que es la que se analizo considerando una donación a la Universidad Don Bosco, la relación costo beneficio es la siguiente:

¹⁷ Promedio durante la vida del proyecto

$$\frac{\text{Ingresos}}{\text{Egresos}} = \frac{\$544,306}{\$452,141} = 1.2$$

El criterio costo beneficio para este caso, implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable, y se presentan los otros parámetros de evaluaciones de proyectos que respaldan dicha relación. Es por este motivo este grupo de estudio propone como la alternativa para la implementación del proyecto de: “diseño de un sistema de generadores fotovoltaicos con conexión a la red en la Universidad Don Bosco”.

| | |
|---|---------------------|
| Primera alternativa: financiamiento bancario | Se debe de rechazar |
| Segunda alternativa: búsqueda de cooperación | se debe aceptar |

Tabla: 5.18 Rechazo y aceptación de las alternativas

En el apartado se recomendaciones, propondremos el análisis de los cambios que debería de tener la alternativa primera, para que sea rentable la implementación. Como un preámbulo se puede decir que esta tecnología actualmente no es lo suficientemente rentable, además que se debería buscar tasas de interés bajas, posiblemente en el Banco Mundial (BM), esto con el fin de bajar los costos financieros, y así buscar la rentabilidad de la alternativa con financiamiento bancario.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Recomendaciones

1. Para los diferentes edificios correspondientes a la Universidad Don Bosco, el análisis correspondiente a el cálculo de perdidas por sombras se realizó sin considerar los arboles que rodean las edificaciones, por este motivo recomendamos que el personal de jardinería realice podas periódicamente, con el fin de que las pérdidas estimadas en este estudio no se vean afectadas.
2. Tanto en los edificios del campus de la universidad y el multigimnasio, recomendamos realizar un análisis estructural, que concluya si es factible el montaje de los paneles fotovoltaicos y las estructuras de montaje de estos; en cada uno de los techos.
3. Recomendamos realizar un estudio de calidad de energía, en el cual se involucren las variaciones de voltaje, frecuencia así como también interrupciones de servicio energético por parte de la distribuidora, esto con el fin de programar lo más cercano los inversores del sistema.
4. Recomendamos tomar en cuenta, que esta tecnología tiene pocos incentivos, tanto por parte de las distribuidoras y del estado. Por ejemplo falta desarrollar el tema de precio de venta del Kwh que se pueda inyectar a la red de distribución.
5. La capacitación del personal de mantenimiento y limpieza, recomendamos sea con el fin de ahorrar los costos de mantenimiento y limpieza que se aborda en las evaluaciones económicas de este estudio.

6. Finalmente debido a los resultados que arrojo la evaluación de la primera alternativa, recomendamos:

- A. Buscar fuentes bancarias internacionales, en las cuales se pueda negociar una tasa de interés mucho más flexible, que la que encontramos en bancos locales,
- B. Analizar la viabilidad de negociar con el fabricante extranjero de proveer los insumos principalmente los paneles fotovoltaicos, que se requieren para la implementación de este proyecto, esto con el fin de buscar un ahorro del proyecto.
- C. Debido a los costos de producción que esta tecnología tiene actualmente \$5,473.8/Kwp es lógico pensar que con el tiempo disminuya; este es el caso de México, que para finales del año 2008 se monto una fábrica de módulos fotovoltaicos. Con esto se espera que la producción se haga popular y los costos disminuyan, beneficiando así las inversiones de este tipo.

Considerando todas las recomendaciones anteriores replanteamos el análisis económico con financiamiento bancario. Para esta nueva re-evaluación de la primera alternativa, se proponen los valores hipotéticos, en los cuales los valores están en el cuadro siguiente.

| Parámetros | Antigua evaluación | Nueva evaluación |
|---|---------------------------|-------------------------|
| Monto del presupuesto | \$2,260,707 | \$1,910,707 |
| Tasa de interés bancaria | 15.82% | 7.00% |
| Porcentaje del préstamo bancario | 80% | 60% |
| Monto del préstamo | \$1,808,566 | \$1,146,424 |
| Capital propio | \$452,141 | \$764,283 |

Debido que estos cambios están sujetos a las variaciones en el tiempo y a negociaciones que se pudiesen realizar, ya sea entre fabricantes de insumos, políticas mercantiles; recomendamos que estos resultado que obtenemos se evalúen y que solo sirvan como referencia.

Como se puede ver la inversión que se propone tiene una disminución de \$350,000, este valor sujeto a variaciones como antes se menciona, pero para este presupuesto en costo del \$/Kwp es de 4,626.4. En este mismo sentido la tasa de interés bancaria es menor. Debido a esto analizaremos esta alternativa con una disminución de 20% del préstamo bancario, esto influye que la universidad deberá tener un capital propio de \$764,283. Los resultados de la re-evaluación son:

| Parámetro económicos | valor |
|-----------------------------|--------------|
| TIR | 11.39% |
| VAN | \$ 335,205 |
| CAUE | \$ 51,856 |
| INGRESOS ANUALES | \$ 7,243 |

Como se puede apreciar, con estas características la rentabilidad del proyecto se aumenta, y se concluye que es viable implementar. La TMAR para nueva re-evaluación es como en los casos anteriores de 15%.

6.2 Conclusiones

1. Se concluye basados en el estudio de pérdidas realizado y utilizando los materiales y equipos, existentes en el mercado nacional e internacional, es posible la realización del montaje de la instalación fotovoltaica, considerando el techo de cada edificio de la universidad y el multigimnasio Don Bosco.
2. Para todo tipo de instalación fotovoltaica es necesario, la realización de un estudio de pérdidas energéticas por sombra, desviación respecto al eje norte sur e inclinación de los módulos fotovoltaicos, para así poder calcular la producción energética de la instalación
3. Basados en el estudio de pérdidas por inclinación se concluye que no es indispensable realizar el montaje de los módulos fotovoltaicos con un ángulo recomendado de 15° , no parece ser significativo la contribución de las pérdidas por inclinación a las pérdidas energéticas globales.
4. La alternativa más viable para la realización de un proyecto fotovoltaico conectado a la red en varias edificaciones es como un grupo de pequeñas centrales independientes conectadas a los tableros en cada edificio, de esta manera en caso de falla solo, debe salir de línea la pequeña central ubicada en ese edificio en particular. También para la implementación de un proyecto piloto de uno o dos edificios, la mejor alternativa es estudio como este.

5. Logro comprobarse la compatibilidad técnica a través de uso del software SUNNYDESING, distribuido gratuitamente por la marca de inversores SMA entre los módulos fotovoltaicos e inversores.
6. Aun cuando la instalación fotovoltaica es posible su construcción tecnológicamente, debemos afirmar que por el momento económicamente no es viable la recuperación de la inversión, como es planteado en el capítulo cinco. El generador fotovoltaico puede volverse rentable bajo ciertas condiciones de costo de la instalación, es decir, los \$/Kwp instalados baje considerablemente, actualmente esta instalación cuesta \$5,473.8/Kwp instalado. En el apartado de recomendaciones se demuestra que si el costo bajara hasta \$4,626.40/Kwp esta es rentable, esto podría lograrse si al menos el precio de los módulos fotovoltaicos bajen significativamente, ya que estos representan un 57% de la inversión total.

7. FUENTES DE INFORMACION

7.1 Bibliografía

- “Sistemas de Energía Fotovoltaica, Manual del Instalador”, ASIF, España 2002.
- “Instalaciones Solares Fotovoltaicas”, Enrique Alcor Cabrerizo, 3ª Edición, España 2002.
- Manual sobre energía renovable solar fotovoltaica” PNUD, fortalecimiento para la capacidad de la energía renovable en América Central Costa Rica, 2002.

- Evaluación del Potencial de Energía Eólica y Solar” (siglas en inglés SWERA) en El Salvador, Universidad José Simeón Cañas, 2005.
- Manual de Instalación para inversores SMA modelos SB 3000-4000, SB 5000-6000-7000 y SB 1700 Estados Unidos, 2009.
- “Guía para el diseño de instalaciones eléctricas residenciales, industriales y comerciales”, Enríquez Harper, 2ª Edición, Editorial Limusa, México, 2008.
- “Guía de instalación de sistemas strut”, Cooper B-LINE, Estados Unidos, 2009.
- “Documento Básico HE Ahorro de Energía Sección HE5, Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica”, España 2006.
- Tasas de Interés y comisiones de la Superintendencia del Sector Financiero (SSF).

7.2 Referencia sitios web

- http://es.wikipedia.org/wiki/Direcci%C3%B3n_de_incidencia_de_la_irradiaci%C3%B3n_solar
- <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar08/HTML/articulo03.htm>
- [http://es.wikipedia.org/wiki/Heli%C3%B3grafo_\(meteorolog%C3%ADa\)](http://es.wikipedia.org/wiki/Heli%C3%B3grafo_(meteorolog%C3%ADa))
- http://www.kyocerasolar.com/products/spec_module.html

- http://www.sma-america.com/en_US/service/downloads.html
- <http://www.snet.gob.sv/ver/meteorologia/clima+en+el+salvador/>

8. GLOSARIO DE TÉRMINOS

Amperio-hora: Unidad usada para especificar la capacidad de una batería.

Balance of System (BOS): Representa el resto de componentes del sistema, añadidos a los módulos fotovoltaicos.

Diodo de bloqueo: Diodo que impide que se invierta la corriente en un circuito. Normalmente es usado para evitar la descarga de la batería.

Caja de Conexiones: Elemento donde las series de módulos fotovoltaicos son conectados eléctricamente y donde puede colocarse el dispositivo de protección, si es necesario.

Célula Fotovoltaica: Unidad básica del sistema fotovoltaico donde se produce la transformación de la luz solar en energía eléctrica.

Central Fotovoltaica: Conjunto de instalaciones destinadas al suministro de energía eléctrica a la red mediante el empleo de sistemas fotovoltaicos a gran escala.

Concentrador: Dispositivo que mediante distintos sistemas, concentra la radiación solar sobre las células fotovoltaicas.

Contador: El contador principal mide la energía producida (kWh) y enviada a la red, para que pueda ser facturada a la compañía a los precios autorizados. El contador secundario mide los pequeños consumos de los equipos fotovoltaicos (kWh) para descontarlos de la energía producida.

Controlador de Carga: Componente del sistema fotovoltaico que controla el estado de carga de la batería.

Convertidor Continua - Continúa: Elemento de la instalación encargado de adecuar la tensión que suministra el generador fotovoltaico a la tensión que requieran los equipos para su funcionamiento.

Dimensionado: Proceso por el cual se estima el tamaño de una instalación de energía solar fotovoltaica para atender unas necesidades determinadas con unas condiciones meteorológicas dadas.

Integración en edificios: Término que se refiere al diseño e integración fotovoltaica en el desarrollo de edificios, normalmente reemplazando los materiales que convencionalmente se emplean en los edificios.

Efecto Fotovoltaico: Conversión directa de la energía luminosa en energía eléctrica.

Eficiencia: En lo que respecta a células solares, es el porcentaje de energía solar que es transformada en energía eléctrica por la célula. En función de la tecnología y la producción técnica, ésta varía entre un 5% y un 30%.

Estructura de soporte: Conjunto de elementos sobre los que se fijan mecánicamente los paneles fotovoltaicos para construir una planta fotovoltaica y, cuyas funciones son cargar el peso de los paneles y proporcionar una adecuada orientación e inclinación.

Fotón: Cada una de las partículas que componen la luz.

Fotovoltaico (FV): Relativo a la generación de fuerza electromotriz por la acción de la luz.

Generador: Conjunto de todos los elementos que componen una instalación fotovoltaica, necesarios para suministrar energía a las distintas aplicaciones. Transforma la energía del Sol en energía eléctrica y carga las baterías.

Inclinación: Ángulo que forma el panel fotovoltaico con una superficie perfectamente horizontal o a nivel.

Inversor: Equipo electrónico que convierte la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna. Es necesario para conectar una planta fotovoltaica a la red eléctrica de distribución general.

Kilovatio (kW): Unidad de potencia equivalente a 1000 vatios.

Mantenimiento preventivo: Conjunto de acciones destinadas a prevenir la aparición de fallos que afecten a la producción de energía de la planta fotovoltaica.

Mantenimiento correctivo: Conjunto de acciones ejecutadas para subsanar una disfunción o fallo que afecte a la producción de energía de la planta.

Módulo fotovoltaico: Conjunto de células fotovoltaicas, generalmente construidas a base de silicio, unidas eléctricamente y encapsuladas en una sola unidad capaz de ser manipulada y conectada a un sistema de generación de energía eléctrica.

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): Temperatura a la que trabaja una célula en un módulo bajo las Condiciones de Operación Estándar, que son: 20° Centígrados de temperatura ambiente, irradiación de 0.8 kW/m² y velocidad media del viento de 1 m/s, con el viento orientado en paralelo al plano de la estructura y todos los lados de la estructura totalmente expuestos al viento.

Orientación: Ángulo de orientación respecto al Sur Solar de la superficie de un panel. El Sur geográfico (o real) no debe confundirse con el magnético, que es el que señala la brújula, aunque en el caso de España la diferencia no suponga grandes desviaciones.

Panel fotovoltaico: Ver módulo fotovoltaico.

Punto de máxima potencia de un Panel: Potencia que suministra un panel fotovoltaico cuando el producto de la tensión por la intensidad es máximo.

Potencia nominal de una planta: La legislación vigente mide la potencia nominal de una planta fotovoltaica en base a la potencia a la que es capaz de operar el inversor que la conecta a la red eléctrica de distribución. Así pues, una planta fotovoltaica con 100 kW de potencia nominal es, a efectos legales, aquella que emplea un inversor de esa potencia.

Potencia instalada o pico de una planta: Consiste en la potencia real instalada calculada a partir de la potencia máxima o capacidad de producción máxima de la sumatoria de la totalidad de los paneles solares que la componen, y que generalmente es mayor a la potencia nominal.

Radiación Solar: Cantidad de energía procedente del sol que se recibe en una superficie y tiempo determinados.

Regulador: Véase Controlador de Carga.

Rendimiento: Es la relación que existe entre la energía que realmente transforma en energía útil y la que requiere un determinado equipo para su funcionamiento.

Silicio: Elemento químico del que, de forma básica, se componen las células de un panel solar. Es de naturaleza prácticamente metálica, gris oscuro y de excelentes propiedades semiconductoras.

Sistema Aislado o Remoto: Sistema fotovoltaico autónomo, no conectado a red.

Estos sistemas requieren baterías u otras formas de acumulación. Suelen utilizarse en lugares remotos o de difícil acceso.

Sistema Conectado a Red: Sistema fotovoltaico que actúa como una central generadora de electricidad, suministrando energía a la red.

Sistema Híbrido: Sistema fotovoltaico que incluye otras fuentes que generan electricidad, tales como generadores eólicos o grupos electrógenos.

Tensión de un Circuito Abierto: Es la diferencia de potencial medida entre dos extremos de un circuito eléctrico, cuando éste está abierto y sin carga.

Tensión Nominal: Diferencia de potencial específica, para la que se diseña un equipo o una instalación. Se llama nominal porque la tensión puede variar por distintas circunstancias durante la operación.

Transformador: Equipo electromagnético que convierte la corriente alterna de baja tensión a media tensión. Es necesario para conectar una planta fotovoltaica a la red eléctrica de media tensión y distribución general.

Vatio (W): Unidad de potencia eléctrica que equivalente a un julio por segundo.

Vatio Pico: Unidad de potencia que hace referencia al producto de la tensión por la intensidad (potencia pico) del panel fotovoltaico en unas condiciones estándares de medida (STC).

Voltaje: Anglicismo del término Tensión.

Voltio (V): Unidad de potencial eléctrico y fuerza electromotriz, equivalente a la diferencia de potencial que hay entre dos puntos de un conductor cuando al transportar entre ellos un coulomb

ANEXOS

ANEXO I: Normativa Española, Sección HE5
“Contribución fotovoltaica mínima de energía
eléctrica”

Sección HE 5

Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica

1 Generalidades

1.1 Ámbito de aplicación

- 1 Los edificios de los usos indicados, a los efectos de esta sección, en la tabla 1.1 incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos cuando superen los límites de aplicación establecidos en dicha tabla.

