



**CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES AVANZADOS, S.C.
POSGRADO**

"Estudio de Generación de Energía Eléctrica Para el Edificio de Docencia de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango; Un Rumbo a la Sustentabilidad"

Tesis que como Requisito para obtener el Grado de Maestro en Ciencias en Energías Renovables presentan:

**Gema Alejandra Rodríguez Dávila
Guillermo Lavín Reyes**

**Director de Tesis:
Dr. José Alberto Duarte Moller**

Chihuahua Chih., Diciembre 2012

“Si supiese que es lo que estoy haciendo, no le llamaría investigación, ¿verdad?”

Albert Einstein

“No se preocupen por sus dificultades en Matemáticas, les aseguro que las mías son mayores”

Albert Einstein

Dedicatorias:

En la vida hay ocasiones en que dudamos en el que hacer, pero lo que nunca fue duda es el ser triunfadores.

A la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango que nos dio la oportunidad de cursar esta maestría, la cual será una aporte científico y tecnológico para formar alumnos altamente competentes en el área de energías renovables en nuestra región.

A nuestras Familias, que nos apoyan y están con nosotros en cada momento en que nuestro espíritu se debilita por la gran carga de trabajo. Un reconocimiento a ellos que nos estimulan a continuar en este mundo tan fascinante que es la investigación.

A nuestros maestros del CIMAV, que son ejemplo y un orgullo para la investigación en nuestro país; Un reconocimiento al Dr. José Alberto Duarte Moller nuestro director de tesis así como al asesor el Dr. Alfredo Villalobos Jáuregui.

Por último agradecemos el apoyo concedido por parte de nuestras autoridades educativas así como la de nuestros compañeros docentes así como alumnos de la carrera de energías renovables que nos apoyaron en la presente investigación.

ÍNDICE

ÍNDICE.....	3
RESUMEN	4
SUMMARY	5
CAPITULO I. ANTECEDENTES	6
1.1 Introducción	6
1.2. Justificación	8
1.3. Objetivos	11
1.4. Datos generales.....	12
1.5. Antecedentes de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango.....	13
1.6. Descripción de la organización (UTLD).....	14
Visión.....	14
Misión	14
Modelo Educativo	15
1.7. Planteamiento del problema	17
1.8. Marco teórico.....	18
.....	58
CAPITULO II. Metodología.....	59
2.1. Definición del proyecto.....	59
2.2. Delimitación del proyecto.....	59
2.3. Características del Edificio de Docencia de la UTLD.....	60
2.4. Cálculo de Estudio de la Potencia Pico del Edificio de Docencia de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango.....	62
CAPITULO III Presentación de Resultados y discusión.....	78
3.1. Propuestas en Base a los Resultados Previamente Presentados.....	80
IV. Conclusiones	81
V. Bibliografía	84
Anexos.....	87

RESUMEN

El presente documento se refiere a propuestas de estudio para generación de energía eléctrica para ser suministrada en un futuro al edificio de docencia de una institución educativa superior, la que se denominara en lo sucesivo en este proyecto como Universidad Tecnológica de La Laguna Durango (UTLD).

La zona geográfica donde se ubica la UTLD es afectada por una energía de 6 horas solares pico lo que representa una radiación de 8 Kwh/m²/día, que es una de las más altas de la nación, lo cual es contrario a la energía del viento ya que al ser un área de baja velocidad de este no es rentable la instalación de un aerogenerador, es por estas condiciones del lugar que la opción más adecuada es el uso de la energía fotovoltaica.

A partir del cálculo de la potencia pico que el edificio de docencia demanda se efectuara el estudio de un diseño de un equipo de energía fotovoltaica que cumpla con los requerimientos y en el futuro realizar la compra e instalación de los paneles solares y su interconexión a la red eléctrica de la construcción antes mencionada. El producto que se obtendrá de esta tesis es en esencia el diseño de dicho sistema de alimentación de energía eléctrica. Para dar una certeza económica al proyecto se presentara un estudio de rentabilidad para conocer la factibilidad de la adquisición de dicha tecnología por parte de la institución educativa.

En la discusión de las propuestas se generan otras líneas de investigación que podrá serán utilizadas por compañeros docentes de nuestra misma universidad dando una continuidad a lo que hoy se ha desarrollado en el presente documento técnico. Por último y no menos significativo mencionaremos que la presente tesis constituye un inicio para el área de investigación de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango la cual en su proyección contempla la conformación del área de investigación que habrá de soportar la estructura sustentable de nuestra institución educativa.

SUMMARY

The present document refers to proposals of study for generation of electrical energy to be supplied in the future to the building of teaching in a higher educational institution, which will be called hereinafter in this project as a technological University of Laguna, Durango (UTLD).

The geographic area, where the UTLD is located, is affected by an energy of 6 hours solar peak, what represents a radiation of 8 Kwh/m²/day, which is one of the highest in the nation, which is contrary to the wind energy, therefore the installation of a wind turbine is not profitable because it is a low speed area, it is by these conditions of the place that the best option is the use of photovoltaic energy.

From the calculation of the power peak demanded by the building of teaching, the study of a design of a photovoltaic energy equipment that complies with the requirements will be developed, and in the future to purchase and install solar panels and their interconnection to the electrical net of the above-mentioned construction. The product which will be obtained by this thesis is essentially the design of such a system of electrical power supply. To give an economic certainty to the project, a profitability study for the feasibility of the acquisition of such technology will be presented by the educational institution.

In the discussion of the proposals others lines of research are generated and they may be used by colleagues at our same University, giving continuity to what today has been developed in this technical document. Last but not least significant, we will mention that this thesis constitutes a beginning for the research area of the technological University of Laguna, Durango, which contemplates the conformation of the area of research that will support the sustainable structure of our educational institution in its projection.

CAPITULO I. ANTECEDENTES

1.1 Introducción

A finales del siglo XIX y principios del siglo XX, se presento una gran transición energética; El carbón fue sustituido por el petróleo; Hoy en pleno siglo XXI, debemos de romper el paradigma de pensar en los combustibles fósiles como la única alternativa energética de México; Aun que somos ricos en petróleo y carbón lo somos más en recursos renovables; la radiación solar que incide en un solo día en nuestro país, en caso de transformarla en su totalidad en energía eléctrica, sería capaz de cubrir toda la demanda energética de todo un año; con más de 4000 kilómetros de costas tenemos un gran potencial de generación de energía eléctrica mareomotriz; dos grandes cordilleras a lo largo de la nación nos proveen de múltiples sitios con potencial de generación eólica a un no evaluados.

Por ello, la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango establece en su valor *“sensibilidad al entorno cultural y ecológico”*, el ser una institución de educación superior alineada a la sustentabilidad de nuestra región, por medio de la utilización de los recursos alternos que proveerán de energía eléctrica a las instalaciones de esta casa de estudios.

Por medio de una investigación descriptiva así como la explicación de las características tecnológicas que cada una de las áreas que constituyen a las energías renovables y aquilatando los recursos naturales y ventajas competitivas de cada una de ellas. Con esta información se efectuaran propuestas para llevar a la UTLD a un ahorro de energía por medios alternos para ser alimentado a su sistema eléctrico y de esta manera bajar costos en el rubro económico.

Con la demanda de energía eléctrica se discutirán las propuestas de energía alterna que conlleven a un ahorro económico significativo que ayude a la universidad en sus finanzas y ser una institución sustentable en la región.

El cálculo de la potencia pico en el edificio de docencia de la institución es la primera parte del estudio, esta es básica para saber los requerimientos de la instalación de la tecnología a ser seleccionada.

Por lo anteriormente escrito el aprovechamiento de las energías renovables no es el futuro de nuestro país; Es el presente que nos permitirá alcanzar el futuro y la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango (Imagen 1.1) es el futuro educativo de la comarca lagunera del estado de Durango.

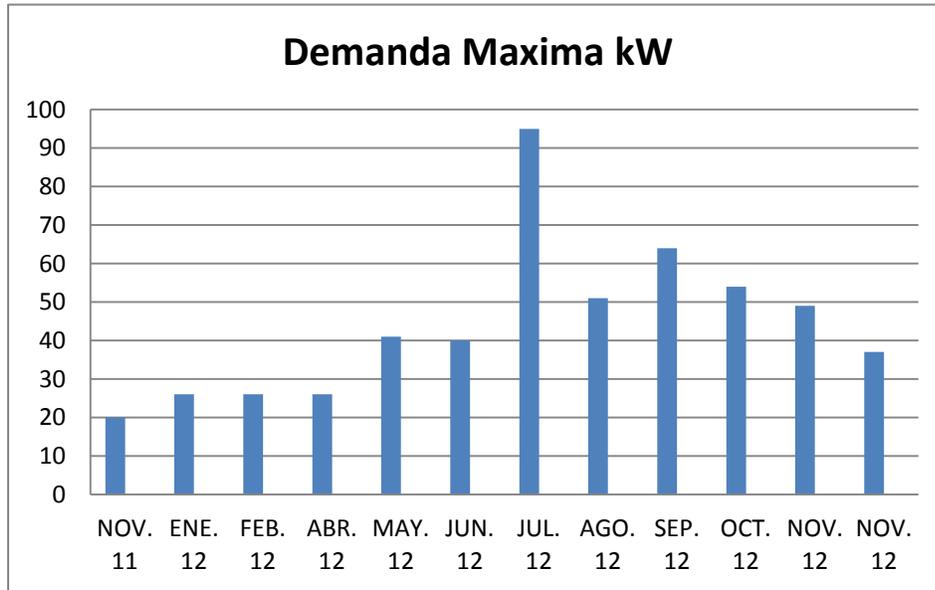


Imagen 1.1 Edificio de Docencia de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango

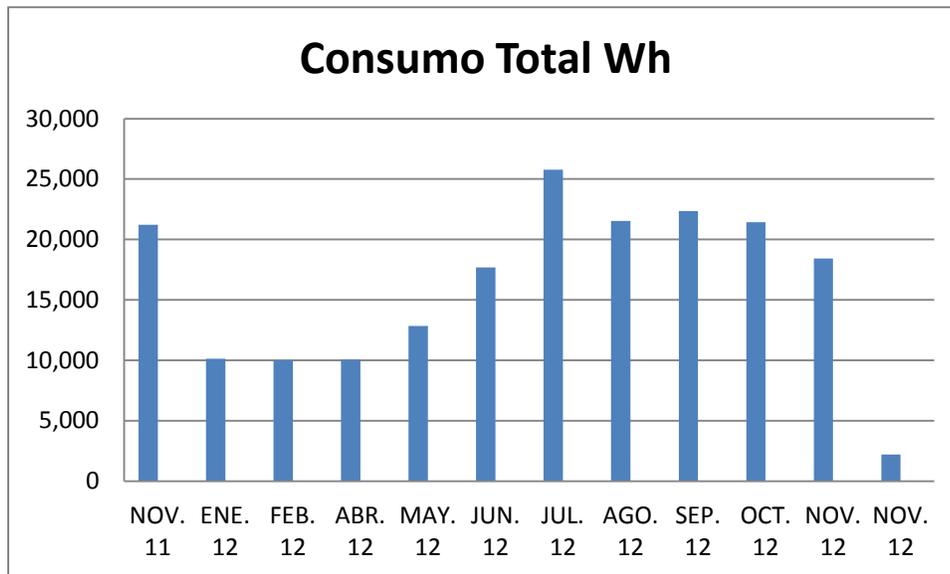
1.2. Justificación

El presente estudio de generación de energía eléctrica se justifica en la parte económica al tener un gasto mensual en promedio de 18,530.00 pesos que la UTLD aplica por este rubro.

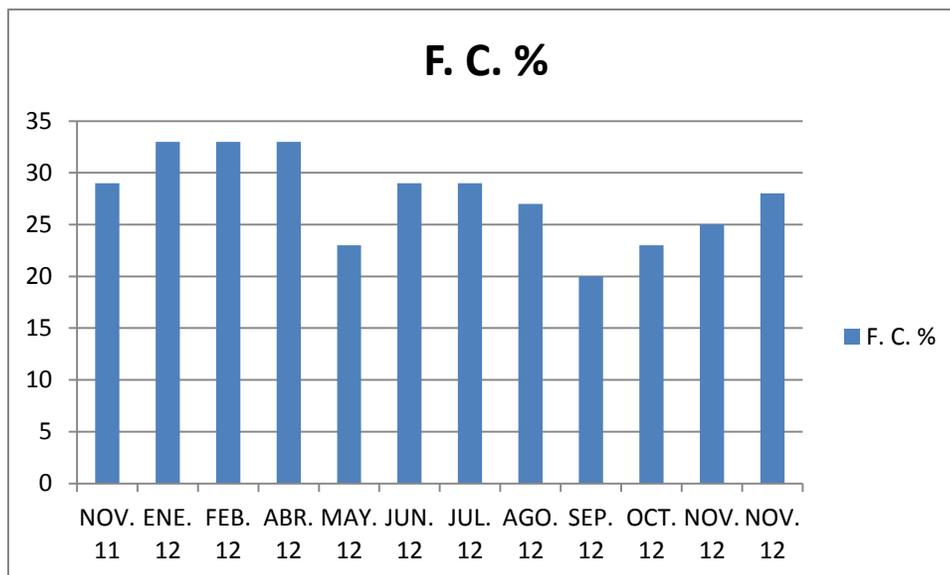
En la siguiente tabla se muestra la demanda máxima (Grafica 1.2.1), consumo total (Grafica 1.2.2) y factor de carga (Grafica 1.2.3) de la institución educativa, los datos se obtuvieron de las mediciones que realiza CFE, donde se observa que la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango consume una considerable cantidad de kW para sus instalaciones en el área de docencia.



Grafica 1.2.1. Demanda Máxima en kW



Grafica 1.2.2. Consumo total en Wh



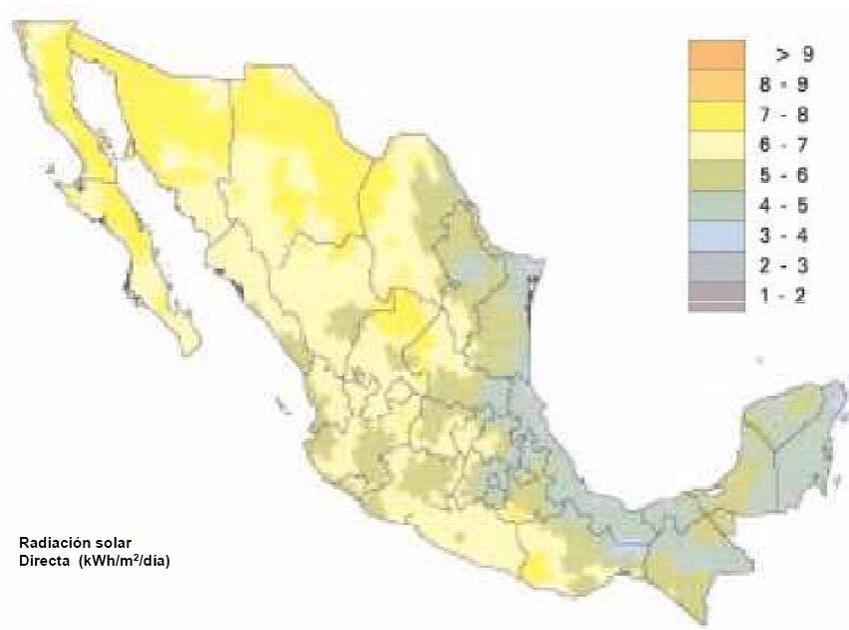
Grafica 1.2.3. Factor de Carga en porcentaje

En la parte técnica dicho estudio se delimitara a la utilización de energía fotovoltaica, el uso de paneles solares, debido a que en la zona geográfica donde se ubica la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango en los mapas de viento presenta poca velocidad de este, como se muestra en la siguiente imagen 1.2.1



Imagen 1.2.1. Mapa de Velocidad de Viento Media Anual a 80 Metros de Altura

Además en base a los mapas de radiación solar la región presenta un alto índice de dicha energía, como valor cuantitativo aproximadamente la zona cuenta con 6 horas solares pico lo que representa una radiación de 8 Kwh/m²/día como se muestra en los siguientes mapas del área (imágenes 1.2.2 y 1.2.3)



Radiación solar
Directa (Kwh/m²/día)

Imagen 1.2.2. Mapa de Radiación Solar Directa (Kwh/m²/día)



Imagen 1.2.3. Mapa de Valores Promedio Diario Anual (Horas Solares Pico)

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo Principal:

Desarrollar un estudio técnico-económico de un sistema alternativo de energía renovable para el edificio de docencia de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango logrando con ello una sustentabilidad, un desarrollo tecnológico y una formación integral para nuestros estudiantes.

1.3.2 Objetivos Particulares:

1. Formar técnicos superiores universitarios así como ingenieros en el área de las energías renovables, que se han capaces de desarrollar e implementar proyectos que coadyuven a la sustentabilidad de las empresas de la región.
2. Dimensionar en base a la carga pico del edificio de docencia de la UTLD, un sistema alternativo de energía como lo es el fotovoltaico. Para disminuir el alto costo que este fluido genera a la institución superior educativa.

3. Ser en la región una institución de educación superior líder en la sustentabilidad y ahorro de los recursos naturales no renovables utilizando energías renovables alternas.
4. Dejar líneas de investigación abiertas para futuras generaciones de docentes que cursaran la maestría en ciencias en energías renovables para concretar la aplicación de fuentes alternas de suministro energético y así contribuir al desarrollo sustentable de la institución educativa.

1.4. Datos generales

La Universidad Tecnológica de la Laguna Durango (UTLD) es una organización de sector educativo de nivel superior, la cual ofrece sus servicios en la formación de técnicos superiores universitarios (TSU) e ingenieros en sus diferentes especialidades las cuales son: Energías Renovables con especialidad en calidad y ahorro de energía, Tecnologías de la Información con especialidad en redes y telecomunicación, Procesos Industriales con especialidad en automotriz, Operaciones Comerciales Internacionales con especialidad en clasificación arancelaria y despacho aduanero; Desde Septiembre de 2012 ofrece la carrera de Minería.

Ésta tiene su dirección en carretera Torreón Coahuila - Cd. Juárez Dgo. Km # 7.5 ejido Las Cuevas, municipio de Lerdo Durango.

El proyecto tiene como nombre *"Estudio de Generación de Energía Eléctrica Para el Edificio de Docencia de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango; Un Rumbo a la Sustentabilidad"* el cual se lleva a cabo en el edificio de Docencia, con la finalidad de proponer un medio alternativo de suministro de energía eléctrica y

con ello ahorrar dinero a la institución dando un paso fundamental hacia la sustentabilidad y uso de energías limpias.



Imagen 1.4.1 Fachada del laboratorio pesado de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango

1.5. Antecedentes de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango

La Universidad Tecnológica de La Laguna Durango inició sus actividades en el mes de Enero de 2010 con un total de 84 alumnos, en tres diferentes especialidades: Energías Renovables Área Calidad y Ahorro de Energía (Plan 2009), Metálica y Autopartes en el área automotriz (Plan 2004), y Clasificación Arancelaria y Despacho Aduanero (Plan 2004).

A partir del cuatrimestre Septiembre-Diciembre de 2010, el modelo educativo de las Universidades Tecnológicas se convierte en su totalidad en un Modelo de Educación Basado en Competencias lo que origina un cambio en el nombre de las carreras del plan 2004. Renombrándolas a Procesos Industriales en el área automotriz, Energías Renovables en el área de calidad y ahorro de energía, Operaciones Comerciales Internacionales en el área de Clasificación arancelaria y Despacho Aduanero además de la implementación de las especialidad de Tecnologías de la Información y Comunicaciones en el área de Redes y Telecomunicaciones.

En el año 2011 la Universidad Tecnológica de la Laguna Durango cambia sus instalaciones a el campus oficial en el periodo del cuatrimestre Agosto-Diciembre ubicado en la carretera Torreón - Villa Juárez km #7.5 ejido las cuevas. (Imagen 1.5.1)



Imagen 1.5.1. Edificio académico de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango

1.6. Descripción de la organización (UTLD)

Visión

Ser a mediano plazo la institución educativa a nivel técnico superior más reconocida a nivel regional por la excelencia de sus programas educativos, la calidad de su cuerpo académico y su estrecha vinculación con el sector productivo que posibilita la incorporación exitosa de sus egresados al ámbito profesional.

Misión

Formar técnicos superiores universitarios de calidad que contribuyan al aprovechamiento de las oportunidades actuales y futuras de la sociedad, a través de la implementación de programas educativos de vanguardia que aseguren los conocimientos, habilidades, destrezas y valores necesarios para potenciar su formación profesional y así convertirse en agentes de cambio capaces de generar el desarrollo sustentable de la región.

Modelo Educativo

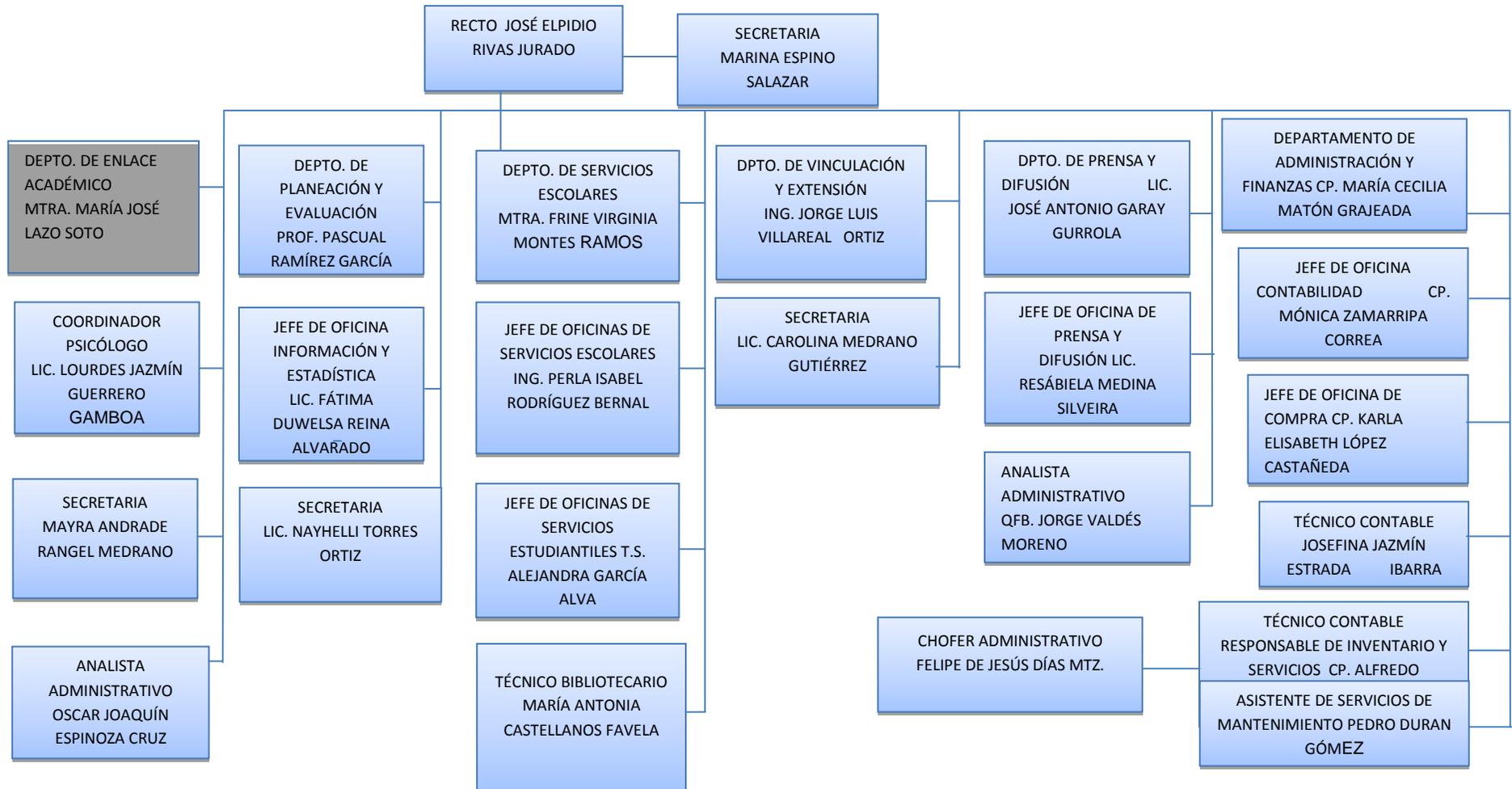
El modelo educativo de las Universidades Tecnológicas, se orienta a ofrecer a los estudiantes que hayan egresado de la Educación Media Superior, una alternativa de formación profesional que les permita incorporarse en el corto plazo al trabajo productivo; ya que los estudios de las Universidades Tecnológicas tienen la finalidad de servir a la sociedad, entre ellos, el dotar de recursos humanos al sector que lo demanda.

Los programas educativos se componen:

- 30% Asignaturas generales que definen la carrera.
- 70% Nivel flexible que se enfoca en las necesidades productivas de cada región.
- (30% teórico)(70% practico siendo este un factor de suma importancia pues es en el cual se pone en práctica lo aprendido en las clases)

ORGANIGRAMA DE LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE LA LAGUNA DURANGO

Imagen 6.1 Organigrama de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango.



1.7. Planteamiento del problema

Como se conoce, a lo largo de los últimos años los combustibles se han ido en encareciendo. Durante el presente sexenio, el precio de la gasolina Premium acumuló un aumento de 47.64 por ciento; el de la magna, 65.69 por ciento, y diesel, 108.6 por ciento (El Siglo de Torreón, 2012) . Otro ejemplo es el gas LP “en el año 2008 el cilindro de 30 kilos se vendía aproximadamente en 180 pesos. En la actualidad (2012) un cilindro de 30 kg cuesta 345 pesos” (Hidrocálido Digital, 2012). Por lo que aumentó en este rubro fue de un 91%.

Al consumir este tipo de combustibles fósiles, la energía que de estos se obtienen llegara a ser agotada, por esto se tendrán que buscar nuevas formas de suministro de energía para mejorar la calidad de vida de las personas y los costos asociados a ella, pero siempre y cuando respetemos nuestro medio ambiente.

La Universidad Tecnológica de La Laguna Durango es una universidad relativamente joven, la cual cuenta con tres años de creación. En agosto de 2011 se inauguró sus instalaciones en el ejido Las Cuevas perteneciente al municipio de Lerdo, Durango. Las instalaciones constan de un edificio de docencia y un laboratorio pesado. El lema que la comunidad de la universidad ha adoptado como filosofía es lograr ser “*Una Universidad Sustentable*”. Para llegar a esto, es necesario desarrollar estrategias que nos permitan lograr un avance tecnológico que nos impulsen a una productividad y competitividad como institución en la región geográfica.

