



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ
Residencia Profesional

Borrás Enríquez Israel Yosua
Ingeniería Eléctrica; 9º Semestre
Diciembre del 2014

Ingeniería Eléctrica
Carrera

Noveno Semestre.
Grado

Reporte de Residencia/Tesis

“Diseño y análisis de la factibilidad de instalación de energías renovables para el autoabastecimiento eléctrico para la Industria Minera La Caridad, de Grupo México”

Trabajo presentado

Residencia Profesional
Materia

Ing. Vicente León Orozco
Asesor Interno

Dr. Rafael Peña Gallardo
Asesor Externo

Israel Yosua Borrás Enríquez
Nombre del Alumno

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, Diciembre del 2014

Lugar y Fecha



Índice

1. INTRODUCCIÓN	6
1.1 Antecedentes	6
1.2 Estado del arte	7
1.2.1 Energía eólica.....	7
1.2.2 Energía solar.....	8
1.2.3 Energía hidráulica.....	8
1.2.4 Bioenergía.....	9
1.2.5 Energía geotérmica.....	9
1.3 Justificación	9
1.4 Objetivo	10
1.4.1 Objetivos particulares.....	10
1.5 Alcances y limitaciones	11
1.6 Metodología	11
2. FUNDAMENTO TEÓRICO	12
2.1 Panorama de las energías renovables	12
2.1.1 Las energías renovables en el mundo.....	13
2.1.1.1 Bioenergía.....	13
2.1.1.2 Energía geotérmica.....	14
2.1.1.3 Energía hidráulica.....	14
2.1.1.4 Energía eólica.....	15
2.1.1.5 Energía solar.....	15
2.1.2 Las energías renovables en México.....	16
2.1.2.1 Bioenergía.....	16
2.1.2.2 Energía geotérmica.....	17
2.1.2.3 Energía hidráulica.....	17
2.1.2.4 Energía eólica.....	18
2.1.2.5 Energía solar.....	19
2.2 Recurso solar	20
2.2.1 Ventajas y desventajas de la energía solar.....	20
2.2.2 Aplicaciones de la energía solar.....	21
2.2.3 Radiación Solar.....	23
2.2.4 Factor AM (Masa de Aire).....	24
2.2.5 Efecto fotovoltaico.....	26
2.2.6 Componentes Fundamentales.....	27
2.2.6.1 Módulos fotovoltaicos.....	27
2.2.6.2 Inversor Fotovoltaico.....	29
2.2.6.2.1 Sistema fotovoltaico con inversor central.....	30
2.2.6.2.2 Sistema fotovoltaico con inversores modulares.....	31
2.2.6.3 Protecciones eléctricas (NEMA).....	31
2.2.6.3.1 NEMA.....	32
2.2.6.4 Orientación de los módulos.....	33



2.2.6.5	Datos técnicos de los accesorios	34
2.2.6.5.1	Estructura de soporte	34
2.2.6.5.2	Caja general de protección	35
2.2.6.5.3	Puesta a tierra	35
2.2.6.5.4	Cableado para la conexión de los equipos.....	35
2.2.7	Situación nacional de la energía fotovoltaica	36
2.2.7.1	Sistemas fotovoltaicos en México	38
2.3	Marco normativo y reforma energética.....	38
2.3.1	Reformas energéticas en México.....	38
2.3.2	Transición energética.....	39
2.3.3	Normatividad eléctrica.....	39
3.	DESARROLLO.....	41
3.1	Análisis de la Factibilidad	41
3.1.1	Análisis de Factibilidad con SIGER (IIE)	41
3.1.2	Análisis de factibilidad con RETScreen	42
3.2	Diseño del Parque Solar	46
3.2.1	Requisitos del diseño	46
3.2.2	Análisis de dimensionamiento	46
3.2.2.1	Potencia requerida aparente	46
3.2.2.2	Cantidad de paneles solares.....	47
3.2.2.3	Orientación e inclinación.....	47
3.2.2.4	Montaje vertical y horizontal	48
3.2.2.5	Dimensionamiento de terreno.....	50
3.2.2.6	Inversor	51
3.2.2.7	Distribución de los módulos fotovoltaicos	52
3.2.2.8	Elección de las cajas de conexión continua (DC-Box).....	53
3.2.2.9	Evaluación de los casos extremos de temperaturas y radiaciones.	55
3.2.2.10	Cableado.....	56
3.2.2.10.1	Cableado CD.....	58
3.2.2.10.1.1	Tramo L ₀ (conductor; interconexión de los módulos)	59
3.2.2.10.1.2	Tramo L ₁ (conductor; rama a DC-Box)	61
3.2.2.10.1.3	Tramo L ₂ (conductor: DC-BOX al inversor)	68
3.2.2.10.2	Pérdida y caída en corriente directa	69
3.2.2.11	Cableado en CA.....	70
3.2.2.11.1	Tramo L ₃ (Conductores para sistema trifásico: inversor al punto de conexión con la red de suministro).....	70
3.2.2.12	Potencia total	72
3.2.3	Presupuesto	73
4.	RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	74



5. REFERENCIAS	76
5.1 Bibliografía	76
5.2 Páginas de Internet	78
6. ANEXOS	79
6.1 Anexo 1: Módulo fotovoltaico	79
6.2 Anexo 2: Inversor	80
6.3 Anexo 3 DC-BOX	82
7. PLANOS.....	84
7.1 Diagrama unifilar inversor 1	84
7.2 Diagrama unifilar inversor 2	85
7.3 Diagrama unifilar inversor 3	86
7.4 Conexión en serie de los módulos	87
7.5 Orientación e inclinación módulos fotovoltaicos	88



Índice de figuras

Figura 1 . Órbita descrita por la tierra en su movimiento alrededor del sol (Perales B. T. 2008).....	23
Figura 2 Piranómetro.	24
Figura 3 Componentes de la Radiación Global.	25
Figura 4 Diseño y funcionamiento de una célula solar de silicio cristalino (Perales B. 2008).	26
Figura 5 Curva Característica del módulo fotovoltaico SW-240 Poly en condiciones STC	28
Figura 6 Representación de un sistema fotovoltaico con inversor central.	30
Figura 7 Representación de un sistema fotovoltaico con inversores modulares.	31
Figura 8 Orientación del Sol, con respecto al sur magnético de la Tierra.	33
Figura 9 Soportes utilizados en los módulos fotovoltaicos (Atersa).....	34
Figura 10 Ubicación de la minera usando SIGER.	41
Figura 11 Radiación Solar Norte de la República Mexicana, SIGER.	42
Figura 12 Registro de datos para RETScreen.	42
Figura 13 Ubicación de la minera "La Caridad", de Grupo México y la estación meteorológica de Nacozari.	43
Figura 14 Cuadro de datos RETScreen.	43
Figura 15 Datos meteorológicos de la Estación Nacozari.	44
Figura 16 Gráfica de barra: radiación anual en promedio.	44
Figura 17 Gráfica de tiempo: radiación diaria en promedio.	45
Figura 18 Proyección de sobra entre módulos fotovoltaicos	48
Figura 19 Conexión del Equipo	55
Figura 20 Mapa del promedio anual de densidad de rayos a la Tierra en el Estado de Sonora.....	56

Índice de tablas

Tabla 1 Capacidad geotermoeléctrica mundial instalada al año 2004 (Quijano 2005).	14
Tabla 2 Proyectos geotérmicos en etapa de factibilidad de la cartera del sector energía (Reyes 2008).	17
Tabla 3. La contaminación ambiental en México (Jiménez 2002).	21
Tabla 4 Capacidad eléctrica instalada en celdas fotovoltaicas (en MW).	22
Tabla 5 Datos técnicos del módulo fotovoltaico Solar Word SW 240 poly	47
Tabla 6 Coordenadas de la Industria minera "La Caridad", de Grupo México	48
Tabla 7 Dimensiones del módulo fotovoltaico Solar Word SW 240 poly	49
Tabla 8 Potencia nominal del inversor y del módulo fotovoltaico	51
Tabla 9 Voltajes nominal y tensión máxima en condiciones STC del inversor y módulo fotovoltaico.	52
Tabla 10 Corrientes máximas de inversor y módulo fotovoltaico.	53
Tabla 11 Datos técnicos de la DC-Box.....	54
Tabla 12 Pérdida de potencia en función de la longitud del conductor por un inversor.	60
Tabla 13. Secciones para el tramo L1 del inversor 1.....	62
Tabla 14. Secciones para el tramo L1 del inversor 2.....	63
Tabla 15. Secciones para el tramo L1 del inversor 3.....	64
Tabla 16. Caída de tensión y pérdidas de potencia del inversor 1.	65
Tabla 17. Caída de tensión y pérdidas de potencia del inversor 2.	66
Tabla 18. Caída de tensión y pérdidas de potencia del inversor 3.	67
Tabla 19. Secciones para el tramo L2.....	68
Tabla 20. Caídas de tensión y pérdidas de potencia.....	69



1. Introducción

1.1 Antecedentes

El tema del ahorro y uso eficiente de la energía, bajo el concepto de eficiencia energética, es un recurso que adquiere vigencia a raíz de los problemas del calentamiento global, generando como consecuencia la contaminación ambiental de los gases de efecto invernadero, cuyo objeto se enmarca en el planteamiento de soluciones y aplicación de medidas factibles, así como detener el deterioro ambiental del planeta.

En el ámbito de la eficiencia energética, la energía eléctrica, es uno de los principales recursos, necesarios en el proceso del desarrollo y tecnificación de los pueblos, que influye directamente en la calidad de vida del hombre y su aumento en el consumo; es a su vez el resultado, principalmente, del incremento en el proceso de la industrialización, del aumento poblacional y de la demanda generalizada por más comodidades y mayor tecnificación en los diferentes sectores, donde el uso de la energía eléctrica es cada vez mayor.

Consecuentemente, la energía eléctrica es el medio o elemento esencial para el desarrollo y confort de las personas que entre otras razones, permite mejorar su desempeño y prolongar sus actividades más allá de las horas de luz natural, de donde surge la necesidad de considerar el análisis y estudio sobre el ahorro de energía eléctrica o mejor aún, la posibilidad de generar energía eléctrica haciendo uso de los recursos renovables como es la energía solar.

México, se caracteriza por un alto nivel de consumo energético en las diferentes áreas de las actividades personales, recreativas, laborales, etc.; cabe mencionar que los sistemas e instalaciones destinados a este fin son determinantes para el ahorro de electricidad y la disminución de las emisiones contaminantes, cuya importancia, justifica la integración de un sistema fotovoltaico interconectado a la red de CFE que permita generar energía eléctrica de manera alterna.

El tema de generación de energía solar, es sólo una fracción del complejo problema del consumo energético, en el cual se plantea la búsqueda de soluciones que puedan ayudar a disminuir el consumo de energía eléctrica y evitar daños al medio ambiente. Este estudio tiene un alcance en la investigación de antecedentes de proyectos relacionados a energía solar, así como el diseño del sistema fotovoltaico.

Con el objeto de llegar a formular un diagnóstico y presentar soluciones, se evalúa la situación energética del país y como principal el municipio de Nacozari, Sonora, presentando la información general sobre la capacidad de generación y la necesidad e importancia de la energía utilizada para el autoabastecimiento, adquiriendo indicadores para conseguir mejores resultados y determinar la viabilidad de la implementación de un sistema de energía fotovoltaica en la minera.



1.2 Estado del arte

En 2012 la capacidad total instalada para la generación de energía eléctrica en México fue de 1,471 GW, de los cuales el 67% fue aportado por centrales de energía hidráulica y el 19% por parques eólicos (RGSR 2013). 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, la electricidad generada por energías renovables representó aproximadamente un 26% de la generación total de energía global (5,640 GW). Algunos de los factores que han impulsado la industria de energía renovable, en especial en los nichos de energía eólica y solar, han sido el avance tecnológico, la disminución de costos en tecnologías, la promoción de gobiernos para el desarrollo sustentable, entre otros factores. (Secretaría de Economía 2013).

Tabla 1 Capacidad instalada para la generación de electricidad 2012 (RGSR 2013).

Energía	Capacidad instalada (GW)	Crecimiento 2011-2012
Hidráulica	990.0	3.1%
Eólica	283.0	18.9%
Biomasa	83.0	12.2%
Solar Fotovoltaica	100.0	40.8%
Geotérmica	11.7	2.6%
Solar de alta concentración	2.5	56.3%
Mareomotriz	0.5	0.0%
Total:	1,470.7	8.4%

Para el 2035 se pronostica que la capacidad instalada para la generación de electricidad con fuentes renovables será de 3,437 GW, lo que representará el 40% del total del sistema eléctrico mundial. La energía hidráulica y la eólica serán las principales fuentes de generación de electricidad (Secretaría de Economía 2013). Con base en las metas del programa antes mencionado, aún será necesaria una capacidad adicional de fuentes renovables de 26.6 % del total hasta 2035 (International Energy Outlook 2013).

1.2.1 Energía eólica

La energía eólica se ha desarrollado a pasos acelerados en el mundo durante los últimos años. En el año 20013, la capacidad instalada mundial llegó a los 318, 105 MW (Global Wind Energy Council, Global Wind Report 2013). En el 2013 existen en México 492.3 MW de capacidad eólica en operación, que se dividen en:

Capacidad instalada en el Servicio Público (CFE):

- 1.6 MW en el proyecto La Venta I.
- 83.3 MW en el proyecto La Venta II.

Capacidad instalada por el sector privado (Permisionarios, >500KW):

- 79.9 MW del proyecto Parques Ecológicos de México en Oaxaca desde 2009.
- 250 MW del proyecto EURUS en Oaxaca desde el 2009.
- 10 MW del Municipio de Mexicali en Baja California desde 2009.



- 67.5 MW de Eléctrica del Valle de México desde 2010 en Oaxaca.
- 408 MW de

En mayo de 2010 se encuentran 1,557.45 MW del sector privado en construcción, que se dividen en:

- Un total de 741.5 MW en la modalidad “autoabastecimiento”. Por ejemplo el proyecto de Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca con 228 MW, previsto de estar en operación el 18 de octubre 2011.
- 300 MW en la modalidad “Exportación” del proyecto Fuerza Eólica de Baja California, previsto de estar en operación el 31 de diciembre 2011.
- Un total de 510.85 MW en la modalidad “Productor Independiente”, por ejemplo La Venta III en Oaxaca con 102.85 MW, previsto de entrar en operación el 30 de junio 2011.
- 5 MW en la modalidad “Pequeño Productor” del Instituto de Investigaciones Eléctricas en Oaxaca, previsto de estar en operación el 30 de junio 2010.

1.2.2 Energía solar

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, Renewables Global Status Report 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 %.

1.2.3 Energía hidráulica

Existe en el Mundo una capacidad hidroeléctrica instalada de 860 GW (ren21, Renewables Global Status Report 2009). En México a su vez existen en 2009 11 GW de capacidad hidroeléctrica instalada en el servicio público, tomando en cuenta grandes centrales con una capacidad mayor a 30 MW.

En el panorama nacional de la minihidráulica se puede dividir en centrales públicas y privadas que se encuentran en operación y las que por alguna causa, están fuera de servicio. Actualmente se cuenta con 25 centrales privadas, 14 en operación, 1 inactivas y 10 en construcción, con permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía con una capacidad instalada en operación de 122.4 MW, así como 49 centrales públicas en operación de la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza con una capacidad de 293.5 MW. De estas últimas, sólo dos han sido construidas después de 1967: la central “Colina”, ubicada en San Francisco Conchos, Chihuahua, con una capacidad instalada de 3 MW y la central “Ixtaczoquitlán”, ubicada en Ixtaczoquitlán, Veracruz, con una capacidad instalada de 1.6 MW.



1.2.4 Bioenergía

Las tecnologías modernas de energía de la biomasa satisfacen el 4% de la demanda primaria de energía mundial, en forma de calor, electricidad y combustibles líquidos (IEA, World Energy Outlook 2008 Edition), principalmente en países desarrollados. En México el bagazo de caña es, después de la leña, la principal fuente de bioenergía, que se utiliza en ingenios azucareros para la producción de calor y de electricidad para consumo del propio ingenio. Se estima que se aprovechan 98 PJ de bagazo al año, equivalentes al 1.33% de la oferta interna bruta de energía. (Secretaría de Energía, Balance Nacional de Energía 2008).

Las tecnologías tradicionales de biomasa, por su parte, satisfacen el 6% de la demanda primaria de energía en el Mundo. En México, el uso tradicional de la leña aporta el 3% de oferta interna y el 28% de la energía consumida por el sector residencial en México. Se estima que este combustible es usado por alrededor de una cuarta parte de la población, por medio de fogones tradicionales.

1.2.5 Energía geotérmica

La capacidad de generación de electricidad a partir de recursos geotérmicos en el Mundo es de poco más de 10 GW (ren21, Renewables Global Status Report 2009). Nuestro país cuenta con aproximadamente la décima parte de esta capacidad (960 MW) y ocupa el tercer lugar mundial. Se contempla la instalación de 161 MW adicionales de capacidad geotermoeléctrica correspondiente a las centrales Cerro Prieto V y Humeros Fases A y B que iniciarán operaciones entre 2011 y 2012 (Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico 2009-2024).

Por lo que se refiere a las aplicaciones térmicas, actualmente se concentran mayormente en balnearios de aguas termales, aunque se reportan casos aislados de calefacción de edificios, secado de madera, invernaderos y cultivo de hongos.

1.3 Justificación

Para la gran mayoría de los mexicanos, la electricidad es algo que siempre está disponible, se presiona un interruptor y algo se prende, se conecta un artefacto electrodoméstico y éste funciona, sin estar conscientes que detrás de estas simples acciones hay un largo camino, una gran infraestructura que puede ser afectada por factores climáticos, políticos, económicos o sociales.

Cabe destacar que la electricidad debe ser generada, transportada, distribuida, medida y facturada, pero todo este proceso requiere de un sistema eléctrico que debe mantenerse al día, donde se incluye personal especializado y alta tecnología en materiales y equipos, tal como lo manifiesta la Estrategia Nacional de Energía 2012-2026, "Fomentar la seguridad, la eficiencia económica, productividad y sustentabilidad ambiental esenciales de la visión a largo plazo".

Todo esto es para reflexionar y pensar en la necesidad de no malgastar este recurso, ni los que la hacen posible. En vista de esto el gobierno y algunas empresas particulares están emprendiendo planes, programas económicos y energéticos, con la finalidad de aumentar las reservas existentes y disminuir el uso desproporcionado que se tiene de la energía eléctrica, como es el caso del



presente trabajo que enmarca dentro de sus lineamientos la integración de un sistema fotovoltaico para una empresa minera.

Hay países como Europa en donde existen tecnologías fotovoltaicas muy difundidas, aceptadas y aplicadas, estos sistemas satisfacen las necesidades básicas de la electricidad de familias ya que este tipo de energía suministra un servicio mejor aparte de ser más ecológica y económica. Las ventajas de estos sistemas radican en su simplicidad, ya que por lo general son sistemas simples y modulares, se instalan fácilmente y pueden ampliar el sistema, la reparación y cambio de componentes es fácil, económico y son sistemas adaptables a la mayoría de comunidades y a sus necesidades, siempre y cuando haya luz solar. Considerando que no se emiten gases que contribuyan al efecto invernadero o humos tóxicos y la energía solo se produce donde es necesario siendo los costos de esta tecnología bajos en relación a tecnologías convencionales.

Además, son muchas las posibilidades de reducción del consumo de energía eléctrica para la minera “La Caridad” de Grupo México, desde el cambio de unas lámparas tipo LED’s hasta la implementación de nuevos sistemas con equipamiento electrónico inteligente. Pensando en ello se ha de desarrollar un diseño de aprovechamiento de energía solar que permita a la empresa minera generar su propia energía eléctrica.

La pertinencia de este proyecto, radica en uno de los programas de investigación en la que se integra este proyecto en la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, llamado: "Análisis, diagnóstico y desarrollo de estrategias para el aprovechamiento sostenible de agua y energía en la industria minera, con un enfoque multidisciplinario y formación de recursos humanos en Ciencias de la Tierra" en el que pretende compaginar las nuevas tecnologías de producción de energía mediante el aprovechamiento de los recursos naturales no convencionales de esta zona del norte de México.

1.4 Objetivo

El presente proyecto se realiza con el fin de analizar la factibilidad del aprovechamiento de recursos naturales no convencionales situados en la zona norte del país, para la generación de energía, proponiendo un diseño que cumpla con las normativas oficiales, leyes y reglamentos federales de la República Mexicana, para la elaboración de un sistema de energía renovable con conexión a la red para un autoconsumo de la industria minera llamada “La Caridad”, de la empresa Grupo México.

1.4.1 Objetivos particulares

- Analizar la factibilidad de los diferentes recursos naturales para la generación de energía.
- Analizar las normativas oficiales, leyes y reglamentos federales para establecer el marco normativo del proyecto.
- Proponer el sistema renovable como una opción energética para La Industria Minera “La Caridad”, de la empresa Grupo México.



1.5 Alcances y limitaciones

Se realizará un proyecto, a nivel profesional, haciendo un análisis e investigación en el estudio de factibilidad de aprovechamiento de recursos naturales encontrados en la zona norte del país. A partir de ese estudio se analizarán la opción ideal del mejor recurso natural no convencional disponible en la zona.

Este estudio tiene un alcance en la investigación de antecedentes de proyectos relacionados a energía renovable, así como la realización de una propuesta de diseño de un sistema de generación de energía con conexión a la red para el autoabastecimiento a industria minera “La Caridad”, de la empresa Grupo México cumpliendo con las normativas oficiales, leyes y reglamentos federales de la República Mexicana para la elaboración de este diseño. Cabe mencionar, que el proyecto tendrá una limitación a ser una propuesta y no contempla la implementación y desarrollo de este, eso será evaluado por la minera en los próximos años.

1.6 Metodología

Para realizar el diseño de un sistema de energías renovables es necesario conocer las características y el funcionamiento de los distintos componentes que conforman el sistema, para esto se realizará una investigación de fuentes bibliográficas y páginas de Internet, con la finalidad de comprender los aspectos básicos de la generación de electricidad a partir del aprovechamiento de recursos naturales y los principios de funcionamiento de éstas, reguladores de carga, inversores y demás equipos que conforman el sistema.

La investigación abarcará además las técnicas de diseño que se emplean actualmente para la elaboración de proyectos de este tipo. Como un complemento en la etapa de diseño del sistema, se espera realizar consultas a profesionales con experiencia en el tratamiento de este tipo de tecnologías, que puedan brindar una visión realista de los principales aspectos de la generación eléctrica en la actualidad.

En el proceso de análisis de factibilidad de la zona de interés, se cuenta con datos con datos meteorológicos emitidos por la estación meteorología del municipio de Nacoziari en el estado de Sonora, ubicada a 14 km de la minera. En dichos datos se especificarán los niveles meteorológicos con respecto a radiación solar, temperatura y velocidad del viento registrados recientemente del año 2010 hasta nuestras fechas (2014). Los datos brindados por esta estación deberán compararse con datos suministrados por otras fuentes similares, para tener una mejor aproximación del valor real en promedio en esta área.

La investigación sobre los equipos disponibles actualmente en el mercado y sus principales características, se realizará básicamente ingresando a los sitios web de los principales distribuidores con marcas conocidas de este tipo de componentes, que generalmente brindan información explícita sobre los aspectos más relevantes de los equipos en cuestión (eficiencia, capacidad, costos, etc.).

Para la estimación de la carga propuesta para la industria minera llamada “La Caridad”, de la empresa Grupo México, se tiene en cuenta los recursos propuestos por la minera para el



planteamiento de este proyecto, pues las limitaciones en área y capacidad son importantes en el diseño. Para esto es necesario tener en cuenta el área destinada para el proyecto en la minera, así como la cantidad de horas en aprovechamiento diario en recursos naturales no convencionales, para determinar de esta forma cual es la carga total de energía generada a partir de un sistema de energía renovable. Este cálculo, deberá aproximarse también las posibles pérdidas que se dan en el sistema tales como pérdidas en caída de tensión por conductor y eficiencias de los componentes.

Finalmente, el cálculo del presupuesto se realiza en base a los precios promedio de los equipos más favorables a los fines del proyecto.

2. Fundamento teórico

2.1 Panorama de las energías renovables

Se denominan energías renovables a las que se obtienen de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales. El concepto de “crisis energética” aparece cuando las fuentes de energía de las que se abastece la sociedad se agotan. El modelo económico actual, cuyo funcionamiento depende del continuo crecimiento, exige también una demanda creciente de energía. Las reservas de combustibles fósiles, que son en los que se basa la producción mundial de energía, son finitas y es inevitable que en algún momento la demanda de estos no pueda ser abastecida. La mayoría de los gobiernos de los países industrializados han instaurado programas e incentivos que fomentan el desarrollo de las energías renovables, ya que éste tipo de energías en la última década han demostrado ser viables para complementar la generación de electricidad, para disminuir la dependencia a los hidrocarburos y diversificar la producción de electricidad. Las principales energías renovables son la solar, eólica, biomasa, hidráulica, geotérmica y en un futuro no muy lejano, la obtenida del hidrógeno (Reyes 2008).

Se consideran energías limpias a la energía solar, la energía hidroeléctrica, la energía geotérmica y la energía eólica, por el hecho de no generar residuos. Pero la construcción de centrales eléctricas con estos tipos de tecnología tienen un impacto ambiental importante y en casos como la fabricación de paneles solares, su producción se lleva a cabo con materiales peligrosos y se generan desechos altamente contaminantes. La energía producida a partir de la biomasa tiene un bajo rendimiento de conversión y se necesitan grandes cantidades de espacio, por ejemplo, se necesitan 50 hectáreas de bosque para captar la misma cantidad de energía que captaría una hectárea de paneles solares (Macancela Vivar 2010). Los aerogeneradores afectan a las poblaciones de aves y murciélagos, ya que hay una incidencia de choques de estos animales con las aspas de las turbinas (Jiménez 2001). No obstante, estas fuentes de energía son una alternativa frente a los combustibles fósiles que se están agotando.



2.1.1 Las energías renovables en el mundo

En esta Sección se expone la situación actual de las energías renovables en el mundo. Se hace mención de las cifras globales de capacidad instalada, producción y consumo de energía para cada tecnología. También se hace mención de los países que poseen una mayor capacidad instalada de acuerdo al tipo de tecnología.

2.1.1.1 Bioenergía

La bioenergía es un componente muy importante de la energía que actualmente se consume en el mundo, llegando a cerca del 11% del consumo total mundial (Masera 2005). En muchos de los países en vías de desarrollo la biomasa es la más importante fuente de energía, llegando a cerca del 35% del total. En total, se estima que 46 PJ de la energía primaria global se deriva de la biomasa, con 85% por uso tradicional (leña, abono, bagazo de caña, residuos agrícolas) y 15% en uso industrial (combustibles), procesos de calor y energía combinados (por ejemplo, estufas de leña) y electricidad.

Los siguientes datos muestran la importancia del uso de la bioenergía en el mundo:

- 11 millones de hogares se iluminan con biogás.
- 250 millones de estufas eficientes de leña.
- 38 000 MW de capacidad instalada para producción de electricidad.
- 30 mil millones de litros/año de etanol consumidos.
- 180 millones de personas viven en países con normas para mezclar etanol con gasolina.