Tabla 1.1 Ámbito de aplicación

| Tipo de uso | Límite de aplicación |
|---------------------------------|-----------------------------------|
| Hipermercado | 5.000 m ² construidos |
| Multitienda y centros de ocio | 3.000 m ² construidos |
| Nave de almacenamiento | 10.000 m ² construidos |
| Administrativos | 4.000 m ² construidos |
| Hoteles y hostales | 100 plazas |
| Hospitales y clínicas | 100 camas |
| Pabellones de recintos feriales | 10.000 m ² construidos |

- 2 La potencia eléctrica mínima determinada en aplicación de exigencia básica que se desarrolla en esta Sección, podrá disminuirse o suprimirse justificadamente, en los siguientes casos:
- cuando se cubra la producción eléctrica estimada que correspondería a la potencia mínima mediante el aprovechamiento de otras fuentes de energías renovables;
 - cuando el emplazamiento no cuente con suficiente acceso al sol por barreras externas al mismo y no se puedan aplicar soluciones alternativas;
 - en rehabilitación de edificios, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración previa del edificio existente o de la normativa urbanística aplicable;
 - en edificios de nueva planta, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la normativa urbanística aplicable que imposibiliten de forma evidente la disposición de la superficie de captación necesaria;
 - cuando así lo determine el órgano competente que deba dictaminar en materia de protección histórico-artística.
- 3 En edificios para los cuales sean de aplicación los apartados b), c), d) se justificará, en el proyecto, la inclusión de medidas o elementos alternativos que produzcan un ahorro eléctrico equivalente a la producción que se obtendría con la instalación solar mediante mejoras en instalaciones consumidoras de energía eléctrica tales como la iluminación, regulación de motores o equipos más eficientes.

1.2 Procedimiento de verificación

- 1 Para la aplicación de esta sección debe seguirse la secuencia que se expone a continuación:
- Cálculo de la potencia a instalar en función de la zona climática cumpliendo lo establecido en el apartado 2.2;
 - Comprobación de que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación de las placas y a las sombras sobre ellas no superen los límites establecidos en la tabla 2.2;

- c) Cumplimiento de las condiciones de cálculo y dimensionado del apartado 3;
- d) Cumplimiento de las condiciones de mantenimiento del apartado 4.

2 Caracterización y cuantificación de las exigencias

2.1 Potencia eléctrica mínima

- 1 Las potencias eléctricas que se recogen tienen el carácter de mínimos pudiendo ser ampliadas voluntariamente por el promotor o como consecuencia de disposiciones dictadas por las administraciones competentes.

2.2 Determinación de la potencia a instalar

- 1 La potencia pico a instalar se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$P = C \cdot (A \cdot S + B) \quad (2.1)$$

siendo

P la potencia pico a instalar [kWp];

A y B los coeficientes definidos en la tabla 2.1 en función del uso del edificio;

C el coeficiente definido en la tabla 2.2 en función de la zona climática establecida en el apartado 3.1;

S la superficie construida del edificio [m²].

Tabla 2.1 Coeficientes de uso

| Tipo de uso | A | B |
|---------------------------------|----------|-------|
| Hipermercado | 0,001875 | -3,13 |
| Multitienda y centros de ocio | 0,004688 | -7,81 |
| Nave de almacenamiento | 0,001406 | -7,81 |
| Administrativo | 0,001223 | 1,36 |
| Hoteles y hostales | 0,003516 | -7,81 |
| Hospitales y clínicas privadas | 0,000740 | 3,29 |
| Pabellones de recintos feriales | 0,001406 | -7,81 |

Tabla 2.2 Coeficiente climático

| Zona climática | C |
|----------------|-----|
| I | 1 |
| II | 1,1 |
| III | 1,2 |
| IV | 1,3 |
| V | 1,4 |

- 2 En cualquier caso, la potencia pico mínima a instalar será de 6,25 kWp. El inversor tendrá una potencia mínima de 5 kW.
- 3 La superficie S a considerar para el caso de edificios ejecutados dentro de un mismo recinto será:
 - a) en el caso que se destinen a un mismo uso, la suma de la superficie de todos los edificios del recinto;
 - b) en el caso de distintos usos, de los establecidos en la tabla 1.1, dentro de un mismo edificio o recinto, se aplicarán a las superficies construidas correspondientes, la expresión 2.1 aunque éstas sean inferiores al límite de aplicación indicado en la tabla 1.1. La potencia pico mínima a instalar será la suma de las potencias picos de cada uso, siempre que resulten positivas. Para que sea obligatoria esta exigencia, la potencia resultante debe ser superior a 6,25 kWp.

- 4 La disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sean inferiores a los límites de la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Pérdidas límite

| Caso | Orientación e inclinación | Sombras | Total |
|----------------------------|---------------------------|---------|-------|
| General | 10 % | 10 % | 15 % |
| Superposición | 20 % | 15 % | 30 % |
| Integración arquitectónica | 40 % | 20 % | 50 % |

- 5 En la tabla 2.2 se consideran tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. Se considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica. Se considera que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal con en fin de favorecer la autolimpieza de los módulos. Una regla fundamental a seguir para conseguir la integración o superposición de las instalaciones solares es la de mantener, dentro de lo posible, la alineación con los ejes principales de la edificación.
- 6 En todos los casos se han de cumplir las tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores obtenidos con orientación e inclinación óptimos y sin sombra alguna. Se considerará como la orientación óptima el sur y la inclinación óptima la latitud del lugar menos 10°.
- 7 Sin excepciones, se deben evaluar las pérdidas por orientación e inclinación y sombras del sistema generador de acuerdo a lo estipulado en los apartados 3.3 y 3.4. Cuando, por razones arquitectónicas excepcionales no se pueda instalar toda la potencia exigida cumpliendo los requisitos indicados en la tabla 2.2, se justificará esta imposibilidad analizando las distintas alternativas de configuración del edificio y de ubicación de la instalación, debiéndose optar por aquella solución que más se aproxime a las condiciones de máxima producción.

3 Cálculo

3.1 Zonas climáticas

- 1 En la tabla 3.1 y en la figura 3.1 se marcan los límites de zonas homogéneas a efectos de la exigencia. Las zonas se han definido teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H), tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas.

Tabla 3.1 Radiación solar Global

| Zona climática | MJ/m ² | kWh/m ² |
|----------------|----------------------|--------------------|
| I | $H < 13,7$ | $H < 3,8$ |
| II | $13,7 \leq H < 15,1$ | $3,8 \leq H < 4,2$ |
| III | $15,1 \leq H < 16,6$ | $4,2 \leq H < 4,6$ |
| IV | $16,6 \leq H < 18,0$ | $4,6 \leq H < 5,0$ |
| V | $H \geq 18,0$ | $H \geq 5,0$ |

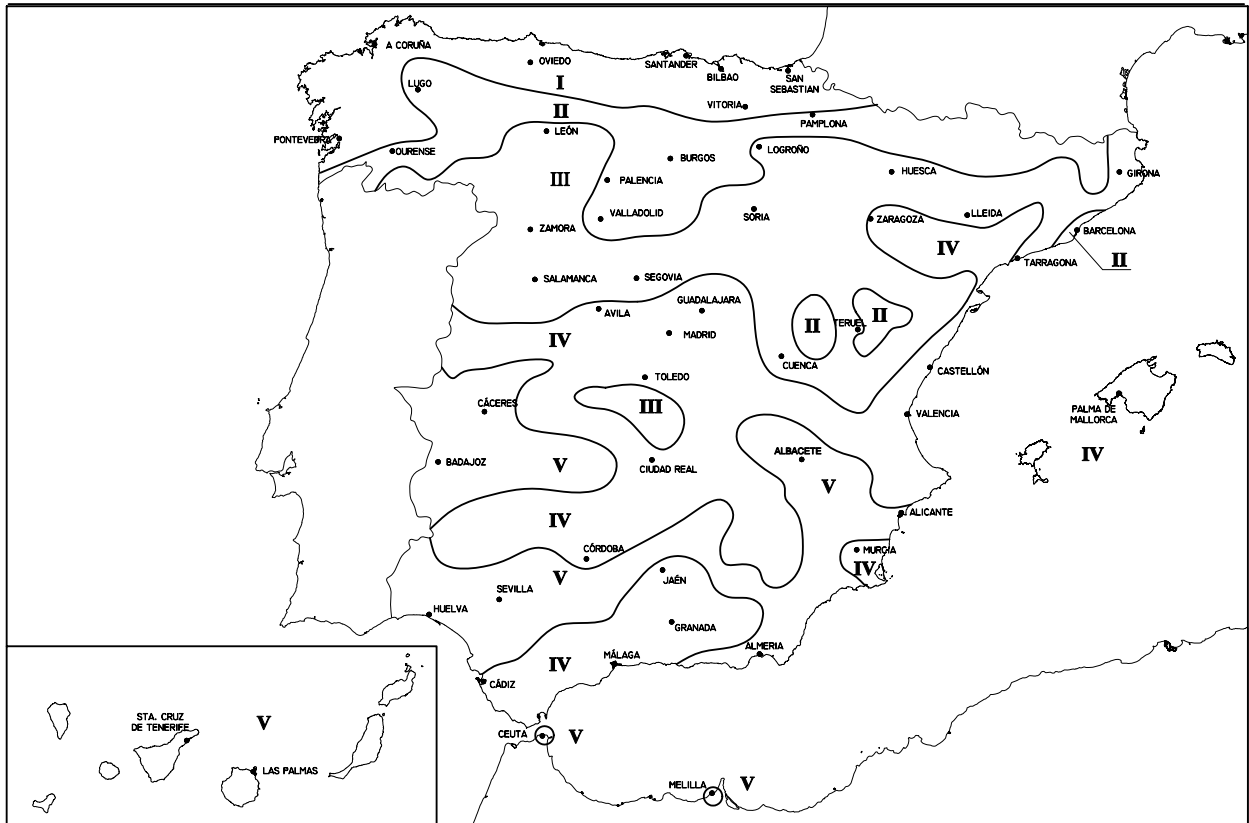


Figura 3.1 Zonas climáticas

Tabla 3.2 Zonas climáticas

| | | | | | | | | |
|-----------|----------------------------------|----|--------------------------|---------------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|-----|
| A CORUÑA | Arteixo | I | Cerdanyola del Valles | II | Rota | V | | |
| | Carballo | I | Cornella Llobregat | II | San Fernando | IV | | |
| | A Coruña | I | Gava | II | San Roque | IV | | |
| | Ferrol | I | Granollers | III | Sanlúcar de Barrameda | V | | |
| | Naron | I | L'Hospitalet Llobregat | II | CANTABRIA | Camargo | I | |
| | Oleiros | I | Igualada | III | | Santander | I | |
| | Riveira | I | Manresa | III | | Torrelavega | I | |
| | Santiago de compostela | I | El Masnou | II | CASTELLON | Burriana | IV | |
| ALAVA | Vitoria-Gasteiz | I | Mataro | II | | Castellon de la Plana | IV | |
| ALBACETE | Albacete | V | Mollet del Valles | II | | La Vall d'uiixo | IV | |
| | Almansa | V | Montcada i Prat | II | | Vila-Real | IV | |
| | Hellin | V | El Prat de Llobregat | II | | Vinaroz | IV | |
| | Villarrobledo | IV | Premia de mar | II | CEUTA | Ceuta | V | |
| ALICANTE | Alcoy | IV | Ripollet | II | CIUDAD REAL | Alcazar de San Juan | IV | |
| | Alicante | V | Rubi | II | | Ciudad Real | IV | |
| | Benidorm | IV | Sabadell | III | | Puertollano | IV | |
| | Crevillent | V | Sant Adria de Besos | II | | Tomelloso | IV | |
| | Denia | IV | Sant Boi de Llobregat | II | | Valdepeñas | IV | |
| | Elche | V | Sant Cugat del Valles | II | CORDOBA | Baena | V | |
| | Elda | IV | Sant Feliu de Llobregat | II | | Cabra | V | |
| | Ibi | IV | Sant Joan Despi | II | | Córdoba | IV | |
| | Javea | IV | Sant Pere de Ribes | II | | Lucena | V | |
| | Novelda | IV | Sant Vicenç dels Horts | II | | Montilla | V | |
| | Orihuela | IV | Santa Coloma de Gramenet | II | | Priego de Córdoba | V | |
| | Petrer | IV | Terrassa | III | | Puerto Genil | V | |
| | San Vicente del Raspeig | V | Vic | III | CUENCA | Cuenca | III | |
| | Torreveja | V | Viladecans | II | GIRONA | Blanes | III | |
| | Villajoyosa | IV | Vilafranca del Penedes | II | | Figueres | III | |
| | Villena | IV | Vilanova i Geltru | II | | Girona | III | |
| ALMERIA | Adra | V | BURGOS | Aranda de Duero | II | | Olot | III |
| | Almería | V | | Burgos | II | | Salt | III |
| | El Ejido | V | | Miranda de Ebro | II | GRANADA | Almuñecar | IV |
| | Roquetas de mar | V | CACERES | Cáceres | V | | Baza | V |
| ASTURIAS | Aviles | I | | Plasencia | V | | Granada | IV |
| | Castrillon | I | CADIZ | Algeciras | IV | | Guadix | IV |
| | Gijón | I | | Arcos de Frontera | V | | Loja | IV |
| | Langreo | I | | Barbate | IV | | Motril | V |
| | Mieres | I | | Cadiz | IV | GUADALAJARA | Guadalajara | IV |
| | Oviedo | I | | Chiclana de la frontera | IV | | Arrasate Mondragon | I |
| | San Martín del rey Aurelio Siero | I | | Jerez de la Frontera | V | GUIPUZCOA | Donostia-San Sebastian | I |
| AVILA | Ávila | IV | | La Línea de la Concepción | IV | | Eibar | I |
| BADAJOS | Almendralejo | V | | El Puerto de Santa María | IV | | Errenteria | I |
| | Badajoz | V | | Puerto Real | IV | | Irun | I |
| | Don Benito | V | CADIZ | La Línea de la Concepción | IV | HUELVA | Huelva | V |
| | Mérida | V | | El Puerto de Santa María | IV | HUESCA | Huesca | III |
| | Villanueva de la Serena | V | | Puerto Real | IV | ILLES | Calvia | IV |
| BARCELONA | Badalona | II | | | | BALEARS | Ciudadella de Menorca | IV |
| | Barbera del valles | II | | | | | Eivissa | IV |
| | Barcelona | II | | | | | Inca | IV |
| | Castelldefels | II | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|------------|----------------------------|-----|-------------|-------------------|-----|------------|-----------------|-----|
| | Llucmajor | IV | MALAGA | Antequera | IV | | Ecija | V |
| | Mahon | IV | | Benalmadena | IV | | Lebrija | V |
| | Manacor | IV | | Estepona | IV | | Mairena del | V |
| | Palma de | IV | | Fuengirola | IV | | Aljarafe | |
| | Santa Eulalia del Río | IV | | Malaga | IV | | Morón de la | V |
| JAEN | Alcalá la Real | IV | | Marbella | IV | | Frontera | |
| | Andujar | V | | Mijas | IV | | Los Palacios y | V |
| | Jaén | IV | | Rincón de la | IV | | Villafranca | |
| | Linares | V | | Victoria | IV | | La Rinconada | V |
| | Martos | IV | | Ronda | IV | | San Juan de | V |
| | Úbeda | V | | Torremolinos | IV | | Aznalfarache | V |
| | | | | Velez-Málaga | IV | | Sevilla | V |
| | | | | | | | Utrera | V |
| LA RIOJA | Logroño | II | MELILLA | Melilla | V | SORIA | Soria | III |
| LAS PALMAS | Arrecife | V | MURCIA | Águilas | V | TARRAGONA | Reus | IV |
| | Arucas | V | | Alcantarilla | IV | | Tarragona | III |
| | Galdar | V | | Caravaca de la | V | | Tortosa | IV |
| | Ingenio | V | | Cruz | | | Valls | IV |
| | Las Palmas de Gran Canaria | V | | Cartagena | IV | | El Vendrell | III |
| | San Bartolome de Tirajana | V | | Cieza | V | TERUEL | Teruel | III |
| | Santa Lucia | V | | Jumilla | V | TOLEDO | Talavera de la | IV |
| | Telde | V | | Lorca | V | | Reina | |
| LEON | León | III | | Molina de Segura | V | | Toledo | IV |
| | Ponferrada | II | | Murcia | IV | VALENCIA | Alaquas | IV |
| | San Andres del Rabanedo | III | | Torre-Pacheco | IV | | Aldaia | IV |
| LUGO | Lugo | II | | Totana | V | | Algemesi | IV |
| LLEIDA | Lleida | III | | Yecla | V | | Alzira | IV |
| MADRID | Alcalá de | IV | NAVARRA | Barañain | II | | Burjassot | IV |
| | Alcobendas | IV | | Pamplona | II | | Carcaixent | IV |
| | Alcorcón | IV | | Tudela | III | | Catarroja | IV |
| | Aranjuez | IV | | | | | Cullera | IV |
| | Arganda del Rey | IV | OURENSE | Ourense | II | | Gandia | IV |
| | Colmenar Viejo | IV | PALENCIA | Palencia | II | | Manises | IV |
| | Collado Villalba | IV | PONTEVEDRA | Cangas | I | | Mislata | IV |
| | Coslada | IV | | A Estrada | I | | Oliva | IV |
| | Fuenlabrada | IV | | Lalin | I | | Ontinyent | IV |
| | Getafe | IV | | Marin | I | | Paterna | IV |
| | Leganes | IV | | Pontevedra | I | | Quart de poblet | IV |
| | Madrid | IV | | Redondela | I | | Sagunto | IV |
| | Majadahonda | IV | | Vigo | I | | Sueca | IV |
| | Mostoles | IV | | Vilagarcia de | I | | Torrent | IV |
| | Parla | IV | | Arousa | I | | Valencia | IV |
| | Pinto | IV | SALAMANCA | Salamanca | III | | Xativa | IV |
| | Pozuelo de Alarcon | IV | SANTA CRUZ | Arona | V | VALLADOLID | Xirivella | IV |
| | Rivas-Vaciamadrid | IV | DE TENERIFE | Icod de los Vinos | V | | Medina del | III |
| | Las Rozas de Madrid | IV | | La Orotava | V | | Campo | |
| | | | | Puerto de la Cruz | V | | Valladolid | II |
| | | | | Los Realejos | V | VIZCAYA | Barakaldo | I |
| | | | | | | | Basauri | I |
| | | | | | | | Bilbao | I |
| | | | | | | | Durango | I |
| | | | | | | | Erandio | I |
| | | | | | | | Galdakao | I |
| | | | | | | | Getxo | I |
| | | | | | | | leioa | I |
| | | | | | | | Portugalete | I |
| | | | | | | | Santurtzi | I |
| | | | | | | | Sestao | I |
| MADRID | San Fernando de Henares | IV | SEGOVIA | Segovia | III | ZAMORA | Zamora | III |
| | San Sebastian de los Reyes | IV | SEVILLA | Alcala de | V | ZARAGOZA | Zaragoza | IV |
| | Torrejon de Ardoz | IV | | Guadaira | V | | | |
| | Tres Cantos | IV | | Camas | V | | | |
| | Valdemoro | IV | | Carmona | V | | | |
| | | | | Coria del Río | V | | | |
| | | | | Dos Hermanas | V | | | |