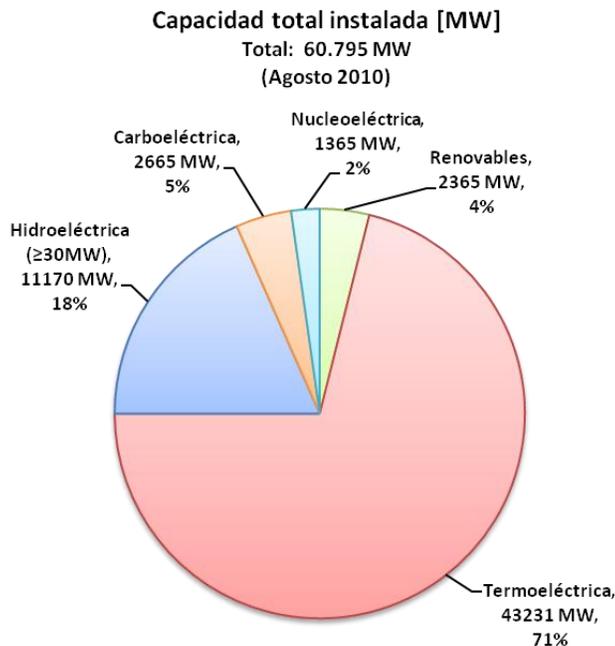
Para poder aplicar proyectos de sustentabilidad es necesario en primera instancia, determinar la demanda energética de la institución, es decir conocer nuestro estado actual y así poder diseñar propuestas que nos permiten eficientar nuestros requerimientos propios.

El proyecto se realiza dentro de la naciente área de investigación y desarrollo de proyectos de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango.

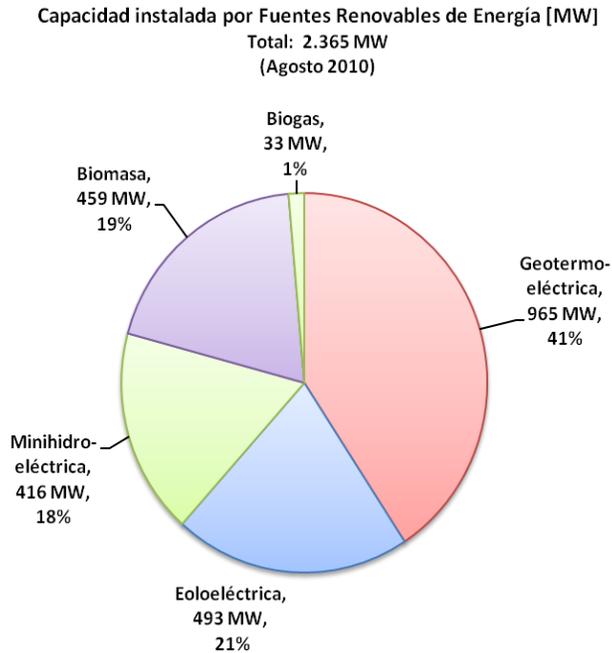
1.8. Marco teórico.

Estado Actual

Hasta Agosto de 2010 la capacidad total instalada para la generación de energía eléctrica en México es de 60.795 MW. La mayor parte es aportada por plantas termoeléctricas con un total de 43,231 MW ó 71% del total. Según la definición de fuentes de energías renovables del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovable, lo cual no contempla plantas hidroeléctricas con una capacidad mayor a 30 MW, se cuenta con una capacidad instalada a partir de dichas fuentes de 2,365 MW ó 4%. Con base en las metas del programa antes mencionado, aún será necesaria una capacidad adicional de fuentes renovables de 3.6% del total hasta 2012. (SENER, 2012)



Grafica 1.8.1. Generación de Energía Eléctrica en México (MW)



Grafica 1.8.2. Capacidad Instalada por Fuente Renovable de Energía (MW)

En el Mundo existe una capacidad instalada fotovoltaica de 21 GW en conexión con la red eléctrica y entre 3 y 4 GW fuera de red. Además es la tecnología de generación eléctrica, que más rápido crece en el mundo. La capacidad de concentración solar, por su lado, alcanza los 662 MW de capacidad (ren21, 2010)

En 2009 se instaló en México una capacidad de 5.712 MW de sistemas fotovoltaicos. Eso se divide en 4.954 MW por sistemas en conexión con la red y 0.758 MW en zonas aisladas del país donde no hay conexión con la red. En total se acumuló hasta 2009 una capacidad instalada de 25.12 MW. Los sistemas cuentan con horas promedio de insolación de 5.2 h/día y un factor de planta de 25 %.

La Energía y sus formas:

Cada vez que sobre un sistema determinado se realiza un trabajo acompañado de una modificación, sea de su posición, de su movimiento propio, o incluso de su condición molecular, esta realización procura a dicho sistema la capacidad de hacer el trabajo, o sea, le suministra energía.

Entre las energías básicas, potenciales, se distinguen principalmente:

- La energía mecánica.
- La energía térmica o calorífica.
- La energía eléctrica.
- La energía nuclear o atómica.
- La energía química.

Las fuentes irrenovables de energía como carbón, petróleo y gas llegaron al Triángulo de las Bermudas desde el punto de vista, disminución de reservas, alta demanda y destrucción del medio ambiente.

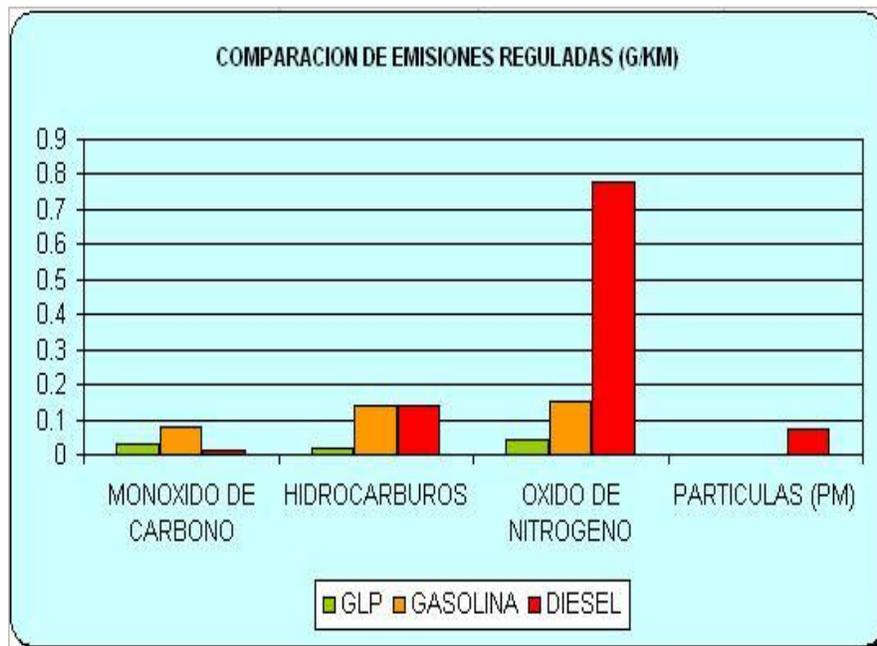
Las fuentes de energía renovables son aquellas que proceden del flujo de energía que recibe continuamente la Tierra, y que tiene su origen en el Sol, aunque en ciertos casos existe una cierta contribución de los campos gravitatorios terrestre y lunar. (SWISSCONTACT, 1997)

Fuente de Energía Renovable: Es la que utiliza como energético primario la energía eólica o la solar o la energía potencial del agua cuando el volumen autorizado por la Comisión Nacional del Agua o el volumen de almacenamiento de la planta hidroeléctrica, no sea mayor al que se pudiera utilizar en la operación de la planta durante las horas del pico regional correspondiente a la ubicación de la misma, a su gasto máximo de diseño.

Esta limitante no se aplicará en aquellas centrales hidroeléctricas en las que el Permisionario no tenga control sobre las extracciones de agua de la presa. (Diario oficial de la federación., 2007)

Comparación De Los Tres Tipos De Combustibles

En la siguiente grafica 8.3 se muestran los g/Km (gramos por kilómetro) de contaminantes, causados por los combustibles fósiles como lo es el gas LP, la gasolina y el diesel provocando agentes contaminantes tales como el óxido de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO) e hidrocarburos (HC), y partículas de materia (PM10). (Lab-Volt, 2011)



Grafica 1.8.3. Emisiones reguladas de los combustibles. (GASDOM, 2012)

Concepto de Energía Solar e Irradiancia:

Energía solar: Es la energía que se produce en el Sol debido a la continua reacción termonuclear que en su interior se lleva a cabo a temperaturas de varios millones de grados. La reacción básica en el interior del Sol es la fusión nuclear en la cual cuatro protones (de Hidrógeno) se combinan para formar un átomo de Helio; como consecuencia de ello, la masa “perdida” se convierte en energía en forma de radiación (energía electromagnética), de acuerdo a la bien conocida ley de Einstein.

Este proceso tienen lugar en el núcleo de la esfera solar para luego ser transferida a la superficie a través de una sucesión de procesos radiacionales y convectivos, incluidos los fenómenos de emisión, absorción y “re-radiación”; de tal manera que la energía solar que nos llega a la Tierra es radiada por el Sol, desde la parte más externa de la esfera solar llamada la fotosfera, a una razón de 66 MW/m².

Esta energía puede ser aprovechada por el ser humano por medios de dos formas de tecnologías de conversión: fotovoltaicas y foto térmicas.

Sistemas Fotovoltaicos: funcionan por medio del Efecto Fotoeléctrico (también conocido como efecto fotovoltaico) a través del cual la luz solar se convierte en electricidad sin usar ningún proceso intermedio. Los dispositivos donde se lleva a cabo la transformación de luz solar en electricidad se llaman Generadores Fotovoltaicos y a la unidad mínima en la que se realiza dicho efecto Celdas Solares, que al conectarse en serie y/o paralelo se forman los paneles fotovoltaicos.

Sistemas Foto térmicos: funcionan por medio de la conversión de la luz solar en calor sobre superficies que transfieren dicha energía a fluidos de trabajo para producción de calor de proceso. Esto se puede conseguir por medio de dispositivos planos con superficies selectivas o por medio de dispositivos de concentración de radiación con superficies especulares y selectivas. (Muhlia)

Irradiancia (G): Es el valor instantáneo de la potencia luminosa recibida en un captador de 1 m² de área. Sus unidades son el Watt / m².

Existen dos tecnologías para la generación de electricidad a partir de radiación solar: la fotovoltaica y la de concentración solar. Las celdas fotovoltaicas transforman directamente la radiación solar en electricidad, por medio de un fenómeno físico denominado efecto fotovoltaico. Las celdas fotovoltaicas se pueden utilizar en conexión con la red eléctrica, o bien en sitios aislados, por medio de sistemas que incluyen baterías. (SENER, 2004)

Radiación Solar y Tipos De Radiación

Radiación solar: Es la energía emitida por el sol. La radiación solar que se recibe fuera de la atmosfera terrestre se considera constante con un valor para la irradiancia de:

$$G_0 = 1,367 \frac{W}{m^2}.$$

Valor normalizado para cálculos: $G = 1,000 \frac{W}{m^2}$

Radiación directa: Es la radiación solar que llega a la superficie de la tierra en forma de rayos provenientes del Sol sin haber sufrido difusión, ni reflexión alguna.

Radiación difusa:

Esta radiación se genera cuando los rayos del sol son interrumpidos por partículas como consecuencia de las absorciones, otros tipos de factores que generan este tipo de radiación son las nubes, árboles, montañas, etc. La radiación solar difusa se puede apreciar aproximadamente entre las 6 am y 6 pm.

Radiación reflejada:

Este tipo de radiación es la que rebota en los objetos o en la misma tierra, la radiación solar depende del coeficiente de reflexión como el tipo de color. Esto también lo podemos observar en un lago o en una pared de color blanco.

Radiación Global o Total

La radiación global es la suma de las otras tres, por ejemplo en un día nublado no hay radiación directa sino difusa, en un día despejado la radiación directa es más eficiente que la radiación difusa. Los colectores solares aprovechan los distintos tipos de radiación como por ejemplo: como es el caso de nuestro colector placa plana captan la radiación solar directa y la difusa, para en días nublados aprovechar la radiación difusa y de esa manera mantener el agua tibia. Los colectores de concentración aprovechan la radiación directa y la reflejada. (Esquivel Ceballos).

$$\mathbf{Radiación\ Global = Directa + Difusa.}$$

Factores de la irradiancia en la superficie terrestre:

- Nubes
- Partículas suspendidas
- Contaminación
- Rotación diaria
- Traslación
- Latitud y longitud.

Energía Solar disponible y horas pico.

La Energía Solar Disponible es el área sombreada, delimitada por la Curva de Frecuencia Acumulada (CFA), el eje vertical (Y) y la línea horizontal que representa el nivel crítico de irradiancia como límite mínimo (I_c) y la irradiancia máxima como límite superior (I_{max}).

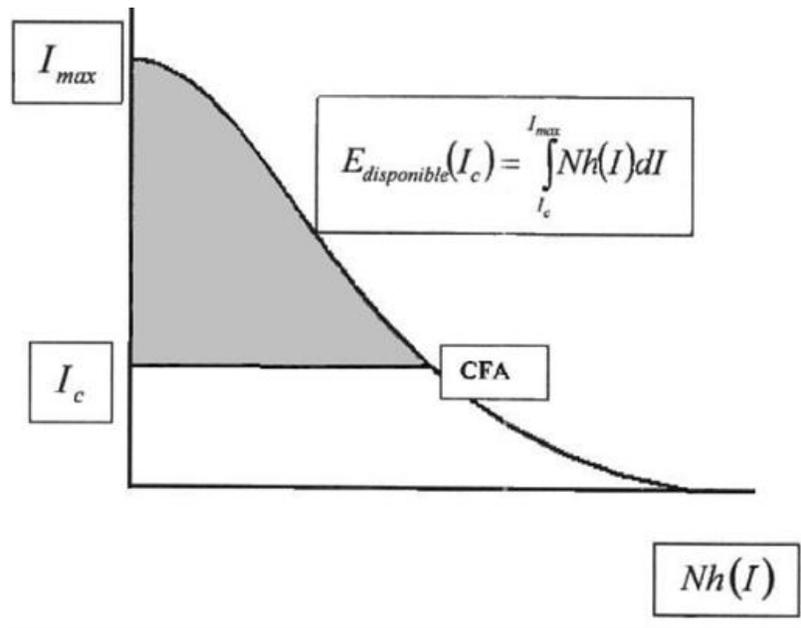


Imagen 1.8.1. Energía disponible delimitada por la curva de frecuencia acumulada.

Hora-Pico.

A el total de energía recibida diariamente, por unidad de área, en un sitio particular, se le ha denominado Recurso Solar, este valor representa la irradiación diaria que se obtiene a partir de un promedio diario, semanal, mensual, ó anual. Las unidades usadas comúnmente para este concepto en el Sistema Internacional (SI), son los Joules sobre metro cuadrado [J/m^2]. También es frecuente encontrarlas en otros sistemas de unidades.

Unidad	Equivalencia (SI)
MJ/m ²	1 x 10 ⁶ J/m ²
kWh/m ²	3.6 x 10 ⁶ J/m ²
Btu/ft ²	11.356 x 10 ³ J/m ²
Langley = 1 cal/cm ²	2.4 x 10 ⁻⁵ J/m ²

Tabla 1.8.1. Unidades frecuentemente utilizadas para la determinación del recurso solar. (Universidad Nacional Autónoma de México)

Para la aplicación del Recurso Solar en los Sistemas Fotovoltaicos, los ingenieros han tomado por convención otra unidad para especificar el recurso solar. En un día claro a nivel del mar, un captador horizontal puede recibir una irradiancia directa aproximada de 1000 W/m² al medio día solar. Por lo anterior, se le ha llamado irradiancia-pico, al valor de 1000 W/m². En consecuencia, ala cantidad de irradiación recibida en un captador durante un tiempo de una hora, se ha convenido llamarla hora-pico. Así, la transformación de unidades puede escribirse de manera simple como:

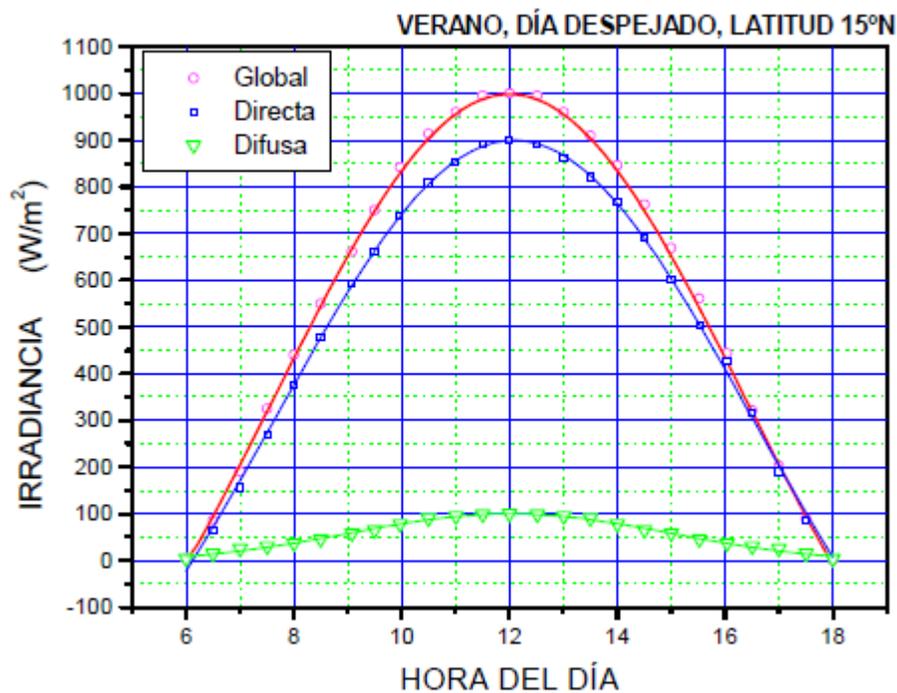
$$1 \text{ hora-pico} = 1000 \text{ Wh/m}^2 = 3.6 \times 10^6 \text{ J/m}^2$$

Para expresar al recurso solar en unidades de horas-pico, debe recordarse que el área bajo la curva de irradiancia contra tiempo representa la irradiación del día. Si se considera que esta áreas igual al área de un rectángulo cuya altura corresponde a una irradiancia-pico de 1000 W/m², entonces la base de este rectángulo es el número de horas en que supuestamente el Sol debería haber brillado con esta intensidad para obtener la misma la irradiación del día. Las horas-pico de un sitio determinado, se obtiene al dividir el valor de la irradiación

diaria en Wh/m², entre 1000 W/m². El resultado será el número de horas-pico en que el captador estuvo aparentemente recibiendo el valor pico de la irradiancia.

$$\text{Horas pico } (R_s) = \frac{\text{Irradiación diaria del lugar}}{1000 \text{ W/m}^2}$$

El recurso solar resulta cuando la irradiancia diaria de un lugar específico es dividido entre la irradiancia pico (1000 W/m²). (Universidad Nacional Autónoma de México)



Gráfica 1.8.4. Irradiancia recibida en un captador horizontal. (Sánchez, 2012)

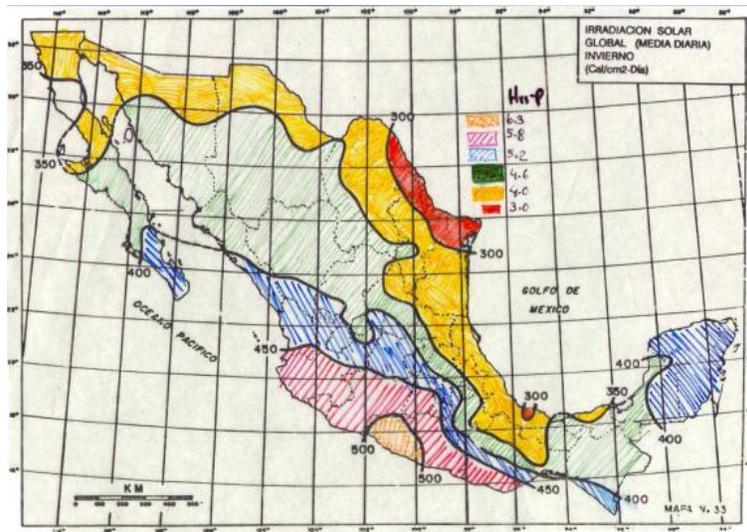


Imagen 1.8.2. Mapa del recurso solar (1990). (Sánchez, 2012)

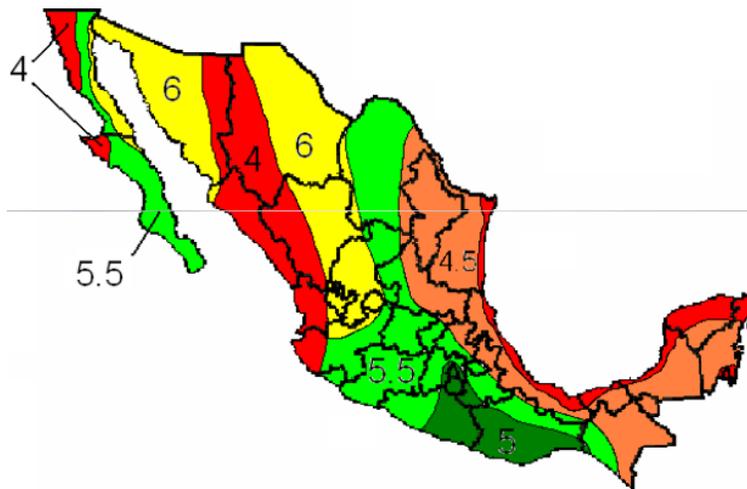


Imagen 1.8.3. Valores promedio diario anual Captador Horizontal Horas solares pico. (Sánchez, 2012)

Obtención de datos locales de radiación, cantidad y promedios, mensuales y anuales.

Latitud y Longitud De La Ciudad Lerdo, Durango.

Ciudad Lerdo, Dgo.	
Latitud:	25° 32' 10"
Longitud:	103° 31' 28"
Altitud:	1 140 m
Población total:	54 570 *
Total de viviendas:	11 932 *
<small>* INEGI. Censo de Población y Vivienda, 1995.</small>	

Tabla 1.8.2. Localización de la Ciudad Lerdo, Durango.
(INEGI. Censo de Población y Vivienda, 1995)

En la siguiente tabla se muestran los factores de radiación solar que se registran en la región de la comarca lagunera, mensual y anualmente

La opción de usar paneles fotovoltaicos se da por el gran recurso de irradiancia con que se cuenta en la región, lo cual lo hace la opción más viable para nuestra región.

Cabe mencionar que el cliente se caracteriza por siempre buscar los medios menos ofensivos para el medio ambiente y siempre ha estado abierto a este tipo de propuestas en las que se aprovechen las fuentes renovables para generar la energía necesaria, aunque también consciente de que aun sería incosteable tener una generación del 100% de su consumo.

A continuación se muestran algunas graficas que muestran los valores que se tienen en la región en cuanto al aprovechamiento del sol para generar energía eléctrica en la región de La Comarca Lagunera.

Promedios Mensuales De Radiación En Una Superficie Horizontal (Kw-H /M²/Día).

Latitud: 25.53°

Longitud: 103.52°

Latitud	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
25.53												
Longitud 103.52												
Cándida (KW-h / m ² / día)	4.09	4.98	6.18	6.61	6.88	6.82	6.42	3.84	5.37	5.15	4.50	6.07

Tabla 1.8.3. Promedios de radiaciones mensuales y anuales. (NASA, 2010)

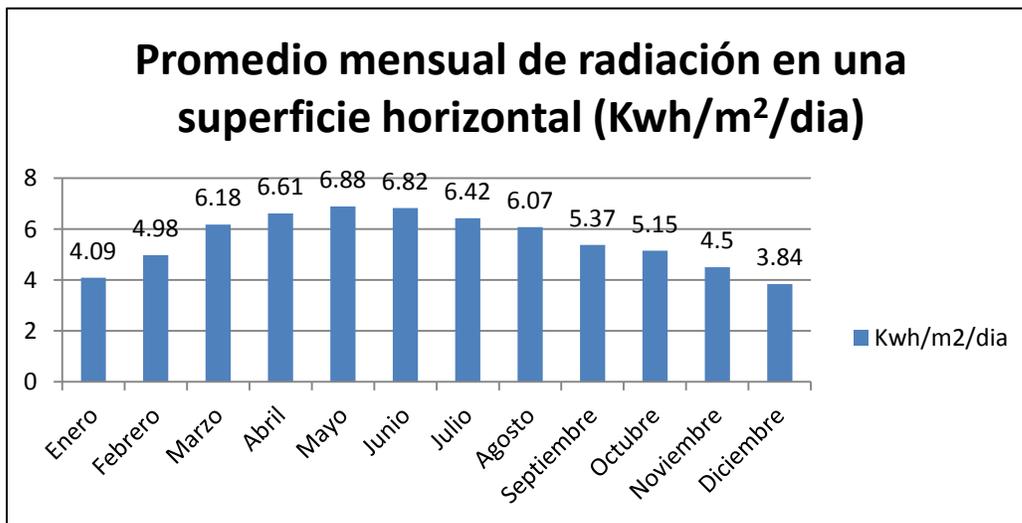
La región es de tipo estepario y la temperatura promedio fluctúa entre los 24.3°C, pero puede alcanzar hasta 44.4 °C (2011) en verano y -8 °C (2011) en febrero. ((MMTC), estación meteorológica: 763820, 2011) ((MMTC), estación meteorológica: 763820, 2011)

Total De Ocurrencias Climatológicas En 2011:

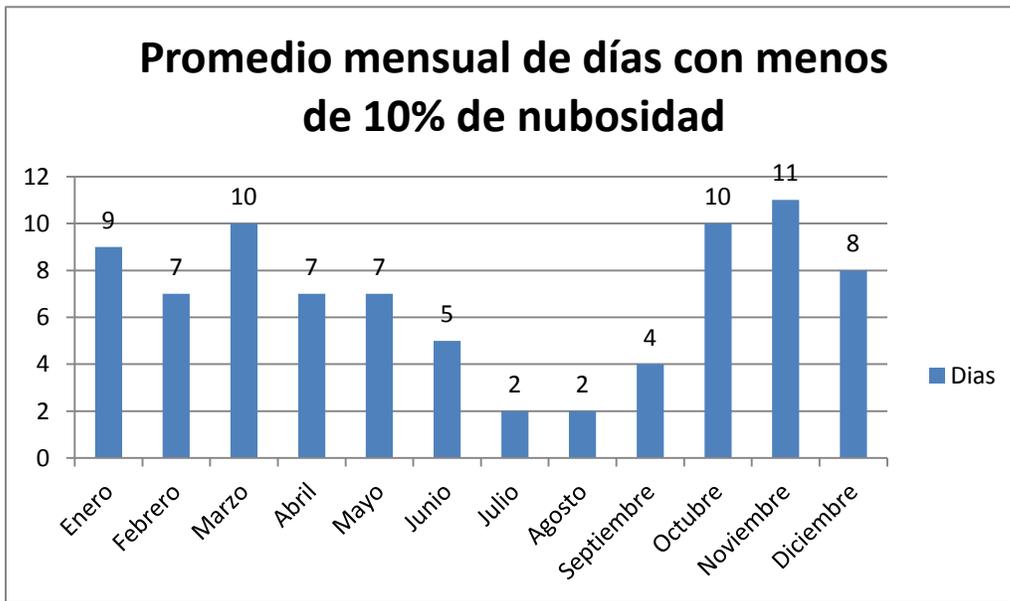
En la tabla 1.8.4 se muestra la cantidad de días en los que se produjeron fenómenos meteorológicos. Durante el año 2011:

FENÓMENO METEOROLÓGICO	#EVENTOS OCURRIDOS
Días con lluvia.	22
Días con nieve.	0
Días con tormenta.	7
Días con niebla.	0
Días con tornados o nube embudo.	0
Días con granizo.	0

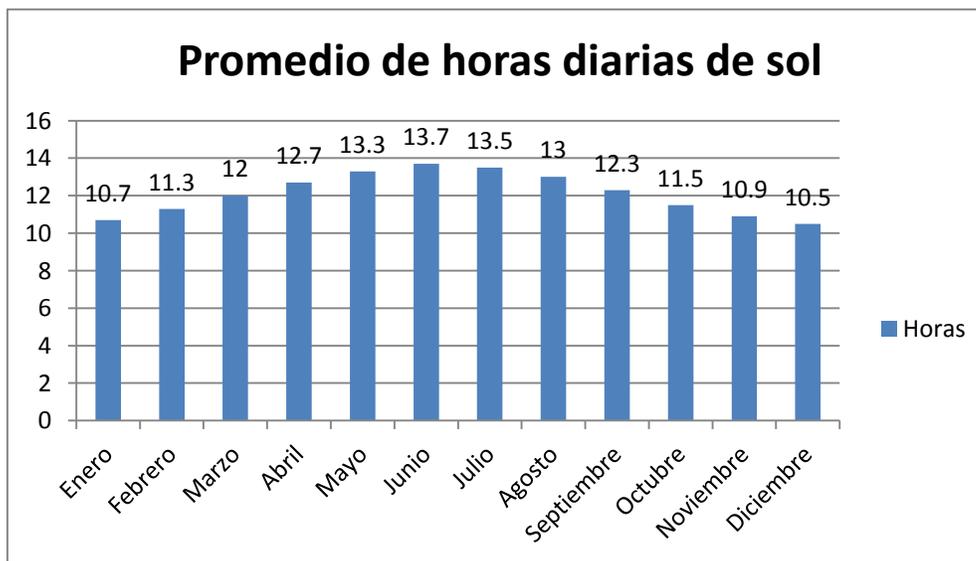
Tabla 1.8.4. Fenómenos meteorológicos vs # eventos ocurridos durante el año 2011. ((MMTC), estación meteorológica: 763820, 2011)



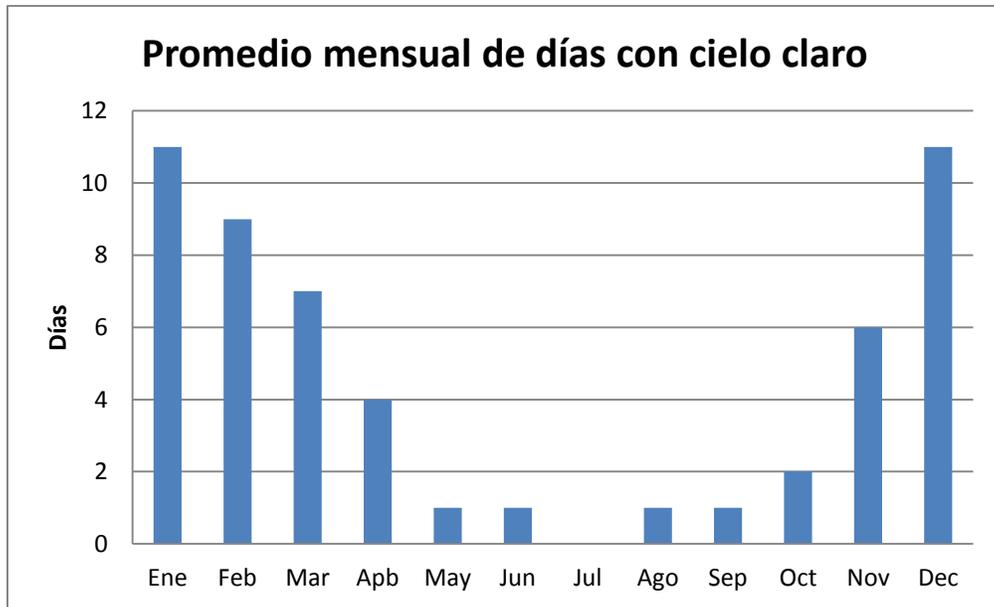
Grafica 1.8.5. Promedios mensual de radiación en una superficie horizontal (NASA, 2010)



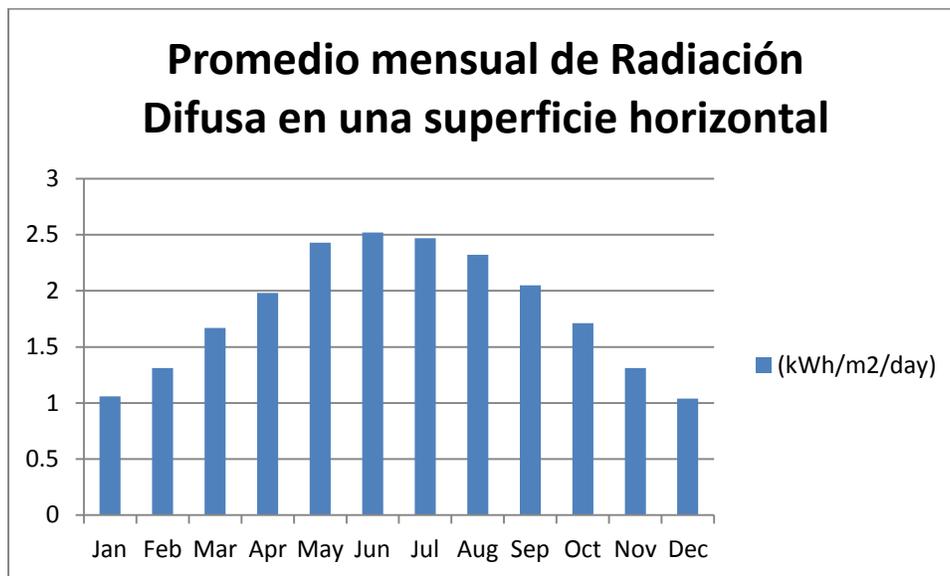
Grafica 1.8.6. Promedios mensual de días con menos 10% de nubosidad (NASA, 2010)



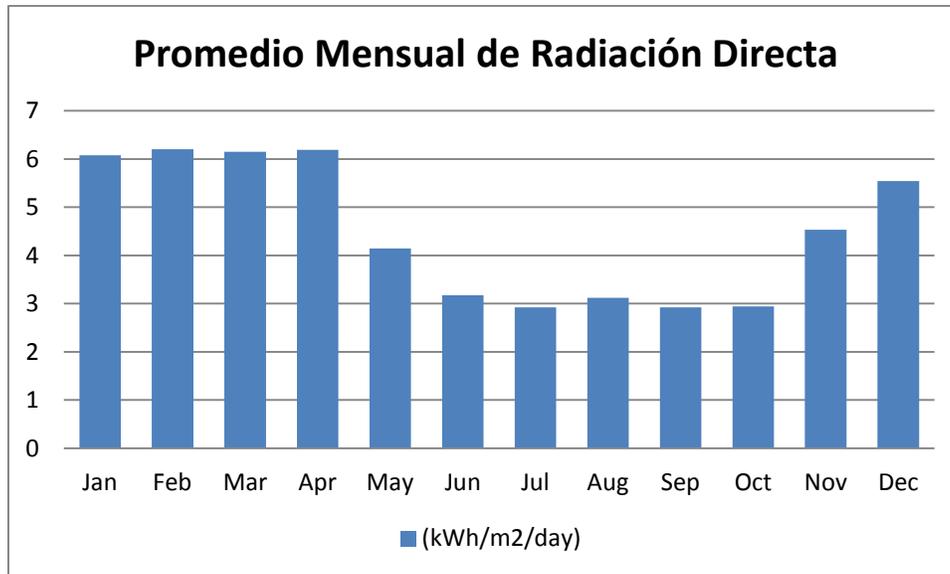
Grafica 1.8.7. Promedios de horas diarias de sol. (NASA, 2010)



Grafica 1.8.9. Promedios mensual de días con cielo claro. (NASA, 2010)



Grafica 1.8.10. Promedios mensual de radiación difusa en una superficie horizontal. (NASA, 2010)



Grafica 1.8.11. Promedios mensual de radiación Directa. (NASA, 2010)

Orientación De Los Colectores

El colector deberá de estar instalado en un lugar despejado donde los rayos del sol no sean interrumpidos de tal forma que la superficie del colector sea perpendicular con los rayos del sol en México la orientación es hacia el lado sur con un ángulo de 35 (Lab-Volt, 2011)^o.

La Máxima captación se da cuando los rayos dan de forma perpendicular al captador. Se puede tener captadores fijos y móviles.

Captador fijo: implica criterio de selección para ángulo de inclinación que garantice máxima generación.

Regla de la mano: Captación anual máxima, igual a la latitud del lugar.

En el hemisferio norte, el sol se declina hacia el sur, durante todo el año; Implicando captadores inclinados, respecto a la horizontal, orientados ó “viendo” hacia el sur. Por lo tanto se recomienda:

- ❖ La cara del captador debe estar viendo hacia el sur (no magnético)
- ❖ La declinación magnética es la desviación del norte verdadero y el norte magnético (detectado por una brújula).
- ❖ La declinación se expresa en grados este u oeste desde el sur magnético.

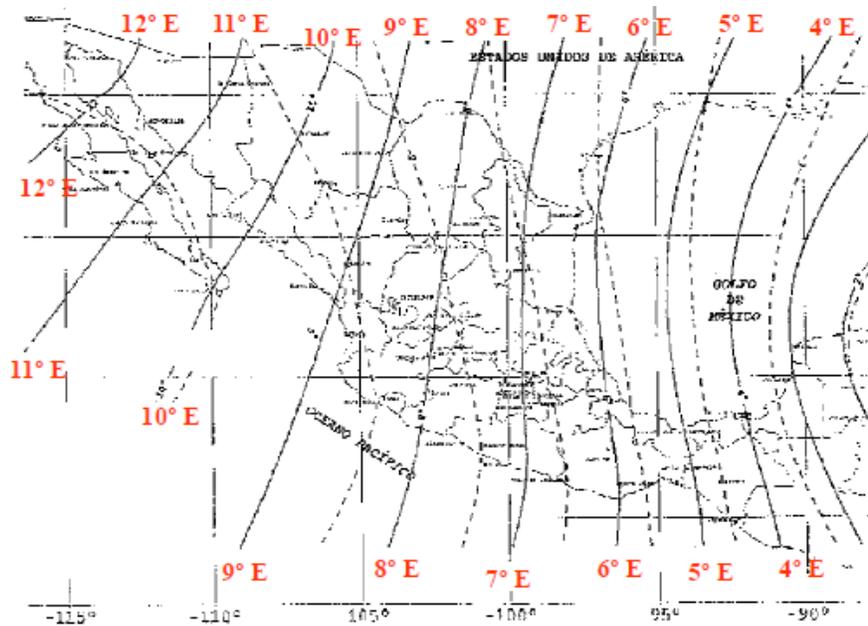


Imagen 1.8.4. Mapa isogónico. Declinación magnética. Variación del campo magnético terrestre.

(Sánchez, 2012)

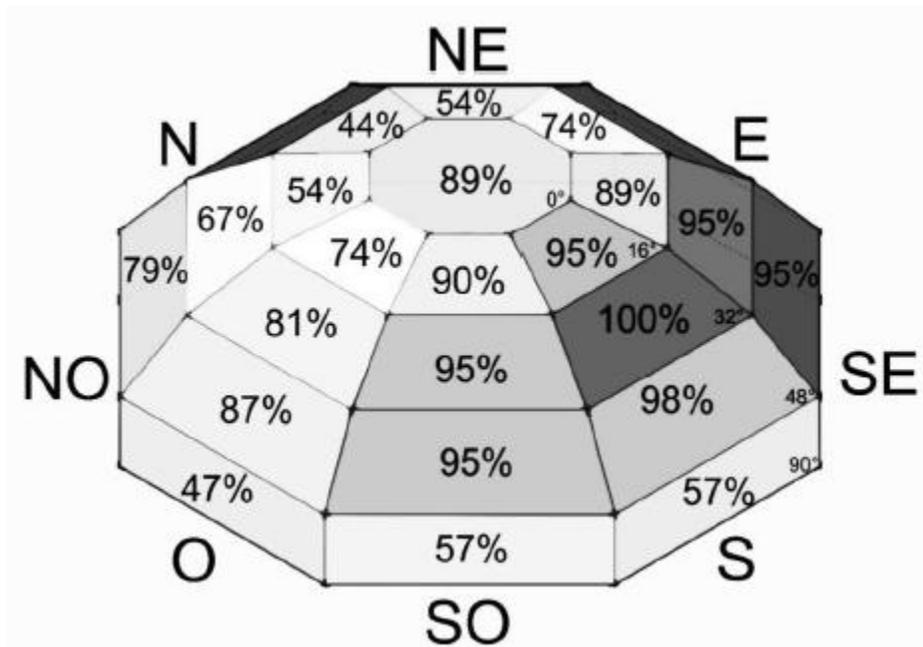


Imagen 1.8.5. Porcentaje de producción de energía por orientación e inclinación para un SFV instalado a una latitud de 32°. (Sánchez, 2012)

Seguridad para la Instalación de Energía Solar.

Si un módulo tiene más de 50 celdas en serie o se Unidad de Centro de Investigación tiene más de dos módulos en serie de 36 celdas, se debe considerar que existe el riesgo de choque eléctrico.

Corriente 60 Hz	Fenómeno fisiológico	Sensación o incidencia letal
< 1 mA	Ninguno	Imperceptible
1 mA	Umbral de percepción	Sensación leve
1 a 3 mA		Sensación dolorosa
10 mA	Umbral de parálisis los brazos	No es posible dejar de agarrar con la mano, si no se está agarrando, la persona puede jalar el brazo hacia ella
30 mA	Parálisis respiratoria	Se de ja de respirar, frecuentemente es fatal
75 mA	0.5% de umbral de fibrilación	El corazón pierde operación coordinada
250 mA	Umbral de fibrilación 99.5%	
4 A	Umbral de parálisis del corazón (no fibrilación)	El corazón se detiene mientras pasa la corriente. Durante contactos de corta duración, el corazón puede volver a funcionar al interrumpir la corriente. Por lo general no es fatal para la operación del corazón
≥ 5 A	Se quema la piel y los órganos	No es fatal a menos que se quemem órganos vitales.

Tabla 1.8.12. Riesgos de choque eléctrico. (Sánchez, 2012)

Desventajas de las energías renovables en la región.

Desventajas de una Planta Generadora (diesel)

Un generador eléctrico es el conjunto formado por un alternador (la cual también se considera como un generador) con el fin de generar electricidad. Los generadores eléctricos se usan con más frecuencia en zonas donde no hay conexiones con la red, o cuando el distribuidor de energía eléctrica de repuesto tiene fallos. Un generador eléctrico reducido y portátil varían entre 1 kVA a 10 kVA aproximadamente, al mismo tiempo que un generador eléctrico industrial de grandes dimensiones varia a partir de 8 kVA a 30 kVA para viviendas, oficinas, pequeñas tiendas. Hasta 2.000 kVA que se utiliza para las fábricas, centrales eléctricas y oficinas.

Este tipo de generadores son frecuentemente utilizados para ofrecer una copia de seguridad a los redes de servicios públicos y casos de emergencia.

Los motores diesel pueden recibir daños en diversas situaciones que a menudo existen cuando se usan en la producción de una agrupación, dichos de otra manera, el vidrio interior y la aglomeración de carbono por culpa de períodos prolongados de funcionamiento a velocidades reducidas además de carga disminuida. Este es el típico inconveniente de los generadores eléctricos.

Además de las desventajas que ya conocemos como el alto costo de los combustibles y que tiene que tomarse en cuenta que este gasto va a ser constante, también se debe prever los gastos de mantenimiento que se irán incrementando conforme vaya aumentando la vida en uso del generador. También se encuentra el ruido que se genera, y las emisiones de gases nocivos y contaminantes.

Desventajas de la instalación de Aerogeneradores

El aire al ser un fluido de pequeño peso específico, implica fabricar máquinas grandes y en consecuencia caras. Su altura puede igualar a la de un edificio de diez o más plantas, en tanto que la envergadura total de sus aspas alcanza la veintena de metros, lo cual encarece su producción.

Desde el punto de vista estético, la energía eólica produce un impacto visual inevitable, ya que por sus características precisa unos emplazamientos que normalmente resultan ser los que más evidencian la presencia de las máquinas (cerros, colinas, litoral). En este sentido, la implantación de la energía eólica a gran escala, puede producir una alteración clara sobre el paisaje, que deberá ser evaluada en función de la situación previa existente en cada localización.

Un impacto negativo también es el ruido producido por el giro del rotor, pero su efecto no es más acusado que el generado por una instalación de tipo industrial

de similar entidad, y siempre que estemos muy próximos a los molinos, ya que generalmente los parques eólicos están planeados en ubicaciones que no tengan habitantes a cierto número de kilómetros a la redonda, precisamente para evitar este tipo de molestias en las personas.

También ha de tenerse especial cuidado a la hora de seleccionar un parque si en las inmediaciones habitan aves, por el riesgo de mortandad al impactar con las palas, aunque existen soluciones al respecto como pintar en colores llamativos las palas, situar los molinos adecuadamente dejando "pasillos" a las aves, e, incluso en casos extremos hacer un seguimiento de las aves por radar llegando a parar las turbinas para evitar las colisiones.

Cabe mencionar que su costo de instalación, operación y mantenimiento es elevado en comparación de otro tipo de fuentes alternativas de energía, y que además el recurso eólico no es de lo más fuerte en nuestra región.

Celdas solares

Es la conversión directa de luz en electricidad a nivel atómico. Algunos materiales presentan una propiedad conocida como efecto fotoeléctrico que hace que absorban fotones de luz y emitan electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

Fenómeno de generación de electricidad en un dispositivo opto electrónico debido a la absorción de la luz solar o radiación solar. (Sánchez, 2012)

El primero en notar el efecto fotoeléctrico fue el físico francés Edmundo Becquerel, en 1839. Él encontró que ciertos materiales producían pequeñas cantidades de corriente eléctrica cuando eran expuestos a la luz. En 1905, Albert Einstein describió la naturaleza de la luz y el efecto fotoeléctrico, en el cual está basada la tecnología fotovoltaica. Por este trabajo, se le otorgó más tarde el

premio Nobel de física. El primer módulo fotovoltaico fue construido en los Laboratorios Bell en 1954. Fue descrito como una batería solar y era más que nada una curiosidad, ya que resultaba demasiado costoso como para justificar su utilización a gran escala. En la década de los 60's, la industria espacial comenzó por primera vez a hacer uso de esta tecnología para proveer la energía eléctrica a bordo de las naves espaciales. A través de los programas espaciales, la tecnología avanzó, alcanzó un alto grado de confiabilidad y se redujo su costo. Durante la crisis de energía en la década de los 70's, la tecnología fotovoltaica empezó a ganar reconocimiento como una fuente de energía para aplicaciones no relacionadas con el espacio.

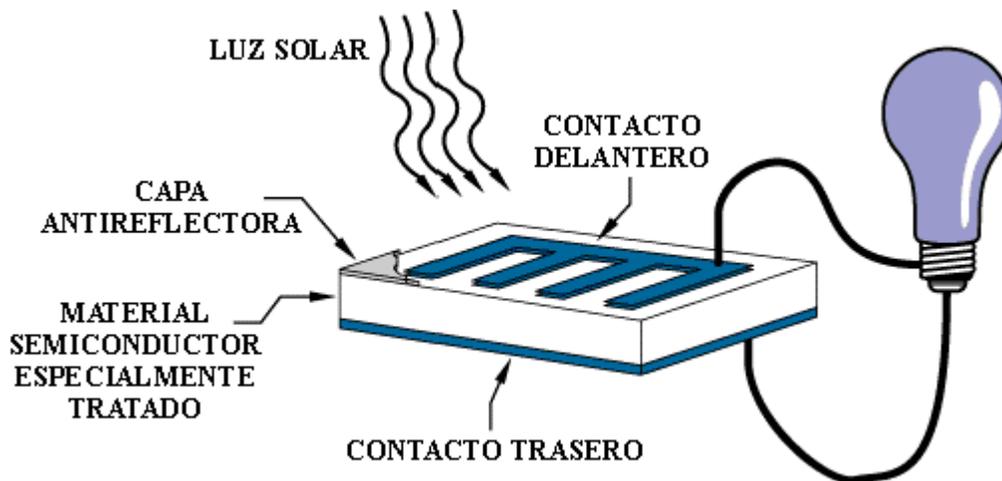


Imagen 1.8.6. Se ilustra la operación de una celda fotovoltaica, llamada también celda solar. (Asociación Nacional de Energía Solar)

Arreglo fotovoltaico

Un arreglo de varias celdas solares conectadas eléctricamente unas con otras y montadas en una estructura de apoyo o un marco, se llama módulo fotovoltaico. Los módulos están diseñados para proveer un cierto nivel de voltaje, como por ejemplo el de un sistema común de 12 voltios. La corriente producida depende directamente de cuánta luz llega hasta el módulo.

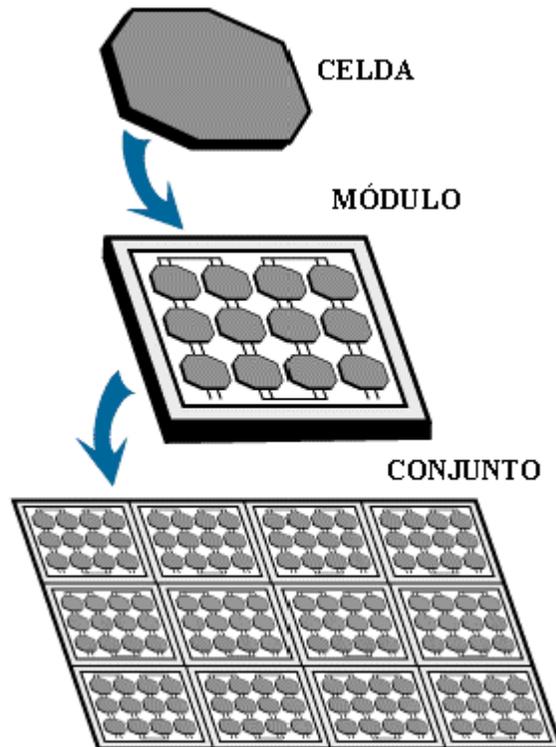


Imagen 1.8.7. Arreglo módulos fotovoltaicos. (Asociación Nacional de Energía Solar)

Varios módulos pueden ser conectados unos con otros para formar un arreglo. En general, cuanto más grande es el área de un módulo o arreglo, más electricidad será producida. Los módulos y arreglos fotovoltaicos producen corriente directa (CC). Estos arreglos pueden ser conectados tanto en serie como en paralelo para producir cualquier cantidad de voltaje o corriente que se requiera. (Asociación Nacional de Energía Solar).

El generador fotovoltaico

Está formado por un conjunto de módulos conectados en serie y en paralelo entre sí.

Conectando en serie los módulos:

La corriente total del módulo se "adecua" a la del módulo que genera menos corriente, mientras que la tensión global es el resultado de la suma de la tensión

de cada módulo. Un conjunto de módulos conectados en serie constituye la así llamada "cadena".

Conectando en paralelo varias cadenas de módulos:

La corriente total del generador fotovoltaico es el resultado de la suma de la corriente de salida de cada cadena. En cambio, la tensión global del sistema es equivalente a la tensión generada por una sola cadena.

La potencia nominal total del sistema es equivalente a la suma de la potencia nominal de cada módulo.

Efectos de las sombras

La reducción de la potencia producida a causa de un ensombrecimiento parcial del campo fotovoltaico puede no ser proporcional a la porción de superficie sombreada, sino mucho mayor.

Es necesario poner mucha atención a los enlaces: si, por ejemplo, frente al campo fotovoltaico se halla un palo, habrá que controlar que el efecto de la sombra se perciba en una sola cadena y no cruce diferentes series de módulos, comprometiendo así el correcto funcionamiento de la instalación. Es como si se apretara con la mano una manguera dentro de la cual corre el agua, impidiendo el flujo.

Lo mismo ocurre con las cargas generadas por las células fotovoltaicas de los diferentes módulos: si aparece una sombra sobre un módulo, los electrones que proceden de los módulos expuestos al sol "encuentran el camino bloqueado" y no pueden llegar "a destino". (Enerpoint, 2012)

Conexión Serie: La terminal negativa de una celda se conecta a la terminal positiva de la siguiente.

Resultado: Incremento de voltaje

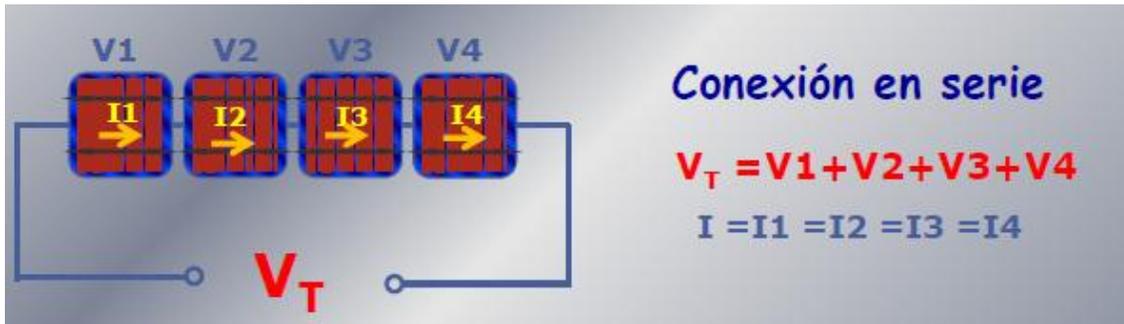


Imagen 1.8.8. Conexión en serie de SFV. (Sánchez, 2012)

Conexión Paralelo: La terminal negativa de una celda se conecta a la terminal negativa de la siguiente, la terminal positiva se conecta a la positiva de la siguiente celda.

Resultado: Se Incrementa la corriente de salida.

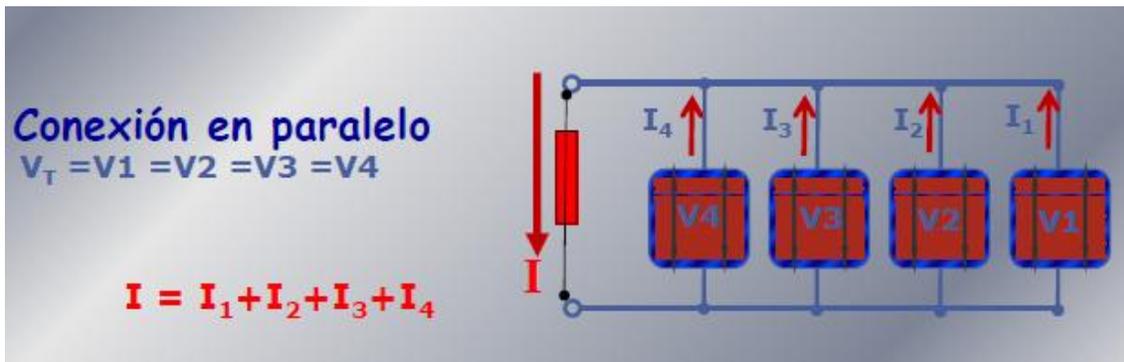


Imagen 1.8.9. Conexión en paralelo de SFV. (Sánchez, 2012)

Los módulos FV comerciales incluyen Valores de placa y diagrama de conexiones para su diseño.

Parámetros eléctricos en un modulo Fotovoltaico.

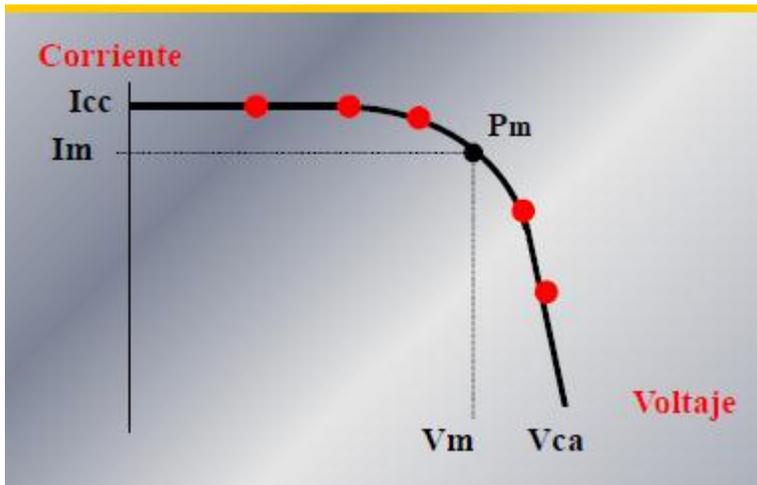


Imagen 1.8.10. Comportamiento Eléctrico de un Modulo FV

I_{cc} = Corriente de Corto circuito ($P = 0$ watts): Es la corriente máxima que puede generar el modulo bajo una intensidad luminosa de 1000 W/m^2

V_m = Voltaje de Operación I_m Corriente de Operación

Voltaje y corriente para los cuales el modulo genera la máxima potencia

V_{ca} = Voltaje a circuito Abierto ($P = 0$ watts): Voltaje máximo que puede generar el Modulo

P_m = potencia máxima

Eficiencia del módulo.

$$\eta = \frac{P_m}{G \times S}$$

η = Eficiencia del módulo.

P_m = Potencia máxima

G = irradiancia incidente.

S = superficie del módulo. Largo x Ancho m^2 .

Máxima Eficiencia en módulos Fotovoltaicos.

Tipo de material	Área	Módulos
Monocristal	1.578 m ²	21.4%
Policristal	1.471 m ²	18.2%
Amorfo	905 cm ²	10.4%

Tabla 1.8.13. Máxima Eficiencia en módulos Fotovoltaicos.

(Sánchez, 2012)

Necesidad de almacenar energía.

Para el almacenamiento de Energía Eléctrica en Sistemas Electroquímicos, los Módulos FV se construyen con el número de celdas necesarias para cargar acumuladores.

Para el caso de acumuladores de 12 V nominales, los módulos se diseñan con 30, 33 y hasta 36 Celdas FV conectadas en serie.

La energía producida por los módulos fotovoltaicos es almacenada en las baterías, para que sea disponible cuando no hay suficiente iluminación. Es el elemento más crítico del sistema, el único que necesita mantenimiento. Requisitos principales:

- constante disponibilidad para absorber y suministrar energía eléctrica en grandes y pequeñas cantidades
- suministro de corriente suficientemente grande
- larga vida útil en el funcionamiento cíclico
- servicio con poco mantenimiento
- costos mínimos

Entre las baterías disponibles en el mercado, la más idónea resulta ser la batería de plomo, sobre todo gracias al rendimiento de carga y descarga, y a la relación precio prestaciones.

Principales tipos de baterías:

- Baterías con placas positivas y negativas de rejilla
- Baterías OpzS con placas positivas reforzadas
- Baterías en bloques con placas positivas tubulares
- Baterías con electrolitos sólidos
- Baterías de níquel-cadmio

	Batería solar	Baterías para automoción
Corriente de arranque	Pequeña	Grande
Rendimiento	Grande	Mediano
Nº ciclos	Grande	Pequeño
Autodescarga	Pequeña	Mediana
Vida útil	Larga	Mediana

Tabla 1.8.14. Características de Baterías

Relaciones Algebraicas para el Cálculo de Parámetros eléctricos en módulos comerciales a cualquier valor de Irradiancia y temperatura de operación

PARÁMETRO	RELACIÓN
Temperatura de operación	$T_{cell} = T_{amb} + \left(\frac{NOCT(^{\circ}C) - 20}{800W/m^2} \right) \times G$
Incremento de temperatura	$\Delta T = T_{cell} - T_{ref}$ donde $T_{ref} = T(STC) = 25^{\circ}C$
Corriente a corto circuito	$I_{CC(m)} \text{ (a cualquier } G \text{ y } T) = \frac{I_{CC(m)}(STC)}{1000} \times G + (\Delta T) \times (dI_{CC}/dT)$
Voltaje a circuito abierto	$V_{CA(m)} \text{ (a cualquier } T) = V_{CA(m)}(STC) - (\Delta T) \times (dV_{CA}/dT) \times N_s$ donde N_s es el número de celdas en serie en el módulo.
Potencia	$P_{(m)} \text{ (a cualquier } G \text{ y } T) = P_{(m)}(STC) - [P_{(m)}(STC)] \times (\Delta T) \times (dP/dT)$
Eficiencia	$\eta_{(m)} \text{ (a cualquier } G \text{ y } T) = \eta_{(m)}(STC) - [\eta_{(m)}(STC)] \times (\Delta T) \times (d\eta/dT)$

Tabla 1.8.15. Relaciones Algebraicas para Cálculo de Parámetros Eléctricos en Módulos

Marco Legal.

Autoridades Clave



Imagen 1.8.11. Órganos Reguladores de la Energía en México

La **Secretaría de Energía (SENER)** es la cabeza del sector y conduce la política energética, la cual se desarrolla e implementa por medio de programas como son el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 y el Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables, así como a través de las estrategias elaboradas: la Estrategia Nacional de Energía 2010 (2009 - 2024) y la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (2009). La primera estrategia tiene como base la Visión al año 2024 y está conformada por tres Ejes Rectores - la Seguridad Energética, la Eficiencia Económica y Productiva, y la Sustentabilidad Ambiental -, y tiene por objetivos la diversificación de las fuentes de energía y el aumento en la utilización de las energías renovables. La segunda está orientada a impulsar programas y acciones para fomentar el uso de las energías renovables y reducir la dependencia de México en los hidrocarburos.

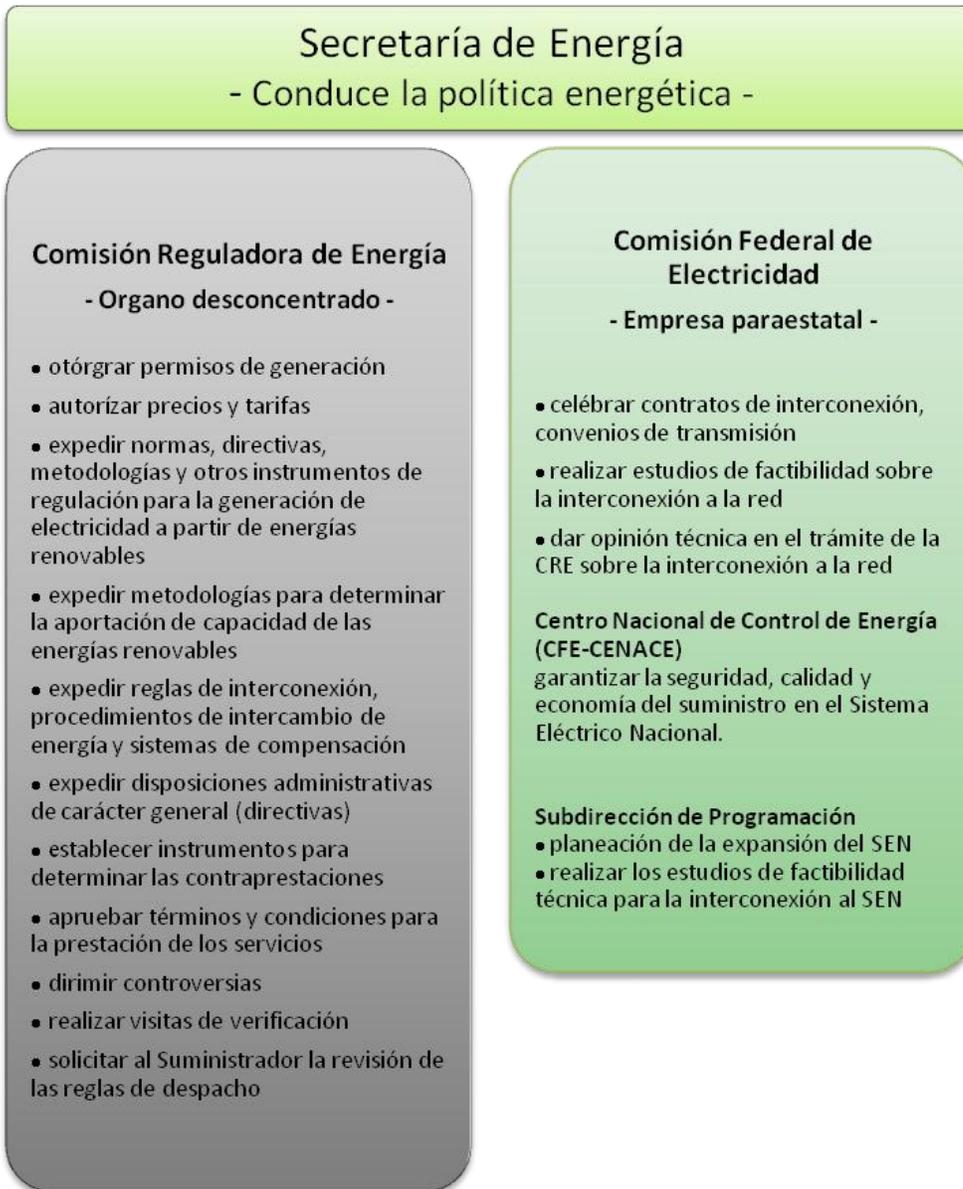


Imagen 1.8.12. Funciones de la Secretaría de Energía

La **Comisión Reguladora de Energía (CRE)** como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, está encargada de la regulación de las industrias del gas, de los refinados, derivados de hidrocarburos y de electricidad gas natural y energía eléctrica en México.

Para ejercer su función reguladora en el sector eléctrico se asignan las atribuciones relevantes a la CRE en la **Ley de la Comisión Reguladora de Energía**. Las facultades incluyen, por un lado, el otorgamiento y la revocación de permisos para las actividades de generadores privados, y por el otro, la aprobación de los instrumentos de regulación y metodologías entre los permisionarios y los suministradores. Eso comprende, entre otros, la aprobación de las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que se presten entre sí, además de los modelos de convenios y contratos a celebrar con CFE. Con la publicación de la **Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE)** el 28 noviembre de 2008 la CRE cuenta con las nuevas facultades que le permiten:

- Expedir normas, directivas, metodologías y otros instrumentos de regulación para la generación de electricidad a partir de energías renovables
- Establecer instrumentos para determinar las contraprestaciones
- Solicitar al Suministrador la revisión de las reglas de despacho
- Expedir metodologías para determinar la aportación de capacidad de las energías renovables
- Expedir reglas de interconexión, procedimientos de intercambio de energía y sistemas de compensación

La **Comisión Federal de Electricidad (CFE)**, empresa del gobierno mexicano, está a cargo de prestar el servicio público de energía eléctrica. Como Suministrador, CFE genera, transmite, transforma, distribuye y comercializa la energía eléctrica. Además y entre otros, CFE cuenta con las siguientes facultades:

- Celebra contratos de interconexión, convenios de transmisión
- Realiza estudios de factibilidad sobre la interconexión a la red
- Emitir su opinión técnica en el trámite de la CRE sobre la interconexión a la red

El **Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)**, organismo de la CFE encargado de administrar la operación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el despacho de generación, las transacciones entre unidades de negocios de la CFE y con compañías externas y el acceso a la red de transmisión, con el objetivo de lograr la mejora permanente de la continuidad, seguridad, calidad y economía del servicio público de energía eléctrica. La **Subdirección de Programación** de la CFE es la encargada de realizar la planeación de la expansión del SEN, así como, a través de la Coordinación de Planificación, de realizar los estudios de factibilidad técnica para la interconexión al SEN de cualquier nuevo proyecto de generación.

El **Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)** tiene como visión ser un instituto de referencia nacional en innovación, conformado por investigadores de reconocido prestigio, cuyos resultados impulsen el desarrollo sustentable del país. Para cumplir con esa visión y en relación con energías renovables, el primero de julio de 2010 entró en operación, el Centro Regional de Tecnología Eólica (CERTE) ubicado en La Ventosa, Oaxaca. El objetivo principal del CERTE es facilitar las pruebas relacionadas con actividades de investigación y desarrollo tecnológico. A partir de este año, el CERTE comenzará a albergar el proyecto: Estación de Pruebas para Sistemas Micro Híbridos y en los próximos años albergará la instalación y pruebas del prototipo del aerogenerador de 1.2 MW que desarrolla el IIE.

La **Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)** fija con la participación de Secretaría de Energía y Economía y CFE las tarifas de la electricidad para el servicio público. Las tarifas abren un nicho de mercado, cuando la energía producida es para autoabastecimiento y el costo total de generación es menor a la tarifa regulada por SHCP. (SENER, 2012)

Constitución política de los Estados Unidos Mexicanos

En México, el mandato Constitucional establece el marco legal para la industria eléctrica. El Artículo 27 establece que la generación, transmisión, distribución y oferta de energía proporcionada como servicio público es atribución exclusiva del gobierno federal. El Artículo 28 extiende estas facultades al establecer que todas las actividades estratégicas llevadas a cabo por el gobierno federal no podrán ser consideradas monopolios. El servicio público se refiere a cualquier actividad reservada para y ejecutada por el Estado (Cámara de Diputados del H. Congreso de La Unión, 1997).

Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) y su reglamento.

A finales del año 2008 se publicó esta ley en el Diario Oficial de la Federación, la cual tiene como propósito regular el aprovechamiento de las energías renovables para la generación de electricidad “con fines distintos a la prestación del servicio público”. Su reglamento fue publicado en el Diario Oficial de la Federación del 2 de Septiembre del 2009, incluyendo aspectos más específicos para la remuneración de proyectos de energía renovable. (CÁMARA DE DIPUTADOS DEL H. CONGRESO DE LA UNIÓN, 2012)

Ley de la Comisión Reguladora de Energía

Esta ley, aprobada en octubre de 1995 por el Congreso y modificada en noviembre de 2008, establece la autonomía de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), definiendo sus facultades y funciones. Adicionalmente, mejora la transparencia, claridad y estabilidad del marco regulador para las industrias de gas natural y electricidad. La Ley fortalece el marco institucional al permitir la posibilidad de realizar reformas. Los principales instrumentos de regulación que la Ley brinda a la CRE entre otros son:

- otorgar permisos,
- aprobar términos y condiciones para la prestación de los servicios,
- expedir disposiciones administrativas de carácter general (directivas),
- dirimir controversias y
- aplicar sanciones.

Además, la Ley establece disposiciones de carácter orgánico para la propia CRE. La Comisión se constituye como un órgano desconcentrado con autonomía técnica y operativa, cuyas decisiones son tomadas en forma colegiada por los cinco comisionados que la integran. (Cámara de Diputados del H. Congreso de La Unión., 2008)

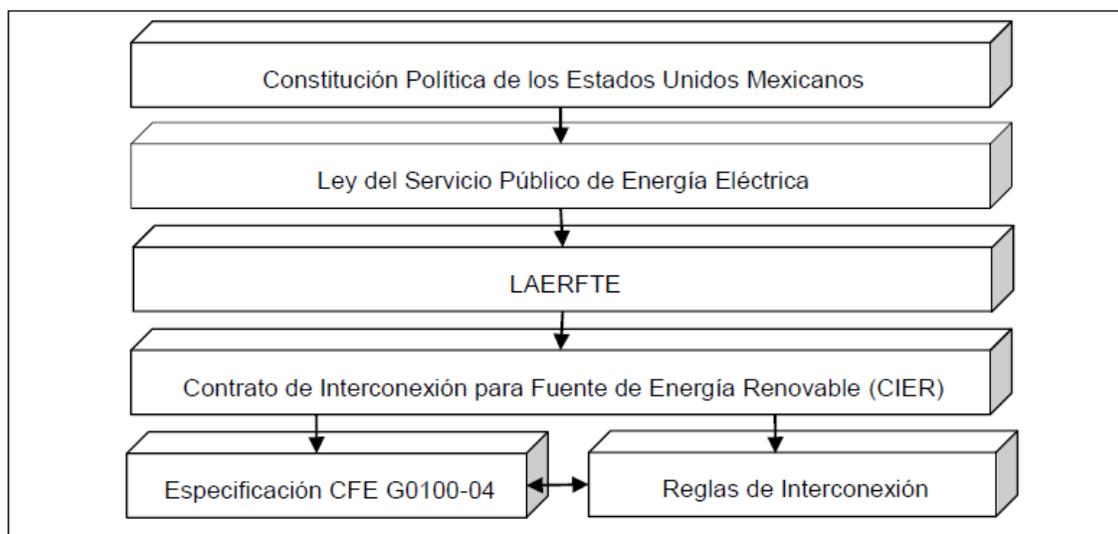


Imagen 1.8.13. Flujo de Leyes Rectoras de la Comisión Reguladora de Energía (PROSOLAR, 2012)

Normalización

Relacionado con la normalización de los sistemas FV en México destacan las actividades de la Asociación de Normalización y Certificación (ANCE) (Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico., 2012) que tiene la

atribución para la elaboración de Normas Mexicanas (NMX) y Normas Oficiales Mexicanas (NOM) (Dirección General de Normas) para el sector eléctrico como la tecnología FV. ANCE ha elaborado las siguientes normas:

Normas mexicanas vigentes:

- NMX-J-618/1-ANCE-2010: evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos – Parte 1: Requisitos para la construcción.
- NMX-J-618/3-ANCE-2012: evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)- Parte 3: Requisitos para módulos fotovoltaicos de película delgada-Calificación del diseño.
- NMX-J-618/4-ANCE-2012: evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)- Parte 4: Requisitos para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino-Calificación del diseño.
- NMX-J-618/5-ANCE-2012: evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)- Parte 5: Método de prueba de corrosión por niebla salina en módulos fotovoltaicos.
- NMX-J-618/6-ANCE-2012: evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)- Parte 6: Método de prueba UV (ultravioleta) para módulos fotovoltaicos.
- NMX-J-643/1-ANCE-2011: dispositivos fotovoltaicos – Parte 1: Medición de la característica corriente-tensión de los dispositivos fotovoltaicos
- NMX-J-643/2-ANCE-2011: dispositivos fotovoltaicos – Parte 2: Requisitos para dispositivos solares de referencia.
- NMX-J-643/3-ANCE-2011: dispositivos fotovoltaicos – Parte 3: Principios de medidas para dispositivos solares fotovoltaicos terrestres (FV) con datos de referencia para radiación espectral.
- NMX-J-643/5-ANCE-2011: dispositivos fotovoltaicos – Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la celda (ECT) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de tensión de circuito abierto.

- NMX-J-643/7-ANCE-2011: dispositivos fotovoltaicos – Parte 7: Cálculo de la corrección del desajuste espectral en las mediciones de dispositivos fotovoltaicos (FV).
- NMX-J-643/9-ANCE-2011: dispositivos fotovoltaicos – Parte 9: Requisitos para la realización del simulador solar.
- NMX-J-643/10-ANCE-2011: dispositivos fotovoltaicos – Parte 10: Métodos de mediciones lineales.
- NMX-J-643/11-ANCE-2011: dispositivos fotovoltaicos – Parte 11: Procedimientos para corregir las mediciones de temperatura e irradiancia de las características corriente-tensión
- NMX-J-643/12-ANCE-2011: dispositivos fotovoltaicos-Parte 12: Términos, definiciones y simbología.
- NMX-J-655/1-ANCE-2012: desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Mediciones de desempeño para irradiancia, temperatura y energía en módulos fotovoltaicos.
- NMX-J-655/2-ANCE-2012: desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 2: Acondicionadores de energía-Procedimiento para la medición de la eficiencia.
- NMX-J-655/3-ANCE-2012: desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 3: Controladores de carga de baterías para sistemas fotovoltaicos-Desempeño y funcionamiento.
- NMX-J-657/1-ANCE-2012: sistemas híbridos y de energía renovable – Guía para la electrificación rural – Parte 1: Introducción general.

Temas en calidad de proyecto de Norma Mexicana:

- PROY-NMX-J-656/1-ANCE-2012 (IEC 62109-1) – Evaluación de la seguridad en dispositivos fotovoltaicos-Parte 1: Seguridad en equipos de conversión de energía para uso en sistemas FV-Requisitos generales.

- PROY-NMX-J-657/2-ANCE-2012 - Sistemas híbridos y de energía renovable-Guía para la electrificación rural-Requisitos de enfoque para sistemas de electrificación.
- Normas mexicanas en espera de declaratoria de vigencia:
- NMX-J-618/2-ANCE-2012: evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)- Parte 2: Requisitos para pruebas.

Temas en desarrollo como normas mexicanas:

- DT-NMX-J-653-ANCE-2012: celdas secundarias y baterías para sistemas de energía fotovoltaicos-Requisitos generales y métodos de prueba.
- DT-NMX-J-656/1-ANCE-2012: evaluación de la seguridad en dispositivos fotovoltaicos- Parte 1: Seguridad en equipos de conversión de energía para uso en sistemas FV Requisitos generales.
- DT-NMX-J-656/2-ANCE-2012: evaluación de la seguridad en dispositivos fotovoltaicos- Parte 2: Seguridad en dispositivos inversores de energía para uso en sistemas FV Requisitos particulares.
- DT-NMX-J-657/5-ANCE-2012: sistemas híbridos y de energía renovable – Guía para la electrificación rural – Parte 5: Protección contra riesgos eléctricos.
- DT-NMX-J-657/7-ANCE-2012: sistemas híbridos y de energía renovable – Guía para la electrificación rural – Parte 7: Generadores.
- DT-NMX-J-657/7-1-ANCE-2012: sistemas híbridos y de energía renovable – Guía para la electrificación rural – Parte 7-1: Generadores fotovoltaicos. Sistemas de energía fotovoltaicos (FV) interconectados a las redes de suministro– Características de la interfaz de conexión a la compañía suministradora. Dispositivos fotovoltaicos – Parte 13: Medición en sitio de las características corriente-tensión (I-V) para arreglos de módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. (IEC 61829).
- Dispositivos fotovoltaicos (FV) – Módulos y arreglos fotovoltaicos de concentración- Calificación del diseño y aprobación de tipo. (IEC 62108).

Conexión A La Red Eléctrica

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica pueden ser de pequeño tamaño (instalación en vivienda individual) o centrales de gran tamaño (instalación en agrupación, instalación fija en el suelo, etc.).

Las instalaciones solares fotovoltaicas de conexión a red tienen la particularidad de trabajar en intercambio con la red eléctrica local. En práctica, durante las horas de luz el usuario consume la energía solar producida por su propia instalación, mientras que cuando no hay luz o ésta no es suficiente, o si el usuario requiere más energía eléctrica de la que la instalación está en grado de proveer, será la red eléctrica que garantizará el abastecimiento de la energía eléctrica necesaria.

Por otro lado, si ocurre que la instalación solar produce más energía que aquella requerida por el usuario, esa energía solar puede ser cedida a la red. En este caso se habla de transferencia del "excedente" a la red eléctrica local.

Las instalaciones fotovoltaicas integradas en los edificios y conectadas a la red eléctrica representan por consiguiente una fuente integral, ya que proveen una contribución, de entidad diversa según la dimensión de la instalación, al balance eléctrico global del edificio. (ENERPOINT, 2012)

Conceptos De Aplicación de los Modelos de contrato de interconexión y de los convenios de servicio de transmisión para Fuentes de Energía Renovables o Cogeneración Eficiente.

MODELO DE CONTRATO DE INTERCONEXIÓN			
CONCEPTO	PARA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACIÓN EN PEQUEÑA ESCALA	PARA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACIÓN EN MEDIANA ESCALA	CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON ENERGÍA RENOVABLE O COGENERACIÓN EFICIENTE
RESOLUCIÓN DE LA CRE	RES/054/2010	RES/054/2010	RES/067/2010

TENSIÓN DEL SUMINISTRO	MENORES O IGUALES A 1 KV.	MAYORES A 1 KV MENORES A 69 KV.	MAYORES A 1 KV MENORES y HASTA 400 KV
CAPACIDAD DE LA CENTRAL GENERADORA	SERV. USO RESIDENCIAL HASTA 10 kW. SERV. USO GRAL. EN BAJA TENSIÓN HASTA 30 kW.	HASTA 500 kW	CAPACIDAD MAYOR A 500 kW Y EN HIDROELÉCTRICAS HASTA 30 MW
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	SUBDIRECCIÓN DE PROGRAMACIÓN
DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR TRANSMISIÓN	NO APLICA	NO APLICA	SUBDIRECCIÓN DE PROGRAMACIÓN
OFICIO RESOLUTIVO	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	DIVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN
PERMISO DE LA CRE (Trámites CRE-00 001,019,029,021,022,023)	NO APLICA	NO APLICA	REQUISITO
SOLICITUD CONTRATO DE INTERCONEXIÓN (Trámite CFE-00-003-A)	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	DIVISIÓN DE DE DISTRIBUCIÓN
CONTRATO DE INTERCONEXIÓN	MODELO DE CONTRATO ANEXO UNO DE LA RES/054/2010	MODELO DE CONTRATO ANEXO DOS DE LA RES/054/2010	MODELO DE CONTRATO ANEXO DE LA RES/067/2010
CONVENIO DE SERVICIOS DE TRANSMISIÓN (Trámite CFE-00-003-D)	NO APLICA	NO APLICA	REQUISITO SI VA A PORTEAR, SOLICITAR A SUBDIRECCIÓN DE PROGRAMACIÓN
ELABORACIÓN DEL CONTRATO DE INTERCONEXIÓN	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	SUBDIRECCIÓN DE PROGRAMACIÓN
ELABORACIÓN DEL CONVENIO DE SERVICIOS DE TRANSMISIÓN NO APLICA NO APLICA SUBDIRECCIÓN DE PROGRAMACIÓN	NO APLICA	NO APLICA	SUBDIRECCIÓN DE PROGRAMACIÓN
COORDINACIÓN PARA LA INTERCONEXIÓN DEL PROYECTO	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	ÁREA DE CONTROL DEL CENAGE

Tabla 1.8.16. Modelos de Contratos de Conexión para Fuentes de ER

DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA ATENCIÓN DE SOLICITUDES DE INTERCONEXIÓN

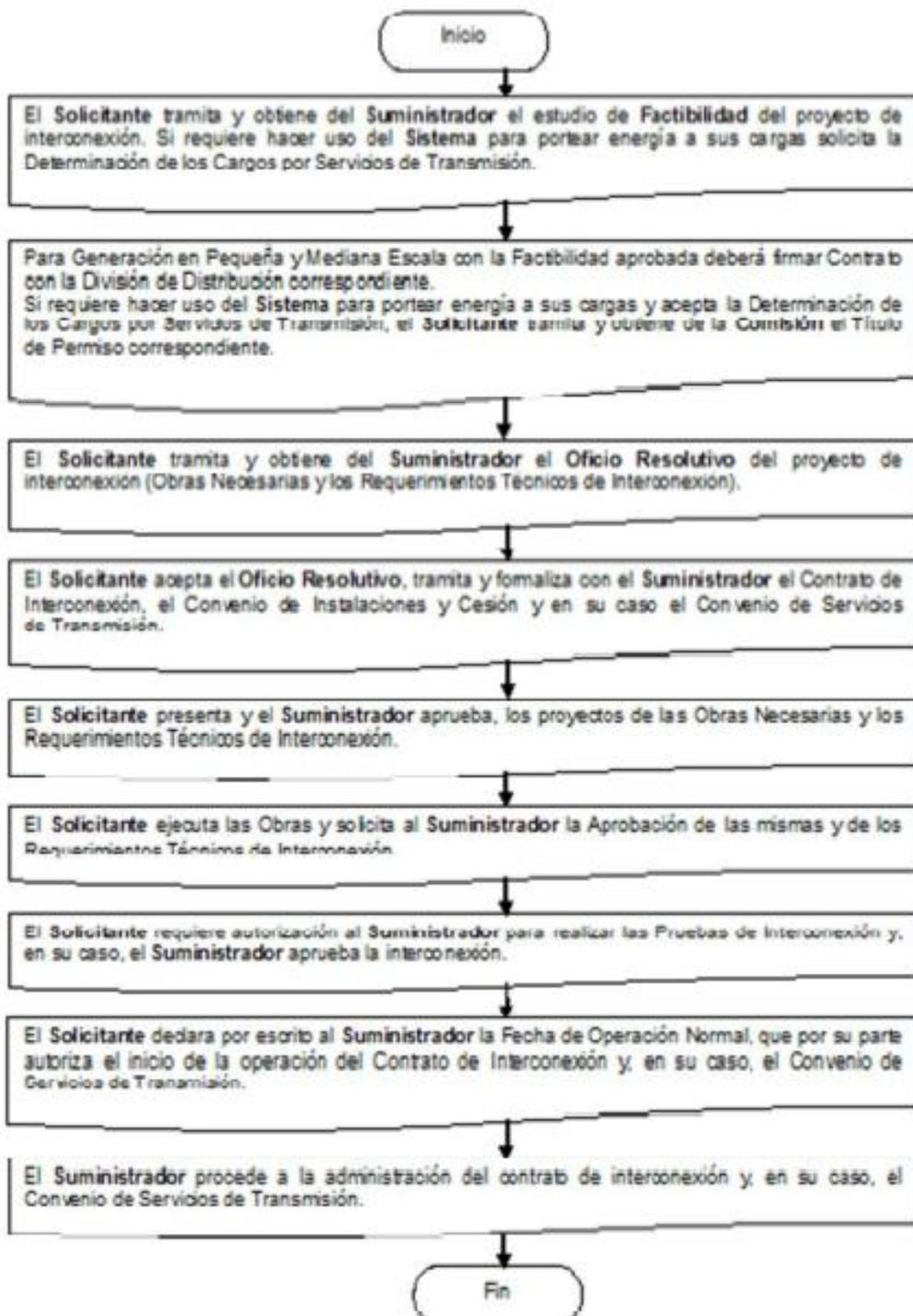


Imagen 1.8.14. Diagrama Flujo para Solicitud de Interconexión (DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN, 2012)

CAPITULO II. Metodología.

El proyecto se desarrollara en las siguientes etapas:

2.1. Definición del proyecto.

En base a las necesidades económicas de los costos asociados a los consumos de energía eléctrica que la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango presenta actualmente, se decide el presente proyecto de tesis *"Estudio de Generación de Energía Eléctrica Para el Edificio de Docencia de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango; Un Rumbo a la Sustentabilidad"*.

Ya que actualmente la UTLD consume a Comisión Federal de Electricidad (CFE) un promedio mensual 17.301 kWh, lo cual representa un costo elevado, considerando que la institución oferta como carrera Energía Renovable en el área de Calidad y Ahorro de la Energía, ya que la institución es precursora de fuentes alternas que conlleven ahorros de dicho energético.

2.2. Delimitación del proyecto.

El proyecto al que refiere este documento, se ubicara en la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango, delimitándose a solamente el edificio de docencia, la institución cuenta además con un laboratorio pesado en donde se ubican los equipos didácticos para las enseñanzas de los programas educativos de Técnico Superior Universitario (TSU) en las áreas de Procesos Industriales área Automotriz (PIA) y Energías Renovables área Calidad y Ahorro de la Energía (ER).

Esta delimitación es debida a que el consumo mayor de energía eléctrica es ubicado en la instalación de docencia donde se tienen 15 aulas, un auditorio y dos áreas de oficinas generales las cuales se mantienen en funcionamiento en promedio de 8 horas diarias.

Aun que el modelo educativo de las Universidades Tecnológicas (UT) marca que los programas de estudio (PE) deberán de considerar el 70% de prácticas y el 30% de teoría, el laboratorio pesado solo es utilizado por dos PE de los cinco existentes, razón por la cual el consumo de energía en esta unidad educativa no es tan alto como en el de docencia, considerar además que practicas que impliquen el uso de equipo de soldar y uso de motores eléctricos solo son utilizadas una a dos veces por semana.

Cabe señalar que en la oficinas de la institución tenemos personal que utiliza energía eléctrica en más de las 8 horas que en promedio se maneja, aun nado que en las noches el alumbrado del exterior y el del estacionamiento en conjunto representan una carga de 11.72 Kw el cual es energizado por cuestiones de seguridad de la región, demandando con esto mayor consumo de energía eléctrica a la red de CFE.

2.3. Características del Edificio de Docencia de la UTLD

El edificio de Docencia de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango cuenta con una superficie de 1,702 m² que alberga 2 plantas la cual presenta una carga total instalada en esta construcción de 306.696 Kw:



Imagen 2.3.1 Edificio de Docencia de la UTLD

Planta baja con 8 aulas de clases y un laboratorio de informática y planta alta con 7 aulas de clases y dos centros de cómputo. Estos espacios cuentan con capacidad cada una de ellos para 30 alumnos, instalación eléctrica y cableada para conexión de equipo de cómputo y cañón, cuenta también con Internet inalámbrico, 1 mesa para el profesor, 30 mesa bancos de estudiante y 1 silla para profesor.

Cabe mencionar que de las 15 aulas de clases, únicamente 13 aulas cuentan con el sistema de aula interactiva (cañón, pantalla para su proyección y pizarrón interactivo).

La iluminación con la que cuenta cada aula es natural y artificial, cada ventana tiene persianas para evitar la entrada de luz del exterior y así poder proyectar imágenes en el cañón.

Las aulas están adecuadas para alojar un máximo de 30 alumnos. Las aulas cuentan con una superficie de 45 m² lo queda una superficie por alumno de 1.5 m². El mobiliario de las aulas permite reconfigurar en diferentes arreglos el mismo, permitiendo así diferentes escenarios para la enseñanza.

Las aulas cuentan con mesa bancos suficientes, además se tiene una mesa y silla para el profesor. El diseño de los edificios de docencia permite aprovechar la luz natural y cuenta además con iluminación artificial suficiente. Con respecto a la ventilación y temperatura estas son adecuadas.

El edificio de Docencia de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango cuenta en su planta baja con espacios individuales y colectivos destinados a las actividades del personal académico.

Se cuenta con 7 cubículos individuales para cada uno de los profesores de tiempo completo de los programas académicos. Estos espacios cuentan con ventilación, mobiliario e iluminación adecuados para realizar actividades correspondientes.

Estos espacios descritos anteriormente son destinados al trabajo y estudio de los alumnos. Las aulas tiene la capacidad de albergar hasta 450 alumnos en un solo turno.

Dentro de este mismo edificio se encuentra la sala audiovisual que puede ser utilizada para conferencias, exposiciones, seminarios y reuniones, la cual tiene capacidad para 80 asistentes.

Para el trabajo del personal académico además de poder dar uso a las instalaciones antes mencionadas, se cuenta con una sala de maestros acondicionada, donde se puede realizar reuniones colegiadas, trabajos de academia y trabajos propios de la docencia.

2.4. Cálculo de Estudio de la Potencia Pico del Edificio de Docencia de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango

En base a la siguiente formula se calculo la potencia pico:

$$P_p = \frac{E_c}{R_s * R_T * \eta_T}$$

Donde:

P_p = Potencia Pico.

E_c = Energía consumida (KWh).

R_s = Horas Pico.

R_T = Rendimiento Térmico.

η_T = Eficiencia Total = $\eta_i * \eta_w$.

$\eta_i = \text{Eficiencia del Inversor.}$

$\eta_w = \text{Eficiencia del Cableado.}$

Para el estudio en la Universidad se tienen:

$E_c = 146 \text{ KWh.}$

$R_s = 6 \text{ Horas Pico.}$

El cálculo del rendimiento térmico se muestra a continuación:

$$R_T = 100\% - \frac{\partial_P}{\partial_T}$$

$$\frac{\partial_P}{\partial_T} = C_{TP} * \Delta_T$$

Donde:

$C_{TP} = \text{Coeficiente de temperatura de potencia.}$

$\Delta_T = \text{Diferencial de Temperatura.}$

En este estudio se considero un panel ERDM 250TP/6 y los datos que se requieren de la ficha técnica se muestran en la tabla (2.4.1):

Características	ERDM 250TP/6
Voltaje en circuito abierto	37.8 V
Voltaje de operación	31.0 V
Corriente de corto circuito	8.8 A
Corriente de operación	8.08 A

Potencia máxima	250 W
Coeficiente de temperatura de potencia (P_{max})	-0.5% / °C
Coeficiente de temperatura de voltaje (V_{oc})	-0.35% / °C
Coeficiente de temperatura de corriente (I_{sc})	0.04% / °C
Coeficiente de temperatura de corriente (I_{mp})	0.04% / °C
Coeficiente de temperatura de voltaje (V_{mp})	-0.38% / °C

Tabla 2.4.1. Características y coeficientes de temperatura para el panel ERDM 250TP/6.

C_{TP} para este panel es -0.5% / °C.

El diferencial de temperatura requerido para conocer el rendimiento térmico se calcula con la siguiente fórmula:

$$\Delta_T = T_c - 25 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$T_c = T_a + C_1 * G.$$

T_c = Temperatura de la celda.

T_a = Temperatura Ambiente.

C_1 = Coeficiente que depende de los datos del fabricante.

G = Irradiancia.

$$C_1 = \frac{T_{C(NOCT)} - T_{a(NOCT)}}{G_{NOCT}}$$

$NOCT$ = Condiciones Normales de Operación de la Celda.

$$C_1 = \frac{46^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = \mathbf{0.0325 \frac{\text{m}^2}{\text{W}^{\circ}\text{C}}}$$

$$T_c = 40^{\circ}\text{C} + \left(0.0325 \frac{\text{m}^2}{\text{W}}\right) \left(900 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right) = \mathbf{69.25^{\circ}\text{C}}$$

Por lo tanto:

$$\Delta_T = 69.25^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = \mathbf{44.25^{\circ}\text{C}}$$

$$\frac{\partial_P}{\partial_T} = \left(-0.5 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}}\right) * 44.25^{\circ}\text{C} = \mathbf{-22.125\%}$$

Entonces:

$$R_T = 100\% - 22.125\% = \mathbf{77.875\%}$$

$\eta_i = 0.97$. Usando un inversor KACO blueplanet XP40U-H4.

$\eta_w = 0.95$. Debido a que caída de tensión en cableado no debe ser superior a 5%.

Finalmente:

$$P_p = \frac{146 \text{ KWh}}{(6 \text{ horas pico}) * (0.77875) * (0.97 * 0.95)} = \mathbf{33.90847 \text{ KW}}$$

Conociendo la potencia pico se procede a calcular el número de paneles fotovoltaicos a utilizar. Teniendo seleccionado el inversor que se va a instalar nos enfocamos en el rango de voltaje de entrada, para este caso el rango es de 280 – 550 V. Tomando en cuenta este rango de voltaje se calcula el punto medio para poder determinar el número de paneles en serie que nos proporcionen el voltaje de la entrada del inversor.

$$V_{\text{medio}} = \frac{280 + 550}{2} = 415 \text{ V}$$

Ahora, si el voltaje de operación de los paneles es de 31 V, procedemos a calcular cuántos paneles se requieren conectar en serie para generar 415 V.

$$N^{\circ} \text{ de paneles serie} = \frac{415}{31} = 13.38 \text{ paneles.}$$

Redondeando el número de paneles a 14 solo resta verificar si no excedemos el voltaje máximo de alimentación del inversor.

$$V_{in} = 14 * 31 = 434 \text{ V}$$

El voltaje máximo de alimentación del inversor es de 600 V por lo tanto con 14 paneles no se viola ese límite.

Si se conectan 14 paneles en serie ahora falta calcular cuántos arreglos de 14 paneles se conectarían en paralelo, si cada panel es de 250 W, el arreglo en serie proporcionara 3500 W.

$$N^{\circ} \text{ de arreglos paralelo} = \frac{33.90847 \text{ KW}}{3.5 \text{ KW}} = 9.688 \text{ arreglos en paralelo.}$$

Redondeando se conectarán en paralelo 10 arreglos de 14 módulos cada uno.

El arreglo de paneles quedaría como se muestra en la imagen (2.4.1):



Imagen 2.4.1. Arreglo de paneles fotovoltaicos.

En los pasos anteriores se calculo la pérdida de potencia del panel por cada °C que el panel no trabaja a 25°C para ese caso se tomo como referencia que el panel estaría trabajando a 40°C y en base a eso se calculo la pérdida de potencia.

Basándonos en esos cálculos se determino la variación de potencia, voltaje y corriente del panel a diferentes temperaturas.

En la tabla (2.4.2) se muestran los valores de funcionamiento del panel ERDM 250TP/6 para dichas temperaturas:

Temperatura de la unión	(°C)	25	45	60
Potencia máxima	P_m	250 W	188.4375 W	169.6875 W
Voltaje a máxima potencia	V_m	31 V	23.36625 V	21.04125 V
Corriente a máxima potencia	I_m	8.08 A	6.0903 A	5.4843 A
Corriente de corto circuito	I_{sc}	8.8 A	6.633 A	5.973 A
Voltaje a circuito abierto	V_{oc}	37.8 V	28.49175 V	25.65675 V

Tabla 2.4.2. Valores de funcionamiento del panel ERDM 250TP/6 a diferentes temperaturas.

Una vez definido el número de paneles y el arreglo de los circuitos serie y paralelo se procede a calcular los sistemas de protección y el cable de alimentación del inversor.

En la imagen (2.4.2) se muestra la distancia entre el inversor (ubicado en el edificio de docencia) y el arreglo de paneles fotovoltaicos.

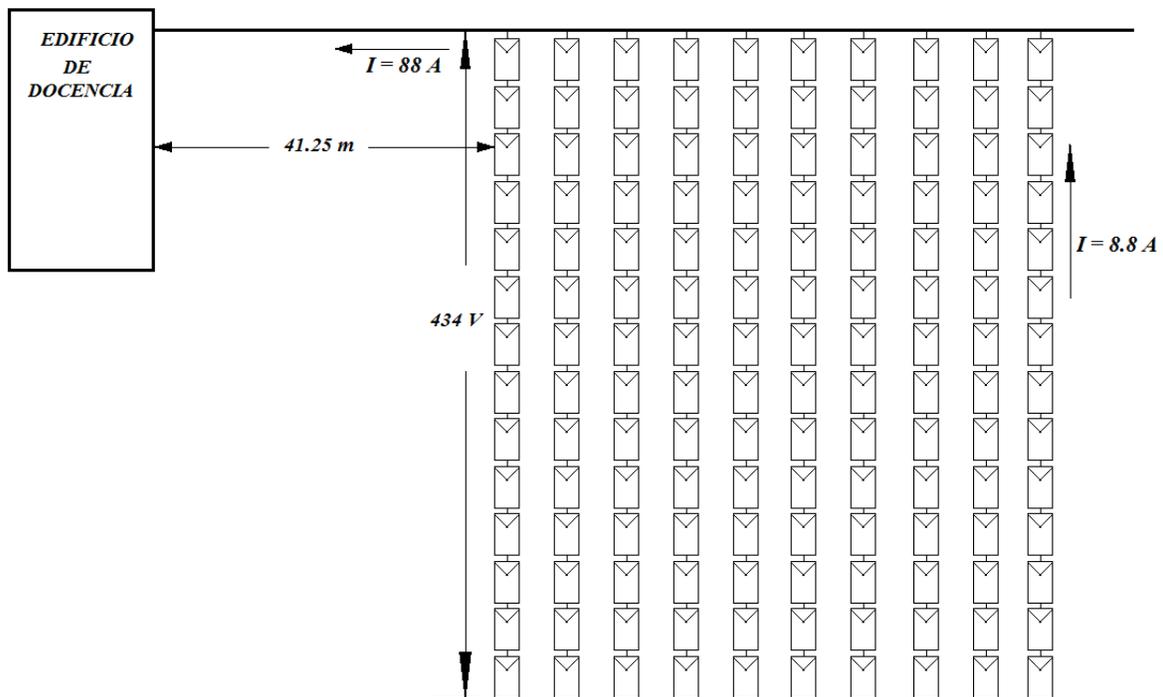


Imagen 2.4.2. Distancia entre edificio de docencia y paneles fotovoltaicos.

La corriente que circula por el conductor principal será de 88 Amperes, para que el conductor este sobrado se manejera una corriente mayor, agregándole un 50% que da como resultado una corriente de 132 Amperes circulando por el conductor.

Con los datos que se tienen se procede a calcular el conductor tomando en cuenta que la caída de tensión en él no debe ser mayor al 5%.

Si el voltaje en las terminales de el arreglo serie es 434 Volts, la caída máxima de voltaje será de 21.7 Volts (ΔV).

Para acceder a la tabla de conductores se necesita calcular la resistencia por kilometro del conductor, que se obtiene con la siguiente fórmula:

$$R_L = \frac{\Delta V * 1000}{2 * I * L}$$

Donde:

$$R_L = \text{Resistividad del conductor en } \left(\frac{\Omega}{\text{Km}} \right).$$

$$\Delta V = \text{Caída de voltaje (V)}.$$

$$I = \text{Corriente del conductor (A)}.$$

$$L = \text{Longitud del conductor (m)}.$$

Con los datos que se conocen se tiene que la resistividad es:

$$R_L = \frac{21.7 * 1000}{2 * 132 * 41.25} = 1.99 \left(\frac{\Omega}{\text{km}} \right)$$

Con el dato calculado se entra a la tabla de conductores flexibles para CD a 90°C y los conductores que se proponen son el calibre 6 y el calibre 4 que tienen una resistividad de 1.68 Ω/km y 1.06 Ω/km respectivamente.

Ahora se calculara la caída de voltaje para cada uno de los calibres propuestos.

Para calibre 6:

$$\Delta V = \frac{R_L * 2 * I * L}{1000} = \frac{1.68 * 2 * 132 * 41.25}{1000} = 18.29 \text{ V}$$

Para calibre 4:

$$\Delta V = \frac{R_L * 2 * I * L}{1000} = \frac{1.06 * 2 * 132 * 41.25}{1000} = 11.54 \text{ V}$$

Teniendo las caídas de voltaje se tiene que con el calibre 6 el porcentaje de caída es del 4.21% y con el calibre 4 un 2.65%.

Respetando el voltaje medio (alimentación del inversor), se decide trabajar con el calibre 4 AWG ya que presenta un porcentaje de caída de voltaje de 2.65%.

El diagrama unifilar del sistema a instalar se muestra en la imagen (2.4.3).

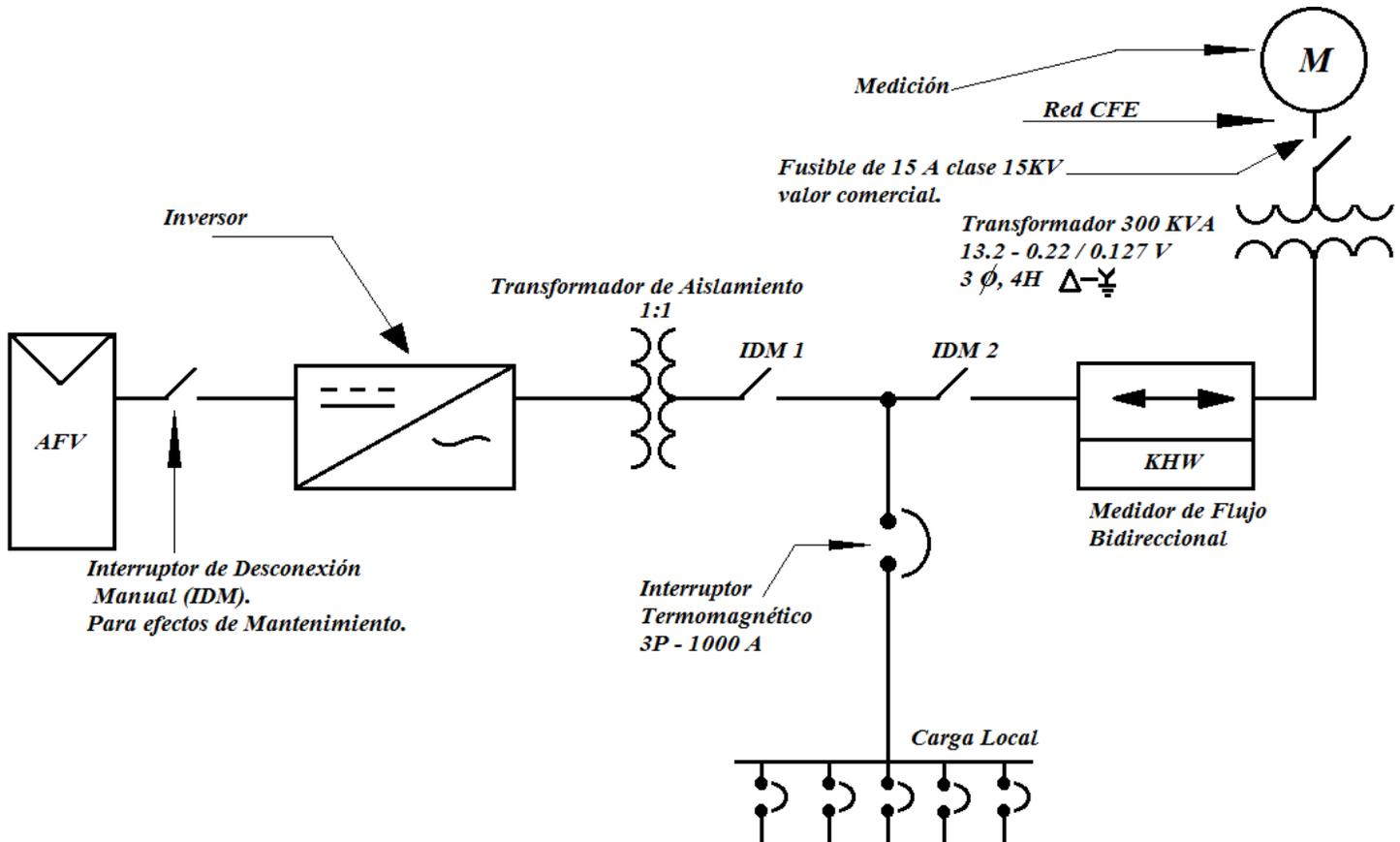


Imagen 2.4.3. Diagrama unifilar de sistema a instalar.

El interruptor termomagnético de 1000 A es calculado con la siguiente fórmula:

$$I_L = \frac{KVA}{\sqrt{3} * V_L} = \frac{300}{\sqrt{3} * 0.22} = 782.2 A$$

Aumentándole el 50% a la corriente de línea se tienen 1180 A, por lo tanto el valor comercial que se escoge es uno de 1000 A. El cálculo de este interruptor se basa en la potencia del transformador, es decir la máxima corriente a plena carga que ofrece el transformador. La medición de CFE se tiene en alta tensión (M) pero se requiere instalar un instrumento de medición en el secundario del transformador para poder tener lo que se consume y se aporta.

El interruptor de desconexión manual a la salida del inversor debe ser termomagnético o de fusible, que permita la desconexión del SFV a la red y de las cargas locales. La calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima de la salida del inversor.

El interruptor debe cubrir los siguientes aspectos:

- a) Ser manualmente operable.
- b) Contar con un indicador de posición (Abierto – Cerrado).
- c) Contar con la facilidad de ser enclavado mecánicamente en posición abierto por medio de un candado o de un sello de alambre.
- d) Tener la capacidad interruptiva requerida de acuerdo con la capacidad de corto circuito de la línea de distribución.
- e) Debe ser operable sin exponer al operador con partes energizadas.
- f) Estar identificado como el interruptor de desconexión entre el SFV y la red.

La CFE establece el uso de un interruptor de servicio para la acometida eléctrica en el inmueble en este caso es el interruptor IDM2 en la imagen (2.4.3). Este interruptor propiedad del usuario debe estar accesible al personal de CFE.

Debe tener las siguientes características:

- a) Cumplir con las especificaciones de acometidas y mediciones establecidas por la CFE.
- b) En este caso, la calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima contratada con la CFE.

- c) Operar con flujo de energía en ambos sentidos. Si se selecciona un termomagnético, este debe estar especificado para operar satisfactoriamente sin importar el sentido de flujo de potencia.

En la imagen (2.4.4) se muestra el diagrama de conexión del arreglo fotovoltaico interconectado a la red que se pretende instalar en el edificio de docencia.

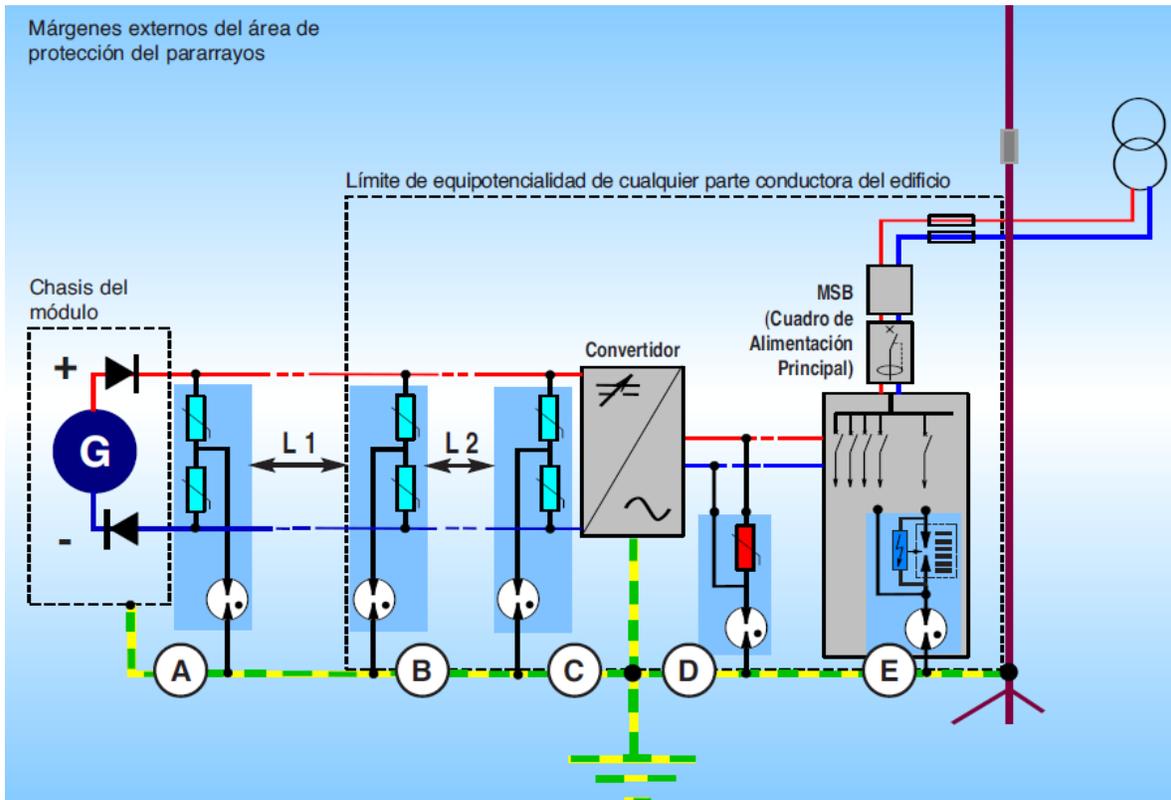


Imagen 2.4.4. Arreglo fotovoltaico en el edificio de docencia de la UTLD interconectado a la red.

Para la protección de arreglos fotovoltaicos interconectados a la red se debe tomar en cuenta la corriente de operación y la corriente de corto circuito. En la tabla (2.4.3) se muestra la configuración de los protectores contra sobrecorriente.

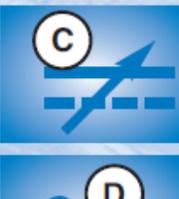
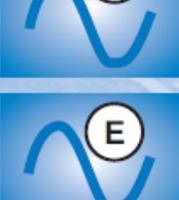
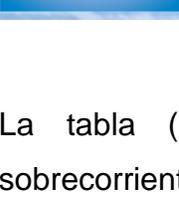
Localización del protector contra sobretensiones	Función	Opciones	Observaciones
	Una unidad de protección por panel solar (célula + conexiones)	Se recomienda su instalación si la distancia L1 es mayor de 10 m, o si existen riesgos de acoplamiento entre diferentes cables	La conexión al chasis debe ser lo más corta y recta posible. Se debe instalar un protector contra rayos según el entorno en una envolvente aislada
	Protege la conexión de alimentación CC (entrada del edificio)	Instalación requerida	La barra de conexión a tierra debe ser lo más corta y recta posible.
	Protección precisa de la entrada del convertidor en el lado CC	Se recomienda su instalación si la distancia L2 es mayor de 10 m.	La conexión a la barra de conexión a tierra y a la masa del convertidor en el lado CC debe ser lo más corta y recta posible.
	Protección precisa de la salida del convertidor en el lado AC	Instalación requerida	La conexión a la barra de conexión a tierra y a la masa del convertidor en el lado AC debe ser lo más corta y recta posible.
	Protección de conexión AC en la entrada del edificio	Instalación requerida	La conexión a la barra de conexión a tierra debe ser lo más corta y recta posible.

Tabla 2.4.3. Configuración de protectores contra sobrecorriente.

La tabla (2.4.4) muestra las características de los protectores contra sobrecorriente para el lado de DC.

Localización del protector contra sobretensiones	Convertidor U máx.	Riesgo	Capacidad de flujo de corriente	Designación / Número de Pieza
A B C	500 y 600 v	Alto	70 kA	OVR PV 70 600 s P TS/ 2CTB803953R5200
A B C	500 y 600 v	Bajo	40k A	OVR PV 40 600 P TS*/ 2CTB803953R5100
A B C	1000 V	Alto	70 kA	OVR PV 70 1000 s P TS/ 2CTB803953R6300
A B C	1000 V	Bajo	40 kA	OVR PV 40 1000 P TS/ 2CTB803953R6200

Tabla 2.4.4. Características de protectores contra sobrecorriente lado DC.

La tabla (2.4.5) muestra las características de los protectores contra sobrecorriente para el lado de AC.

Localización del protector contra sobretensiones	Presencia de pararrayos	Distancia entre D y E	Designación / Número de Pieza
D	No	Entre 1 y 5 m	OVR T2 1N 15 275 P / 2CTB803952R1200
D	No	>m5 m	OVR T2 1N 40 275 P / 2CTB803952R1100
E	Si	/	OVR T1 3N 25 255 TS / 2CTB815101R0700*
E	Si	/	OVR T2 1N 70 275 s P / 2CTB803952R0700

Tabla 2.4.5. Características de protectores contra sobrecorriente lado AC.

En la imagen (2.4.5) se muestra el diagrama de conexión del arreglo fotovoltaico autónomo que se pretende instalar en el edificio de docencia.

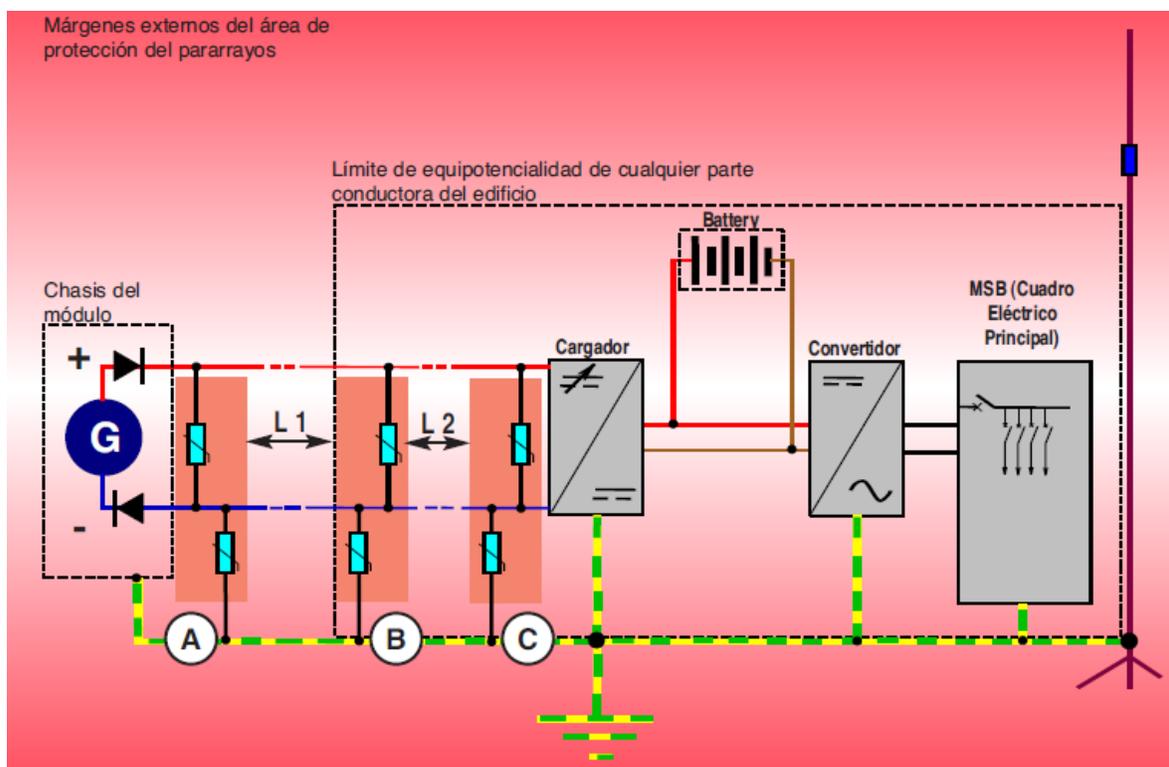


Imagen 2.4.5. Arreglo fotovoltaico autónomo en el edificio de docencia de la UTLD.

Para la protección de arreglos fotovoltaicos autónomos se debe tomar en cuenta la corriente de operación y la corriente de corto circuito. En la tabla (2.4.6) se muestra la configuración de los protectores contra sobrecorriente.

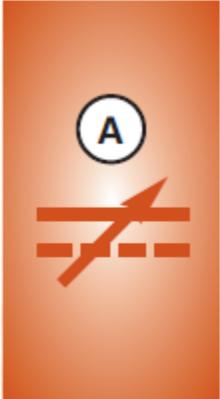
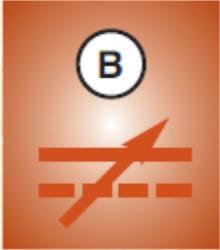
Localización del protector contra sobretensiones	Función	Opciones	Observaciones
	Una unidad de protección por panel solar (célula + conexiones)	Se recomienda su instalación si la distancia L1 es mayor de 10 m, o si existen riesgos de acoplamiento entre los diferentes cables	La conexión al chasis debe ser lo más corta y recta posible. Se debe instalar un protector contra rayos según el entorno en una envolvente aislada
	Protege la conexión de alimentación CC (entrada del edificio)	Instalación requerida	La barra de conexión a tierra debe ser lo más corta y recta posible.
	Protección precisa del cargador (Entrada de alimentación eléctrica CC)	Se recomienda su instalación si la distancia L2 es mayor de 10 m.	La conexión a la barra de conexión a tierra y a la masa del convertidor debe ser lo más corta y recta posible.

Tabla 2.4.6. Configuración de protectores contra sobrecorriente.

El panel utilizado en este estudio, es el **ERDM 250TP/6** se selecciono este porque es de los que más potencia manejan, utilizando este panel se requerirán 140 de ellos para satisfacer la demanda de 33.90847 kW, si se utilizan paneles de menor potencia se requerirán mucho mas módulos y saturaríamos el área donde se ubicarían. En la tabla (2.4.7) se muestra la comparación entre los diferentes paneles que se analizaron. Todos estos paneles son certificados.

Panel	Potencia	Precio en dólares	Área por panel	N° paneles necesarios	Precio Total en dólares	Área Total
ERDM SOLAR 65TP/6C	65 W	68.25	0.5039 m ²	566	38629.5	285.2 m ²
SOLAR ERDM 100TM/5	100 W	105	0.6535 m ²	340	35700	222.19 m ²
ERDM SOLAR 145TP/6	145 W	152.25	0.9937 m ²	234	35626.50	232.53 m ²
ERDM SOLAR 205TP/6	205 W	215.25	1.2759 m ²	166	35731.5	211.8 m ²
SOLAR ERDM 250TP/6	250 W	262.5	1.6236 m ²	140	36750	227.31 m ²
SUNNER SOLAR SP60- 225G	225 W	551.25	1.6368 m ²	150	82687.5	245.52 m ²
SUNNER SOLAR SP60- 230P	230 W	563.5	1.6368 m ²	148	83398	245.52 m ²
SUNNER SOLAR SP60- 235P	235 W	575.75	1.6368 m ²	146	84059.5	245.52 m ²
SOLARWORL D SW-240	240 W	316	1.6766 m ²	142	44872	238.08 m ²
REC-250PE	250 W	320	1.65 m ²	140	44800	231 m ²

Tabla 2.4.7 Comparación Técnica-Económica de Paneles Solares

CAPITULO III Presentación de Resultados y discusión.

La Tasa Interna de Rendimiento (TIR) del proyecto, fue determinada seleccionando arbitrariamente, una tasa de rendimiento mínima aceptable (TREMA), que incluyera la tasa de inflación al mes de octubre de 2012 (Banco de México, 2012)

Tasa de inflación: 4.66%

Para iniciar el cálculo se consideró como tasa de referencia inicial, la pagada por una inversión de hasta \$10,000,000.00, en pagarés liquidables al vencimiento de Banco Autofin México, ya que según el sitio web de la Comisión Nacional para la Defensa de los Usuarios de Servicios Financieros (CONDUSEF), dicha institución es la que ofrece mejor tasa de rendimiento por una inversión de hasta la magnitud indicada, es decir 5%.

Con diferentes niveles de TREMA, aplicados a los flujos de efectivo estimados del proyecto, fue calculado el Valor Presente Neto (VPN) para dichos flujos de efectivo, a fin de obtener un VPN igual a cero (es decir, el valor presente del flujo de efectivo operativo neto, que sea igual al valor presente de la inversión neta), con base en la siguiente fórmula:

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

Donde:

FNE_n = flujo neto de efectivo del año n, que corresponde a la ganancia neta después de impuestos en el año n.

P = inversión inicial en el año cero.

i = tasa de referencia que corresponde a la TREMA.

Inversión Inicial	Flujos de efectivo del proyecto								
	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
-3,500,000.00	2,113,500.00	2,220,000.00	2,330,175.00	2,447,343.75	2,568,225.94	2,696,142.23	2,831,114.35	2,973,165.06	3,122,318.32

Tabla 3.1. Flujo de Efectivo del Proyecto

TREMA	VPN
5%	\$14,614,015.67
	\$10,958,886.82
10%	\$8,314,159.94
15%	\$6,353,383.06
20%	\$3,717,249.33
30%	\$2,085,301.85
40%	\$1,007,341.21
50%	\$256,205.45
60%	-\$37,552.92
65%	

Tabla 3.2. Valor Presente Neto del Proyecto

La tasa de interés con la cual se obtiene, el Valor Presente Neto de los flujos de efectivo estimados del negocio o proyecto, igual a cero, será la tasa interna de rendimiento del negocio o proyecto. Para obtenerla calculamos con base en la siguiente fórmula:

$$TIR = \frac{i_n VPN_{n+1} + i_{n+1} VPN_n}{VPN_n + VPN_{n+1}}$$

Donde:

i_n = TREMA en el año n que genera el VPN positivo

i_{n+1} = TREMA en el año n+1 que genera el VPN negativo

VPN_n = Valor presente neto positivo en el año n.

VPN_{n+1} = Valor presente neto negativo en el año n+1.

Nota: los valores a utilizar en la fórmula deben ser absolutos.

Así, la tasa interna de rendimiento obtenida para el proyecto es de 64.316869%. Esto significa que la tasa de rendimiento mínima aceptable para nuestro proyecto, debe estar entre 5% y 64.316869%. Cualquier tasa esperada situada en este rango, nos permite obtener un valor presente neto de los flujos de efectivo estimados, mayor que cero, lo que significa que el proyecto es viable.

3.1. Propuestas en Base a los Resultados Previamente Presentados

Al llegar a este apartado, como se delimito en la parte de la justificación en las posibles alternativas para el estudio de generación de la energía eléctrica para el edificio que alberga las aulas y oficinas de esta casa de estudios, la viabilidad óptima por la zona geográfica del lugar es la utilización de la energía fotovoltaica, aunado a los resultados obtenidos en el estudio de factibilidad económica el cual nos indica que este futuro proyecto es la rentabilidad en relación al costo beneficio que en el implican.

La propuesta es concreta: *La utilización de tecnología fotovoltaica es la indicada para llevar a la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango a la sustentabilidad en la región.*

IV. Conclusiones

La presente tesis propicia el inicio del área de investigación de la UTLD la cual buscara el protagonismo que nuestro país requiere, dentro del marco de la institucionalidad de las universidades tecnológicas se demanda que nuestra casa de estudio, donde se oferta el programa educativo de energías renovables en el área de ahorro y calidad de energía, la universidad deberá ser una institución educativa que logre la sustentabilidad y líderes en el área de las energías verdes o limpias en la región.

Por cada KWh generado por medio de energía solar se tienen los siguientes beneficios ambientales.

1,000 KWh= 800 kg gases efecto invernadero

1,000 KWh= 4 arboles

1,000 KWh= 596kg de CO₂

1,000 KWh= 246 lt de petróleo

La Universidad Tecnológica de La Laguna Durango como toda organización social tradicional se alimenta de la red de energía eléctrica de Comisión Federal de Electricidad, lo que genera un alto costo económico al organismo; Al desechar fuentes alternas de generación y optar por el uso de la energía solar por medio de la tecnología fotovoltaica se ha comprobando rentablemente dicha propuesta.

Técnicamente hablando el uso de paneles solares es el recurso tecnológico adecuado para la institución como fue demostrado durante el desarrollo de este documento; Se efectuó además un trabajo colaborativo con diferentes departamentos que componen a la universidad logrando con ello una integración de unidad así la sustentabilidad de la institución.

La aportación que los autores del presente proyecto de investigación realizan es el estudio técnico económico para la generación de energía mediante el uso de tecnología fotovoltaica que se ha diseñado para el edificio de docencia de la institución de educación superior así como establecimiento de futuras aplicaciones de automatización al edificio aplicando para ello la Domótica u otra línea o líneas de acción.

Carta Compromiso de la Rectoría de la Universidad Tecnológica de La Laguna Durango, ver imagen (4.1); En donde los compromisos futuro son enunciados.

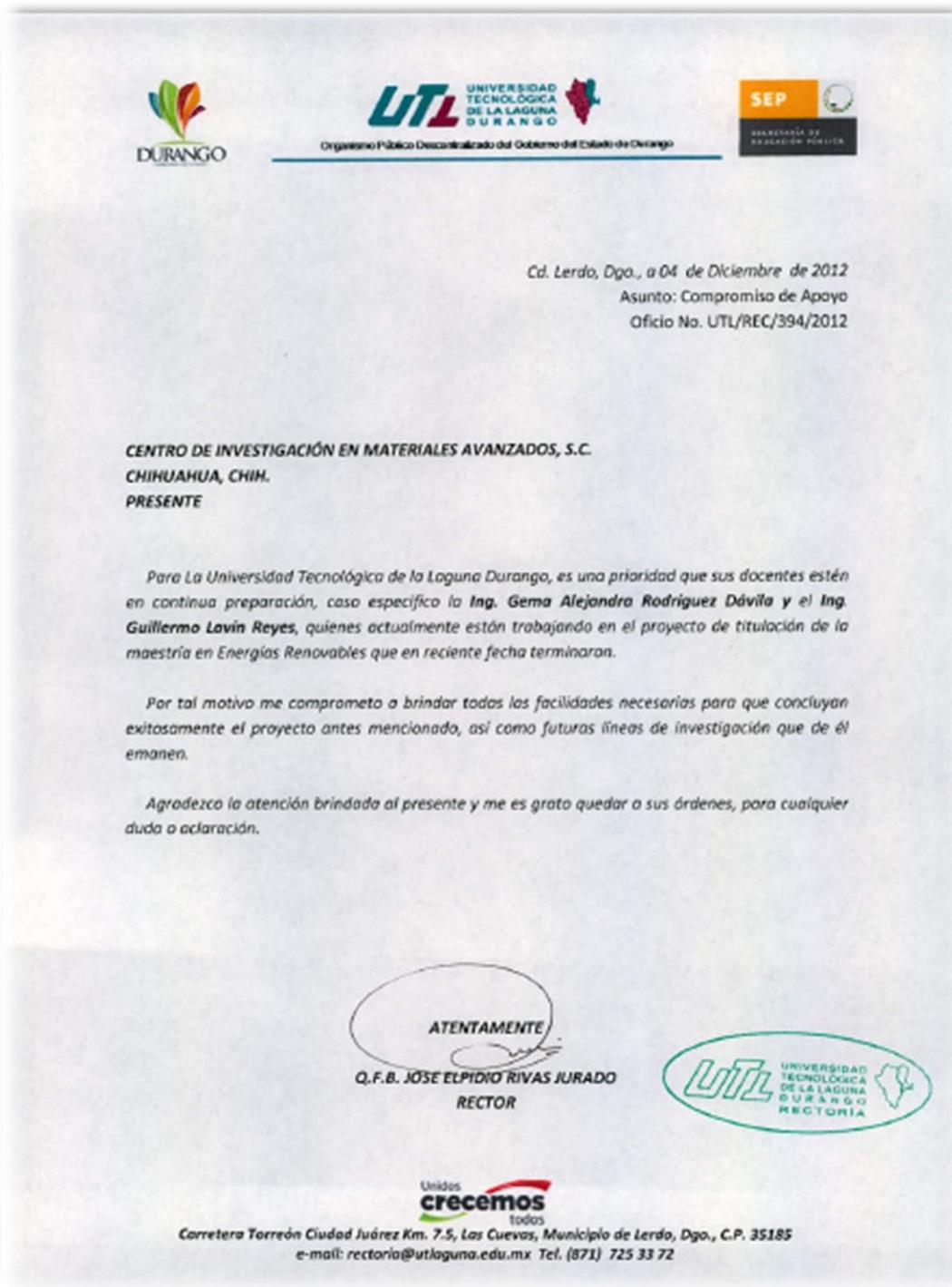


Imagen 4.1 Oficio de Compromiso de la UTLD con el Proyecto de Tesis

V. Bibliografía

- Cámara de Diputados del H. Congreso de La Unión. (20 de Marzo de 1997). *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. Recuperado el 17 de Septiembre de 2012, de www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/1.pdf
- Cámara de Diputados del H. Congreso de La Unión. (28 de Noviembre de 2008). *Ley de La Comisión Reguladora de Energía*. Recuperado el 27 de Noviembre de 2012, de www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/48.pdf
- (MMTC), estación meteorológica: 763820. (01 de 01 de 2011). *Parámetros climáticos promedio de Torreon*. Recuperado el 05 de 07 de 2012, de Parámetros climáticos promedio de Torreon: http://www.tutiempo.net/clima/Torreon_Coah/2011/763820.htm#
- Asociación Nacional de Energía Solar. (s.f.). *Asociación Nacional de Energía Solar*. Recuperado el Marzo de 24 de 2012, de Sistema: Celda Solar: http://www.anes.org/anes/index.php?option=com_wrapper&Itemid=11
- Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico. (20 de Octubre de 2012). *Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico*. Obtenido de <http://www.ance.org.mx/>
- Banco de México. (Octubre de 2012). *INFLACIÓN*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2012, de <http://www.banxico.org.mx/portal-inflacion/index.html>
- CÁMARA DE DIPUTADOS DEL H. CONGRESO DE LA UNIÓN. (12 de Enero de 2012). *LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA*. Recuperado el Julio de 28 de 2012, de <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LAERFTE.pdf>
- DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN. (22 de Mayo de 2012). *Secretaría de Energía*. Recuperado el 16 de Julio de 2012, de Resolución por la que la comisión reguladora de Energía expide las reglas de Interconexión al sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuente de Energía Renovable: <http://www.renovables.gob.mx/res/1657/2195.pdf>
- Diario oficial de la federación. (07 de Septiembre de 2007). *Contrato de interconexión para fuente de Energía Renovable*. Recuperado el 20 de Agosto de 2012, de http://www.anes.org/anes/formularios/LeyesyNormas/Leyes/CONTRATO_INTERCONEXION_FUENTES_ENERGIA_RENOVABLE.pdf

- Dirección General de Normas. (s.f.). *Consulta del catálogo de Normas Oficiales Mexicanas*. Recuperado el 20 de Septiembre de 2012, de <http://www.economia-noms.gob.mx/noms/inicio.do>
- El Siglo de Torreón. (10 de Noviembre de 2012). Sube gasolina 65% durante el sexenio. *El Siglo de Torreón*.
- Enerpoint. (2012). *El generador Fotovoltaico*. Recuperado el 12 de Noviembre de 2012, de http://www.enerpoint.es/photovoltaic_technology_5.php
- ENERPOINT. (2012). *Fotovoltaica - conectada a Red*. Recuperado el 06 de Noviembre de 2012, de http://www.enerpoint.es/photovoltaic_grid_connected.php
- Esquivel Ceballos, V. H. (s.f.). *Medición de la radiación solar en Ciudad Juárez*. Recuperado el 2012 de Julio de 30, de Laboratorio de Climatología y Calidad del Aire UACJ.: <http://www.uacj.mx/IIT/electricaComputacion/espectrotecnologico/ForoEnergiaRenovable/Mircoles%209%20Macroaula%20II/Medici%C3%B3n%20de%20la%20radiaci%C3%B3n%20solar.pdf>
- FIDEICOMISO PARA EL AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. (2012). Recuperado el 15 de Septiembre de 2012, de http://www.fide.org.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=121&Itemid=219
- GASDOM. (27 de 04 de 2012). *La combustión de gas LP*. Recuperado el 18 de 07 de 2012, de La combustión de gas LP: <http://gasdom.com/140/la-combustion-del-glp/>
- Hidrocalído Digital. (09 de 06 de 2012). *Encareció 80% gas LP en los últimos 5 años*. Recuperado el 07 de 07 de 2012, de Encareció 80% gas LP en los últimos 5 años: <http://www.hidrocalidodigital.com/local/articulo.php?idnota=13167>
- INEGI. Censo de Población y Vivienda. (1995). *Durango: Localidades con población mayor a 50,000 hab*. Recuperado el 07 de Julio de 2012, de <http://mapserver.inegi.gob.mx/geografia/espanol/estados/censal/10.pdf?c=1207&e=10&CFID=202650&CFTOKEN=98155892>
- Lab-Volt. (2011). *Energía Solar*. Canadá: Lab Volt Ltda.
- Lab-Volt. (2011). *Sistema Didáctico de Energía Solar y Eólica*. Lab- Volt Systems, Inc.
- Muhlia, A. (s.f.). LOS FLUJOS DE RADIACION SOLAR DE ONDA CORTA: LA RADIACIÓN GLOBAL, DIRECTA Y DIFUSA. . En *Observatorio de Radiación Solar*. Instituto de Geofísica, UNAM.
- NASA. (12 de 02 de 2010). *NASA Surface meteorology and Solar Energy - Location*. Recuperado el 15 de 07 de 2012, de Atmospheric science data center:

<http://www.eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?alebonita1907@hotmail.com+s07#s07>

- PROSOLAR. (Julio de 2012). *Programa de Fomento De Sistemas Fotovoltaicos en México*. Recuperado el 15 de Agosto de 2012, de http://www.anes.org/anes/formularios/LeyesyNormas/Leyes/informe_final_ProSolar_Color.pdf
- ren21. (2010). *Renewables Global Status Report 2010*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2012, de <http://www.ren21.net/REN21ProductsServices/Publications/GlobalStatusReport/Renewables2010GlobalStatusReport/tabid/5824/Default.aspx>
- Sánchez, A. (2012). *Sistemas fotovoltaicos interconectados a la red. CIE de la UNAM*. Lerdo, Dgo.
- SENER. (2004). *Energía Renovable Para el Desarrollo Sustentable en México*. México.
- SENER. (20 de Abril de 2012). *Energías Renovables*. Recuperado el 12 de Noviembre de 2012, de <http://www.renovables.gob.mx/renovables/portal/Default.aspx?id=1653>
- SWISSCONTACT. (1997). *MANUAL 1: Energía y Energía Renovable*.
- Unión, C. d. (20 de Marzo de 1997). *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. Recuperado el 17 de Septiembre de 2012, de www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/1.pdf
- Universidad Nacional Autónoma de México. (s.f.). *ENERGÍA SOLAR DISPONIBLE*. Recuperado el 07 de Septiembre de 2012, de http://www.geofisica.unam.mx/ors/energia_solar1.pdf

Anexo 3. Tablero de Vestíbulos y Sanitarios Planta Baja

TABLERO "A" SUBGENERAL " LOCALIZADO JUNTO A LA ESCALERA DE LA PLANTA BAJA																								
TABLERO TRIFASICO 3F 4H 240/120V. CON CAP. EN BARRAS DE 160 AMP. DE 24 POLOS CON INTERRUPTOR PRINCIPAL DE 3P 160 AMPS.																								
MARCA BETICINO CAT. BTN41M16024E DE EMPOTRAR (INTERRUPTOR MARCO ME160B CAT.T7133BA160)																								
TAB. "A" N° CTO	LOCALIZACION Y TIPO DE LA CARGA	2X17W	2X32	EM	ARS	REF	3X24	CONT	FLUX	TAB1A	TAB2A	TAB3	TAB 1R	TAB 2R	SALIDA	VOLTS	CARGA POR FASES			CARGA TOTAL WATT	COR RT AMP S	INT. TER M	CAL CON D	
		34	64	50	60	150	200	200	50	7080	7456	###	3750	7250	24	A	B	C						
1	ALUMBRADO VESTIBULO	18	1	2												127	776			776	6,73	1X15	12	
2	ALUM. CIRCULACION P.B.	16	2													127	672			672	5,88	1X15	12	
3	ALUB. SANIT H	7			1			1								127		438		438	4,36	1X15	12	
4	ALUMB. SANIT M	7			1			1								127		564		438	4,36	1X15	12	
5	ALUMB VESTIBULO	4	2	6												127		800		564	4,33	1X15	12	
6	CONTACTOS SANIT							2	8							127				800	7,00	1X20	12	
7	INDIVADOR SALIDA															2	127	48	2352	2176	48	0,42	1X20	10
8,10,12	ALIMENTADOR DEL "1A"									1						220	2552	800		7080	20,65	3X30	12	
3	CONTACTO VESTIBULO							4								127		2352	2352	800	7,00	1X20	8	
13,15,17	ALIMENTACION TABLERO "2A"										1					220	2752	3644	3552	7456	21,74	3X30	10	
14,16,18	ALIMENTACION TABLERO "3A"											1				220	3608	1250	1250	10804	31,50	3X40	8	
13,21,23	ALIMENTACION TABLERO "1R"												1			220	1250	2250	2250	3750	10,33	3X25	6	
20,22,24	ALIMENTACION TABLERO "2R"													1		220	2750			7250	21,14	3X40	8	
15																	0	0		0	0			
16																		0		0	0			
11	REFLECTOR JARDIN															127			300	300	0	1X15	12	
18																			0	0	0			
19																			0	0	0			
20																			0	0	0			
23																				0	0			
24																				0	0			
"A"																				0	0			
TOTAL		52	5	8	2	2	0	8	8	1	1	1	1	1	2	220	14408	###	13244	41236	120,42	3X16	3/0	0,45

RAIZ 2	1,4142	IMPEDA Z	REQUER
PERD	0,17371	Z CAL	3/0

TAB SUBGENERAL 2A" 8,1 %DESBALANCEO ENTRE FASES

TIPO DE CARGA	A	B	C	TOTALES
ALUMBRADO INTE	5008	4644	3744	13396
ALUMBRADO EXTERIOR				0
CONTACTOS	3400	3000	3500	27900
FUERZA				0
CLIMA A:A				0
TOTAL	14408	13644	###	41236

Anexo 6. Datos del inversor de Kaco Blueplanet.

KACO blueplanet XP30U/40U/50U-H4 grid-tied inverter

KACO new energy is a leader in power electronics specializing in PV inverters, performance monitoring systems, and power supply systems for industrial rail applications. KACO new energy has produced approximately 4.5 GW of PV inverters since 1999, with 1.5 GW supplied in 2010. Continued growth in 2012 will see KACO new energy enter the emerging markets of energy storage systems and rural electrification.

Energy Yield

- 97% CEC efficiency
- Three MPP input channels ensures maximum kW x hour production
- 200 - 600 VDC operating range
- Broad thermal operating range -13 to 140 °F / -25 to 60 °C

Operations

- Integrated AC and DC balance of system components
- High power density with a compact form factor for easy PV system integration
- Up to 75% lighter than comparably sized inverters
- Integrated web server and graphical user interface with data logging performance history
- Three DC MPP input channels simplify PV system design

Reliability

- Now available in North America, global based high volume product with years of field experience
- AC and DC surge protection
- NEMA 3R construction with sealed electronics

Monitoring

easyLINK data interface:
Ethernet, USB, RS485, S0,
N/O contact

Graphical User Interface (GUI):
User friendly display and 6 button
keypad streamlines inverter
commissioning and provides
access to inverter data with clear
graphical images

Free real-time monitoring:
Built-in webserver in each
individual XP30/40/50U-H4
provides easy access to
performance statistics and PV
system data

Warranty

Warranties are only as valuable
as the strength and longevity
of the manufacturer. KACO
is one of the few established
inverter companies older than the
warranties they offer. Standard
warranty: 5 years / **Extended
warranty options:** 10, 15 and
20 years

Model number	blueplanet XP30U-H4 / XP40U-H4 / XP50U-H4
DC Electrical Specifications	
DC maximum input voltage (VDC)	600
DC peak power operating range (MPP) input A-B-C (VDC)	280 - 550
DC operating range (VDC)	200 - 600
DC minimum start voltage (VDC)	250
DC maximum operating current per input A-B-C (ADC)	34 / 36 / 36
DC maximum short circuit current per input A-B-C (ADC)	60 / 75 / 75
Maximum input source backfeed current (ADC)	0A
DC input overload protection	Voltage and current limiting during operation
DC input terminals / conductor size per channel A - B	5 / 7 / 9 Pos and 5 / 7 / 9 Neg / 8-24 AWG AL CU per MPP channel
AC Electrical Specifications	
AC maximum continuous output power (W)	30,000 / 40,000 / 50,000
CEC weighted efficiency (%)	97
AC nominal voltage / operating range L to Neutral (VAC)	480 / 243 to 304
AC continuous output current (A) 480 / 600	36 / 48 / 60
AC branch circuit protection	45 / 60 / 75
Frequency nominal / range (Hz)	60 / 60.5 to 59.3
Power factor	> .99
Total harmonic distortion (%)	< 5
Standby losses (W)	< 1.5
AC input terminals and conductor	4 / 5-2 AWG AL CU
Maximum output fault current (AC) and duration (AAC) (ms)	180, 100
AC synchronization in rush current (A AC), and duration (ms)	98 / 4.4
Utility connection	H4- Wye 4 wire (A,B,C,N)
Installation features	

Integrated AC and DC disconnect	Yes
AC and DC surge protection	Yes
Inverter architecture	Transformerless, Non isolated
Mechanical and environmental specifications	
Mounting	Pad
Enclosure construction	Powder coated steel
Unit weight (lbs / kg)	333 / 151
Unit dimensions H x W x D (in / mm)	254 x 33 x 14 / 1360 x 840 x 355
Operating temperature range (°F / °C)	(-13 to 140 / -25 to 60)
Storage temperature range (°F / °C)	(-22 to 158 / -30 to 70)
Noise emissions	< 65 db
Humidity (%)	0 to 95 non condensing
Enclosure rating	NEMA 3R
Cooling	Forced convection with variable speed fan
Altitude	2000 m
Communications and user interface	
User interface	Graphical user interface with 3 LED status indicators
Connectivity	Ethernet, USB, RS485, S0 output
Agency approvals / Regulatory compliance	
UL / IEEE / CSA / FCC	UL 1741 2nd Ed 2010 / CSA C22.2No 107.1 - pending IEEE 1547 / FCC Class A
Fault signal relay	Potential free normally open contact
Polarity safeguard	Short circuit diode
Ground fault detection and interruption (GFDI)	Residual GFDI compliant with NEC 690.35 for use with ungrounded PV system arrays



T: +1 (866) 522 6765 • F: +1 (530) 477 5995
kacoinfo@kaco-newenergy.com • www.kaco-newenergy.com



Printed on post consumer material

Anexo 7. Datos del inversor de EnerSolar On-Grid PV



- 1.5KW/2KW/3KW/5KW on-grid PV inverter
- Advanced DSP control technology delivers accurate data
- Two smart independent MPPTs to enhance overall efficiency
- Up to 96% high conversion efficiency
- Modularized design for easy maintenance
- Industrial-grade components used for robust operation
- Data log up to 15 years
- IP 65 protection for outdoor and harsh environment
- 5-year product warranty
- Optional monitoring software

EnerSolar 1.5KW/2KW/3KW/5KW PV Inverter Selection Guide

MODEL	EnerSolar 1.5KW	EnerSolar 2KW	EnerSolar 3KW	EnerSolar 5KW
INPUT(DC)				
Max. DC Power	1650 W	2200 W	3300 W	5000 W
Maximum DC Voltage	450 VDC	500 VDC	500 VDC	
MPP Voltage Range	150 VDC ~ 400 VDC	200 VDC ~ 450 VDC	250 VAC ~ 500 VDC	180 VDC ~ 500 VDC
Nominal DC Voltage	360 VDC		370 VDC	
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	120VDC / 150VDC		125VDC / 150VDC	
Maximum Input Current	1 x 11A		1 x 13A	2 x 15A
Number of MPP Trackers / Strings per MPP Tracker	1 / A:1		1 / A:1	2 / A:1;B:1
OUTPUT(AC)				
AC Nominal Power	1500 W	2000 W	3000 W	4600 W
Maximum AC Apparent Power	1600 VA	2100 VA	3000 VA	4600 VA
Nominal AC Voltage	230 VAC			
AC Voltage Range	184-264 VAC*			
AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz			
Nominal Output Current	6.5 A	8.7A	13 A	20 A
Power Factor @ Rated Power	> 0.99			
EFFICIENCY				
Maximum Efficiency	96%		97.3%	97.3%
European Efficiency @ Nominal Voltage & 100% Load	95%		96.4%	96.7%
PROTECTION				
DC Reverse-Polarity Protection	Yes			
Ground Fault Monitoring	Yes			
Grid Monitoring	Yes			
AC Short Circuit Protection	Yes			
Over Current Protection	30 A	30 A	30 A	50 A
PHYSICAL				
Dimension,DxWxH(mm)	136.5 x 268.5 x 410		160 x 270 x 450	182 x 308 x 515
Net Weight (kgs)	11.5	11.5	15.0	20.0
INTERFACE				
Intelligent Slot	USB & RS-232 card / Option: SNMP card and Modbus card			
ENVIRONMENT				
Humidity	0 ~ 100% RH (No condensing)			
Operating Temperature	-25°C to 60°C			
Altitude	0 ~ 1000 m**			
COMPLIANCE				
Standard	CE, VDE-AR-N 4105, IEC62109, ENEL Guide 2009, RD 1663, G83/1-1, AS3100/AS4777			

*The AC Voltage Range may vary depending on different country grid standard
**Power derating 1% every 100 m when altitude is over 1000m.

Product specifications are subject to change without further notice.



EnerSolar 10KW Three Phase PV Inverter Selection Guide

MODEL	EnerSolar 10KW
INPUT(DC)	
Max. DC Power	11000 W
Maximum DC Voltage	900 VDC
MPP Voltage Range	320 VDC ~ 800 VDC
Nominal DC Voltage	600 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	250VDC / 250VDC
Maximum Input Current	2 x 17A / 17 A
Number of MPP Trackers / Strings per MPP Tracker	2 / A:1,B:1
OUTPUT(AC)	
AC Nominal Power	10000 W
Nominal AC Voltage	3/N/PE, 230VAC/400VAC
AC Voltage Range	-20% ~ +15%*
AC Grid Frequency	50 Hz
AC Grid Frequency Range	47.5~ 50.2 Hz
Nominal Output Current	14.5A
Power Factor @ Rated Power	> 0.99
EFFICIENCY	
Maximum Efficiency	98%
European Efficiency @ Nominal Voltage & 100% Load	97%
PROTECTION	
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
Ground Fault Monitoring	Yes
Grid Monitoring	Yes
AC Short Circuit Protection	Yes
Over Current Protection	30 A / Phase
PHYSICAL	
Dimension, DxWxH(mm)	171.2 x 503.5 x 653.3
Net Weight (kgs)	40
INTERFACE	
Intelligent Slot	USB & RS-232 card / Option: SNMP card and Modbus card
ENVIRONMENT	
Humidity	0 ~ 100% RH (No condensing)
Operating Temperature	-25°C to 60°C
Altitude	0 ~ 1000 m**
COMPLIANCE	
Standard	CE, VDE-AR-N 4105, IEC62105, ENEL Guide 2009, RD 1663, G83/1-1, AS3100/AS4777

*The AC Voltage Range may vary depending on different country grid standard
 ** Power derating 1% every 100 m when altitude is over 1000m.
 Product specifications are subject to change without further notice.



Anexo 8. Datos de inversor Fronius CL.

Datos de Entrada	Fronius CL	33.3 <small>Delta</small>	36.0 <small>WYE277</small>	44.4 <small>Delta</small>	48.0 <small>WYE277</small>	55.5 <small>Delta</small>	60.0 <small>WYE277</small>
Potencia FV recomendada		28.3 - 39.0 kWp	30.6 - 42.1 kWp	37.8 - 52.0 kWp	40.8 - 56.2 kWp	47.2 - 65.0 kWp	51.0 - 70.2 kWp
Rango de voltaje MPPT		230 ... 500 V					
Max. voltaje de entrada (a 1000 W/m ² 14°F (-10°C) en operación a circuito abierto)		600 V					
Voltaje Nominal de entrada		390 V					
Corriente Nominal de entrada		90.8 A	98.2 A	121.1 A	130.9 A	151.4 A	163.7 A
Max. corriente de entrada utilizable		154.0 A	166.5 A	205.4 A	222.0 A	256.7 A	277.5 A
Voltaje de inicio DC		245 V					
Tamaño de conductor admisible (DC)		350 MCM					
No. de terminales de entrada DC		2 bornes de conexión M12					
No. de seguidores MPP		1					
Datos de salida	Fronius CL	33.3 <small>Delta</small>	36.0 <small>WYE277</small>	44.4 <small>Delta</small>	48.0 <small>WYE277</small>	55.5 <small>Delta</small>	60.0 <small>WYE277</small>
Potencial Nominal de salida (P _{AC, nom.})		33300 W	36000 W	44400 W	48000 W	55500 W	60000 W
Max. potencia continua de salida (40°C)	208 V	33300 W	n.a	44400 W	n.a	55500 W	n.a
	240 V	33300 W	n.a	44400 W	n.a	55500 W	n.a
	277 V	n.a	36000 W	n.a	48000 W	n.a	60000 W
Voltaje Nominal de salida AC		208/240 V	277 V	208/240 V	277 V	208/240 V	277 V
Rango de voltaje de operación AC	208 V	183 - 229 V	n.a	183 - 229 V	n.a	183 - 229 V	n.a
	240 V	211 - 264 V	n.a	211 - 264 V	n.a	211 - 264 V	n.a
	277 V	n.a	244 - 305 V	n.a	244 - 305 V	n.a	244 - 305 V
Corriente Nominal de salida	208 V	92.4 A	n.a	123.2 A	n.a	154.0 A	n.a
	240 V	80.1 A	n.a	106.8 A	n.a	133.5 A	n.a
	277 V	n.a	43.3 A	n.a	57.8 A	n.a	72.2 A
Numero de fases		3					
Tamaño de conductor admisible (AC)		350 MCM					
No. de terminales AC		2 bornes de conexión M10					
Max. corriente backfeed continua		0 A					
Frecuencia Nominal de salida		60 Hz					
Rango de frecuencia de operación		59.3 - 60.5 Hz					
Distorsión armónica total		< 3 %					
Factor de potencia		1					

Datos generales	Fronius CL	33.3 <small>Delta</small>	36.0 <small>WYE277</small>	44.4 <small>Delta</small>	48.0 <small>WYE277</small>	55.5 <small>Delta</small>	60.0 <small>WYE277</small>
Eficiencia Max.		95.9 %					
Eficiencia CEC	208 V	94.5 %	n.a	94.5 %	n.a	94.5 %	n.a
	240 V	95.0 %	n.a	95.0 %	n.a	95.0 %	n.a
	277 V	n.a	95.5 %	n.a	95.5 %	n.a	95.5 %
Consumo en modo de espera (noche)		< 15 W		< 15 W		< 15 W	
Consumo durante operación		65 W		95 W		110 W	
Enfriamiento		Ventilación forzada controlada, velocidad de ventilador variable					
Encapsulamiento		NEMA 3R, Encapsulamiento de aluminio con pintura electrostática (standard)					
Dimensiones (con socket) (An x Al x Pr)		43.5 x 76.6 x 31.4 inch (1105 x 1945 x 797 mm)					
Peso de inversor (con socket)		661 lbs (300 kg)		721 lbs (327 kg)		783 lbs (355 kg)	
Temperatura ambiente admisible		-13°F ... +122°F (-25°C ... +50°C)					
Humedad relativa		0 ... 95 % (sin condensar)					
Desconexión AC- & DC		integrado					
Certificados		UL 1741-2005, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1, ANSI/IEEE C82.41, FCC Parte 15 B, NEC Artículo 690, C22. 2 No. 107.1-01 (Septiembre 2001), Iniciativa Solar California - Manual del Programa - Apéndice C: Inversor Integral 5 % Especificación de desempeño de medición					
Dispositivos de protección	Fronius CL	33.3 <small>Delta</small>	36.0 <small>WYE277</small>	44.4 <small>Delta</small>	48.0 <small>WYE277</small>	55.5 <small>Delta</small>	60.0 <small>WYE277</small>
Protección de falla de conexión a tierra		Interna GFDI (Detector/interruptor de falla de conexión a tierra); de acuerdo a UL 1741-2005 y NEC Art. 690					
Protección de polaridad inversa DC		Diodo Interno					
Protección Aislamiento		Interno; de acuerdo con UL 1741-2005, IEEE 1547-2003 y NEC					
Sobrecalentamiento		reducción de potencia de salida/ventilación activa					

Anexo 9. Datos del panel ERDM-Solar

ERDM 250TP/6

ERDM-SOLAR.COM
INVERSION INTELIGENTE

250 Watt

PANEL SOLAR POLICRISTALINO LINEA TOPLINE

Los paneles ERDM-SOLAR "TP/6" son fabricados con celdas Policristalinas con un rango de potencias de 250 W/p. Estos paneles son laminados con celdas de 156 mm y están diseñados para sistemas de interconexión a la red.

Celdas de alta calidad son encapsuladas en EVA Estructurado, cubierto por vidrio templado y bajo nivel de hierro. La parte trasera del panel está protegida por TEDLAR® como fondo base, el cual es resistente a la radiación UV. El laminado va montado en un marco de aluminio anodizado para asegurar la máxima protección.

La combinación de componentes de alta calidad y el proceso de producción automatizado empleado por ERDM-SOLAR asegura una calidad superior. Un mínimo de mano de obra no automatizada durante las etapas de producción de materiales delicados garantiza una constancia en su funcionamiento.

Dirección:
Mangana No. 1
Fraccionamiento El Rodeo
San Andrés Tuxtla
Veracruz, C.P. 95765

Teléfono: +52 294.942.7520
Fax: +52 294.942.7524
E-mail: info@erdm-solar.com



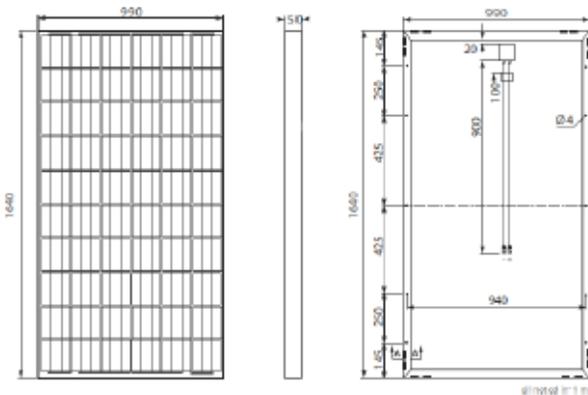
IEC 61215, 61730
Protection Class II



Características Eléctricas

Características	ERDM 250TP/6
Voltaje en Circuito	37.8 V
Voltaje de Operación	31.0V
Corriente de	8.8 A
Corriente de	8.08 A
Potencia Máxima en	250 W
Temperatura de	-40 a 90
Máximo Voltaje del	1000 V
Máximo Valor del	15 A
Tolerancia de	-0/+3 %
Eficiencia	15.39 %

STC: Irradiancia 1000 W/m², Temperatura del Módulo 25°C, AM=1.5



Características Mecánicas

Celda solar	Policristalina
No. de celdas	60, 10x6
Dimensiones	1640mm x 990mm x 50mm
Peso aprox.	20 Kg
Cristal frontal	Cristal Templado Estructurado de 3.2mm
Conector	MC4

Coefficientes de Temperatura

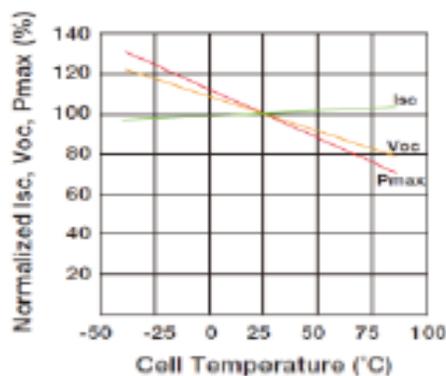
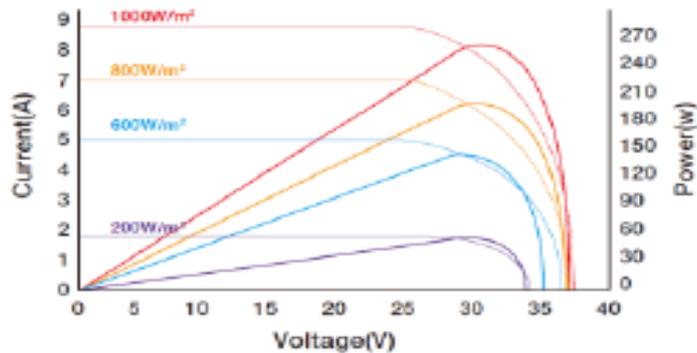
Coefficiente de temperatura de potencia (Pmax)	-0.5 %/°C
Coefficiente de temperatura de voltaje (Voc)	-0.35 %/°C
Coefficiente de temperatura de corriente (Isc)	0.04 %/°C
Coefficiente de temperatura de corriente (Imp)	0.04%/°C
Coefficiente de temperatura de voltaje(Vmp)	-0.38%/°C

Anexo 10. Datos del Módulo fotovoltaico Sunner Solar G-Series Policristalino

CRYSTALLINE G-SERIES SPECIFICATIONS

Models and Ratings at STC ^(a)

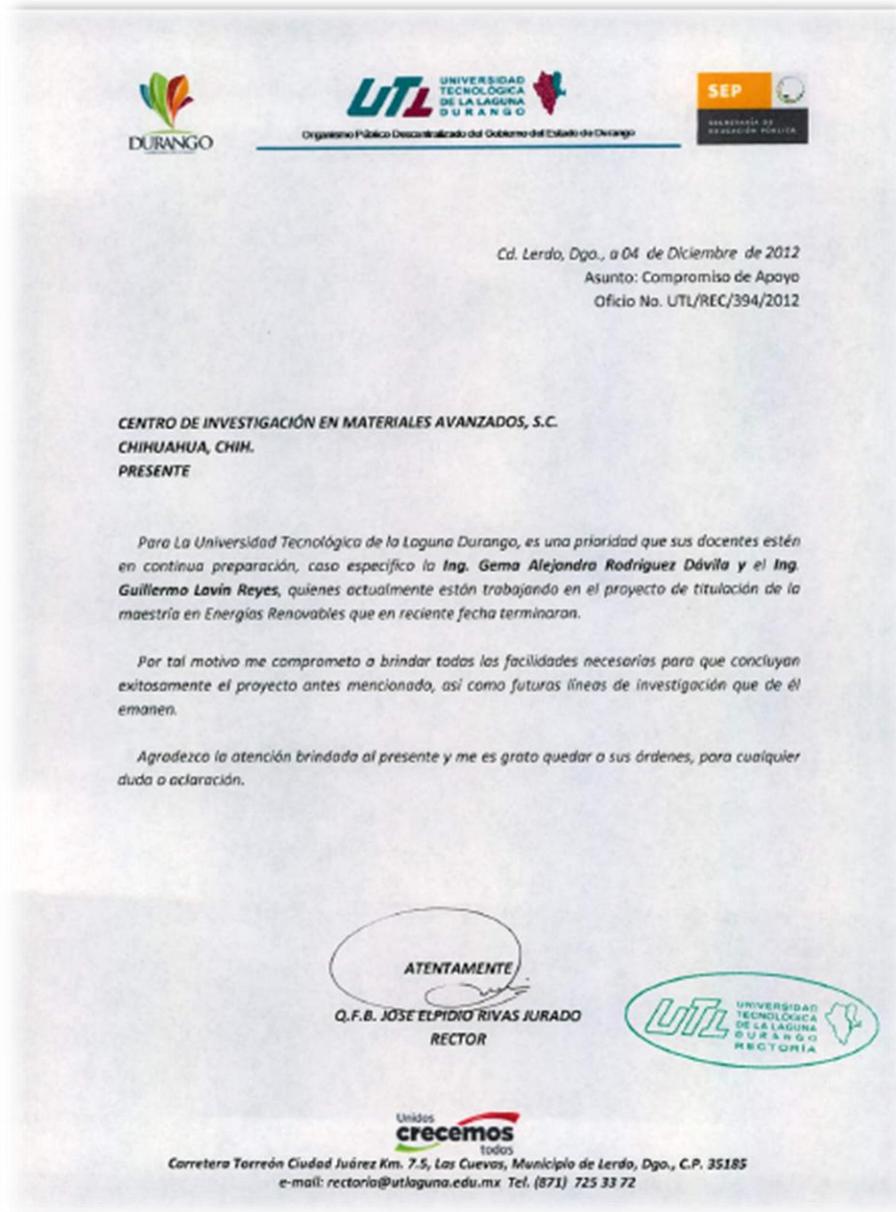
Nominal Parameters		SP60-225G	SP60-230P	SP60-235P
Nominal Power	P_M [W _P]	225	230	235
Voltage at P_M	V_M [V]	30.0	30.2	30.5
Current at P_M	I_M [A]	7.50	7.62	7.71
Open Circuit Voltage	V_{OC} [V]	36.60	36.8	37.0
Short Circuit Current	I_{SC} [A]	8.20	8.31	8.40
Maximum System Voltage	V_{SYS} [V]	600V (UL) / 1000V (IEC)		
Module efficiency (Eff.)		13.7 %	14.0 %	14.3 %
Cell efficiency		15.4 %	15.8 %	16.1 %
Cell configuration		156*156 (6*10)		
Temperature Coefficient of P_M	T_{Pm}	-0.48 % / °C		
Temperature Coefficient of V_{OC}	T_{Voc}	-0.347 % / °C		
Temperature Coefficient of I_{SC}	T_{Isc}	+0.055 % / °C		
Max. Series fuse		15A		



I-V Curves at different Irradiances (AM1.5 25°C)

Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice

Anexo 11 OFICIO UTL/REC/394/2012



Anexo 12 RECIBO DE ENERGÍA

AVISO RECIBO



Comisión Federal de Electricidad

Aj. Paseo de la Reforma Num. 154
Col. Juárez, México, D.F. 06600
RFC: CFE370114-Q10

Nombre y Domicilio:
UNIV TECNOLÓGICA DE LA LAGUNA
KM 7.5 CARR TORREÓN-GO. JIMÉNEZ
POB LAS CUEVAS
CENTRO LERDO
Lerdo, DGO

Número de servicio:
633 110 901 103

Total a pagar:
\$34,038.00
(TREINTA Y CUATRO MIL TREINTA Y OCHO PESOS 00/100 M.N.)

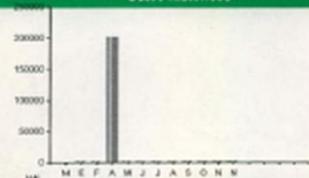
Fecha límite de pago:
16 NOV 12

Ruta	Período	No. Medidor
63DC278019990002	30 SEP 12 A 31 OCT 12	61W708

Tarifa	Carga conectada kW	Demanda contratada kW	Multiplicador
HM	146	146	140

Función y período	Lectura actual	Lectura anterior	Diferencia	Totales
kWh base				2,982
kWh intermedia				16,940
kWh punta				714
kW base				16
kW intermedia				82
kW punta				17
kVAh				1,074

Datos Históricos



Mes	Consumo mensual kWh	Consumo total kWh	F.P. %	F.C. %	Precio medio
NOV 11	29	21,210	99.84	29	1,4130
ENE 12	28	32,120	99.91	33	1,6179
FEB 12	26	32,060	99.81	33	1,6247
ABR 12	26	32,043	99.81	33	6,0860
MAY 12	41	32,852	99.90	23	1,5770
JUN 12	49	17,682	99.99	29	1,4482
JUL 12	35	25,788	99.77	29	1,6742
AGO 12	51	21,648	99.84	27	1,5532
SEP 12	54	22,244	99.83	20	1,3290
OCT 12	54	21,434	99.83	25	0,0000
NOV 12	49	35,424	99.55	25	1,4217
NOV 12	37	2,212	99.49	26	1,4040

Conceptos	Totales	Precios unitarios
Energía en base kWh	2,982	0.87910
Energía en intermedia kWh	16,940	1.00100
Energía en punta kWh	714	1.95450
Demanda facturable kW	37	164.42000

Avisos Importantes
 - De acuerdo a las instrucciones, el importe de este aviso esbo es cargado a la cuenta bancaria.
 - Nos transformamos para servirte mejor.
 - Quejas por falta de Servicio y/o alteraciones de tu recibo hacia el 071.

Domicilio fiscal
UTL09121A13

Fiscal: G
 País: 00000251 C8
 No. identificación: 1370908
 Año de aplicación: 2011
 No. certificado: 0001900000134110052

Estado de cuenta

Conceptos	Importe \$
Energía	20,264.98
Demanda Facturable	7,799.89
Bonificación Factor de Potencia	-721.54
Sustitución	20,943.91
IVA 16%	4,094.93
Facturación del Período	34,337.89
Aduedo Anterior	10,530.98
Su Pago	-18,139.00
Total	\$34,038.07

Este documento es una reproducción impresa de un CFD
 Datos emisor:
 01 633110901103 000000 000000000 7

Total a pagar:
\$34,038.00
(TREINTA Y CUATRO MIL TREINTA Y OCHO PESOS 00/100 M.N.)

Ruta: 63DC278019990002

Clave de envío: 2

633110901103



Empresa Electricista

TALÓN DE CAJA

Anexo 12. Referencia CFE G0100-04. Interconexión A La Red Eléctrica De Baja Tensión De Sistemas Fotovoltaicos Con Capacidad Hasta 30 Kw

Interruptor de separación a la salida del inversor

El interruptor de separación a la salida del inversor (Int.1 Diagrama Unifilar) debe ser un interruptor termomagnético o de fusibles que permita la desconexión del SFV de la red y las cargas locales. La calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima de salida del inversor.

El interruptor debe cubrir lo siguiente:

- a) Ser manualmente operable.

- b) Contar con un indicador visible de la posición "Abierto - Cerrado".

- c) Contar con la facilidad de ser enclavado mecánicamente en posición abierto por medio de un candado o de un sello de alambre.

- d) Tener la capacidad interruptiva requerida de acuerdo con la capacidad de cortocircuito de la línea de distribución.

- e) Debe ser operable sin exponer al operador con partes energizadas.

- f) Estar identificado como el interruptor de desconexión entre el SFV y la red.

Interruptor general de servicio del inmueble

Adicionalmente al interruptor de separación a la salida del inversor, la CFE establece el uso de un interruptor de servicio para la acometida eléctrica en el inmueble (véase Int 2 en Diagrama Unifilar). Este interruptor propiedad del usuario debe estar accesible al personal de la CFE.

El interruptor debe tener las siguientes características:

- a) Cumplir con las especificaciones de acometidas y medidores establecidas por la CFE.

- b) En este caso, la calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima contratada con la CFE.

- c) Operar con flujo de energía en ambos sentidos. Si se selecciona un termomagnético, éste debe estar especificado para operar satisfactoriamente sin importar el sentido de flujo de potencia.

Cortocircuito

El interruptor de separación de la red (Int 1) debe contar con un elemento magnético o fusibles para protección de cortocircuito.

Esta protección contra cortocircuito no tiene la finalidad de proteger al SFV de sobrecorrientes provenientes del GFV, sino de corrientes de cortocircuito provenientes de la red o por alguna falla en el sistema de acondicionamiento de potencia o en el GFV.

Sobrecorriente

Se debe proveer al SFV protección térmica contra sobrecorriente a la salida del sistema de acondicionamiento de potencia. El valor de calibración del dispositivo de sobrecorriente debe ser igual al valor de corriente de plena carga del inversor o inversores. El interruptor de separación con la red puede incluir un elemento térmico para este propósito.

Equipo de Protección del SFV

Medios para deshabilitar el GFV

Se debe contar con medios para sacar de operación el GFV, ya sea para realizar labores de mantenimiento o como protección contra fallas en alguno de sus componentes. Sin embargo, se debe considerar que en principio, la única forma de "apagar" un GFV es cubriéndolo de la luz solar.

Puesto que esta medida resulta poco práctica y económica en algunas situaciones, es necesario recurrir a algún método alternativo.

Deshabilitar el arreglo FV puede significar alguna de tres condiciones diferentes:

- a) Evitar que el arreglo produzca salida alguna.
- b) Reducir la tensión de salida a cero.
- c) Reducir la corriente de salida a cero.

La primera opción es la más segura pero requiere cubrir el arreglo de la luz solar. De las opciones restantes se debe identificar que resulta menos riesgoso y más fácil de manejar en cada caso, la corriente de cortocircuito o la tensión de circuito abierto del arreglo.

En arreglos de pequeña capacidad (≤ 2 kWp) y cuyo tensión de circuito abierto no exceda 200 V c.d. resulta suficiente abrir las terminales del circuito de salida de c.d. para deshabilitar el arreglo. Para este propósito se debe utilizar un interruptor para c.d. que cumpla con las especificaciones para operar a tensión y corriente de dicho circuito.

En arreglos FV con potencias superiores a 2 kWp, es recomendable contar con medios de desconexión para seccionar el arreglo en segmentos cuyo tensión de circuito abierto sea menor que 200 V c.d. y su corriente de cortocircuito no exceda 20 A. Esto permite llevar a cabo labores de mantenimiento de manera segura.

Adicionalmente, resulta conveniente que el subsistema de control mande la apertura de los interruptores de seccionamiento en caso de que sea detectada una falla en el arreglo FV.

Detección de fallas a tierra

Las fallas a tierra en los circuitos del GFV son potencialmente peligrosas debido a que pueden producir arcos eléctricos y como consecuencia incendios. Los GFV son esencialmente fuentes de corriente, capaces de producir arcos eléctricos por tiempo prolongado con corrientes de falla que no fundirían un fusible.

Se debe proveer de un sistema de detección de fallas a tierra en instalaciones donde existan riesgos de incendios por localizarse cerca de materiales inflamables, como puede ocurrir en algunas azoteas y techos residenciales. Se puede omitir la utilización de un sistema de detección de fallas a tierra cuando todos los componentes que conforman el GFV cuentan con doble aislamiento (clase II) y las instalaciones se han hecho de manera que se minimicen las posibles fallas en el cableado.

Se debe contar con medios de detección de fallas a tierra en instalaciones cuya potencia nominal pico supera los 10 kWp, ya que a medida que se incrementa el tamaño del GFV resulta más difícil su detección y localización.

El tipo de sistema de detección de fallas a tierra depende de las condiciones de puesta a tierra del GFV. En cualquier caso, debe cumplir las siguientes funciones:

- a) Detectar fallas a tierra.
- b) Interrumpir la corriente de falla.
- c) Deshabilitar el arreglo.

El detector debe contar con un sistema de alarma o una indicación en el panel de control del tipo de falla ocurrida.

GFV aterrizado

En generadores fotovoltaicos aterrizados, una falla a tierra produce corrientes de falla grandes. Esto hace más fácil la detección y permite utilizar instrumentos menos sensibles para tal propósito. Las corrientes de falla elevadas incrementan el riesgo de arcos eléctricos. En consecuencia, para sistemas residenciales con generador aterrizado donde exista el riesgo de incendio por causa de un arco, es necesaria la utilización de un sistema de detección permanente.

Los dispositivos de detección de falla a tierra para uso específico en sistemas FV están en etapa de desarrollo comercial. Sin embargo se puede construir un dispositivo de corriente residual como el de la figura 4.

El sistema debe ser instalado en el circuito de salida del generador.

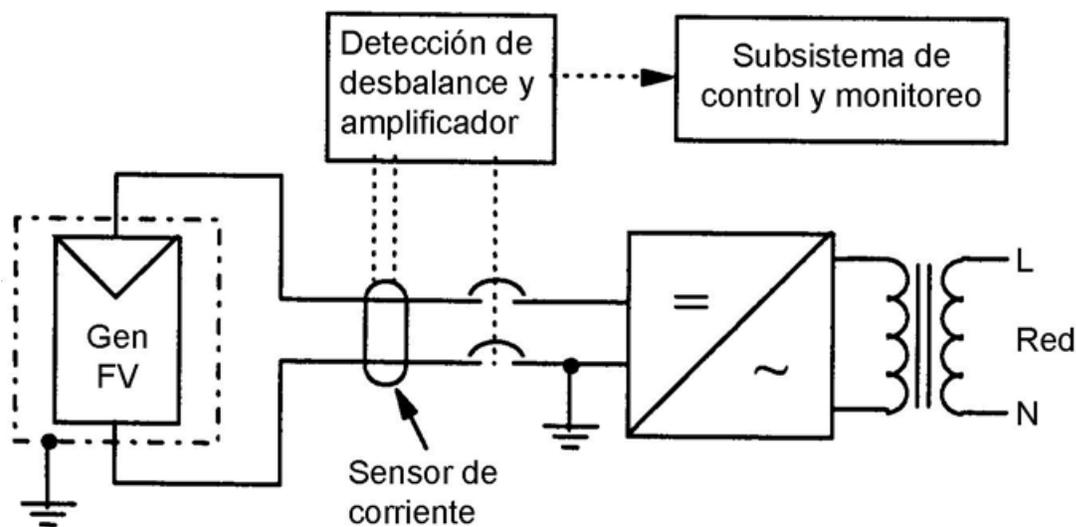


FIGURA 4 - Esquema de protección contra fallas a tierra para generadores aterrizados responsabilidad del usuario

Como se indica en la figura 4, el sensor de corriente detecta cualquier desbalance en la corriente de los dos polos del circuito de salida del GFV. Esta protección debe estar calibrada para abrir el interruptor cuando se detecte un desbalance mayor que la corriente de fuga a tierra del arreglo FV en condiciones húmedas, ya que ello indica una falla a tierra. La corriente de fuga a tierra en un arreglo FV varía dependiendo de la capacidad y tensión de salida del arreglo, la calidad del encapsulado de los MFV y de la salinidad del medio ambiente. Por lo tanto, la calibración del interruptor residual se debe hacer con base en la medición previa de dicha corriente de fuga.

Algunas observaciones importantes:

- a) El sensor de corriente se debe instalar antes del punto de conexión a tierra.
- b) El área de detección del sistema con dispositivo de corriente residual es del punto de colocación sensor de corriente hacia el GFV.
- c) En GFV aterrizados, la desconexión del conductor de tierra del sistema es la única manera confiable de interrumpir la corriente de falla a tierra.
- d) El uso de un transformador de aislamiento con la red es indispensable cuando el GFV está aterrizado.

GFV flotante

La detección de fallas a tierra en GFV flotantes es más difícil porque una falla sencilla a tierra no produce corrientes de falla fácilmente detectables. En este caso se requieren dos fallas a tierra para producir corrientes de falla grandes. Por ello, el riesgo de arcos eléctricos es considerablemente menor. Si se cuenta con un sistema de detección de fallas a tierra, éste puede detectar la primera falla y deshabilitar el arreglo antes de que ocurra una segunda falla a tierra.

En GFV flotantes la detección de falla a tierra se puede hacer de tres maneras:

- a) Verificación periódica del aislamiento, utilizando un medidor de resistencia de aislamiento.
- b) Instalación de un dispositivo "monitor de aislamiento" permanente (véase figura 5), que verifica la resistencia a tierra de ambos polos con una frecuencia predeterminada. En este caso, el SFV debe estar eléctricamente aislado de la red (con transformador de aislamiento).

c) Con un dispositivo de corriente residual instalado en la salida del subsistema de acondicionamiento de potencia, para lo cual es necesario que no haya separación galvánica entre el GFV y la red (sin transformador de aislamiento) y se requiere que el conductor neutro del sistema de c.a. esté sólidamente conectado al sistema de tierras de los equipos del GFV.

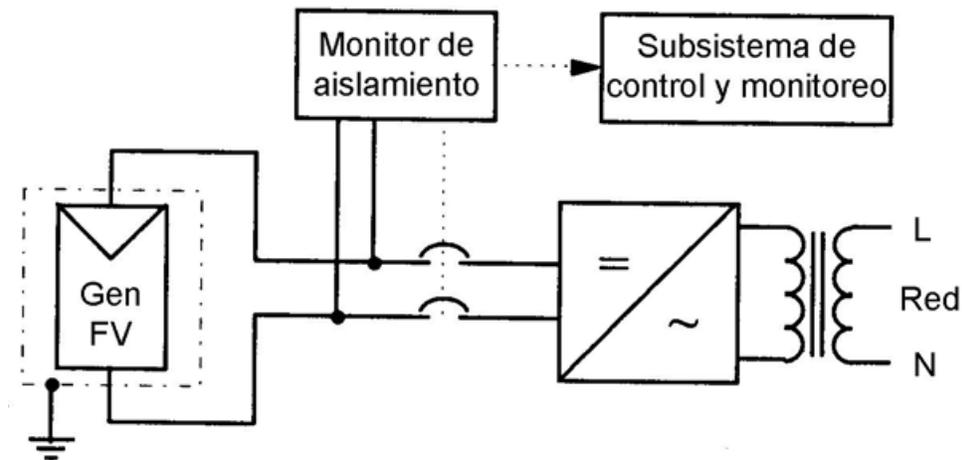


FIGURA 5 - Monitor de aislamiento para detectar fallas a tierra en GFV flotantes responsabilidad del usuario.

Circuito de salida de los subarreglos del GFV

Se deben proteger los conductores del circuito de salida de cada subarreglo con dispositivos de sobrecorriente.

En GFV aterrizados, no se deben instalar dispositivos de sobrecorriente en los conductores aterrizados porque su apertura pondría al circuito correspondiente en modo flotante, en este caso, solamente se requiere un dispositivo de sobrecorriente en el polo positivo de cada subarreglo (véase figura 6a).

En GFV flotantes, es necesario instalar dos dispositivos de sobrecorriente en cada polo del circuito de salida del subarreglo correspondiente, uno en el polo positivo y otro en el negativo (véase figura 6b).

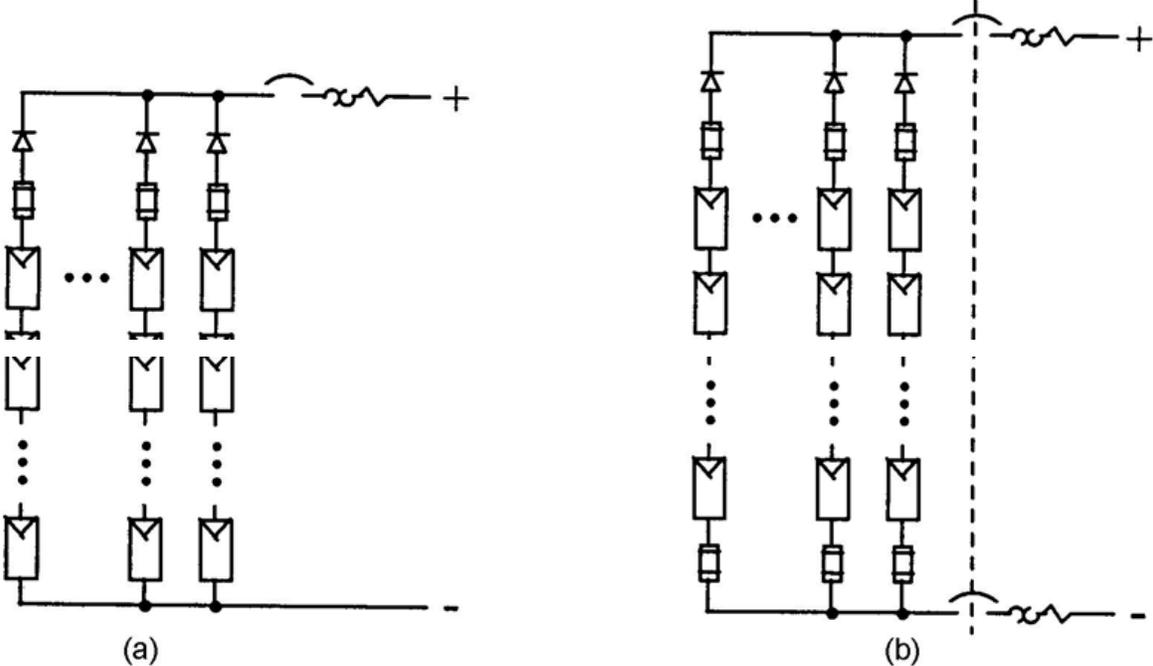


Figura 6 a) y b).

Mantenimiento

El alcance y periodicidad del mantenimiento preventivo necesario en el SFVI depende en gran medida de las condiciones ambientales específicas en la zona, principalmente del grado de polvo, humedad en el ambiente e irradiación solar (para el caso de cables y gabinetes no metálicos).

El mantenimiento correctivo del SFVI, cuando se presenta una falla que deshabilita su operación normal, debe ser atendido por personal técnico especializado.

A continuación se listan las principales labores (periódicas) de mantenimiento preventivo y verificación operacional que demanda un SFVI.

Instalación eléctrica

A la instalación eléctrica en general se debe realizar una verificación anual del estado que guarda el aislamiento de los conductores expuestos a la intemperie (no canalizados), buscando básicamente evidencia de resquebrajamiento del aislamiento o daño físico en los mismos.

Asimismo, se debe verificar que todas las canalizaciones eléctricas se mantienen en buen estado y se encuentran debidamente soportadas.

En relación a las conexiones eléctricas en el circuito, la verificación física de que éstas se conservan firmemente sujetas (apretadas) en todos y cada uno de los puntos de conexión solamente se justifica cuando hay evidencia de que el conductor, la tubería “conduit” o el gabinete ha sido o está sometido a esfuerzos mecánicos y/o presenta un daño físico visible. La causa más común que da lugar a este tipo de anomalía es la tensión de los cables originada por soportes sueltos o la ausencia de éstos.

Verificar que la conexión a tierra del sistema y la de cada uno de los equipos, se mantiene firme y sin señales de corrosión.

Módulos FV

Antes de dar mantenimiento al GFV se deben seguir estrictamente las instrucciones indicadas para ello en el manual del instalador del SFVI. Poniendo especial interés en el apagado del GFV (desenergizarlo), tanto en c.a. como en c.d.

Para el óptimo desempeño del SFV se debe conservar siempre libre de polvo y/o suciedad la superficie de los módulos FV. Por lo tanto, se debe:

- a)** Limpiar la superficie de vidrio del módulo según sea necesario, utilizando agua y una esponja o paño suave para la limpieza. Se puede emplear un agente de limpieza suave y no abrasivo para quitar suciedad resistente. Esta operación es similar a la que demanda la limpieza de la carrocería de un automóvil.

- b)** Verificar las conexiones eléctricas y mecánicas cada seis meses para asegurarse que se encuentren limpias, seguras y libres de daño.

- c)** Realizar la limpieza al menos cuatro veces al año o bien en función de la cantidad de polvo en el ambiente dependiendo de la época del año.

Diodos de derivación

Es necesario probar los diodos de derivación en el GFV cuando se pone en operación por primera vez o su tensión se ha caído muy por debajo de su valor especificado. Generalmente estos diodos se encuentran dentro de las cajas de conexiones de los MFV. Para extraerlos y probar su estado operativo es necesario:

- a)** Destapar la caja de conexiones.

- b)** Extraer el diodo respetando la marca de su polaridad.

- c)** Verificar la conductividad del diodo. Este debe conducir electricidad cuando las conexiones de prueba están conectadas en una dirección y mostrar una alta resistencia en la dirección opuesta. Si un diodo conduce en ambas direcciones está defectuoso.

- d)** En caso que el diodo esté defectuoso se debe reemplazar por otro de características similares; respetando la posición de la polaridad original. De ser posible el diodo se debe soldar a los contactos.

- e)** Finalmente, verifique la tensión de circuito abierto del MFV y cierre la cubierta.

Inversor

Antes de dar mantenimiento al inversor se deben seguir estrictamente las instrucciones indicadas para ello en el manual del fabricante, poniendo especial interés en el apagado del inversor (desenergizarlo), tanto en c.a. como en c.d. Se

recomienda que al menos cada mes (o según se requiera) se dé mantenimiento preventivo a:

a) Disipador de calor.

La acumulación de polvo y suciedad en las aletas del disipador de calor y en el cuerpo y las rejillas de protección del ventilador, si el equipo está provisto de uno, decrece la capacidad de transferencia de calor, lo cual puede originar la salida de operación del inversor al operarse la protección contra sobretensión. Por lo tanto, se debe inspeccionar la acumulación de suciedad en las aletas del disipador de calor y en la rejilla de protección del ventilador y limpiarse adecuadamente.

b) Operación del ventilador.

En caso que el inversor cuente con ventilación forzada, se debe verificar la adecuada operación del ventilador del disipador de calor. Normalmente el ventilador opera a través del cierre de contactos de un relevador. Retire el polvo y/o suciedad acumulada en el ventilador y en la guarda de protección.

Semestralmente:

c) Empaquetaduras del gabinete.

Inspeccione el sello de la puerta del gabinete. Si está dañado reemplace la empaquetadura.

d) Conexiones eléctricas.

Inspección de las condiciones de todos los cables de entrada y de salida del inversor.

Inspeccione todas las terminales de los cables y las conexiones de daños causados por alta temperatura y revise corrosión. Reemplace cualquier conductor dañado. Verifique que todas las conexiones se mantienen firmes y apretadas.

e) Gabinete.

Abra el gabinete y remueva el polvo o suciedad acumulada en el interior. El gabinete debe quedar perfectamente hermético para evitar la entrada de agua, polvo y/o tierra al interior.

A continuación se proporciona el procedimiento general para desenergizar o energizar el inversor del SFVI.

Apagado del inversor

a) Mover el interruptor ON/OFF a la posición “OFF” (si el inversor cuenta con un interruptor integrado).

b) Abrir el interruptor del GFV.

c) Abrir el interruptor de salida c.a. para la desconexión del SFVI de la red.

d) Abrir el interruptor del transformador de aislamiento (en el caso de no estar integrado éste en el inversor).

e) Bloquear el interruptor del transformador de aislamiento, y los interruptores de entrada y salida del inversor contra operación por terceros.

NOTA: Las terminales de entrada FV se encuentran energizadas si el GFV no está desconectado. Se requiere de alrededor de 5 min para que todos los capacitores en el gabinete se descarguen una vez apagado el inversor.

Encendido del inversor

a) Retirar los dispositivos de bloqueo del interruptor del transformador de aislamiento y de los interruptores de entrada y salida del inversor.

- b)** Cerrar el interruptor del transformador de aislamiento (en el caso de no estar integrado éste en el inversor).
- c)** Cerrar el interruptor de salida c.a. para conexión del SFVI de la red.
- d)** Cerrar el interruptor del GFV.
- e)** Mover el interruptor ON/OFF a la posición “ON” (si el inversor cuenta con un interruptor integrado).
- f)** Verificar que el indicador de operación normal (comúnmente un “led” verde) se encuentra encendido.

Después de aproximadamente 15 s que el equipo requiere para realizar su rutina de inicialización y en algunos casos alrededor de 5 minutos para llevar el sistema a condiciones de operación normal, el inversor automáticamente debe operar el GFV en el punto de máxima potencia (PMP) cuando el tensión del arreglo es mayor al tensión de arranque ajustado en el inversor.

La verificación de operación normal se debe realizar durante el día, cuando el sistema está generando. El encendido de cualquier otro “led” indica seguramente la detección de una falla en el sistema y se debe consultar el manual de usuario del fabricante del inversor para implementar cualquier acción correctiva o para el restablecimiento de éste a su operación normal.