Los países desarrollados están incrementando el uso de la bioenergía con el fin de reducir sus emisiones de CO₂. Se estima que la participación en cuanto a producción de energía por biomasa, vaya en aumento en los próximos años hasta conformar durante el presente siglo el 25% del total mundial.

Para aprovechar la energía de la biomasa se usan procesos termoquímicos de conversión, los cuales se basan en someter los combustibles biomásicos a altas temperaturas y pueden dividirse en tres categorías, dependiendo de que el calentamiento se lleve a cabo con exceso de aire (combustión), en presencia limitada de este (gasificación) o en ausencia completa del mismo (pirólisis). Los materiales más utilizados para su conversión termoquímica son los de bajo contenido en humedad y alto en lignocelulosa, tales como madera, paja, bagazo, residuos agrícolas y cáscaras en general.

Las tecnologías más usadas en el aprovechamiento de combustibles biomásicos a mediana y gran escala son: las calderas acuatubulares, pirotubulares, quemadores de ciclón, calderas de lecho fluidizado burbujeante y circulante, los quemadores de astillas y pellets, los gasificadores en sus diferentes modalidades y los hornos de pirólisis entre los que se encuentran el sistema Torrax y Landgar. Para el caso de pequeña escala se encuentra la tecnología de estufas de leña domésticas e industriales, así como los hornos de ladrillos cerámicos y alfareros.



2.1.1.2 Energía geotérmica

En 1913 se generó por primera vez corriente eléctrica con una central geotérmica en Italia. A nivel mundial se genera actualmente en 21 países un total de 8,000 MW de energía eléctrica en base a la energía geotérmica. Más de 25% de la potencia de centrales se encuentran en los EUA, las Islas Filipinas se encuentran en segundo lugar con 1,909 MW de potencia instalada. Con distancia siguen México, Italia, Indonesia, Japón y Nueva Zelanda. En los siguientes años se ampliará la generación de corriente eléctrica en base a la energía geotérmica a nivel mundial.

Tabla 2 Capacidad geotermoeléctrica undial instalada al año 2004 (Quijano 2005).

País	Capacidad (MWe)	País	Capacidad (MWe)
Estados Unidos	2.002	Guatemala	29
Islas Filipinas	1.909	China	28
México	953	Turquía	20
Italia	795	Portugal	16
Indonesia	748	Etiopía	9
Japón	535	Nueva Guinea	6
Nueva Zelanda	436	Francia	4
Islandia	170	Taiwán	3
El Salvador	161	Rumania	2
Costa Rica	153	Tailandia	0.3
Kenia	121	Austria	0.30
Nicaragua	77	Australia	0.2
Rusia	62	Zambia	0.2
Capacidad tota:			8,240 MW

Para poder explotar la geotermia, se requiere un medio por el cual se pueda desplazar hacia la superficie. Para esto existen dos posibilidades:

- El medio ya está existente en el subterráneo como vapor o agua caliente. A través de una perforación se desplaza hacia la superficie, se refrigera mediante utilización y se retorna a continuación.
- En el subterráneo hay formaciones de rocas calientes. Para poder explotar este calor, se bombea agua hacia la profundidad, se calienta y se sube nuevamente mediante bombeo, por ejemplo, el procedimiento llamado hot-Dry-Rock.

Para la explotación de la energía existente para el abastecimiento de calor, la generación de frío o de corriente eléctrica, existen diferentes desarrollos tecnológicos: se aplican bombas térmicas, colectores geotérmicos, sondas geotérmicas, palos energéticos o también componentes de hormigón con contacto con la tierra.

2.1.1.3 Energía hidráulica

La energía hidráulica se aprovecha desde los inicios de la generación de electricidad a fines del Siglo XIX, por ejemplo, como medio de propulsión en molinos o en aserraderos. Durante largo tiempo, la energía hidráulica constituyó la fuente energética renovable más importante. Hoy en



día, la energía hidráulica es una tecnología madura que representa a nivel mundial (después de la explotación tradicional de las biomásas), la fuente energética renovable más utilizada. Alrededor del 19% del consumo neto total de corriente eléctrica del mundo provinieron en el año 2000 de esta fuente energética, mientras que otros lo hacen con una participación dominante, entre ellos también Australia, Brasil, Venezuela y Canadá (SENER 2006).

2.1.1.4 Energía eólica

El viento se ha empleado durante siglos para moler cereales y desplazarse por el mar, aprovechando la energía contenida en el viento. En 1887 Brush construyó lo que se considera la primera turbina eólica para generación de electricidad, un gigante de 144 palas de madera y un rotor de 17 metros de diámetro, a pesar de su tamaño, la potencia del aparato era de sólo 12 kW.

Fue hasta finales de la década de 1970, que gobiernos europeos, EE.UU. y Canadá, patrocinaron para el desarrollo de aerogeneradores capaces de interconectarse a la red eléctrica.

La potencia instalada de esta tecnología creció dramáticamente durante la última década. La capacidad global instalada a finales de 2010 fue de alrededor de 195 GW, muy por arriba de los 18 GW que se tenían a finales del año 2000. Sólo en 2010 se instalaron cerca de 36 GW.

Durante los últimos dos años el centro del crecimiento de la energía eólica se movió de Europa y Norteamérica para Asia, que emerge como el líder global. En el 2010, China añadió 17 GW a su capacidad eólica y se convirtió en el líder global en términos de capacidad instalada. A pesar de ello, sólo el 1% de la electricidad que China consume proviene del viento. Contribuyendo al crecimiento eólico en Asia, India añadió 2 GW de capacidad eólica a su red en 2010.

Estados Unidos y Europa han desacelerado su ritmo de crecimiento de capacidad eólica debido a los efectos de la crisis económica. Los desarrollos eólicos marinos (offshore) se han concentrado mayormente en Europa, donde se instalaron 883 MW en el año 2010, llegando a una capacidad instalada total de cerca de 3 GW.

2.1.1.5 Energía solar

La Agencia Internacional de Energía informa que en el año 2008 el suministro total de energía eléctrica a nivel mundial fue de 10,469,461 GWh y el 17% fue proporcionado por fuentes de energía renovables. La participación de las llamadas nuevas renovables que incluye: energía solar, viento y marea, tienen una contribución todavía marginal, representando el 1.92% del suministro mundial y un 11.28% del total de las renovables el porcentaje que representan las energías solar, eólica y mareomotriz respecto del suministro de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y respecto al suministro total de energía eléctrica se obtuvo haciendo el cálculo con la información de la IEA (IEA 2010).

En este contexto y con una experiencia de poco más de dos décadas, varios países entre los que figuran principalmente Estados Unidos, Alemania, Australia, España, Israel, entre otros, han establecido programas de Investigación y Desarrollo para la generación de electricidad a través de sistemas solares utilizando la conversión termodinámica (IEA 2009).



Actualmente se pueden identificar tres tecnologías cuyo potencial de aplicación es altamente prometedor, estas son: Receptor Central (RC), Canal Parabólico (CP) y Plato Parabólico (PP) (Instituto de Investigaciones Eléctricas 1999). El principio de las tres tecnologías es similar, y se basa en la concentración de los rayos del sol por medio de espejos para lograr altas temperaturas en un proceso cuyo fin es accionar turbinas, acopladas a generadores eléctricos para producir electricidad.

2.1.2 Las energías renovables en México

En México existe un uso importante de las distintas tecnologías de generación de energía a partir de fuentes renovables. A continuación se describe de manera general con qué recursos cuenta México en materia de energéticos renovable y los usos que se les da.

2.1.2.1 Bioenergía

Actualmente, la bioenergía representa el 8% del consumo de energía primaria en México. Los principales bioenergéticos empleados son el bagazo de caña (usado como combustible en calderas o para producir electricidad) y la leña (usada principalmente para la cocción de alimentos). En 2004 se consumieron 87.324 PJ de bagazo de caña y 250 PJ de leña (SENER 2010). México produce al año en la industria cañera 45 millones de litros de bioetanol que actualmente no se usan como combustibles sino en la industria química. Al 2005 la Comisión Reguladora de Energía autorizó 19 MW para producir 120 GWh/año con biogás, 70 MW para generar 105 GWh/año con bagazo de caña y 224 MW para generar 391 GWh/año con sistemas híbridos (combustóleo-bagazo de caña) (Reyes 2008).

El potencial técnico de la bioenergía en México se estima entre 2,635 y 3,771 petajoules al año, sin embargo, su uso actual es diez veces menor (REMBIO 2005). Del potencial estimado, un 40% proviene de los combustibles de madera, 26% de los agrocombustibles y 0.6% de los subproductos de origen municipal. Se estiman además 73 millones de toneladas de residuos agrícolas y forestales con potencial energético, y aprovechando los residuos municipales de las diez principales ciudades como Ciudad de México, Puebla, Netzahualcóyotl, Tijuana, Ecatepec, Mérida, Acapulco, Ciudad Juárez y Tlalnepantla para generación de electricidad a partir de su transformación térmica, se podría instalar una capacidad de 803 MW y generar 4,507 MWh/año (Reyes 2008). Además, se cuenta con un área agrícola significativa, potencialmente apta para la producción de bioetanol y biodiesel (REMBIO 2005).

Para la obtención de etanol a partir de almidones se estima a nivel internacional un costo de inversión de 0.8 USD/l; a partir de recursos ricos en azúcares (melaza), el costo de inversión es de 0.4 USD/l; a partir de aceite de soya, el costo es de 0.57 USD/l; y a partir de aceite de girasol el costo es de 0.52 USD/l (Reyes 2008).

El proyecto de Bioenergía de Nuevo León S.A. en Monterrey, es el primero en el país que aprovecha el biogás liberado por un relleno sanitario para generar energía eléctrica con una capacidad de 7 MW (Reyes 2008). El proyecto se desarrolló con un apoyo parcial del Banco Mundial.



El Grupo Energéticos S.A. en colaboración con el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), firmaron un convenio para producir biodiesel a partir de grasa animal de desecho de rastros. En julio de 2005, en Nuevo León, se inauguró la planta con una inversión de 1.5 millones de dólares (capacidad de producción inicial de 500 mil litros por mes) (Reyes 2008). El biodiesel, se utiliza como combustible en medios de transporte, en una primera etapa, para camiones industriales en el norte de México. La visión a futuro es comercializar el producto en la ciudad de Monterrey, ya que la planta tiene un potencial de producción de 1 millón de litros por mes (Reyes 2008).

2.1.2.2 Energía geotérmica

Actualmente México ocupa en tercer lugar mundial en capacidad de generación de energía geotérmica, con 960 MW instalados, con los que se generan más de 6,500 GWh/año. La CFE estima que el potencial geotérmico permitiría instalar otros 2,400 MW, pero esto depende en gran medida del desarrollo tecnológico en el rubro (Reyes 2008). Dichos proyectos se muestran a continuación:

Tabla 3 Proyectos geotérmicos en etapa de factibilidad de la cartera del sector energía (Reyes 2008).

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh/Año)
Cerro Prieto V. Baja California	100	813.2
Cerritos Colorados 2ª Etapa, Jalisco	26.9	218.7
Los Humeros II, Puebla	25	203.3
Los Humeros III, Puebla	55	447.3
Total:	220	1,901.2

Los montos de inversión en centrales geotermoeléctricas en México son del orden de 1,400 USD/kW. Por su parte, el costo de generación promedio es de 3.986 centavos de USD/kWh (Reyes 2008).

2.1.2.3 Energía hidráulica

México actualmente cuenta con casi 60 hidroeléctricas de las cuales las principales se encuentran en los estados de Michoacán, Jalisco, Nayarit, Oaxaca y Chiapas. Por el lado de las minihidráulicas, están operando en los estados de Veracruz y Jalisco tres centrales con una capacidad instalada de 16 MW, que generan un total de 67 GWh/año. Adicionalmente están en operación tres centrales híbridas (minihidráulicas-gas natural) en los estados de Veracruz y Durango (Reyes 2008).

La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, CONAE, estimó en 2005 el potencial hidroeléctrico nacional en 53,000 MW, de los cuales, para centrales con capacidades menores a los 10 MW, el potencial es de 3,250 MW (Reyes 2008). En la actualidad CFE planea ampliar la capacidad de 5



centrales hidroeléctricas en 778 MW y tiene en proceso de licitación, construcción o diseño 27 más que suman una capacidad de 7624 MW (CFE 2010).

En México, los costos de instalación en el 2004 eran en promedio de 1,600 USD por kW instalado, con un costo de generación de 11.50 centavos de USD por kWh generado. El país cuenta con un potencial macro hidroeléctrico de 137,977 GWh/año distribuido en 583 sitios o proyectos. La explotación de dicho potencial en 72 centrales era en el año 2000 del 18.2% en términos de generación media anual y del 19.4% en términos de potencia instalada (Reyes 2008).

Comexhidro es una empresa al aprovechamiento energético de presas de riego agrícola ya existentes. Inauguró en el 2003 su primer proyecto, "Las Trojes", en el estado de Colima, una minihidroeléctrica "Chilatán", ubicada en el estado de Michoacán, con una capacidad de 14 MW. El proyecto más importante de la empresa, "El Gallo", en el estado de Guerrero, contará con una capacidad de 30 MW, y está en construcción desde 2004. La empresa cuenta con el primer proyecto en energías renovables en América Latina que obtiene los incentivos adicionales provenientes de los bonos de carbono. Otra más es la hidroeléctrica "El Cajón", la cual entró en operación en marzo de 2007 y cuenta con una capacidad de generación de 375 MW, ubicada en Santa María del Oro, Nayarit (SENER 2010).

2.1.2.4 Energía eólica

En 1994 fue puesta en marcha la central eólica La Venta, en La Venta, Oaxaca. Fue la primera planta en ser integrada a la red eléctrica en México y América Latina. Tiene una capacidad instalada de 1,575 MW. En Baja California Sur, en Guerrero Negro, hay instalado un aerogenerador de 600 MW de capacidad que opera de forma automática. En el área de El Cardón, Baja California Sur, hay instalados 15 aeroturbinas que alcanzan un factor de aire-turbina de 25%, por lo cual es un sitio que se considera favorable para el desarrollo de la energía eólica a nivel rural. En la Isla Santa Margarita, Baja California, está la planta híbrida de Puerto Alcatraz, que tiene una capacidad de 77.3 kW y cuenta con tres aerogeneradores de 5 kW cada uno, 2 arreglos fotovoltaicos de 1.15kW cada uno, y una máquina diésel de 60kW. Además, cuentan también con una batería de 200kWh, 120V CD y un inversor de 15kW. En San Juanico, Baja California Sur, existe una planta híbrida que cuenta con diez aerogeneradores con una capacidad conjunta de 100 kW, celdas solares de 17 kW y un motor generador diésel de 80 kW. En el municipio de Ramos Arizpe, Coahuila, la cementera Apasco instaló en 1997 un aerogenerador de 38 kW de capacidad, bajo la modalidad de autoabastecimiento (González Ávila 2006).

Los estudios del National Renewable Energy Laboratory (NREL) y diversas instituciones mexicanas (Asociación Nacional de Energía Solar, ANES, Asociación Mexicana de Energía Eólica, AMDEE, Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE) han cuantificado un potencial superior a los 40,000 MW, siendo las regiones con mayor potencial, el Istmo de Tehuantepec y las penínsulas de Yucatán y Baja California (NREL 2003).

Las condiciones eólicas en el Istmo de Tehuantepec son de las mejores a nivel mundial. En Oaxaca hay zonas con velocidades del viento medidas a 50 m de altura superiores a 8.5 m/s, con un potencial de 6,250 MW, y otras con velocidades entre 7.7 y 8.5 m/s, con un potencial de 8,800 MW (NREL 2003).



En Baja California, las mejores zonas están en las sierras de La Rumorosa y San Pedro Mártir (274 MW). Yucatán (352 MW) y la Riviera Maya (157 MW) tienen suficiente potencial para sustituir plantas que operan con combustóleo, diésel y generadoras de turbogás (Reyes 2008).

A principios de 2004 la NREL publicó el Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca y la región ístmica en W/m² a 50 metros de altura. Según este estudio, el 7.3% del estado (6,637 km²) cuenta con recurso eólico de bueno a excelente (mayor o igual a 400 W/m²) (Reyes, 2008).

De acuerdo con CFE, los montos de la inversión para estos sistemas son de 1,400 USD/kW, con un costo de generación de 4.34 centavos de dólar por kWh y se estima que para el 2020 sean menores a los 3 centavos de USD por kWh (Reyes 2008).

En el 2005, la CFE inició la construcción en la Venta, Oaxaca, de la primera planta eólica de gran escala en México (83.3 MW) nombrada La Venta II, que entró en operación en Marzo de 2007, con una inversión de 111.4 millones de dólares; la cual con su capacidad de poco más de 83 MW, sustituirán a 19,784 toneladas equivalentes de petróleo al año y evitará la emisión de gases en 400 mil toneladas de CO₂ (Reyes, 2008). En el período del año 2008 al 2010 han entrado en operación, bajo el esquema de autoabastecimiento, Parques Ecológicos de México (Iberdrola) con 80 MW, Electricidad del Valle de México (Endesa-Wal Mart) con 67.5 MW y Eurús (Acciona-Cemex) con 37.5 MW; bajo la modalidad de productor independiente se tiene La Venta III con 101.4 MW (CNN Expansión 2010).

Adicionalmente, la Secretaría de Energía tiene programada la construcción de otros 404 MW de capacidad eólica (en la modalidad de productor independiente) en la misma región en los siguientes años, con lo que se espera tener instalados 507 MW en 2013 (SENER 2010). Los permisos otorgados por la CRE para proyectos privados de autoabastecimiento con tecnología eólica aportarán en los próximos años poco más de 950 MW al Sistema Eléctrico Nacional. La Comisión Reguladora de Energía tiene previsto que la capacidad instalada llegue al menos a 2500 MW en el Estado de Oaxaca (Notimex 2009).

2.1.2.5 Energía solar

La capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos se incrementó de 14.261 MW, en el 2001, a 25.12 MW en 2009, generando más de 11,000 MWh/año para electrificación rural, bombeo de agua y refrigeración. Para sistemas termosolares, al 2009 se tenían instalados más de 1,392,921 m de calentadores solares planos, con una radiación promedio de 18,841 kJ/m² al día, generando más de 6.71 PJ útiles para calentar agua (ANES 2011).

Con una insolación media de 5 kWh/m, el potencial de México es de los más altos del mundo. En el 2013 se esperaba un sistema instalado de 25 MW con tecnología fotovoltaica, y generar 14 GWh/año. Además, en el 2011 con un sistema híbrido de ciclo combinado acoplado con un campo solar de 25 MW (Agua Prieta II, Sonora) (SENER 2010).

Los sistemas fotovoltaicos son actualmente viables para sitios alejados de la red eléctricos y aplicables en electrificación y telefonía rural, bombeo de agua y protección catódica, entre otros usos. Los costos de generación e inversión para sistemas fotovoltaicos se encuentran en el rango



de 3,500 a 7,000 dólares por kW y de 10 a 25 centavos de dólar por kWh (Reyes 2008). El costo de inversión para los colectores solares planos es de 242 USD/m² instalado (Reyes 2008).

La CFE cuenta con una planta híbrida en San Juanico, Baja California Sur, conformada por 17 kW fotovoltaicos, 100 kW eólicos y un motogenerador diésel de 80 kW (Reyes 2008).

2.2 Recurso solar

La transformación en calor es la llamada energía solar térmica que consiste en el aprovechamiento de la radiación que proviene del sol para calentar fluidos que circulan por el interior de captadores solares térmicos. Este fluido se puede destinar para el agua caliente sanitaria, dar apoyo a la calefacción para moderar la temperatura de las piscinas. En la utilización directa mediante la incorporación de cristales y otros elementos arquitectónicos con elevada masa y capacidad de absorción de energía térmica, es la llamada energía solar térmica pasiva (Casas 2012).

La energía solar directa es la energía del sol sin transformar, que calienta e ilumina, es necesario tener sistemas de captación y de almacenamiento para aprovechar la radiación del sol de diferentes maneras.

El sol produce constantemente energía electromagnética que llega directamente a la tierra. Así lo viene haciendo desde hace unos 4.5 millones de años y parece que seguirá su producción por varios millones de años más. Toda la energía disponible procede de forma directa o indirecta del sol, excepto la nuclear, mareomotriz y la geotérmica. Sin embargo su utilización ofrece serias dificultades por su estacionalidad, su alternancia día-noche, su dependencia de otras condiciones atmosféricas, su baja densidad y en muchas aplicaciones su costo, que dista de ser competitivo con los combustibles fósiles.

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol. La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce a través de la absorción de la radiación, por ejemplo en dispositivos ópticos o de otro tipo. La energía solar es una energía renovable que no contamina conocida como energía limpia o energía verde.

La energía solar puede transformarse en eléctrica bien directamente, mediante células fotovoltaicas o de forma indirecta a través de sistemas térmicos de concentración utilizados para producir vapor que moverá las turbinas generadoras, en otras palabras, el sol es la fuente primaria de energía, que puede ser usada directamente, en sistemas pasivos, así llamados porque no utilizan otra fuente de energía, o en sistemas activos, que usan otra fuente de energía, generalmente eléctrica, empleada para mover el fluido calefactor.

2.2.1 Ventajas y desventajas de la energía solar

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes más prometedoras de las energías renovables en el mundo. Comparada con las fuentes no renovables, las ventajas son claras: no contamina, no tiene partes móviles y no requiere mucho mantenimiento. Además de que no requiere de una extensa instalación para operar. Los módulos fotovoltaicos pueden ser instalados de manera



distribuida en edificios ya construidos, pueden generar su propia energía de forma segura y silenciosa (Jiménez 2002).

En la Tabla 3 se resume la investigación de la energía solar que se lleva a cabo en los diferentes países del mundo. El futuro de la energía solar depende de estas investigaciones; por mencionar solo un ejemplo del avance logrado, en los últimos seis años en el costo de las celdas solares han disminuido en un factor de diez veces.

Tabla 4. La contaminación ambiental en México (Jiménez 2002).

Ventajas y desventajas de la energía solar	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Fuente inagotable de energía. • Escaso impacto ambiental. • No produce residuos perjudiciales para el medio ambiente. • Distribuida por toda el mundo. • No tiene más costos una vez instalados. • No hay dependencia de las compañías suministradoras. • Es silenciosa. • Tiene una vida útil superior a 25 años. • Resistente a condiciones climáticas extremas: granizo, viento, etc. • No requiere mantenimiento complejo, solo limpieza del módulo solar. • Se puede aumentar la capacidad y la autonomía de la instalación. • No consume combustible.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Se precisan sistemas de acumulación (baterías) que contiene agentes químicos peligrosos. • Puede afectar a los ecosistemas por la extensión ocupada por los paneles en caso de grandes instalaciones. • Impacto visual negativo si no se cuida la integración de los modelos solares en el entorno.

2.2.2 Aplicaciones de la energía solar

Las tecnologías para el aprovechamiento solar son muchas y muy variadas. Las tecnologías termodinámicas tienen como propósito capturar la energía mecánica o eléctrica. Como resultado de la absorción de la energía de los fotones que inciden sobre materiales semiconductores, los sistemas fotovoltaicos convierten directamente la energía solar captada en energía eléctrica al generar portadores móviles de carga eléctrica. La conversión fotoquímica se refiere a las tecnologías que producen energía química libre a partir de la radiación solar. Los procesos termoiónicos aprovechan la emisión calorífica directamente en electricidad. Los dos primeros



grupos de tecnologías han sido los más estudiados y en los que se ha logrado un mayor desarrollo (Alonso Concheiro, Antonio 1985).

Generalmente la energía solar es utilizada en zonas excluidas de la red de distribución eléctrica o de difícil acceso a ella, pudiendo trabajar de forma independiente o combinada con sistemas de generación eléctrica convencional. Sus principales aplicaciones son la electrificación de sistemas de bombas de agua, repetidores de TV y telefonía, la electrificación de edificaciones aisladas, alumbrado, pequeños electrodomésticos, pequeños consumos no destinados o calentamientos, alumbrado público aislado, señalización vial, antenas, protección y seguridad, asimismo en las conexión a la red eléctrica de pequeñas centrales eléctricas que permiten disminuir las pérdidas en la red, ya que se acerca el consumo a la generación. Esta solución es la que está generando actualmente el mayor desarrollo de esta energía, ya que se vende a la red.

La tecnología relacionada con la generación de electricidad por procesos fotovoltaicos ha tenido grandes avances. Su costo unitario de potencia se ha reducido en más de 20 veces desde 1973, al pasar de 200 a 10 dólares por watt. Esto ha permitido que el uso de esta tecnología se haya generalizado y que se tengan expectativas de mayores reducciones en su precio, lo que la coloca en el umbral de aplicaciones masivas.

En 1999, la producción de celdas fotovoltaicas a escala mundial prácticamente alcanzó la marca de los 200 MW por año, lo que representó un crecimiento de 29% con respecto a 1998. Actualmente, e impulsado por un mercado nacional dinámico, Japón supera a los Estados Unidos como líder productor de celdas fotovoltaicas con 80 MW por año (ver Tabla 4).

Tabla 5 Capacidad eléctrica instalada en celdas fotovoltaicas (en MW).

PAIS	Capacidad instalada en el final de 1998	Capacidad instalada en el final de 1999 *
Alemania	53.9	66.2
Italia	17.68	18.5
Francia	8.0	10.0
Holanda	6.48	9.5
España	8.0	9.0
Austria	2.86	3.46
Resto de la CEU	6.54	7.42
Total CEU	103.46	123.58
EEUU	127.9	147.0
Japón	133.3	190.0
México	12.0	12.9

Estimaciones indican que la industria de la energía solar tiene un futuro próspero. En ese sentido se dice que en el año 2008 este sector empleaba unas 120,000 personas en el mundo. Pero si se

analiza la curva ascendente, se espera que para el año 2020 este sector demandará unos dos millones de personas algo que demuestra un crecimiento realmente fenomenal.

Tampoco se debe perder de vista que Alemania y Japón, son los más avanzados en la fabricación e instalación de energía solar y a estos se sumarán los países de Estados Unidos y China. Es interesante mencionar que los países de Alemania avanzaron en el rubro energético al promover la instalación de paneles solares en los hogares e industrias a través de incentivos económicos, es así como una producción de energética tenderá a descentralizarse.

Económicamente la inversión permite saldar costos al cabo de ocho años cuando el sistema tiene una durabilidad aproximadamente de 20 años, a partir de ahí podría considerarse que la energía obtenida es gratuita. Pero estos números no son estáticos si consideramos la producción de módulos a gran escala, pues será otro factor que hará bajar los costos. Por ejemplo, la compañía First Solar construye en China, la planta de energía solar de 2,000 MW y se ubica en la ciudad de Ordos al interior de Mongolia (Gabriel, 2010). Para cuando el proyecto se encuentre finalizado en 2019), China tendrá la mayor planta de energía solar del mundo en términos de la cantidad de potencia que puede generar. Otro proyecto que se está llevando a cabo por el Ejército de los Estados Unidos en su primera etapa es la construcción de una granja solar de 500 MW en el desierto de Mojave, para la última etapa contempla una instalación capaz de generar 1,000 MW y debería estar finalizada en el año 2019, se espera que la totalidad de los paneles solares cubran una superficie de 65 kilómetros cuadrados.