3.2 Condiciones generales de la instalación

3.2.1 Definición

- 1 Una instalación solar fotovoltaica conectada a red está constituida por un conjunto de componentes encargados de realizar las funciones de captar la radiación solar, generando energía eléctrica en forma de corriente continua y adaptarla a las características que la hagan utilizable por los consumidores conectados a la red de distribución de corriente alterna. Este tipo de instalaciones fotovoltaicas trabajan en paralelo con el resto de los sistemas de generación que suministran a la red de distribución.
- 2 Los sistemas que conforman la instalación solar fotovoltaica conectada a la red son los siguientes:
 - a) sistema generador fotovoltaico, compuesto de módulos que a su vez contienen un conjunto elementos semiconductores conectados entre si, denominados células, y que transforman la energía solar en energía eléctrica;
 - b) inversor que transforma la corriente continua producida por los módulos en corriente alterna de las mismas características que la de la red eléctrica;
 - c) conjunto de protecciones, elementos de seguridad, de maniobra, de medida y auxiliares.
- 3 Se entiende por potencia pico o potencia máxima del generador aquella que puede entregar el módulo en las condiciones estándares de medida. Estas condiciones se definen del modo siguiente:
 - a) irradiancia 1000 W/m²;
 - b) distribución espectral AM 1,5 G;
 - c) incidencia normal;
 - d) temperatura de la célula 25 °C.

3.2.2 Condiciones generales

- 1 Para instalaciones conectadas, aún en el caso de que éstas no se realicen en un punto de conexión de la compañía de distribución, serán de aplicación las condiciones técnicas que procedan del RD 1663/2000, así como todos aquellos aspectos aplicables de la legislación vigente.

3.2.3 Criterios generales de cálculo

3.2.3.1 Sistema generador fotovoltaico

- 1 Todos los módulos deben satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215:1997 para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646:1997 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio acreditado por las entidades nacionales de acreditación reconocidas por la Red Europea de Acreditación (EA) o por el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, demostrado mediante la presentación del certificado correspondiente.
- 2 En el caso excepcional en el cual no se disponga de módulos cualificados por un laboratorio según lo indicado en el apartado anterior, se deben someter éstos a las pruebas y ensayos necesarios de acuerdo a la aplicación específica según el uso y condiciones de montaje en las que se vayan a utilizar, realizándose las pruebas que a criterio de alguno de los laboratorios antes indicados sean necesarias, otorgándose el certificado específico correspondiente.
- 3 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre ó logotipo del fabricante, potencia pico, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- 4 Los módulos serán Clase II y tendrán un grado de protección mínimo IP65. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- 5 Las exigencias del Código Técnico de la Edificación relativas a seguridad estructural serán de aplicación a la estructura soporte de módulos.
- 6 El cálculo y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos permitirá las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los

módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. La estructura se realizará teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

- 7 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.
- 8 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustará a las exigencias indicadas en la parte correspondiente del Código Técnico de la Edificación y demás normativa de aplicación.

3.2.3.2 Inversor

- 1 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.
- 2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
 - a) principio de funcionamiento: fuente de corriente;
 - b) autoconmutado;
 - c) seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador;
 - d) no funcionará en isla o modo aislado.
- 3 La potencia del inversor será como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico.

3.2.3.3 Protecciones y elementos de seguridad

- 1 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico, de modo que cumplan las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.
- 2 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente. En particular, se usará en la parte de corriente continua de la instalación protección Clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP65.
- 3 La instalación debe permitir la desconexión y seccionamiento del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna, para facilitar las tareas de mantenimiento.

3.3 Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación

3.3.1 Introducción

- 1 El objeto de este apartado es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles.
- 2 Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:
 - a) ángulo de inclinación, β definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0 para módulos horizontales y 90° para verticales;
 - b) ángulo de acimut, α definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste.

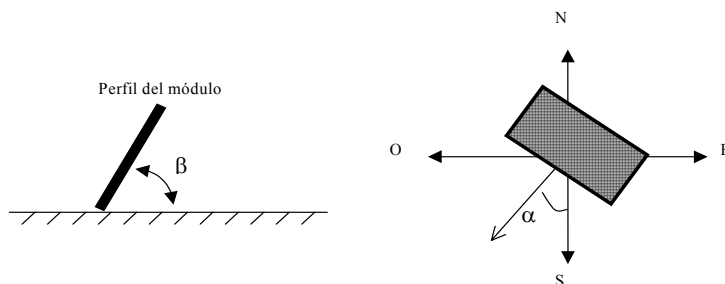


Figura 3.2 Orientación e inclinación de los módulos

3.3.2 Procedimiento

- 1 Determinado el ángulo de acimut del captador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas. Para ello se utilizará la figura 3.3, válida para una la latitud (ϕ) de 41° , de la siguiente forma:
 - a) conocido el acimut, determinamos en la figura 3.3 los límites para la inclinación en el caso (ϕ) = 41° . Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %, para superposición del 20 % y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de acimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima;
 - b) si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud (ϕ) = 41° y se corrigen de acuerdo a lo indicado a continuación.
- 2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:
 - a) inclinación máxima = inclinación ($\phi = 41^\circ$) - (41° - latitud);
 - b) inclinación mínima = inclinación ($\phi = 41^\circ$) - (41° - latitud); siendo 5° su valor mínimo.
- 3 En casos cerca del límite y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (3.1)$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ \quad (3.2)$$

Nota: α , β , ϕ se expresan en grados sexagesimales, siendo ϕ la latitud del lugar.

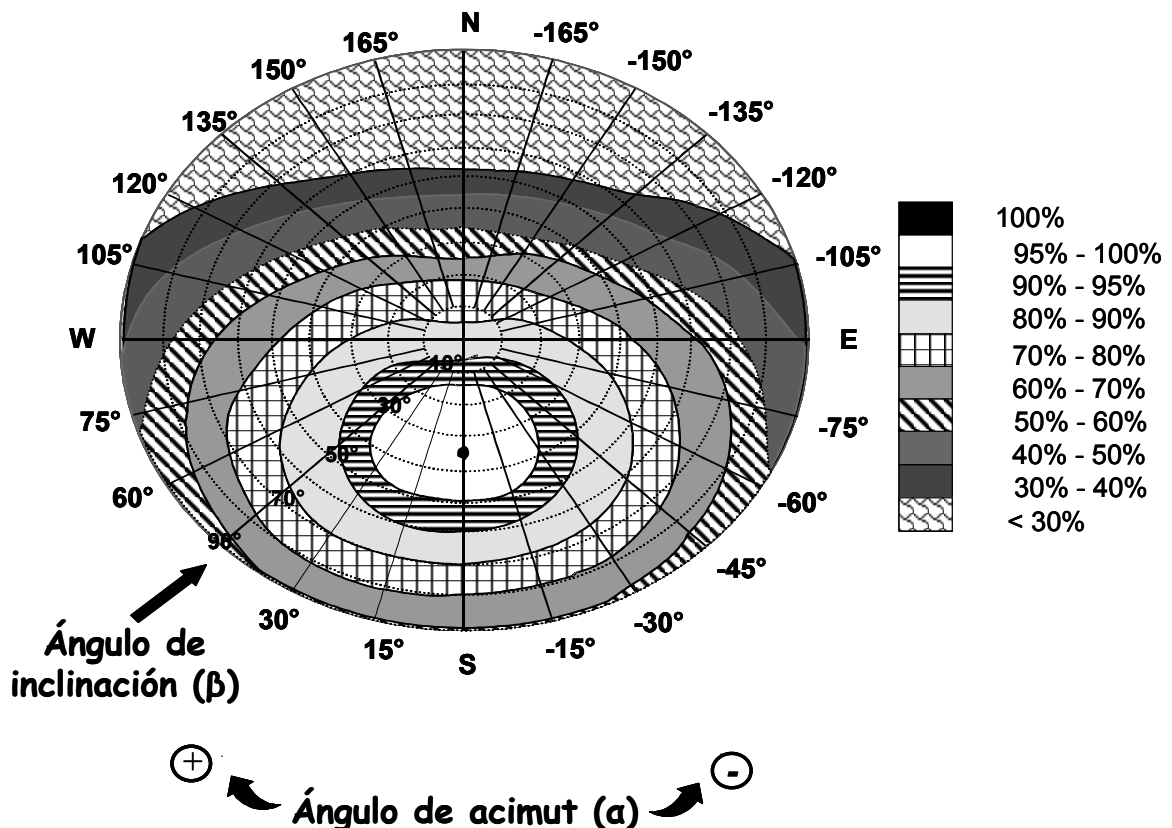


Figura 3.3.

Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.

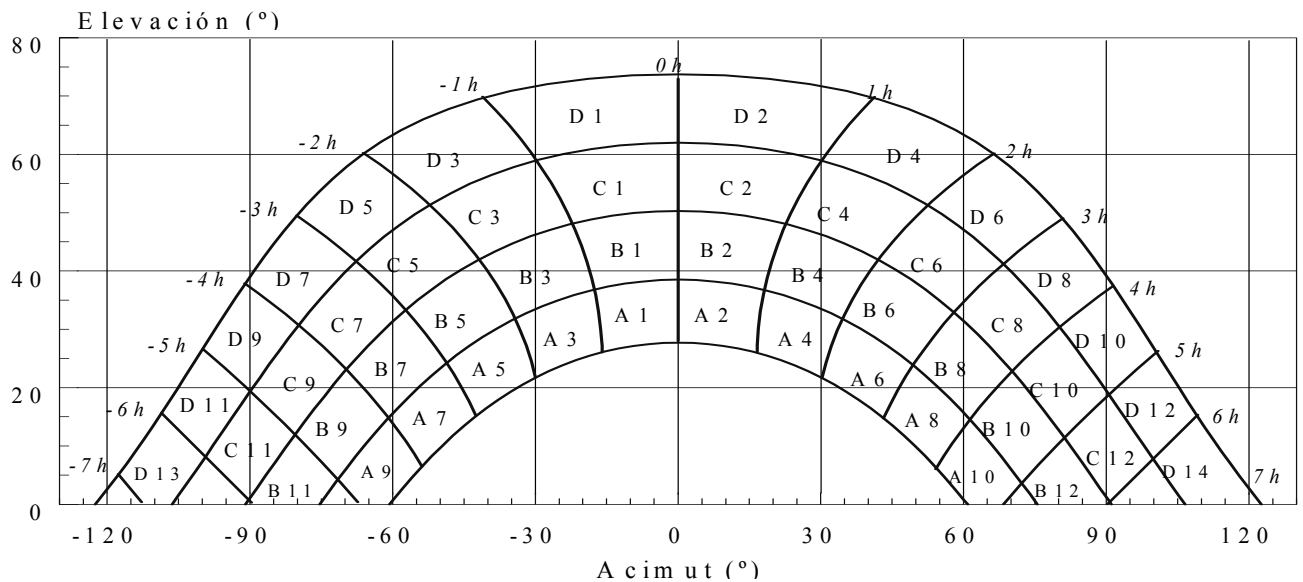
3.4 Cálculo de pérdidas de radiación solar por sombras

3.4.1 Introducción

- 1 El presente apéndice describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie, de no existir sombra alguna.

3.4.2 Procedimiento

- 1 El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol. Los pasos a seguir son los siguientes:
 - a) localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición acimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito;
 - b) Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 3.4, en el que se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2, ..., D14).



(1) los grados de ambas escalas son sexagesimales

Figura 3.4 Diagrama de trayectorias del sol

- 2 Cada una de las porciones de la figura 3.4 representa el recorrido del sol en un cierto periodo de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Debe escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en el apéndice B de tablas de referencia.
- 3 Las tablas incluidas en este apéndice se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α , respectivamente). Debe escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie en estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.
- 4 La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

4 Mantenimiento

- 1 Para englobar las operaciones necesarias durante la vida de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma, se definen dos escalones complementarios de actuación:
 - a) plan de vigilancia;
 - b) plan de mantenimiento preventivo.

4.1 Plan de vigilancia

- 1 El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario.

4.2 Plan de mantenimiento preventivo

- 1 Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
- 2 El plan de mantenimiento debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correctivo.
- 3 El mantenimiento preventivo ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles ó desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.
- 4 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una revisión semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:
 - a) comprobación de las protecciones eléctricas;
 - b) comprobación del estado de los módulos: comprobar la situación respecto al proyecto original y verificar el estado de las conexiones;
 - c) comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc;
 - d) comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Apéndice A Terminología

Célula solar o fotovoltaica: dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Cerramiento: función que realizan los módulos que constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanqueidad y aislamiento térmico.