2.2.3 Radiación Solar

El Sol es una estrella en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del sol se transmite al exterior mediante la denominada radiación solar.

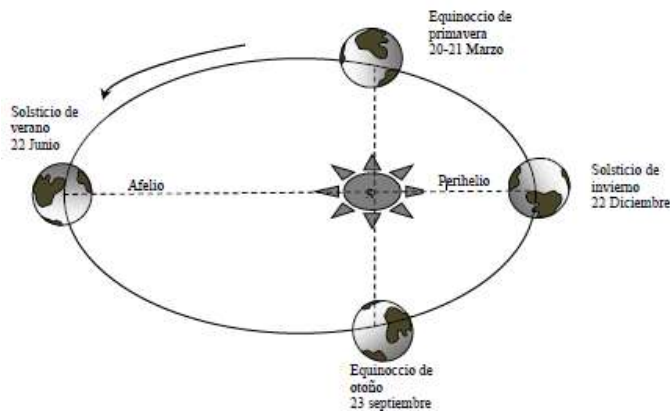


Figura 1 . Órbita descrita por la tierra en su movimiento alrededor del sol (Perales B. T. 2008).

La intensidad de la radiación solar que llega a la parte exterior de la atmosfera depende de la distancia entre la tierra y el sol. Esa distancia no es constante, si no que el curso de la órbita de nuestro planeta describe una trayectoria elíptica y que su longitud varía entre $1.47 \cdot 10^8$ y $1.52 \cdot 10^8$ kilómetros como se muestra en la Figura 1. De aquí se puede afirmar que el valor de la irradiación fluctúa entre 1.325 W/m^2 y 1.412 W/m^2 , el valor medio (1.353 W/m^2) de dicha irradiación se le conoce como contante solar (Parales, 2008).

Es variable durante el año en un $\pm 3\%$ por las causas descritas de la órbita terrestre. Otro elemento que influye sobre la radiación solar el factor denominado “Masa de Aire” (AM), y varia con el ángulo cenital del sol, de la distancia tierra-sol y de las condiciones atmosféricas y meteorológicas.

La radiación solar alcanza los niveles más altos antes y después del mediodía. Las nubes, la lluvia y la contaminación atmosférica como partículas y ozono absorben el UV y disminuyen su intensidad a nivel del suelo.

2.2.4 Factor AM (Masa de Aire)

La intensidad y frecuencia del espectro luminoso generado por el sol sufre alteraciones cuando la luz atraviesa la atmósfera. Eso se debe a la absorción, reflexión y dispersión que toma lugar dentro de esta. Estas modificaciones son dependientes de la espesura de la capa atmosférica. La posición relativa del sol respecto a la horizontal del lugar determina el valor de la masa de aire. Cuando los rayos solares caen formando un ángulo de 90° respecto a la horizontal se dice que el Sol ha alcanzado su cenit. Para esta posición la radiación directa del sol atraviesa una distancia mínima a través de la atmósfera. Cuando el sol está más cercano al horizonte, esta distancia se incrementa, es decir la masa de aire es mayor.

Suponga que queremos medir la superficie sobre un plano inclinado con respecto a la superficie de la Tierra, sobre ese plano incide radiación directa y difusa, en proporciones muy variables según el factor AM, lo despejado o nubosos del momento, pero además de ésta, hay una parte de la radiación solar que se ha reflejado por el suelo y que también incide sobre el plano. A esta porción se le denomina albedo.

Diferentes superficies ocasionan diferentes valores de albedo. Por ejemplo. Una superficie de asfalto posee un valor de 0.15, una de cemento 0.55 y una de nieve recién caída entre 0.80 y 0.90 (Araya 2010). Para medir la radiación solar se puede utilizar un piranómetro o sensores fotovoltaicos de menor costo, aunque también menos precisos.



Figura 2 Piranómetro.

Un piranómetro es un aparato de elevada precisión compuesto por dos semiesferas, una placa negra metálica que actúa como superficie de absorción, una serie de elementos termosensibles situados debajo de ella (Moro V. M. 2010).

A la tierra solo llega aproximadamente un 30% de la energía total interceptada por la atmósfera y de ella el 70% cae en el mar. Aun así es varios miles de veces el consumo energético mundial. Como se puede observar en la Figura 2, en función de cómo inciden los rayos en la tierra se distinguen tres componentes de la radiación solar. La radiación directa (L), la difusa (D) y el albedo o reflejada, una vez superada la atmósfera, podemos distinguir estos tres tipos de radiación incidente en una superficie, la radiación directa (L), se recibe directamente del sol, sin sufrir dispersión atmosférica alguna, la radiación difusa (D) se recibe del sol después de haber sido desviada por la dispersión atmosférica, como la que recibe a través de las nubes procedente del cielo azul.

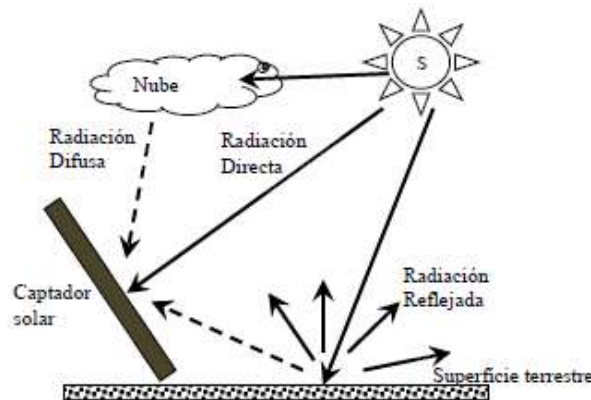


Figura 3 Componentes de la Radiación Global.

No tiene una orientación determinada y llega desde todas las direcciones y por último la radiación reflejada (R), éste se manifiesta toda vez que ha sido reflejada en la superficie terrestre y depende principalmente del coeficiente de reflexión del terreno también conocido como el albedo, como lo muestra en la Figura 3. Las superficies blancas, por ejemplo, tiene coeficientes de reflexión más altos que las oscuras.

Aunque los tres componentes están presentes en la radiación total que recibe la tierra, la radiación directa es la mayor y más importante en las aplicaciones fotovoltaicas. Cuando la radiación directa no puede incidir sobre una superficie debido a un obstáculo, el área en sombra también recibe radiación gracias a la radiación difusa. Las proporciones de radiación directa, difusa y albedo que recibe una superficie dependen de varios factores en las que se destaca las condiciones meteorológicas. En un día nublado la radiación es prácticamente difusa, mientras que en uno soleado es directa, la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal. Una superficie horizontal recibe la máxima radiación difusa y la mínima reflejada esto se debe a la ubicación del lugar, además la presencia de superficies reflectantes. Las superficies claras son las más reflectantes por lo que la radiación reflejada aumenta en invierno por el efecto de la nieve.

2.2.5 Efecto fotovoltaico

Las celdas solares convierten directamente la luz solar en electricidad, debido al efecto fotovoltaico. La luz está compuesta de fotones con diferentes energías. Cuando un fotón con energía suficiente choca con un átomo de algún material, por ejemplo el silicio, el átomo absorbe la energía del fotón y un electrón del material queda en un estado excitado por la energía absorbida, lo que permite, en algunos casos, que se mueva libremente. Si en lugar de uno son varios los electrones que circulan libremente, puede producirse una corriente eléctrica bajo ciertas condiciones y, por lo tanto, generarse electricidad a partir de energía solar.

Para producir el efecto fotovoltaico se utilizan materiales semiconductores, es decir, aquellos que no son buenos conductores de la electricidad, como el cobre y la plata, y que tampoco sean buenos aislantes, como el corcho o la cerámica. Un ejemplo de semiconductor son los materiales que se emplean en los transistores que posee cualquier radio. El silicio, por ejemplo, es un material semiconductor.

En los materiales semiconductores existe una región que separa a la banda de valencia, en la cual los electrones están ligados al núcleo atómico, de la banda de conducción, en la que los electrones pueden circular libremente. Dicha región se denomina banda prohibida.

En los materiales aislantes ésta es mayor de 5 eV (electrón-volt) y en los semiconductores, como el silicio es de 1.1 eV. Para lograr la conducción se requiere que los electrones de la banda de valencia pasen a la de conducción, y una forma de lograrlo es que los fotones de los rayos solares proporcionen la energía que se requiere para que los electrones salten la banda prohibida (Moro 2010).

Si a un material semiconductor se le introduce una pequeña proporción de otro material, lo cual se denomina una impureza, se puede conseguir que se tenga un electrón de más o de menos en la banda prohibida. Si esto ocurre cerca de la banda de conducción, el material se denomina tipo *n* (por negativo). Y si el electrón de más o de menos está cerca de la banda de valencia, el material se llama tipo *p* (por positivo).

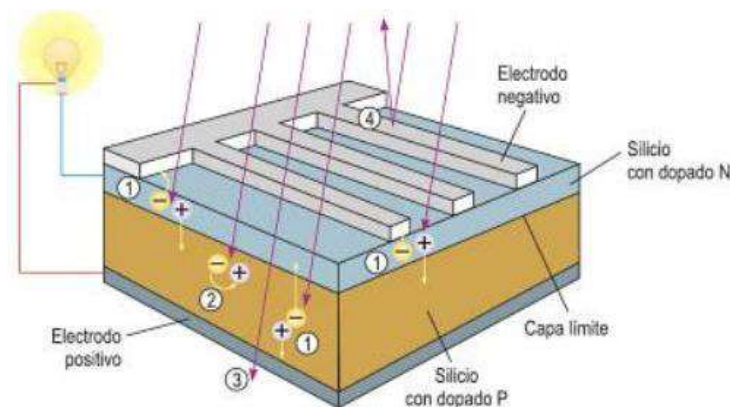


Figura 4 Diseño y funcionamiento de una célula solar de silicio cristalino (Perales B. 2008).



Al juntar un semiconductor tipo n con uno tipo p , se presenta el efecto fotovoltaico, es decir, habrá un flujo de huecos (falta de electrones) hacia el lado del semiconductor n y uno de electrones hacia el lado del semiconductor p .

Los fotones provenientes del Sol llegan a la celda solar y la radiación absorbida generará electrones en la banda de conducción y huecos en la de valencia. Con ello, se generará una corriente eléctrica del lado positivo al negativo y habrá un voltaje. De esta forma, si se conecta una resistencia entre los dos electrodos (positivo y negativo) se presentará un flujo de corriente.

En resumen, cada celda solar tiene tres capas y dos electrodos (véase la Figura 4). La capa que está expuesta al Sol debe aprovechar al máximo la radiación solar por unidad de área y por esta razón el electrodo negativo está formado por pequeñas tiritas de un material conductor.

Las celdas de unión PN se descubrieron en 1954, en los Laboratorios Telefónicos Bell de Estados Unidos y se utilizaron como una fuente de energía en los teléfonos rurales y posteriormente se emplearon para cubrir las necesidades de energía eléctrica de los satélites artificiales, aunque el principio de operación lo descubrieron Adams y Day en 1878, utilizando selenio. Las primeras celdas las construyó Charles Fritts, en 1879.

2.2.6 Componentes Fundamentales

2.2.6.1 Módulos fotovoltaicos

En la actualidad el mercado está dominado por la tecnología de silicio cristalino, que representa un 90% del sector. Se trata de una tecnología madura desde el punto de vista de la eficiencia obtenible y de los costes de fabricación, y probablemente continuará dominando el mercado a corto-medio plazo. Actualmente los paneles de silicio cristalino se dividen en dos categorías:

- 1) Silicio monocristalino: Los paneles monocristalinos homogéneos están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. El lingote de silicio monocristalino es cilíndrico. La principal ventaja de estas células es la eficiencia (14 a 17%), junto con la larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo. Los paneles realizados a partir de esta tecnología normalmente se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo.
- 2) Silicio policristalino: En los que los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. Las obleas así obtenidas son cuadradas. Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino (12 a 14%), su duración es larga con respecto a la del silicio monocristalino y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años). Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie donde son claramente visibles los granos cristalinos.

En la Figura 5, se muestra la curva característica tensión-intensidad de un módulo FV:

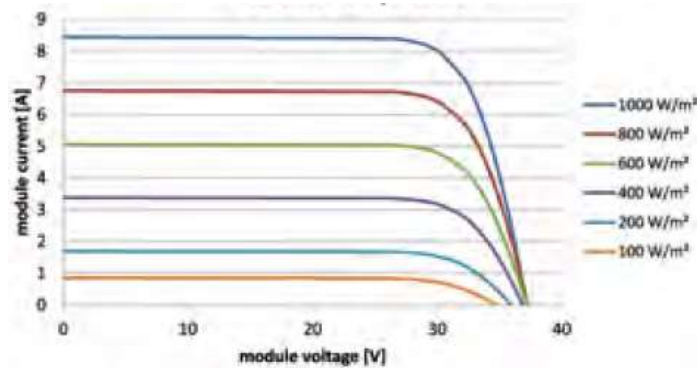


Figura 5 Curva Característica del módulo fotovoltaico SW-240 Poly en condiciones STC

Los datos característicos de un módulo solar son los siguientes:

- I_{sc} : Corriente de cortocircuito.
- V_{oc} : Voltaje de circuito abierto.
- P_m : Potencia máxima nominal en condiciones estándar (STC).
- I_m : Corriente máxima potencia.
- V_m : Voltaje máxima potencia.

“Los paneles fotovoltaicos se definen con un conjunto de parámetros expresados en las condiciones denominadas NOCT (temperatura de operación nominal de la célula) o por las condiciones STC (Condición de Prueba Estándar)”.

Respecto de los parámetros eléctricos que definen los paneles o en módulos fotovoltaicos, los fundamentales son los siguientes:

Potencia máxima nominal (P_m): Es la potencia eléctrica que puede suministrar una célula y se define por el punto de la curva I_m y V_m . El producto de la intensidad producida y la tensión da como resultado un valor máximo, todos los puntos restantes de la curva generan valores inferiores.

Voltaje máxima potencia (V_m): Valor de la tensión cuando el panel está suministrando la máxima intensidad de corriente. La tensión del panel presenta una variación inversamente proporcional a la temperatura de las células, sin que tal condición provoque cambios en la corriente de salida.

Corriente de máxima potencia (I_m): Corriente suministrada a la potencia máxima. Se considera este parámetro el representativo de la corriente nominal. La corriente proporcionada por el módulo fotovoltaico es directamente proporcional a la energía solar recibida, con escasa repercusión de la tensión de salida si la temperatura es constante.

Voltaje a circuito abierto (V_{oc}): Es el voltaje máximo que genera la celda solar. Este voltaje se mide cuando no existe una carga conectada a la celda. Bajo condiciones estándares de medición, el valor típico del voltaje a circuito abierto que se ha obtenido en una celda de silicio cristalino es del orden de 0.6 V (Alcalde 2010).



Corriente de Cortocircuito (I_{sc}): Es la máxima corriente generada por la celda solar y se mide cuando se conecta en corto circuito las terminales positivas y negativas de la celda. Su valor depende del área superficial y de la radiación luminosa. El valor típico para la corriente de cortocircuito esta dado en unidades de Amperes.

Potencia pico: Es la potencia eléctrica que puede suministrar una célula y se define por el punto de la curva I - V . El producto de la intensidad producida y la tensión da como resultado un valor máximo, todos los puntos restantes de la curva generan valores inferiores.

Para definir un determinado módulo fotovoltaico por los parámetros dados en las condiciones de operación NOCT o de ensayo STC, hay que considerar la posible alteración de sus valores ante diferentes condiciones de irradiación, distribución espectral o temperatura ambiente, lo que es imprescindible para aproximar los cálculos de dimensionado a los condiciones reales del lugar en el que se ubican los paneles fotovoltaicos.

En el presente diseño se utilizará módulos “SW 240 Poly” del fabricante Solar Word, formados por 60 células en serie de $156 \times 156 \text{ mm}^2$ de silicio policristalino. Sus datos técnicos para condiciones estándar de medida están en su catálogo disponible en el Anexo 1: Módulo fotovoltaico.

En la parte trasera del módulo, hay una caja de conexiones desde donde se extienden los conductores positivo y negativo para interconectar los módulos en serie. Además se encuentra un diodo que protege a las células fotovoltaicas frente a los sombreados parciales del panel.

2.2.6.2 Inversor Fotovoltaico

Un inversor fotovoltaico es un dispositivo electrónico de potencia que convierte la energía de corriente continua (CD) generada por el campo solar fotovoltaico en energía eléctrica de corriente alterna senoidal (CA), que es consumida por el propietario o inyectada a la red eléctrica de suministro con la calidad exigida por la normativa vigente. El inversor es uno de los componentes más importantes de las instalaciones fotovoltaicas de conexión a la red de suministro. Las funciones que realizan son:

- Protección frente a cualquier situación que pueda provocar peligro o daños en el sistema. La respuesta del inversor a estas situaciones es diversa; en algunos casos se desconectará (a causa de sobretensiones, bajas tensiones en la entrada, fluctuaciones de frecuencia, etc.) o modificará el punto de trabajo (por el exceso de temperatura, potencia CD excesiva, etc.).
- Protección frente a riesgo eléctrico de las personas, vigilando el nivel de aislamiento existente.
- Seguimiento del punto de máxima potencia del campo fotovoltaico o MPPT (por sus siglas en inglés, Maximum Power Point Tracking). La electrónica de control del inversor incluye algoritmos que consiguen que los módulos fotovoltaicos trabajen en puntos cercanos al de máxima potencia para cualquier nivel de radiación, obteniendo la máxima energía posible.
- Detección del funcionamiento en modo isla. El funcionamiento en modo isla ocurre cuando la red principal se desconecta y el panel fotovoltaico sigue conectando generando potencia y manteniendo con energía una parte de la red de suministro. El algoritmo del

inversor detecta el modo isla y efectúa la desconexión del inversor de la red de suministro en un tiempo reducido.

- Monitorización del sistema. Gran parte de los inversores que existentes almacenan información sobre diversas variables del sistema, como pueden ser: tensiones CD y CA, corrientes CD y CA, frecuencia de la red, potencia y energía en CD y AC, seguimiento del PMP (Punto Máximo de Potencia), etc.

Todo inversor deberá cumplir con los requisitos establecidos por la Norma oficial mexicana (NOM 001-SEDE-2012), siendo los siguientes:

- Deberá tener una eficiencia alta, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para alimentar la carga.
- Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas.
- Admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 150% de su potencia máxima.

Dependiendo la disposición que se tiene en la cantidad de energía generada, existen varios tipos de parques solares.

2.2.6.2.1 Sistema fotovoltaico con inversor central

Esta disposición se utiliza en centrales monofásicas con potencias de hasta 5 kW y trifásicas con potencias superiores a 5 kW, instalando todos los módulos del mismo tipo y que tengan la misma exposición al sol. Existen ventajas económicas derivadas de la existencia de un solo inversor, en términos de reducción de la inversión inicial y de los costes de mantenimiento. Sin embargo, el fallo del inversor único provoca el paro de la producción de toda la planta. Además, esta solución no es la más indicada para aumentar la potencia de la planta fotovoltaica dado que aumentan los problemas de protección contra sobre-tensiones o sobre-corrientes. Otro inconveniente de este sistema ocurre cuando existe un sombreado diferente, es decir, cuando la exposición de los paneles no es la misma en toda la instalación. El inversor regula su funcionamiento a través del MPPT, considerando los parámetros promedio de las cadenas conectadas al inversor; por lo tanto, si todas las cadenas se conectan a un único inversor, el sombreado o fallo de una cadena o parte de ella provoca una mayor reducción del rendimiento eléctrico de la central en comparación con otras disposiciones.

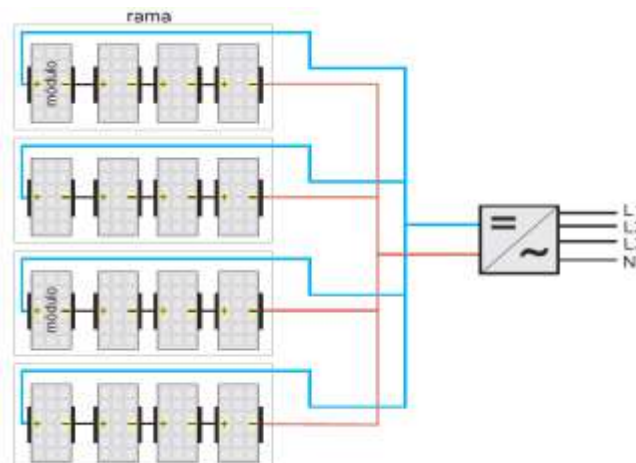


Figura 6 Representación de un sistema fotovoltaico con inversor central.

2.2.6.2.2 Sistema fotovoltaico con inversores modulares

En plantas de tamaño medio, cada rama puede conectarse a su propio inversor y así funcionar conforme a su propio punto de potencia máxima. Todos los inversores se conectan en paralelo con la red de suministro. Además, disponer de un inversor en cada cadena reduce los problemas de acoplamiento entre módulos e inversores y hace que no afecte la reducción de rendimientos como consecuencia del sombreado o la exposición no uniforme. Por otra parte es posible utilizar módulos con características diferentes en distintas cadenas para aumentar la eficiencia y fiabilidad de toda la planta.

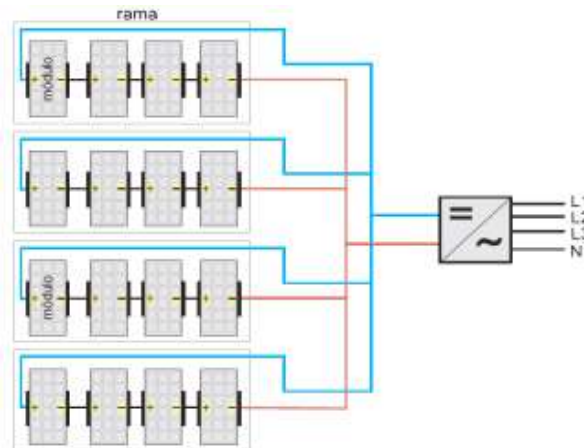


Figura 7 Representación de un sistema fotovoltaico con inversores modulares.

Para el presente diseño se ha optado en trabajar con la configuración de un sistema fotovoltaico con inversores modulares, ya que reduce los problemas de acoplamiento entre módulos e inversores, por ser una planta de tamaño medio, eligiendo tres inversores Fronius Agilo 75. Sus datos técnicos están en su catálogo disponible en el Anexo 2: Inversor.

2.2.6.3 Protecciones eléctricas (NEMA)

Durante su funcionamiento toda instalación eléctrica puede presentar dos estados operativos, el primero se le conoce como *Estado de Operación Normal* y se presenta cuando todos los parámetros de la instalación (voltaje, corriente, frecuencia, temperatura de los conductores, etc.) están dentro de los parámetros previstos; el segundo es el *Estado de Operación Anormal* y es cuando uno o más parámetros de la instalación eléctrica exceden las condiciones previstas.

Cuando el estado de operación de nuestra instalación eléctrica es anormal, existen distintos tipos de fallas como pueden ser: la sobrecarga, las fallas de aislamiento, un cortocircuito, dependiendo el servicio para el cual fue diseñado.

Cualquier instalación eléctrica por norma, debe estar provista de protecciones, cuyo objetivo es reducir al máximo los efectos producidos por las fallas mencionadas anteriormente, para esto las protecciones deben estar dimensionadas adecuadamente según las características del circuito.



Las protecciones eléctricas más comúnmente utilizadas son:

- Los fusibles.
- Los disyuntores termomagnéticos.

2.2.6.3.1 NEMA

La National Electrical Manufacturers Association (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos) es una asociación industrial norteamericana, creada el 1 de septiembre de 1926 tras la fusión de la Associated Manufacturers of Electrical Supplies (Fabricantes de Suministros Eléctricos Asociados) y la Electric Power Club (Club de Potencia Eléctrica). La sede principal está en el vecindario de Rosslyn, en Arlington (Virginia) y cuenta con más de 400 miembros asociados. Este organismo es el responsable de numerosos estándares industriales comunes usados en el campo de la electricidad. Entre otros, la NEMA ha establecido una amplia gama de estándares para encapsulados de equipamientos eléctricos, publicados como NEMA Standards Publication 250.

El objetivo fundamental de NEMA es promover la competitividad de sus compañías socias, proporcionando servicios de calidad que impactarán positivamente en las normas, regulaciones gubernamentales, y economía de mercado.

Dependiendo de la aplicación industrial a la que va dirigida el encapsulamiento, la NEMA define diferentes estándares, diseñados para cubrir el nivel de protección necesario atendiendo a varias condiciones ambientales. Un encapsulamiento NEMA típico puede responder a distintos agentes ambientales tales como agua, polvo, aceites, refrigerantes, o atmósferas que contengan agentes agresivos como acetileno o gasolina. En la página de la NEMA puede consultarse una lista completa de dichos estándares.

Así que resumidamente se puede decir que NEMA es un conjunto de estándares creado, como su nombre lo indica, por la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (E.U.) y comprende NEMA 1, 2, 3, 3R, 3S, 4, 4X y 5 al 13.

Debido a que en la actualidad existen equipos diseñados para trabajo en ambientes hostiles, estos deben cumplir con ciertos estándares que aseguren su robustez y permitan a la gente saber hasta dónde pueden llegar en su utilización. Para saber si un equipo, tal como una terminal portátil, un indicador de peso, un lector de código de barras o un monitor son los adecuados para una aplicación que funcionará bajo condiciones extremas, es necesario revisar sus especificaciones mecánicas, donde generalmente encontraremos grados como los de NEMA.

Los estándares de NEMA más comúnmente encontrados en las especificaciones de los equipos son los siguientes:

- NEMA 1: Uso interior, protección contra equipos cerrados.
- NEMA 2: Uso interior, protección contra equipos cerrados y una cantidad limitada de gotas de agua.
- NEMA 3 (3R), (3S): Uso exterior, intemperie, protección contra contacto con equipos cerrados, contra polvo soplado por viento, lluvia, lluvia con nieve y resistencia contra la corrosión.

- NEMA 4 (4X): Uso interior y exterior, intemperie, protección contra contacto con equipos cerrados, contra polvo soplado por viento, lluvia, chorros fuertes de agua. No prevista protección contra congelamiento interno.
- NEMA 5: Uso interior, protección contra equipos cerrados, partículas de polvo flotando en el aire, mugre y gotas de líquidos no corrosivos.
- NEMA 6 (6P): Uso interior o exterior, protección contra equipos cerrados, contra inmersión limitada (prolongada) en agua y contra acumulación de hielo.
- NEMA 7: Uso interior, clasificados como Clase I. A prueba de explosión, debe ser capaz de resistir la mezcla de gas y aire explosiva.
- NEMA 8: Uso exterior, clasificados como Clase I. A prueba de explosión, contactos aislados en aceite.
- NEMA 9: Uso exterior, clasificados como Clase II. A prueba de explosión, debe ser capaz de resistir la mezcla de gas y aire explosiva. Además debe evitar la penetración de polvo.
- NEMA 10: Uso exterior y a prueba de explosión usado en las minas.
- NEMA 11: Interior, protección contra líquidos corrosivos.
- NEMA 12: Interior, líquido no corrosivo, ambiente industrial. Protección contra goteo y polvo.
- NEMA 12K: Interior, líquido no corrosivo, ambiente industrial.
- NEMA 13: Polvo, agua rociada y refrigerante no corrosivos.