Elementos de sombreado: módulos fotovoltaicos que protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

Fuente de corriente: sistema de funcionamiento del inversor, mediante el cual se produce una inyección de corriente alterna a la red de distribución de la compañía eléctrica.

Funcionamiento en isla o modo aislado: cuando el inversor sigue funcionando e inyectando energía a la red aún cuando en ésta no hay tensión.

Generador fotovoltaico: asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Instalación solar fotovoltaica: aquella que dispone de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.

Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: módulos fotovoltaicos que cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica.

Interruptor: dispositivo de seguridad y maniobra.

Irradiación solar: energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se mide en kWh/m².

Irradiancia solar: potencia radiante incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en kW/m².

Módulo o panel fotovoltaico: conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Perdidas por inclinación: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de no tener la inclinación óptima.

Perdidas por orientación: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de no tener la orientación óptima.

Perdidas por sombras: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de la existencia de sombras sobre el mismo en algún momento del día.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

Potencia nominal del generador: suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Radiación Solar Global media diaria anual: energía procedente del sol que llega a una determinada superficie (global), tomando el valor anual como suma de valores medios diarios.

Radiación solar: energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

Rama fotovoltaica: subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Superposición de módulos fotovoltaicos: módulos fotovoltaicos que se colocan paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en la integración arquitectónica. No obstante no se consideran los módulos horizontales.

Apéndice B Tablas de referencia

Tabla C.1

| | $\beta=35^\circ ; \alpha=0^\circ$ | | | | $\beta=0^\circ ; \alpha=0^\circ$ | | | | $\beta=90^\circ ; \alpha=0^\circ$ | | | | $\beta=35^\circ ; \alpha=30^\circ$ | | | |
|----|-----------------------------------|------|------|------|----------------------------------|------|------|------|-----------------------------------|------|------|------|------------------------------------|------|------|------|
| | A | B | C | D | A | B | C | D | A | B | C | D | A | B | C | D |
| 13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,18 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,10 |
| 11 | 0,00 | 0,01 | 0,12 | 0,44 | 0,00 | 0,01 | 0,18 | 1,05 | 0,00 | 0,01 | 0,02 | 0,15 | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 0,06 |
| 9 | 0,13 | 0,41 | 0,62 | 1,49 | 0,05 | 0,32 | 0,70 | 2,23 | 0,23 | 0,50 | 0,37 | 0,10 | 0,02 | 0,10 | 0,19 | 0,56 |
| 7 | 1,00 | 0,95 | 1,27 | 2,76 | 0,52 | 0,77 | 1,32 | 3,56 | 1,66 | 1,06 | 0,93 | 0,78 | 0,54 | 0,55 | 0,78 | 1,80 |
| 5 | 1,84 | 1,50 | 1,83 | 3,87 | 1,11 | 1,26 | 1,85 | 4,66 | 2,76 | 1,62 | 1,43 | 1,68 | 1,32 | 1,12 | 1,40 | 3,06 |
| 3 | 2,70 | 1,88 | 2,21 | 4,67 | 1,75 | 1,60 | 2,20 | 5,44 | 3,83 | 2,00 | 1,77 | 2,36 | 2,24 | 1,60 | 1,92 | 4,14 |
| 1 | 3,17 | 2,12 | 2,43 | 5,04 | 2,10 | 1,81 | 2,40 | 5,78 | 4,36 | 2,23 | 1,98 | 2,69 | 2,89 | 1,98 | 2,31 | 4,87 |
| 2 | 3,17 | 2,12 | 2,33 | 4,99 | 2,11 | 1,80 | 2,30 | 5,73 | 4,40 | 2,23 | 1,91 | 2,66 | 3,16 | 2,15 | 2,40 | 5,20 |
| 4 | 2,70 | 1,89 | 2,01 | 4,46 | 1,75 | 1,61 | 2,00 | 5,19 | 3,82 | 2,01 | 1,62 | 2,26 | 2,93 | 2,08 | 2,23 | 5,02 |
| 6 | 1,79 | 1,51 | 1,65 | 3,63 | 1,09 | 1,26 | 1,65 | 4,37 | 2,68 | 1,62 | 1,30 | 1,58 | 2,14 | 1,82 | 2,00 | 4,46 |
| 8 | 0,98 | 0,99 | 1,08 | 2,55 | 0,51 | 0,82 | 1,11 | 3,28 | 1,62 | 1,09 | 0,79 | 0,74 | 1,33 | 1,36 | 1,48 | 3,54 |
| 10 | 0,11 | 0,42 | 0,52 | 1,33 | 0,05 | 0,33 | 0,57 | 1,98 | 0,19 | 0,49 | 0,32 | 0,10 | 0,18 | 0,71 | 0,88 | 2,26 |
| 12 | 0,00 | 0,02 | 0,10 | 0,40 | 0,00 | 0,02 | 0,15 | 0,96 | 0,00 | 0,02 | 0,02 | 0,13 | 0,00 | 0,06 | 0,32 | 1,17 |
| 14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,22 |

Tabla C.2

| | $\beta=90^\circ ; \alpha=30^\circ$ | | | | $\beta=35^\circ ; \alpha=60^\circ$ | | | | $\beta=90^\circ ; \alpha=60^\circ$ | | | | $\beta=35^\circ ; \alpha=-30^\circ$ | | | |
|----|------------------------------------|------|------|------|------------------------------------|------|------|------|------------------------------------|------|------|------|-------------------------------------|------|------|------|
| | A | B | C | D | A | B | C | D | A | B | C | D | A | B | C | D |
| 13 | 0,10 | 0,00 | 0,00 | 0,33 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,43 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,22 |
| 11 | 0,06 | 0,01 | 0,15 | 0,51 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,16 | 0,00 | 0,01 | 0,27 | 0,78 | 0,00 | 0,03 | 0,37 | 1,26 |
| 9 | 0,56 | 0,06 | 0,14 | 0,43 | 0,02 | 0,04 | 0,04 | 0,02 | 0,09 | 0,21 | 0,33 | 0,76 | 0,21 | 0,70 | 1,05 | 2,50 |
| 7 | 1,80 | 0,04 | 0,07 | 0,31 | 0,02 | 0,13 | 0,31 | 1,02 | 0,21 | 0,18 | 0,27 | 0,70 | 1,34 | 1,28 | 1,73 | 3,79 |
| 5 | 3,06 | 0,55 | 0,22 | 0,11 | 0,64 | 0,68 | 0,97 | 2,39 | 0,10 | 0,11 | 0,21 | 0,52 | 2,17 | 1,79 | 2,21 | 4,70 |
| 3 | 4,14 | 1,16 | 0,87 | 0,67 | 1,55 | 1,24 | 1,59 | 3,70 | 0,45 | 0,03 | 0,05 | 0,25 | 2,90 | 2,05 | 2,43 | 5,20 |
| 1 | 4,87 | 1,73 | 1,49 | 1,86 | 2,35 | 1,74 | 2,12 | 4,73 | 1,73 | 0,80 | 0,62 | 0,55 | 3,12 | 2,13 | 2,47 | 5,20 |
| 2 | 5,20 | 2,15 | 1,88 | 2,79 | 2,85 | 2,05 | 2,38 | 5,40 | 2,91 | 1,56 | 1,42 | 2,26 | 2,88 | 1,96 | 2,19 | 4,77 |
| 4 | 5,02 | 2,34 | 2,02 | 3,29 | 2,86 | 2,14 | 2,37 | 5,53 | 3,59 | 2,13 | 1,97 | 3,60 | 2,22 | 1,60 | 1,73 | 3,91 |
| 6 | 4,46 | 2,28 | 2,05 | 3,36 | 2,24 | 2,00 | 2,27 | 5,25 | 3,35 | 2,43 | 2,37 | 4,45 | 1,27 | 1,11 | 1,25 | 2,84 |
| 8 | 3,54 | 1,92 | 1,71 | 2,98 | 1,51 | 1,61 | 1,81 | 4,49 | 2,67 | 2,35 | 2,28 | 4,65 | 0,52 | 0,57 | 0,65 | 1,64 |
| 10 | 2,26 | 1,19 | 1,19 | 2,12 | 0,23 | 0,94 | 1,20 | 3,18 | 0,47 | 1,64 | 1,82 | 3,95 | 0,02 | 0,10 | 0,15 | 0,50 |
| 12 | 1,17 | 0,12 | 0,53 | 1,22 | 0,00 | 0,09 | 0,52 | 1,96 | 0,00 | 0,19 | 0,97 | 2,93 | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 0,05 |
| 14 | 0,22 | 0,00 | 0,00 | 0,24 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,55 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,08 |

Tabla C.3

| | $\beta=90^\circ ; \alpha= -30^\circ$ | | | | $\beta=35^\circ ; \alpha= -60^\circ$ | | | | $\beta=90^\circ ; \alpha= -60^\circ$ | | | |
|-----------|--------------------------------------|------|------|------|--------------------------------------|------|------|------|--------------------------------------|------|------|------|
| | A | B | C | D | A | B | C | D | A | B | C | D |
| 13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,24 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,56 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,01 |
| 11 | 0,00 | 0,05 | 0,60 | 1,28 | 0,00 | 0,04 | 0,60 | 2,09 | 0,00 | 0,08 | 1,10 | 3,08 |
| 9 | 0,43 | 1,17 | 1,38 | 2,30 | 0,27 | 0,91 | 1,42 | 3,49 | 0,55 | 1,60 | 2,11 | 4,28 |
| 7 | 2,42 | 1,82 | 1,98 | 3,15 | 1,51 | 1,51 | 2,10 | 4,76 | 2,66 | 2,19 | 2,61 | 4,89 |
| 5 | 3,43 | 2,24 | 2,24 | 3,51 | 2,25 | 1,95 | 2,48 | 5,48 | 3,36 | 2,37 | 2,56 | 4,61 |
| 3 | 4,12 | 2,29 | 2,18 | 3,38 | 2,80 | 2,08 | 2,56 | 5,68 | 3,49 | 2,06 | 2,10 | 3,67 |
| 1 | 4,05 | 2,11 | 1,93 | 2,77 | 2,78 | 2,01 | 2,43 | 5,34 | 2,81 | 1,52 | 1,44 | 2,22 |
| 2 | 3,45 | 1,71 | 1,41 | 1,81 | 2,32 | 1,70 | 2,00 | 4,59 | 1,69 | 0,78 | 0,58 | 0,53 |
| 4 | 2,43 | 1,14 | 0,79 | 0,64 | 1,52 | 1,22 | 1,42 | 3,46 | 0,44 | 0,03 | 0,05 | 0,24 |
| 6 | 1,24 | 0,54 | 0,20 | 0,11 | 0,62 | 0,67 | 0,85 | 2,20 | 0,10 | 0,13 | 0,19 | 0,48 |
| 8 | 0,40 | 0,03 | 0,06 | 0,31 | 0,02 | 0,14 | 0,26 | 0,92 | 0,22 | 0,18 | 0,26 | 0,69 |
| 10 | 0,01 | 0,06 | 0,12 | 0,39 | 0,02 | 0,04 | 0,03 | 0,02 | 0,08 | 0,21 | 0,28 | 0,68 |
| 12 | 0,00 | 0,01 | 0,13 | 0,45 | 0,00 | 0,01 | 0,07 | 0,14 | 0,00 | 0,02 | 0,24 | 0,67 |
| 14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,27 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,36 |

Apéndice C Normas de referencia

Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

UNE EN 61215:1997 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo”.

UNE EN 61646:1997 “Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo”.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Real Decreto 841/2002 de 2 de agosto por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

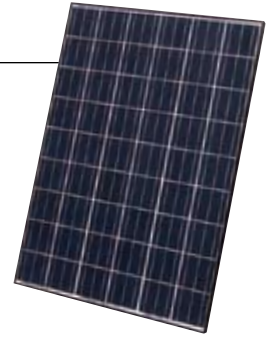
Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Real Decreto 1433/2002 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

ANEXO II: Hojas técnicas de módulos fotovoltaicos e inversores utilizados

KC200GT

MODULO FOTOVOLTAICO POLICRISTALINO DE ALTO RENDIMIENTO



CARACTERISTICAS SOBRESALIENTES

- La avanzada tecnología e instalaciones fabriles automatizadas de Kyocera hacen posible la producción de estos módulos solares policristalinos de alta eficiencia. La eficiencia de conversión de la celda solar de Kyocera es más del 16%.
- Para brindar a las celdas la máxima protección en las condiciones ambientales de operación más severas, éstas se encuentran encapsuladas entre una cubierta de vidrio templado y una cobertura de vinilo etilénico (EVA) con fluoruro de polivinilo y una lamina de respaldo.
- El laminado se encuentra montado en un marco de aluminio anodizado a fin de proveer resistencia estructural y facilidad de instalación.

APLICACIONES

- Estaciones repetidoras de micro ondas y de radio
- Electrificación de pueblos en áreas remotas
- Postas médicas en áreas rurales
- Energía para casas de campo
- Sistemas de comunicaciones de emergencia
- Sistemas de monitoreo de datos ambientales y de calidad del agua
- Faros, boyas y balizas de navegación marítima
- Bombeo de agua para sistemas de riego, agua potable en áreas rurales y abrevaderos para el ganado
- Balizamiento para control y señales en aeronáutica
- Sistemas de protección catódica
- Sistemas de desalinización
- Señales en redes ferroviarias.
- Vehículos de recreo
- Vehículos y embarcaciones de recreo
- Señalización ferroviaria

CERTIFICACIONES

Modulos: • U.L. 1703, 3 • Clase 1, División 2, Grupos A, B, C y D • IEC61215 First Edition Certified
 Factory: • ISO 9001 e ISO 14001

CONTROL DE CALIDAD

Los módulos fotovoltaicos policristalinos de KYOCERA han pasado los ensayos siguientes:

- Ensayo de ciclado térmico • Ensayo de choque térmico • Ensayo de ciclado de congelamiento y humedad elevada • Prueba de aislamiento eléctrico • Ensayo mecánico y de cargas de viento y torsión. • Prueba de impactos de granizo • Ensayo de rocío salino.
- Ensayo de exposición a la luz y al agua • Pruebas de exposición a condiciones de campo

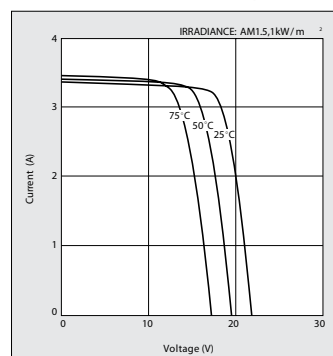
GARANTÍA

- 1 año de garantía en materiales y mano de obra
- 20 años de garantía en producción de energía: Para mayor detalle refiérase a "categoría IV" de los Términos de Garantía de Kyocera.

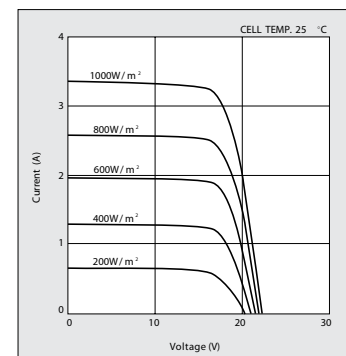
La garantía de producción de energía de largo plazo se hará efectiva si el modulo presenta una producción de energía menor al 90% de la potencia nominal original especificado al momento de realizada la venta dentro del plazo de 10 años o de menos del 80 % dentro del plazo de 20 años posterior a la fecha de venta al cliente. Los valores de potencia deberán ser aquellos medidos a las condiciones estándar de medición de Kyocera.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Características de la corriente en función de la tensión del Módulo Solar KC200GT a varias temperaturas de celda.



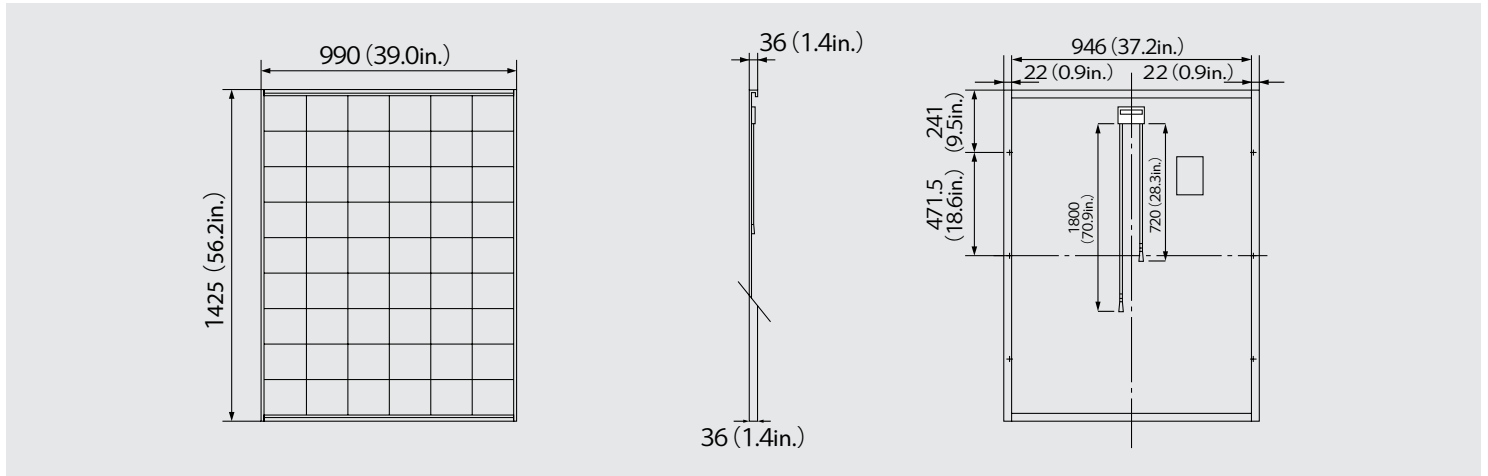
Características de la corriente en función de la tensión del Módulo Solar KC200GT a varios niveles de irradiación.



MODEL
KC200GT

◆ Dimensiones

Unit : mm (in.)



ESPECIFICACIONES

| Características Eléctricas bajo Condiciones Estandar de Ensayo (* STC) | |
|--|-----------------------------|
| Potencia Máxima (P _{máx}) | 200W (+10%/-5%) |
| Voltaje a Potencia Máxima (V _{mpp}) | 26.3V |
| Corriente a Potencia Máxima (I _{mpp}) | 7.61A |
| Voltaje de Circuito Abierto (V _{oc}) | 32.9V |
| Corriente de Circuiro Abierto ((I _{sc})) | 8.21A |
| Voltaje Máximo del Sistema | 600V |
| Coefficiente de Temperatura del Voc | -1.23×10 ⁻¹ V/°C |
| Coefficiente de Temperatura de la I _{sc} | 3.18×10 ⁻³ A /°C |
| * STC: Irradiacion 1000 W/m ² , AM1.5, Temperatura de Celda 25 °C | |
| Características Eléctricas a 800 W/m ² , NOCT, AM1.5 | |
| Potencia Máxima (P _{máx}) | 142W |
| Voltaje a Potencia Máxima (V _{mpp}) | 23.2V |
| Corriente a Potencia Máxima (I _{mpp}) | 6.13A |
| Voltaje de Circuito Abierto (V _{oc}) | 29.9V |
| Corriente de Circuiro Abierto ((I _{sc})) | 6.62A |

* Temperatura Nominal de Operación de Celda : 47 °C

| Celdas | |
|---|--|
| Cantidad por Módulo | 54 |
| Peso y Medidas del Módulo | |
| Largo x Ancho x Espesor | 1425mm(56.2in)×990mm(39.0in)×36mm(1.4in) |
| Peso | 18.5kg(40.7lbs.) |
| Características de la Caja de Conexiones | |
| Largo x Ancho x Espesor | 113.6mm(4.5in)×76mm(3.0in)×9mm(0.4in) |
| Grado IP | IP65 |
| Reducción de Eficiencia a Baja Irrradiación | |
| Reducción | 7.8% |

* STC: Irradiacion 1000 W/m², AM1.5, Temperatura de Celda 25 °C



KYOCERA Corporation

■ KYOCERA Corporation Headquarters

CORPORATE SOLAR ENERGY DIVISION
6 Takeda Tobadono-cho
Fushimi-ku, Kyoto
612-8501, Japan
TEL:(81)75-604-3476 FAX:(81)75-604-3475
http://www.kyocera.com

● KYOCERA Solar, Inc.

7812 East Acoma Drive
Scottsdale, AZ 85260, USA
TEL:(1)480-948-8003 or (800)223-9580 FAX:(1)480-483-6431
http://www.kyocerasolar.com

● KYOCERA Solar do Brasil Ltda.

Av. Guignard 661, Loja A
22790-200, Recreio dos Bandeirantes, Rio de Janeiro, Brazil
TEL:(55)21-2437-8525 FAX:(55)21-2437-2338
http://www.kyocerasolar.com.br

● KYOCERA Solar Pty Ltd.

Level 3, 6-10 Talavera Road, North Ryde
N.S.W. 2113, Australia
TEL:(61)2-9870-3948 FAX:(61)2-9888-9588
http://www.kyocerasolar.com.au/

● KYOCERA Fineceramics GmbH

Fritz Muller strasse 107, D-73730 Esslingen, Germany
TEL:(49)711-93934-917 FAX:(49)711-93934-950
http://www.kyocerasolar.de/

● KYOCERA Asia Pacific Pte. Ltd.

298 Tiong Bahru Road, #13-03/05
Central Plaza, Singapore 168730
TEL:(65)6271-0500 FAX:(65)6271-0600

● KYOCERA Asia Pacific Ltd.


Room 801-802, Tower 1 South Seas Centre, 75 Mody Road,
Tsimshatsui East, Kowloon, Hong Kong
TEL:(852)2-7237183 FAX:(852)2-2559-4131

● KYOCERA Asia Pacific Ltd. Taipei Office

10 Fl., No.66, Nanking West Road, Taipei, Taiwan
TEL:(886)2-2555-3609 FAX:(886)2-2559-4131

● KYOCERA(Tianjin) Sales & Trading Corporation

19F, Tower C HeQiao Building 8A GuangHua Rd.,
Chao Yang District, Beijing 100026, China
TEL:(86)10-6583-2270 FAX:(86)10-6583-2250

- High Temperature and Low Light Performance
- 20 Year Warranty on Power Output at 80%
- Quick-Connect Terminals* and Adhesive Backing
- Bypass Diodes for Shadow Tolerance
- UL 1703 Listed to 600 VDC 
- IEC 61646 v1 certified
- IEC 61646 v2 and 61730, TUV certification pending

Performance Characteristics

Rated Power (P_{max}): 144 Wp

Production P_{max} Tolerance: $\pm 5\%$

Construction Characteristics

Dimensions: Length: 5486 mm (216"), Width: 394 mm (15.5"), Depth: 4 mm (0.2"),
16 mm (0.6") including potted terminal housing assembly

Weight: 7.7 kg (17.0 lbs)

Output Cables: 4 mm² (12 AWG) cable with weatherproof DC rated quick-connect terminals*
560mm (22") length.

By-pass Diodes: Connected across every solar cell

Encapsulation: Durable ETFE high light-transmissive polymer

Adhesive: Ethylene propylene copolymer adhesive-sealant with microbial inhibitor

Cell Type: 22 triple junction amorphous silicon solar cells 356 mm x 239 mm
(14" x 9.4") connected in series

Qualifications and Safety



Listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class A Max. Slope 2/12,
Class B Max. Slope 3/12, Class C Unlimited Slope fire ratings) for use in systems up to 600 VDC.

Laminate Standard Configuration

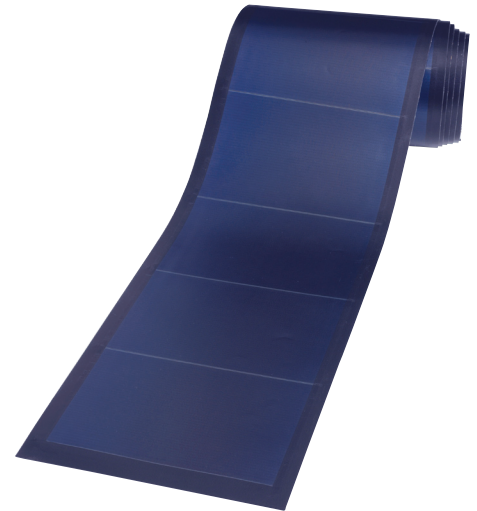
Photovoltaic laminate with potted terminal housing assembly with output cables and quick-connect terminals*

Application Criterion

- New or qualified new roof installations
- Installation by certified installers only
- Installation temperature between 10 °C - 40 °C (50 °F - 100 °F)
- Maximum roof temperature 85 °C (185 °F)
- Minimum slope: 5/8:12 (3°)
- Maximum slope 21:12 (60°)
- Membrane: Select EPDM and TPO substrates from approved manufacturers only
- Metal: PVDF Coated (Galvalume® or Zincolume®) steel metal roofing pan with flat surface (without pencil beads or decorative stippling) and 406 mm (16") minimum width

Refer to manufacturers installation guide for approved substrates and installation methods

*e.g., Multi-Contact (MC®) Connectors



Flexible



Lightweight



No-Glass



Durable

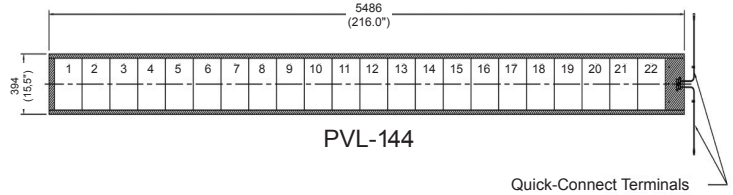
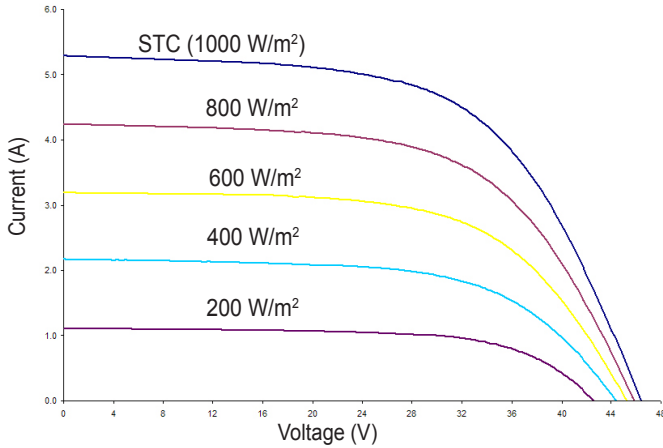


Shadow Tolerant



High Temp
Performance

IV Curves at various Levels of Irradiance at Air Mass 1.5 and 25 °C Cell Temperature



All measurements in mm.
Inches in parentheses.
Tolerances: Length: ± 5 mm (1/4"), Width: ± 3 mm (1/8")

Electrical Specifications

STC

(Standard Test Conditions)
(1000 W/m², AM 1.5, 25 °C Cell Temperature)

Maximum Power (P_{max}): 144 W
Voltage at P_{max} (V_{mp}): 33.0 V
Current at P_{max} (I_{mp}): 4.36 A
Short-circuit Current (I_{sc}): 5.3 A
Open-circuit Voltage (V_{oc}): 46.2 V
Maximum Series Fuse Rating: 8 A

NOCT

(Nominal Operating Cell Temperature)
(800 W/m², AM 1.5, 1 m/sec. wind)

Maximum Power (P_{max}): 111 W
Voltage at P_{max} (V_{mp}): 30.8 V
Current at P_{max} (I_{mp}): 3.6 A
Short-circuit Current (I_{sc}): 4.3 A
Open-circuit Voltage (V_{oc}): 42.2 V
NOCT: 46 °C

Global Headquarters Sales & Manufacturing

United Solar Ovonic LLC
2956 Waterview Drive
Rochester Hills, MI 48309
Tel: 248.293.0440
Fax: 248.844.1214
Toll Free (USA): 800.528.0617
info@uni-solar.com

Temperature Coefficients

(at AM 1.5, 1000 W/m² irradiance)

Temperature Coefficient (TC) of I_{sc}: 0.001/°K (0.10%/°C)
Temperature Coefficient (TC) of V_{oc}: -0.0038/°K (-0.38%/°C)
Temperature Coefficient (TC) of P_{max}: 0.0021/°K (-0.21%/°C)
Temperature Coefficient (TC) of I_{mp}: 0.001/°K (0.10%/°C)
Temperature Coefficient (TC) of V_{mp}: -0.0031/°K (-0.31%/°C)
 $y = y_{reference} \cdot [1 + TC \cdot (T - T_{reference})]$

Notes:

- During the first 8-10 weeks of operation, electrical output exceeds specified ratings. Power output may be higher by 15 %, operating voltage may be higher by 11 % and operating current may be higher by 4 %.
- Electrical specifications are based on measurements performed at standard test conditions of 1000 W/m² irradiance, Air Mass 1.5, and cell temperature of 25 °C after stabilization.
- Actual performance may vary up to 10 % from rated power due to low temperature operation, spectral and other related effects. Maximum system open-circuit voltage not to exceed 600 VDC per UL.
- Specifications subject to change without notice.

Your UNI-SOLAR® Distributor:

European Sales Office

United Solar Ovonic
Europe GmbH
Trakehner Strasse 7-9
D-60487 Frankfurt am Main
Germany
Tel: +49.69.7137667.20
Fax: +49.69.7137667.67
europeinfo@uni-solar.com

Southern European Sales Office

United Solar Ovonic
Europe GmbH
Via Monte Baldo, 4
I-37069 Villafranca (VR)
Italy
Tel: +39.045.8600982
Fax: +39.045.8617738
italyinfo@uni-solar.com

www.uni-solar.com

A subsidiary of Energy
Conversion Devices, Inc.
(Nasdaq: ENER)

- > Certified to the new UL1741/IEEE 1547
- > 10 yr. standard warranty
- > Improved CEC efficiency
- > Integrated load-break rated DC disconnect switch
- > Integrated fused series string combiner
- > Sealed electronics enclosure & Opticool
- > Comprehensive SMA communications and data collection options
- > Ideal for residential or light commercial applications
- > Rugged cast aluminum outdoor rated enclosure



Sunny Boy 3000 / 4000

The best in their class

SMA is proud to introduce our new line of inverters updated with our latest technology and designed specifically to meet the new IEEE 1547 requirements. Compact design makes them ideal for residential use and the integrated DC disconnect makes installation more cost effective. They are field-configurable for positive ground systems making them more versatile than ever. Increased efficiency means better performance and shorter payback periods. With over 500,000 fielded units, Sunny Boy has become the benchmark for PV inverter performance and reliability throughout the world.