2.2.6.4 Orientación de los módulos

La orientación adecuada en el hemisferio norte es hacia el sur geográfico y no hacia el sur magnético. La orientación hacia el sur suele determinarse mediante una brújula, que determina la posición del eje norte-sur magnético. Existen diferencias entre el sur magnético y el sur solar, denominándose declinación magnética a dicha diferencia. Los paneles fotovoltaicos deben orientarse hacia el sur solar, por lo que la diferencia entre el sur medido con la brújula y el sur

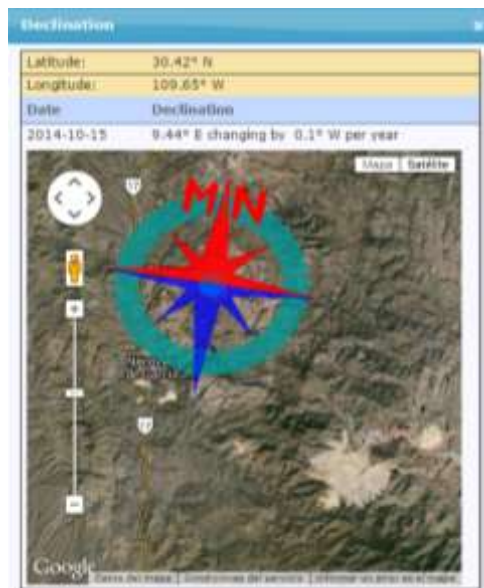


Figura 8 Orientación del Sol, con respecto al sur magnético de la Tierra.

solar debe ser corregida.

En la Figura 8 se Indicán los datos de la latitud y la longitud de el municipio de Nacozeni, mostrando la declinación magnética con respecto al sol, siendo de 9.44° al este. Como conclusión, el sur solar y el magnético están muy próximos.

2.2.6.5 Datos técnicos de los accesorios

2.2.6.5.1 Estructura de soporte

Las estructuras de soporte de los paneles fotovoltaicos son un componente que debe ser elegido con criterios de seguridad y de cumplimiento con la normativa sobre este tipo de instalaciones. Es de considerar especialmente el parámetro de resistencia del soporte, ya que debe mantenerse estable entre vientos fuertes y soportar el sobrepeso que puede provocar la caída de nieve sobre paneles fotovoltaicos.

El número de puntos de sujeción para módulos fotovoltaicos debe ser el suficiente para asegurar su instalación sin que se produzca flexiones en los módulos de valor superior a las especificadas por el fabricante. Así mismo permitirá fijar el ángulo de inclinación que corresponda de un modo seguro y sin alteraciones ante vientos.

La estructura soporte debe estar protegida superficialmente contra la acción de los agentes ambientales, por ejemplo, mediante galvanizado en caliente, con un mínimo de 80 micras. La tornillería debe ser como mínimo del tipo galvanizado, excepto la empleada para sujetar los paneles fotovoltaicos, que será de acero inoxidable. Si la estructura es de perfiles de aluminio conformado en frío, ésta debe cumplir la norma NOM 001-SEDE-2012 (p.p. 591, 592).

Existe en el mercado una amplia variedad de estructuras para adecuarse a situaciones tales como las instalaciones en suelo, tejado, cubierta, postes. La Figura 9 se muestra algunos ejemplos de los soportes.

La estructura soporte puede ser, así mismo, del tipo seguidor del sol, lo que asegura una óptima captación de la radiación solar y con ello un aumento notable en la eficacia de la instalación.

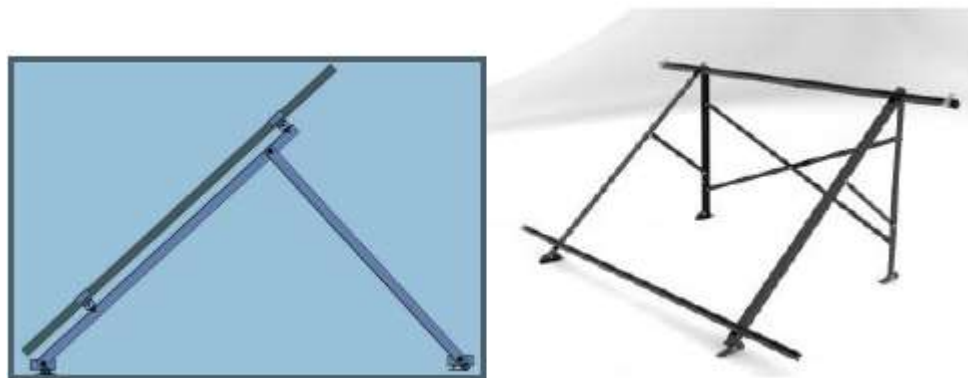


Figura 9 Soportes utilizados en los módulos fotovoltaicos (Atersa).



La estructura deberá soportar como mínimo una velocidad del viento de 150 Km/h. Esta estructura es la que fijará la inclinación de los paneles solares. Hay varios tipos de estructuras: desde un simple poste que soporta 4 paneles solares, hasta grandes estructuras de vigas aptas para aguantar varias decenas de ellos.

Para anclar estos paneles se usará hormigón y tornillos de rosca (acero inoxidable), siendo tanto la estructura como los soportes de acero inoxidable, hierro galvanizado o aluminio anodinado, de un espesor de chapa 1 mm y han de dejar una altura mínima entre el suelo y el panel de 30 cm, y en la montaña o lugares donde llueva mucho, algo mayor, para evitar que sean alcanzados o enterrados por la nieve o el agua.

Si se instalan mástiles, se tendrá que colocar de forma oblicua, y si su base es de hormigón se debe reforzar con tiras de acero, o introduciendo piezas metálicas en el hormigón cuando este esté blando, para que quede bien sujeto (éste es el método más empleado). Pero si se montan las placas en postes, se utilizarán flejes de acero inoxidable grapados o unidos con una hebilla del mismo material.

2.2.6.5.2 Caja general de protección

La caja general de protección es la encargada de salvaguardar toda la instalación eléctrica de un posible cortocircuito o punta de intensidad la cual afectaría a todos los componentes conectados a la red. Esta caja general de protección podrá llevar tanto protecciones térmicas como fusibles.

2.2.6.5.3 Puesta a tierra

La instalación a tierra protege al usuario contra un cortocircuito o contra las descargas atmosféricas, esta instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos. Las tomas a tierra se establecen principalmente a fin de limitar la tensión que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

2.2.6.5.4 Cableado para la conexión de los equipos

Es el encargado de conectar los distintos paneles solares con las cajas de interconexión y con el resto de los equipos e instrumentos. Este cableado de paneles se realizará con materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la fiabilidad del sistema a la intemperie. El cableado y las conexiones entre los equipos tendrán que tener el grado de protección NEMA 3 y además tendrán que cumplir los requisitos en la norma oficial mexicana NOM-0001-SEDE 2012.

Entre las conexiones eléctricas entre paneles se usará siempre terminales. Las terminales de los paneles pueden ser bornes en la parte de detrás del panel o estar situados en una caja de terminales a la caja espalda del mismo. En el primer caso tendremos capuchones de goma para la protección de los terminales contra los agentes atmosféricos. En instalaciones donde se monten



paneles en serie y la tensión sea igual o mayor a 24 V se instalará diodos en derivación. La sección del cable de conexión no debe de ser superior a 6 mm.

El número de puntos de sujeción para módulos fotovoltaicos debe ser el suficiente para asegurar su instalación sin que se produzca flexiones en los módulos de valor superior a las especificadas por el fabricante. Así mismo permitirá fijar el ángulo de inclinación que corresponda de un modo seguro y sin alteraciones ante vientos.

2.2.7 Situación nacional de la energía fotovoltaica

Es difícil estimar la magnitud del recurso solar disponible. En México, se efectuó una aproximación suponiendo que se instalan captadores en una milésima parte de la superficie del país que tuviese una eficiencia media de conversión de 10% y que la radiación que incide diariamente en cada metro fuera de 7 kWh por metro cuadrado de superficie horizontal. En estas condiciones, la energía sería de unos 50 mil millones de kWh al año. Pero para captarla se requiere instalar en promedio y de manera distribuida, el equivalente de un cuadrado de más de treinta metros por lado por cada km² (Jiménez 2002).

En nuestro país en el desarrollo industrial y comercial de la energía solar se inició a mediados de los años cuarenta con la fabricación de colectores solares planos para calentamiento de agua de uso doméstico. Actualmente, el número de fabricantes es muy reducido y se desconoce con exactitud la capacidad instalada de fabricación, la producción anual, las técnicas de manufactura, las superficies instaladas, el uso final, el tamaño del mercado así como su crecimiento futuro.

La mayor parte de los colectores planos que se fabrican en nuestro país son de temperatura intermedia (60 a 80° C) (Pilatowsky, 2009). En cuanto a las aplicaciones, estas se han orientado a la solución de problemas energéticos en el medio rural, en donde los sistemas propuestos son relativamente simples y de baja potencia, en aplicaciones como purificación y distribución de agua, secado y conservación de productos perecederos, electrificación de baja potencia como lo son la iluminación, telecomunicación, señalización marítima y terrestre, bombeo y refrigeración, además de calentamiento de agua y generación de electricidad vía procesos térmicos, entre otros.

En México destaca el uso de dispositivos solares para el calentamiento de agua de las albercas y uso doméstico. Existen varias ciudades cuyo consumo de combustibles convencionales podría reducirse si se utilizaran colectores solares planos como sistemas de apoyo a los calentadores tradicionales de gas, tanto en residencias como en las industrias. Desafortunadamente, esto no se ha dado en forma masiva. Aun cuando existen antecedentes de instalaciones solares de calentamiento de agua en unidades habitacionales, construidas en diferentes épocas y lugares, el seguimiento para determinar los impactos sobre el ahorro de hidrocarburos y energéticos convencionales y la reducción consecuente de los problemas ambientales no se ha realizado.

Nuestro país tiene algunas regiones (Sonora y Baja California) con el promedio de radiación más alto del planeta. Estas zonas coinciden con los desiertos que se hallan alrededor de los trópicos de Cáncer y de Capricornio, y en ellas pueden construirse centrales de energía solar para satisfacer la demanda que requiere México. Además, como en las zonas desérticas el suelo es poco productivo



y el clima contribuye a que no se habiten, son las más apropiadas para construir plantas solares de varias decenas de megawatts de potencia.

Hoy en día, la energía solar en México, no contribuye significativamente a satisfacer las necesidades nacionales de energía. De acuerdo a algunas fuentes, en 1985 el petróleo y el gas natural ocupaban el primer lugar, con el 90.46 % del total de la demanda de energía. En segundo lugar se encontraba la biomasa, con el 4.6 %; la energía hidroeléctrica contribuía con el 3.3 %; después seguía el carbón, con el 1.5 % y, finalmente, la energía geotérmica con el 0.2 %. Por otro lado, cabe mencionar que más de 20 % de la población rural no tiene acceso a la energía eléctrica (SAECSA, 2010, Energía Solar).

El promedio diario de energía solar que llega a la República Mexicana es 5.5 kWh/m². La utilización de la energía solar se ha probado con éxito como alternativa para satisfacer las necesidades de electricidad en las comunidades rurales. También se ha usado ampliamente en la vivienda. Cabe destacar el hecho de que una casa puede ser autosuficiente, en lo que respecta al consumo externo de energía, si se emplean algunos dispositivos solares y si la arquitectura de la vivienda está diseñada para que el clima esté controlado naturalmente con diversos sistemas solares llamados pasivos. De lo anterior se desprende que el uso de la energía solar contribuye a eliminar nuestra dependencia de los energéticos y a la descentralización energética.

Las dos principales desventajas del uso de la energía solar son, en primer lugar, el costo elevado de los sistemas solares, en comparación con los convencionales y en segundo lugar, el mantenimiento de los sistemas solares. Es necesario crear sistemas de almacenamiento de energía solar que sean poco costosos, sencillos, eficientes y duraderos.

Sin embargo, estas desventajas pueden ser controladas por la investigación básica y aplicada que se realice en México.

Los sistemas fotovoltaicos convierten directamente parte de la energía de la luz solar en electricidad. Las celdas fotovoltaicas se fabrican principalmente con silicio, el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre, el mismo material semiconductor usado en las computadoras. Cuando el silicio se contamina o dopa con otros materiales de ciertas características, obtiene propiedades eléctricas únicas en presencia de luz solar. Los electrones son excitados por la luz y se mueven a través del silicio; este es conocido como el efecto fotovoltaico y produce una corriente eléctrica directa. Las celdas fotovoltaicas no tienen partes móviles, son virtualmente libres de mantenimiento y tienen una vida útil de entre 20 y 30 años.

La conversión directa de la parte visible del espectro solar es, quizá, la vía más ordenada y estética de todas las que existen para el aprovechamiento de la energía solar. Desafortunadamente esta tecnología no se ha desarrollado por completo en México. Si bien los módulos fotovoltaicos son relativamente simples, su fabricación requiere de tecnología sofisticada que solamente está disponible en algunos países como Estados Unidos, Alemania, Japón y España entre otros.

La energía solar fotovoltaica permite transformar en electricidad la radiación solar por medio de células fotovoltaicas integradas en módulos fotovoltaicos. Esta tipo de energía se puede utilizar de manera directa, se puede almacenar en acumuladores para un uso posterior, e incluso se puede



introducir en la red de distribución eléctrica, esto representa una de las fuentes de energías renovables con mayores posibilidades a futuro.

2.2.7.1 Sistemas fotovoltaicos en México

En México durante el año 2009 casi 3,3 MW de energía fotovoltaica se han instalado, con lo que la capacidad instalada acumulada pasa a más de 25 MW. El porcentaje de conectados a la red de la capacidad fotovoltaica ascendieron a cerca de una cuarta parte del mercado anual en el 2009. A finales de 2009, fuera de la red doméstica, las aplicaciones siguió dominando el mercado fotovoltaico que representa el 72% de la potencia instalada acumulada del sector privado.

Un sistema de 400 kW se instaló en las instalaciones de una ensambladora de automóvil americano en el estado norteño de Coahuila. Además, una de las principales cadenas de supermercados continuó con su programa de incorporación de energías renovables para el suministro de energía verde a sus tiendas.

El impulso para el crecimiento de los sistemas fotovoltaicos (FV) también continuó con la participación a nivel gubernamental a través de la emisión de normas relativas a la Ley de Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (lanzada durante el tercer trimestre de 2009). En este sentido, un modelo de proyecto permitiría la interconexión de los sistemas fotovoltaicos con capacidades de hasta 500 kW el cual fue emitido por la Comisión de Regulación de Energía.

2.3 Marco normativo y reforma energética.

2.3.1 Reformas energéticas en México

En este punto se llevó a cabo una investigación documental de las reformas existentes en el último sexenio, de esta manera se tendrá un panorama general sobre la generación eléctrica de energía para uso interno y para su interconexión a la red. Esta investigación se realizó en primer lugar visitando la página de la Cámara de Senadores de la República Mexicana (Cámara de Senadores de la República Mexicana, s.f.), accediendo a la información necesaria sobre las leyes aprobadas por la dependencia quien tendrá a su cargo la *Ley para el aprovechamiento sustentable de la energía y Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética*.

En revisión, estas leyes deberán actualizarse por la variación esperada del Índice Nacional de Precios al Consumidor entre el 2009 y el año que se presupuesta, dentro de esta ley se también se analiza el propósito en el financiamiento disponible para la transición energética, el ahorro de energía, las tecnologías limpias y el aprovechamiento de las energías renovables, en donde se detalla las características del comité técnico para la aprobación de fondo como recursos no recuperables para el otorgamiento de garantías de crédito u otro tipo de apoyos financieros para los proyectos que cumplan con el propósito principal de esta estrategia.

Teniendo esta base documentada se obtuvo la información sobre el financiamiento de los proyectos y los requisitos que se deben de cumplir para tener acceso a estos recursos de apoyo



gubernamentales, otro dato importante es el permiso de la comisión encargada para la autorización de los proyectos utilizando estas fuentes de energías renovables.

Por otro lado se verificó directamente con la Comisión Federal de Electricidad los trámites que se deben de realizar y los convenios para la transición energética, en el caso para los trámites en las instalaciones menores a 30MW y para las gestiones en la generación de energía eléctrica se debe de tener presente que durante el día es cuando se tendrán los excedentes de energía, mientras que en la noche es donde se hará uso de la energía de la red, en secuencia de compra-venta y con el estudio de factibilidad de interconexión por CFE.

2.3.2 Transición energética

La transición energética consiste en un cambio de enfoque en el sector energético, un proceso a través del cual se genere un mejor aprovechamiento de los combustibles fósiles y se desarrolle, fomentando el uso de energías renovables con el fin de diversificar las fuentes primarias de energía y aminorar el impacto al medio ambiente al disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero originadas por el uso de combustibles fósiles, los cuales representan actualmente la principal fuente de energía a nivel internacional. Asimismo los propósitos de la transición energética están basados en diversificar las fuentes primarias de energía, fortalecer los organismos públicos del sector energético en lo referente a prácticas operativas y estándares tanto de calidad como de confiabilidad en los servicios, promover el uso eficiente de la energía, fomentar el aprovechamiento de fuentes renovables de energía y biocombustibles técnica, económica, ambiental y socialmente viables, y para finalizar esta transición promueve la reducción en las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI).

Es importante destacar que al llevar a cabo esta transición energética no se debe descuidar la relación de precios de mercado y el rendimiento, contemplando también factores exógenos, especialmente las externalidades sociales y ambientales de dichos proyectos. Para que esta transición energética sea integral, se deben impulsar políticas, programas y acciones, así como incentivar proyectos encaminados a conseguir una mayor utilización de las fuentes primarias de energía. De igual forma, se debe promover la eficiencia y sustentabilidad energéticas y reducir la dependencia mundial que existe hacia los hidrocarburos como fuente primaria de energía.

De esta manera, se modernizará y fortalecerá el sector energético en México, al contar con una mayor eficiencia energética, al tener una reducción importante en cuanto a impacto ambiental y al usar nuevas tecnologías de acuerdo a las necesidades regionales y nacionales aprovechando los recursos naturales de cada país.

2.3.3 Normatividad eléctrica

Existen normas mexicanas para la realización de instalaciones eléctricas en viviendas y edificios públicos. Para el caso de instalaciones de arreglos fotovoltaicos, la Comisión Federal de Electricidad tiene reglamentos relativos para su instalación, protección y mantenimiento.

Para una instalación eléctrica de vivienda general, se debe de atender la Norma oficial mexicana NOM-001-SEDE 2012, Instalaciones eléctricas (utilización).



Además la CFE recomienda las siguientes normas para el caso de instalaciones fotovoltaicas: Sistema de energía fotovoltaica y el Código Eléctrico Nacional (NEC). Finalmente para cuestiones legales en México con respecto a la energía, como también se analiza la ley para el aprovechamiento sustentable de la energía y ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética.

Las otras normas que se revisaron y analizaron para este proyecto son:

- Instalaciones Eléctricas NOM 001-SEDE 2012.
 - Art. 110: Requisitos para las instalaciones eléctricas.
 - Art. 230: Medios desconectar.
 - Art. 240: Protección contra sobretensión.
 - Art. 300: Métodos de cableado.
 - Art. 685: Sistemas eléctricos integrados.
 - Art. 705: Fuentes de producción de energía eléctrica interconectada.

- Energías Renovables NOM-001-SEDE-2012; Séptima Sección.
 - Art. 690: Sistemas eléctricos fotovoltaicos.

- Fondos de Información NOM-001-SEDE 2012.
 - Art. 80.19: Permisos y aprobaciones.
 - Art. 80.21: Planes de revisión.
 - Art. 90.2: Alcance.

- Sistemas Fotovoltaicos Solares “Código Eléctrico Nacional” (NEC).
 - Art. 90-7 Examen de equipos de seguridad.
 - Art. 90-4 Aplicación.

- Instalaciones eléctricas para centros de trabajo-condiciones de seguridad en las mineras NOM-023 –STPS- 2011 – Apéndice K.

3. Desarrollo

3.1 Análisis de la Factibilidad

El estudio de la factibilidad es un punto fundamental para el dimensionamiento para implementación de energías renovables. Para este diseño debemos considerar que tanto es el aprovechamiento de energías renovables en esta zona. Para este estudio se utilizaron dos softwares especializados en energías renovables y para el estudio de factibilidad, los cuales son:

- **SIGER (IIE):** Este software fue creado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas con fin de buscar lugares con la mayor factibilidad para el mayor aprovechamiento de las energías renovables.
- **RETScreen:** Es un software para análisis de proyectos de energía limpia. Este programa cuenta con herramientas informáticas utilizadas para la toma de decisiones en energías limpias. Y fue diseñado por el Gobierno de Canadá ofreciéndolo como una herramienta de manera totalmente gratuita, como parte de la estrategia del país para trabajar en un marco integral en la lucha contra el cambio climático y la reducción de la contaminación. RETScreen es una herramienta de probada eficacia que facilita el desarrollo de proyectos de energía limpia en todo el mundo.

Con estas herramientas se pueden obtener datos de la zona deseada, investigando los registros y mapas exactos proporcionados por las estaciones meteorológicas cercanas.

3.1.1 Análisis de Factibilidad con SIGER (IIE)

Para este análisis, se tiene que hacer una búsqueda de la zona, ya que este software arroja datos por mapeo. Como se muestra en la Figura 10, se cuenta con la ubicación de la minera a 14 km del municipio de Nacozari, este plano se muestra los primeros datos importantes, el nivel de irradiación es de $6 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2 \cdot \text{día}$, lo que indica, que en el día el aprovechamiento del sol será de 6.1 horas por cada metro cuadrado de esta zona al año.



Figura 10 Ubicación de la minera usando SIGER.

En la Figura 11 se muestra un mapa con la ubicación de la minera y su potencial en aprovechamiento del sol anual, ubicándose en la escala de $6.15 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2 \cdot \text{día}$ como parte de los mejores índices de irradiación a nivel nacional para el aprovechamiento del sol.



Figura 11 Radiación Solar Norte de la República Mexicana, SIGER.

3.1.2 Análisis de factibilidad con RETScreen

Cabe de mencionar que este programa usa datos exactos proporcionados por las estaciones meteorológicas y en este estudio se utiliza los datos de la estación meteorológica de Nacozari de García, Sonora (México), ubicada a 14 km de la zona.

Se inicia haciendo un registro por el diseño.

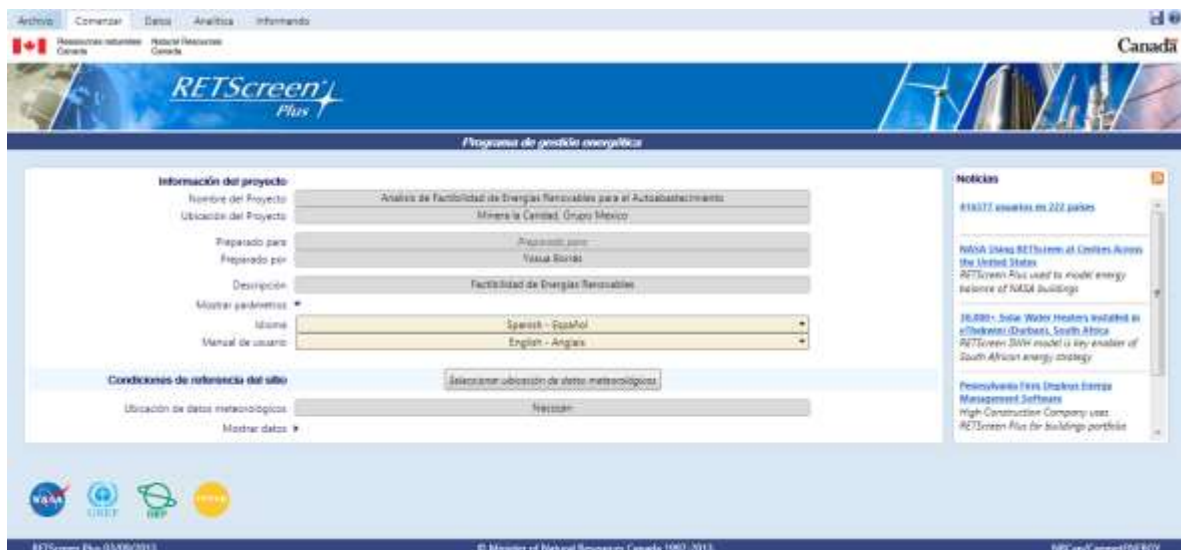


Figura 12 Registro de datos para RETScreen.

Para este análisis utilizando este programa, se comienza con la búsqueda de la ubicación de la minera; como se muestra en la Figura 13 se tiene la ubicación de la minera “La Caridad”, del Grupo México, con la ubicación de la estación más cercana ubicada a 14 km al noroeste de la minera.



Figura 13 Ubicación de la minera "La Caridad", de Grupo México y la estación meteorológica de Nacoziari.

Posteriormente se descargan de la base de datos meteorológicos registrados de los últimos 3 años de la estación meteorológica más cercana por la NASA, dándonos una columna importante para el análisis de factibilidad y es la de radiación solar en promedio anual de $5.72 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2 \cdot \text{día}$, teniendo así resultados más exacto de esta zona (ver Figuras 14 y 15).

País - Región		México				NASA			
Provin./Estado		Yucatán							
Ubicación de datos meteorológicos		Ver mapa		Nacoziari					
Latitud		°N		30.4					
Longitud		°E		-109.7		Fuente			
Elevación		m		1280		NASA			
Temperatura de diseño de la calefacción		°C		0.7		NASA			
Temperatura de diseño del aire acondicionado		°C		31.3		NASA			
Amplitud de la temperatura del suelo		°C		22.3		NASA			
Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Radiación solar diaria - horizontal		Presión atmosférica	Velocidad del viento	Temperatura del suelo	Días-grado de calentamiento	Días-grado de enfriamiento
	°C	%	kWh/m ² /d	kPa	kPa	m/s	°C	°C·d	°C·d
Enero	7.7	49.7%	3.74	87.4	4.6	8.1	320	0	
Febrero	9.5	44.0%	4.55	87.3	4.5	10.6	239	0	
Marzo	12.7	34.5%	6.17	87.1	4.6	14.9	103	83	
Abril	16.7	26.1%	7.44	87.1	4.0	20.1	40	200	
Mayo	21.4	25.0%	6.01	87.1	4.5	25.3	0	353	
Junio	25.5	28.4%	7.81	87.1	4.0	29.4	0	485	
Julio	24.9	51.1%	6.45	87.3	3.3	27.4	0	462	
Agosto	23.4	60.8%	6.05	87.3	2.9	24.9	0	415	
Septiembre	21.7	56.1%	5.78	87.2	3.6	23.0	0	352	
Octubre	17.8	47.2%	5.00	87.2	4.0	19.0	7	241	
Noviembre	11.6	44.3%	4.12	87.3	4.8	12.3	192	48	
Diciembre	7.5	51.9%	3.45	87.4	4.4	7.6	327	0	
Anual	16.7	43.4%	5.72	87.2	4.1	18.6	1,291	2,820	
Fuente	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	
Medido a					m	10		0	

Figura 14 Cuadro de datos RETScreen.