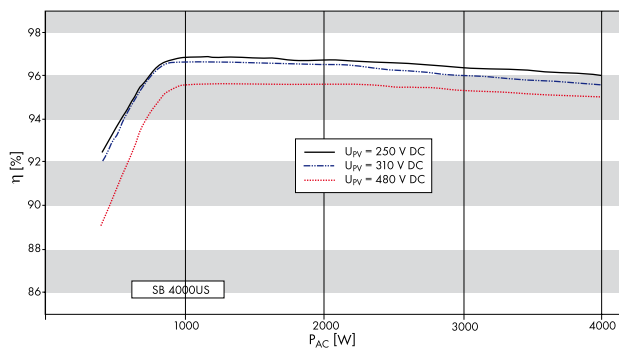


Technical Data

Sunny Boy 3000 / 4000

| | SB 3000US | SB 4000US |
|--|--|--|
| Input Data (DC) | | |
| Max. Recommended Array Input Power (DC @ STC) | 3750 W | 5000 W |
| Max. DC Voltage | 500 V | 600 V |
| Peak Power Tracking Voltage | 180 - 400 V @ 208 V 200 - 400 V @ 240 V | 220 - 480 V @ 208 V 250 - 480 V @ 240 V |
| DC Max. Input Current | 17 A | 18 A |
| DC Voltage Ripple | < 5% | < 5% |
| Number of Fused String Inputs | 4 | 4 |
| PV Start Voltage | 228 V | 285 V |
| Output Data (AC) | | |
| AC Nominal Power | 3000 W | 3500 W @ 208 V / 4000 W @ 240 V |
| AC Maximum Output Power | 3000 W | 4000 W |
| AC Maximum Output Current | 15 A @ 208 V, 12.5 A @ 240 V | 17 A @ 208 V, 16.6 A @ 240 V |
| AC Nominal Voltage / Range | 183 - 229 V @ 208 V 211 - 264 V @ 240 V | 183 - 229 V @ 208 V 211 - 264 V @ 240 V |
| AC Frequency / Range | 60 Hz / 59.3 Hz - 60.5 Hz | 60 Hz / 59.3 Hz - 60.5 Hz |
| Power Factor | 1 | 1 |
| Efficiency | | |
| Peak Inverter Efficiency | 96.6 % | 96.8 % |
| CEC weighted Efficiency | 95.0 % @ 208 V 95.5 % @ 240 V | 95.5 % @ 208 V 96.0 % @ 240 V |
| Mechanical Data | | |
| Dimensions W x H x D in inches | 17.8 x 13.8 x 9.3 | 17.8 x 13.8 x 9.3 |
| Weight / Shipping Weight | 88 lbs / 94 lbs | 88 lbs / 94 lbs |
| Ambient temperature range | -13 to +113 °F | -13 to +113 °F |
| Power Consumption: standby / nighttime | < 7 W / 0.1 W | < 7 W / 0.1 W |
| Topology | PWM, true sinewave, current source | PWM, true sinewave, current source |
| Cooling Concept | Convection, regulated fan cooling | Convection, regulated fan cooling |
| Mounting Location Indoor / Outdoor (NEMA 3R) | ● / ● | ● / ● |
| Features | | |
| LCD Display | ● | ● |
| Lid Color: aluminum / red / blue / yellow | ● / ○ / ○ / ○ | ● / ○ / ○ / ○ |
| Communication: RS485 / Wireless | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Warranty: 10-year | ● | ● |
| Compliance: IEEE-929, IEEE-1547, UL 1741, UL 1998, FCC Part 15 A & B | ● | ● |
| Specifications for nominal conditions | ● Included ○ Option – Not available | |

Efficiency Curves



- > Certified to the new UL 1741/IEEE 1547
- > 10 yr. standard warranty
- > Highest CEC efficiency in its class
- > Integrated load-break rated AC and DC disconnect switch
- > Integrated fused series string combiner
- > Sealed electronics enclosure & Opticool
- > Comprehensive SMA communications and data collection options
- > Ideal for residential or commercial applications
- > Sunny Tower compatible



Sunny Boy 5000 / 6000 / 7000

The best in their class

SMA is proud to introduce our new line of inverters updated with our latest technology and designed specifically to meet the new IEEE 1547 requirements. The SB6000U and SB7000U are also compatible with SMA's new Sunny Tower. Increased efficiency means better performance and shorter payback periods. All three models are field-configurable for positive ground systems making them more versatile than ever. With over 500,000 fielded units, Sunny Boy has become the benchmark for PV inverter performance and reliability throughout the world.

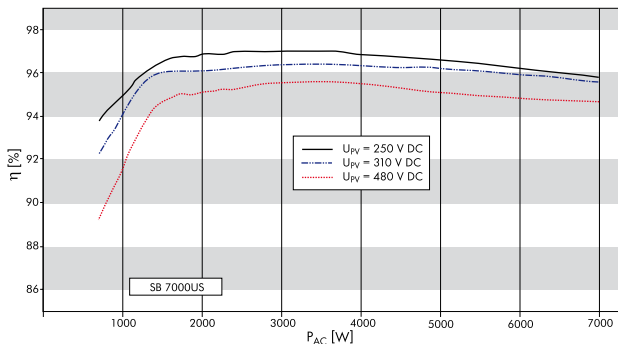


Technical Data

Sunny Boy 5000 / 6000 / 7000

| | SB 5000US | SB 6000US | SB 7000US |
|--|---|---|---|
| Input Data (DC) | | | |
| Max. Recommended Array Input Power (DC @ STC) | 6250 W | 7500 W | 8750 W |
| Max. DC Voltage | 600 V | 600 V | 600 V |
| Peak Power Tracking Voltage | 250 - 480 V | 250 - 480 V | 250 - 480 V |
| DC Max. Input Current | 21 A | 25 A | 30 A |
| DC Voltage Ripple | < 5% | < 5% | < 5% |
| Number of Fused String Inputs | 4 | 4 | 4 |
| PV Start Voltage | 300 V | 300 V | 300 V |
| Output Data (AC) | | | |
| AC Nominal Power | 5000 W | 6000 W | 7000 W |
| AC Maximum Output Power | 5000 W | 6000 W | 7000 W |
| AC Maximum Output Current (@ 208, 240, 277 V) | 24 A, 20.8 A, 18 A | 29 A, 25 A, 21.6 A | 34 A, 29 A, 25.3 A |
| AC Nominal Voltage / Range | 183 - 229 V@208 V 211 - 264 V@240 V 244 - 305 V@277 V | 183 - 229 V@208 V 211 - 264 V@240 V 244 - 305 V@277 V | 183 - 229 V@208 V 211 - 264 V@240 V 244 - 305 V@277 V |
| AC Frequency / Range | 60 Hz / 59.3 Hz - 60.5 Hz | 60 Hz / 59.3 Hz - 60.5 Hz | 60 Hz / 59.3 Hz - 60.5 Hz |
| Power Factor | 1 | 1 | 1 |
| Efficiency | | | |
| Peak Inverter Efficiency | 96.8 % | 97.0 % | 97.1 % |
| CEC weighted Efficiency | 95.5 % @ 208 V 95.5 % @ 240 V 95.5 % @ 277 V | 95.5 % @ 208 V 95.5 % @ 240 V 96.0 % @ 277 V | 95.5 % @ 208 V 96.0 % @ 240 V 96.0 % @ 277 V |
| Mechanical Data | | | |
| Dimensions W x H x D in inches | 18.4 x 24.1 x 9.5 | 18.4 x 24.1 x 9.5 | 18.4 x 24.1 x 9.5 |
| Weight / Shipping Weight | 143 lbs / 154 lbs | 143 lbs / 154 lbs | 143 lbs / 154 lbs |
| Ambient temperature range | -13 to +113 °F | -13 to +113 °F | -13 to +113 °F |
| Power Consumption: standby / nighttime | < 7 W / 0.25 W | < 7 W / 0.25 W | < 7 W / 0.25 W |
| Topology | PWM, true sinewave, current source | PWM, true sinewave, current source | PWM, true sinewave, current source |
| Cooling Concept | Convection with regulated fan cooling | Convection with regulated fan cooling | Convection with regulated fan cooling |
| Mounting Location Indoor / Outdoor (NEMA 3R) | ●/● | ●/● | ●/● |
| Features | | | |
| LCD Display | ● | ● | ● |
| Lid Color: aluminum / red / blue / yellow | ●/○/○/○ | ●/○/○/○ | ●/○/○/○ |
| Communication: RS485 / Wireless | ○/○ | ○/○ | ○/○ |
| Warranty: 10-year | ● | ● | ● |
| Compliance: IEEE-929, IEEE-1547, UL 1741, UL 1998, FCC Part 15 A & B | ● | ● | ● |
| Specifications for nominal conditions | ● Included ○ Option – Not available | | |

Efficiency Curves



This section highlights various features and accessories for the SMA Sunny Boy inverters:

- Communication with the inverter via the serial interface (RS485) and Powerline (via SW-COM USB):** Shows a laptop connected to the inverter.
- Free and automatic storage and upload of the recording data to Sunny Portal:** Shows a laptop displaying data on the Sunny Portal website.
- Memory expansion and data transfer to a PC using a removable SD card:** Shows an SD card being inserted into the inverter.
- Integrated FTP server for saving and transmitting data to a PC:** Shows a laptop displaying data from the inverter's FTP server.
- Individual processing of the recording data on your own PC:** Shows a laptop displaying data from the inverter's FTP server.

SB 2500 / SB 3000

Seguro

- > Seccionador de potencia de CC integrado ESS
- > Separación galvánica

Flexible

- > Para montaje interior y en intemperie
- > Múltiples opciones de visualización y comunicación

Fiable

- > Servicio SMA en todo el mundo y línea de atención al cliente
- > Amplio programa de garantía de SMA



SUNNY BOY 2500 / 3000

Los más vendidos

El hecho de que un producto sea vendido a nivel mundial más que cualquier otro dentro de su clase, no es necesariamente prueba de su calidad. Pero tanto el Sunny Boy 2500 como el Sunny Boy 3000 garantizan un rendimiento energético extraordinario. Su solidez técnica y un sistema de circuitos innovador se adapta perfectamente a los tamaños más habituales de las instalaciones solares conectadas a red. Un amplio rango de tensión de entrada permite múltiples combinaciones con los módulos solares actuales. Además, las numerosas posibilidades de monitorización y comunicación, hacen que, tanto el Sunny Boy 2500 como el Sunny Boy 3000, sean los inversores perfectos para su sistema fotovoltaico.

Datos técnicos

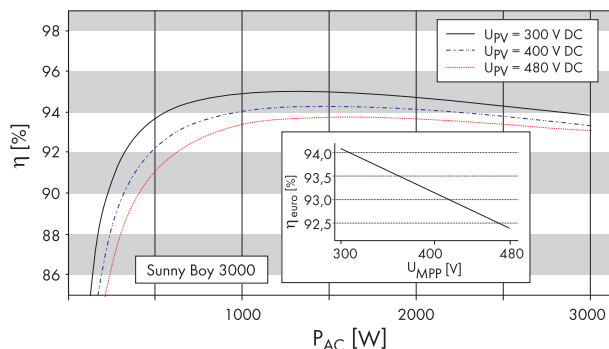
SUNNY BOY 2500 / 3000

| | SB 2500 | SB 3000 |
|--|----------------------------------|----------------------------------|
| Entrada (CC) | | |
| Potencia máxima de CC | 2700 W | 3200 W |
| Tensión máx. de CC | 600 V | 600 V |
| Rango de tensión fotovoltaica, MPPT | 224 V - 480 V | 268 V - 480 V |
| Corriente máx. de entrada | 12 A | 12 A |
| Número de seguidores de MPP | 1 | 1 |
| Número máximo de Strings (en paralelo) | 3 | 3 |
| Salida (CA) | | |
| Potencia nominal de CA | 2300 W | 2750 W |
| Potencia máxima de CA | 2500 W | 3000 W |
| Corriente máx. de salida | 12,5 A | 15 A |
| Tensión nominal de CA / rango | 220 V - 240 V / 180 V - 260 V | 220 V - 240 V / 180 V - 260 V |
| Frecuencia de red de CA (de ajuste automático) / rango | 50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz | 50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz |
| Factor de potencia (cos ϕ) | 1 | 1 |
| Conexión de CA | monofásica | monofásica |
| Rendimiento | | |
| Rendimiento máx. | 94,1 % | 95,0 % |
| Rendimiento europeo | 93,2 % | 93,6 % |
| Dispositivos de protección | | |
| Protección contra polarización inversa (CC) | ● | ● |
| Seccionador de carga de CC ESS | ● | ● |
| Resistencia al cortocircuito (CA) | ● | ● |
| Monitorización de toma a tierra | ● | ● |
| Monitorización de red (SMA grid guard) | ● | ● |
| Con separación galvánica | ● | ● |
| Datos generales | | |
| Dimensiones (ancho x alto x fondo) en mm | 434 / 295 / 214 | 434 / 295 / 214 |
| Peso | 30 kg | 32 kg |
| Rango de temperatura de servicio | -25 °C ... +60 °C | -25 °C ... +60 °C |
| Emisiones de ruido (típicas) | ≤ 33 dB(A) | ≤ 30 dB(A) |
| Consumo característico: funcionamiento (stand-by) / nocturno | < 7 W / 0,25 W | < 7 W / 0,25 W |
| Topología | transformador de baja frecuencia | transformador de baja frecuencia |
| Sistema de refrigeración | convección | convección |
| Lugar de montaje: interior / en intemperie (IP65) | ● / ● | ● / ● |
| Características | | |
| Conexión de CC: MC3 / MC4 / Tyco | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Conexión de CA: conector | ● | ● |
| Display LCD | ● | ● |
| Color de la tapa: rojo | ● | ● |
| Interfaces: RS485 / por radio | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Garantía: 5 años / 10 años | ● / ○ | ● / ○ |
| Certificados y autorizaciones | www.SMA-Iberica.com | www.SMA-Iberica.com |

● Equipamiento de serie ○ Opcional

Datos en condiciones nominales - estado de marzo 2009

Curva del coeficiente de rendimiento



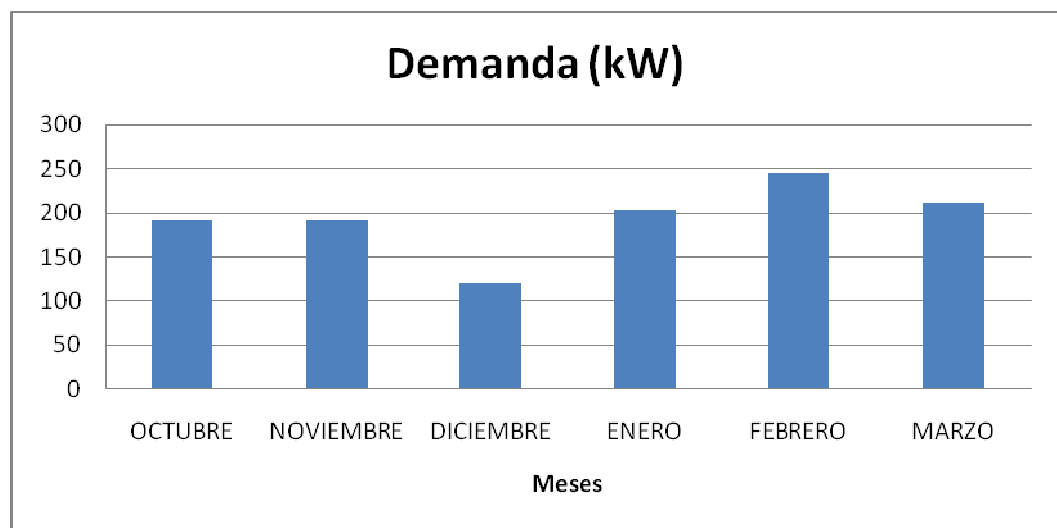
Accesorios



ANEXO III: Consumo de energía eléctrica de
octubre a diciembre 2009 y enero a marzo
2010, de la ciudadela Don Bosco

| Consumo de Energía Eléctrica | | | | | | | | | |
|------------------------------|-----|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | | 2009 | | | | 2010 | | |
| DETALLE DE CONSUMO: | | Tarifas | octubre | Tarifas | noviembre | diciembre | enero | febrero | marzo |
| | | Anteriores | \$ 12.810,99 | nuevas | \$ 10.689,77 | \$ 6.779,21 | \$11.372,86 | \$13.614,41 | \$11.963,47 |
| Hora Punta: (18:00 - 22:59) | PUN | \$ 0,150913 | 9405 | \$ 0,135651 | 9350 | 6105 | 11055 | 13310 | 11275 |
| Hora Valle: (23:00 - 04:59) | VAL | \$ 0,117113 | 6765 | \$ 0,102573 | 6985 | 5280 | 6655 | 7315 | 6710 |
| Hora Resto: (05:00 - 17:59) | RES | \$ 0,151689 | 61875 | \$ 0,128767 | 60500 | 35420 | 62315 | 76725 | 65945 |
| Consumo Kilowatt/Hora Total | | | 78045 | | 76835 | 46805 | 80025 | 97350 | 83930 |
| DEMANDA (kWmáx) | DEM | \$ 3,364620 | 361 | \$ 3,359278 | 272 | 253 | 347 | 351 | 373 |

| MES | DEMANDA (Kw) |
|-----------|--------------|
| OCTUBRE | 191 |
| NOVIEMBRE | 192 |
| DICIEMBRE | 121 |
| ENERO | 203 |
| FEBRERO | 245 |
| MARZO | 211 |