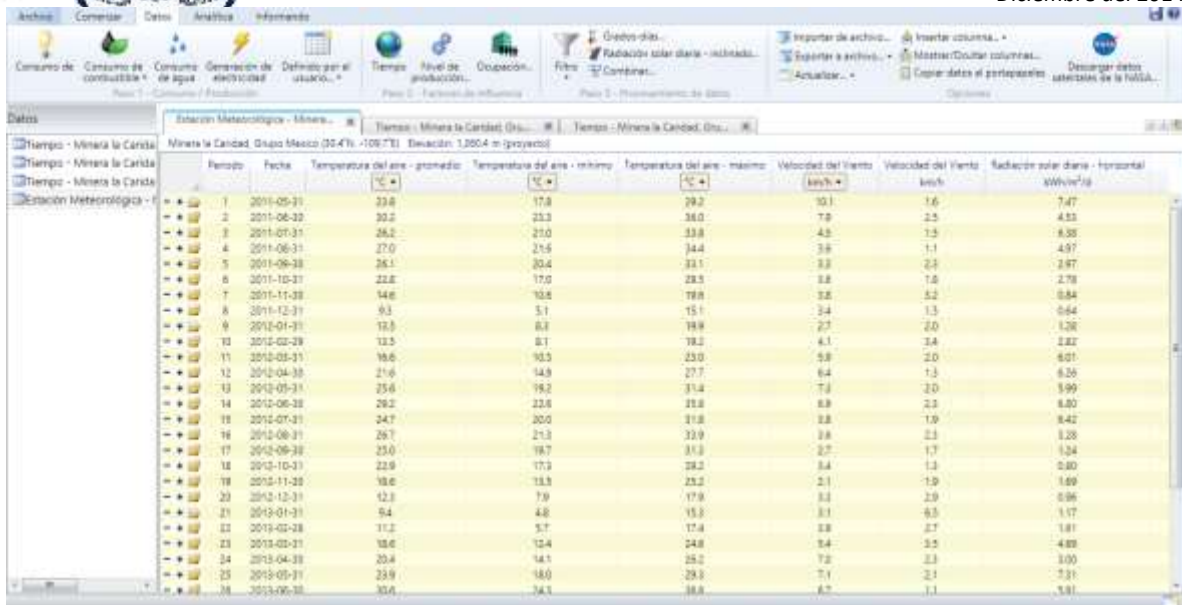


Figura 15 Datos meteorológicos de la Estación Nacozeni.

Posteriormente se hace el estudio y análisis de graficas sobre los niveles de radiación solar a nivel anual con porcentajes mensuales.

En este análisis se puede observar que los niveles de radiación solar no son constantes, lo que indica que los mejores resultados para el aprovechamiento del sol se presentan en temporadas en los meses de marzo a septiembre, es decir, en las estaciones de primavera-verano con un aprovechamiento arriba del promedio de radiación solar, mientras que en los meses de octubre a enero que es otoño-invierno, que son los meses en donde el aprovechamiento del sol esta abajo del promedio.

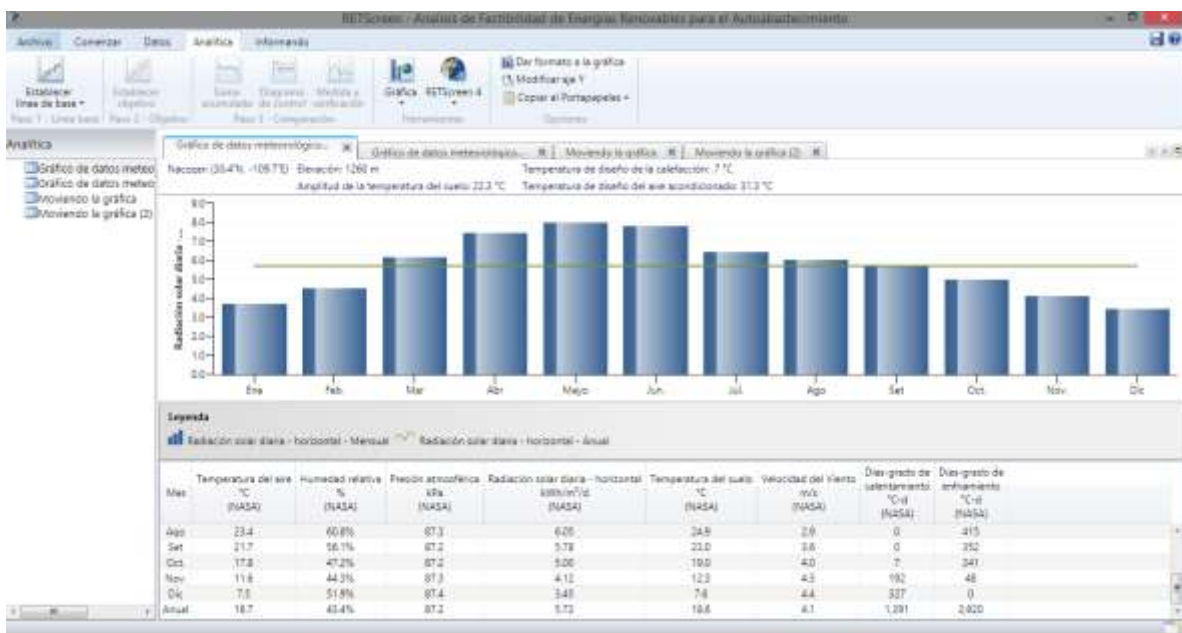


Figura 16 Gráfica de barra: radiación anual en promedio.

A pesar de los datos anteriormente analizados, se tiene que investigar más a fondo, usando los resultados de radiación solar diariamente de los últimos tres años anteriores hasta nuestros días.

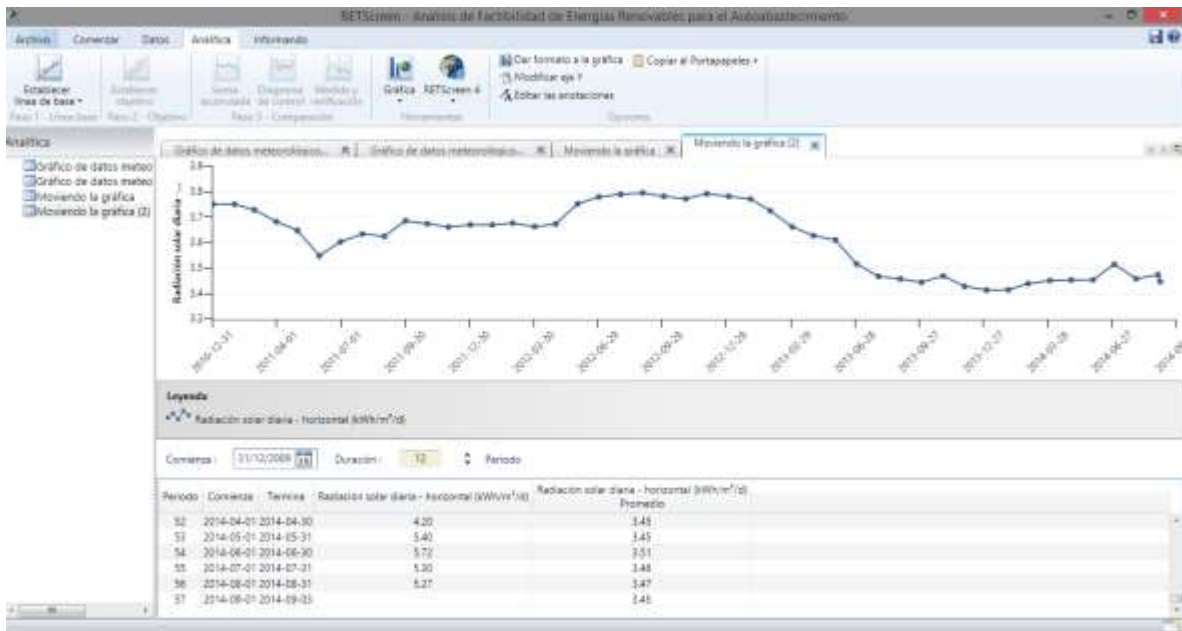


Figura 17 Gráfica de tiempo: radiación diaria en promedio.

Analizando estos datos, el aprovechamiento del sol se presenta muy estable en esta zona, pues se mantiene con índices excelentes en radiación solar a pesar de tener una disminución en las estaciones otoño-invierno.

En conclusión, el aprovechamiento del sol en la minera “La Caridad”, de la empresa Grupo México se encuentra con los mejores resultados de radiación solar a nivel nacional, siendo una zona factible para un Parque Solar, teniendo una radiación de $6 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2 \cdot \text{día}$, siendo un muy buen índice de radiación para la generación de energía eléctrica mediante el uso de módulos fotovoltaicos.



3.2 Diseño del Parque Solar

3.2.1 Requisitos del diseño

El terreno donde se ubicará el parque solar del presente proyecto está situado en una zona cercana a Nacojarí (Sonora) cuya superficie disponible puede ser igual a una hectárea ($10,000 \text{ m}^2$) y la capacidad de irradiación es de $6 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$. La protección de este parque respecto al personal y por las instalaciones por ser una minera deberá cubrir todas las normas de seguridad como puesta a tierra y protecciones. La capacidad de energía estimada o a cubrir deberá ser cercana a 1 MW, pues es posible acercarse o rebasar esta cantidad por protección para los mismos dispositivos.

Esté sistema tiene que contar con los siguientes requisitos:

- El parque solar trabajará con un sistema de inversores modulares.
- La declinación del Sol es de 9.61° Este, con una variación de 0.1° al oeste en el año.
- La superficie deberá concentrarse en un área menor de 1 Hectárea.
- Las dimensiones de cada panel solar es de $1.674 \text{ m} \times 1.000 \text{ m}$.
- Será un sistema estático, lo que quiere decir que este sistema será fijo.
- Se usará una inclinación de 30° por cada panel solar con respecto al suelo.

3.2.2 Análisis de dimensionamiento

3.2.2.1 Potencia requerida aparente

De éste análisis se obtiene con datos específicos para saber del dimensionamiento de la capacidad de generación de energía y la cantidad de paneles solares que se requerirán para el Parque Solar.

La potencia requerida es la capacidad máxima que el sistema puede generar por cada hora de irradiación solar, en este caso tenemos que en toda la zona del norte de Sonora se tiene una cantidad de irradiación de $6 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$, que en otras palabras significa que en el día se contamos con 6 horas completo aprovechamiento del sol por cada metro cuadrado.

Por lo tanto, para poder estimar esta capacidad se utilizará la siguiente ecuación:

$$P_{\text{Requerida}} = \frac{P_e}{R_{Mfv} \cdot P_{\text{Irradiación}}} \quad (1)$$

Donde:

$P_{\text{Requerida}}$ = potencia requerida, es la potencia a cubrir con cada hora de irradiación solar, para obtener la capacidad de energía a entregar diariamente.

P_e = es la potencia o la capacidad de energía a entregar diariamente, como se planteó en un inicio, esta capacidad será de $1,000 \text{ kW} \cdot \text{h} = 1 \text{ MW} \cdot \text{día}$

R_{Mfv} = es el rendimiento medio del módulo fotovoltaico, para el sistema trabaje y para que tenga su mayor rendimiento se recomienda trabajar al 80%.

$P_{\text{Irradiación}}$ = es la potencia o cantidad de energía solar por irradiación, ya que en la zona donde se sitúa se cuenta con $6 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$.



Entonces la potencia requerida, con los datos disponibles es.

$$P_R = \frac{1,000kW \cdot h}{(6 kW \cdot h/m^2) \cdot (0.80)} = \frac{1,000kW \cdot h}{4.8 kW \cdot h/m^2} = 208.333 kW \cdot h$$

Por lo tanto, la potencia requerida por cada hora de irradiación será de 208.333 kW · h.

3.2.2.2 Cantidad de paneles solares

Para la instalación del Parque Solar se tiene que definir una serie de parámetros que se calcularán en esta etapa. Para saber cuántos paneles se tienen que colocar en este parque, se tiene saber cuántos paneles se colocarán en serie y cuantos en paralelo, a partir de los datos tomados por el fabricante del módulo fotovoltaico.

Datos técnicos:

Tabla 6 Datos técnicos del módulo fotovoltaico Solar Word SW 240 poly

Potencia del M_{fv}	Potencia Requerida + 10%
240 W	230kW·h

Nota: En la potencia requerida, por normativa se debe aumentar un 10% de la capacidad total, como un colchón y protección para cualquier sobrecarga.

Para conocer cuántos módulos FV se deben de tener para este Parque Solar en total, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\eta_{Mfv} = \frac{P_{R+10\%}}{P_{Mfv}} \quad (2)$$

Donde:

η_{Mfv} = número de módulos fotovoltaicos utilizados en el sistema.

$P_{R+10\%}$ = potencia requerida más un 10% de la capacidad.

P_{Mfv} = potencia brindada por el módulo fotovoltaico SW-240 Poly.

Por lo tanto se calcula:

$$\eta_{Mfv} = \frac{230 kW \cdot h}{0.240 kW \cdot h} = 958.333$$

El número de módulos fotovoltaicos a utilizar será de 958 piezas de 240W.

3.2.2.3 Orientación e inclinación

Para obtener la inclinación óptima para los módulos fotovoltaicos, se debe estimar que inclinación será la correcta para este parque.

La orientación del módulo fotovoltaico será la óptima estando orientada al sur solar a 9.61° desfasándose el punto 0° sur magnético de la Tierra, hacia el oeste.

- Las coordenadas en donde se ubicará el Parque es:

Tabla 7 Coordenadas de la Industria minera "La Caridad", de Grupo México

Ubicación	
Latitud : 30°42'	Longitud: 109°65'

Por lo tanto:

$$La\ inclinación\ máxima = Inclinación\ (\alpha = 30^\circ) - (30^\circ - \alpha) \quad (3)$$

$$La\ inclinación\ mínima = Inclinación\ (\alpha = 30^\circ) - (30^\circ - \alpha) \quad (4)$$

Tomando en cuenta pérdidas máximas por orientación e inclinación del 10% y un ángulo de Acimut de 5°. Los ángulos de inclinación límites serán de 60° a 0° para solucionar problemas como de gotas y escurrimiento de agua.

$$\beta_{Máx} = 60^\circ - (30^\circ - (30^\circ 42')) = 60^\circ 42'$$

$$\beta_{Mín} = 5^\circ - (30^\circ - (30^\circ 42')) = 5^\circ 42'$$

Por lo tanto, a inclinación óptima puede ser de 30° por estar en el rango de máximos y mínimos permitidos.

Nota: El ángulo de 30° es muy utilizado en toda la república mexicana por ser un ángulo excelente para solucionar pérdidas ya que se encuentran en los rangos de orientación de 0° e inclinación de 35° en las que las pérdidas son nulas, y para problemas que puedan afectar al módulo como el polvo, lluvia, humedad, viento, etc.

3.2.2.4 Montaje vertical y horizontal

Para tener una dimensión determinada por el área ocupada de este parque, se hace un análisis del módulo fotovoltaico situado frente al sol a una inclinación de 30° respecto al suelo, para determinar las distancias entre módulo y módulo (ver Figura 18), sin que la sombra de cada una afecte a otras matemáticamente lo comprobamos utilizando las siguientes ecuaciones:

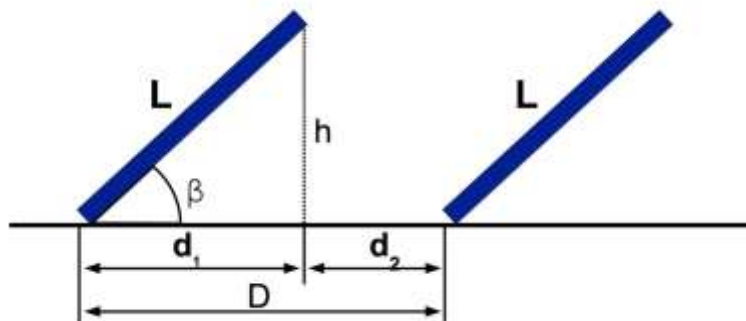


Figura 18 Proyección de sombra entre módulos fotovoltaicos



$$d_1 = L \cdot \text{Cos}(\alpha) \quad (5)$$

$$d_2 = \frac{h}{\text{Tan}(61^\circ - \text{Latitud})} \quad (6)$$

$$h = L \cdot \text{Sen}(\alpha) \quad (7)$$

Donde:

d_1 = Es la distancia, del área ocupada por el propio módulo fotovoltaico.

d_2 = Es la distancia de la sombra proyectada por el sol sobre el módulo fotovoltaico.

h = Es la altura que corresponde al módulo fotovoltaico inclinado.

L = Es el lado del módulo fotovoltaico, dependiendo el montaje usará el ancho o el alto de este módulo (véase Tabla 7).

Tabla 8 Dimensiones del módulo fotovoltaico Solar Word SW 240 poly

Dimensiones del módulo fotovoltaico
1.675 m de alto y 1.000 m de ancho

α = Es el ángulo en el que se encuentra inclinado el módulo con respecto al suelo.

Latitud = Es la latitud en donde se ubica el área destinada para este parque, que corresponde a 30°42' norte.

Tomando en cuenta estas ecuaciones, se encuentra que ambas distancias es la suma de la proyección de la sombra provocada por el sol sobre el módulo fotovoltaico. Por lo tanto, se prosigue a sustituir ambas ecuaciones y determinar solo una única ecuación.

$$D = d_1 + d_2 = d_1 + \frac{h}{\text{Tan}(61^\circ - \text{Latitud})}$$

$$D = L \cdot \text{Cos}(\alpha) + \frac{L \cdot \text{Sen}(\alpha)}{\text{Tan}(61^\circ - \text{Latitud})} \quad (8)$$

Por lo tanto, para un montaje vertical (norte-sur), usará la altura del módulo fotovoltaico, obteniendo la distancia de la sombra proyectada.

Sustituyendo valores, se tiene:

$$D_{\text{Vertical}} = (1.675 \text{ m}) \cdot \text{Cos}(30^\circ) + \frac{(1.675 \text{ m}) \cdot \text{Sen}(30^\circ)}{\text{Tan}(61^\circ - (30^\circ_{\text{Norte}}))}$$

$$D_{\text{Vertical}} = 1.4505 + \frac{0.8375}{\text{Tan}(31^\circ)} = 1.4505 + 1.3938 = 2.844 \text{ m} \approx 2.85 \text{ m}$$

Lo que indica, que la distancia de la sombra en el montaje vertical es de 2.85 m.



Para un montaje horizontal, se usa el ancho del módulo fotovoltaico y se trabaja con la misma ecuación. Esto para conocer que distancia será proyectado a los laterales de cada módulo.

Sustituyendo los valores, tomando en cuenta el ancho del módulo, se tiene:

$$D_{Horizontal} = (1.000\text{ m}) \cdot \text{Cos}(30^\circ) + \frac{(1.000\text{ m}) \cdot \text{Sen}(30^\circ)}{\text{Tan}(61^\circ - (30^\circ_{Norte}))}$$

$$D_{Horizontal} = 0.8660 + \frac{0.5}{\text{Tan}(31^\circ)} = 0.8660 + 0.8321 = 1.698\text{ m} \approx 1.70\text{ m}$$

Por lo tanto, la distancia de sombra de los laterales de cada módulo fotovoltaico es de 1.70 m.

Observar en el plano del módulo que se encuentra en los anexos de este escrito, para ver cómo quedaría la proyección de sombra en el módulo fotovoltaico.

3.2.2.5 Dimensionamiento de terreno

Para obtener un dimensionamiento del tamaño del área que ocupará el Parque Solar con respecto al área destinada, se tiene que determinar con la siguiente ecuación.

$$N_{Módulos} = \frac{D_{Fila}}{S_{Mfv}} \quad (9)$$

Donde:

$N_{Módulo}$ = es el número de módulos que encajarían por cada lado.

D_{fila} = es la distancia de uno de los lados del área destinada.

L_{Mfv} = es la distancia proyectada por cada módulo fotovoltaico respecto al sol.

Utilizando la Ecuación, se obtendrá:

$$N^x_{Módulos} = \frac{100\text{ m}}{1.70\text{ m}} = 58\text{ Módulos de ancho}$$

$$N^y_{Módulos} = \frac{100\text{ m}}{2.85\text{ m}} = 35\text{ Módulos de altura}$$

Por lo tanto el total de módulos que entran en el área designada es de 2,030, rebasando por completo al número de paneles que se requieren, por lo que se tiene que redimensionar el área al respecto. Para una buena distribución en partes iguales, se puede utilizar la raíz cuadrada para saber cuántos paneles se pueden acomodar en forma ordenada. De tal manera, quedaría:

$$\sqrt{958} = 30.9515 \approx 31\text{ Módulos}$$

Para que el sistema este ordenado se deberá ordenar 31 módulos por cada lado.

Siendo así, el área que ocuparía este Parque Solar se determinará de la siguiente manera:

$$34(1.000\text{ m}) \cdot 29(2.85\text{ m}) = 34\text{ m} \cdot 82.65\text{ m} = 2,810.1\text{ m}^2$$

Quedando con las siguientes medidas 82.65 m de alto y 34 m de ancho.



3.2.2.6 Inversor

Para el Parque Solar se tiene de definir una serie de parámetros que se calcularán en este apartado. Este parque se diseña de acuerdo al modelo de fotovoltaico de inversores modulares y para esto se ha de saber cuántos módulos por inversor se ha de colocar en serie y en paralelo, a partir de los datos del fabricante del panel e inversor.

Para esto, el número de módulos fotovoltaicos que se requerirán por cada inversor, tendrán que ser con un factor de trabajo del 80 % y 100 % para tener un parámetro de máximos y mínimos que pueda soportar el inversor.

Para estimar el número de módulos que se ocupará por inversor, se realiza en base a la siguiente ecuación:

$$N_{Mfv} = \frac{P_{Inv}}{Ft \cdot P_{GF}} \quad (10)$$

Donde:

P_{inv} = es la potencia nominal del inversor (W).

Ft = es el factor con el que el sistema trabajará, como a su máxima capacidad (100 %) y a su mínima capacidad (80 %).

P_{GF} = potencia nominal del módulo fotovoltaico (W).

Obteniendo los datos que se encuentran en los Anexos 1 y 2, del Panel Solar SW-240 Poly y del Inversor Fronius Agilo 75.0-3, véase la Tabla 8.

Tabla 9 Potencia nominal del inversor y del módulo fotovoltaico

Potencia nominal del inversor	Potencia nominal del módulo fotovoltaico
75,000 W	240 W

Para el máximo de módulos que puede aceptar el inversor al trabajar al 80 % es:

$$N_{Máx Mfv} = \frac{75,000 W}{(0.80) \cdot (240 W)} = \frac{75,000 W}{192 W} = 390.625 \approx 390 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

Y para el mínimo de módulos que acepte el inversor será:

$$N_{Mín Mfv} = \frac{75,000 W}{(1) \cdot (240 W)} = \frac{75,000 W}{240 W} = 312.5 \approx 312 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

Por lo tanto, el inversor trabajará a su nivel máximo con 390 módulos trabajando al 80 %, mientras que su nivel mínimo podrá trabajar con 312 módulos al 100 % de su capacidad.

El número de inversores a utilizar será:

$$\text{Número de inversores a utilizar} = \frac{\text{Número de módulos requeridos}}{\text{Número máximo de módulos}} \quad (11)$$



Sustituyendo estos valores, se tiene que:

$$\text{Número de inversores} = \frac{958 \text{ módulos}}{390 \text{ módulos}} = 2.4564 \approx 3 \text{ inversores}$$

Analizando estos resultados se concluye que para cubrir el total de módulos fotovoltaicos requeridos trabajando al 80% de su capacidad, se tendrán que usar 3 inversores.

Nota: Observando estos resultados (máximos y mínimos), se puede diseñar un Parque Solar desde 936 módulos por lo mínimo, hasta 1,170 módulos como máximo usando la capacidad de los tres inversores. Por lo tanto, el diseño de 958 módulos es posible ya que se encuentra en el margen permitido.

3.2.2.7 Distribución de los módulos fotovoltaicos

A partir de los datos técnicos de los módulos y del inversor en condiciones STC (véase Tabla 9), se puede determinar el número de módulos fotovoltaicos conectados en serie máximo y mínimo. La tensión de trabajo de la rama tiene que estar dentro del rango de tensiones de entrada CD del inversor.

Los datos técnicos del inversor y de los módulos fotovoltaicos son:

Tabla 10 Voltajes nominal y tensión máxima en condiciones STC del inversor y módulo fotovoltaico.

Inversor Fronius 75.0-3		Módulo fotovoltaico solar Word 240W Poly	
Voltaje nominal en entrada DC ($U_{dc,r}$) $V_{DC Inv Min.}$	Máximo voltaje de entrada ($U_{dc máx}$) $V_{DC Inv Máx.}$	Voltaje en circuito abierto (V_{OC}) en STC	Tensión del punto de máxima potencia (V_{MPP}) en STC
460 v	950 v	37.2 v	30.2 v

Para determinar el número de módulos en serie máximos ($N_{s-Máx}$) se determina en forma aproximada a partir de la mínima tensión de la entrada CD del inversor ($V_{DC-INV-Máx}$) y de la tensión máxima que puede producir el módulo la tensión en circuito abierto, V_{OC-STC} .

$$N_{s-Máx} = \frac{V_{DC Inv Máx}}{V_{OC}} \quad (12)$$

Sustituyendo se obtiene:

$$N_{s-Máx} = \frac{950 \text{ v}}{37.2 \text{ v}} = 25.5376 \approx 25 \text{ módulos}$$

$$V_{Rama Máx} = N_{s-Máx} \cdot V_{OC} = (25 \text{ módulos}) \cdot (37.2 \text{ v}) = 930 \text{ v}$$

Y para el número de módulos en serie mínimo (N_{s-Min}) se determinará de forma aproximada a partir de la mínima tensión de la entrada CD del inversor ($V_{DC Inv Min}$) y de la tensión máxima que produce el módulo en el punto de máxima potencia ($V_{MPP-STC}$).

$$N_{s-Min} = \frac{V_{DC Inv Min}}{V_{MPP}} \quad (13)$$



Por lo tanto, sustituyendo:

$$N_{s-Min} = \frac{460 \text{ v}}{30.2 \text{ v}} = 15.2317 \approx 15 \text{ módulos}$$

$$V_{Rama Min} = N_{s-Min} \cdot V_{MPP} = (15 \text{ módulos}) \cdot (30.2 \text{ v}) = 453 \text{ v}$$

A partir de los valores obtenidos, el rango de módulos a conectar en serie estaría entre los 15 y 25 módulos.

$$N_{Ramas total} = \frac{\text{Número de Mfv requeridos}}{N_{Módulos por rama}} \quad (14)$$

$$N_{Ramas total} = \frac{958 \text{ Módulos}}{17 \text{ Módulos}} = 56.3529 \approx 56 \text{ ramas}$$

Nota: Para que el parque tenga la misma configuración, cada rama tendrá 17 módulos debido a que mayor parte de los módulos se encuentren conectados en partes iguales en los tres inversores, quedando dentro del rango de ramas permitidas.