1

¹ Datos Proporcionados por la Administración ciudadela Don Bosco

ANEXO IV: Subestaciones Instaladas en la Universidad Don Bosco

Sub-estaciones instaladas en Ciudadela Don Bosco

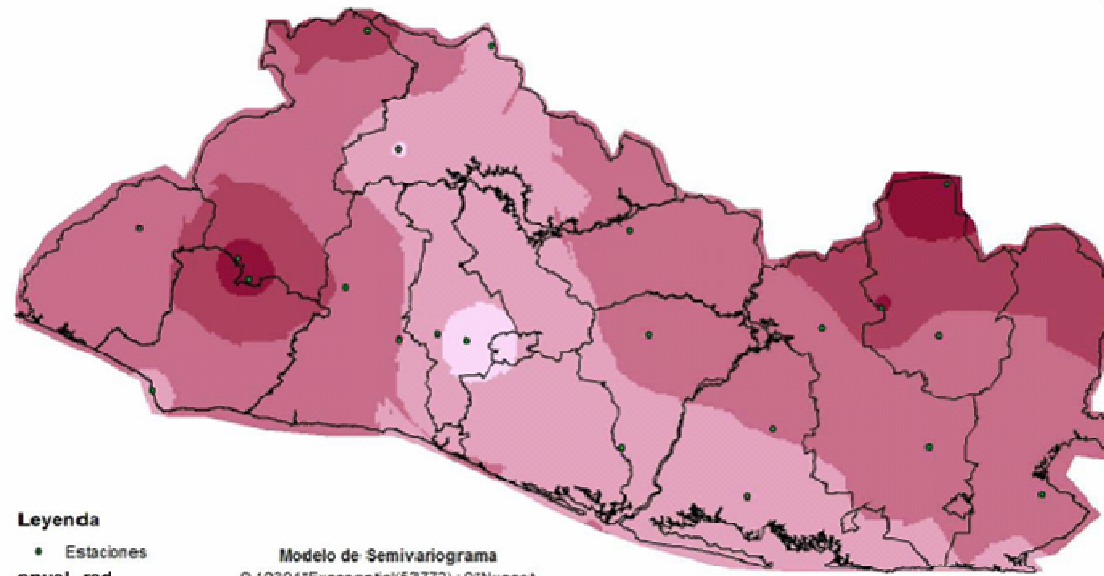
| Localización | Tipo Sub-estación | Capacidad (KVA) |
|--|--------------------------------------|-----------------|
| Universidad Dom Bosco | 1x50 KVA | 50 |
| | 1x37.5 KVA | 37.5 |
| | 1x100 KVA | 100 |
| | Capacidad sub total (KVA) | 187.5 |
| Localización | Tipo Sub-estación | Capacidad (KVA) |
| Centro de Investigación y Transferencia de Tecnología | 3x167 KVA | 501 |
| | 1x100 KVA | 100 |
| | 3x167 KVA | 501 |
| | 3x167 KVA | 501 |
| | Capacidad sub total (KVA) | 1603 |
| Localización | Tipo Sub-estación | Capacidad (KVA) |
| Colegio Don Bosco | 3x15 KVA | 45 |
| | 1x50 KVA | 50 |
| | 1x75 KVA | 75 |
| | 1x75 KVA | 75 |
| | Capacidad sub total (KVA) | 245 |
| Localización | Tipo Sub-estación | Capacidad (KVA) |
| Centro de Formación Profesional | 1x37.5 KVA | 37.5 |
| | 3x167 KVA | 501 |
| | Capacidad sub total (KVA) | 538.5 |
| Total instalado en la ciudadela (KVA) | | 2,574 |

2

² Tomado censo de carga Universidad Don Bosco, Abril 2006

ANEXO V: Mapas de radiación y brillo solar,
nivel isoceraunicos.

Mapa de Radiación Solar Promedio Anual - El Salvador



Leyenda

• Estaciones

anual_rad

KWh/m²/día

4.20 - 4.44

4.45 - 4.68

4.69 - 4.92

4.93 - 5.16

5.17 - 5.40

Modelo de Semivariograma

$0.10394 \cdot \text{Exponential}(53772) + 0 \cdot \text{Nugget}$

Average Standard Error: 0.3005

Samples: 22 of 22

0 10 20 40 60 80 Kilometers

Sistema de Proyección Cónico Conformal
de Lambert, Datum NAD27, Elipsoide
de Clarke de 1866.
Tamaño del grid 250 m

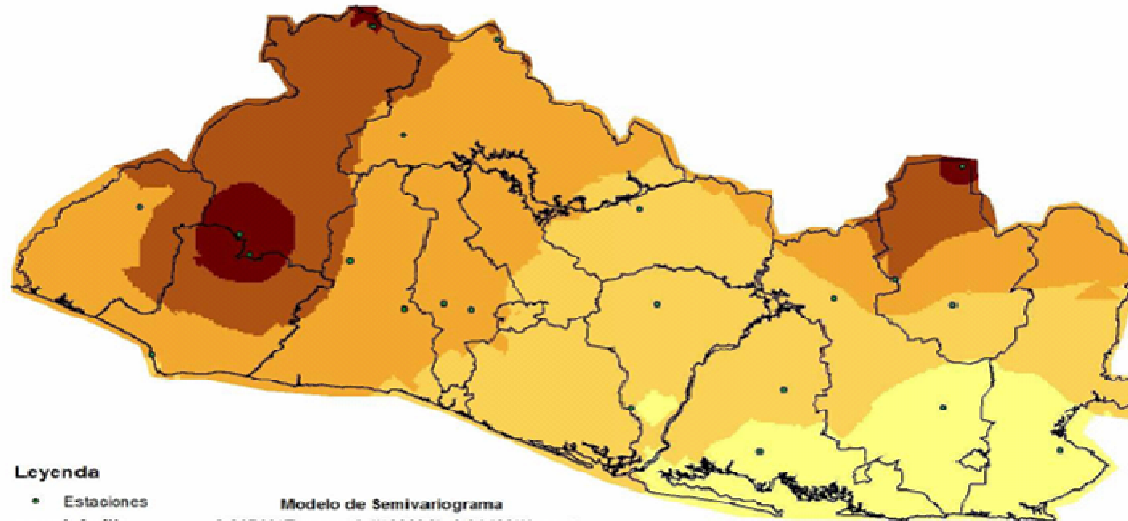


Ministerio de
Medio Ambiente y
Recursos Naturales



³ Tomado de “Evaluación del Potencial de Energía Eólica y Solar” (siglas en inglés SWERA) en El Salvador, Universidad José Simeón Cañas, 2005

Mapa de Brillo Solar Promedio Anual - El Salvador



Leyenda

• Estaciones

anual_brillo

Horas de luz solar

6.9 - 7.2

7.3 - 7.5

7.6 - 7.8

7.9 - 8.1

8.2 - 8.4

Modelo de Semivariograma

$0.28763 * \text{Exponencial}(106680) + 0.34483 * \text{Nugget}$

Average Standard Error: 0.7602

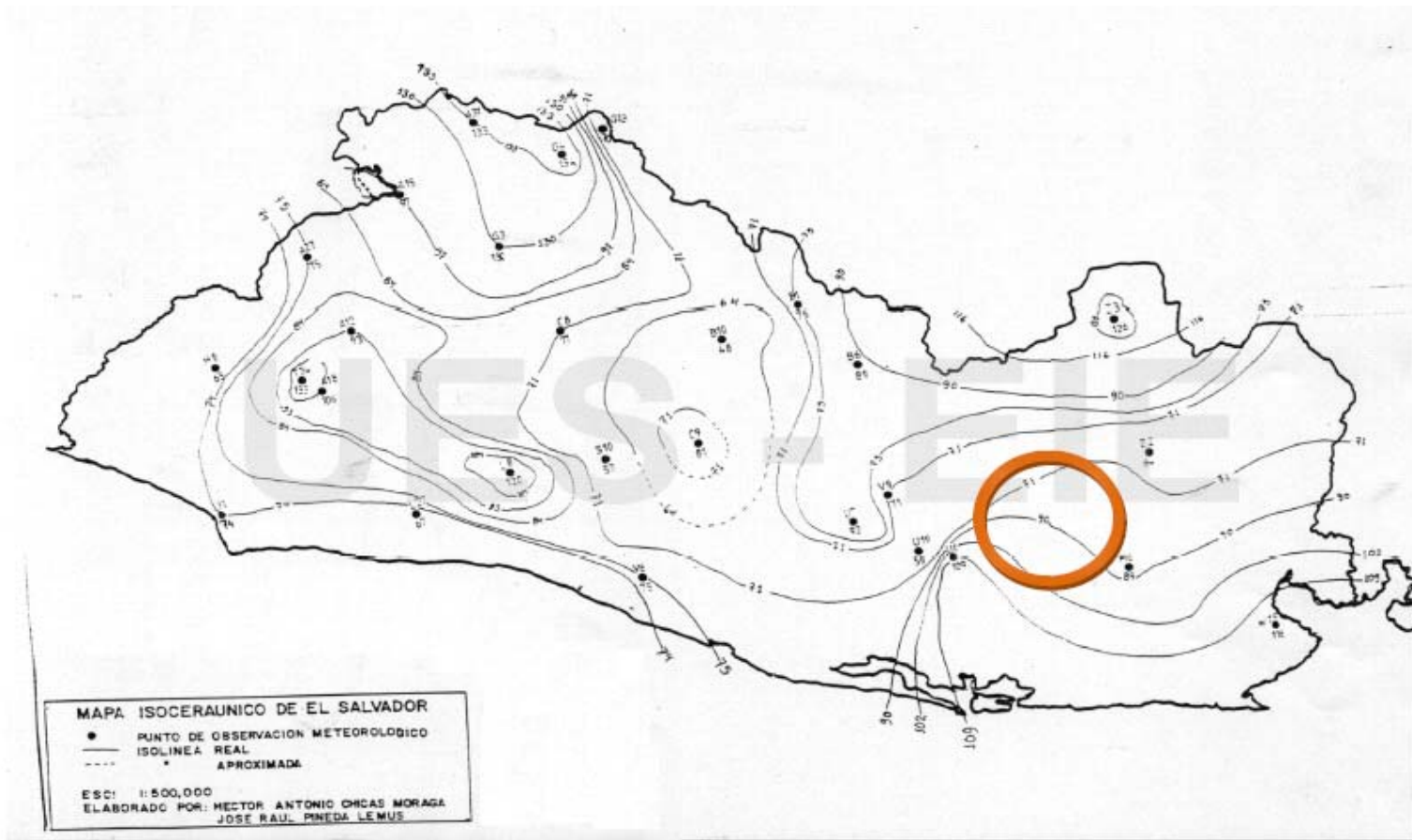
Samples: 22 of 22



Sistema de Proyección Cónico Conformal
de Lambert, Datum NAD27, Elipsoide
de Clarke de 1866.
Tamaño del grid 250 m



³ Tomado de "Evaluación del Potencial de Energía Eólica y Solar" (siglas en inglés SWERA) en El Salvador, Universidad José Simeón Cañas, 2005



⁴ Mapa Isoceraunico realizado por la universidad nacional de El Salvador (UES)

ANEXO VI: Ley de incentivos fiscales para el
fomento de las energías renovables en la
generación de electricidad.

LEY DE INCENTIVOS FISCALES PARA EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Decreto Legislativo No. 462, del 8 de noviembre de 2007

Publicado en el Diario oficial No. 238, Tomo No. 377, del 20 de diciembre de 2007

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE EL SALVADOR,

CONSIDERANDO:

I. Que la Constitución de la República, establece que el Estado promoverá el desarrollo económico y social del país mediante el incremento de la producción, la productividad y la racional utilización de los recursos.

II. Que asimismo, establece que fomentará los diversos sectores de la producción, por lo que es necesario incentivar el uso de fuentes renovables de energía, a efecto de disminuir la dependencia en la compra de combustibles fósiles.

III. Que a la vez la utilización de fuentes renovables de energía para la generación eléctrica contribuirá a disminuir la contaminación ambiental en el país y mejorar significativamente la balanza de pagos nacional.

IV. Que el país ha ratificado el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el cual tiene por objeto, promover el desarrollo sostenible, para proteger y mejorar, entre otros, los sumideros y depósitos de los gases de efectos invernaderos.

V. Que es necesario emitir una ley que fomente el aprovechamiento de fuentes renovables en la generación de energía eléctrica, y a la vez permita las inversiones que posibiliten el desarrollo sostenible de proyectos que utilizan este tipo de recursos energéticos disponibles en el país.

VI. Que en razón de lo expuesto en los considerandos anteriores, se hace necesario emitir disposiciones legales que permitan promover la inversión en proyectos de generación eléctrica con base de energía renovable en el país, propiciando actividades de investigación, exploración y desarrollo de proyectos, y a la vez otorgar incentivos fiscales, que hagan más atractiva las inversiones en estos rubros de la economía.

POR TANTO:

en uso de sus facultades constitucionales y a iniciativa del Presidente de la República, por medio de los Ministros de Hacienda, de Economía y de Medio Ambiente y Recursos Naturales y con el apoyo de los Diputados: Julio Antonio Gamero Quintanilla, José Mauricio Quinteros Cubías, Juan Enrique Perla Ruiz, Mariella Peña Pinto, Manuel Orlando Quinteros Aguilar, Humberto Centeno Najarro, Calixto Mejía Hernández, José Salvador Arias Peñate, José Francisco Merino López, Alejandro Dagoberto Marroquín, Mario Antonio Ponce López, José Salvador Cardoza López, Douglas Alejandro Alas García, Ernesto Antonio Angulo Milla, Federico Guillermo Ávila Qüehl, Fernando Alberto José Ávila Quetglas, Ingrid Berta María Bendix de Barrera, Noel Abilio Bonilla Bonilla, Roberto José d'Aubuisson Munguía, María Patricia Vásquez de Amaya, Fernando Antonio Fuentes, Guillermo Antonio Gallegos Navarrete, César Humberto García Aguilera, Marco Aurelio González, José Nelson Guardado Menjívar, Fernando Gutiérrez Umanzor, Manuel de Jesús Gutiérrez Gutiérrez, Carlos Walter Guzmán Coto, Mario Marroquín Mejía, Manuel Vicente Menjívar Esquivel, Julio César Portillo Baquedano, Francisco Antonio Prudencio, Norman Noel Quijano González, Dolores Alberto Rivas Echeverría, Abilio Orestes Rodríguez Menjívar, Alberto Armando Romero Rodríguez, Herberth Nestor Menjívar Amaya, Irma Segunda Amaya Echeverría, Darío Alejandro Chicas Argueta, Carlos Cortez Hernández, Luis Alberto Corvera Rivas, Walter Eduardo Durán Martínez, Antonio Echeverría Velíz, Enma Julia Fabián Hernández, Luis Arturo Fernández Peña, Argentina García Ventura, Ricardo Bladimir González, Jorge Alberto Jiménez, Elio Valdemar Lemus Osorio, Vicenta Liliana Martínez Bernabé, Misael Mejía Mejía, Osmín

Romeo Molina Ríos, Guillermo Antonio Olivo Méndez, Inmar Rolando Reyes, Othon Sigfrido Reyes Morales, Ana Daysi Villalobos de Cruz, José Antonio Almendáriz Rivas, Elizardo González Lovo, José Rafael Machuca Zelaya, Alexander Higinio Melchor López, Rodolfo Antonio Parker Soto, Valentín Arístides Corpeño, Carlos Rolando Herrarte Rivas, Julio Milton Parada Domínguez y Sandra Marlene Salgado García.

DECRETA la siguiente:

LEY DE INCENTIVOS FISCALES PARA EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

»Nombre de la Norma: LEY DE INCENTIVOS FISCALES PARA EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

»Número de la Norma: 462

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo I. Disposiciones Generales
Artículo 1.

Artículo 1.

La presente Ley tiene por objeto promover la realización de inversiones en proyectos a partir del uso de fuentes renovables de energía, mediante el aprovechamiento de los recursos hidráulico, geotérmico, eólico y solar, así como de la biomasa, para la generación de energía eléctrica.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo I. Disposiciones GeneralesArtículo 2.