En total, se tendrá 56 ramas de 17 módulos fotovoltaicos por cada inversor:

$$\rightarrow V_{Rama Máx} = N_{Ramas en serie} \cdot V_{OC} = (17 \text{ módulos}) \cdot (37.2 \text{ v}) = 632.4 \text{ v}$$

Por cada rama se tendrá un voltaje de 632.4 v

Sin embargo las 56 ramas no podrán ser conectadas directamente al inversor, pues sólo se cuenta con 4 entradas por cada inversor, hay que instalar una DC-Box, para distribuir ordenadamente las ramas atendiendo a las especificaciones técnicas por las DC-Box como del inversor.

3.2.2.8 Elección de las cajas de conexión continua (DC-Box)

Los datos del catálogo del módulo fotovoltaico y del inversor respecto a la corriente (véase Tabla 10), podemos obtener la distribución de las 56 ramas que tenemos en el Parque que se está diseñando.

Datos técnicos

Tabla 11 Corrientes máximas de inversor y módulo fotovoltaico.

Inversor Fronius 75.0-3	Módulo fotovoltaico Solar Word 240W poly
Corriente máxima de entrada ($I_{DC Máx}$)	Corriente del punto de máxima potencia (I_{MPP}) en STC
170.0 A	7.96 A

Utilizando la siguiente ecuación:

$$N_{rama máx-ent} = \frac{I_{DC Inv entrada}}{I_{MPP Mfv}} \quad (15)$$



Sustituyendo los valores, se tiene que:

$$N_{rama\ máx-ent} = \frac{170.0\ A}{7.96\ A} = 21.3567 \approx 21\ ramas$$

Para cada inversor solo podrá aceptar hasta 21 ramas.

Nota: Hay de mencionar que en CD la corriente es la misma, mientras que se encuentre conectada en serie.

Con este dato obtenido, se eligió la DC-Box de cada inversor (ver Anexo 3), con las características compatibles del inversor elegido.

Datos de la DC-Box:

Tabla 12 Datos técnicos de la DC-Box

FRONIUS STRING CONTROL 250/25	
Número de ramas permitidas	25
I_{Max} de entrada	250 A
$I_{Máx}$ por cada cadena	20 A
$V_{Máx}$	600 v

Con estos datos (véase Tabla 11), se distribuyen los 956 M_{Fv} entre los 17 módulos por cada rama:

$$N_{Ramas\ en\ total} = \frac{956\ Módulos\ fotovoltaicos\ en\ total}{17\ Módulos\ por\ cada\ rama} = 56.2352 \approx 57\ ramas\ en\ total$$

Teniendo en cuenta esto y sabiendo que es un sistema de inversores modulares, se complementa dividiendo el número de inversores que usará con el total de ramas a utilizar, recordando que el diseño se está contando con 3 inversores, por lo tanto:

$$N_{Ramas\ por\ inversor} = \frac{57\ Ramas\ en\ total}{3\ Inversores} = 19\ Ramas$$

Por cada inversor se usarán 19 ramas con 17 módulos fotovoltaicos por cada una.

Representando gráficamente, se tiene que:

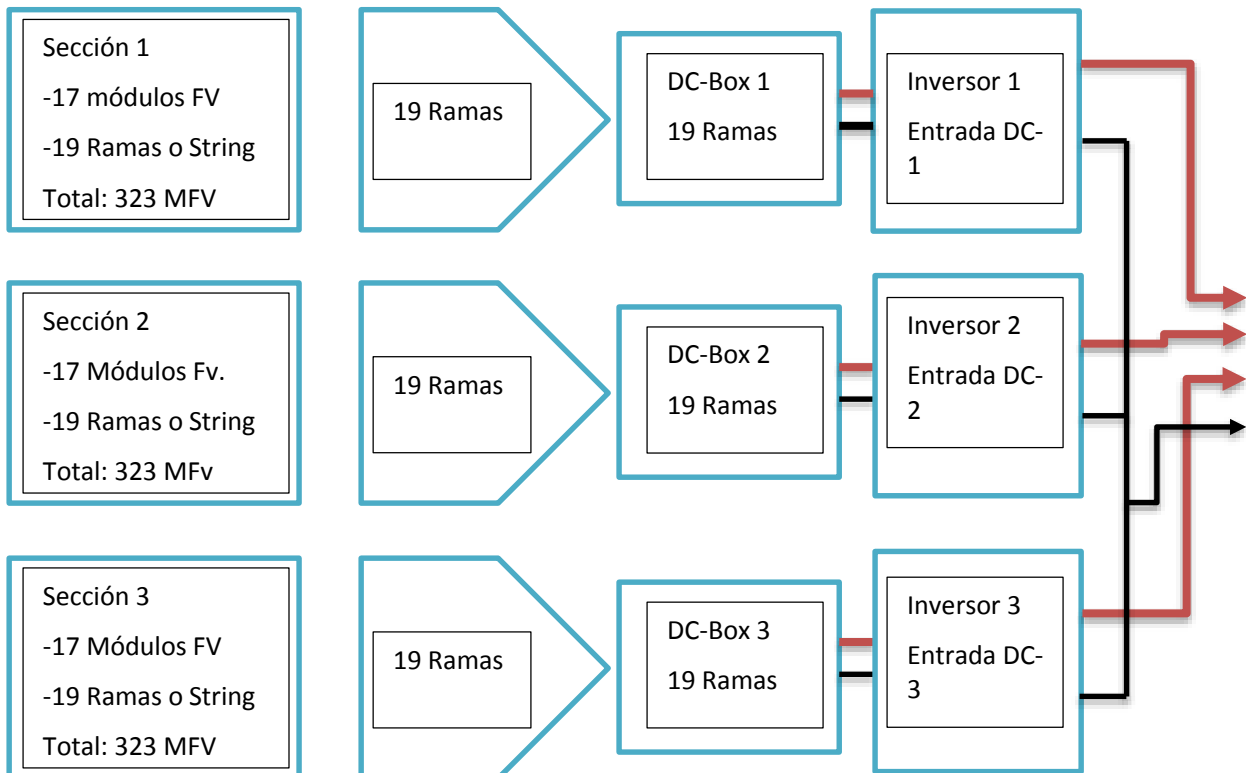


Figura 19 Conexión del Equipo

Nota: Para que el sistema sea equilibrado, se tiene que repartir en partes iguales cada sección, haciendo que el número en total de módulos fotovoltaicos aumente de 956 M_{FV} a 969 M_{FV} , provocando que la potencia de energía que entregue el Parque Solar, sea un poco más de 1 MW.

3.2.2.9 Evaluación de los casos extremos de temperaturas y radiaciones.

La radiación y la temperatura son los dos factores que más efecto tienen en los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos, y por eso, se deben evaluar sus efectos. Para ello, se hace un estudio del comportamiento de los módulos para los casos extremos de las condiciones de radiaciones y temperaturas de la minera "La Caridad", del Grupo México, diferentes a las condiciones de STC de los módulos fotovoltaicos.

Teniendo en cuenta temperaturas proporcionadas por la estación meteorológica de la minera, las temperaturas extremas (Máx-Mín) del año pasado fueron:

- Temperatura máxima de la Minera: 36.8 °C, registrada en Junio del 2013.
- Temperatura mínima de la Minera: 4.8 °C, registrada en Enero del 2013.

Examinando un mapa de Isolíneas en unidades Rayos (Rayos/km²/año), la Figura 20 indica un valor en radiación solar en cada línea.

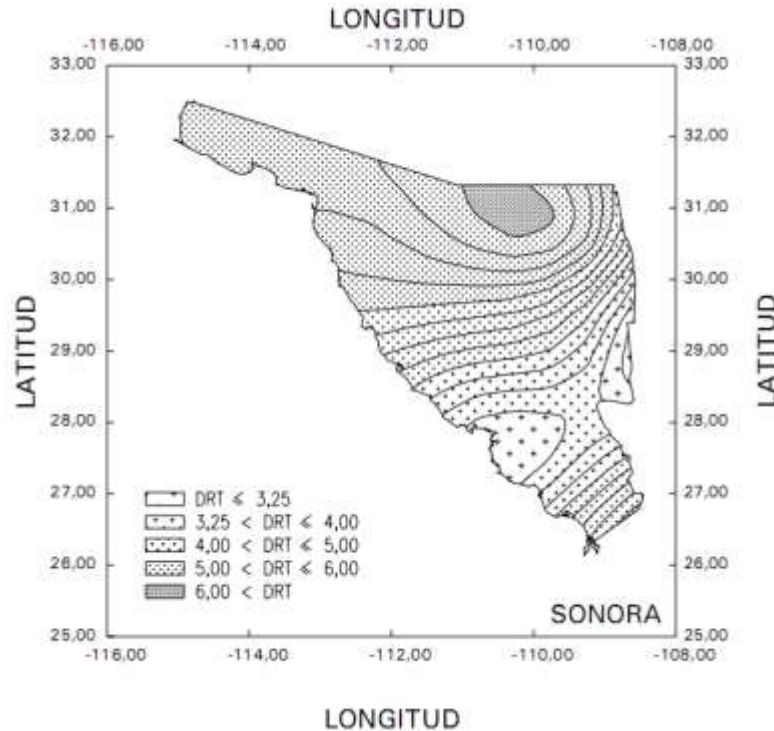


Figura 20 Mapa del promedio anual de densidad de rayos a la Tierra en el Estado de Sonora.

Al ubicar la minera usando los datos de ubicación, se puede ubicar el valor de rayos del sol que se encuentra en la franja de $6.00 < DRT$, con los módulos inclinados a 30° respecto a la horizontal y orientados hacia el Sur, por lo que se encontrará en la franja horaria más valiosa para todo el Estado de Sonora.

3.2.2.10 Cableado

Los conductores se eligen normalmente en base a factores de seguridad y coste. Deben ser tan seguros como sea necesario y tan económicos como sea posible. Se trata por tanto de que los cables soporten la máxima corriente posible con la tensión indicada y que además sean resistentes a cortos circuitos. La selección de los conductores se dimensiona de acuerdo con estos factores.

Los diversos equipos de una instalación fotovoltaica se conectan entre sí mediante cables conductores de la sección adecuada de forma que la caída de tensión al circular la corriente por el conductor esté adentro de los límites establecidos y las pérdidas de potencia en los conductores sean aceptables.

Para el diseño del parque solar de conexión a la red se ha tenido en cuenta la información proporcionada por la NOM y la NEC en su pliego en condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.



- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento. Los conductores de la parte de continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1.5 % y los de la parte alterna inferior al 2 %.
- Deberán tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos.

La conductividad del cobre (γ) a 20°C es de $m/\Omega \cdot mm^2$. La resistividad (ρ) es lo contrario de la conductividad, por lo tanto, la resistividad para el cobre a 20 °C es de $0.01786 \Omega \cdot mm^2/m$. En la mayoría de las instalaciones, la temperatura ambiente supera a los 20 °C, por lo que es recomendable realizar los cálculos de las secciones de cable suponiendo inicialmente una temperatura ambiente de 40 °C.

Considerando el coeficiente de variación de la resistividad del cobre con la temperatura (β) de $0.0039220 \text{ } ^\circ C^{-1}$, se obtiene los siguientes valores para 40 °C:

$$\rho_{40^\circ C} = \rho_{20^\circ C} \cdot (1 + \beta \cdot (T_x - 20)) \quad (16)$$

Sustituyendo, se tiene:

$$\rho_{40^\circ C} = 0.01786 \cdot (1 + (0.0039220 \cdot (40 - 20))) = 0.01926 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$$

Pero como la resistividad es el inverso a la conductividad:

$$\gamma_{40^\circ C} = \frac{1}{\rho_{40^\circ C}} \quad (17)$$

Sustituyendo:

$$\gamma_{40^\circ C} = \frac{1}{0.01926} = 51.92 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$$

Para un análisis de conductores en la instalación del Parque Solar se ha dividido en diferentes tramos desde el punto de vista de diseño de los cables. A las secciones de los conductores obtenidas por los cálculos, se les ha aplicado el redondeo al alza, además de tener en cuenta los valores de las secciones comerciales.

L₀) Corresponde a los conductores de continua que los propios paneles disponen en la parte trasera para la conexión en serie de los paneles. Se ha previsto una caída de tensión máxima del 0.5 % en esta parte de la instalación.

L₁) Corresponde a los conductores de continua que unen cada rama con la entrada de la DC-BOX. Se ha previsto una caída de tensión máxima del 0.5 % en esta parte de la instalación.

L₂) Corresponde a los conductores de continua que unen la DC-BOX con el inversor. De la DC-BOX salen una manguera de sección mayor, por la que circula la corriente de todas las ramas que se han conectado en paralelo. Se ha previsto una caída de tensión máxima de 0.5 % en esta parte de la instalación.



L₃) Corresponde a los conductores de alterna que unen la salida Ca del inversor y el armario de contadores donde está situado el punto de conexión asignado por la compañía de suministro eléctrico. Se ha previsto una caída de tensión máxima de 2 % en esta parte de la instalación.

Como se muestra en la sección de planos "Esquema de los diferentes tramos de cableado".

3.2.2.10.1 Cableado CD

Con las características del parque fotovoltaico y la ubicación de la instalación se determinan las longitudes de conductor necesarios para poder calcular las secciones teóricas y comerciales, la potencia en pérdida por cada tramo y las pérdidas de potencia totales en cuanto el sistema trabaje en condiciones nominales.

Se utiliza la siguiente ecuación para el cálculo de las secciones de los conductores de cobre de la parte continua de la instalación:

$$S = \frac{1}{\gamma_{40^{\circ}\text{C}}} \cdot \frac{L_{\text{Conductor}} \cdot I_{125\%}}{\Delta V} \quad (18)$$

Donde:

S = es la sección de cable conductor (mm^2).

γ = es la conductividad requerida a 40°C .

$L_{\text{Conductor}}$ = es la longitud del conductor (m). Es el doble de la distancia a recorrer, porque se tiene un cable para el polo positivo y otro para polo negativo.

$I_{125\%}$ = es la Intensidad máxima prevista por el conductor más un 25% por normativa (NOM), para asegurar las condiciones de trabajo del cableado y los elementos de protección.

Como se muestra en el plano de distribución, observando los puntos de conexión marcados por números.

Los DC-BOX y los inversores se deberán situar en el exterior, es recomendable que estos equipos deben estar aislados contra el sol y la lluvia a través de alguna estructura con un techo.

Los módulos fotovoltaicos están sometidos a condiciones de intemperie y a las singularidades de las instalaciones con paneles que emiten gran cantidad de calor en sus partes traseras, especialmente cerca de las cajas de conexiones.

El cable TECSUN (PV)(AS) de la marca Prysmian es una respuesta específica avalada por numerosos ensayos para que la instalación tenga la mayor fiabilidad con una garantía de vida útil de 30 años. Por sus propiedades los cables TECSUN (PV)(AS) son idóneos para la interconexión de paneles (tramos de cable unidos a las cajas de conexiones) y para la línea principal de corriente continua que unen DC-BOX con el inversor. El cable TECSUN (PV)(AS) presenta alta resistencia a la corrosión atmosférica (conductor de cobre estañado), a la abrasión, a los agentes químicos y a las más estrictas condiciones de intemperie. La cubierta del cable está formada por doble capa de EVA, material también utilizado como encapsulante de células en los paneles fotovoltaicos.



Teniendo todo esto en cuenta, a continuación se muestran los cálculos por tramos en CD.

3.2.2.10.1.1 Tramo L_0 (conductor; interconexión de los módulos)

En la parte posterior de cada módulo, hay una caja de conexiones, donde ya vienen preinstalados de fábrica dos cables solares, uno para el polo positivo y otro para el polo negativo, de 1.1 m de longitud y 4 mm² de sección. En los tramos tiene conectores MC4.

Los módulos se conectan entre sí aprovechando estos conductores que incorpora el propio panel. Esta conexión puede ser observada en el Plano de conexión en serie de los módulos, abierto por el interior de la rama.

Hay que añadir conductores con las mismas características para interconectar módulos entre filas para conseguir los 17 módulos en serie se escogió un cable de 10 m de longitud para este fin. En total este conductor tendrá una longitud de:

$$2(+/-) \cdot 10m \cdot 57 \text{ separadores entre filas de módulos} = 1140 m$$

En los extremos de estos 57 cables, se conectará a un conector rápido MC4.

Para el tramo L_0 , se elige el conductor TECSUN (PV)(AS) de 4 mm² de sección, que posee una intensidad admisible de 46 A, suficiente para este tramo. Las distancias totales para cada rama del conductor de 4 mm² de sección, contando todo los cables que tiene cada módulo como los que unen una fila de la siguiente, son las que aparecen en la siguiente tabla. A partir de estos datos, se calculan las caídas de tensión y las pérdidas de potencia para cada rama con la I_{PMP} que circulará a través de los conductores, con las siguientes ecuaciones:

Para la caída de tensión.

$$\Delta V_x = \frac{1}{51.9} \cdot \frac{(Longitud \ de \ Cable_x) \cdot I_{PMM}}{S} \quad (19)$$

$$\Delta V_x = \frac{1}{51.9} \cdot \frac{(Longitud \ de \ Cable_x) \cdot 7.96}{4}$$

$$\Delta P_x = \Delta V_x \cdot I_{PMM} \quad (20)$$

$$\Delta P_x = \Delta V_x \cdot (7.96)$$



Usando las anteriores ecuaciones, se completa los siguientes datos:

Tabla 13 Pérdida de potencia en función de la longitud del conductor por un inversor.

	Longitud del cable para la interconexión de los módulos (m)	Longitud del cable para la unión de filas (m)	Longitud del cable total de 4mm ² (m)	Pérdida de Tensión (ΔV_x) (V)	Pérdida de potencia (ΔP_x) (W)
Rama 1	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 2	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 3	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 4	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 5	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 6	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 7	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 8	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 9	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 10	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 11	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 12	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 13	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 14	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 15	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 16	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 17	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 18	34	20	54	2.0705	16.4811
Rama 19	34	20	54	2.0705	16.4811
		Total	1026		$\Delta P_{L0} = 313.14$

Nota: Estos valores son los mismos, excepto para la pérdida de potencia.

Por lo tanto:

$$\sum \Delta P_{Inversor1} + \Delta P_{Inversor2} + \Delta P_{Inversor3} \quad (21)$$

$$\sum \Delta P = (313.14) + (313.14) + (313.14) = 939 \text{ W}$$



Y por último se calcula el valor porcentual de la caída de tensión:

$$\Delta V_{L0}(\%) = \frac{\Delta V_{M\acute{a}x}}{V_{PMM\ Rama}} \cdot 100 \quad (22)$$

Sustituyendo los valores se obtiene:

$$\Delta V_{L0}(\%) = \frac{2.0705}{513.4} \cdot 100 = 0.4032\%$$

3.2.2.10.1.2 Tramo L₁ (conductor; rama a DC-Box)

En el plano de conexiones, se obtienen las distancias de cada una de las ramas hacia le DC-BOX correspondiente.

Los cables que conectan las ramas a la DC-BOX se trazarán por el centro del Parque Solar como se puede observar en el plano, ya que los módulos están del suelo por la estructura que los soportan dejando un hueco que se puede aprovechar para pasar cables. Estos cables irán protegidos en bandeja con su tapa de la empresa Unex, modelo bandeja aislante 66 U41X.

Utilizando la ecuación presentada anteriormente:

$$S = \frac{1}{51.9} \cdot \frac{(2 \cdot \text{Distancia}) \cdot I_{125\%}}{\Delta V_x} \quad (23)$$

$$I_{125\%} = I_{PMM} \cdot 125\% \quad (24)$$

$$I_{125\%} = 7.96 \cdot 1.25 = 9.95 \text{ A}$$

$$\Delta V_{L1} = \frac{(V_{PMM} \cdot N_{\text{Módulos por rama}})^{0.5}}{100} \quad (25)$$

$$\Delta V_{L1} = \frac{(30.2 \cdot 17)^{0.5}}{100} = 2.567 \text{ V}$$



Tabla 14. Secciones para el tramo L1 del inversor 1.

	Sección teórica (mm ²)	Sección comercial
Distancia 1 = 87 m	12.99	12mm ² Cable Prysmian TECSUN (PV)(AS) Intensidad admisible de 110 A
Distancia 2 = 87 m	12.99	
Distancia 3 = 84 m	12.54	
Distancia 4 = 84 m	12.54	
Distancia 5 = 81 m	12.09	
Distancia 6 = 81 m	12.09	
Distancia 7 = 78 m	11.65	
Distancia 8 = 78 m	11.65	
Distancia 9 = 75 m	11.20	
Distancia 10 = 75 m	11.20	
Distancia 11 = 72 m	10.75	
Distancia 12 = 72 m	10.75	
Distancia 13 = 69 m	10.30	
Distancia 14 = 69 m	10.30	
Distancia 15 = 67 m	10.00	
Distancia 16 = 67 m	10.00	
Distancia 17 = 64 m	9.55	
Distancia 18 = 64 m	9.55	
Distancia 19 = 61 m	9.11	
Distancia total = 1,415 m		



Tabla 15. Secciones para el tramo L1 del inversor 2.

	Sección teórica (mm ²)	Sección comercial
Distancia 1 = 61 m	9.11	10mm ² Cable Prysmian TECSUN (PV)(AS) Intensidad admisible de 82 A
Distancia 2 = 58 m	8.66	
Distancia 3 = 58 m	8.66	
Distancia 4 = 55 m	8.21	
Distancia 5 = 55 m	8.21	
Distancia 6 = 52 m	7,76	
Distancia 7 = 52 m	7.76	
Distancia 8 = 49 m	7.31	
Distancia 9 = 49 m	7.31	
Distancia 10 = 46 m	6.87	
Distancia 11 = 46 m	6.87	
Distancia 12 = 43 m	6.42	
Distancia 13 = 43 m	6.42	
Distancia 14 = 40 m	5.97	
Distancia 15 = 40 m	5.97	
Distancia 16 = 37 m	5.52	
Distancia 17 = 37 m	5.52	
Distancia 18 = 34 m	5.07	
Distancia 19 = 34 m	5.07	
Distancia total = 889 m		



Tabla 16. Secciones para el tramo L1 del inversor 3.

	Sección teórica (mm ²)	Sección comercial
Distancia 1 = 31 m	4.63	6mm ² Cable Prysmian TECSUN (PV)(AS) Intensidad admisible de 59 A
Distancia 2 = 31 m	4.63	
Distancia 3 = 28 m	4.18	
Distancia 4 = 28 m	4.18	
Distancia 5 = 25 m	3.73	
Distancia 6 = 25 m	3.73	
Distancia 7 = 22 m	3.28	
Distancia 8 = 22 m	3.28	
Distancia 9 = 19 m	2.89	
Distancia 10 = 19 m	2.89	
Distancia 11 = 16 m	2.38	
Distancia 12 = 16 m	2.38	
Distancia 13 = 13 m	1.94	
Distancia 14 = 13 m	1.94	
Distancia 15 = 10 m	1.49	
Distancia 16 = 10 m	1.49	
Distancia 17 = 7 m	1.04	
Distancia 18 = 7 m	1.04	
Distancia 19 = 4 m	0.59	
Distancia total = 346 m		

Nota: En este proyecto se recomienda utilizar los tres diferentes calibres planteados por cada inversor, por motivos económicos y para no afectar la caída de tensión, como también pérdidas de potencia.

Para el parque se utilizarán diferentes calibres de conductor por cada inversor y se usará la sección más grande de cada inversor para asegurar una caída de tensión dentro de lo establecido. Empleando la sección elegida normalizada, se calculan las caídas de tensión y las pérdidas de potencia para cada rama con la I_{PMM} que circulara a través de los conductores:

$$\Delta V_x = \frac{1}{51.9} \cdot \frac{(2 \cdot \text{Distancia}) \cdot I_{PMM}}{S} \quad (26)$$



$$\Delta V_x = \frac{1}{51.9} \cdot \frac{(2 \cdot \text{Distancia}) \cdot 7.96}{12}$$

$$\Delta P_x = \Delta V_x \cdot I_{PMM} \quad (27)$$

$$\Delta P_x = \Delta V_x \cdot (7.96)$$

Utilizando las ecuaciones anteriores, se obtienen las siguientes Tablas para cada inversor.

Tabla 17. Caída de tensión y pérdidas de potencia del inversor 1.

	ΔV_x (V)	ΔP_x (W)
Distancia 1 = 87 m	2.22	17.67
Distancia 2 = 87 m	2.22	17.67
Distancia 3 = 84 m	2.14	17.03
Distancia 4 = 84 m	2.14	17.03
Distancia 5 = 81 m	2.07	16.47
Distancia 6 = 81 m	2.07	16.47
Distancia 7 = 78 m	1.99	15.84
Distancia 8 = 78 m	1.99	15.84
Distancia 9 = 75 m	1.91	15.20
Distancia 10 = 75 m	1.91	15.20
Distancia 11 = 72 m	1.84	14.64
Distancia 12 = 72 m	1.84	14.64
Distancia 13 = 69 m	1.76	14.00
Distancia 14 = 69 m	1.76	14.00
Distancia 15 = 67 m	1.71	13.61
Distancia 16 = 67 m	1.71	13.61
Distancia 17 = 64 m	1.63	12.97
Distancia 18 = 64 m	1.63	12.97
Distancia 19 = 61 m	1.55	12.33
Distancia total = 8,169 m		287.19



Tabla 18. Caída de tensión y pérdidas de potencia del inversor 2.

	ΔV_x (V)	ΔP_x (W)
Distancia 1 = 61 m	1.87	14.88
Distancia 2 = 58 m	1.77	14.08
Distancia 3 = 58 m	1.77	14.08
Distancia 4 = 55 m	1.68	13.37
Distancia 5 = 55 m	1.68	13.37
Distancia 6 = 52 m	1.59	12.65
Distancia 7 = 52 m	1.59	12.65
Distancia 8 = 49 m	1.50	11.94
Distancia 9 = 49 m	1.50	11.94
Distancia 10 = 46 m	1.41	11.22
Distancia 11 = 46 m	1.41	11.22
Distancia 12 = 43 m	1.31	10.42
Distancia 13 = 43 m	1.31	10.42
Distancia 14 = 40 m	1.22	9.71
Distancia 15 = 40 m	1.22	9.71
Distancia 16 = 37 m	1.13	8.99
Distancia 17 = 37 m	1.13	8.99
Distancia 18 = 34 m	1.04	8.27
Distancia 19 = 34 m	1.04	8.27
Distancia total = 889 m		216.18



Tabla 19. Caída de tensión y pérdidas de potencia del inversor 3.

	ΔV_x (V)	ΔP_x (W)
Distancia 1 = 31 m	1.58	12.57
Distancia 2 = 31 m	1.58	12.57
Distancia 3 = 28 m	1.43	11.38
Distancia 4 = 28 m	1.43	11.38
Distancia 5 = 25 m	1.27	10.10
Distancia 6 = 25 m	1.27	10.10
Distancia 7 = 22 m	1.12	8.91
Distancia 8 = 22 m	1.12	8.91
Distancia 9 = 19 m	0.97	7.72
Distancia 10 = 19 m	0.97	7.72
Distancia 11 = 16 m	0.81	6.44
Distancia 12 = 16 m	0.81	6.44
Distancia 13 = 13 m	0.66	5.25
Distancia 14 = 13 m	0.66	5.25
Distancia 15 = 10 m	0.51	4.05
Distancia 16 = 10 m	0.51	4.05
Distancia 17 = 7 m	0.35	2.78
Distancia 18 = 7 m	0.35	2.78
Distancia 19 = 4 m	0.20	1.59
Distancia total = 346 m		139.99

Calculando las pérdidas de potencia de los inversores:

$$\sum \Delta P_{Inversor1} + \Delta P_{Inversor2} + \Delta P_{Inversor3}$$

Se sustituye:

$$\sum (287.19) + (216.18) + (139.99) = 643.36 W$$

Se calcula el valor porcentual de la caída de tensión:

$$\Delta V_{L0}(\%) = \frac{\Delta V_{Máx-Inversor}}{V_{PMM-Rama}} \cdot 100 \quad (28)$$



Por lo tanto se tiene que:

$$\Delta V_{L_0-INV1}(\%) = \frac{2.22}{513.4} \cdot 100 = 0.43 \%$$

$$\Delta V_{L_0-INV2}(\%) = \frac{1.87}{513.4} \cdot 100 = 0.36 \%$$

$$\Delta V_{L_0-INV3}(\%) = \frac{1.58}{513.4} \cdot 100 = 0.30 \%$$

Después de concluir con el valor de caída de tensión máxima en este tramo por cada inversor, que la elección del cableado de 12 mm², 10 mm² y 6 mm² cumple con lo establecido en la norma de la máxima caída de tensión de 0.5%.

Para tener una estimación completa, se suman todos los porcentajes:

$$\sum \Delta V_{L_0}(\%) = (0.43) + (0.36) + (0.30) = 1.09 \%$$

Si cumple con la tolerancia en caída de tensión menor al 2 %.

3.2.2.10.1.3 Tramo L₂ (conductor: DC-BOX al inversor)

Como se observa en el plano de distribución, los tres DC-BOX y los tres Inversores se sitúan muy cerca de uno al otro, a 0.6 m de distancia.

Haciendo los mismos cálculos que el tramo anterior, se obtienen los datos de la caída de tensión y la potencia pérdida en este tramo.

$$S = \frac{1}{51.9} \cdot \frac{(2 \cdot \text{Distancia}) \cdot I_{125\%}}{\Delta V_x}$$

$$I_{125\% DC-BOX} = I_{PMM} \cdot 125\% \cdot N^{\circ} \text{Ramas} = 7.96 \cdot 1.25 \cdot 19 = 189.05 \text{ A}$$

$$\Delta V_{L1} = \frac{(V_{PMM} \cdot N_{\text{Módulos por rama}}) \cdot 0.5}{100} = \frac{(30.2 \cdot 17) \cdot 0.5}{100} = 2.567 \text{ V}$$

Para el tramo L₂, se resume en la Tabla 19 se muestran los datos más importantes:

Tabla 20. Secciones para el tramo L₂.

	Nº Ramas	Sección teórica	Sección comercial
Distancia DC-Box 1 = 2 m	19	5.67 mm ²	95mm ² Cable Prysmian TECSUN (PV)(AS) Intensidad admisible de 202 A
Distancia DC-Box 2 = 2 m	19	5.67 mm ²	
Distancia DC-Box 3 = 2 m	19	5.67 mm ²	
Distancia total = 6 m			



$$\Delta V_x = \frac{1}{51.9} \cdot \frac{(2 \cdot \text{Distancia}) \cdot I_{PMM} \cdot N^\circ \text{Ramas}}{S}$$

$$\Delta V_x = \frac{1}{51.9} \cdot \frac{(2 \cdot \text{Distancia}) \cdot 19 \cdot 7.96}{95}$$

$$\Delta P_x = \Delta V_x \cdot I_{PMM} \cdot N^\circ \text{Ramas}$$

$$\Delta P_x = \Delta V_x \cdot (7.96) \cdot (19)$$

Tabla 21. Caídas de tensión y pérdidas de potencia.

	<i>NºRamas</i>	ΔV_x (V)	ΔP_x (W)
Distancia DC-Box 1 = 2 m	19	0.1226	18.55
Distancia DC-Box 2 = 2 m	19	0.1226	18.55
Distancia DC-Box 3 = 2 m	19	0.1226	18.55
Distancia total = 6 m			55.65

$$\Delta V_{L0}(\%) = \frac{\Delta V_{Máx}}{V_{PMM-Rama}} \cdot 100$$

$$\Delta V_{L0}(\%) = \frac{0.1226}{513.4} \cdot 100 = 0.023\%$$

En este tramo se concluye que la elección del cableado de 95 mm² cumple con lo establecido en la norma de la máxima caída de tensión de 0.5%.

3.2.2.10.2 Pérdida y caída en corriente directa

Recopilando todos los datos calculados, la potencia disipada por los cables desde los módulos fotovoltaicos hasta el armario de contadores son:

Pérdida de potencia conductor:

$$\sum \Delta P_x = \Delta P_{L0} + \Delta P_{L1} + \Delta P_{L2} + \Delta P_3$$

$$\Delta P_x = (939 \text{ W}) + (643.36 \text{ W}) + (55.65 \text{ W}) = 1,638.01 \text{ W} = 1.638 \text{ kW}$$

Las caídas de tensión porcentual calculadas para los distintos tramos de la instalación son:

$$\sum \Delta V(\%)_{\text{Parque Solar-Punto de conexión}} = \Delta V_{L0}(\%) + \Delta V_{L1}(\%) + \Delta V_{L2}(\%)$$

$$\therefore \sum \Delta V(\%)_{\text{Parque Solar-Punto de Conexión}} = (0.40) + (1.09) + (0.023) = 1.513 \%$$

Por lo tanto, el porcentaje de caída de tensión y la pérdida de potencia se encuentran dentro de la tolerancia permitida por la NOM en corriente directa.



3.2.2.11 Cableado en CA

3.2.2.11.1.1 Tramo L₃ (Conductores para sistema trifásico: inversor al punto de conexión con la red de suministro).

El conductor trifásico que une el inversor y el punto de conexión a la red dispone de cinco conductores: tres fases y neutro. El recuento de contadores está situado a unos 100 m del centro de carga y hasta ahí la manguera trifásica deberá ir enterrada por Normativa (NOM-001-SEDE).

Nota: Para calcular este tramo, se hace uso de los datos específicos de salida del inversor seleccionado (Fronius Agilo 75.0-3) que se encuentra en los Anexos de este reporte.

Las condiciones para el cálculo de la selección del conductor en este reamo son las siguientes:

- La longitud del conductor necesario es de 100 m.
- La tensión de operación nominal es de 400 V (tensión de línea).
- La caída de tensión empleada para el cálculo de la selección de los conductores es del 2 % de acuerdo a la NOM.

$$\Delta V_{L3} = (2\%) \cdot (400\text{ v}) = (0.02) \cdot (400\text{ v}) = 8\text{ v}$$

- La condición más desfavorable que hay que tener en cuenta a la hora de diseñar el conductor es cuando el campo fotovoltaico genera una potencia máxima de 75 kW. La corriente nominal por cada conductor de la salida de alterna trifásica es:

$$P_{AC} = P_{DC} \cdot \eta_{M\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot V_{\text{línea}} \cdot I_{\text{línea}}$$

$$I_{\text{línea}} = \frac{P_{DC} \cdot \eta_{M\acute{a}x}}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{línea}}}$$

Sustituyendo los valores utilizando los datos del inversor:

$$I_{\text{línea}} = \frac{75,000 \cdot 0.98}{\sqrt{3} \cdot (400)} = \frac{73,500}{692.8203} = 106.0881\text{ A}$$

La corriente se debe aumentar en un 25% más para tener un margen de seguridad en el diseño, como lo señala la Norma (NOM-001-SEDE). Por lo tanto se tiene:

$$I_{125\%} = I_{\text{línea}} \cdot 125\% = 106.0881 \cdot 1.25 = 132.6101 \approx 133\text{ A}$$

- La corriente está en fase con la tensión para suministrar sólo potencia activa, por lo que el factor de potencia es 1 ($\cos \varphi = 1$).
- Se considera una temperatura ambiente de 40 °C.

La sección mínima del conductor de este tramo será:

$$S = \frac{1}{\gamma_{40^{\circ}\text{C}}} \cdot \frac{L_{\text{Conductor}} \cdot I_{125\%}}{\frac{\Delta V_{L3}}{\sqrt{3}}}$$



Sustituyendo con todos los valores obtenidos en el transcurso del diseño, se obtiene:

$$S = \frac{1}{51.9} \cdot \frac{100 \cdot 133}{\frac{8}{\sqrt{3}}} = (0.0192) \cdot \frac{(13,300)}{(4.6188)} = 55.2870 \text{ mm}^2$$

Nota: el cable que cumple con estas condiciones es el AWG 2/0 = 00.

En este tramo se emplea un conductor Prysmian AFUMEX 1000V (AS) $\left(\frac{3 \times 70}{35}\right)$.

Este cable cuenta con 3 conductores de 70 mm² y uno de 35 mm² con una intensidad admisible enterrado de 170 A y al aire de 214 A.

La caída de tensión en el conductor L₃ se calcula de la siguiente forma:

$$\Delta V_{L3} = \frac{1}{\gamma_{40^\circ C}} \cdot \frac{\text{Distancia} \cdot I_{\text{linea}}}{S_{\text{elegida}}}$$

Utilizando los valores obtenidos anteriormente, se sustituyen obteniendo:

$$\Delta V_{L3} = \frac{1}{51.9} \cdot \frac{100 \cdot 133}{70} = (0.0192) \cdot \frac{13,300}{70} = 3.660 \approx 4 \text{ V}$$

El valor porcentual de la caída de tensión por cada línea trifásica es,

$$\Delta V_{L3}(\%) = \frac{\Delta V_{L3}}{\frac{\Delta V_{\text{linea}}}{\sqrt{3}}} \cdot 100$$

Sustituyendo:

$$\Delta V_{L3}(\%) = \frac{\Delta V_{L3}}{\frac{400}{\sqrt{3}}} \cdot 100 = \frac{4}{230} \cdot 100 = 1.7391 \%$$

Así se ha demostrado que este diseño cumple con los límites establecidos. La potencia en este tramo será:

$$\Delta P_{L3} = 3 \cdot \Delta V_{L3} \cdot I_{\text{linea}} = 3 \cdot 4 \cdot (106.0881) = 1,273.0572 \text{ W} = 1.273 \text{ kW}$$

Por lo tanto, el porcentaje de caída de tensión y la potencia pérdida se encuentra dentro del rango permitido por la Norma en corriente alterna.



3.2.2.12 Potencia total

Después de haberse calculado todos los elementos principales para este sistema y haber atendido las especificaciones de la Normativa, falta calcular la potencia real de todo el sistema, contando con sus aumentos del 10 %, la distribución de paneles y los aumentos que pueden ocurrir por sobrecarga.

Para esto se considera el número de módulos por el número de ramas, obteniéndose

$$\text{Numero de módulos } Fv_{Total} = (17MFV) \cdot (19 \text{ ramas}) = 323 \text{ módulos}$$

Esto es el número de módulos por cada inversor, por lo tanto se multiplica por los 3 inversores que integran este Parque,

$$\text{Numero total de Módulos } Fv = (323 \text{ módulos}) \cdot (3 \text{ inversores}) = 969 \text{ módulos}$$

Una vez teniendo el total de módulos que se utilizarán en este Parque Solar, se obtiene la potencia total por cada hora de irradiación. Utilizando la Ecuación (2):

$$\eta_{Mfv} = \frac{P_R}{P_{Mfv}}$$

Despejando P_R ,

$$P_R = P_{Mfv} \cdot \eta_{Mfv}$$

Sustituyendo valores:

$$P_R = (0.240 \text{ kW/h} \cdot 969 \text{ Módulos}) = 232.56 \text{ kW/h}$$

Una vez obtenido este valor, es la carga total que el Parque Solar podrá suministrar por cada hora de irradiación, por lo tanto, recordando que la zona en donde se situará el parque tiene un índice de irradiación de $6.0 \text{ kW} \cdot \text{h/m}^2$, y despejando de la Ecuación (1), la potencia requerida para obtener la potencia total que suministrará el Parque Solar al día es,

$$P_{Requerida} = \frac{P_e}{R_{Mfv} \cdot P_{Irradiación}}$$

$$P_e = R_{Mfv} \cdot P_{Irradiación} \cdot P_{Requerida}$$

Sustituyendo, se concluye que:

$$P_e = (0.80) \cdot (6.0) \cdot (232.56) = 1,116 \text{ kW} = 1.116 \text{ MW}$$

La potencia total diseñada para este Parque Solar será de 1.116MW al día.



3.2.3 Presupuesto

Tabla 22 Presupuesto inicial y resumido para el Parque Solar, considerando una potencia de 1.116 MW

Material	Marca y modelo	Precio unitario (\$)(USD)	Precio Unitario (\$)(Méx)	Cantidad	Precio total (\$)
Módulo Fotovoltaico	Solar Word, SW-240poly	370.00	5,017.20	969	4,861,666.80
Inversor	Fronius, Fronius Agilo 75.0-3	50,000.00	678,000.00	3	2,034,000.00
DC-BOX	Fronius, Fronius String Control 250/25	890.00	12,068.40	3	36,205.20
Estructura		238.00	3,227.28	242	781,001.76
Conductor L0	Prysmian, TECSUN (PV) (AS) (2X4)	2.00	27.12	1026	27,825.12
Conductor L1					
L1-Inversor 1	Prysmian, TECSUN (PV) (AS) (2X12)	2.30	31.19	1415	44,131.02
L1-Inversor 2	Prysmian, TECSUN (PV) (AS) (2X10)	2.60	35.26	889	31,342.58
L1-Inversor 3	Prysmian, TECSUN (PV) (AS) (2X6)	2.80	37.97	346	13,136.93
Conductor L2	Prysmian, TECSUN (PV) (AS) (2X95)	5.00	67.80	6	406.80
Conductor L3	Prysmian, Afumex 1000V (AS) (3x70/35)		-	300	
Conector MC4 Macho		1.60	21.70	57	1,236.67
Conector MC4 Embra		1.60	21.70	57	1,236.67
Conector para derivación MC4		5.50	74.58	57	4,251.06
			Total (\$)	7,836,440.62	



4. Resultados y conclusiones

Un estudio de factibilidad sirve para recopilar datos relevantes sobre el desarrollo de un proyecto y en base a ello tomar la mejor decisión, si procede su estudio y su desarrollo. Un estudio de factibilidad requiere ser presentado con todas las posibles ventajas para la empresa a la que se está trabajando, pero sin descuidar ninguno de los elementos necesarios para que el proyecto funcione.

De acuerdo con los datos encontrados para la industria minera llamada “La Caridad”, de la empresa Grupo México, el nivel de radiación solar promedio mensual en su aprovechamiento del sol se encuentra con los mejores resultados de radiación solar a nivel nacional, siendo una zona factible para un Parque Solar, teniendo una radiación de $6 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2 \cdot \text{día}$ siendo un muy buen índice de radiación para la generación de energía eléctrica mediante el uso de módulos fotovoltaicos.

La energía solar fotovoltaica posee muchas ventajas, tanto de tipo ambiental como socioeconómico. Entre las ventajas ambientales podemos citar como las más importantes el hecho de que no contamina, no consume combustible, no genera residuos, no produce ruidos y es inagotable. Como ventajas socioeconómicas tenemos fácil instalación de este tipo de sistemas, bajo mantenimiento, larga vida, resistencia a condiciones climáticas extremas y la tolerancia al aumento de potencia mediante a la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos. Cabe mencionar también que la fomentación de estas y otras energías renovables contribuye a la educación de alumnos en las tecnologías ecológicas y en la cultura del respeto al medio ambiente.

Para realizar el dimensionamiento de los equipos en el diseño de un sistema de energías renovables, se elaboró un diseño centrado en las necesidades y posibilidades de la empresa como el espacio y costos, estimando una carga total conectada a la red de CFE de 1.116 MW de potencia, para el autoconsumo de la minera ayudando a disminuir los consumos de energía de la industria y al medio ambiente, siendo un sistema limpio y beneficiario.

Para este diseño del Parque solar se estimó la capacidad de 969 módulos fotovoltaicos marca Solar Word SW 240 Poly de 240 W de potencia divididas en 57 ramas con 17 módulos cada una, distribuidas en 3 DC-Box para 3 inversores de 75 kW marca Fronius 75.0-3 conectados en sistema modular, para una capacidad de generación diaria de 1.116 MW de potencia.

El ser un sistema de inversores modulares facilita la modificación o el cambio de capacidad quitando o aumentando gradualmente la tercera parte de la potencia de este sistema, es decir, por cada inversor conectado en paralelo en el diseño, el sistema aumentará o disminuirá gradualmente 323 módulos fotovoltaicos de 240 W de potencia, distribuidos por 19 ramas con 17 módulos fotovoltaicos cada una, estimando una potencia de 372.096 kW de potencia por cada inversor modular conectado en paralelo.



Un sistema fotovoltaico presenta un costo por kWh producido mucho mayor al costo del kWh que se compra en la red eléctrica de CFE. Por ello, la rentabilidad de la instalación de un Parque solar depende mucho del apoyo e incentivos por parte de entidades públicas, del estado y del gobierno federal. El costo inicial total estimado para el proyecto contempla los elementos que integran al sistema del Parque, presentando un costo de \$7,836,440.62 pesos, considerando un 25% de gastos adicionales para ingeniería, gastos administrativos, instalación y otros gastos generales, abriendo las posibilidades de fuentes de trabajo en construcción y mantenimiento de este Parque.

Sin embargo el valor de la energía producida que representa estos sistemas es más alto porque la calidad de energía producida por una fuente como la es el Parque solar, no es la misma que la de las fuentes tradicionales, tomando en cuenta la nula contaminación del ambiente y dando a posibilidad de mejorar el estándar de vida y del planeta.

El aprovechamiento de la energía solar en elaboración de éste Parque solar con la capacidad de 1.116 MW de potencia en beneficio, ayudará a reducir la quema de hidrocarburos y por ende, la emisión de aproximadamente de 718.3 toneladas de gases de efecto invernadero generados anualmente, lo que es equivalente a 131 autos y camiones livianos no utilizados, beneficiando a 66.1 hectáreas de bosque en la adsorción del carbón.

Para finalizar, el camino de las energías renovables está en marcha y es aceptado por la sociedad debido a las múltiples ventajas que tiene y que es consecuencia del cambio climático de la emisión de los gases combustibles que gran parte de ellos provenientes de la generación de energía, es lógico suponer que el sector fotovoltaico experimentará un gran impulso en los próximos años, con el consiguiente beneficio ecológico y al mismo tiempo abrirá un gran abanico de posibilidades a la industria fotovoltaica y a los inversionistas públicos o privados que apuesten por esta tecnología.



5. Referencias

5.1 Bibliografía

- I. Alcocer G. J.M. (2008), *Recursos naturales y sustentabilidad*, fondo editorial de Nuevo León México.
- II. Alonso Concheiro, Antonio. Alertativas energéticas. México, D.F.:fondo de cultura económica, S.A de C.V., 1985.
- III. ANES. (2011). Balance nacional de energía. México: Asociación Nacional de Energía Solar.
- IV. Araya Victoriano (2010), Evaluación técnica y económica de la utilización de paneles fotovoltaicos en la iluminación de áreas comunes de edificios.
- V. Casas V. M. y Rodríguez A. A. (2012), Biblioteca de Electricidad y electrónica SERIE 1, Editorial Altamar S.A. España
- VI. CFE. (2010). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024. México: Comisión Federal de Electricidad.
- VII. CNN Expansión. (2010, Marzo 6). Acciona construirá tres campos eólicos. Retrieved diciembre 11, 2010, from CNN Expansión.com: <http://www.cnnexpansion.com/obras/2010/03/08/acciona-construira-3-campos-eolicos>
- VIII. Gabriel P. G. (2010), *Los próximos 500 años*, Editorial Red universitaria Argentina/España. p. 121
- IX. González Ávila, M. E. (2006). Potencial de aprovechamiento de la energía eólica para la generación de energía eléctrica en zonas rurales de México. México: INCI.
- X. IEA. (2009). Concentrating solar thermal power. Retrieved from International Energy Agency: http://www.iea.org/papers/2009/CSP_Essentials.pdf
- XI. IEA. (2010). International Energy Agency. Retrieved marzo 29, 2011, from Statistics: http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=20
- XII. Instituto de Investigaciones Eléctricas. (1999). Tecnologías termosolares a concentración para la generación de potencia en México. Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- XIII. Jiménez C. B. E., (2002). *La contaminación ambiental en México*. Editorial Limusa.
- XIV. Jiménez, B. H. (2001). La contaminación ambiental en México: causas, efectos y tecnología apropiada. México: Limusa.
- XV. Macancela Vivar, J. C. (2010). Análisis de prefactibilidad para el uso de pico-centrales en el oriente ecuatoriano. Aplicaciones a las comunidades de Pukar y Tuntiak. Quito, Ecuador: Universidad
- XVI. Masera, O. R. (2005). Estimación del recurso y prospectiva tecnológica de la biomasa como energético renovable en México. Centro de Investigación en Energía. UNAM.



- XVII. Moro V. M. (2010) *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Ediciones Paraninfo S. A. España
- XVIII. Notimex. (2009). El BID presta 101 mdd a México. CNNExpansión.com .
- XIX. NREL. (2003). Wind energy resource Atlas of Oaxaca. Estados Unidos de America: National Renewable Energy Laboratory. US Department of energy.
- XX. Perales B. T. (2008) *Guía del instalador de energía renovable*. Editorial Noriega Editores, México
- XXI. Pilatowsky F. Martínez E. (2009) *Sistemas de Calentamiento Solar de Agua*. Editorial Trillas México. pp 33-34 .
- XXII. Quijano, L. (2005). Situación actual y perspectivas de la energía geotérmica en México. Comisión Federal de Electricidad.
- XXIII. REMBIO. (2005). Libro blanco de la bioenergía. Red Mexicana de Bioenergía.
- XXIV. Reyes, F. E. (2008). Tesis que para obtener el título de ingeniero eléctrico electrónico. México: Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional Autónoma de México.
- XXV. Roldan V. J. (2008), *Fuentes de energía (Instalaciones eólicas, instalaciones solares térmicas)* Editorial Cengage Learning Paraninfo S. A. España
- XXVI. Romero T. M., (2010). *Energía Solar Fotovoltaica*. 3ra. Edición. Ediciones CEAC. España
- XXVII. Sánchez M. A., (2010), *Energía Solar Térmica*, 1ra. Edición. Editorial Limusa. México.
- XXVIII. SENER. (2006). Energías Renovables para el desarrollo sustentable de México. Secretaría de Energía.
- XXIX. SENER. (2010). Prospectivas del sector eléctrico 2010-2025. México: Secretaría de Energía.
- XXX. SENER. (2010). Prospectivas del sector eléctrico 2010-2025. México: Secretaría de Energía.
- XXXI. SENER. (2010). Sistema de información energética. Retrieved from: www.sie.energía.gob.mx/sie/bdiController?action=login
- XXXII. VIII Congreso Internacional sobre Innovación y Desarrollo Tecnológico (2010, Cuernavaca Morelos, México). (2010). Paradigma de la Energía. Ramón Niembro, Gaudencio. Cuernavaca Morelos, México.
- XXXIII. VIII Congreso Internacional sobre Innovación y Desarrollo Tecnológico (2010, Cuernavaca Morelos, México). (2010). Contacto Eléctrico Ahorrador de Energía Eléctrica. Nájera Medina P.R. et al. Cuernavaca Morelos, México.
- XXXIV. VIII Congreso Internacional sobre Innovación y Desarrollo Tecnológico (2010, Cuernavaca Morelos, México). (2010). Impacto De Un Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red en la Demanda Eléctrica de un Usuario DAC en BCS. Jiménez Grajales. et al. Cuernavaca Morelos, México.
- XXXV. RGSR. (2013). Renewables Global Status Report, REN 21 2013
- XXXVI. Secretaría de Economía. 2013. Energías Renovables, Unidad de Inteligencia de Negocios. PRO México: Secretaría de Economía.



5.2 Páginas de Internet

- I. http://xml.cie.unam.mx/xml/eventos/Conf_Debate/Conf-RBest.pdf
- II. <http://www.instalacionenergiasolar.com/energia/energiasolarenmexico.html>
- III. <http://www.ecotec2000.de/espanol/sun1.htm>
- IV. http://www.icyt.df.gob.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=720:ahorro-y-fuentes-alternas-de-energia&catid=168
- V. <http://www.iie.org.mx/proyectofotovoltaico/index.php>
- VI. <http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/119/htm>
- VII. <http://www.sener.gob.mx>
- VIII. <http://www.senado.gob.mx/>
- IX. <http://www.conuue.gob.mx/>
- X. <http://www.cfe.gob.mx/>
- XI. http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/ENE_2012_2026.pdf
- XII. <http://reformas.gob.mx/reforma-energetica/que-es>
- XIII. <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=38201872>
- XIV. <http://zagan.unizar.es/TAZ/EUITIZ/2010/5520/TAZ-PFC-2010-453.pdf>
- XV. <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/46801afc75d27.pdf>
- XVI. http://www.fronius.mx/cps/rde/xchg/SID-13366EDD-D9477E75/fronius_mexico/hs.xsl/6884_10402.htm#.VEqmRvmUeAV
- XVII. http://www.fronius.mx/cps/rde/xchg/SID-97F5BB7D-065DCD95/fronius_mexico/hs.xsl/6884_8192.htm#.VDFcQvmSyAU
- XVIII. <http://vanderbilt.edu/lc/designfiles/solarpaneldatasheet.pdf>
- XIX. <http://sag01.iie.org.mx/SIGER/>
- XX. <http://www.ngdc.noaa.gov/geomag-web/#declination>

6. Anexos

6.1 Módulo fotovoltaico

Sunmodule⁺

SW 240 poly / Version 2.0 and 2.5 Frame

SW-02-5870US-03-2012

PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

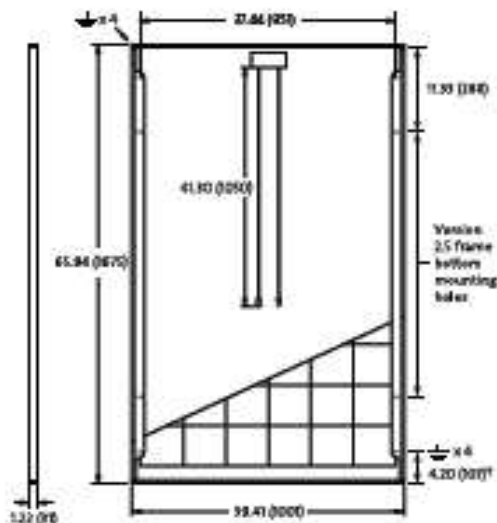
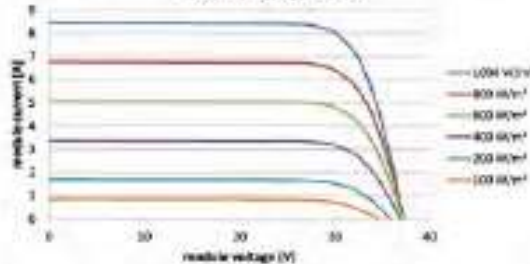
		SW 240
Maximum power	P_{max}	240 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	37.3 V
Maximum power point voltage	V_{mp}	30.2 V
Short circuit current	I_{sc}	8.44 A
Maximum power point current	I_{mp}	7.96 A

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	44 °C
TC I_{sc}	0.081 %/K
TC V_{oc}	-0.37 %/K
TC P_{mp}	-0.45 %/K
Operating temperature	-40°C to 85°C

I_v-curves for SolarWorld Sunmodule Plus SW 240 poly at 25°C cell temperature



PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 240
Maximum power	P_{max}	174.3 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	35.3 V
Maximum power point voltage	V_{mp}	27.4 V
Short circuit current	I_{sc}	6.80 A
Maximum power point current	I_{mp}	6.37 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C, at 200W/m², 91% (vs 100%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Polycrystalline
Cell dimensions	6.14 in x 6.14 in (156 mm x 156 mm)
Front	tempered glass (EN 12150)
Frame	Clear anodized aluminum
Weight	46.7 lbs (21.2 kg)

SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

Maximum system voltage IEC	1000 V	
Max. system voltage USA NEC	600 V	
Maximum reverse current	16 A	
Number of bypass diodes	3	
UL Design Loads ¹	Two rail system	75 pcf downward 64 pcf upward
UL Design Loads ¹	Three rail system	170 pcf downward 64 pcf upward
IEC Design Loads ²	Two rail system	75 pcf downward 50 pcf upward

¹Please refer to the Sunmodule installation instructions for the details associated with these load cases.

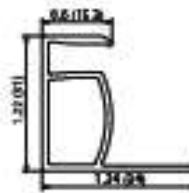
ADDITIONAL DATA

Power to brace ³	-0 Wp / +5 Wp
J-Box	IP65
Connector	MC4
Module efficiency	14.31 %
Fire rating (UL 790)	Class C



VERSION 2.0 FRAME

- Compatible with "Top-Down" mounting methods
- Grounding Locations: 4 corners of the frame



VERSION 2.5 FRAME

- Compatible with both "Top-Down" and "Bottom" mounting methods
- Grounding Locations: 4 corners of the frame
4 locations along the length of the module in the extended flange⁴

6.2 Anexo 2: Inversor

SHIFTING THE LIMITS

/ Battery Charging Systems / Welding Technology / **Solar Electronics**

FRONIUS AGILO

/ The central inverter with the revolutionary transport and installation system

/ Fronius Module Manager

/ PC based replacement concept

/ Ventilation concept

/ Transport technology

/ As the first central inverter in its performance class that can be completely installed and maintained by the installer, the Fronius Agilo sets new standards. Special heavy-duty castors, its compact design and the ability to replace components on the customer's premises make the Fronius Agilo unique. With a maximum output power of 75 kVA and 100 kVA the Fronius Agilo is particularly suitable for industrial or commercial systems.

TECHNICAL DATA: FRONIUS AGILO

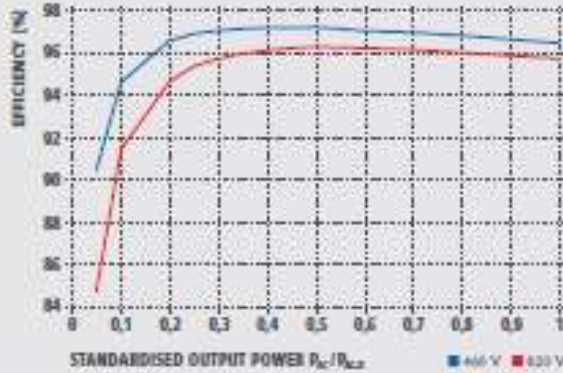
INPUT DATA	FRONIUS AGILO 75.0-3	FRONIUS AGILO 100.0-3
DC maximum power at cos φ = 1	78.3 kW	104.4 kW
Max. input current (I _{in,max})	150.2 A	226.9 A
Min. input voltage (U _{in,min})		460 V
Feed-in start voltage (U _{in,feed})		330 V
Nominal input voltage (U _{in,n})		400 V
Max. input voltage (U _{in,max})		930 V
MPP voltage range (U _{mppt,max} - U _{mppt,min})		460 V - 820 V
Number of DC inputs		3

OUTPUT DATA	FRONIUS AGILO 75.0-3	FRONIUS AGILO 100.0-3
AC nominal output (P _{out})	75 kW	100 kW*
Max. output power	75 kVA	100 kVA*
Max. output current (I _{out,max})	134 A	152.9 A
Grid connection (U _{grid})		3-300-400 V / 230 V
Min. output voltage (U _{out,min})		180 V
Max. output voltage (U _{out,max})		270 V
Frequency (Hz)		50 Hz
Frequency range (f _{min} - f _{max})		48 Hz - 50 Hz
Distortion factor		< 3 %
Power factor (cos φ _{grid})		0.8 - 1.0 (L / cap)

GENERAL DATA	FRONIUS AGILO 75.0-3	FRONIUS AGILO 100.0-3
Dimensions (height x width x depth)		1,900 x 1,100 x 700 mm
Weight	750 kg	530 kg
Degree of protection (electrical part)		IP 30 (IP 54)
Protection class		1
Overvoltage category (DC / AC)		DC 3 / AC 3
Wight time consumption		< 50 W
Inverter concept		50 Hz transformer
Cooling		Regulated air cooling
Installation		Indoor installation
Ambient temperature range		Frost -30°C - +50°C
Humidity tolerance		0 % - 95 %
DC connection technology		Voltage connection lug / V-hex terminal clamp (50 - 240 mm ²)
AC connection technology		Voltage connection lug / V-hex terminal clamp (35 - 95 mm ²)
Certification and compliance with standards		IEC 62109-1

* For French market: Agilo 100.0-3 with French setting has a max. output power of 99.9 kW.

FRONIUS AGILO 100.0-3 EFFICIENCY CURVE



TECHNICAL DATA: FRONIUS AGILO

EFFICIENCY	FRONIUS AGILO 75.0-3	FRONIUS AGILO 100.0-3
Max. efficiency	97.1 %	97.2 %
Maximum efficiency (typ.)	96.4 %	96.6 %
≥ 91.5% P_{out}	94.9 % / 95.4 %	95.5 % / 94.9 %
≥ 91.0% P_{out}	94.8 % / 95.0 %	94.8 % / 95.5 %
≥ 90.5% P_{out}	94.7 % / 94.8 %	94.8 % / 94.7 %
≥ 90.0% P_{out}	94.5 % / 94.8 %	94.8 % / 95.4 %
≥ 89.5% P_{out}	94.4 % / 95.2 %	95.0 % / 95.7 %
≥ 89.0% P_{out}	94.3 % / 95.0 %	95.2 % / 96.3 %
≥ 88.5% P_{out}	94.3 % / 95.0 %	95.4 % / 96.1 %
≥ 88.0% P_{out}	94.2 % / 94.8 %	94.8 % / 95.7 %
MPP adaptation efficiency		> 99.9 %
PROTECTIVE EQUIPMENT	FRONIUS AGILO 75.0-3	FRONIUS AGILO 100.0-3
DC insulation surveillance		Monitoring function adjustable
Ground leakage		Typing pilot duty (power limitation)
DC circuit breaker		Integrated
INTERFACES	FRONIUS AGILO 75.0-3	FRONIUS AGILO 100.0-3
Two RS485 outputs (RS422)		Fronius Solar Net interface (interface protocol)
Modular expansion / Upgrade		

/ Battery Charging Systems / Welding Technology / Solar Electronics

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS.

/ Advanced Battery Charging Systems, Welding Technology, Solar Electronics - our goal is clearly defined: to be the technology and your best partner. With around 3,000 employees worldwide, we don't believe in limits - our more than 800 active partners are testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Further information about all Fronius products and our global sales and technical representatives can be found at www.fronius.com

© 2014 Fronius

6.3 Anexo 3 DC-BOX

/ Battery Charging Systems / Welding Technology / Solar Electronics



FRONIUS STRING CONTROL 250/25 FRONIUS STRING CONTROL 250/25 DCD DF

/ Professional string control of up to 25 module strings



/ The Fronius String Control 250/25 and Fronius String Control 250/25 DCD DF can be used to monitor and bundle up to 25 module strings at a current carrying capacity of 250 A max. Fitting fuses in the fuse holder could not be easier. Continuous comparison of string currents reliably and quickly detects even the smallest fault occurring anywhere in the system.

FRONIUS STRING CONTROL 250/25 AND FRONIUS STRING CONTROL 250/25 DCD DF

TECHNICAL DATA	FRONIUS STRING CONTROL 250/25	FRONIUS STRING CONTROL 250/25 DCD DF
Max. number of strings	25	25
Max. input current	250 A	250 A
Max. input current per string	20 A	20 A
Max. input voltage	600 V	600 V
Connections (DC in)	Terminals, 2.5 mm ² - 10 mm ² (with max. cable diameter of 7 mm)	Terminals, 1 mm ² - 25 mm ² (with max. cable diameter of 7 mm) ¹⁾
Connections (DC out)	M12 cable lug, max. 120 mm ²	M12 cable lug, max. 120 mm ²
Connections Protos DASCOM	Two RJ 45 or terminals	Two RJ 45 or terminals
Environmental conditions	-25°C to +60°C	-25°C to +60°C
Degree of protection	IP 55	IP 55
Power supply	12 V DC (optional)	12 V DC (optional)
Size (height x width x depth)	480 x 500 x 170 mm	622 x 371 x 214 mm
Weight	10.2 kg	18.4 kg

¹⁾ Depending on the cable. Please refer to the information in operating instructions regarding correct installation.

CONFIGURATION



..... Communication path
——— Power path

THE BENEFITS OF FRONIUS STRING CONTROL 250/25 AND FRONIUS STRING CONTROL 250/25 DCD DF IN DETAIL

/ Professional monitoring of string currents

The String Control 250/25 and String Control 250/25 DCD DF continuously monitor and compare string currents from up to 25 connected strings. Faults occurring anywhere in the PV system, such as chafed cables or module shading, are immediately detected and located. When combined with the convenient system monitoring provided by Fronius DAT-COM, String Control makes the ideal monitoring tool for PV systems of all sizes.

/ Bundling of up to 25 module strings

Up to 25 strings can be combined in the Fronius String Control on a single main DC cable. The maximum total current is 250 A.

/ Module array protection

The use of string fuses means the Fronius String Control also protects the module array. This ensures effective protection of the modules.

OTHER SAFETY FEATURES ON THE FRONIUS STRING CONTROL 250/25 DCD DF

/ The Fronius String Control 250/25 DCD DF also provides other benefits:

/ All-pole fuse protection

All-pole fuse protection of the strings on the DC side protects against virtually every conceivable fault while also meeting the requirements of UK and French standards.

/ Integrated external DC disconnect

The integrated external DC disconnect allows the PV generator to be conveniently isolated from the inverter, enabling service and maintenance work to be performed safely on a de-energised system.

/ Option: installation of overvoltage protection component, designed for standard rail mounting

The String Control 250/25 DCD DF allows an external overvoltage protection component, designed for standard rail mounting, to be installed. There is a choice of Type 1 (direct lightning protection) or Type 2 (indirect lightning protection) components.



/ The Fronius String Control 250/25 and Fronius String Control 250/25 DCD DF are compatible with all Fronius inverters. They are particularly suitable for use with Fronius central inverters.

/ Battery Charging Systems / Welding Technology / Solar Electronics

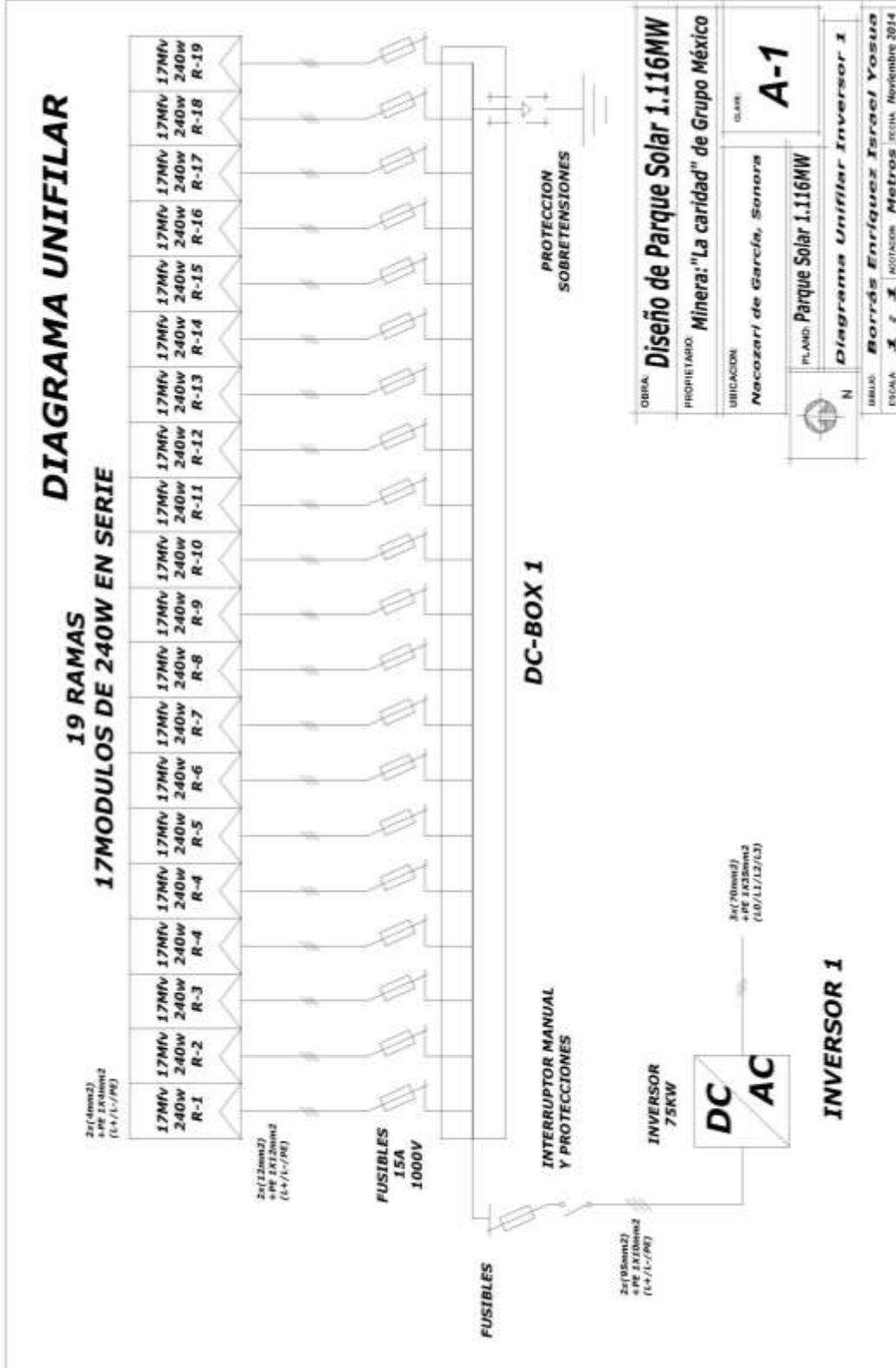
WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS.

/ Whether Battery Charging Systems, Welding Technology or Solar Electronics - our goal is clearly defined: to be the technology and quality leader. With more than 3,000 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our 757 active patents are testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

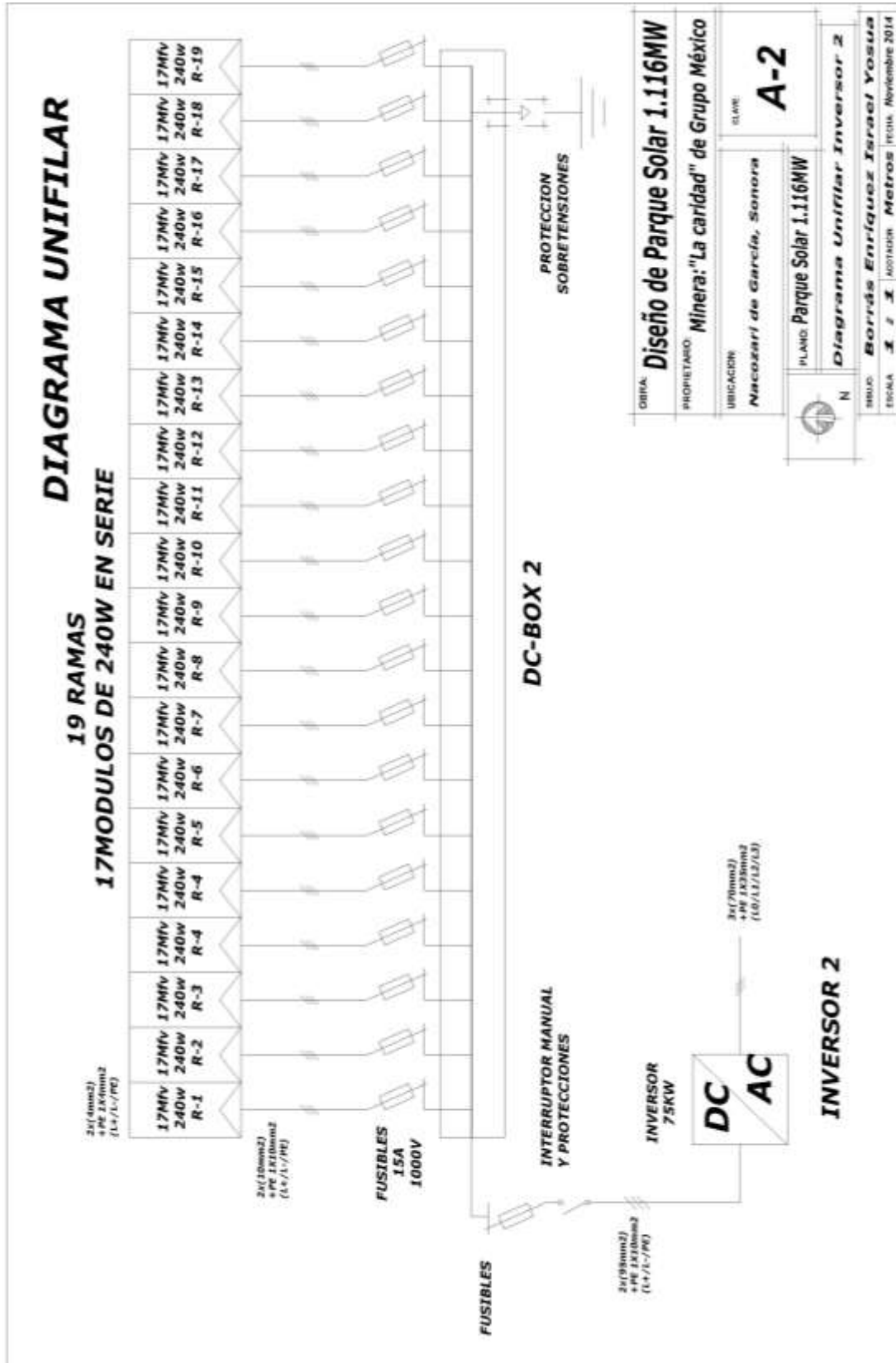


7. Planos

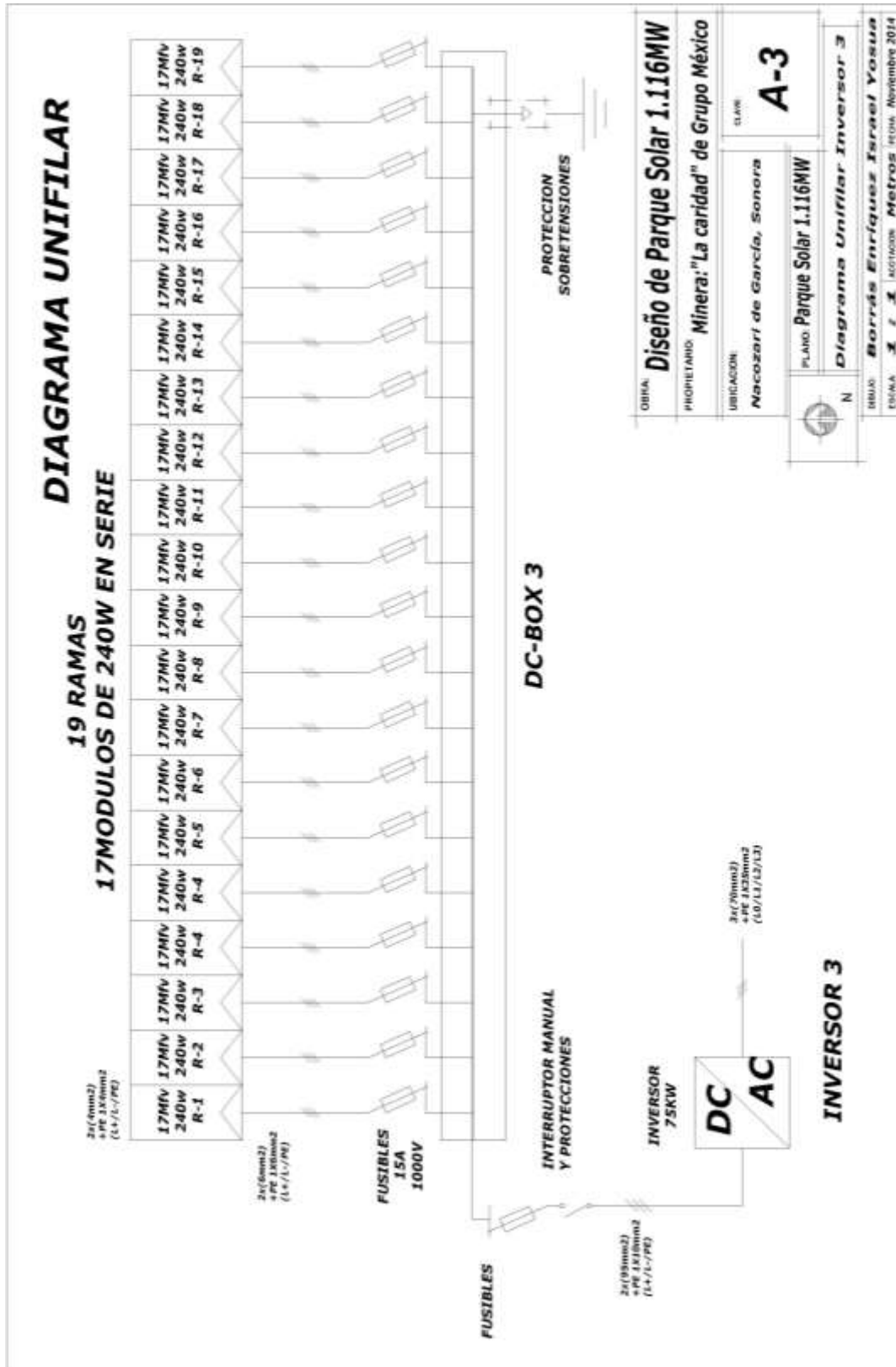
7.1 Diagrama unifilar inversor 1



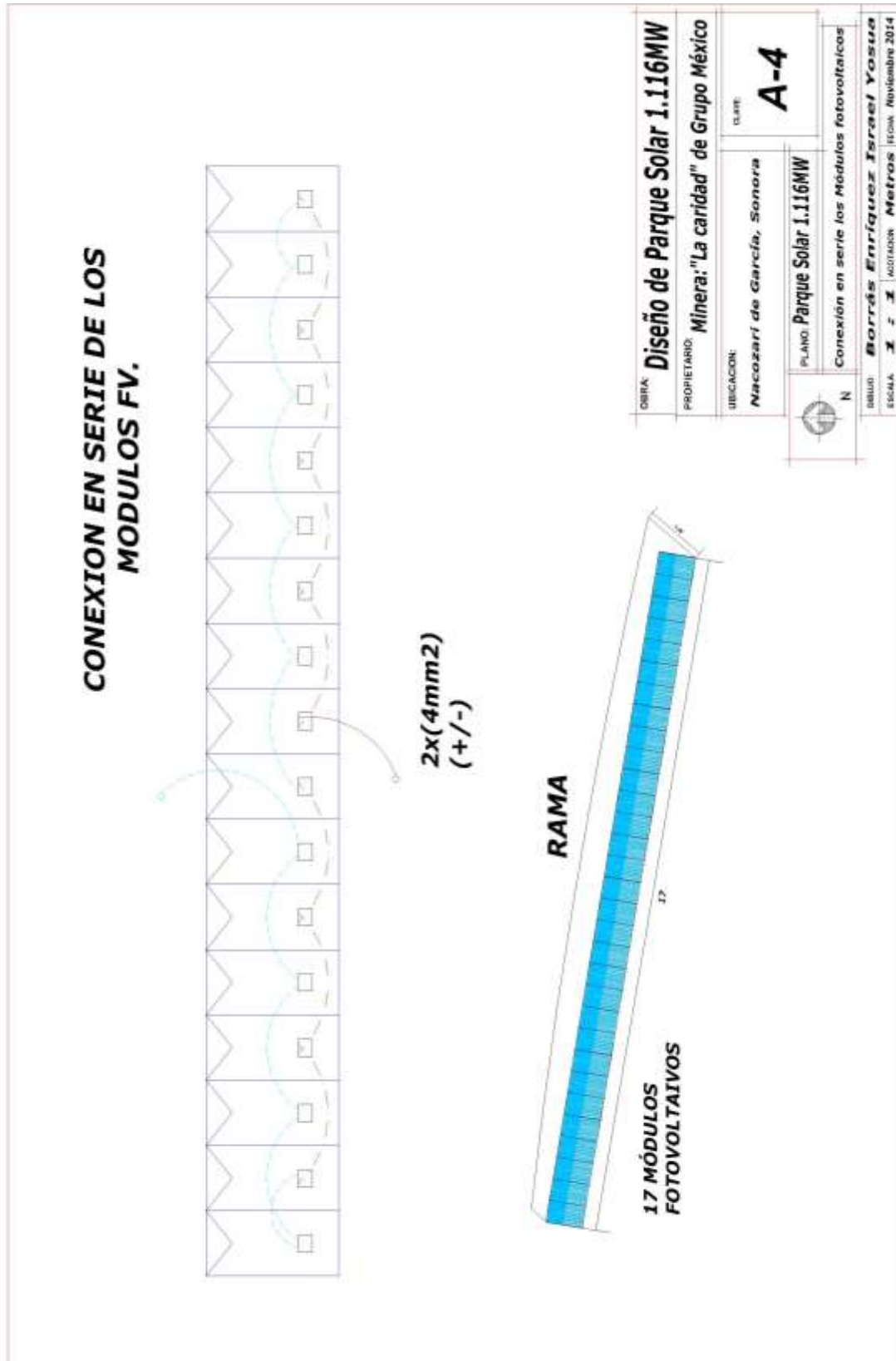
7.2 Diagrama unifilar inversor 2



7.3 Diagrama unifilar inversor 3



7.4 Conexión en serie de los módulos



7.5 Orientación e inclinación módulos fotovoltaicos