Artículo 2.

Establécese el fomento del uso de fuentes renovables de energía, con el fin de contribuir a la protección del medio ambiente, al uso de los recursos renovables existentes en el país y al suministro eléctrico de calidad.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo I. Disposiciones GeneralesArtículo 3.

Artículo 3.

Las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia de la presente Ley sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de instalación de centrales para la generación de energía eléctrica, utilizando para ello fuentes renovables de energía, establecidas en el Art. 1 de esta Ley, gozarán de los siguientes beneficios e incentivos fiscales:

a) Durante los diez primeros años gozarán de exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión en la construcción de las obras de las centrales para la generación de energía eléctrica, incluyendo la construcción de la línea de subtransmisión necesaria para transportar la energía desde la central de generación hasta las redes de transmisión y/o distribución eléctrica.

La exención del pago de los Derechos Arancelarios a que se refiere el inciso anterior se aplicará a proyectos de hasta 20 megavatios (MW) y deberá ser

solicitada al Ministerio de Hacienda 15 días antes de la importación de la maquinaria, equipos, materiales e insumos necesarios y destinados exclusivamente a desarrollar los proyectos de energías renovables, de conformidad con la documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, que en el texto de esta Ley, podrá denominarse SIGET.

b) Exención del pago del Impuesto sobre la Renta por un período de cinco (5) años en el caso de los proyectos entre 10 y 20 megavatios (MW) y de diez (10) años en el caso de los proyectos de menos de 10 megavatios MW; en ambos casos, a partir de la entrada en operación comercial del Proyecto, correspondiente al ejercicio fiscal en que obtenga ingresos.

c) Exención total del pago de todo tipo de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las "Reducciones Certificadas de Emisiones" (RCE) en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) o mercados de carbono similares, obtenidos por los proyectos calificados y beneficiados conforme a la presente Ley.

Para gozar de los beneficios a que se refiere el literal anterior, el beneficiario deberá cumplir con las siguientes condiciones:

i. Que los proyectos se encuentren debidamente registrados y certificados de conformidad con las modalidades y procedimientos del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto.

ii. Que los titulares de los proyectos calificados conforme a la presente Ley agreguen en su declaración de impuesto sobre la renta un detalle de las RCE expedidas, ingresos obtenidos producto de su venta, haciendo constar el nombre de los adquirentes.

iii. Presentar copia del contrato de compra de las reducciones certificadas de emisiones (siglas en inglés ERPA) en que conste la cantidad de dichas reducciones vendidas y el precio de su venta.

iv. Presentar constancia de parte del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales sobre la cantidad expedida de RCE.

Aquellos proyectos de más de 20 megavatios (MW) de capacidad, podrán deducirse del Impuesto sobre la Renta, por un período máximo de diez años o que haya concluido con dichos procesos, si éstos fueran en menos de dicho período, todos los gastos o costos indispensables para la investigación, exploración y preparación de proyectos generadores de energía eléctrica con base en fuentes renovables de energía, así como proyectos de reinyección total del recurso geotérmico. Para la deducción de estos gastos se requerirá previamente de la revisión y opinión técnica de la (SIGET) sobre: i) la realización de los gastos y ii) si los gastos son imputables a las actividades de investigación, exploración y preparación de proyectos. Asimismo, se requerirá de la calificación favorable de la Dirección General de Impuestos Internos. Cuya deducción no podrá exceder del 20% de los ingresos brutos generados en el año anterior y se llevará a cabo por medio de cuotas anuales que no superen el 25% de la renta obtenida en cada ejercicio, hasta su total amortización.

Para los efectos de la deducción de los correspondientes créditos fiscales contenidos en el Art. 65 de la Ley de Impuesto a la Transferencia de Bienes Muebles y a la Prestación de Servicios, respecto a proyectos de instalación de centrales para la generación de energía eléctrica, utilizando para ello fuentes renovables de energía, se podrá hacer la deducción a que se refiere dicha norma, tratándose de las labores de preinversión y las labores de inversión en la construcción de las obras necesarias e integrantes del proceso de generación de energía eléctrica, incluyendo las realizadas en inmuebles, ya sea por adherencia o destinación.

Los beneficios fiscales otorgados en este artículo se otorgarán únicamente a las actividades correspondientes a los proyectos de instalación de centrales para la generación de energía eléctrica, beneficiados por esta Ley.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la
Generación de . No. 462Capitulo II. De las Competencias
Artículo 4.

Artículo 4.

Corresponde a la SIGET, velar por el cumplimiento en la aplicación de esta Ley, por lo que podrá emitir la normativa necesaria en lo relacionado a especificaciones técnicas para caracterizar los proyectos que aprovechan las fuentes renovables de energía en la generación de energía eléctrica, de conformidad con la presente Ley.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la
Generación de . No. 462Capitulo II. De las CompetenciasArtículo 5.

Artículo 5.

La SIGET certificará los proyectos que cumplen con los requisitos establecidos en la presente Ley y su Reglamento; asimismo, emitirá opinión técnica con base a la normativa de caracterización de los proyectos sobre los bienes, insumos y servicios que gocen de los incentivos fiscales establecidos en la presente Ley; debiendo anexar la referida opinión técnica. Para los efectos de la certificación, el interesado deberá presentar a la SIGET, además de la documentación requerida por la normativa para caracterizar los proyectos, un listado de la maquinaria, equipos, materiales e insumos, así como la descripción de las actividades de

investigación, exploración y preparación de proyectos. Tanto el listado como la descripción de las actividades deberán contener su correspondiente documentación de respaldo de los costos, sujetos a las exenciones a que se refiere esta Ley.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo II. De las CompetenciasArtículo 6.

Artículo 6.

El Ministerio de Hacienda a través de las Direcciones Generales de Impuestos Internos y de Aduanas, podrán elaborar las guías de orientación relacionado con los beneficios e incentivos a que se refiere esta Ley.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo II. De las CompetenciasArtículo 7.

Artículo 7.

El Órgano Ejecutivo en el Ramo de Hacienda, a través de las Direcciones de Impuestos Internos y General de Aduanas, será el competente para calificar el goce de los beneficios e incentivos fiscales contenidos en la presente Ley, así como ejercer la vigilancia, control y fiscalización del régimen fiscal de las actividades incentivadas y la aplicación de sanciones definidas en esta Ley. La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones será competente en los términos específicamente regulados.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de. No. 462Capítulo III. De las Obligaciones de los Sujetos Beneficiados

Artículo

8.

Artículo 8.

Las personas naturales o jurídicas que gocen de los incentivos fiscales establecidos en la presente Ley, deberán cumplir con las siguientes obligaciones:

- a) Hacer uso de los incentivos fiscales otorgados, para los fines exclusivos de la actividad incentivada.
- b) Comunicar a la SIGET y a las Direcciones Generales de Impuestos Internos y de Aduanas, las modificaciones en los planes y proyectos que sobre el giro de la empresa hubieren realizado, en el plazo de diez días hábiles posteriores a la modificación e informar de la venta o traspaso de sus activos o acciones en el plazo de diez días hábiles posteriores a la venta o traspaso, para liquidar los impuestos respectivos.
- c) Permitir y facilitar la práctica de inspecciones o fiscalizaciones por parte de delegados debidamente acreditados, tanto de la SIGET como de las Direcciones Generales de Impuestos Internos y de Aduanas, proporcionando acceso a la documentación y a la información relativa a la actividad incentivada, que en el ejercicio de sus funciones les soliciten.
- d) Registrar en medios electrónicos y magnéticos, así como en cualquier otro medio exigido por la SIGET o la Dirección General de Impuestos Internos o la Dirección General de Aduanas, toda la información relativa a las operaciones que realice y cualquier otra información que se considere necesaria para el control fiscal respectivo.

Artículo 9.

Para efectos de esta Ley, las infracciones se dividen en leves, graves y muy graves, se consideran infracciones muy graves las siguientes:

- a) Aplicar las exenciones, incentivos fiscales y beneficios otorgados por la presente Ley, a actividades no correspondientes a los proyectos beneficiados por la misma.
- b) Dar uso diferente al declarado a los bienes que hayan sido importados al amparo de los incentivos otorgados por la presente Ley.
- c) No tener identificados los bienes importados al amparo de la presente Ley.
- d) Suministrar datos falsos a la SIGET, a las Direcciones Generales de Impuestos Internos y de Aduanas, en los trámites respectivos.
- e) No enviar la información que les sea requerida por la SIGET, o por las Direcciones Generales de Impuestos Internos y de Aduanas.

Se consideran infracciones graves, incumplir lo establecido en el Art. 8 literales b), c) y d) de esta Ley.

Se considera infracción leve negarse a comparecer sin causa justificada a los llamamientos que en legal forma les hicieren las instituciones mencionadas en la presente Ley.

La reincidencia en una infracción leve, será considerada como grave, y la reincidencia en una infracción grave, será considerada como muy grave.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo IV. De las Infracciones y SancionesArtículo 10.

Artículo 10.

Se sancionarán las infracciones a la presente Ley, así:

- a) Las infracciones LEVES, serán sancionadas con multa de veinte salarios mínimos mensuales de mayor cuantía.
- b) Las infracciones GRAVES, serán sancionadas con multa de treinta salarios mínimos mensuales de mayor cuantía.
- c) Las infracciones MUY GRAVES, serán sancionadas con multa de cuarenta salarios mínimos mensuales de mayor cuantía. En caso de reincidir en esta infracción, se revocará el beneficio otorgado en esta Ley.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo V. Procedimientos, Recursos y Vigencia
Artículo 11.

Artículo 11.

Para hacer uso de los beneficios otorgados por esta Ley, el interesado cumpliendo con los requisitos de la misma, deberá presentar solicitud a la SIGET, la cual

resolverá lo pertinente dentro de los diez días hábiles contados a partir de la presentación de la misma.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capítulo V. Procedimientos, Recursos y VigenciaArtículo 12.

Artículo 12.

De obtener la certificación favorable, los beneficios fiscales los solicitará el interesado a las Direcciones Generales de Impuestos Internos y de Aduanas, según sea el caso, las que con base en la certificación emitida por la SIGET, que contiene la opinión técnica sobre los bienes, insumos y servicios que gozan de los incentivos fiscales y en la verificación que los sujetos titulares de las inversiones no tienen obligaciones tributarias pendientes, calificará el goce de los beneficios e incentivos fiscales contenidos en esta Ley, mediante el Acuerdo Ejecutivo correspondiente, el cual deberá publicarse en el Diario Oficial, o emitirá resolución razonada denegando la petición, la que será notificada al interesado. Lo anterior se efectuará dentro de un plazo máximo de 10 días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente al de la presentación de la solicitud.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capítulo V. Procedimientos, Recursos y VigenciaArtículo 13.

Artículo 13.

Si fuere persona jurídica, las solicitudes a que se refieren los Artículos anteriores, deberán ser presentadas por el representante legal o apoderado facultado para ello, cumpliendo con las formalidades legales y reglamentarias establecidas.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo V. Procedimientos, Recursos y VigenciaArtículo 14.

Artículo 14.

Corresponde a la Dirección General de Aduanas, sancionar la infracción a los literales b) y c) del Artículo 9 de esta Ley, y a la SIGET a las Direcciones Generales de Impuestos Internos o de Aduanas sobre el resto de las infracciones según el caso, cuando la correspondiente infracción se haya cometido en el trámite que se sigue ante su institución.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo V. Procedimientos, Recursos y VigenciaArtículo 15.

Artículo 15.

La SIGET o las Direcciones de Impuestos Internos o de Aduanas, según corresponda, tenga conocimiento de la posible infracción a la presente Ley, ordenará iniciar el procedimiento sancionatorio mediante resolución en la que deberá indicarse la identificación del presunto infractor, las circunstancias del cometimiento de la infracción que se le atribuye, así como las disposiciones legales infringidas. En la misma se mandará oír al interesado por el término de tres días hábiles contados a partir del día siguiente a la notificación respectiva.

Al practicarse la notificación de la mencionada resolución, deberá entregarse al presunto infractor copia de la resolución inicial y de los documentos con que cuente la Administración Tributaria o a la SIGET que le hayan servido de base para la imputación de la infracción.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo V. Procedimientos, Recursos y VigenciaArtículo 16.

Artículo 16.

Transcurrido el plazo a que se refiere el Artículo anterior, se abrirá a prueba el procedimiento por ocho días hábiles. Concluido dicho término, pronunciará resolución final dentro de los ocho días hábiles siguientes.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo V. Procedimientos, Recursos y VigenciaArtículo 17.

Artículo 17.

De la resolución final podrá interponerse recurso de apelación dentro de los tres días hábiles siguientes a la notificación de aquélla, el cual deberá presentarse ante el funcionario que la emitió.

El funcionario respectivo deberá remitir el escrito mediante el que se interpone el recurso, con el original del expediente respectivo, al Tribunal de Apelaciones de los Impuestos Internos, quien será competente para conocer si la sanción fue impuesta por una de las Direcciones del Ministerio de Hacienda; o a la Junta de

Directores de la SIGET, si la sanción fue impuesta por ésta, el día hábil siguiente, quien decidirá sobre la admisibilidad de la Apelación en el plazo de tres días. Admitido que sea el recurso, y si así lo solicitare el interesado, se abrirá a prueba por el término de cinco días.

El Tribunal de Apelaciones de los Impuestos Internos o la Junta de Directores de la SIGET confirmará, modificará o revocará, según corresponda, el acto impugnado, dentro de los treinta días posteriores a la fecha de interposición del recurso.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo V. Procedimientos, Recursos y VigenciaArtículo 18.

Artículo 18.

El Presidente de la República emitirá el Reglamento de aplicación de la presente Ley, en un plazo de 90 días contados a partir de la vigencia de la misma.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de . No. 462Capitulo V. Procedimientos, Recursos y VigenciaArtículo 19.

Artículo 19.

La presente Ley entrará en vigencia ocho días después de su publicación en el Diario Oficial.

DADO EN EL SALÓN AZUL DEL PALACIO LEGISLATIVO. San Salvador, a los ocho días del mes de noviembre del año dos mil siete.

RUBÉN ORELLANA,
PRESIDENTE.

ROLANDO ALVARENGA ARGUETA,
VICEPRESIDENTE.

FRANCISCO ROBERTO LORENZANA DURÁN,
VICEPRESIDENTE.

JOSÉ RAFAEL MACHUCA ZELAYA,
VICEPRESIDENTE.

RODOLFO ANTONIO PARKER SOTO,
VICEPRESIDENTE.

ENRIQUE ALBERTO LUIS VALDÉS SOTO,
SECRETARIO.

MANUEL ORLANDO QUINTEROS AGUILAR,
SECRETARIO.

JOSÉ ANTONIO ALMENDÁRIZ RIVAS,
SECRETARIO.

NORMAN NOEL QUIJANO GONZÁLEZ,
SECRETARIO.

ZOILA BEATRIZ QUIJADA SOLÍS,

SECRETARIA.

NOTA: En cumplimiento a lo dispuesto en el Art. 97, inciso 3° del Reglamento Interior de este Órgano del Estado, se hace constar que el presente Decreto fue devuelto con observaciones por el Presidente de la República, el 27 de los presentes, resolviendo esta Asamblea Legislativa aceptar dichas observaciones en Sesión Plenaria celebrada el día 29 de noviembre del año 2007.

ZOILA BEATRIZ QUIJADA SOLÍS
SECRETARIA.

CASA PRESIDENCIAL: San Salvador, a los once días del mes de diciembre del año dos mil siete.

PUBLIQUESE,
ELIAS ANTONIO SACA GONZÁLEZ,
PRESIDENTE DE LA REPUBLICA.

WILLIAM JACOBO HÁNDAL HÁNDAL,
MINISTRO DE HACIENDA.

BLANCA IMELDA JACO DE MAGAÑA,
VICEMINISTRA DE COMERCIO E INDUSTRIA,
ENCARGADA DEL DESPACHO.

CARLOS JOSÉ GUERRERO CONTRERAS.
MINISTRO DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES.