



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

*PLANTA PILOTO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA FOTOVOLTAÍCO EN LAS ESTACIONES
SUPERFICIALES DE LA LÍNEA 2 DEL SISTEMA DE
TRANSPORTE COLECTIVO*

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
ELECTRICISTA

PRESENTAN:

JESÚS MIRANDA CALVA
ALEXIS EDUARDO ALVARADO ORNELAS

ASESOR:

DR. en ING. ÁLVARO EDUARDO LENTZ HERRERA
M. en C. MIGUEL ÁNGEL BLANCO CHAVÉZ
ING. OSCAR CABALLERO HERNÁNDEZ



MÉXICO, D.F. FEBRERO DE 2015

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELECTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TITULO
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN
DEBERA (N) DESARROLLAR**

**INGENIERO ELECTRICISTA
TESIS COLECTIVA Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
ALEXIS EDUARDO ALVARADO ORNELAS
JESÚS MIRANDA CALVA**

“PLANTA PILOTO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICO EN LAS ESTACIONES SUPERFICIALES DE LA LÍNEA 2 DEL SISTEMA DE TRANSPORTE COLECTIVO”

EVALUAR EL COSTO BENEFICIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICO EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE COLECTIVO METRO. DICHO MECANISMO CONTRIBUÍRA AL COMBATE DEL CAMBIO CLIMÁTICO, CUMPLIENDO ASÍ LOS OBJETIVOS DE REDUCCIÓN DE EMISORES PROPUESTOS POR LA ESTRATEGIA NACIONAL DEL CAMBIO CLIMÁTICO DEL GOBIERNO FEDERAL, DE ACUERDO A LA LEY DE CAMBIO CLIMÁTICO.

- **INTRODUCCIÓN.**
- **ESCENARIO ACTUAL DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN LA CIUDAD DE MÉXICO.**
- **CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.**
- **DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DEL S.T.C**
- **APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAÍCOS AL S.T.C.**
- **ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LA APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAÍCOS EN EL S.T.C.**
- **CONCLUSIONES**

MÉXICO D.F., A 30 DE ENERO DEL 2015.

ASESORES



DR. EN ING. ÁLVARO EDUARDO LENTZ HERRERA M. EN C. MIGUEL ÁNGEL BLANCO CHÁVEZ



ING. OSCAR CABALLERO HERNÁNDEZ



ING. CESAR DAVID RAMIREZ ORTIZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO
DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Dedicatoria

A Isa y Betty.

Jesús Miranda Calva

Dedicatoria

A mis Padres Domingo y María.

Por el valioso apoyo recibido de su parte durante esta etapa de mi vida y por su ejemplo que es mi motivo de orgullo.

A mis Hermanos Irving y Erick.

Por su compañía en los tiempos difíciles y hacer de ellos momentos inolvidables.

A mi esposa Mónica y mi hijo Aarón.

Que son mi motivación y la parte más importante de mi vida.

Alexis Eduardo Alvarado Ornelas

Agradecimientos

Agradecemos su colaboración a los ingenieros del Sistema de Transporte Colectivo, a los profesores del Instituto Politécnico Nacional, así como también de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México, que nos ayudaron a la elaboración de esta Tesis. Porque con su paciencia y su tiempo para la elaboración de la misma nos brindaron aportaciones importantes, así como las correcciones correspondientes que sin ellas no se hubiera dado fin con éxito a este Trabajo.

Álvaro E. Lentz, por sus comentarios y apoyo incondicional que nos permitieron lograr a buen término este trabajo con calidad.

José A. Morales, por sus comentarios y disposición mostrada ya que sin ellas no habiéramos podido poner en firme este trabajo.

Oscar Caballero, por la información proporcionada que fue una pieza clave para la realización de este trabajo.

Miguel A. Chávez, por su apoyo incondicional, correcciones y sus enormes contribuciones que nos permitieron realizar un trabajo de calidad.

Héctor A. Hernández, por su enorme disposición, y sus contribuciones que nos dieron una idea clara de cómo realizar un proyecto de energía renovable.

Leonardo González, por la información clave proporcionada y por el entusiasmo mostrado para la realización de este trabajo.

Marco A. Gutiérrez, por el apoyo mostrado en la revisión de este trabajo así como la realización de comentarios al respecto que nos permitieron mejorar dicho trabajo.

Índice general

| | |
|--|----|
| Objetivo general | 9 |
| Objetivo específico..... | 9 |
| Justificación..... | 10 |
| Resumen..... | 11 |
| Abstract..... | 12 |
| Introducción | 13 |
| Lista de Símbolos, Unidades y Notaciones..... | 15 |
| Capítulo 1. Escenario Actual de la Energía Renovable en la Ciudad de México. | 17 |
| Energía | 18 |
| Sistema de Transporte Colectivo..... | 21 |
| Cambio Climático | 23 |
| Capítulo 2. Conceptos Básicos de los Sistemas Fotovoltaicos. | 30 |
| Preludio del efecto fotoeléctrico y la energía Solar | 31 |
| Principios de Funcionamiento de un Sistema Fotovoltaico | 35 |
| Estructura y Componentes de un Sistema Fotovoltaico..... | 38 |
| Interconexión de un sistema Fotovoltaico a la Red eléctrica. | 45 |
| Capítulo 3. Descripción de los sistemas eléctricos en el STC..... | 49 |
| Tipos de Estructuras del STC..... | 50 |
| Sistema Eléctrico en el STC..... | 52 |
| Subestación de Alumbrado y Fuerza..... | 55 |
| Capítulo 4. Aplicación de los Sistemas Fotovoltaicos en STC | 61 |
| Planteamiento del Problema..... | 62 |
| Selección del Lugar, Importancia y Características. | 62 |
| Estación Prototipo General Anaya | 63 |
| Requerimientos de Energía Eléctrica. | 66 |
| Diseño del sistema Fotovoltaico. | 67 |
| Marco legal y regulatorio | 93 |
| Capítulo 5. Análisis Costo-Beneficio de la Aplicación de los sistemas Fotovoltaicos en el STC (SHCP, 2014)..... | 97 |
| Horizonte de Evaluación | 98 |
| Descripción de los Costos de inversión, mantenimiento y operación | 98 |

| | |
|---|-----|
| Descripción de los Beneficios obtenidos | 99 |
| Ingresos por venta de Toneladas equivalentes de Carbono (Impacto ambiental) | 101 |
| Monto Total de Inversión..... | 102 |
| Riesgos Asociados | 103 |
| Valor Presente Neto (VPN)..... | 103 |
| Tasa Interna de Rendimiento (TIR) | 105 |
| Tasa de Rentabilidad Inmediata (TRI) | 106 |
| Conclusiones | 108 |
| Apéndice | 110 |
| Apéndice A Solicitud de Acceso a la Información Pública | 111 |
| Apéndice B Simbología | 114 |
| Apéndice C Fichas Técnicas | 115 |
| Apéndice D Programa PVSYST: Comprobación de Resultados | 121 |
| Apéndice E Programa GNU Octave: Cálculo de Distancias entre Módulos..... | 124 |
| Apéndice F Trigonometría de Distancia entre Módulos Fotovoltaicos..... | 126 |
| Apéndice G Diagrama unifilar y físico de la Estación General Anaya..... | 127 |
| Apéndice H Normatividad | 130 |
| Apéndice I Cálculo del Costo de la Energía Consumida | 132 |
| Apéndice J Desglose de Materiales..... | 133 |
| <i>Glosario</i> | 135 |
| Referencias..... | 138 |

Índice de ecuaciones

| | |
|---|-----|
| Ecuación 1. Angulo de inclinación..... | 68 |
| Ecuación 2. Conversión de valor de superficie horizontal a plano inclinado..... | 72 |
| Ecuación 3. Irradiación diaria anual en un plano inclinado | 73 |
| Ecuación 4. Potencia Demandada por día | 73 |
| Ecuación 5. Potencia Instalada | 74 |
| Ecuación 6. Pérdidas del Sistema..... | 74 |
| Ecuación 7. Cálculo del Número de Paneles | 76 |
| Ecuación 8. Cálculo del Número de Inversores | 78 |
| Ecuación 9. Cálculo del Número de Módulos por Inversor | 79 |
| Ecuación 10. Cálculo del número máximo en paralelo conectados al inversor | 82 |
| Ecuación 11. Cálculo del número máximo en serie conectados al inversor..... | 82 |
| Ecuación 12. Ángulo de declinación | 84 |
| Ecuación 13. Ángulo de incidencia del Sol..... | 84 |
| Ecuación 14. Simplificación del ángulo de incidencia del Sol..... | 84 |
| Ecuación 15. Distancia mínima entre módulos | 84 |
| Ecuación 16. Distancia entre módulos fotovoltaicos..... | 85 |
| Ecuación 17. Altura del Sol..... | 85 |
| Ecuación 18 . Altura máxima del Sol..... | 85 |
| Ecuación 19. Protección contra sobrecorriente para el circuito Módulo Fotovoltaico- Inversor..... | 87 |
| Ecuación 20. Protección contra sobrecorriente para el circuito Inversor- Tablero de Inversores | 87 |
| Ecuación 21. Protección contra sobrecorriente para el cto. Tablero Inversores Tablero P... | 87 |
| Ecuación 22. Calibre para el circuito en CC <i>Serie módulos FV 1.1- Inversor</i> | 88 |
| Ecuación 23. Caída de Tensión en CC <i>Serie módulos FV 1.1- Inversor</i> | 89 |
| Ecuación 24. Calibre para el circuito en CA <i>Inversor-Tablero Inversores</i> | 89 |
| Ecuación 25. Caída de Tensión en CA <i>Inversor-Tablero Inversores</i> | 90 |
| Ecuación 26 Calibre para el circuito en CA <i>Tablero Inversores - Tablero P</i> | 91 |
| Ecuación 27. Caída de Tensión en CA <i>Tablero Inversores - Tablero P</i> | 91 |
| Ecuación 28. Energía eléctrica generada en un periodo de 30 días..... | 100 |
| Ecuación 29. Toneladas de CO_2 Equivalentes que se dejan de emitir a la atmosfera | 102 |
| Ecuación 30. Ingreso Anual de venta de Toneladas de CO_2 Equivalentes | 102 |
| Ecuación 31. Valor Presente Neto | 104 |
| Ecuación 32. Beneficios Totales al año..... | 104 |
| Ecuación 33. Tasa Interna de Rendimiento | 105 |
| Ecuación 34. Tasa de Rentabilidad Inmediata..... | 106 |
| Ecuación H.1. Demanda Facturable | 132 |
| Ecuación H.2. Bonificación por bajo factor de potencia..... | 132 |

Índice de gráficas

Gráfica 1. Emisiones totales de CO2 desde 1950..... 24
Gráfica 2. Alteración de la tendencia natural de la Temperatura en el planeta debido a las actividades humanas. 24
Gráfica 3. Contribución de emisión de gases de efecto invernadero..... 25
Gráfica 4. Irradiación y horas solares pico (insolación) durante un día soleado 70
Gráfica 5. Mejoramiento de la Irradiación y horas solares pico (insolación) durante un día soleado mediante un seguidor solar..... 71

Índice de imágenes

| | |
|--|-----|
| Imagen 1. Movimientos de la Tierra con respecto al Sol | 33 |
| Imagen 2. Angulo de Azimut | 33 |
| Imagen 3. Trayectoria Solar | 34 |
| Imagen 4. Visualización de los Efectos de la Radiación sobre un material semiconductor. | 36 |
| Imagen 5. Visualización de un Semiconductor Dopado-n | 37 |
| Imagen 6. Visualización de un Semiconductor Dopado-p | 37 |
| Imagen 7. Diferencia de conceptos..... | 39 |
| Imagen 8. Proceso de fabricación de un Módulo Fotovoltaico | 39 |
| Imagen 9. Celda Solar Monocristalina | 40 |
| Imagen 10. Celda Solar Policristalina. | 41 |
| Imagen 11. Celda de Silicio Amorfo | 42 |
| Imagen 12. Componentes de un Sistema Fotovoltaico | 45 |
| Imagen 13. Modelo de contrato de Generación Aislada | 46 |
| Imagen 14. Modelo de contrato de interconexión Pequeña y Mediana Escala | 47 |
| Imagen 15. Interconexión para Gran Escala..... | 48 |
| Imagen 16. Estructura tipo Superficie. | 50 |
| Imagen 17. Estructura tipo Cajón. | 51 |
| Imagen 18. Estructura tipo Escudo..... | 51 |
| Imagen 19. Estructura tipo Elevado | 52 |
| Imagen 20. Vista Frontal de la Estación General Anaya..... | 64 |
| Imagen 21. Vista Superior en 3D de la Estación General Anaya..... | 65 |
| Imagen 22. Vista Superior de la Estación General Anaya. | 65 |
| Imagen 23. Sección de la Tierra mostrando Inclinación, Ángulo de Incidencia, Latitud y $(\phi - \beta)$, para una superficie viendo al Sur..... | 70 |
| Imagen 24. Conexión Serie. | 80 |
| Imagen 25. Conexión Paralelo..... | 80 |
| Imagen 26. Conexión Serie/Paralelo. | 81 |
| Imagen 27. Distancia entre los Módulos Fotovoltaicos. | 83 |
| Imagen 28. CFE Respuesta a solicitud de acceso a la información pública..... | 111 |
| Imagen 29. CFE Información parcialmente confidencial..... | 112 |
| Imagen 30. Metrobús Respuesta a solicitud de acceso a la información pública..... | 113 |
| Imagen 31. Ficha Técnica Celda Solar LDK 260-235. | 115 |
| Imagen 32. Ficha Técnica Celda Solar LDK 260-235: Características..... | 116 |
| Imagen 33. Ficha Técnica de Inversor Fronius | 117 |
| Imagen 34. Ficha Técnica de Inversor Fronius: Características..... | 118 |
| Imagen 35. Ficha Técnica de Analizador de Redes..... | 119 |
| Imagen 36. Ficha Técnica de Analizador de Redes..... | 120 |
| Imagen 37. Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la Simulación. | 121 |
| Imagen 38. Sistema Conectado a la Red: Resultados Principales | 122 |

| | |
|--|-----|
| Imagen 39. Sistema Conectado a la Red: Diagramas de Perdidas. | 123 |
| Imagen 40. Trigonometría de Distancia entre los Módulos Fotovoltaicos..... | 126 |

Índice de diagramas unifilares

| | |
|---|----|
| Diagrama unifilar 1. Alimentación de C.F.E. al STC..... | 53 |
| Diagrama unifilar 2. Enlace del PCC con las Líneas 1, 2 y 3 de 85 kV a 15 kV. | 54 |
| Diagrama unifilar 3. Alimentación de las líneas 1,2 y 3 desde los buses A y B de Alumbrado y Fuerza del PCC, a una tensión de 15 kV | 55 |
| Diagrama unifilar 4. Arreglo en anillo para Alimentación de línea 2 desde el PCC a una tensión de 15 kV | 56 |
| Diagrama unifilar 5. Subestación de Alumbrado y Fuerza (SAF) del STC | 57 |
| Diagrama unifilar 6. Baja tensión de una Subestación de Alumbrado y Fuerza (S.A.F.) del S.T.C. | 58 |

Índice de mapas

| | |
|---|----|
| Mapa 1 Distribución de Energía Eléctrica de la Zona del Valle de México. | 19 |
| Mapa 2. Irradiación Solar en México 2012 | 35 |

Índice de planos

| | |
|---|-----|
| Plano 1. Vista Superior de la Estación General Anaya, Plano proporcionado por el S.T.C.64 | |
| Plano 2. Área disponible para colocar los componentes del sistema fotovoltaico. | 86 |
| Plano 3. Alimentación y distribución de módulos..... | 127 |
| Plano 4. Diagrama Unifilar Proyecto Fotovoltaico S.T.C..... | 128 |
| Plano 5. Alimentación Inversores-Subestación | 129 |

Índice de programas

| | |
|--|-----|
| Programa 1. Cálculo de Distancias entre Módulos..... | 124 |
| Programa 2. Función Tablames | 125 |
| Programa 3. Función Tabla hora | 125 |

Índice de Tablas

| | |
|---|-----|
| Tabla 1. Generación de Energía Eléctrica de acuerdo al tipo de Generación. | 19 |
| Tabla 2. Total de Centrales en la Zona Centro. | 20 |
| Tabla 3. Metas de Gobierno del Distrito Federal en materia de ahorro de energía. | 22 |
| Tabla 4. Tableros de Distribución en Baja Tensión para una estación del S.T.C. | 59 |
| Tabla 5. Consumo y Costo de Energía Eléctrica Durante el Año 2012 por Línea. | 62 |
| Tabla 6. Lecturas en el alimentador principal. | 66 |
| Tabla 7. Mediciones de Potencia en el alimentador principal durante el transcurso del día. | 66 |
| Tabla 8. Datos Climáticos de la zona | 68 |
| Tabla 9. Promedio Mensual de Irradiación Solar diaria en una Superficie Horizontal para el año 2013 en la Ciudad de México. | 69 |
| Tabla 10. Factor de corrección κ para superficies inclinadas para una Latitud 20° | 72 |
| Tabla 11. Calculo de la Irradiación diaria anual en un plano inclinado. | 73 |
| Tabla 12. Características de la Celda Solar Módulo Propuesto | 76 |
| Tabla 13. Características del Inversor Propuesto | 78 |
| Tabla 14. Cálculo de Distancia entre Módulos..... | 85 |
| Tabla 15. Costo actual de la energía consumida para un periodo de 30 días. | 100 |
| Tabla 16. Costo de la energía en un periodo de 30 días con el Sistema Fotovoltaico..... | 101 |
| Tabla 17. Tabla comparativa de Ahorro de Energía por Periodo. | 101 |
| Tabla 18. Monto Total de la Inversión | 103 |
| Tabla 19. Integración del Costo de Materiales | 103 |
| Tabla 20. Valor Presente Neto del Proyecto..... | 105 |
| Tabla 21. Integración del Costo de Materiales: Equipo Fotovoltaico | 133 |
| Tabla 22. Integración del Costo de Materiales: Canalización. | 133 |
| Tabla 23. Integración del Costo de Materiales: Cableado..... | 134 |
| Tabla 24. Integración del Costo de Materiales: Tablero e Interruptores | 134 |

Objetivo general

Evaluar el costo beneficio de la implementación de un sistema de generación eléctrica fotovoltaico en el Sistema de Transporte Colectivo Metro. Dicho mecanismo contribuirá al combate del cambio climático, cumpliendo así los objetivos de reducción de emisores propuestos por la Estrategia Nacional de Cambio Climático del gobierno de federal, de acuerdo a la Ley General de Cambio Climático (2012), Artículo 31, Artículo 33 sección II y III.

Objetivo específico

- ✓ A través de estudios y cálculos definir cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico necesarios para la generación de energía eléctrica en este sitio.
- ✓ Determinar el costo-beneficio de este sistema
- ✓ Con los datos anteriores evaluar la viabilidad económica de la implementación de este proyecto.

Justificación

El S.T.C. Metro es un pilar en el desarrollo de la ciudad de México, solo hay que recordar la cantidad de personas que transporta diariamente y las distancias que acorta con sus diferentes líneas. Actualmente maneja precios muy accesibles, esto gracias a los subsidios que maneja por parte del Gobierno del Distrito Federal que son muy altos, por ejemplo el costo actual de un boleto cuesta \$5.00 a la venta al público pero el costo real de este servicio es de \$15.00, si se lograra bajar este monto imaginemos la cantidad o magnitud de los programas sociales u obras que podrían llevarse a cabo.

También es importante resaltar que el Sistema de Transporte Colectivo Metro opera con energía eléctrica y actualmente es el mayor consumidor de este recurso en la Ciudad de México según los datos proporcionados por la Comisión Federal de Electricidad. Actualmente la energía eléctrica es en mayor medida generada a través de recursos no renovables y teniendo conciencia de los daños al medio ambiente que esto trae consigo como la emisión de gases de efecto invernadero a la atmosfera lo que a su vez contribuye al cambio climático, es primordial poner acción para implementar programas que permitan emplear energías alternativas como la solar o la eólica.

Resumen.

Este proyecto fue desarrollado partiendo desde el escenario actual en la ciudad de México en los temas de Energía, Transporte Colectivo y Cambio Climático. Aquí se revisaron las necesidades actuales, los problemas existentes en cada rubro, las tendencias así como las ventajas y desventajas de los sistemas actuales.

Posteriormente se revisan los conceptos básicos de los sistemas fotovoltaicos, aquí se revisan las bases técnicas que nos permiten entender cómo funcionan estos sistemas, las tecnologías existentes, la descripción de los conceptos y terminologías, partes componentes, y formas de interconexión a la red.

El capítulo siguiente abarca el tema del sistema eléctrico del Sistema de Transporte Colectivo, partimos desde la descripción de cómo se interconecta todo el sistema con la compañía suministradora hasta llegar a la descripción de cómo se interconecta una subestación de alumbrado y fuerza de una estación en particular con la red del Sistema de Transporte Colectivo. En este capítulo se emplean diagramas para tener una mejor comprensión de los sistemas interconectados.

El capítulo 4 corresponde al proyecto de aplicación, aquí es donde se integran los capítulos anteriores para generar una solución a las necesidades actuales en transporte, energía y cambio climático. Este capítulo se centra en la parte técnica de aplicación, se elaboran cálculos, tablas, se seleccionan los equipos y componentes más adecuados, se obtienen valores de generación de energía y se toman en consideración todos los parámetros de la zona más actualizados que intervienen en los cálculos. Aquí también se revisa la normatividad nacional e internacional que rige al proyecto.

En la parte final, el capítulo 5 se hace una evaluación económica de la propuesta, se determina el ahorro económico y energético obtenido, el costo por la implementación, las bonificaciones y apoyos fiscales obtenidos, con base a los parámetros de Valor Presente Neto, Tasa Interna de Rendimiento y Tasa de Rentabilidad Inmediata se determina si el proyecto es rentable y también si es conveniente la aplicación de este sistema.

Abstract.

This project was developed starting since the present scene of the Mexico City in the Energy, Collective Transport and Climatic Change themes. Here was reviewed the present needs, the existing problems in every entry, the tendency as well as the advantage and disadvantage of the present systems.

Later are reviewed the basic concepts of the photovoltaic systems, here are reviewed the technical bases what let us understand how this systems perform, the existing technology, the description of the concepts and terminology, components and types of interconnection to the electrical network.

The next Chapter covers the theme of the “Sistema de Transporte Colectivo” electrical system, start since the description of how is interconnected all the system to the supplier company to arrive to the description of how is interconnected a particular force and light electrical substation to the “Sistema de Transporte Colectivo” electrical network. In this chapter are used diagrams in order to have a better comprehension of the network systems.

The chapter 4 regards to the application project, here is where the previous chapters are integrated in order to generate a solution to the present Transport, Energy and Climate Change needs. This chapter is centered on the technical application segment, is developed calculus, tables, is selected the most appropriate devices and components, are obtained electrical generation values and are considered all the local parameters that join on the calculus. Also here is reviewed the national and international normative that rules to the project.

In the final part, the chapter 5 is made an economic evaluation of the technical proposal, is determined the economical and energetic saving obtained, based on the Net Present Value, Internal Rate of Return and Immediate Profitability Rate parameters is determined the project profitable and also the convenience of the application of this system.

Introducción

La aplicación de los sistemas fotovoltaicos a lo largo de los años ha mostrado una gran versatilidad, el uso de los mismos se ha incrementado, derivado de una preocupación constante por la eliminación de emisión de gases de efecto invernadero y generación de energía renovable.

El objetivo primordial de una energía renovable es que la forma de producción sea limpia e inacabable, debido a ello no emite gases de efecto invernadero. El sistema fotovoltaico se alimenta del Sol que es una fuente inagotable de energía. Y un reto para esta tecnología es el mejoramiento de la eficiencia de conversión.

Un diseño adecuado de dicho sistema requiere de un conocimiento de varias disciplinas como las matemáticas, geofísica, termodinámica e ingeniería. Dichos conocimientos nos permiten conocer el movimiento de la Tierra, eliminación de pérdidas por puntos calientes en la superficie o se puede calcular el ángulo de incidencia Solar mismo que permite el aprovechamiento óptimo del haz de luz que ingresa a la atmosfera.

Por lo anterior, es necesario contar con un cálculo fiable y sencillo, por lo que la lectura de este trabajo permite guiar de la mano al ingeniero encargado del diseño, y este obtendrá las herramientas adecuadas y va a poder hacer un buen proyecto.

La presente tesis está compuesta por cinco capítulos, más anexos, referencias, bibliográficas glosario e índices de ilustraciones, diagramas unifilares, planos, mapas y ecuaciones.

El capítulo 1, relata el escenario que se vive actualmente en la Ciudad de México en temas como Energía, Sistema de Transporte Colectivo y Cambio Climático. En Energía, indica los sistemas de generación de energía eléctrica de las cuales depende la Ciudad, así como sus repercusiones el medio ambiente. En el Sistema de Transporte Colectivo se mencionan las metas que tiene el Gobierno del Distrito Federal para el mejoramiento, ahorro de energía y la ubicación que tiene dicho sistema dentro de las empresas consumidoras de energía eléctrica. Y en el de Cambio Climático se explica de una forma entendible las consecuencias que ha provocado la humanidad al medio ambiente y las acciones que se han tomado para combatir la problemática.

El capítulo 2, corresponde a los conceptos básicos de un sistema fotovoltaico, estos conocimientos llevaran al lector a comprender desde sus inicios la teoría del efecto fotoeléctrico. Mismo que permite posteriormente crear la tecnología para aprovechar la energía que produce el Sol y convertirla en electricidad. Se incluye información para comprender a amplitud los componentes de un sistema fotovoltaico como: celda, modulo, panel y arreglo. Se explican las diferentes tecnologías que existen de celdas solares actualmente, su vez también se incluyen las diferentes formas permitidas por el suministrador para la conexión a la red eléctrica de dicha tecnología.

El capítulo 3, cuenta con los elementos eléctricos que forman parte del Sistema de Transporte Colectivo, haciendo una descripción de su infraestructura y los diferentes

métodos de alimentación de energía eléctrica del sistema a la red eléctrica nacional. Para una comprensión adecuada se enumeran cabalmente los elementos de los cuales se encuentra conformada una subestación de Alumbrado y Fuerza.

El capítulo 4, se realiza el diseño del sistema fotovoltaico, tomando en cuenta parámetros como: consumo, ubicación, irradiación solar, y el levantamiento que se hizo en campo. Para ello se hacen diferentes cálculos mismos que van a ayudar a llevar a cabo la implementación del sistema fotovoltaico para el Sistema de Transporte Colectivo, haciendo referencia a la normatividad vigente.

El capítulo 5, corresponde al análisis costo-beneficio con y sin el proyecto, donde con el uso de indicadores económicos, se permite dar una idea general de los beneficios del proyecto.

Finalmente se presentan las conclusiones y resultados del trabajo realizado, se hace un análisis de la metodología utilizada y se cierra con un conjunto de recomendaciones y adecuaciones, derivado de las experiencias obtenidas durante la realización de este trabajo.

Lista de Símbolos, Unidades y Notaciones

Abreviaturas y Acrónimos

| | |
|-----------------------|--|
| ANCE | Asociación Nacional de Certificación |
| ANSI | American National Standards Institute |
| ASCE | American Society of Civil Engineers |
| AWG | American Wire Gauge |
| BT | Baja Tensión |
| CA | Corriente Alterna |
| CBT | Coordinación de Baja Tensión |
| CC | Corriente Continua |
| CDM | Clean Development Mechanism |
| CFE | Comisión Federal de Electricidad |
| CINVESTAV | Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional |
| CO₂ | Bióxido de Carbono |
| DOF | Diario Oficial de la Federación |
| ESIME | Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica |
| FIDE | Fideicomiso para el Ahorro de la Energía |
| FV | Fotovoltaica, Fotovoltaico |
| GDF | Gobierno del Distrito Federal |
| GEI | Gases de Efecto Invernadero |
| GIF | Gerencia de Instalaciones Fijas |
| IDAE | Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía |
| IEA | International Energy Agency |
| IEC | International Electrotechnical Commission |
| IEEE | Institute of Electrical and Electronical Engineers |
| IFAI | Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos |
| IMECA | Índice Metropolitano de la Calidad del Aire |
| IIE | Intituto de Investigaciones Eléctricas |
| IPCC | Intergovernmental Panel of Climate Change |
| ISO | International Standards Organization |
| IPN | Instituto Politécnico Nacional |
| LED | Ligh-emittingdiode |
| MDL | Mecanismo de Desarrollo Limpio |
| NASA | National Aeronautics and Space |
| NEC | National Electric Code |
| NMX | Norma Mexicana |
| NOM | Norma Oficial Mexicana |
| PCC | Puesto Central de Control |
| PDC | Puesto de Despacho de Carga |
| PDD | Project Design Document |
| Pza | Pieza |
| SAF | Subestación de Alumbrado y Fuerza |
| SE | Subestación |
| SEMARNAT | Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales |
| SENER | Secretaria de Energía |
| SEDEMA | Secretaria de Medio Ambiente del Distrito Federal |
| SHCP | Secretaria de Hacienda y Crédito Público |
| STC | Sistema de Transporte Colectivo |

Abreviaturas y Acrónimos

| | |
|---------------|---|
| TAP | Cambiador de derivaciones |
| Tmo | Tramo |
| TIR | Tasa Interna de Retorno |
| TRI | Tasa de Rentabilidad Inmediata |
| UL | Underwriters Laboratory |
| USA | United States of America |
| UNFCCC | United Nations Framework Convention on Climate Change |
| VPN | Valor Presente Neto |
| WMO | World Meteorological Organization |

Unidades de Medida

| Símbolo | Unidad | Magnitud |
|----------------------|----------------|-------------------------|
| A | ampere | Corriente Eléctrica |
| m | metro | Longitud |
| m² | metro cuadrado | Superficie |
| I | ampere | Corriente Eléctrica |
| min | minuto | Tiempo |
| h | hora | Tiempo |
| d | día | Tiempo |
| t | tonelada | Masa |
| V | volt | Diferencia de Potencial |
| W | watt | Potencia |
| °C | grado celsius | Temperatura Celsius |

Simbología Griega

| Símbolo | Descripción | Símbolo | Descripción |
|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| α | Altitud solar | θ | Ángulo de incidencia del Sol |
| R_α | Energía mensual | θ_z | Ángulo Zenit |
| β | Ángulo de inclinación | κ | Factor de Corrección |
| γ | Ángulo de azimut superficial | ϕ | Ángulo de Latitud |
| γ_s | Ángulo Solar del Azimut | ψ | Ángulo de Longitud |
| δ | Ángulo de inclinación | ω | Ángulo Horario |

Prefijos para formar múltiplos y submúltiplos

| Nombre | Símbolo | Valor | Nombre | Símbolo | Valor |
|---------------|----------------|------------------|---------------|----------------|-------------------|
| exa | E | 10 ¹⁸ | deci | d | 10 ⁻¹ |
| peta | P | 10 ¹⁵ | deca | da | 10 ¹ |
| tera | T | 10 ¹² | centi | c | 10 ⁻² |
| giga | G | 10 ⁹ | mili | m | 10 ⁻³ |
| mega | M | 10 ⁶ | micro | μ | 10 ⁻⁶ |
| kilo | k | 10 ³ | nano | n | 10 ⁻⁹ |
| nhecto | h | 10 ² | pico | p | 10 ⁻¹² |

Capítulo 1. Escenario Actual de la Energía Renovable en la Ciudad de México.

Energía

La Ciudad de México por ser la sede de los poderes de la unión, Legislativo, Ejecutivo y Judicial, cuenta con una infraestructura de transmisión de la energía eléctrica que está integrada en primer lugar por un doble circuito de tensión de 400 kV que forma un anillo, el cual representa la red troncal; en este nivel se tienen 16 enlaces externos que provienen de fuentes de generación lejanas con distancias mayores a 200 km, además de cinco enlaces externos en el nivel de tensión de 230 kV.

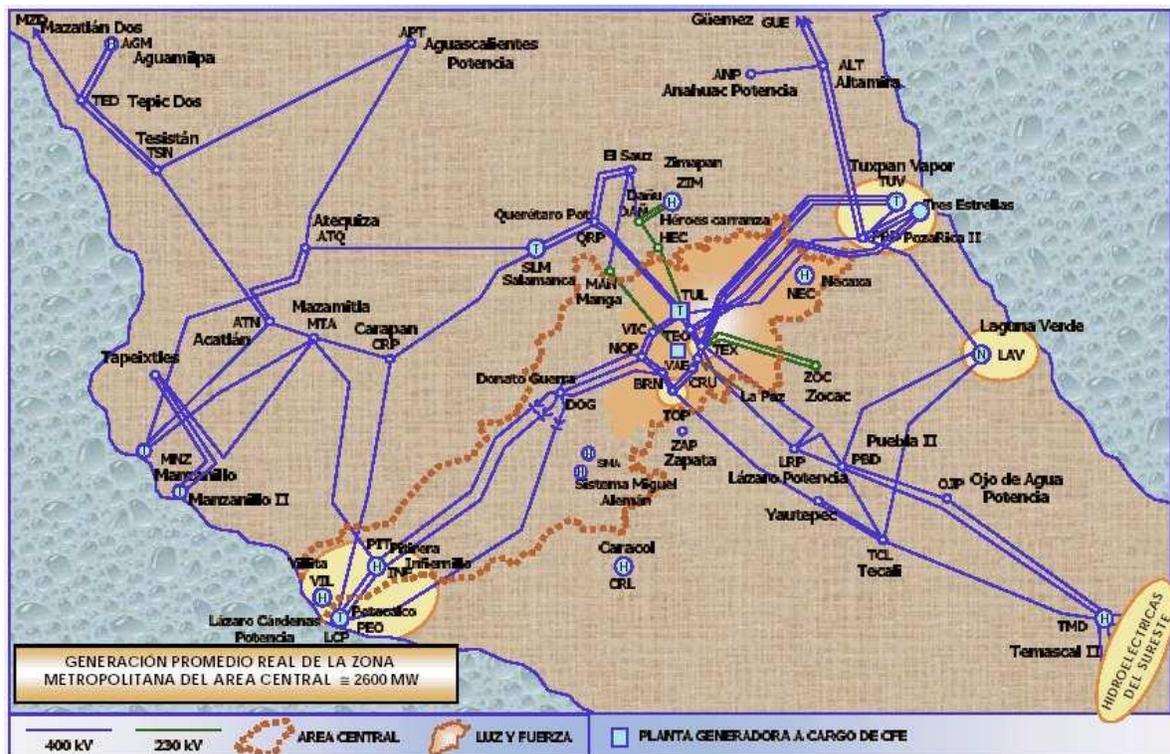
La energía proveniente de los enlaces externos es recibida en subestaciones de potencia, las que a través de la transformación alimentan a la red de subtransmisión en 230 kV Internamente en esta red se tienen múltiples circuitos en 230 kV que en su mayoría forman anillos y se interconectan a subestaciones reductoras con bancos de 230/85kV y 230/23 kV hacia nivel de distribución.

Esta energía se produce tanto en centrales cercanas como lejanas del centro de consumo debido a la ubicación y a la cantidad requerida. Para que podamos entender este concepto a continuación mostramos la conexión de las centrales generadoras que alimentan la zona centro del país.

En el informe anual de la Comisión Federal de Electricidad (2012) se indica que el consumo total de combustibles para la zona centro es el siguiente:

- Combustóleo: 11 692 millones de metros cúbicos (201 mil barriles diarios), se observó un incremento de 14.6% respecto al año anterior.
- Gas Natural: 11 833 millones de metros cúbicos (1 144 millones de pies cúbicos diarios). El consumo de este combustible aumentó en 6.5% en comparación del año 2011.
- Carbón: 15 453 millones de toneladas (42 337 toneladas diarias). Durante el año 2012 tuvo un incremento de 6.4 %
- Uranio: 25 438 toneladas equivalentes de uranio enrique.
- Diesel: 725 mil metros cúbicos (12 493 mil barriles diarios). Respecto del año 2011, el consumo de este combustible aumentó en 56.5% durante el 2012. Las cantidades anteriormente mostradas son empleadas en las siguientes fuentes de generación (Ver Tabla 1).

Mapa 1 Distribución de Energía Eléctrica de la Zona del Valle de México.



Fuente: Castro, J. L., Ortega J. C., & Gutiérrez M. A. (2011). Subestaciones Eléctricas y Equipos de Transferencia en el área de Baja Tensión, D.F. México: S.T.C.

Tabla 1. Generación de Energía Eléctrica de acuerdo al tipo de Generación.

| Tipo de generación | Capacidad bruta GWh | Porcentaje |
|----------------------------|---------------------|-------------|
| Combustóleo o gas | 53 918 | 29.75% |
| Hidroeléctrica | 31 317 | 17.5% |
| Ciclo Combinado | 37 382 | 20.91% |
| Turbogás | 6 262 | 3.5% |
| Combustión Interna | 1 154 | 0.64% |
| Carboeléctrica | 33 958 | 18.99% |
| Geotermoeléctrica | 5 817 | 3.25% |
| Eoloeléctrica | 188 | 0.10% |
| Nucleoeléctrica | 8 770 | 4.9% |
| Fotovoltaica | 2 | 0.001% |
| Productores Independientes | 81 731 | 45.71% |
| Total | 178 767 | 100% |

Fuente. CFE (2012). Informe Anual 2012. México

Se observa que la generación a base de petróleo es cerca del 73.79% del total, es decir que **México contando con vastos recursos naturales y elevados niveles de radiación solar, no apuesta a las energías renovables**, aunque al momento de realizar este trabajo se lanzó la licitación para una planta de celdas fotovoltaicas en Sonora con capacidad de 6 MW, esta no es suficiente para cubrir la demanda existente.

De estas Fuentes de Generación en las centrales que alimentan la Zona Centro ubicadas en los estados de Tlaxcala, Puebla, Hidalgo, Morelos, Estado de México, y el Distrito Federal el comportamiento es el siguiente:

Tabla2. Total de Centrales en la Zona Centro.

| Tipo | Cantidad de unidades | Capacidad efectiva instalada (MW) |
|-----------------------------|----------------------|-----------------------------------|
| Vapor (combustóleo y/o gas) | 4 | 224 |
| Turbogás | 25 | 822 |
| Hidroeléctricas | 38 | 288.33 |
| Total: | 67 | 1 334.33 |

Fuente. CFE (2012). Informe Anual 2012. México

Ahora bien según datos obtenidos de la Compañía Suministradora en la Zona Metropolitana del país, al mes de Agosto del año 2013 se requirió una carga máxima de 21 859 677 MWh que es el 15.83% de la demanda del país (CFE, 2013).

Podemos observar entonces que la generación de energía eléctrica para el Valle de México se basa principalmente en hidrocarburos, y en una menor medida es producida por las hidroeléctricas ubicadas en un lugar lejano al centro de consumo. **Solamente para alimentar la demanda de la Ciudad de México la producción de gases invernadero es de 3 636 042 tCO₂ Equivalentes/año (SEDEMA, 2012).**

El valle de México demanda casi 22 GWh, lo cual es una cantidad enorme misma que es destinada para usos varios tales como: las bombas del Sistema Cutzamala, la alimentación del Sistema de Transporte Colectivo Metro, la alimentación de los parques industriales, suministrar energía a casas residenciales y encender la iluminación de una ciudad siempre activa.

Sistema de Transporte Colectivo.

El Sistema de Transporte Colectivo (STC) es el primer consumidor de energía eléctrica de todas las empresas y entidades ubicadas dentro del Distrito Federal (IFAI, 2013) (Ver Apéndice A). A partir de 1998 se iniciaron las acciones de ahorro de energía con la desconexión de circuitos de alumbrado en horas fuera de servicio al público. Posteriormente, en seguimiento a las campañas de ahorro de energía eléctrica del Gobierno del Distrito Federal, a partir de 2007 comenzaron a plantearse más actividades para incrementar dichos ahorros. Estas actividades se formalizaron en 2009, con impactos en la modernización de las instalaciones y la mejora del servicio que otorga el STC.

De acuerdo al Plan Verde emitido por el GDF en 2007, en materia de Cambio Climático y Energía se estableció el objetivo general de contribuir a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero (SEDEMA, 2007).

Las estrategias establecidas fueron: la modernización integral del alumbrado en 13 estaciones del Centro Histórico, en la estación Chapultepec, así como en las líneas 1, 2 y 3; la modernización del alumbrado por mantenimiento correctivo; modernización del alumbrado en edificios del STC; modernización del alumbrado en zona de talleres; desconexión de circuitos de alumbrado y fuerza en horas sin servicio a usuarios; modernización de estelas luminosas en estaciones; instalación de variadores de velocidad en escaleras electromecánicas para reducir los picos de corriente durante el arranque de las escaleras; modificación de los parámetros de marcha tipo de los trenes; modernización del sistema de tracción-frenado en 25 trenes MP82 de la línea 8; reducción del tensión en las líneas aprovechando la generación de los trenes durante el frenado (actualmente en línea 2 y 8) y ajustando el polígono en las líneas en periodo vacacional.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los avances sobre el planteamiento de la meta a corto plazo (2007 - 2012).

Tabla3. Metas de Gobierno del Distrito Federal en materia de ahorro de energía.

| | |
|-----------------------------|--|
| Meta | Ahorrar el 11% del consumo de energía eléctrica en el Metro de la Ciudad de México. |
| Estrategia | Seguimiento de la ruta crítica planteada en la estrategia general. |
| Avance a Julio 2012 | <p>Desde 2009 hasta junio de 2012 se han ahorrado 360 691 167 kWh, lo cual es el 10.9 % de ahorro. El desglose anual es el siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • En 2009, el consumo fue de 943 895 880 kWh y se ahorraron 88 738 000 kWh, lo que representó el 9.4% de ahorro. • En 2010, el consumo fue de 978 274 352 kWh y se ahorraron 93 753 078 kWh, lo que representó el 9.6% de ahorro. • En 2011, el consumo fue de 931 696 295 kWh y se ahorraron 107 106 249 kWh, lo que representó el 11.5% de ahorro. • Al primer semestre de 2012, el consumo fue de 452 433 389 kWh y se ahorraron 71 093 840 kWh, lo que representó el 15.7% de ahorro. Los programas que se han aplicado para el ahorro en el consumo de energía eléctrica son: la sustitución de lámparas de energía (T8) en la red del STC y en edificios; la desconexión de 50% de alumbrado en horas fuera de servicio a usuarios en las líneas que se dejan desenergizadas; la aplicación de varia-dores de velocidad en escaleras eléctricas de acuerdo con su uso así como en horarios fuera de servicio; la modificación de la marcha tipo en trenes de las líneas 1, 2, 3 y 9 en horas pico y horas valle; la modernización de los trenes en la línea 8 con el sistema de tracción frenado y la regeneración de energía eléctrica en los trenes de las líneas 8 y 2 al bajar los TAP en las sub-estaciones de rectificación; y la instalación de estelas con fotoceldas afuera de las estaciones del Metro, contribuyendo al cero consumo de energía eléctrica y evitando que los vendedores ambulantes consuman energía eléctrica del STC. |
| Reducción de CO2 eq. | Esta meta ha reducido 586 442 ton de CO2 eq. entre 2009 y 2012. |

Nota. Fuente: Secretaria de Medio Ambiente de la Ciudad de México. (2012).5 años de Avances del Plan Verde de la Ciudad de México. D.F. México: Autor

Cambio Climático

Podríamos empezar por responder ¿Que es el cambio climático? (Molina, 2012), hasta hace unos años el término no existía en el vocabulario de los países en desarrollo ya que son ellos los principales autores. Sin embargo cualquier actividad realizada por el hombre causa un daño ya sea en menor o mayor medida al ambiente que nos rodea. Ya que nuestras actividades diarias como encender el boiler que utilizamos al bañarnos, cada foco que encendemos para alumbrarnos, cada aparato eléctrico que conectamos, cada aerosol que utilizamos, cada estufa que encendemos o cada autobús que abordamos, provocara un daño al medio ambiente ya sea por la quema de combustibles y/o por la emisión de gases de efecto invernadero. Es decir que el cambio climático se refiere a los cambios en el medio ambiente originados por el ser humano (Houton, Jenkins & Ephraums, 1990).

Los gases de efecto invernadero son: Bióxido de Carbono (CO₂), el Metano (CH₄) y el Óxido Nitroso (N₂O), entre otros. Al enviar estos gases a la atmosfera provocamos el llamado efecto invernadero que es el calentamiento de la atmosfera haciendo que se retenga la radiación solar enviada por el sol al planeta.

Después de la Revolución Industrial el envío a la atmosfera de estos gases creció de una manera exponencial; se han realizado estudios donde se observa que de continuar con ese crecimiento el aumento de la temperatura global es inminente, en dichos estudios se indica también que la primera década del siglo XXI ha sido la más calurosa según las variaciones de la temperatura de la atmosfera (WMO, 2013).

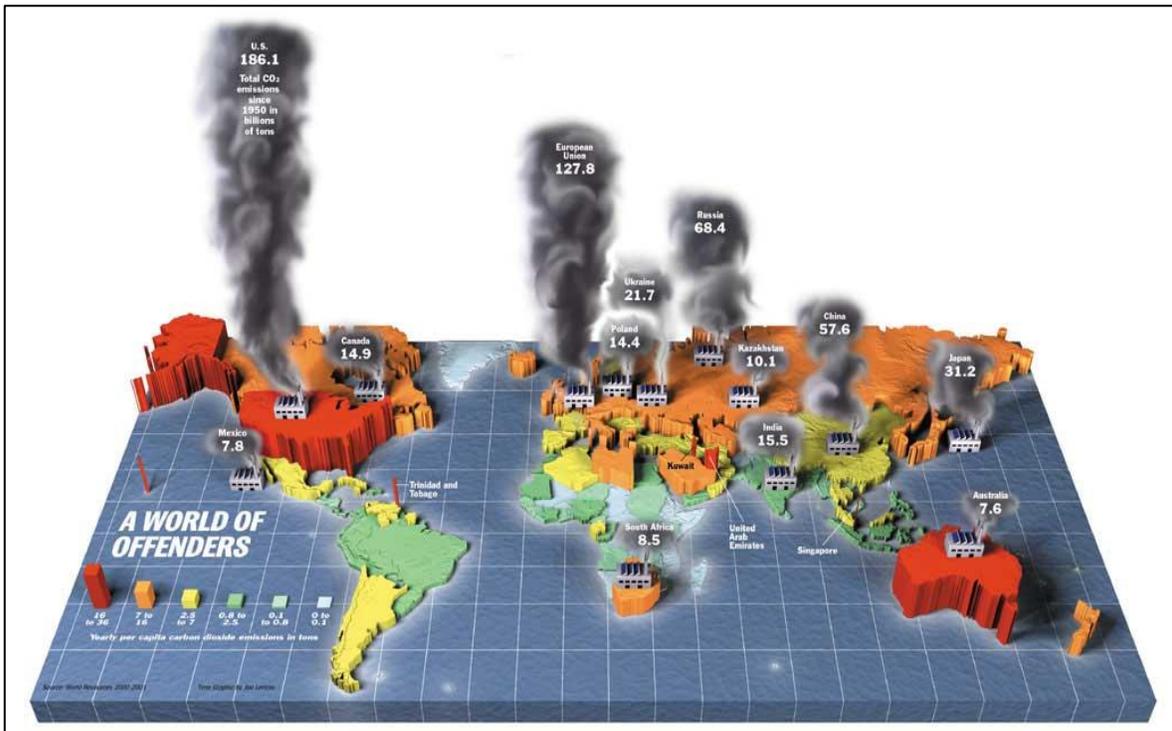
En la Gráfica 1. se muestran las emisiones de CO₂ desde 1950 en billones de toneladas.

Nuestro planeta al tener ecosistemas frágilmente estabilizados corre peligro ante tal amenaza. Actualmente el aumento de la temperatura en los océanos ha traído como consecuencia que los polos se comiencen a derretir creando un aumento en los niveles de los mares, siendo este el mayor peligro para las zonas costeras y afectando las zonas hoteleras que viven de la hermosura de sus playas o del lugar privilegiado donde se encuentran.

Esto no solo es un problema para las comunidades que se dedican al Turismo, ni a las comunidades que viven en la zona costera, si no que afecta a la flora y fauna que existe en el planeta, porque si bien el aumento de la temperatura no es significativamente muy grande, los afecta, en su forma de alimentación, en su forma y modo de vivir.

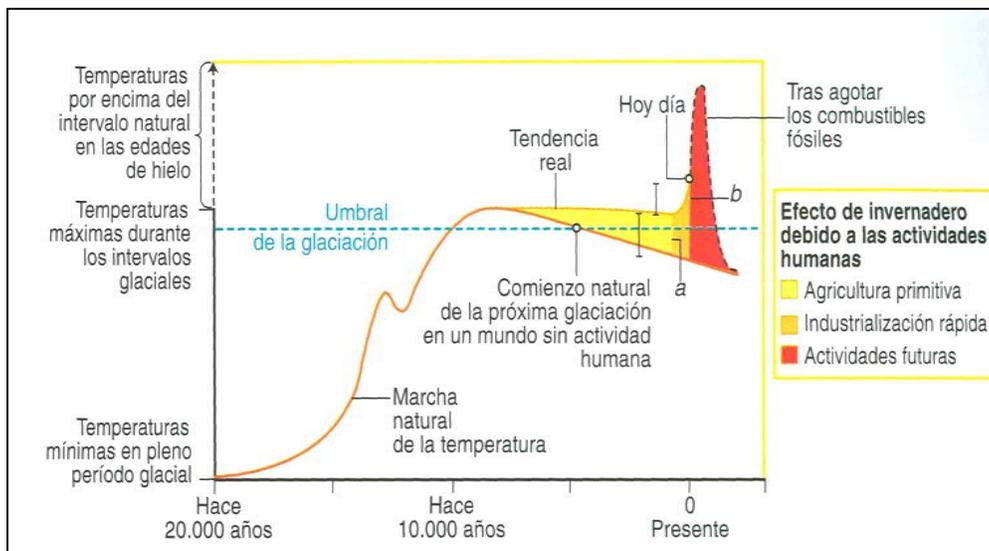
Se ha alterado el ciclo del agua y esto como consecuencia ha creado sequias que afectan no solo a los sistemas de producción alimenticios, también se ha alterado la reproducción animal, lo que nos trae como consecuencia la falta de alimento en algunos casos y además de esto la sobreexplotación humana ha propiciado la extinción de algunas especies.

Gráfica 1. Emisiones totales de CO2 desde 1950.



Fuente. Peña, J. L. (2008, 18 de Noviembre). *Energía solar para el desarrollo sustentable de las grandes urbes. Ponencia en la Exposición Innovaciones Científicas y Tecnológicas Ambientales para las Grandes Urbes de América Latina. Centro Banamex. D.F. México.*

Gráfica 2. Alteración de la tendencia natural de la Temperatura en el planeta debido a las actividades humanas.



Fuente. Peña, J. L. (2008, 18 de Noviembre). *Energía solar para el desarrollo sustentable de las grandes urbes. Ponencia en la Exposición Innovaciones Científicas y Tecnológicas Ambientales para las Grandes Urbes de América Latina. Centro Banamex. D.F. México.*

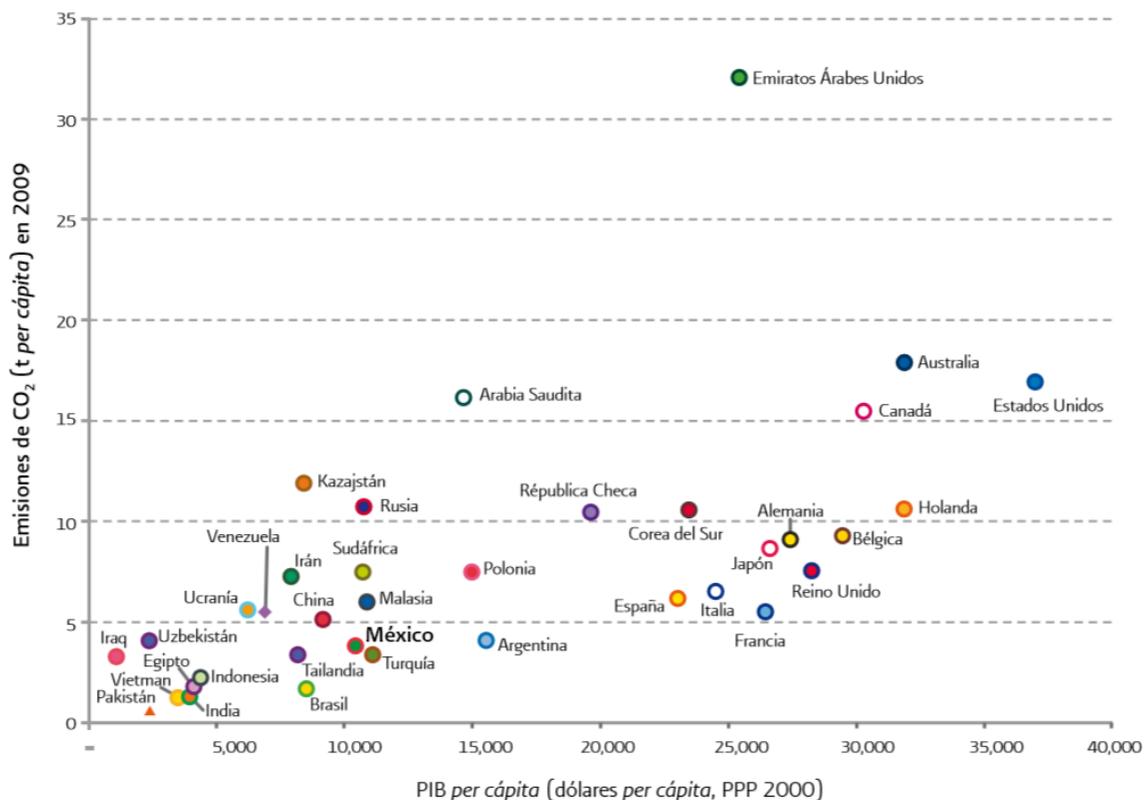
Las últimas relevaciones acerca del cambio climático han indicado que el incremento del CO₂ en el planeta acabó con la Era del Hielo, a este le tomo unos 10 mil años acabar con esta Era, esta revelación nos ayuda a explicar cómo la emanación de estos gases están ligados al calentamiento climático. Ahora dichos niveles están muy altos, pero lo alarmante es que al humano le costó 200 años en lograr tales escalas.

Es por esto que se toma los datos como relevantes y a su vez relevadores, para poder mitigar lo que hemos hecho hasta ahora se toman importantes decisiones las cuales afectaran no solo a nuestros hijos si no a nuestro legado como generación.

De acuerdo con cifras de la International Energy Agency para el año 2009 la contribución de emisiones de CO₂ emitidas por México son 399.7 millones de toneladas de CO₂ por quema de combustibles fósiles, lo que equivale a 1.4% del total mundial, el cual nos posiciona en el lugar 12 de las emisiones globales (INECC, 2013).

Esto nos invita a tener una responsabilidad moral porque, aunque no somos un país desarrollado, debemos tener una conciencia ambiental ya que somos un país productor de petróleo y nuestra economía depende totalmente de dicha actividad.

Gráfica 3. Contribución de emisión de gases de efecto invernadero.



Fuente. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2013). Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2010. México: Autor.

Es por ello que se tienen diversos planes y se deben que implementar diversas acciones para la mitigación del cambio climático. Se mencionaran diversas acciones mundiales entre ellas algunas que se han tomado en la Ciudad de México para poder mitigar el cambio climático y lograr una calidad de aire aceptable para los habitantes.

- Protocolo de Kyoto.
- Mecanismo de Desarrollo Limpio.
- Mecanismos Financieros.
- Mejora de la Calidad del Aire.
- Fomento de Transportes Ecológicos.

Protocolo de Kyoto

Es un tratado internacional que se aprobó para reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero el cual consiste en que las naciones más industrializadas se comprometen a reducir en promedio sus emisiones 5% en un periodo que comprende de 2008-2012. Los países en vías de desarrollo no tienen el compromiso de reducir sus emisiones salvo en el caso que por su conciencia ambiental lo hagan (UNFCCC, 1997).

Para que los países desarrollados puedan lograr sus metas de reducción se tienen 3 mecanismos

- Comercio de Emisiones
- Implementación Conjunta
- Mecanismo de Desarrollo Limpio

Solo para los países desarrollados aplican los 2 primeros.

Mecanismo de Desarrollo Limpio.

Es un sistema al cual tienen acceso los países en vías de desarrollo, dicho proyecto se certifica ante las Naciones Unidas para la obtención de bonos de carbono (INECC, 2013).

Cada Crédito o Bono equivale a una tCO_2 que no fue emitida a la atmósfera. Dichos Bonos tienen un valor comercial regulado por las leyes de oferta y demanda.

Los compradores de estos son las empresas, industrias, gobiernos o particulares que tengan un límite en sus emisiones y que en lugar de pagar multas por sus excesos, invierten en proyectos de reducción en otras partes del mundo.

Ya que como vivimos en el mundo lo que se haga en China o en Alemania afectará o beneficiará a todos los habitantes del mundo.

¿Qué es lo que debe cumplir el sistema para ser considerado Mecanismo de Desarrollo Limpio? Para empezar debe reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, estas emisiones deberán ser medibles verificables y adicionalmente se deberá demostrar que en ausencia de dicho mecanismo no habría ocurrido.

Se debe contribuir al Desarrollo Sustentable del país cumpliendo los puntos sociales, económicos y medioambientales.

Deberá existir Transferencia de tecnología y conocimientos. Es decir usar tecnologías con una antigüedad no mayor a dos años y usar las técnicas más recientes para su instalación.

Un proyecto solar se considera limpio y sustentable por lo cual la reducción de emisiones lo hace acreedores a los bonos de carbono.

Para que un proyecto solar pueda acceder a dichos bonos tiene que cumplir alguno de los siguientes puntos.

- Proyectos de una gran extensión. Estos se pueden utilizar en desarrollos urbanos nuevos o en sitios de alto consumo de agua caliente
- Agrupación de Proyectos (Bundling). Se puede agregar un número definido de proyectos de menor tamaño con la misma tecnología y en sitios relativamente cercanos
- Proyectos Programáticos. Se debe definir un proyecto y replicarlo un número indefinido de veces. Ocasionando una reducción en los costos y distribuir el riesgo de inversión

Mecanismos financieros

Existen diferentes mecanismos de financiamiento ya sea por medio de instituciones internacionales o por medio de la iniciativa privada como los bancos, fondos multilaterales de financiamiento como: Banco Mundial, Banco Interamericano de Desarrollo, Bancomext etc.

Los montos de financiamiento dependerán del tamaño del proyecto y del riesgo que conlleve su desarrollo. En algunos casos los financiamientos se toman como garantía de pago los Bonos de Carbono (Varguez, 2009).

En México el Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE, 2011), apoya a los usuarios a nivel nacional que quieran realizar proyectos de generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica de CFE con un financiamiento de hasta el 100% del total del proyecto.

Además del FIDE, la legislación mexicana ha creado diferentes fondos para la mitigación del cambio climático tanto a nivel nacional como a nivel local, a continuación se nombraran los más importantes:

Fondo de Sustentabilidad Energética. Se crea por el Gobierno de México para impulsar la investigación científica y tecnológica aplicada, en 4 líneas principalmente eficiencia energética, fuentes renovables de energía, uso de tecnologías limpias y diversificación de fuentes primarias de energía. Y nos dice que a un mediano y largo plazo se debe propiciar la transferencia de tecnologías sustentables.

Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. Promueve la utilización, el desarrollo y la inversión en las energías renovables y la eficiencia energética permitiendo el uso y aplicación de tecnologías limpias y la diversificación de fuentes de energía, en especial las renovables

Fondo Ambiental para el Cambio Climático. Mediante este Fondo se crean y regulan las transacciones de Reducciones Certificadas de Emisiones de proyectos implementados en el Distrito Federal, conforme al Sistema Local de Bonos de Emisiones de Carbono. Los recursos del mismo serán aplicados a las políticas de Mitigación y Adaptación, así como al Desarrollo e implementación de proyectos de Mitigación de Emisiones de conformidad a las directrices del IPCC para los inventarios de emisiones de GEI, entre otros.

Fondo Ambiental Público. Se crea para el desarrollo y ejecución de proyectos en el Distrito Federal para la conservación del medio ambiente y el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales, en las materias a que se refiere la Ley Ambiental del Distrito Federal. Entre otras acciones se promoverá el desarrollo de investigación en materia ambiental

La Ciudad de México por su composición plural y por el lugar geográfico donde se encuentra es un lugar ideal para poder instalar un Sistema Fotovoltaico.

La Estrategia Nacional de Energía (SENER, 2013) considera tres ejes fundamentales:

- **Seguridad Energética** Diversificar la disponibilidad y uso de energéticos
- **Eficiencia Económica y productiva** Proveer la energía demandada por el país al menor costo posible. Aprovechar de una manera eficiente los recursos energéticos

- **Sustentabilidad Ambiental** Reducir los impactos ambientales asociados a la producción y consumo de energía. Hacer uso racional del recurso hídrico y de suelos en el sector energético

Para poder aprovechar las energías limpias o renovables el estado mexicano ha implementado diversas áreas de oportunidad sin menospreciar estas acciones no podríamos decir que han sido las suficientes o todas las que requerimos. Para que podamos tomar a consideración estas energías y en su consecuencia actuar (Morales, 2011).

Capítulo 2. Conceptos Básicos de los Sistemas Fotovoltaicos.

Preludio del efecto fotoeléctrico y la energía Solar

Para que podamos entender a los sistemas fotovoltaicos, debemos entender cómo es que se llegó al punto de poder aprovechar la radiación solar. Y es que a finales del siglo XIX se comenzaban a entender y estudiar varios fenómenos como la definición del átomo, por ejemplo, el cual se creía indivisible y que al combinarse se podrían crear diferentes materiales no elementales. Que parcialmente resulto ser cierto; se podría confirmar que el agua está compuesta por infinidad de moléculas y estas están hechas cada una a su vez por 2 moléculas de Hidrogeno y uno de Oxigeno.

Por otro lado se encontraron similitudes entre el sonido y la luz, ambos fenómenos se pueden entender como ondas y se caracterizan por ser de movimientos periódicos, tanto en el tiempo como en el espacio y pueden ser propagadas a grandes distancias de donde son generadas (Tonda, 2003).

El sonido se propagara mediante el movimiento de las moléculas del aire y las ondas luminosas viajaran a una velocidad muy superior a la del sonido sin requerir materia para poder propagarse

De tal forma que se llegó a la conclusión de que existen partículas atómicas sujetas a 2 tipos de interacciones, siendo la gravitacional y la electromagnética por un lado, y por otro las ondas asociadas con el movimiento de los campos de materia y electromagnéticos.

Sin embargo surgieron ciertas contradicciones en las teorías establecidas hasta ese momento y por esta razón comenzaron a llegar nuevas teorías.

Una de ellas explica el efecto fotoeléctrico mediante el postulado de Albert Einstein en donde se establece que las ondas se pueden comportar como partículas y viceversa, es decir, la radiación luminosa al interactuar con la materia se puede visualizar como un conjunto de partículas llamadas “fotones”, que se mueven a la velocidad de la luz y con la energía suficiente para que al chocar los electrones, estos puedan absorberla y desligarse de los átomos del material (Morales, 2003).

Entonces entendiendo el postulado de Albert Einstein podemos decir que la conversión de la radiación solar en energía eléctrica se produce mediante el efecto fotoeléctrico, el cual lo definimos como la aparición de una corriente eléctrica en ciertos materiales cuando estos se ven iluminados por radiación electromagnética sin que sea necesario que intervenga ningún efecto mecánico o físico (Morales, 2003).

Ahora bien la Energía del Solar es un recurso natural limpio y barato, opuesto a la energía convencional que proveniente de la industria petrolera. Además de que se encuentra disponible para todo el mundo a pesar de la variación de los diferentes factores como: altitud y zona geográfica (Best y Brown & Estrada, 2012)

La energía que emite el Sol surge de una cadena de reacciones de fusiones nucleares dentro de su propio núcleo. Cuando dicha energía llega a la superficie del Sol, su potencia equivale a 66 millones de W/m². Esta radiación o energía radiante se dispersa a medida que se aleja del Sol, cuando llega a la atmósfera terrestre su potencia media es de 0.7 trillones de kWh (Madrid, 2009), y cuando lo hace a la superficie de la Tierra, la atmósfera refleja y absorbe parte de la radiación, de manera que en un día soleado su potencia media es de solo 1 000 W/m².

Se tienen 3 diferentes tipos de Radiación Solar que se distinguen en función de cómo inciden los rayos del Sol a la Tierra. Estos son:

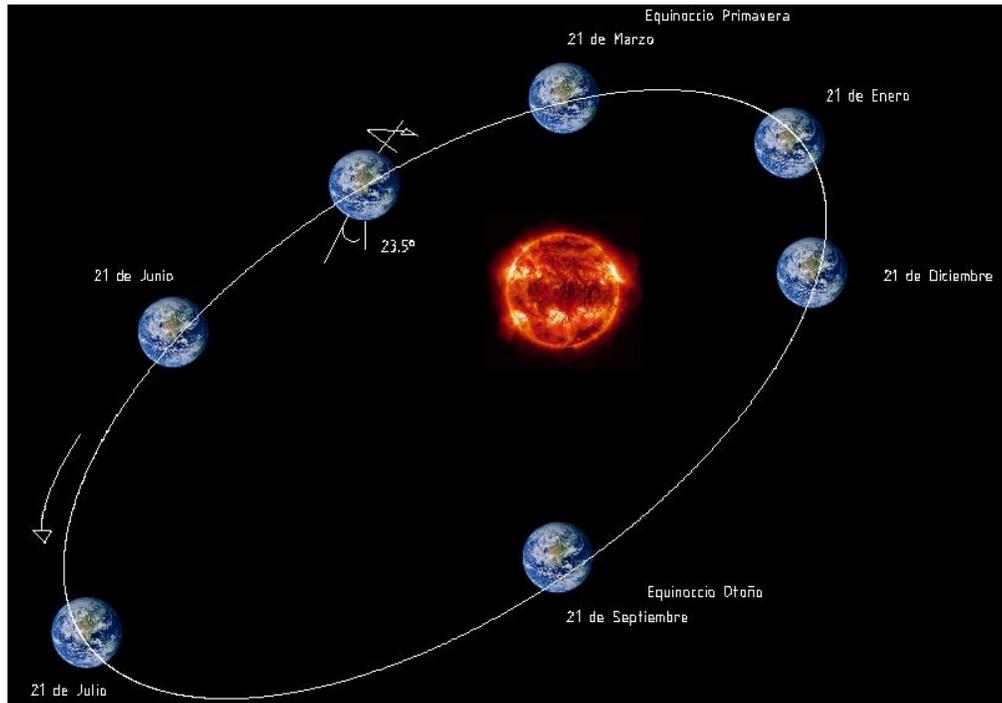
- Radiación Directa es compuesta por rayos paralelos que vienen directamente del Sol.
- Radiación Difusa se compone de rayos dispersos no paralelos.
- Radiación Reflejada es energía reflejada que llega a las superficies adyacentes, a los edificios o desde el suelo.

La trayectoria del Sol y su energía radiante varía en espacio y tiempo (estaciones). En cualquier lugar y en cualquier momento, la cantidad de energía recibida depende del ángulo de elevación del Sol (α) y del ángulo azimut (γ).

- El ángulo de elevación del Sol mide la altura del Sol en el cielo desde el horizonte. Es más alto en el solsticio de verano y más bajo en el solsticio de invierno.
- El ángulo azimut del Sol indica la dirección del Sol en el plano horizontal respecto a una dirección de referencia.

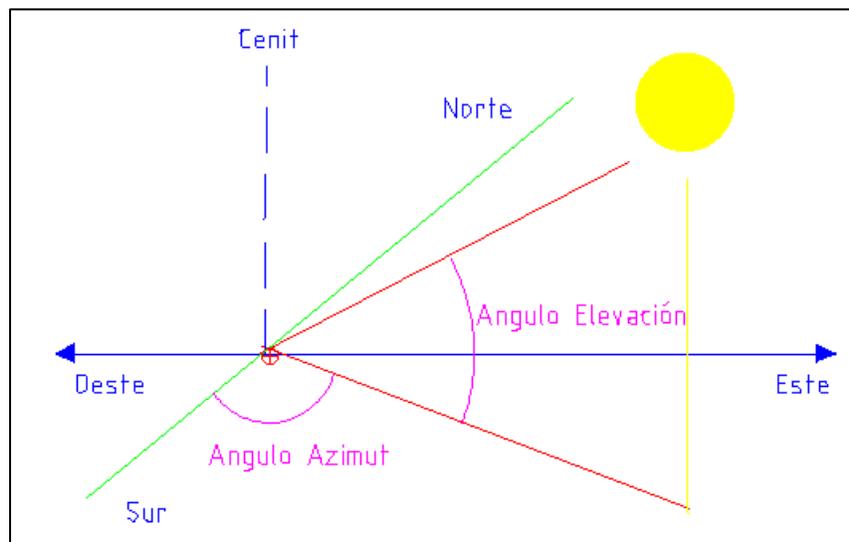
La intensidad de la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra depende de la hora del día y de la época del año, de la latitud (más intensa entre el ecuador y los trópicos), de la altura (se incrementa con la altura), del clima (en un día soleado se recibe más radiación) de la contaminación atmosférica (más contaminación, menos radiación) y de la capacidad reflectante de la superficie (albedo).

Imagen1. Movimientos de la Tierra con respecto al Sol



Fuente. Elaboración propia (2014). LibreCad(Versión 2.0.0.) [Software de computación]. U.S.:GNU General Public License. Adaptado de Enriquez G. (2012). el ABC de las Energías renovables en los sistemas eléctricos. D.F. México: Limusa Noriega

Imagen 2. Angulo de Azimut

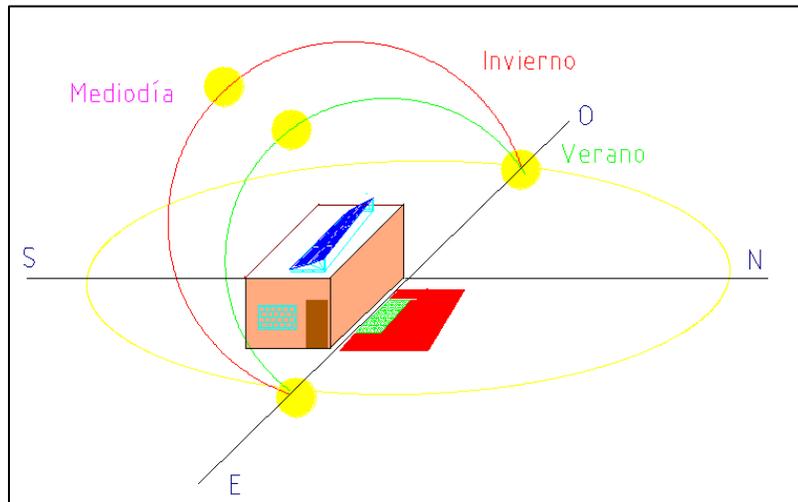


Fuente. Elaboración propia (2014). LibreCad(Versión 2.0.0.). [Software de computación]. U.S.:GNU General Public License. Adaptado de Apoyado de Duffie John A. &Beckman William A. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes. (3ª ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.

Las condiciones climáticas y de latitud determinan el número de horas de Sol anuales y la radiación anual (medida en kWh/m). La radiación anual que llega a la superficie horizontal decrece con la latitud.

La posición cambiante del Sol en el cielo, de hora en hora y de día en día se puede determinar en un diagrama de trayectoria solar. La posición del Sol se expresa por su ángulo azimut (eje horizontal) y su ángulo de elevación (eje vertical).

Imagen 3. Trayectoria Solar



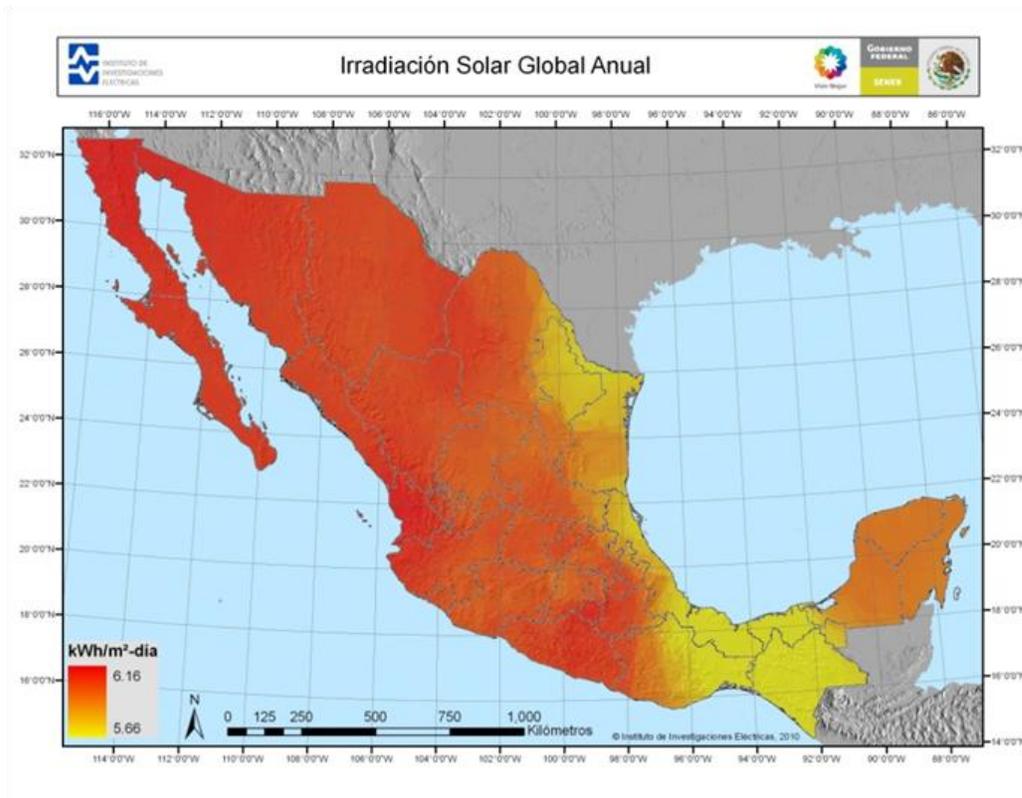
Fuente. Elaboración propia (2014). LibreCad(Versión 2.0.0.). [Software de computación]. U.S.: GNU General Public License. Adaptado de Enríquez G.(2012). el ABC de las Energías renovables en los sistemas eléctricos. D.F. México: Limusa Noriega

El recorrido diario del Sol a través del cielo hacia el día 21 de cada mes se indica a través de líneas horizontales curvadas. La superior es para Junio (solsticio de verano) y la inferior es para diciembre (solsticio de invierno).

Las características y obstáculos del paisaje también reducirán la energía radiante en determinados momentos y estaciones. Para conocer el potencial eléctrico de un lugar, se debería trazar un diagrama de líneas de horizonte sobre el diagrama de trayectoria solar de la ubicación que interesa.

La radiación solar global en México llega a ser en promedio 5 kWh/d/m², pero en algunas regiones llega los valores de 6 kWh/d/m². Si supusiéramos una eficiencia del 15%, bastaría un cuadrado de 25km de lado en el desierto de Sonora o Chihuahua para generar toda la energía eléctrica que requiere hoy en día el país (SENER e IIE, 2013).

Mapa 2. Irradiación Solar en México 2012



Fuente: Secretaría de Energía, Instituto de Investigaciones Eléctricas (2013, 25 de Abril). Irradiación Global Anual. México, [Mapa climático]. Recuperado del sitio de internet el 25 de Abril 2013: <http://www.renovables.gob.mx/renovables/img/Potencial/02.png>

Principios de Funcionamiento de un Sistema Fotovoltaico

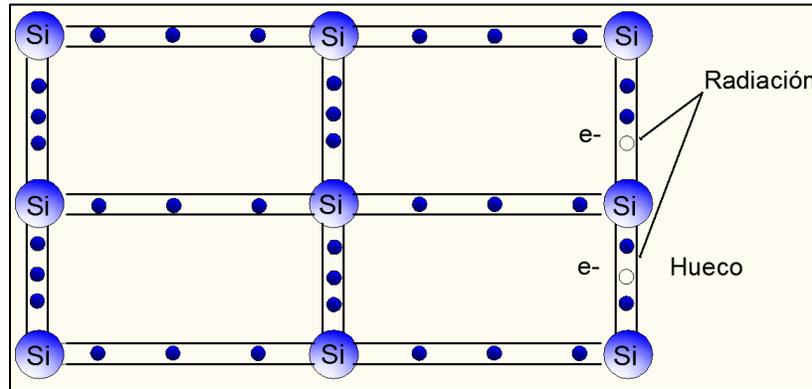
Para poder aprovechar la radiación solar que llega a la tierra desde el sol y convertirla en energía eléctrica se usan los llamados paneles solares. Dichos paneles son construidos de diferentes elementos y composiciones como puede ser el silicio, el germanio, o sales como el arseniuro de galio, el sulfuro de cadmio.

Cuando la luz solar incide sobre un material semiconductor se rompen los enlaces entre el núcleo y los electrones de valencia, estos quedan libres para circular por el semiconductor, como se muestra en la Imagen 4.

Al lugar que deja el electrón al desplazarse se le llama hueco y tiene carga eléctrica positiva, de igual valor pero ahora con signo contrario.

Cuando los electrones libres y los huecos son creados por la radiación tienden a recombinarse perdiendo su actividad. Para que esto no ocurra y poder aprovechar esta libertad de los electrones, hay que crear en el interior del semiconductor un campo eléctrico.

Imagen 4. Visualización de los Efectos de la Radiación sobre un material semiconductor.

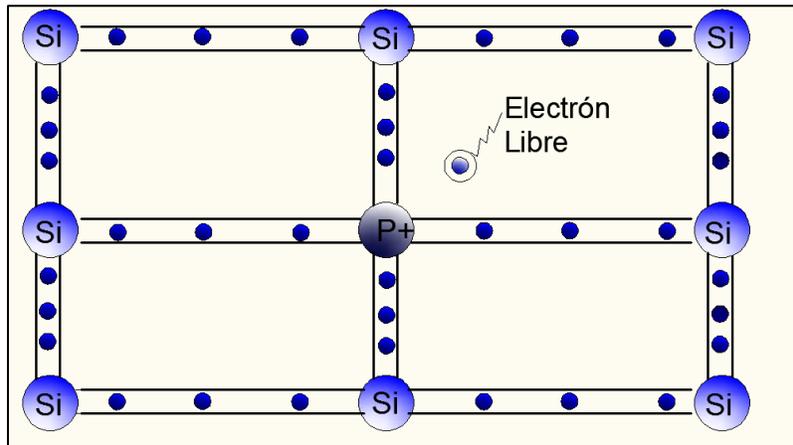


Fuente. *Elaboración propia. (2014). QCad(Versión 2). [Software de computación]. U.S.:RibbonSoft. Adaptado de Morales Acevedo, Dr. J. A. (2003). La Electricidad que viene del sol: Una Fuente de Energía Limpia. (ed. rev.). D.F. México: Grupo Editorial Iberoamérica.*

Para crear un campo eléctrico en este tipo de semiconductor se unen dos regiones de silicio tratadas químicamente llamadas unión “p-n”.

Para producir esta unión tenemos dos semiconductores uno de Tipo “n” y por otro lado uno de Tipo “p”. El primero de ellos aparece por la impurificación de un cristal de silicio por el elemento Fósforo, en él se forma una especie de imperfección que procura entregar un electrón y a la que le denominamos Átomo Donador. Este semiconductor dopado negativamente se le llama Semiconductor-n. Ver Imagen 5.

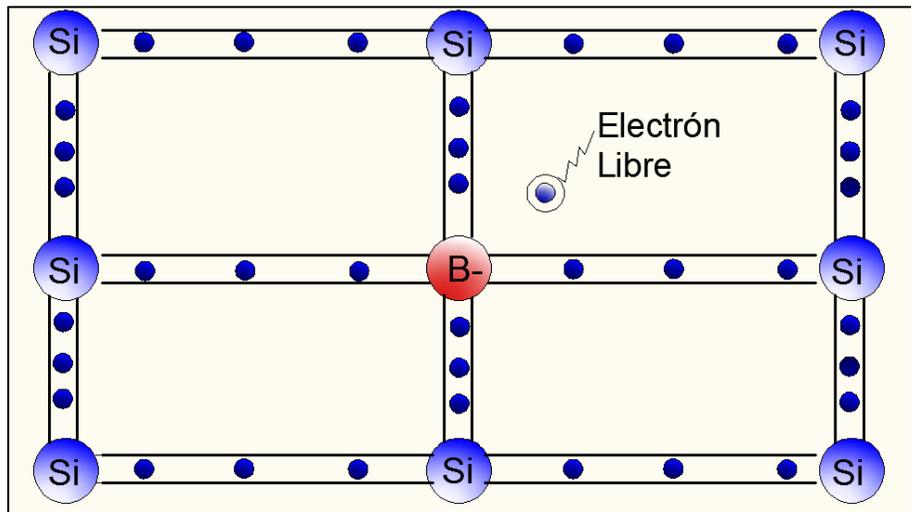
Imagen 5. Visualización de un Semiconductor Dopado-n



Fuente. Elaboración propia.(2014). QCad(versión 2.). [Software de computación]. U.S.:RibbonSoft. Adaptado de Morales Acevedo, Dr. J. A. (2003). La Electricidad que viene del sol: Una Fuente de Energía Limpia. (ed. rev.). D.F. México: Grupo Editorial Iberoamérica.

El segundo se produce por la impurificación de un cristal de Silicio por el elemento Boro. Cuando se combinan el Boro y el Silicio se crea un hueco por su composición química. El cristal impurificado se llama semiconductor-p. Ver Imagen 6.

Imagen 6. Visualización de un Semiconductor Dopado-p



Fuente. Elaboración propia.(2014). QCad(versión 2.). [Software de computación]. U.S.: RibbonSoft. Adaptado de Morales Acevedo, Dr. J. A. (2003). La Electricidad que viene del sol: Una Fuente de Energía Limpia. (ed. rev.). D.F. México: Grupo Editorial Iberoamérica.

En resumen para conseguir un semiconductor de silicio tipo "n", se sustituyen algunos átomos del silicio por átomos de fósforo. De igual forma si se sustituyen átomos de silicio por átomos de Boro se consigue un semiconductor tipo "p".

Para conseguir una unión “p-n” se pone en contacto una superficie de semiconductor del tipo “n” con la de un semiconductor tipo “p”.

Los electrones libres del material tipo “n” tienden a ocupar los huecos del material tipo “p” y viceversa, creándose así un campo eléctrico que se hace cada vez más grande a medida que los electrones y los huecos continúan difundándose hacia lados opuestos. El proceso continua hasta que ya no se pueden intercambiar más electrones y huecos consiguiéndose un campo eléctrico permanente sin la ayuda de los campos eléctricos externos.

Para que se produzca el efecto fotoeléctrico, o para que se produzca una corriente eléctrica cuando incide energía sobre el material semiconductor, es necesario que los fotones tengan una energía mayor que un valor mínimo al cual se le llamara ancho de banda prohibida. A este valor mínimo se le llama también “gap” de energía.

Estos semiconductores son claves para el aprovechamiento de la Energía Fotovoltaica y son usados en la fabricación de los paneles.

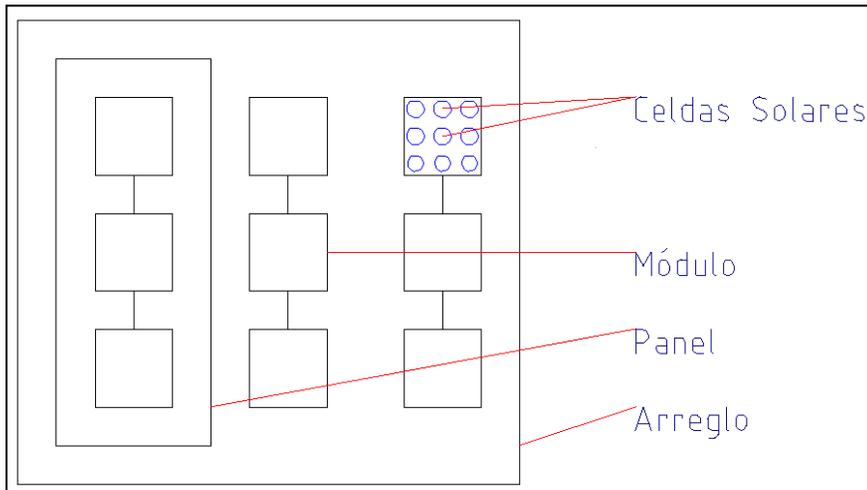
La luz solar está compuesta por fotones o partículas energéticas que cuando inciden sobre una célula fotovoltaica pueden ser reflejados u absorbidos. Únicamente los absorbidos pueden ser convertidos en energía eléctrica mediante el uso de contactos metálicos que en cada una de las caras capturan la energía.

Estructura y Componentes de un Sistema Fotovoltaico

Un módulo o generador fotovoltaico por sí mismo no puede bombear agua, iluminar una casa o producir corriente alterna. Para ello es necesario un sistema fotovoltaico completo con diferentes componentes que en conjunto son conocidos como “resto del sistema”. Estos varían y dependen del tipo de aplicación o servicio que se quiere proporcionar

- **Celda solar:** También llamada célula, fotocélula o célula fotoeléctrica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico.
- **Modulo:** Es el conjunto básico de celdas FV donde se puede incluir menos de una docena hasta cerca de 100 celdas.
- **Panel:** Conjunto de módulos unidos mecánicamente, alambrados y diseñados para formar una unidad para instalarse en el campo.
- **Arreglo:** Es la combinación de paneles en arreglos en serie y/o en paralelo. La forma más popular de arreglo FV está hecha de paneles planos y puede responder a la luz difusa de todo el cielo (esto es, puede producir electricidad aun en días nublados). Los paneles FV planos pueden estar fijos en un soporte o moverse para seguir la trayectoria del sol.

Imagen 7. Diferencia de conceptos

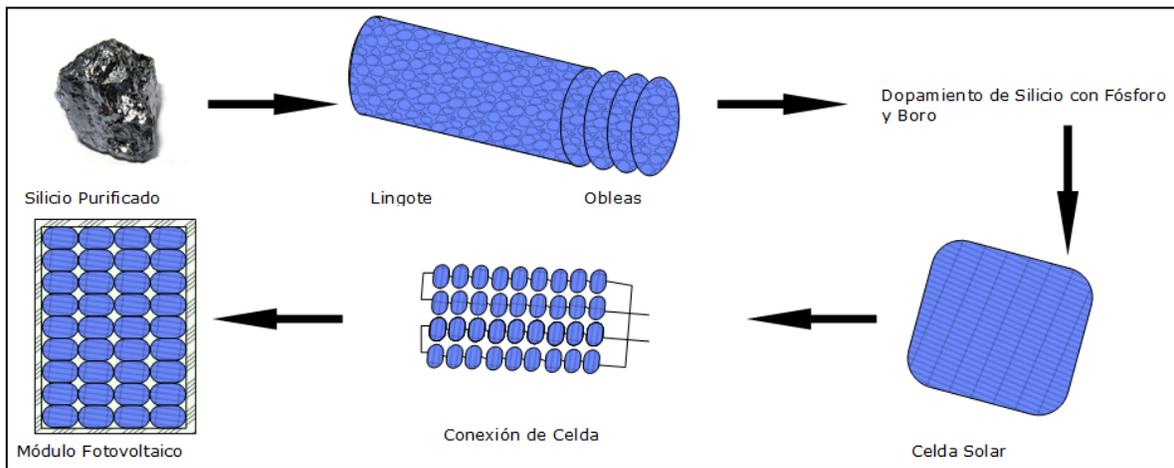


Fuente. Elaboración propia. LibreCad (Versión 2.0.0.). [Software de computación]. U.S.: GNU General Public License. Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización). (2012, 29 de Noviembre). Diario Oficial de la Federación, Noviembre 29, 2012.

Celda Solar.

La celda solar (Matsumoto, 2011) generalmente tiene un grosor entre 0.25 mm y 0.35 mm, con una forma cuadrada. Se fabrica a partir de planchas de Silicio, el cual se encuentra en todo el mundo en forma de arena y en su forma más pura es usado en electrónica.

Imagen 8. Proceso de fabricación de un Módulo Fotovoltaico



Fuente. Elaboración propia. SketchupLayout (Versión 2013). [Software de computación]. U.S.: Trimble Navigation. Adaptado de Matsumoto, Y. (2011, 10 de Julio). Celdas Solares de Silicio: Fundamento y Tendencia. D.F. México: CINVESTAV-IPN. Recuperado de <http://dci.uqroo.mx/RevistaCaos/2011/3-RCC-11-YMK.pdf>

Las celdas solares de Silicio pueden construirse de cristales monocristalinos, policristalinos o de Silicio amorfo. Se diferencian por la forma en que están constituidos los átomos de Silicio en la estructura cristalina y por la eficiencia de la luz solar que es transformada en electricidad.

Celda Solar de Silicio Monocristalino.

Las celdas monocristalinas son de una pureza elevada y una estructura cristalina casi perfecta, se obtienen a partir de silicio muy puro y se producen en lingotes o en láminas delgadas; en el proceso el Silicio es rebanado en obleas delgadas para formar las celdas individuales y se pulen por ambas caras por ello se pierde la mitad del material original. Una vez pulidas las obleas se introduce por difusión a alta temperatura un material dopante siendo típicamente el boro y el fosforo. La mayoría de las celdas fotovoltaicas producen una tensión de 0.5 V, independientemente del área superficial de la celda, sin embargo, mientras mayor sea la superficie de la celda mayor será la corriente que entregara.

Hasta el momento las celdas solares que existen en el mercado suelen estar constituidas con cristal de silicio como material base.

Las planchas monocristalinas presentan un rendimiento energético del 15 o 18%. Para su proceso de manufactura se consume enormes cantidades de energía eléctrica lo que a su vez incrementa el costo del material semiconductor aunque con ellas se obtiene el cristal más eficaz.

Imagen 9. Celda Solar Monocristalina



Fuente. Bosch (2014). Bosch Solar Module c-Si M 60 UL (225-240 Wp). [Imagen]. Recuperada del sitio de internet Febrero 2, 2014. http://www.bosch-solarenergy.com/en_us/bosch_se_serviceorganisation/product/portfolio_2.html

Celda Solar de Silicio Policristalino.

La Celda Solar policristalina es más barata pero es menos eficiente. Su rendimiento es más bajo debido a las imperfecciones en la estructura cristalina llegando hasta el 12 o 14%. A pesar de ello, su menor costo ha contribuido enormemente al aumento de uso. Tanto en este proceso como en el anterior, casi la mitad del silicio se pierde como polvo durante el cortado.

El método de fabricación determina, en gran parte, la forma geométrica de la celda fotovoltaica. Las primeras versiones de silicio monocristalino eran redondas, pues el cristal puro tenía una sección circular. Versiones más recientes tienen forma cuadrada, semicuadrada o casi cuadrada, donde las esquinas tienen vértices a 45°.

Las celdas de silicio policristalino son cuadradas porque el molde donde se vierte el semiconductor fundido tiene esa forma.

La forma cuadrada permite un mayor compactado de las mismas dentro del panel fotovoltaico, disminuyendo la superficie que se necesita para colocar un determinado número de celdas que se traduce en la eficiencia del empaque.

Imagen 10. Celda Solar Policristalina.



Fuente. Bosch (2014). Bosch Solar Module c-Si P 72 NA21126 (285-295 Wp). [Imagen]. Recuperada del sitio de internet Febrero 2, 2014. http://www.bosch-solarenergy.com/en_us/bosch_se_serviceorganisation/product/portfolio_2.html

Celda Solar de Silicio Amorfo

Son consideradas como una tecnología de capa delgada y son todos aquellos módulos en los que la capa activa tiene un espesor de pocos micrómetros. Se podría decir que esta tecnología surgió al mismo tiempo que la del silicio cristalino.

El éxito de estos módulos se debe a la flexibilidad de esta tecnología en cuanto a forma y tamaño ya que se puede adaptar fácilmente los requisitos que requieran el proyecto así como el diseño se ve más atractivo. Se ha demostrado su eficacia y su estabilidad a largo plazo.

Un problema de esta tecnología es que usan materiales tóxicos para su fabricación además de que sus materiales son escasos, su uso se ve limitado por el costo de producción y esta es la principal causa por la que se ha limitado su penetración en el mercado.

Imagen 11. Celda de Silicio Amorfo



Fuente. Bosch (2014). Bosch Solar Module μ m-Si plus NA1110 (100-115 Wp). [Imagen]. Recuperada del sitio de internet Febrero 2, 2014. http://www.bosch-solarenergy.com/en_us/bosch_se_serviceorganisation/product/portfolio_2.html

El ancho de banda prohibida es un valor muy importante en la fabricación de dichas celdas, ya que cada fotón se aprovecha y su energía recibida es dicho ancho de banda y si su valor es muy bajo se desaprovecha la energía recibida, sin en cambio si es muy grande las celdas se mostrarían transparentes el valor óptimo de dicho ancho de banda será de 1.5 eV (electrón-volts)

Celda Solar CIGS.

Son celdas a base de Cobre, Indio, Galio y Diselenuro, por las siglas de cada elemento se conocen como CIGS, son capas muy delgadas, tienen un elevado índice de absorción, del 99% de los fotones que inciden sobre su superficie. El problema es que la capa de cadmio que se utiliza para su fabricación se considera como un material tóxico además de que el proceso de fabricación es difícil y tiene un elevado costo.

Celdas de Teluro de Cadmio/ Sulfuro de Cadmio.

Es una tecnología en desarrollo, su fabricación no es difícil su rendimiento es cercano al 8-10%, aunque en laboratorio llega a alcanzar los 15% de eficiencia Su problema es que son caras y el cadmio es considerado como un elemento tóxico y puede causar problemas con el medio ambiente si no es reciclado correctamente.

Celdas Tándem.

Se le llama así a las celdas elaboradas con diferentes anchos de banda. Un problema existente en la elaboración de las celdas solares es mejorar el mecanismo que ocasiona una mayor pérdida de energía en una celda solar por la no absorción de fotones solares (Vigil, Hernández & Santana, 2011).

Componentes de un sistema Fotovoltaico.

Modulo Fotovoltaico.

Debido a que los sistemas fotovoltaicos se operan generalmente con múltiplos de 12 Volt, los módulos se diseñan típicamente para su operación óptima en estos sistemas. El acierto en el diseño es conectar un número suficiente de celdas en serie para mantener la tensión dentro de un rango adecuado de valores de la tensión de las baterías/sistema bajo condiciones de irradiación promedio. Si esto se lleva a cabo, la potencia de salida del módulo se puede mantener muy cercana al valor máximo.

Cuando se conecta un módulo en el sistema hay que considerar algunos puntos, como por ejemplo, que sucede cuando el modulo no es iluminado, esto puede suceder en la noche pero también puede ocurrir durante el día si cualquiera de las celdas o porción de una celda está sujeta a una sombra producida por cualquier medio.

Eficiencia del módulo.

Debido a que las celdas están conectadas, es importante que las celdas en el módulo sean iguales tanto como sea posible. Si este no es el caso, mientras algunas celdas están operando a su eficiencia pico, otras no están optimizadas. Como resultado, la potencia de salida del módulo será menor que el producto del número de celdas multiplicado por la potencia máxima de cada celda.

Las características de operación de cada celda deben combinarse para producir las características de operación compuesta del módulo.

Arreglo Fotovoltaico.

Si se requiere en los sistemas fotovoltaicos una mayor tensión o una mayor corriente que los que suministra un solo modulo fotovoltaico es necesario interconectar varios módulos para formar lo que se conoce como arreglo fotovoltaico.

La conexión en serie de los módulos da como resultado mayores tensiones, mientras que la conexión en paralelo de los módulos proporciona mayores corrientes.

Baterías.

Todos los sistemas fotovoltaicos aislados y casi todos los sistemas fotovoltaicos con respaldo del suministro de energía, requieren almacenar la energía mediante los bancos de baterías. Los módulos fotovoltaicos cargan las baterías durante el día y estas suministran la potencia cuando se necesita que generalmente sea en la noche o durante los periodos nublados. Las baterías pueden también alimentar las cargas cuando el sistema fotovoltaico se desconecta por reparaciones o por mantenimiento.

Una batería se está cargando cuando se le suministra energía y se está descargando cuando se le extrae energía. Se considera que ocurre un ciclo cuando tiene lugar una secuencia de carga-descarga de las baterías.

Los sistemas fotovoltaicos requieren de baterías para descargar pequeñas cantidades de corriente durante tiempos muy prolongados y para ser recargadas en condiciones irregulares. Las baterías de ciclo profundo pueden descargarse hasta un 80% de su carga.

Las baterías de ciclo profundo son apropiadas para las aplicaciones fotovoltaicas ya que pueden soportar las condiciones mencionadas anteriormente, además, si se han especificado correctamente y han recibido un mantenimiento adecuado, su vida útil puede ser de 10 años o más.

Los dos tipos más comunes de baterías recargables en uso actualmente, son las baterías de plomo-ácido y las baterías alcalinas. En el diseño de los sistemas solares fotovoltaicos se emplea generalmente el primer tipo.

Controladores de Carga.

En casi todos los sistemas que utilizan el almacenamiento de energía por medio de bancos de baterías, el controlador de carga es uno de los componentes esenciales. El controlador de carga debe desconectar la carga cuando la batería alcanza un estado prescrito de descarga y debe desconectar el arreglo fotovoltaico cuando el banco de baterías está plenamente cargado.

Los reguladores de carga son de dos tipos serie o shunt. Ambos reguladores tienen un circuito de sensor y regula la corriente hacia la batería cuando la tensión excede un umbral determinado. Los reguladores en serie desconectan la batería de los módulos si la tensión se eleva por encima del umbral. Cuando la batería se descarga el regulador conecta nuevamente los módulos. Estos reguladores son simples pero tiene el problema que no toda la energía generada es empleada.

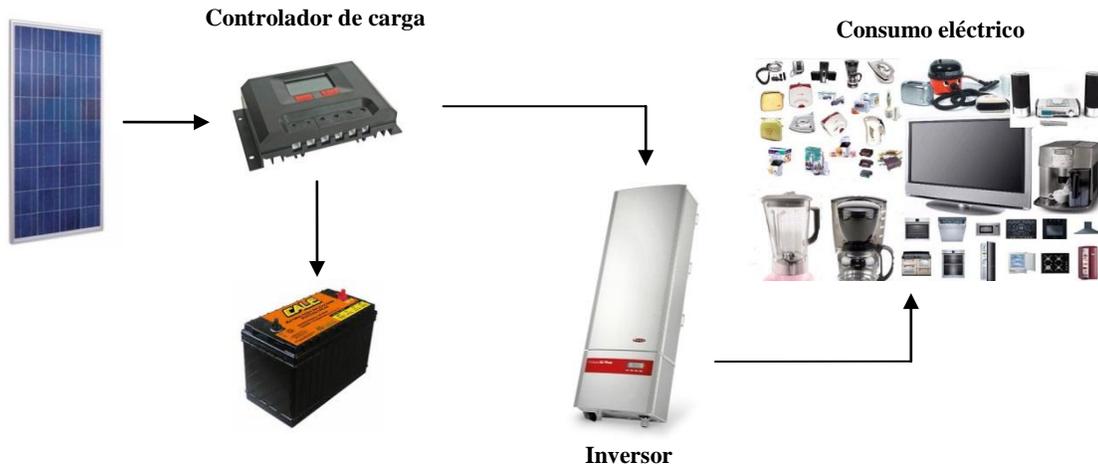
Los reguladores shunt funcionan desviando la potencia hacia otra carga, Si la carga es una simple resistencia, estos reguladores disipan la energía lo cual es mejor que sobrecargar la batería o destruir la electrónica. Pero es también posible emplear esta energía excedente en otros usos.

Inversores.

Dependiendo de los requerimientos de la carga, existen actualmente diferentes tipos de inversores. La selección apropiada del inversor para una aplicación en particular depende de los requerimientos de la forma de onda de la carga y de la eficiencia del inversor. La selección del inversor también dependerá de si el inversor será parte de un sistema conectado a la red de suministro o de si es parte de un sistema fotovoltaico aislado.

El funcionamiento del inversor generalmente se caracteriza en términos de su potencia de salida, de su capacidad para soportar fenómenos transitorios, de su eficiencia y de su distorsión armónica.

Imagen 12. Componentes de un Sistema Fotovoltaico



Fuente. Elaboración propia. Microsoft Office (Versión 2010.). [Software de computación]. Microsoft. Inc. Adaptado de <http://www.sfe-solar.com/calculo-sistemas-fotovoltaicos-aislados-autonomos/>

Interconexión de un sistema Fotovoltaico a la Red eléctrica.

Actualmente existen diversos tipos de conexión de la energía fotovoltaica con la compañía suministradora y son las siguientes (SENER, 2012).

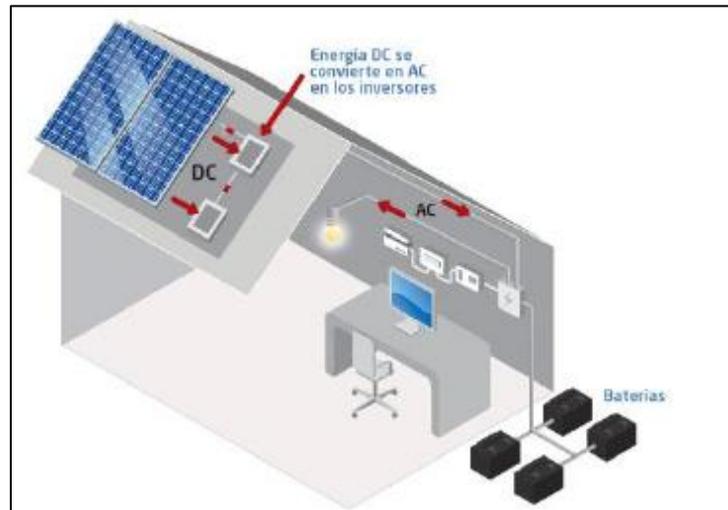
- Operación en lugares aislados
- Autoabastecimiento y pequeños productores (Interconexión en pequeña y media escala)
- Autoabastecimiento (Interconexión para gran escala)

Operación en Lugares Aislados.

Este tipo de modelo se aplica a lugares aislados de la red de servicio eléctrico. En este modelo los paneles fotovoltaicos generan energía eléctrica que es utilizada y almacenada en baterías para su utilización posteriormente.

Durante la noche se utiliza la energía que se almacena en las baterías durante el día. Las baterías permitirán seguir operando durante distintos periodos de tiempo y dependerán de la capacidad de almacenaje así como de la demanda de energía.

Imagen 13. Modelo de contrato de Generación Aislada



Fuente. Morales, M. A. (2011). *Gestión de la Energía Eléctrica generada por paneles solares.* [Imagen]. Recuperado de http://virtual.cudi.edu.mx:8080/access/content/group/abe8c8c5-55bf-434d-9561-135cb8546df8/2011_10_25/roberto_morales.pdf

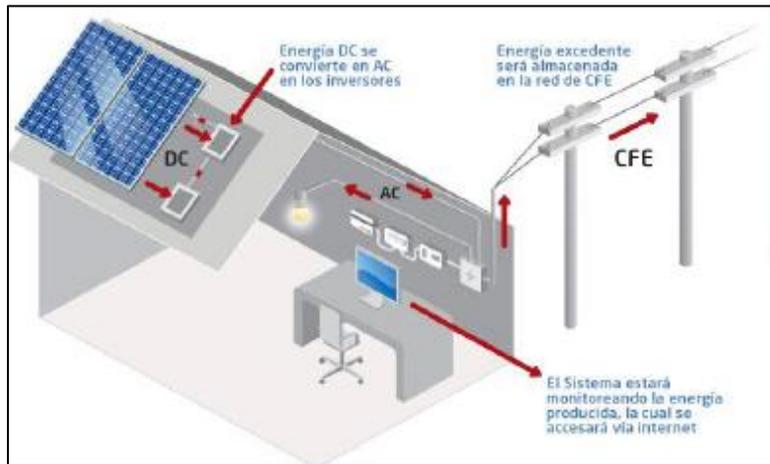
Autoabastecimiento y Pequeños Productores

En este modelo a través de un medidor especial (Bidireccional) se registra la electricidad producida a partir de la fuente de energía renovable e inyectada a la red eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad, así como la recibida por la CFE cuando no se dispone de una fuente renovable.

Se deben de cumplir ciertos requisitos como:

- Pequeña escala debe tener como una capacidad hasta los 30 kW, para uso residencial de 10kW y para uso comercial hasta 30 kW las tensiones a utilizar serán inferiores a 1000 Volts
- Mediana escala capacidad de producción hasta los 500kW, la potencia máxima no podrá ser mayor a la carga contratada, su uso deberá ser comercial e industrial, tensiones mayores a 1000 Volt y menores a 69 kV

Imagen 14. Modelo de contrato de interconexión Pequeña y Mediana Escala

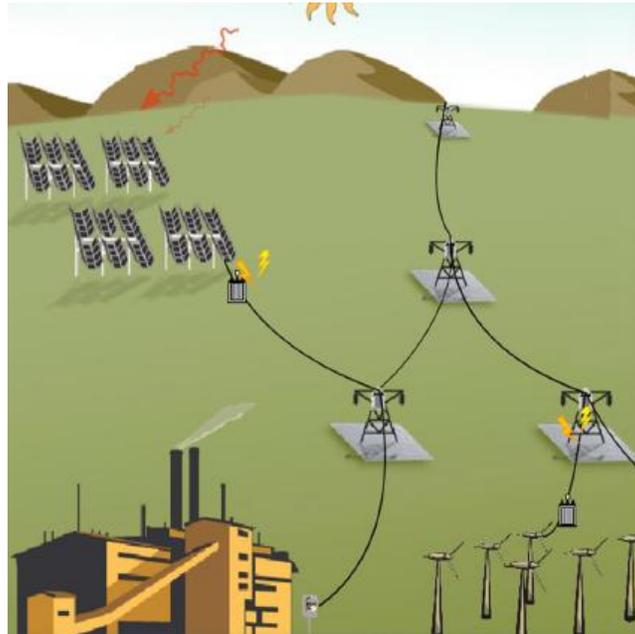


Fuente. Morales, M. A. (2011). *Gestión de la Energía Eléctrica generada por paneles solares.* [Imagen]. Recuperado de http://virtual.cudi.edu.mx:8080/access/content/group/abe8c8c5-55bf-434d-9561-135cb8546df8/2011_10_25/roberto_morales.pdf

Interconexión para gran escala

Cuando se genere electricidad de un recurso renovable y el centro de consumo (Industria o comercio) no lo requiera, esta se puede vender a la Comisión Federal de Electricidad en el mes que se generó o acumularla en un banco de energía para su aprovechamiento o venta durante los siguientes 12 meses.

Imagen 15. Interconexión para Gran Escala



Fuente. Morales, M. A. (2011). *Gestión de la Energía Eléctrica generada por paneles solares.* [Imagen]. Recuperado de http://virtual.cudi.edu.mx:8080/access/content/group/abe8c8c5-55bf-434d-9561-135cb8546df8/2011_10_25/roberto_morales.pdf

Capítulo 3. Descripción de los sistemas eléctricos en el STC

Tipos de Estructuras del STC.

El S.T.C. en sus diferentes Líneas cuenta con diferentes tipos de infraestructura, algunas de estas llegan a incluir dos tipos. Los cuatro tipos de infraestructura que maneja el S.T.C. son:

Estructura tipo Superficie.

Este tipo es el más sencillo de realizar ya que la parte más difícil es la de la nivelación del terreno, porque todo lo demás solo se instala en el lugar sin tener que realizar excavaciones profundas en el terreno.

Imagen 16. Estructura tipo Superficie.

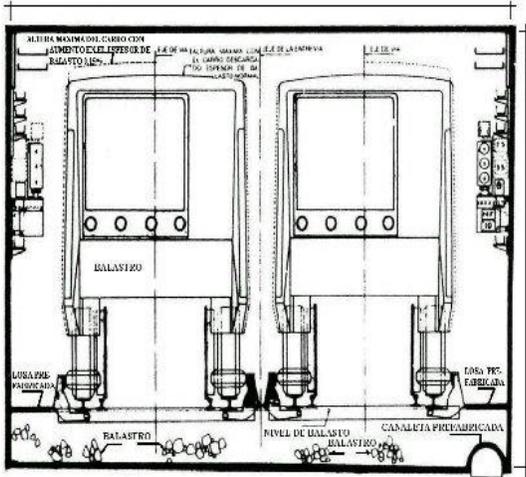


Fuente. Elaboración propia desde el Puente Peatonal ubicado frente a la Estación General Anaya de la Línea 2 del S.T.C. (2014). [Fotografía].

Estructura tipo Cajón.

Consiste en un túnel a gran profundidad que constituye el 95 por ciento de la superficie construida; su sección rectangular aloja las vías que permiten la circulación de los trenes. El cajón protege de las presiones que se ejercen por la profundidad.

Imagen 17. Estructura tipo Cajón.

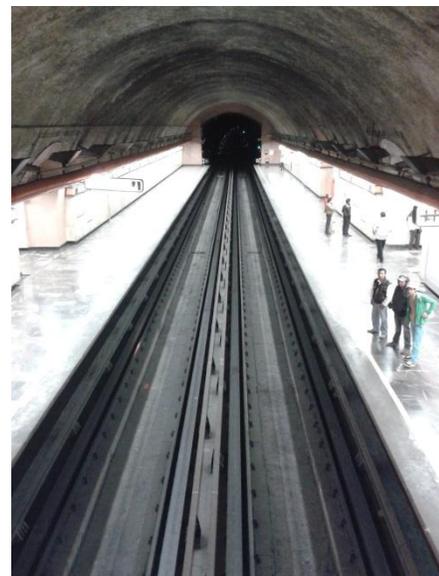
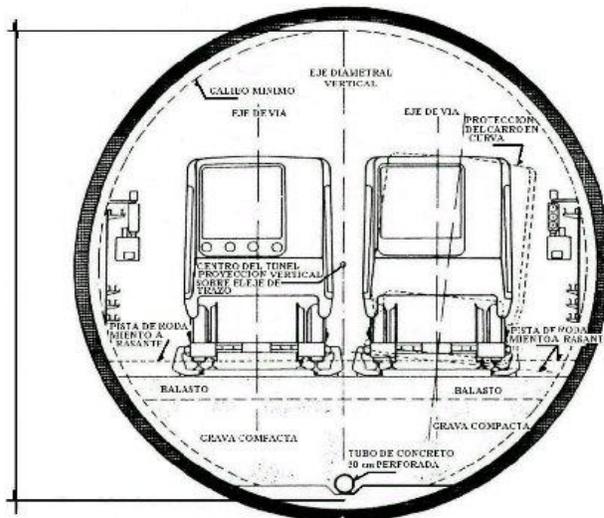


Fuente. Imagen de la derecha proporcionada por el Ing. Oscar Caballero de la E.S.I.M.E. Zacatenco, Imagen de la izquierda fotografía tomada por Jesús Miranda, en la Estación Juárez de la Línea 3 del S.T.C.

Estructura tipo Escudo.

Estructura que cuenta con una forma redonda. Para minimizar costos y tiempos se usan máquinas excavadoras que hacen el espacio para realizar el Escudo de Presión Balanceada que le da la forma redonda a esta infraestructura.

Imagen 18. Estructura tipo Escudo.

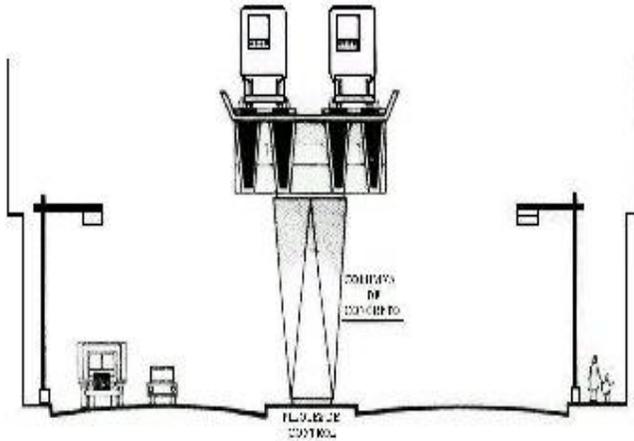


Fuente. Imagen de la derecha proporcionada por el Ing. Oscar Caballero de la E.S.I.M.E. Zacatenco, Imagen de la izquierda fotografía tomada por Jesús Miranda, en la Estación Mixcoac de la Línea 7 del S.T.C.

Estructura tipo Elevado.

Estructura donde su construcción se forma por columnas y traves de concreto parecidas a las utilizadas en los puentes vehiculares.

Imagen 19. Estructura tipo Elevado



Fuente. Imagen de la derecha proporcionada por el Ing. Oscar Caballero, catedrático de la E.S.I.M.E. Zacatenco, México, 2012. Imagen de la izquierda fotografía tomada por Jesús Miranda, en la Estación Olivos de la Línea 12 del S.T.C.

Estas estructuras en la red del metro están combinadas puede haber de cajón a elevada o de cajón a escudo. La más común y que está en la mayoría de las estaciones es la tipo cajón.

Sistema Eléctrico en el STC

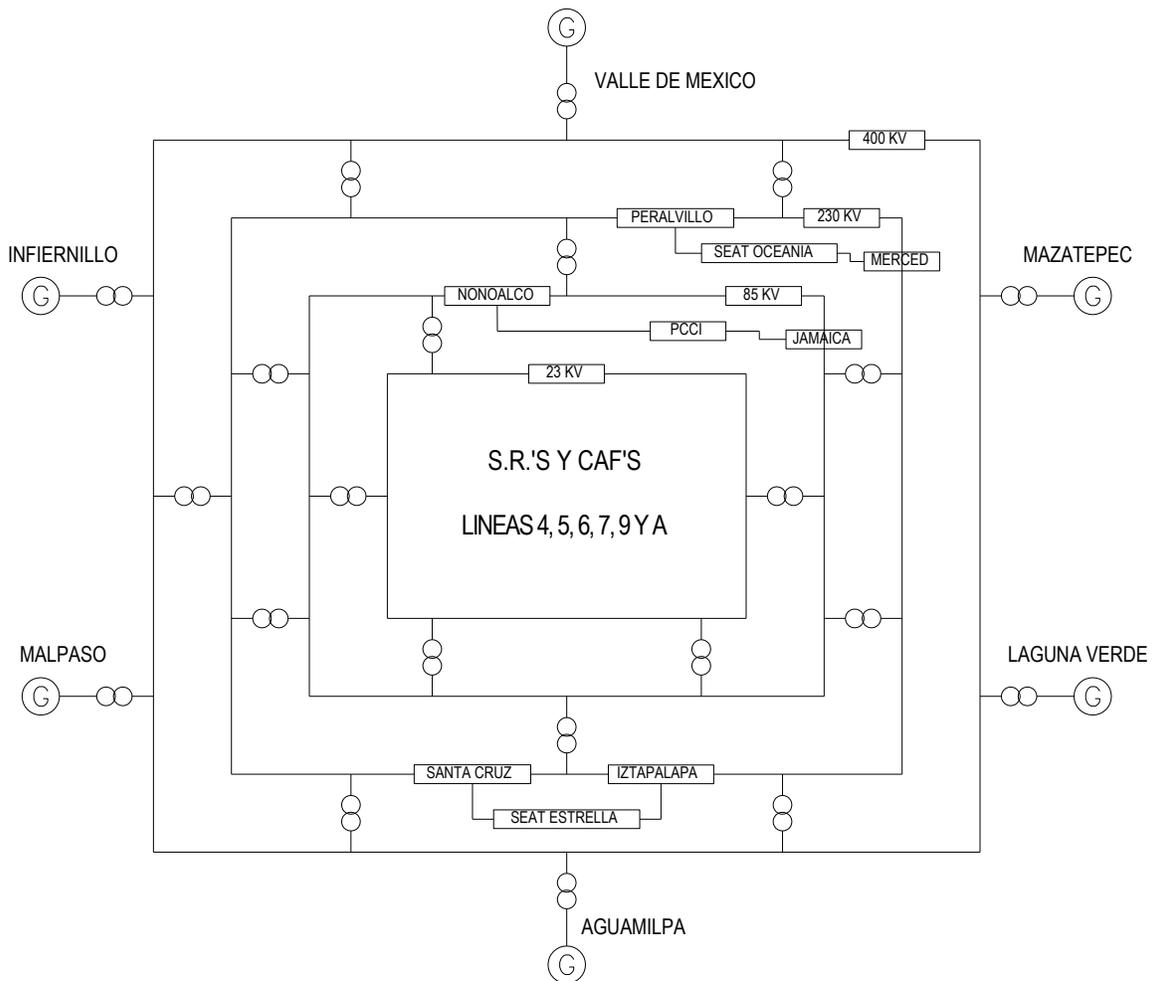
Alimentación de energía eléctrica

Para tener un control óptimo de la energía se cuenta con el Puesto Central de Control (PCC) desde donde se operan las 10 líneas neumáticas usando tableros de control óptico. Dentro de ese mismo edificio se alberga el Puesto de Despacho de Carga (PDC) que se encarga de distribuir la corriente eléctrica proporcionada por el suministrador que en este caso es Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Red de distribución eléctrica de CFE

El Sistema de Transporte Colectivo es alimentado de energía eléctrica en tensiones de 23kV, 85kV y 230kV. La energía proviene del anillo de distribución de 400kV del Valle de México que a su vez es alimentado por las Plantas generadoras de Infiernillo, Malpaso, Aguamilpa, Laguna Verde, Mazatepec y Valle de México.

Diagrama unifilar 1. Alimentación de C.F.E. al STC



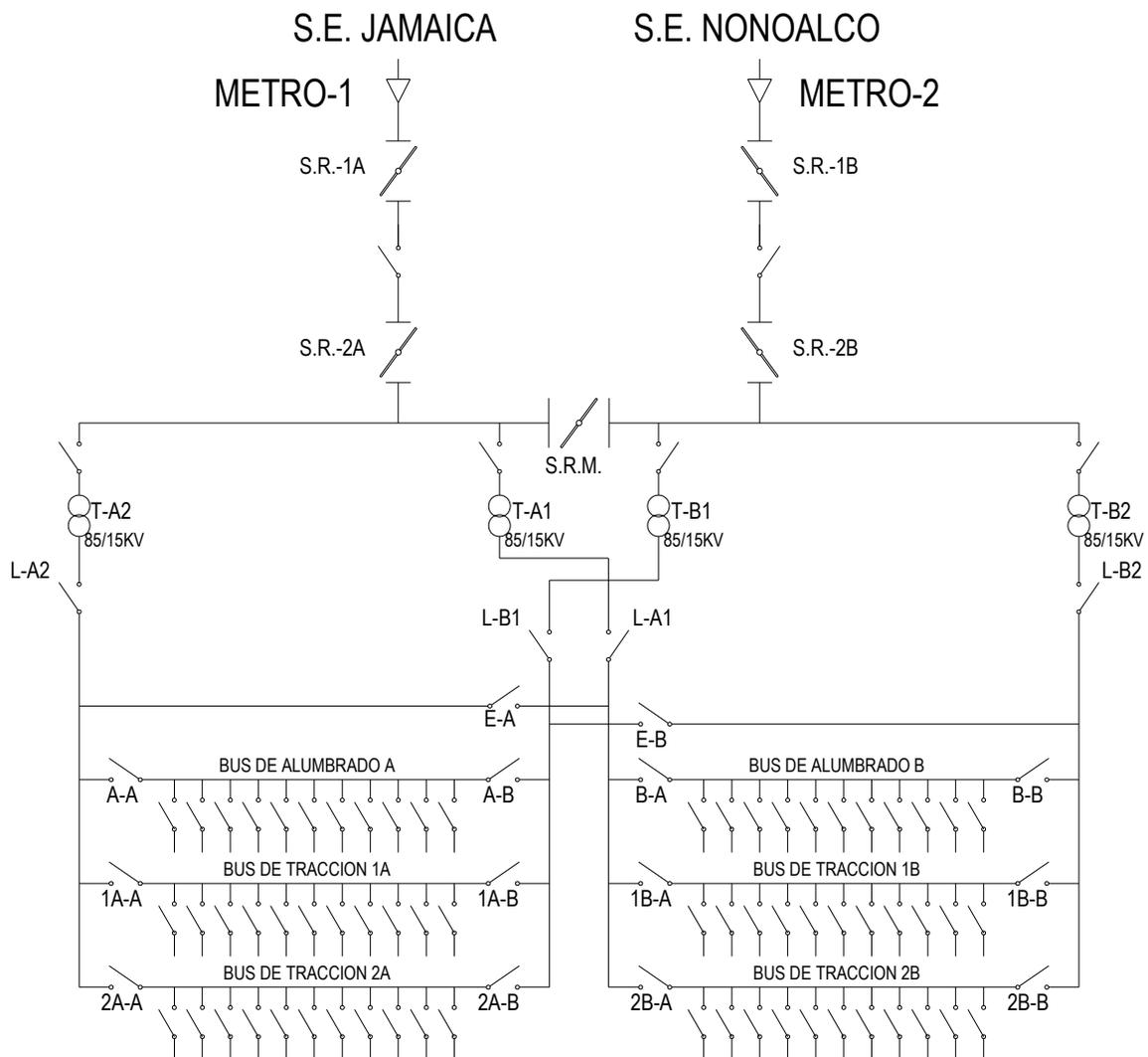
Fuente. Elaboración propia. (2014). Autocad (Versión 2014). [Software de computación]. MA: Autodesk. Inc. Adaptado de S.T.C. Coordinación de Baja Tensión (2011). D.F. México: S.T.C.

Alimentación a Líneas 1, 2 y 3

Las líneas 1, 2 y 3 son abastecidas por las Subestaciones Nonoalco (preferente) y Jamaica (emergente) en una tensión de 85kV a través de 2 transformadores de 34.5MVA. Cada uno de ellos reduce la tensión de 85kV a 15kV y en este nivel se alimentan 4 buses de Tracción y 2 de Alumbrado y Fuerza. El arreglo de los transformadores está dispuesto de tal manera que si llega a fallar alguno de ellos, el otro supliría la carga demandada.

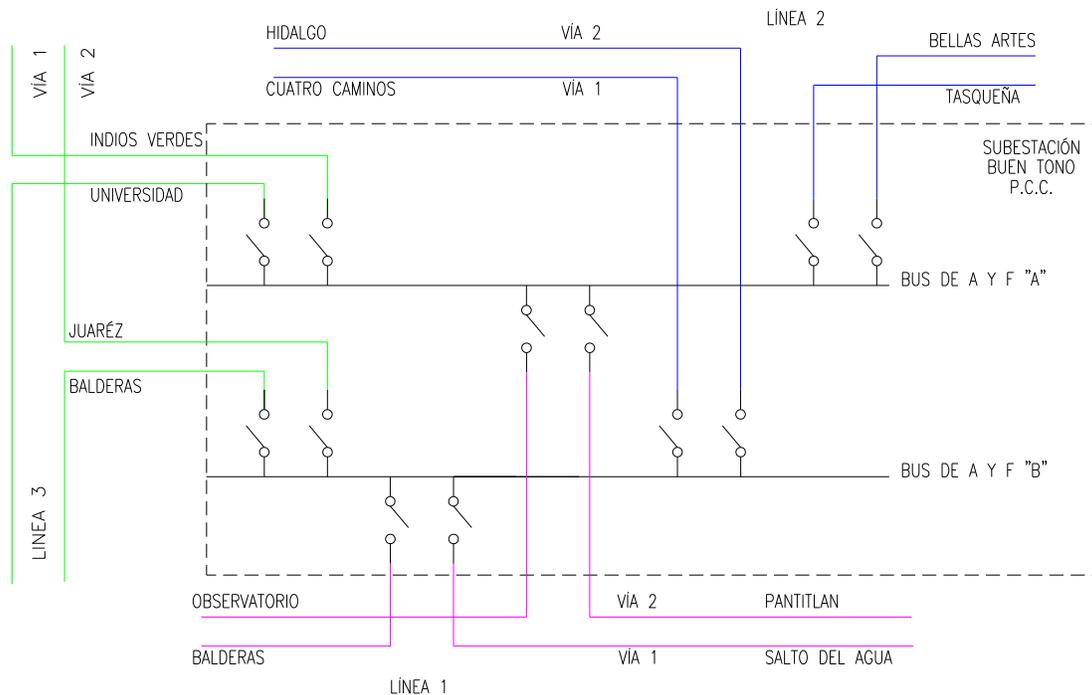
De la subestación del P.C.C. se forman 2 buses de alumbrado “A” y “B” con los cuales se alimentan los cables de 15 kV que se dirigen a los edificios, talleres y Líneas antes mencionadas (1,2 y 3). Para cada una de las líneas se envían 4 alimentadores, 2 preferentes y 2 emergentes.

Diagrama unifilar 2. Enlace del PCC con las Líneas 1, 2 y 3 de 85 kV a 15 kV.



Fuente: Elaboración propia. (2014). Autocad (Versión 2014). [Software de computación].MA: Autodesk. Inc..Adaptado de S.T.C. Coordinación de Baja Tensión (2011). D.F. México: S.T.C.

Diagrama unifilar 3. Alimentación de las líneas 1,2 y 3 desde los buses A y B de Alumbrado y Fuerza del PCC, a una tensión de 15 kV



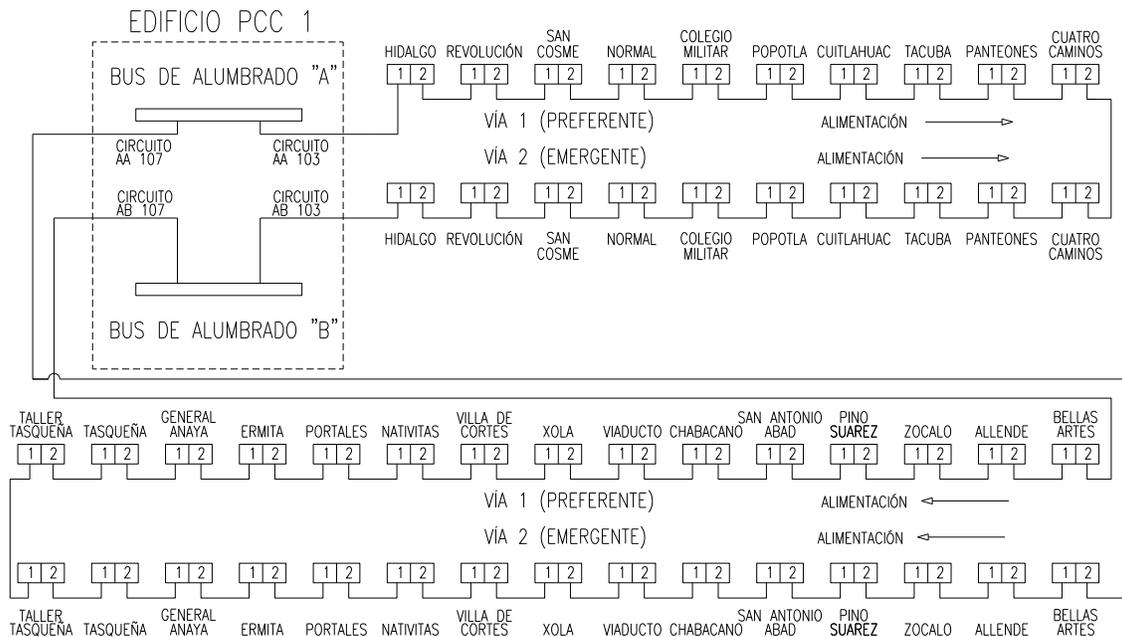
Fuente. Elaboración propia. Autocad (Versión 2014). [Software de computación].MA: Autodesk. Inc. Adaptado de Castro, J. L. Ortega, J.C. & Gutiérrez M. A. (2011). *Subestaciones Eléctricas y Equipos de Transferencia en el área de Baja Tensión*. D.F. México: Sistema de Transporte Colectivo Gerencia de Instalaciones Fijas.

Subestación de Alumbrado y Fuerza

El objetivo de esta subestación de acuerdo a Castro, Ortega y Gutiérrez (2011), es de suministrar la energía para los servicios propios de la estación como el alumbrado general, instalaciones locales, bombas, escaleras mecánicas, señalización, etc.

La alimentación a las Subestaciones de Alumbrado y Fuerza (SAF) se lleva a cabo por un arreglo en forma anillo de 15 kV, en cada estación se localizan 2 Subestaciones de este tipo, una preferente y otra emergente, y se localizan en las cabeceras de los andenes o en medio de los mismos dependiendo el tipo de infraestructura con el que cuente la estación.

Diagrama unifilar 4. Arreglo en anillo para Alimentación de línea 2 desde el PCC a una tensión de 15kV



Fuente. Elaboración propia. (2014). Autocad (Versión 2014). [Software de computación]. MA: Autodesk. Inc. Adaptado de S.T.C. Coordinación de Baja Tensión (2011). D.F. México: S.T.C.

Las Subestaciones de Alumbrado y Fuerza están divididas en 5 secciones con la finalidad de facilitar el mantenimiento preventivo, correctivo, predictivo y/o maniobras locales. Estas secciones son:

- **Sección 1 Seleccionador de Llegada.**
- **Sección 2 Interruptor de Salida.**
- **Sección 3 Protección del Transformador.**
- **Sección 4 Transformador.**
- **Sección 5 Interruptor General de Baja Tensión.**

Sección 1 Acometida: Aloja en su interior un seccionador trifásico de operación sin carga, el cual se acciona desde el exterior, en la parte inferior se conecta la alimentación procedente de la estación anterior mediante una mufa. A través de un bus en la parte superior se interconectan las secciones 1, 2 y 3.

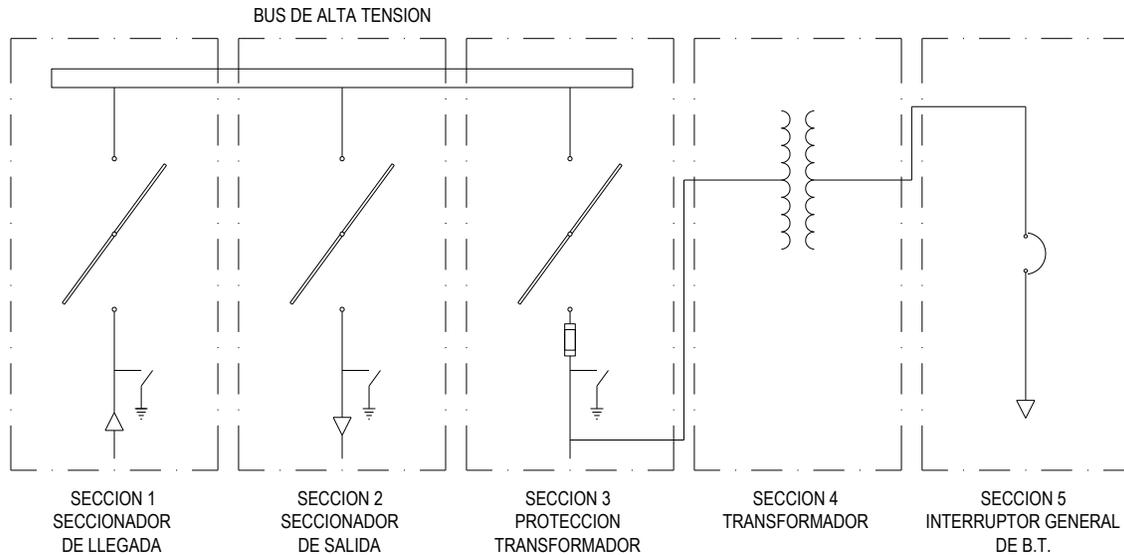
Sección 2 Paso de Bucle: En esta sección se encuentra el compartimiento de la mufa que establece la salida de la alimentación hacia la próxima estación.

Sección 3 Protección del Transformador: Su función es la de proteger al transformador por medio de fusibles o disyuntores que conectan y/o desconectan al mismo.

Sección 4 Transformador: Reduce la tensión enviada desde el bus de Alumbrado y Fuerza de 15 o 23 kV a baja tensión 220/127 V

Sección 5 Interruptor General de Baja Tensión: Protege a la subestación, al personal en caso de falla y al equipo mediante el disyuntor general de BT

Diagrama unifilar 5. Subestación de Alumbrado y Fuerza (SAF) del STC



Fuente. Elaboración propia. Autocad (Versión 2014). [Software de computación]. MA: Autodesk. Inc. Adaptado de Castro, J. L. Ortega, J.C. & Gutiérrez M. A. (2011). Subestaciones Eléctricas y Equipos de Transferencia en el área de Baja Tensión. D.F. México: Sistema de Transporte Colectivo Gerencia de Instalaciones Fijas.

Para la distribución de la energía en baja tensión se emplean tableros de distribución general alimentados directamente del interruptor de baja tensión. Existen 3 tipos de tableros de distribución:

- 1) “A1” o “N1”. Tableros Normales. Alimentados por la vía 1.
- 2) “A2” o “N2”. Tableros Normales. Alimentados por la vía 2.
- 3) “P” tableros preferenciales. Cuentan con una transferencia automática (Cabina “P”) que les permite estar constantemente energizados ya sea de una fuente normal o una emergente.

Diagrama unifilar 6. Baja tensión de una Subestación de Alumbrado y Fuerza (S.A.F.) del S.T.C.



Fuente. Elaboración propia. Autocad (Versión 2014). [Software de computación]. MA: Autodesk. Inc. Adaptado de Castro, J. L. Ortega, J.C. & Gutiérrez M. A. (2011). Subestaciones Eléctricas y Equipos de Transferencia en el área de Baja Tensión. D.F. México: Sistema de Transporte Colectivo Gerencia de Instalaciones Fijas.

A continuación se describen las claves de cada tipo de tablero de acuerdo a la nomenclatura usada por el STC

Tabla 4. Tableros de Distribución en Baja Tensión para una estación del S.T.C.

| Tableros Derivados N1 | | Tableros Derivados N2 | | Tablero Preferencial | |
|-----------------------|------------------|-----------------------|------------------|----------------------|---|
| Clave | Descripción | Clave | Descripción | Clave | Descripción |
| C | Fuerza Normal | X | Fuerza Normal | Y | Equipo de Tracción |
| D | Alumbrado Normal | W | Alumbrado Normal | F | Equipo Hidráulico |
| D1 | Alumbrado Normal | W1 | Alumbrado Normal | M | Alumbrado Preferencial V-1 |
| D2 | Alumbrado Normal | W2 | Alumbrado Normal | N | Alumbrado Preferencial V-2 |
| | | | | U | Señalización, Peaje, Telecomunicaciones |
| | | | | MC | Mando Centralizado |

Fuente. Elaboración propia (2013). Adaptado de Ing. Caballero, O. (2012). Catedrático de la ESIME Zacatenco, IPN México

Cargas de Alumbrado

El tipo de luminarias que se conectan a estos tableros para las distintas áreas y efectos deseados, son:

- Fluorescentes del color blanco frío.
- Aditivos metálicos.
- Vapor de sodio alta presión.
- LED.

Alumbrado de emergencia.

Adicionalmente se cuenta con equipos de alumbrado de emergencia que operan con su propia fuente de energía, por espacio de 90 minutos y al 100 por ciento de la intensidad lumínica, cuando los sistemas de alumbrado normal y preferencial fallan.

Cargas de Fuerza

En las estaciones es necesaria la alimentación eléctrica de fuerza a los motores de los equipos de bombeo, ventilación y escaleras mecánicas.

- **Equipos de bombeo.** En una estación pueden existir varios tipos de cárcamo de bombeo como son los ubicados en cabeceras de estación, en pasarelas y en sanitarios.
- **Escaleras mecánicas.** Son utilizadas en estaciones con desniveles mayores de 6.5 m en pasarelas, en estaciones de correspondencia y terminales.
- **Contactos.** En todas las áreas de las estaciones del Metro se proyectan contactos monofásicos en 127 V y contactos trifásicos en 220 V, para diferentes usos.
- **Sistemas de Ventilación** En las estaciones existen dos tipos de ventilación denominadas ventilación menor y ventilación mayor.
 - La *ventilación menor* corresponde a la extracción e inyección de aire en los locales de subestaciones, jefe de estación, permanencias y taquillas.
 - La *ventilación mayor* generalmente se provee por medio de motores de 150 HP y su alimentación se toma de subestaciones exclusivas.
 - La ventilación también se realiza por respiraderos y por el mismo aire que produce el convoy cuando está en movimiento.

Mando Centralizado

En esta área se encuentra el sistema automatizado del Pilotaje Automático, este envía y recibe la información que emiten los trenes en las vías, como la distancia entre ellos, etc., y se controla los semáforos. Con este sistema se tiene control y registro sobre las condiciones de tráfico en la Red y se previenen accidentes, dando seguridad y confiabilidad al usuario. Este mando centralizado se encuentra instalado en el PCC y cada línea cuenta con un tablero de control donde se muestra el avance de cada tren.

Equipo de Tracción

En cada intersección del sistema se cuenta con diferentes protecciones y mecanismos que permiten mantener el abastecimiento de la energía eléctrica constante y sin interrupciones, los equipos empleados son interruptores, contactores y seccionadores.

Capítulo 4. Aplicación de los Sistemas Fotovoltaicos en STC

Planteamiento del Problema.

El STC es la segunda entidad de mayor consumo de energía eléctrica en la Ciudad de México de acuerdo a los datos obtenidos de la Comisión Federal de Electricidad (IFAI, 2013). Por ello es indispensable implementar programas que contribuyan a reducir la huella de Carbono que dicho sistema emite al ambiente.

Para cumplir con este objetivo se propone como alternativa la aplicación de un Sistema Fotovoltaico que permitirá a la Ciudad de México reducir la demanda de energía eléctrica y estar a la vanguardia en la Generación de Energía Eléctrica con fuentes sustentables (Lina, 2012).

Selección del Lugar, Importancia y Características.

Para la selección de la línea del STC donde es más viable la aplicación de un sistema de generación eléctrica fotovoltaico se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

Consumo de Energía por Línea (STC, 2012). De acuerdo a los datos proporcionados por el STC, las líneas de mayor consumo de energía eléctrica son:

1. La Línea 3 con 141 810 920 kWh, lo que representa el 14.49% del total consumido por el STC.
2. La Línea 2 con 139 697 568 kWh, lo que representa el 14.27% del total consumido por el STC.

Tabla5. Consumo y Costo de Energía Eléctrica Durante el Año 2012 por Línea

| LINEA | CONSUMO ANUAL (KWH) | COSTO POR KWH | COSTO ANUAL |
|--------------|---------------------|---------------|----------------------|
| 1 | 123 212.708 | 1.556 | 191 718.974 |
| 2 | 139 697.568 | 1.556 | 217 369.416 |
| 3 | 141 810.920 | 1.555 | 220 515.981 |
| 4 | 27 257.404 | 1.850 | 50 426.197 |
| 5 | 75 189.664 | 1.874 | 140 905.430 |
| 6 | 39 598.492 | 1.938 | 76 741.877 |
| 7 | 84 303.457 | 1.925 | 162 284.155 |
| 8 | 93 869.100 | 1.361 | 127 755.845 |
| 9 | 83 389.078 | 1.872 | 156 104.354 |
| A | 38 283.651 | 1.896 | 72 585.802 |
| B | 131 662.310 | 1.397 | 183 932.247 |
| TOTAL | 978 274.352 | 1.636 | 1 600 340.278 |

Fuente. S.T.C. (2012). Datos de operación "Consumo energético por Línea". D.F. México: Autor

Afluencia por Línea (STC, 2014). De acuerdo a los proporcionados por el S.T.C., las líneas de mayor afluencia de pasajeros en el periodo Enero-Marzo 2014 fueron:

1. La Línea 2 con un registro de 72816320 pasajeros, lo que representa el 18.24% del total de la afluencia en este periodo del S.T.C.
2. La Línea 3 presento un registro de 59164454 pasajeros lo que representa el 14.82% del total de la afluencia en este periodo del S.T.C.

Tamaño por línea (STC, 2014). De acuerdo a los datos proporcionados por el S.T.C., las líneas de mayor tamaño son las siguientes:

1. Línea 12 con 24 500 km de longitud y 20 estaciones
2. Línea B con 23 722 km de longitud y 21 estaciones.
3. Línea 3 con 23 609 km de longitud y 21 estaciones.
4. Línea 2 con 23 431 km de longitud y 24 estaciones.

Por lo anterior se optó, por aplicar el proyecto en la línea 2 del STC ya que además de esto presenta las siguientes características que son favorables para la implementación del sistema fotovoltaico:

- **Tipo de estructura (STC, 2014).**De acuerdo a los datos proporcionados por el S.T.C., cuenta con un total de 10 estaciones superficiales, siendo la segunda con mayor número de este tipo de estaciones.
- **Ubicación Geográfica.** Las estaciones superficiales de esta línea corren al centro de la calzada de Tlalpan, y a lo largo de esta avenida no hay edificios altos de consideración, por lo que en todo este tramo no existen sombras de consideración que pudieran afectar el rendimiento del sistema fotovoltaico.
- **Importancia Emblemática.** Cuenta con 2 terminales, 16 estaciones de paso, 6 estaciones de Correspondencia y conecta con las Líneas 1,3, 6, 8, 9, y 12; Conecta con el tren ligero y el servicio de Cero Emisiones del Eje Central del Trolebús. Además de todo es una de las líneas más emblemáticas por contar con la estación Zócalo.

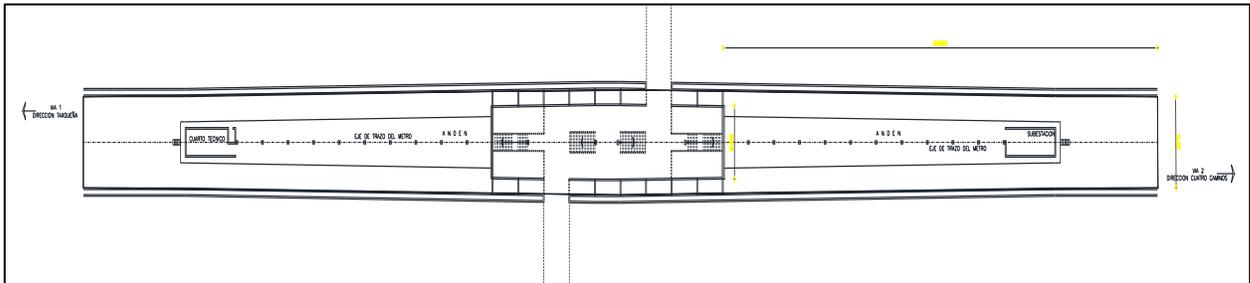
Estación Prototipo General Anaya

Dado que para las estaciones superficiales de la línea 2 se empleó el mismo prototipo en su construcción, estas son similares en dimensiones, disposición y en carga eléctrica, con excepción de Tasqueña y Chabacano. Por ello para la aplicación de este proyecto elegiremos solo una estación como prototipo ya que si los resultados son favorables se

podrá replicar en las demás estaciones solo haciendo ligeras modificaciones de acuerdo a las características y necesidades de cada una.

De las estaciones superficiales de esta línea, sin considerar la terminal de Tasqueña, la estación General Anaya es la de mayor afluencia, para el periodo de Octubre a Diciembre del 2013 registró una afluencia de 2760497pasajeros lo que representa el 3.6% del total de afluencia en esta línea (STC, 2014).

Plano 1. Vista Superior de la Estación General Anaya, Plano proporcionado por el S.T.C.



Fuente. Ing.González, L. (2011). Jefe de la Sección de Análisis de Mantenimiento y Proyectos de la Coordinación de Baja Tensión del S.T.C. D.F. México: S.T.C.

Imagen 20. Vista Frontal de la Estación General Anaya.



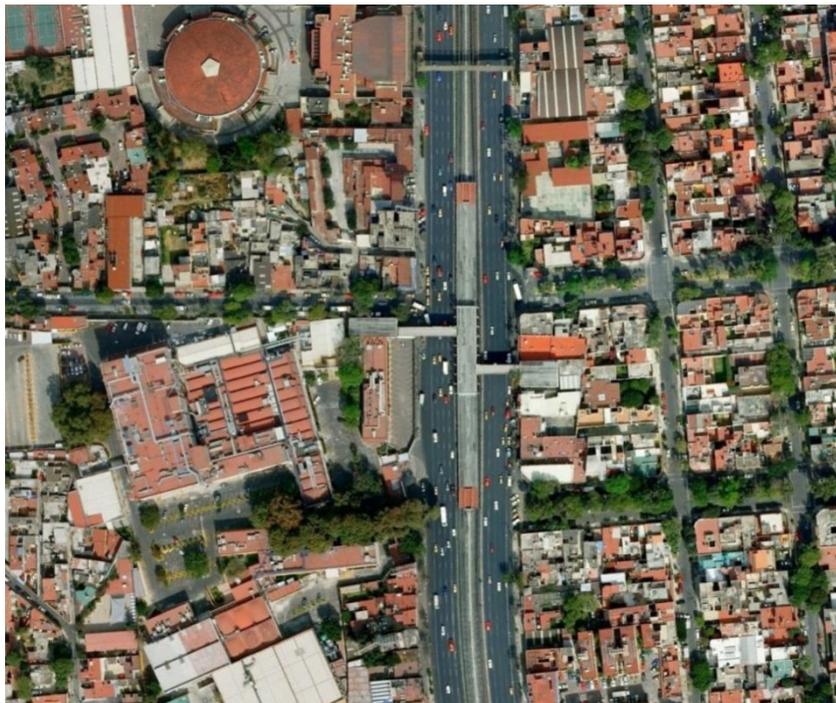
Fuente. Elaboración propia (2014). Fotografía tomada por en el puente peatonal enfrente de la estación General Anaya [Fotografía].

Imagen 21. Vista Superior en 3D de la Estación General Anaya



Fuente. Google Earth (2013). [Software de computación]. Mount View, CA: Google.

Imagen22.Vista Superior de la Estación General Anaya.



Fuente. Google Maps (2013). Estación General Anaya. Recuperado de <https://maps.google.com/>

Requerimientos de Energía Eléctrica.

De acuerdo al levantamiento eléctrico realizado en los Tableros conectados a la SAF de la Estación General Anaya realizado el día 2 de Abril del año 2014, se obtuvieron los siguientes parámetros para obtener el consumo de energía eléctrica:

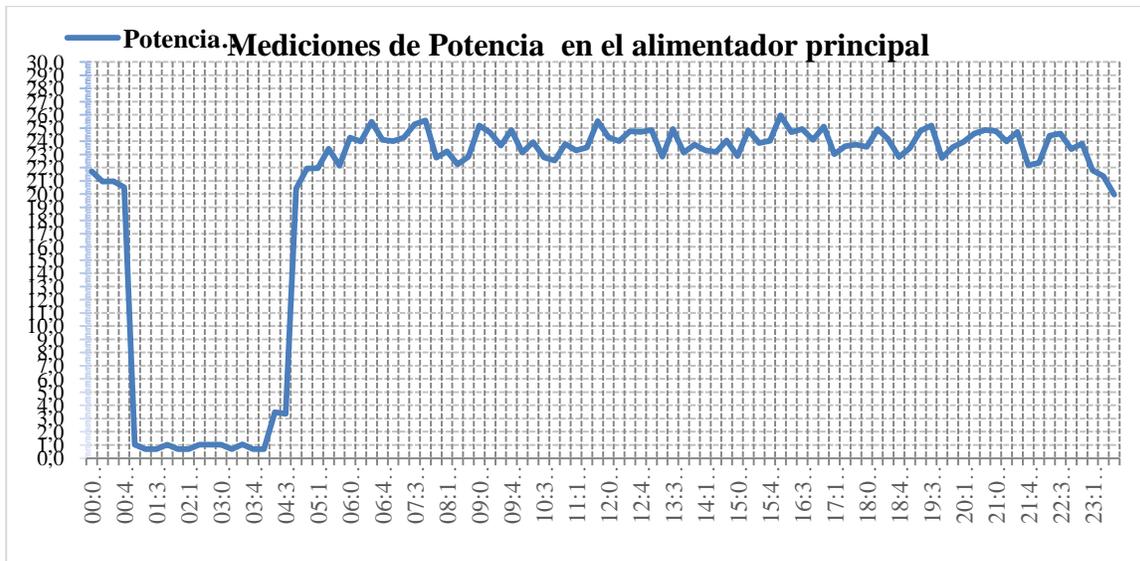
Tabla6. Lecturas en el alimentador principal.

| FASES | TENSIÓN (VOLT) | CORRIENTE (AMPERE) | FACTOR DE POTENCIA (F.P.) | POTENCIA REAL (KW) |
|-------|----------------|--------------------|---------------------------|--------------------|
| A | 130.52 | 102.69 | 67.63 | 9.01 |
| B | 129.16 | 64.46 | 62.47 | 5.17 |
| C | 128.84 | 113.03 | 72.13 | 10.44 |
| | | | | 24.63 |

Fuente. Elaboración propia. Apoyados por los Ing. Gutiérrez, M. A. & Ing. Zitalpopoca, E. J. (2013, 2 de Abril). Mediciones eléctricas. D.F. México: Subcoordinación de Baja Tensión "B".

Para conocer el comportamiento de la demanda de energía eléctrica a lo largo del día se tomaron lecturas empleando un analizador de redes POWER-MULTIMETER Marca AVO MULTI-AMP PMM-1 (Ver Apéndice C), se registraron mediciones en intervalos de 15 minutos durante 24 horas en un periodo de 4 semanas. Los resultados se pueden apreciar en la siguiente Tabla:

Tabla7. Mediciones de Potencia en el alimentador principal durante el transcurso del día.



Fuente. Elaboración propia. Apoyados por los Ing. Gutiérrez, M. A. & Ing. Zitalpopoca, E. J. (2013, 2 de Abril). Mediciones eléctricas. D.F. México: Subcoordinación de Baja Tensión "B".

Analizando los resultados anteriores se obtuvo una demanda promedio de 23.1kW, manteniendo valores constantes durante los horarios de operación de la estación (5:30hr-01:00hr) y muy bajos durante las horas en que cierra la operación.

Resultados del levantamiento

Analizando los resultados anteriores podemos identificar que la demanda de energía se mantiene constante durante los horarios de operación de la estación, se obtuvo una **demanda promedio de 23.1kW**. El factor de potencia de la instalación es muy bajo por lo que se requiere corregir, para esto ya existen campañas de mejoramiento con la instalación de bancos de capacitores, la mayor parte de la carga es de alumbrado y se mantiene operando incluso en el día.

Diseño del sistema Fotovoltaico.

Para determinar el sistema fotovoltaico adecuado para satisfacer la demanda de energía de la instalación, se debe calcular los siguientes conceptos en el orden que están enlistados:

1. Angulo de inclinación y de orientación de los módulos fotovoltaicos.
2. Calculo de Irradiación en un plano inclinado
3. Energía consumida por la carga diariamente.
4. Cálculo y selección del número de módulos fotovoltaicos.
5. Cálculo y selección del inversor.
6. Arreglo de los paneles.
7. Distribución de los módulos fotovoltaicos.
8. Cálculo y selección de protecciones.
9. Cálculo del calibre de los conductores
10. Cálculo y selección de conductores.
11. Diagrama Unifilar
12. Pruebas de Puesta en Servicio

Calculo del ángulo de inclinación y ángulo de orientación de los módulos FV

Con el propósito de alcanzar un mejor rendimiento anual promedio, los paneles solares deben ser instalados en un ángulo fijo, determinado en algún punto entre los ángulos óptimos para el verano y el invierno. Cada latitud presenta un ángulo de inclinación óptimo. Por ejemplo en zonas cercanas al ecuador deben colocarse en posición horizontal y en cambio en el hemisferio norte la orientación deberá ser hacia el sur.

De acuerdo al Centro de Datos de Ciencias Atmosféricas de la NASA (2013) los datos climatológicos de la zona donde se localiza la estación General Anaya de la Línea 2 son:

Tabla8. Datos Climáticos de la zona

| Datos Climáticos de la Zona | |
|-----------------------------------|----------------|
| Latitud | 19.354 °N |
| Longitud | -99.144° E |
| Elevación | 1 938 m.s.n.m. |
| Temperatura promedio de la Tierra | 16.74 °C |

Fuente. Elaboración propia. Apoyados de National Aeronautics and Space Administration, Atmospheric Science Data Center (2013, 20 de Marzo). Surface meteorology and Solar Energy- Available Tables, Recuperado el 20 de marzo de 2013, de https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-in/sse/grid.cgi?&num=081110&lat=19.38&submit=Submit&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=swv_dwn&step=2&lon=-99.18

Para este caso en particular usaremos la siguiente analogía:

$$\text{Angulo de latitud} = \text{Angulo de inclinacion}$$

(1)

Entonces:

$$\text{Angulo de inclinacion} = 19.356^\circ \approx 20^\circ$$

Por lo tanto los paneles solares estarán orientados hacia el sur por estar localizados en el hemisferio norte del planeta y con un ángulo de inclinación de 19.35°, para fines prácticos los fabricantes usan soportería estandarizada con inclinaciones de 5°, 10°, 15°, 20° etc. Nosotros usaremos un ángulo de inclinación para los módulos de 20°

Cálculo de irradiación en un plano inclinado

Para obtener este valor es necesario primero conocer la **irradiación** solar promedio diaria de la zona, este valor se mide en W/m^2 , mismo que representa la energía de la radiación solar que se recibe en una superficie determinada en un instante; a continuación se presenta un registro de lecturas tomadas por la NASA durante al año 2013 para la ciudad de México:

Los valores siguientes, como se indica, son lecturas que se tomaron en un plano horizontal a la superficie terrestre a esto se llama **irradiación directa horizontal** y este valor está afectado por el coseno del Angulo de incidencia. Cuando las lecturas se toman en un plano con una inclinación que permite que los rayos del sol sean siempre perpendiculares a la superficie se llama **irradiación directa normal**. En la siguiente imagen se puede ver la diferencia entre la irradiación directa horizontal e irradiación directa normal (Duffie&Beckman, 1991).

Tabla9.Promedio Mensual de Irradiación Solar diaria en una Superficie Horizontal para el año 2013 en la Ciudad de México.

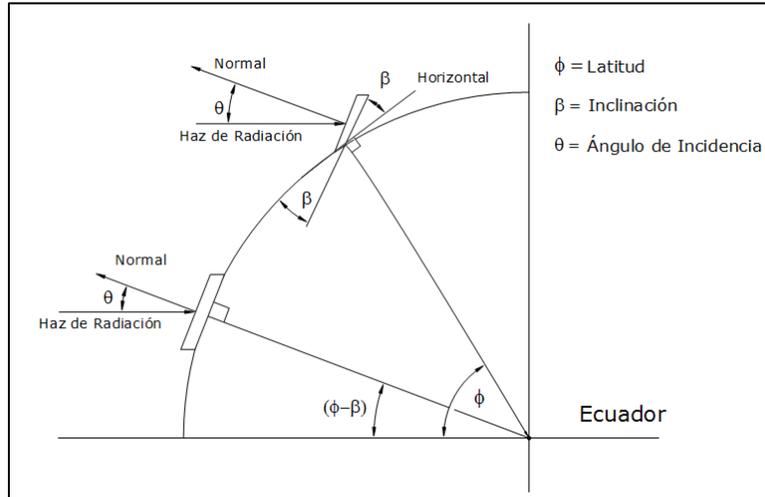
| AÑO 2012 | |
|-----------------------|---|
| Mes | Radiación Solar Media diaria [Wh/m ² /d] |
| Enero | 4.78 |
| Febrero | 5.73 |
| Marzo | 7 |
| Abril | 6.5 |
| Mayo | 6.24 |
| Junio | 5.6 |
| Julio | 6 |
| Agosto | 5.42 |
| Septiembre | 4.95 |
| Octubre | 4.92 |
| Noviembre | 5 |
| Diciembre | 4.49 |
| PROMEDIO ANUAL | 5.46 |

Fuente. National Aeronautics and Space Administration, Atmospheric Science Data Center (2013, 20 de Marzo). Surface meteorology and Solar Energy- Available Tables, Recuperado el 20 de marzo de 2013, de https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=081110&lat=19.38&submit=Submit&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=swv_dwn&step=2&lon=-99.18

Los valores anteriores, como se indica, son lecturas que se tomaron en un plano horizontal a la superficie terrestre a esto se llama **irradiación directa horizontal** y este valor está afectado por el coseno del Angulo de incidencia. Cuando las lecturas se toman en un plano con una inclinación que permite que los rayos del sol sean siempre perpendiculares a la superficie se llama **irradiación directa normal**. En la siguiente imagen se puede ver la diferencia entre la irradiación directa horizontal e irradiación directa normal (Duffie&Beckman, 1991).

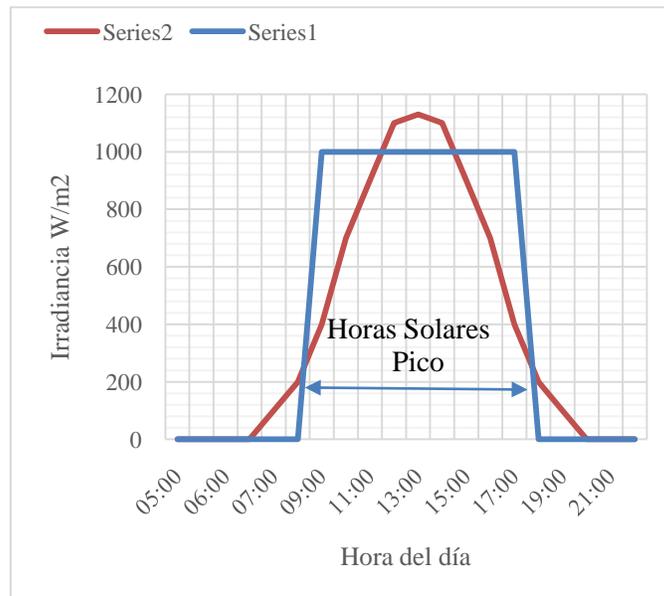
Una vez que ya se conoce el concepto de irradiación solar se puede entender lo que es la **insolación**. La insolación corresponde a la integración de la irradiación en un periodo determinado; en otras palabras una **hora de insolación máxima** es el equivalente a la energía recibida durante una hora a una irradiación promedio de 1 000 W/m². Se toma este valor porque representa la irradiación directa que puede recibir un captador horizontal al medio día solar en un día claro a nivel de mar.

Imagen 23. Sección de la Tierra mostrando Inclinación, Ángulo de Incidencia, Latitud y $(\phi - \beta)$, para una superficie viendo al Sur



Fuente. Elaboración propia. (2014). Sketchup Layout (Versión 2013). [Software de computación]. U.S: Trimble Navigation. Adaptado de Duffie John A. & Beckman William A. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes. (3ª ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.

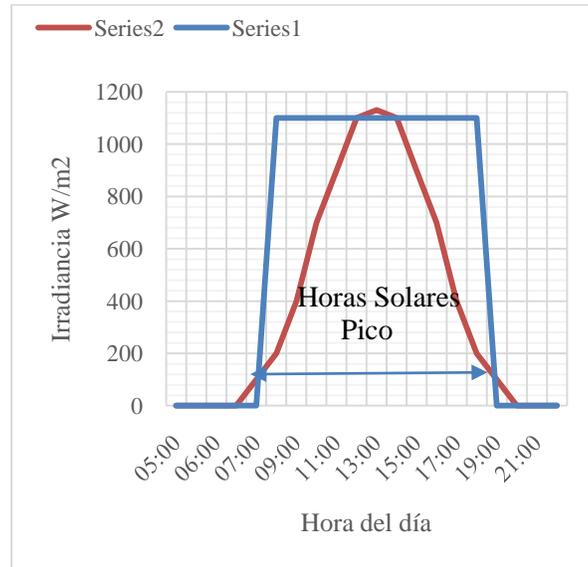
Gráfica 4. Irradiación y horas solares pico (insolación) durante un día soleado



Fuente. Elaboración propia. (2013). Adaptado de Duffie John A. & Beckman William A. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes. (3ª ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.

Cuando se emplea un sistema que sigue la trayectoria del sol se tiene una mayor eficiencia debido a que se tiene una mejor captación de los rayos del sol a lo largo del día y en especial en las horas próximas al amanecer y al anochecer como se puede apreciar en la Grafica 5

Gráfica 5. Mejoramiento de la Irradiación y horas solares pico (insolación) durante un día soleado mediante un seguidor solar



Fuente. Elaboración propia. (2013). Adaptado de Duffie John A. & Beckman William A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. (3ª ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.

Para poder calcular la irradiación solar en una superficie inclinada necesitaremos identificar el ángulo de inclinación al que será colocado nuestro sistema, para ello necesitaremos los datos climatológicos de la zona indicados con anterioridad en la Tabla 9.

Ahora bien teniendo en cuenta esos datos nos dirigiremos a calcular las horas de irradiación máxima diaria de la ciudad de México pero primero debemos convertir el valor de la irradiación global en un plano horizontal a un valor en un plano inclinado. Para ello usamos en la Tabla 10. Factor de corrección κ para superficies inclinadas, que representa el cociente entre la energía incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal (Duffie & Beckman, 1991).

Tabla10. Factor de corrección κ para superficies inclinadas para una Latitud 20°

| Incl. | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | 1.04 | 1.03 | 1.02 | 1 | 0.99 | 0.99 | 0.99 | 1.01 | 1.02 | 1.04 | 1.05 | 1.05 |
| 10 | 1.08 | 1.06 | 1.03 | 1 | 0.98 | 0.97 | 0.98 | 1 | 1.04 | 1.07 | 1.09 | 1.09 |
| 15 | 1.11 | 1.08 | 1.04 | 0.99 | 0.96 | 0.95 | 0.96 | 0.99 | 1.04 | 1.1 | 1.13 | 1.13 |
| 20 | 1.13 | 1.09 | 1.04 | 0.98 | 0.93 | 0.91 | 0.93 | 0.98 | 1.05 | 1.11 | 1.16 | 1.16 |
| 25 | 1.15 | 1.1 | 1.03 | 0.96 | 0.9 | 0.88 | 0.9 | 0.96 | 1.04 | 1.12 | 1.18 | 1.18 |
| 30 | 1.16 | 1.1 | 1.01 | 0.93 | 0.86 | 0.83 | 0.86 | 0.93 | 1.03 | 1.13 | 1.19 | 1.2 |
| 35 | 1.16 | 1.09 | 0.99 | 0.89 | 0.81 | 0.78 | 0.81 | 0.89 | 1 | 1.12 | 1.2 | 1.2 |
| 40 | 1.15 | 1.07 | 0.97 | 0.85 | 0.76 | 0.73 | 0.76 | 0.85 | 0.98 | 1.11 | 1.2 | 1.2 |
| 45 | 1.14 | 1.05 | 0.93 | 0.81 | 0.71 | 0.67 | 0.7 | 0.8 | 0.94 | 1.09 | 1.19 | 1.2 |
| 50 | 1.12 | 1.02 | 0.89 | 0.75 | 0.65 | 0.6 | 0.64 | 0.75 | 0.9 | 1.06 | 1.17 | 1.18 |
| 55 | 1.09 | 0.99 | 0.85 | 0.7 | 0.58 | 0.54 | 0.58 | 0.69 | 0.86 | 1.03 | 1.14 | 1.16 |
| 60 | 1.06 | 0.95 | 0.8 | 0.64 | 0.51 | 0.46 | 0.51 | 0.63 | 0.8 | 0.99 | 1.11 | 1.13 |
| 65 | 1.02 | 0.9 | 0.74 | 0.57 | 0.44 | 0.39 | 0.43 | 0.56 | 0.74 | 0.94 | 1.07 | 1.09 |
| 70 | 0.97 | 0.85 | 0.68 | 0.5 | 0.37 | 0.31 | 0.36 | 0.49 | 0.68 | 0.88 | 1.03 | 1.05 |
| 75 | 0.92 | 0.79 | 0.62 | 0.43 | 0.29 | 0.23 | 0.28 | 0.42 | 0.61 | 0.82 | 0.97 | 1 |
| 80 | 0.87 | 0.73 | 0.55 | 0.36 | 0.21 | 0.16 | 0.2 | 0.34 | 0.54 | 0.76 | 0.91 | 0.94 |
| 85 | 0.8 | 0.67 | 0.48 | 0.28 | 0.13 | 0.09 | 0.12 | 0.26 | 0.47 | 0.69 | 0.85 | 0.88 |
| 90 | 0.74 | 0.6 | 0.4 | 0.2 | 0.09 | 0.08 | 0.08 | 0.18 | 0.39 | 0.61 | 0.78 | 0.81 |

Fuente. Duffie John A. & Beckman William A. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes. (3ª ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.

Para esto emplearemos la siguiente fórmula:

$$R\alpha = R_o * \kappa * n \quad (2)$$

Donde:

$R\alpha$ = Energía mensual

n = Numero de días del mes

R_o = Valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie horizontal en $\text{kWh}/\text{m}^2\text{d}$

κ = Factor de Corrección κ para superficies inclinadas

Sustituyendo:

Tabla 11. Cálculo de la Irradiación diaria anual en un plano inclinado.

| Mes | Factor de Corrección K | Irradiación media diaria sobre la superficie Horizontal R_o | Número de días del mes n | Energía mensual $R\alpha$ |
|------------|------------------------|---|----------------------------|---------------------------|
| Enero | 1.13 | 4.78 | 31 | 167.4434 |
| Febrero | 1.09 | 5.73 | 28 | 174.8796 |
| Marzo | 1.04 | 7.00 | 31 | 225.6800 |
| Abril | 0.98 | 6.50 | 30 | 191.1000 |
| Mayo | 0.93 | 6.24 | 31 | 179.8992 |
| Junio | 0.91 | 5.60 | 30 | 152.8800 |
| Julio | 0.93 | 6.00 | 31 | 172.9800 |
| Agosto | 0.98 | 5.42 | 31 | 164.6596 |
| Septiembre | 1.05 | 4.95 | 30 | 155.9250 |
| Octubre | 1.11 | 4.92 | 31 | 169.2972 |
| Noviembre | 1.16 | 5.00 | 30 | 174.0000 |
| Diciembre | 1.16 | 4.49 | 31 | 161.4604 |
| | | | | 2 090.2044 |

Fuente. Elaboración propia (2013). Apoyado de Duffie John A. & Beckman William A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. (3ª ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.

Para determinar la energía que el panel puede producir por día-anual en un plano inclinado, es necesario dividir la sumatoria de la energía producida entre 365 días del año.

$$\text{Irradiación diaria anual en un plano inclinado} = \frac{\sum \text{Energía mensual kWh/m}^2}{\text{Número de Días del año}} \quad (3)$$

$$\text{Irradiación diaria anual en un plano inclinado} = \frac{2,090.2044}{365} = 5.72 \text{ kWh/m}^2 \text{ d}$$

Energía consumida por la carga diariamente

Se debe calcular la energía consumida diariamente por la carga en Wh/d Para este caso de aplicación este valor se obtendrá a partir de la carga demandada obtenida en el levantamiento que fue de 23.1kW y al tratarse de un sistema interconectado se considera que la energía suministrada por el sistema fotovoltaico será únicamente durante el día, entonces la energía consumida por la carga diariamente (E_q) expresada en kWh/d será de:

$$E_q = \text{Potencia demandada [kW]} \times \text{Tiempo de uso [H]} \quad (4)$$

Sustituyendo valores:

$$E_q = 23.1 \text{ kW} \times 12 \text{ h}$$

$$E_q = 277.2 \text{ kWh/d}$$

Para calcular la **Potencia Instalada de nuestro sistema fotovoltaico (PI)** realizamos una operación sencilla, donde utilizamos la energía consumida por la carga entre la eficiencia y la irradiación diaria anual calculada.

$$PI = \frac{\text{Energía consumida diariamente por la carga}}{\text{Eficiencia } (\eta) * \text{Irradiación diaria anual en un plano inclinado}} \quad (5)$$

Sustituyendo valores:

$$PI = \frac{277.2 \text{ (kW/h - d)}}{0.80 * 5.72 \text{ (kWh/m}^2\text{d)}} = 60.57 \text{ kW}$$

Pérdidas del sistema.

Para calcular la eficiencia del sistema Bayod (2009) toma en cuenta diferentes pérdidas, para ello utiliza la siguiente fórmula:

$$\eta = (Pe_{Pot.N.}) * (Pe_{polvo}) * (Pe_{Conexión}) * (Pe_{Temp.}) * (Pe_{Sombra}) * (Pe_{Cab.}) * (Pe_{inv}) \quad (6)$$

$$\eta = (0.94) * (0.98) * (0.99) * (0.94) * (1.0) * (0.98) * (0.96)$$

$$\eta = 0.80$$

Perdidas por no cumplimiento de la potencia nominal ($Pe_{pot.N.}$), los módulos sufren una degradación a lo largo del tiempo que hace que la potencia vaya reduciéndose progresivamente. En el caso del modulo LDK, cuenta de acuerdo al tiempo de uso va a ser la eficiencia que va a manejar. Para este caso se empleara el valor para un periodo de 5 años.

Potencia nominal después de 5 años mínimo de 94%

Potencia nominal después de 11 años mínimo de 90%

Potencia nominal después de 18 años mínimo de 85%

Potencia nominal después de 25 años mínimo de 80%

$$Pe_{Potencia Nominal} = 94\%$$

Perdidas por polvo y suciedad (Pe_{polvo}), ya que la suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico, la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excremento de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas por conexión y a las pérdidas por formación de puntos calientes. Valores típicos anuales son inferiores al 4% para superficies con un grado de suciedad alto, para este caso consideraremos un valor del 2%.

$$Pe_{polvo \text{ y suciedad}} = 2\%$$

Perdida por conexión ($Pe_{conexión}$), son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Las pérdidas por conexión suelen estar en el rango del 1% al 4% si los módulos son preclasificados anteriormente a su instalación. En este caso consideraremos un valor de 1% ya que son pocas conexiones.

$$Pe_{conexión} = 1\%$$

Perdidas por temperatura ($Pe_{temperatura}$), el valor de la potencia nominal de un panel se obtiene en las condiciones normalizadas para el ensayo de los paneles, es decir, una temperatura de la celda de 25°C. Pero esta temperatura de operación depende de los factores ambientales de irradiación, temperatura ambiente, de tipo de celda y encapsulado, velocidad del viento, y la aireación por la parte posterior. Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos en operación contra los 25°C de las condiciones normalizadas, así como la del viento. La variación de la temperatura es función de la tecnología. En el caso del silicio policristalino es del orden de $-0.47\% / ^\circ\text{C}$. Si consideramos una variación de hasta 12.5° las pérdidas por temperatura serán alrededor de 6%.

$$Pe_{Temperatura} = 6\%$$

Perdidas por sombreado sobre el campo de la captación (Pe_{sombra}), en ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día, algunas veces en los que podemos obtener estas pérdidas sería en la disminución de la captación de irradiación solar y pueden producirse sombras entre unos módulos y otros que se encuentren instalados en alguna estructura.

Para este caso en particular de acuerdo a las condiciones dadas por la ubicación del lugar y los edificios colindantes, al tener una distancia considerable y el tamaño de la Avenida Tlalpan, estamos considerando que no tenemos pérdidas por sombreado. Para ello tomaremos el valor siguiente:

$$Pe_{Sombra} = 0\%$$

Perdidas eléctricas en el cableado ($P_{e_{\text{cableado}}}$), las caídas de tensión en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera en baja tensión en corriente continua. En este caso consideraremos un valor de 2% que es un valor típico.

$$P_{e_{\text{cableado}}} = 2\%$$

Perdidas en el inversor ($P_{e_{\text{inversor}}}$), se cuenta con diferentes variables como la conversión dc/ac, averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos a bajas irradiancia, etc. Un valor típico de acuerdo a las fichas técnicas de estos equipos es del 96%.

$$P_{e_{\text{inversor}}} = 96\%$$

Cálculo y selección del número de módulos FV

Datos del módulo solar propuesto. Para determinar el número de módulos requeridos se debe proponer un modelo de panel solar.

Para este proyecto se considerara un panel solar de la marca LDK (Ver Apéndice C) con las siguientes características:

Tabla 12. Características de la Celda Solar Módulo Propuesto

| Características del Módulo Solar | |
|----------------------------------|------------------------------------|
| Marca | LDK |
| Modelo | 245P-20 |
| Tipo | Multicristalino |
| Potencia nominal | 245 W |
| Tensión en Potencia máx. | 30 V |
| Corriente en Potencia máx. | 8.18 A |
| Tensión en Cortocircuito | 37.5 V |
| Eficiencia del módulo | 15.01 % |
| Área | 994 x 1642 cm = 1.63m ² |

Fuente. LDK Solar Co. (2013). *Information on LDK 2013 PV Module Versions Currently Available on Market* Recuperado de http://www.ldksolar.com/uploadfiles/down/LDK_DS_245P-20_professional_EN_V3_120817.pdf

Una vez recopilados todos los datos requeridos se puede calcular el número de paneles solares requeridos para cubrir la carga demandada empleando la siguiente fórmula:

$$M = \frac{PI}{Pp}$$

Dónde:

M = Número de módulos solares.

PI= Potencia Instalada de nuestro sistema fotovoltaico (Wh/d).

Pp= Potencia nominal del Panel

Sustituyendo valores tenemos:

$$M = \frac{(60.57 \text{ kW})}{(0.245 \text{ kW})}$$

$$M = 247.22 \approx 250 \text{ módulos}$$

Por lo que para una carga demandada diaria de 277.2 kWh/d se requieren 250 módulos de 245 W de la Marca LDK.

(NOTA: Se redondea a 250 módulos debido a que más adelante se demostrara que esta cantidad permite formar paneles con la misma cantidad de módulos para cada uno)

Actualizando el valor de la Potencia Instalada del sistema sustituimos:

$$PI = \text{No. de modulos} \times \text{Capacidad de cada modulo}$$

$$PI = 250 \text{ modulos} \times 245 \text{ W}$$

$$PI = 61.25 \text{ kW}$$

Por lo que la capacidad de nuestro sistema fotovoltaico es de 61.25 kW.

Cálculo y selección del Inversor

Para calcular la cantidad de equipos se divide la potencia instalada del sistema fotovoltaico entre la capacidad del inversor propuesto. En la selección del equipo propuesto se debe tomar en cuenta el número de fases, frecuencia y tensión de operación. En este caso seleccionaremos el siguiente equipo (Ver Apéndice C):

Tabla13. Características del Inversor Propuesto

| Características del Inversor Propuesto | |
|--|---------------------------|
| Marca | FRONIUS |
| Modelo | IG PLUS V 11.4-3 DELTA |
| Capacidad fotovoltaica | 9.70 – 13.10 kW |
| No. de Fases | 3 |
| Potencia nominal de salida | 11,400 W |
| Corriente nominal de entrada | 31.4 A |
| Max. corriente de entrada | 53.3 A |
| Rango de tensión de entrada | 230 V – 500V |
| Max. Tensión de entrada | 600 V |
| Calibre de conductor máx. admisible | 14 - 6 AWG |
| No. de terminales de entrada | 6 (BUS de 20 A) |
| Tensión nominal de salida | 208/240 V |
| Rango de tensión de salida | 211 – 264 V |
| Corriente máxima de salida | 24.0 A |
| Calibre de conductor máx. admisible | 14 - 4 AWG |
| Eficiencia máxima | 96.2 % |
| Factor de potencia | 1.0 (En potencia nominal) |

Fuente. Fronius International. (2013). Fronius IG Plus V Data sheet Recuperado de http://www.fronius.com/cps/rde/xbc/SID-EA8337C8-E3038806/fronius_usa/DS_Fronius_IG_Plus_V_USA__40_0006_2981_211_as09_low_254148_snapshot.pdf

Resumiendo lo anterior, seleccionamos el número de inversores de la siguiente forma:

$$No. de Inversores = \frac{Potencia instalada del sistema}{Maxima capacidad del Inversor Seleccionado} \quad (8)$$

$$No. de Inversores = \frac{61.25 kW}{13.1 kW}$$

No. de Inversores = 4.6 ≈ 5 inversores

Por lo anterior seleccionaremos 5 inversores de 11.4 kW, la capacidad máxima será de 13.1kW x 5 = 65.5kW, que es mayor a los 61.25 kW de la carga instalada del sistema fotovoltaico.

Arreglo de los Paneles

Calculo del número de módulos por cada inversor:

$$\text{Número de módulos por inversor} = \frac{\text{No. de módulos}}{\text{No. de inversores}} \quad (9)$$

$$\text{Número de módulos por inversor} = \frac{250 \text{ módulos}}{5 \text{ inversores}}$$

$$\text{Número de módulos por inversor} = 50 \text{ módulos}$$

Conexión de los Módulos.

La conexión de los módulos se pueden realizar de 3 diferentes formas: en serie, en paralelo o en serie/paralelo. A continuación se explicara las características de cada una de estas conexiones (Enríquez, 2012).

Conexión Serie.

Los módulos que se conectan en serie incrementan la salida de tensión. Por lo cual como se muestra en la Imagen, si se conectan 2 módulos en serie la tensión será el doble, mientras que la corriente producida se mantiene constante y equivale a la de uno de ellos.

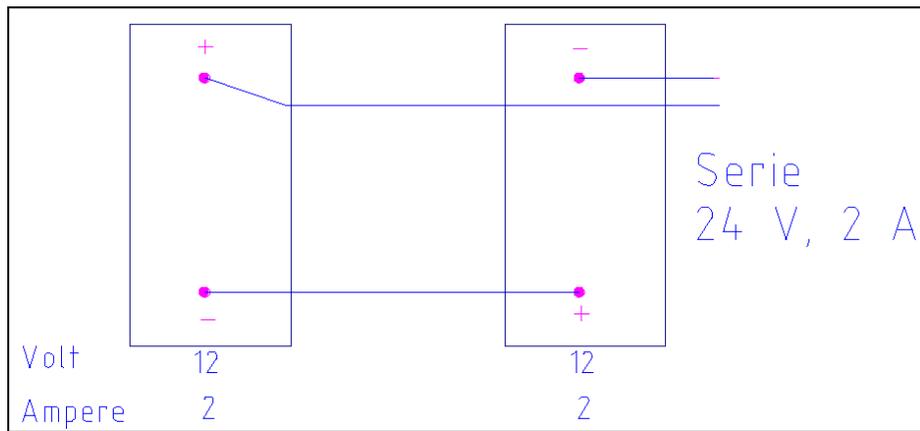
Conexión Paralelo.

Cuando se realiza la conexión paralelo dentro de un arreglo se incrementa la corriente de salida. En la Imagen se muestra la conexión paralela y se aprecia que al conectar dos módulos en paralelo la tensión resultante se mantiene constante con en valor equivalente al de uno de ellos, y la corriente eléctrica se duplica.

Conexión Serie/Paralelo

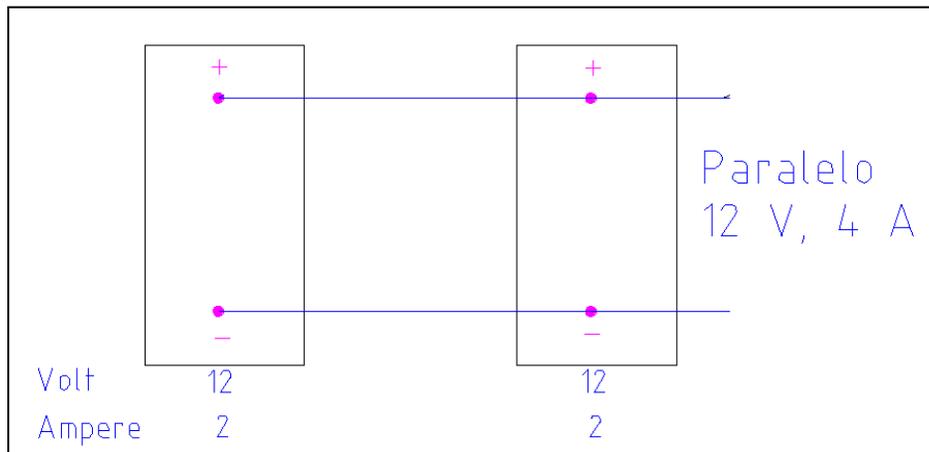
Invariablemente en la vida práctica de acuerdo a las necesidades de la carga y de diseño, es necesario disponer de una mezcla de los dos tipos de conexiones para conseguir los valores de corriente y tensión requeridos para cada caso en particular.

Imagen 24. Conexión Serie.



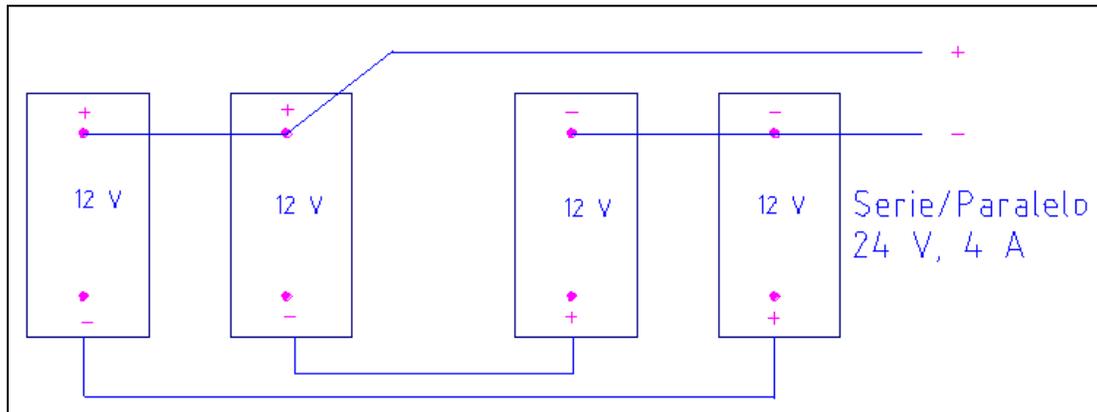
Fuente. Elaboración propia. (2013). LibreCad (Versión 2.0.0) [Software de computación]. U.S.: GNU General Public License. Adaptado de Enríquez G. (2012). *el ABC de las Energías renovables en los sistemas eléctricos*. D.F. México: Limusa Noriega

Imagen 25. Conexión Paralelo.



Fuente. Elaboración propia. (2013). LibreCad Versión 2.0.0 [Software de computación]. U.S.: GNU General Public License. Adaptado de Enríquez G. (2012). *el ABC de las Energías renovables en los sistemas eléctricos*. D.F. México: Limusa Noriega

Imagen 26. Conexión Serie/Paralelo.



Fuente. Elaboración propia. (2013). LibreCad (Versión 2.0.0) [Software de computación]. U.S.: GNU General Public License. Adaptado de Enríquez G. (2012). *el ABC de las Energías renovables en los sistemas eléctricos*. D.F. México: Limusa Noriega

Para elegir el tipo de conexión de los módulos se debe tomar de referencia los valores de tensión y corriente del inversor y de los módulos, en resumen la suma de los valores de corriente y tensión de los módulos en serie y/o paralelo, no deben rebasar la capacidad del inversor tanto mínima como máxima.

En este caso vamos a proponer un panel fotovoltaico con un arreglo de 50 módulos conectados 10 en serie y 5 en paralelo

A continuación procedemos a verificar que este arreglo este dentro de los rangos mínimos y máximos de operación del inversor

| | Datos del inversor | | Datos del Módulo | |
|-------------------|--------------------|------------------|------------------|--|
| Tensión máx. | 600 V | Tensión máx. | 30 V | |
| Tensión min. | 245 V | | | |
| Corriente máx. | 53.3 A | Corriente máx. | 8.18 A | |
| Corriente nominal | 31.4 A | | | |
| Rango de Potencia | 9.7 kW – 13.1 kW | Potencia nominal | 245 W | |

Cálculo del número máximo de módulos en serie y paralelo conectados al inversor

$$\text{Corriente máxima del módulo} \times \text{Número propuesto de módulos en paralelo} = 8.18 \text{ A} \times 5 = \mathbf{40.9 \text{ A}} \quad (10)$$

$$\text{Corriente nominal del inversor} = 31.4 \text{ A} > \mathbf{40.9 \text{ A}} < 53.3 \text{ A} = \text{Corriente máxima del inversor}$$

Lo anterior significa que la corriente generada por los 5 módulos fotovoltaicos en paralelo está dentro del rango de operación del inversor, por lo que el arreglo es adecuado.

$$\text{Tensión máxima del módulo} \times \text{Número propuesto de módulos en serie} = 30 \times 10 = \mathbf{300 \text{ V}} \quad (11)$$

$$\text{Tensión mínima del inversor} = 245 \text{ V} > \mathbf{300 \text{ V}} < 600 \text{ V} = \text{Tensión máxima del inversor}$$

Lo anterior significa que la tensión generada por los 10 módulos fotovoltaicos en serie está dentro del rango de operación del inversor, por lo que el arreglo es adecuado.

Entonces resumiendo los módulos se conectarán en serie y paralelo para formar 5 paneles de 50 módulos cada uno; 10 en serie y 5 en paralelo; 1 panel por cada inversor.

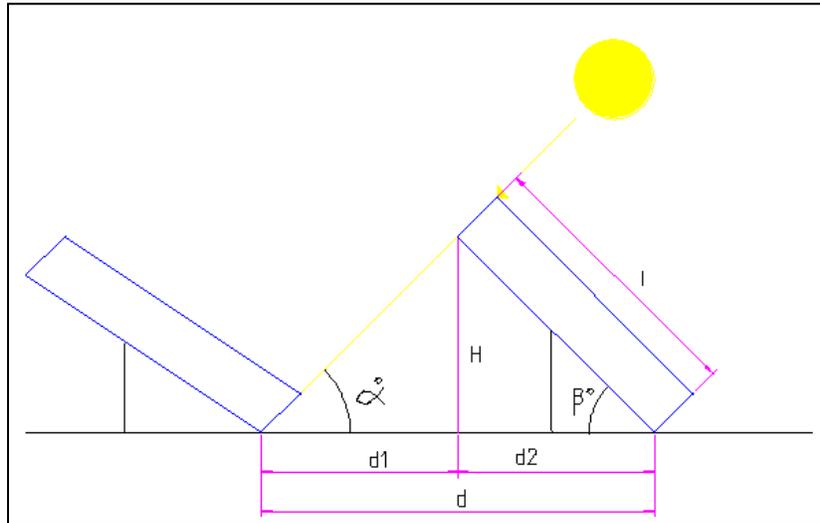
La comprobación de estos resultados se realizaron por medio del programa PVSYS V6.12. (Ver Apéndice D).

Distribución de los módulos FV

Separación entre filas de módulos.

Se debe calcular la distancia mínima entre filas de para garantizar la ausencia de sombras generadas por los propios módulos entre sí. En el siguiente gráfico se representa la influencia de las sombras provocadas por los módulos fotovoltaicos y los parámetros utilizados en la fórmula para calcular la distancia mínima entre las filas.

Imagen 27. Distancia entre los Módulos Fotovoltaicos.



Fuente. Elaboración propia. (2013). LibreCad (Versión 2.0.0). [Software de computación]. U.S.: GNU General Public License. Adaptado de Mendez, J. M. Cuervo, R. & BUREAU VERITAS Formación. (2010). Energía Solar Térmica. España: FC Editorial.

Mediante el diagrama de la Imagen 27. realizaremos el análisis de sombras entre módulos (Duffie&Beckman, 1991):

- ω **Angulo Horario**, es el desplazamiento angular del sol de Este a Oeste del meridiano local debido a la rotación de la tierra sobre su eje a razón de 15° por hora, en la mañana con valor negativo, por la tarde positivo.
- φ **Latitud**, localización angular al norte o al sur del ecuador, norte positivo; $-90^{\circ} \leq \phi \leq 90^{\circ}$.
- δ **Declinación**, posición angular del sol al mediodía solar, con respecto al plano del ecuador, norte positivo; $-23.45^{\circ} \leq \delta \leq 23.45^{\circ}$.
- β **Pendiente o altura solar**, ángulo entre el plano y la superficie en cuestión y la horizontal; $0^{\circ} \leq \beta \leq 180^{\circ}$
- γ **Angulo de azimut superficial**, la desviación de la proyección en el plano horizontal de la normal a la superficie desde el meridiano local, con cero debido al sur, este negativo, oeste positivo; $-180^{\circ} \leq \gamma \leq 180^{\circ}$
- θ **Angulo de Incidencia**, el ángulo entre el haz de radiación en la superficie y la normal de esa superficie.

Ángulos adicionales son definidos porque describen la posición del sol en el cielo:

- α **Altitud Solar**, el ángulo entre la horizontal y la línea del sol, es el complemento del ángulo del cenital
- θ_z **Angulo Zenit**, el ángulo entre la vertical y la línea del sol, es el ángulo de la incidencia del haz de radiación en una superficie horizontal.

γ_s **Angulo acimutal del sol**, es el desplazamiento angular del sur de la proyección del haz de radiación en un plano horizontal, desplazamientos al este del sur son negativos y del oeste al sur es positivo.

De acuerdo a la información con la que contamos del sitio en cuestión realizaremos el cálculo de la distancia entre módulos, tomando en cuenta como ya se explico con anterioridad que como el Sol se encuentra en un constante movimiento, las sombras que pueden llegar a ser proyectadas debido a estos cambios serán diferentes respecto a cada estación del año (Duffie&Beckman, 1991). Para la facilitación de estos cálculos al ser extensos se usó el programa GNU Octave de Software Libre, mismo que es utilizado para operaciones numéricas. (Ver Apéndice E).

Primero se calcula el ángulo de declinación de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\delta = 23.45 \operatorname{seno} \left(\frac{360(284 + n)}{365} \right) \quad (12)$$

Teniendo este dato en cuenta podemos calcular ahora el ángulo horario, donde tomaremos en cuenta el movimiento de la Tierra con respecto al Sol, con ello podemos deducir cuanta sombra va a ser producida por el módulo y con ello evitar alguna perdida por sombra.

Para poder calcular el ángulo de incidencia del Sol usaremos la siguiente fórmula:

$$\theta = \cos^{-1} (\sin \delta * \sin \phi * \cos \beta - \sin \delta * \cos \phi * \sin \beta * \cos \gamma + \cos \delta * \cos \phi * \cos \beta * \cos \omega + \cos \delta * \sin \phi * \sin \beta * \cos \gamma * \cos \omega + \cos \delta * \sin \beta * \sin \gamma * \sin \omega) \quad (13)$$

Para este caso en particular se usara la fórmula siguiente debido a que las celdas solares se encuentran orientadas al Sur por lo cual nuestro ángulo de azimut superficial $\gamma = 0$, y la ecuación queda reducida de la siguiente manera:

$$\theta = \cos^{-1} (\sin \delta * \sin(\phi - \beta) + \cos \delta * \cos(\phi - \beta) * \cos \omega) \quad (14)$$

La distancia mínima entre filas será deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno y será calculado de la expresión siguiente:

$$d = \frac{l}{\tan(61^\circ - \phi)} \quad (15)$$

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior por ello se tomara como distancia mínima entre módulos de Ahora teniendo en cuenta la trigonometría (Ver Apéndice F) de la Imagen 27, podemos deducir que la distancia entre filas viene determinada por la siguiente expresión:

(16)

$$d = l x \left(\cos \beta + \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \right)$$

Adicionalmente se calculara la altura del Sol a partir de las coordenadas horarias relacionadas por las ecuaciones planteadas por Ibañez, Rosell & Rosell (2005):

(17)

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin \phi * \sin \delta + \cos \phi * \cos \delta * \cos \omega)$$

Al mediodía el ángulo horario y el ángulo acimutal del Sol son cero correspondiendo a la altura máxima determinada por:

(18)

$$\alpha_{max} = 90^\circ - \delta + \phi$$

Sustituyendo valores y mediante el uso del programa realizado en GNU Octave, vamos a calcular en forma aleatoria la sombra proyectada, teniendo en cuenta que la mayor sombra se presenta en el solsticio de invierno (21 de Diciembre), entonces tenemos que:

Tabla14. Cálculo de Distancia entre Módulos.

| Fecha | n | Φ | ω | Hora | δ | α | Sombra |
|--------|-----|--------|----------|-------|----------|----------|--------|
| 21-ene | 21 | 19.38 | -60 | 8:00 | -20.13 | 19.18 | 1.83 |
| 21-dic | 355 | 19.38 | -52.5 | 8:30 | -23.44 | 23.25 | 1.67 |
| 16-jul | 197 | 19.38 | -45 | 9:00 | 21.35 | 47.9 | 1.2 |
| 30-nov | 334 | 19.38 | -30 | 10:00 | -21.96 | 39.3 | 1.3 |
| 5-may | 125 | 19.38 | -15 | 11:00 | 16.11 | 75.35 | 0.99 |
| 21-sep | 264 | 19.38 | 0 | 12:00 | -0.20 | 70.41 | 1.02 |
| 4-oct | 277 | 19.38 | 15 | 13:00 | -5.40 | 61.15 | 1.08 |
| 25-ago | 237 | 19.38 | 30 | 14:00 | 10.33 | 59.67 | 1.09 |
| 21-mar | 80 | 19.38 | 45 | 15:00 | -0.40 | 41.65 | 1.27 |
| 21-dic | 355 | 19.38 | 52.5 | 15:30 | -23.44 | 23.25 | 1.67 |
| 10-abr | 100 | 19.38 | 60 | 16:00 | 7.53 | 30.73 | 1.46 |
| 21-dic | 355 | 19.38 | 67.5 | 16:30 | -23.44 | 11.48 | 2.52 |

Fuente. Elaboración propia GNU Octave Versión 3.6.4. [Software de computación].Apoyado de Duffie John A. & Beckman William A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. (3ª ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.

Dónde:

n = Número de día

d = Separación entre filas de módulos fotovoltaicos.

l = Ancho del módulo fotovoltaico.

β = Angulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos.

θ = Angulo de incidencia del Sol

δ = Ángulo de declinación

ϕ = Ángulo de Latitud

α = Altura Solar

ω = Ángulo Horario

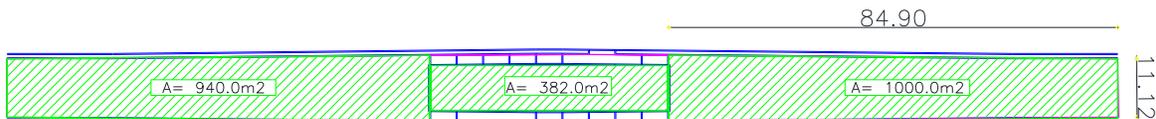
$$d = 2.2 \text{ m}$$

Por lo tanto la separación mínima entre filas de módulos deberá ser de 1.11 m pero con el fin de minimizar las pérdidas por sombreado y como se cuenta con el espacio suficiente se redondea este valor a 2.2 m (IDAE, 2008).

Distribución de los módulos.

Se procede a evaluar el área disponible en la estación de acuerdo a la cantidad de paneles requeridos y el área por ocupar por todos los elementos del sistema fotovoltaico. En este caso la estación general Anaya cuenta con un área disponible para este arreglo de 2 322 m² distribuida como se puede ver en la imagen siguiente:

Plano 2. Área disponible para colocar los componentes del sistema fotovoltaico.



Fuente. Ing. González, L. (2011). Jefe de la Sección de Análisis de Mantenimiento y Proyectos de la Coordinación de Baja Tensión del S.T.C. D.F. México: S.T.C.

Si por cada panel se requiere una separación de 2.2 m y los paneles tienen una longitud de 2.5 m, entonces el área por ocupar es 2.2 m x 2.5 m x 250 paneles = 1 375.0 m² que representa el 59.21% del área total disponible.

Cálculo y selección de Protecciones

Calculo del dispositivo de protección contra sobrecorriente para el circuito en CD

Módulos fotovoltaicos – Inversor

De acuerdo a los artículos 690-8 (a) (1) y 690-8 (b) (1) de la NOM-001-SEDE-2012, El dispositivo de protección contra sobrecorriente debe ser seleccionado para conducir no menos del 125 por ciento de la corriente máxima que es la suma de las corrientes máximas de los circuitos de los módulos en paralelo, multiplicado por 125 por ciento.

$$I = (1.25) \times (1.25) \times I_{\text{módulos en serie}}$$

$$I = (1.25) \times (1.25) \times (8.18 \text{ A}) \quad (19)$$

$$I = 12.78 \text{ A}$$

Por lo que elegimos un interruptor de 1x15 A

Calculo del dispositivo de protección contra sobrecorriente para el circuito en CA.

Inversor – Tablero inversores

De acuerdo a los artículos 690-8 (a) (3) y 690-8 (b) (1) de la NOM-001-SEDE-2012, El dispositivo de protección contra sobrecorriente debe ser seleccionado para conducir no menos del 125 por ciento de la corriente máxima que es la corriente permanente de salida del inversor.

$$I = (1.25) \times I_{\text{salida del inversor}} \quad (20)$$

$$I = (1.25) \times (24.0 \text{ A})$$

$$I = 30.0 \text{ A}$$

Por lo que elegimos un interruptor de 3x30 A

Calculo del dispositivo de protección contra sobrecorriente para el circuito en CA.

Tablero inversores – Tablero P

De acuerdo a los artículos 690-8 (a) (3) y 690-8 (b) (1) de la NOM-001-SEDE-2012, El dispositivo de protección contra sobrecorriente debe ser seleccionado para conducir no menos del 125 por ciento de la corriente máxima que es la corriente permanente de salida del inversor.

$$I = (1.25) \times I_{\text{salida del inversor}} \times \text{No. de inversores en el tablero} \quad (21)$$

$$I = (1.25) \times (24.0 \text{ A}) \times (5)$$

$$I = 150.0 \text{ A}$$

Por lo que elegimos un interruptor de 3x150 A

Cálculo y selección del Calibre de los Conductores

A continuación se presenta el procedimiento seguido para el cálculo del calibre de los conductores por corriente y por caída de tensión; se ejemplifican algunos circuitos y en el diagrama unifilar se resume lo anterior para todos los circuitos del sistema.

Ejemplo del procedimiento de cálculo del calibre para el circuito en CD

Serie de módulos fotovoltaicos 1.1 – Inversor

Calculo por corriente.

De acuerdo a los artículos 690-8 (a) (1) y 690-8 (b) (2) de la NOM-001-SEDE-2012, El conductor del circuito debe ser seleccionado para conducir cuando menos el 125 por ciento de la corriente máxima que es la suma de las corrientes máximas de los circuitos de los módulos en paralelo, multiplicado por 125 porciento. Empleamos la siguiente fórmula:

$$I = (1.25) \times (1.25) \times I_{\text{módulos en serie}} \quad (22)$$

Sustituyendo los valores anteriores en la fórmula:

$$I = (1.25) \times (1.25) \times (8.18 \text{ A})$$

$$I = 12.78 \text{ A}$$

Para calcular el calibre del conductor se utiliza la tabla 310-15(b)(16), se elige calibre 10 AWG, conductor de Cobre, a 60°C. Y con ello factor de corrección por agrupamiento, que se usara será dada por la tabla 310-15(b)(3)(a) de la NOM para conductores portadores de corriente en una canalización donde se alojen 10 conductores y es de 50%.

Ahora de acuerdo a la tabla 310-15(b)(2)(a) de la NOM el factor de corrección por temperatura para los conductores portadores de corriente en una canalización para una temperatura ambiente de 30°C, con una temperatura ambiente de 31-35°C es de 0.91.

Ampacidad corregida por canalización= 15 A

Ampacidad corregida por temperatura= 13.65 A

Ampacidad real del conductor= 13.65 A

En conclusión se utilizara 1 conductor por fase en una canalización a 60°C y **el calibre adecuado por ampacidad es 10 AWG** con una capacidad de 30.0 A.

Cálculo por caída de tensión.

Para la caída de tensión de un conductor de Cobre dentro de una canalización en tubo conduit los valores de Resistencia(R) y Reactancia (X_L) van a tomarse de Tabla 9 de la NEC, ya que con ellos se calculara el valor de impedancia (Z) del circuito. Y con ello se podrá utilizar la siguiente fórmula para el cálculo de caída de tensión:

$$e\% = \frac{I_n \times 100 \times Z}{V_{L-n}} \quad (23)$$

Dónde:

Z = Impedancia del circuito

I_n = Corriente nominal del circuito

V_{L-n} = Tensión de fase del circuito

$\%e$ = Caída de tensión máxima admitida

R = Resistencia de un conductor de cobre 10 AWG (3.93)

X_L = Reactancia del conductor de cobre 10 AWG (0.207)

Sustituyendo los valores anteriores

$$e\% = \frac{8.18 \times 100 \times 0.4497}{127}$$

$$e\% = 2.89$$

Por lo que el calibre para este circuito **será de 10 AWG, seleccionado por caída de tensión**, para una distancia de 124m.

Ejemplo del procedimiento de cálculo del calibre para el circuito en CA

Inversor – Tablero inversores.

Calculo por corriente.

De acuerdo a los artículos 690-8 (a) (3) y 690-8 (b) (2) de la NOM-001-SEDE-2012, El conductor del circuito debe ser seleccionado para conducir cuando menos el 125 por ciento de la corriente máxima que es la corriente permanente de salida del inversor. Empleamos la siguiente fórmula:

$$I = 1.25 \times I_{\text{módulos en serie}} \quad (24)$$

$$I = 1.25 \times 24 = 30 \text{ A}$$

Para calcular el calibre del conductor se utiliza la tabla 310-15(b)(16), se elige calibre 10 AWG, conductor de Cobre, a 60°C. Y de acuerdo a la tabla 376-22(b) de la NOM no debe de aplicarse factor de ajuste por agrupamiento cuando el número de conductores portadores

de corriente alojados en ducto cuadrado, incluyendo los conductores del neutro, sea menor a 30.

De acuerdo a la tabla 310-15(b)(2)(a) de la NOM el factor de corrección por temperatura para los conductores portadores de corriente en una canalización para una temperatura ambiente de 30°C es de 1.00.

Ampacidad corregida por canalización= 30 A

Ampacidad corregida por temperatura= 30 A

Ampacidad real del conductor= 30 A

En conclusión se utilizara 1 conductor por fase en una canalización a 60°C de acuerdo a la tabla 310-15 (b) (16) y **el calibre adecuado por ampacidad es de 10 AWG.**

Cálculo por caída de tensión.

Para la caída de tensión de un conductor de Cobre dentro de una canalización en tubo conduit los valores de Resistencia(R) y Reactancia (X_L) van a tomarse de Tabla 9 de la NEC, ya que con ellos se calculara el valor de impedancia (Z) del circuito. Y con ello se podrá utilizar la siguiente fórmula para el cálculo de caída de tensión:

$$e\% = \frac{I_n \times 100 \times Z}{V_{L-n}} \quad (25)$$

Dónde:

Z = Impedancia del circuito

I_n = Corriente nominal del circuito

V_{L-n} = Tensión de fase del circuito

%e = Caída de tensión máxima admitida

R = Resistencia de un conductor de cobre 10 AWG (3.93)

X_L = Reactancia del conductor de cobre 10 AWG (0.207)

Sustituyendo los valores anteriores

$$e\% = \frac{24 \times 100 \times 0.0048}{127}$$

$$e\% = 0.03$$

Por lo que el calibre para este circuito **será de 10 AWG, seleccionado por caída de tensión,** para una distancia de 4m.

Ejemplo del procedimiento de cálculo del calibre para el circuito en CA
Tablero inversores – Tablero P.

Calculo por corriente.

De acuerdo a los artículos 690-8 (a) (3) y 690-8 (b) (2) de la NOM-001-SEDE-2012, El conductor del circuito debe ser seleccionado para conducir cuando menos el 125 por ciento de la corriente máxima que es la corriente permanente de salida del inversor. Empleamos la siguiente fórmula:

$$I = (1.25) \times I_{\text{salida del inversor}} \times \text{No.de inversores en el tablero} \quad (26)$$

$$I = (1.25) \times (24 \text{ A} \times 5) = 150 \text{ A}$$

Para calcular el calibre del conductor se utiliza la tabla 310-15(b)(16), se elige calibre 1/0 AWG, conductor de Cobre, a 75°C. Y de acuerdo a la tabla 310-15(b)(3)(a) de la NOM el factor de corrección por agrupamiento para los conductores portadores de corriente en una canalización donde se alojen 3 conductores es de 1.0.

De acuerdo a la tabla 310-15(b)(2)(a) de la NOM el factor de corrección por temperatura para los conductores portadores de corriente en una canalización para una temperatura ambiente de 30°C es de 1.00.

Ampacidad corregida por canalización= 150 A

Ampacidad corregida por temperatura= 150 A

Ampacidad real del conductor= 150 A

En conclusión se utilizara 1 conductor por fase en una canalización a 75°C de acuerdo a la tabla 310-15 (b) (16) y **el calibre adecuado por ampacidad es de 1/0 AWG** de Cobre

Cálculo por caída de tensión.

Para la caída de tensión de un conductor de Aluminio dentro de una canalización en tubo conduit los valores de Resistencia(R) y Reactancia (X_L) van a tomarse de Tabla 9 de la NEC, ya que con ellos se calculara el valor de impedancia (Z) del circuito. Y con ello se podrá utilizar la siguiente fórmula para el cálculo de caída de tensión:

$$e\% = \frac{I_n \times 100 \times Z}{V_{L-n}} \quad (27)$$

Dónde:

$Z =$ Impedancia del circuito

$I_n =$ Corriente nominal del circuito

$V_{L-n} =$ Tensión de fase del circuito

$\%e =$ Caída de tensión máxima admitida

$R =$ Resistencia de un conductor de cobre 1/0 AWG (0.43)

$X_L =$ Reactancia del conductor de cobre 1/0 AWG (0.144)

Sustituyendo los valores anteriores

$$e\% = \frac{24 \times 100 \times 0.04047}{127}$$

$$e\% = 0.764$$

Por lo que el calibre para este circuito **será de 1/0 AWG, seleccionado por caída de tensión**, para una distancia de 90m.

Diagrama unifilar del sistema FV

En el Diagrama unifilar serán descritos los diversos elementos de los cuales se va a conformar nuestra instalación. (Ver Apéndice G).

Aunado a ello se realizara el diagrama físico, donde se indicaran distancias así como el lugar físico de los componentes de la instalación.

Pruebas de Puesta en Servicio

De acuerdo a la norma IEC-62446 (2009), para que se pueda aprobar dicho sistema y que cumpla con la normatividad se tiene que cumplir con ciertos requisitos de documentación, cableado, diseño mecánico y una serie de pruebas las cuales serán mencionadas más adelante.

Para poder probar dicho sistema el instalador deberá contar con el material y equipo de seguridad necesario, mismos que mitigaran el peligro de algún choque eléctrico a los trabajadores.

Dicha norma establece que primero los circuitos en C.A. sean probados primero y posteriormente los circuitos en C.C. y preferiblemente en el orden siguiente:

-Prueba de Continuidad de los conductores de puesta a tierra de los equipos y los conductores de puesta a tierra del sistema (si aplica)

- Prueba de polaridad de todo el cableado de C.C., y checar la correcta identificación del cableado y su conexión
- Prueba de circuito abierto de tensión para cada circuito de fuente FV
- Prueba de corto circuito de corriente para cada circuito de fuente FV
- Prueba de funcionalidad del sistema de componentes mayor (controles, inversores. etc.)
- Prueba de resistencia de aislamiento del circuito de conductores de C.C.
- Prueba del sistema de protecciones
- Prueba de sistema de Medición.

Estos métodos son generalmente familiares para todos los electricistas, sin embargo pueden existir dificultades si los técnicos no son precavidos con las necesidades de los circuitos FV, ya que deben ser segmentadas y aisladas dichas pruebas para que sean realizadas correctamente.

Marco legal y regulatorio

En México se ha optado por crear marcos legales que permiten dar y crear incentivos legales como fiscales, para ello se cuenta con diversas leyes que nos permiten avanzar en la lucha contra el cambio climático. A continuación se describen las más importantes que se encuentran relacionadas con los campos de la energía y el medio ambiente, ya sea del ámbito Federal como Local.

-Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (2014), es el documento legal fundamental de los Estados Unidos Mexicanos originalmente fue redactada en 1917, sufriendo varias modificaciones para poder mantenerla vigente, su última modificación publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) fue realizada el 10/02/2014. En sus Artículos 4, 25, 27 y 28 contienen los aspectos fundamentales que determinan el papel del Estado Mexicano en el campo de los recursos naturales y de la energía.

-Comisión Reguladora de Energía (2008), se encarga de regular de manera transparente y eficiente las industrias del gas, hidrocarburos y electricidad, coordina los procedimientos de otorgamiento y revocación de los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieran para la realización de actividades reguladas.

-Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica (2012), marca los alcances de lo que se considera el sector eléctrico y el papel del Estado dentro del mismo. Y nos refiere que “*corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público en los términos del Artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará, a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), los bienes y recursos materiales que se requieran para dichos fines.*”

-Ley General del Cambio Climático (2012), se crea el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, uno de sus objetivos es el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales, formula la Política Nacional de Cambio Climático, la Mitigación de Cambio Climático fomentando la utilización de energías renovables. Esta ley es quien define a la Estrategia Nacional instrumento rector de la política nacional en el mediano y largo plazo para enfrentar los efectos del cambio climático llevándonos hacia una economía sustentable y de bajas emisiones de carbono.

-La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (2013), que establece, entre otras disposiciones, la obligación de la Secretaría de Energía de elaborar un Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovable, una Estrategia Nacional para la Transición Energética, el Aprovechamiento Sustentable de la Energía y la creación de un Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía

-Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (2014), Con esta ley se prevén Instrumentos Económicos para el otorgamiento de estímulos fiscales por la utilización de fuentes de energía menos contaminantes.

-Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera (2004), entre otras reglamentaciones nos indica bajo cuales argumentos se puede priorizar el otorgamiento de estímulos fiscales para la preservación y restauración del equilibrio ecológico.

-Ley Ambiental de Protección a la Tierra en el Distrito Federal (2013), que establece, las atribuciones con las que cuenta el Gobierno del Distrito Federal en materia de desarrollo sustentable, la creación del Fondo Ambiental Público y los Estímulos fiscales financieros y administrativos.

-Ley de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático y Desarrollo Sustentable para el Distrito Federal (2011), con esta ley se establecen las políticas públicas a seguir para propiciar la mitigación de Gases de Efecto Invernadero y con ello coadyuvar al Desarrollo Sustentable, creación y regulación del Fondo Ambiental para el Cambio Climático, fomentar proyectos para su registro ante la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto, crea y autoriza el Sistema local de bonos de Emisiones de Carbono.

Marco normativo

Messenger (2010), comenta que para garantizar la seguridad de los sistemas eléctricos, se crean normas y reglamentos que deben aplicarse en la fabricación de los equipos, el diseño, el proyecto de las instalaciones, las pruebas de puesta en servicio e instalaciones que garanticen la seguridad del personal de operación y mantenimiento durante la vida útil de los sistemas.

Los códigos y normas más comunes con los que el ingeniero deberá estar familiarizado son el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), International Electrotechnical Commission (IEC), National Electric Code (NEC), Norma Oficial Mexicana (NOM), Normas Mexicanas (NMX).

-Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), proporciona los lineamientos para la interface de los sistemas fotovoltaicos con las redes del suministro eléctrico. El estándar IEEE 929 trata sobre la interface de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red y la compañía suministradora de energía eléctrica, también se encuentran los relacionados con el de la calidad de la energía entregada a la red por el sistema fotovoltaico y el de la necesidad de desconexión del sistema fotovoltaico de la red de suministro cuando exista una falla en esta última.

-International Electrotechnical Commission (IEC), La IEC ha publicado también una serie de documentos relacionados con las instalaciones y pruebas de equipos que integran los sistemas solares fotovoltaicos.

-National Electric Code (NEC), es publicado por la Asociación Nacional de Protección contra Incendio (NFPA por sus siglas en inglés) y es actualizado aproximadamente cada tres años por esta misma asociación. Este documento es una colección de artículos que aplican a consideraciones tales como los métodos de alambrado, puesta a tierra de los sistemas, circuitos de motores y otros tópicos en los cuales se considera la seguridad eléctrica y la utilización eficiente de los sistemas, incluyendo el Artículo 690 que trata específicamente sobre los sistemas fotovoltaicos.

-Norma Oficial Mexicana (NOM), normatividad publicada en el Diario Oficial de la Federación de uso obligatorio para quien dentro del alcance de aplicación de las mismas y cuando las actividad o productos se hagan durante la vigencia de la misma. La NOM-001-SEDE-2012, redactada por la Secretaria de Energía en su Artículo 690 Sistemas Solares Fotovoltaicos, nos indica el alcance, cálculo de protecciones, dimensionamiento de los circuitos, métodos de alambrado entre otros.

-Normas Mexicanas (NMX), es elaborada por un organismo nacional de normalización, prevé reglas, especificaciones, métodos de prueba aplicables a un producto o método de producción, no son de carácter obligatoria. En este caso la norma NMX-J-643/1-ANCE-2011- Dispositivos Fotovoltaicos, establece la medición, características y procedimientos a seguir para los dispositivos fotovoltaicos.

La lista de normas y reglamentos no termina aquí, para poder observar a fondo las mismas se recomienda observar el **Apéndice H** correspondiente al final del documento. Ahora bien ya que los sistemas fotovoltaicos deberán estar integrados por componentes eléctricos también cuentan con componentes mecánicos y por lo tanto deberán aplicarse también los códigos y normas aplicables a estos componentes.

Las normas y reglamentos de la ingeniería civil se aplicaran también al diseño de las cimentaciones y elementos estructurales que soportan los módulos fotovoltaicos y otros equipos eléctricos, asimismo, las normas y códigos relacionadas con la fabricación y prueba de equipos y materiales también deberán considerarse.

Capítulo 5. Análisis Costo- Beneficio de la Aplicación de los sistemas Fotovoltaicos en el STC (SHCP, 2014)

Horizonte de Evaluación

Para fines de este proyecto se considera la evaluación de resultados a largo plazo; durante 25 años. Esto debido a que este plazo es el más adecuado para ver reflejados resultados económicos relevantes ya que a pesar del ahorro de energía generado con la implementación de un sistema fotovoltaico, actualmente los costos de los equipos siguen siendo relativamente altos, lo que a su vez eleva el costo de inversión y ocasiona que los periodos de retorno sean largos. A lo anterior se debe agregar que los módulos fotovoltaicos mantienen su eficiencia por encima del 80% durante este periodo. Dada esta situación como se ha mencionado anteriormente, existen diversos organismos que otorgan financiamientos para este tipo de proyectos e incluso la CFE ofrece alternativas para promover la interconexión de estos equipos a sus redes.

Descripción de los Costos de inversión, mantenimiento y operación

Costos de Inversión.

Los costos de inversión para este tipo de proyectos están integrados por estudios previos, proyecto, adecuaciones, materiales, subcontratos, pruebas de puesta en servicio, trámites, capacitación del personal, y administrativos.

Dentro de los estudios previos debe considerarse los estudios de Sombras, de Impacto Ambiental y el Estudio de viabilidad los cuales nos indicaran si es factible la implementación de un proyecto fotovoltaico.

El proyecto considera el cálculo, selección y especificación de los materiales, equipos y componentes que integran el sistema fotovoltaico.

En las adecuaciones se deben considerar modificaciones arquitectónicas, de instalaciones y de seguridad.

De acuerdo a las características de la licitación en ocasiones los materiales más importantes son suministrados por el usuario, por lo que este costo debe ser considerado de forma independiente al costo del o los subcontratos para la ejecución del proyecto.

Una vez terminada la instalación se realizan pruebas de puesta en marcha como inspección visual, verificación de parámetros y pruebas de operación de los equipos.

Entre los trámites encontramos la verificación del cumplimiento con la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones eléctricas (su utilización) y la modificación de carga así como el tipo de contrato de interconexión con Comisión Federal de Electricidad.

Se deberá considerar la capacitación del personal por parte del fabricante para la operación de los equipos.

Para los costos administrativos se toma en cuenta la o las persona que administraran y darán seguimiento al proyecto, desde la planeación pasando por la ejecución hasta la terminación del mismo.

Costos de Mantenimiento y Operación.

El mantenimiento de un sistema fotovoltaico es simple debido a que es un sistema fijo y puede realizarse eventualmente con una frecuencia recomendada de 2 a 3 veces al año dependiendo de las condiciones climatológicas.

- **Módulos.** Mantenimiento recomendado consiste principalmente en la inspección visual, la limpieza de los módulos, ya que de acuerdo a la inclinación de 20° se logra que los mismos se limpien automáticamente con el agua de lluvia, pero se puede usar agua con una esponja de forma manual sin adicionar detergentes o productos abrasivos, y nunca en seco, para evitar rayar los cristales. Se puede verificar semestralmente las conexiones eléctricas y mecánicas (limpias seguras y libres de daño).
- **Inversor.** El mantenimiento se recomienda con una frecuencia semestral inspeccionando empaquetaduras del gabinete del inversor, conexiones eléctricas (Verificar que todas las conexiones se mantienen firmes y apretadas), remover polvo y suciedad del gabinete.
- **Revisión de parámetros eléctricos.** Como ya se cuenta con personal de mantenimiento dentro de la institución, la capacitación recibida de parte del fabricante será suficiente para atender esta actividad.

Sin embargo al tratarse de una fuente de generación sustentable no genera gastos de operación, y se podrá considerar un presupuesto para gastos de reparaciones equivalente al 2% de la inversión total.

Descripción de los Beneficios obtenidos

Situación esperada sin el proyecto.

De continuar la operación como se mantiene actualmente en la estación General Anaya, el costo que se pagaría por la energía consumida al corto, mediano y largo plazo, considerando que el sistema está conectado en una tarifa horaria tipo HS (Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión) donde se aplican cargos por la demanda facturable (Ver Apéndice G), por la energía de punta, por la energía de semipunta, por la energía intermedia y por la energía de base, sería el siguiente:

Tabla15. Costo actual de la energía consumida para un periodo de 30 días.

| COSTO ACTUAL DE LA ENERGIA CONSUMIDA EN UN PERIODO DE 30 DIAS (OCTUBRE 2014) | | | | |
|---|----------|--------------------------|--------------------|---------------------------|
| Concepto | Consumo | Tarifa (Octubre 2014) | Monto (\$) | Consumo Diario (kWh/d) |
| Consumo (KWH) en horario base | 1,462.2 | \$1.0219 | \$1,494.24 | 208.9 |
| Consumo (KWH) en horario intermedio | 11,587.3 | \$1.2016 | \$13,923.25 | 1,655.3 |
| Consumo (KWH) en horario punta | 877.3 | \$2.3917 | \$2,098.23 | 125.3 |
| Demanda Facturable | 25.2 | \$120.03 | \$3,024.76 | |
| | | TOTAL | \$20,540.48 | 1,989.5 |

| Factor de potencia | Bonificación (%) | |
|--------------------|------------------|--------------------|
| 0.92 | 0.54 | \$110.92 |
| TOTAL | | \$20,429.56 |

Fuente. Elaboración propia. (2014). Adaptado de CFE (2014). Tarifas. México: Autor.

Situación esperada con el proyecto.

Considerando que la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico por día es de 277.2 kWh/d, calculamos la energía generada en un periodo de 30 días:

$$E_{G\ 30Dias} = (277.2\ kWh/d) \times (30d) \tag{28}$$

$$E_{G\ 30Dias} = 8\ 316.\ kWh$$

Convertimos este valor en dinero tomando en cuenta los siguientes puntos importantes:

- El ahorro de energía se da en los horarios base e intermedio.
- La energía generada no consumida en esta estación será regresada a la red lo que a su vez contribuirá a disminuir la facturación general.

Tabla16. Costo de la energía en un periodo de 30 días con el Sistema Fotovoltaico.

| COSTO DE LA ENERGIA CONSUMIDA EN UN PERIODO DE 30 DIAS CON EL SISTEMA FOTOVOLTAICO (OCTUBRE 2014) | | | | |
|---|---------|-----------------------|-------------------|------------------------|
| Concepto | Consumo | Tarifa (Octubre 2014) | Monto (\$) | Consumo Diario (kWh/d) |
| Consumo (KWH) en horario base | 70.1 | \$1.0219 | \$71.67 | 10.0 |
| Consumo (KWH) en horario intermedio | 3,234.7 | \$1.2016 | \$3,886.87 | 462.1 |
| Consumo (KWH) en horario punta | 877.3 | \$2.3917 | \$2,098.23 | 125.3 |
| Demanda Facturable | 25.2 | \$120.03 | \$3,024.76 | |
| | | TOTAL | \$9,081.53 | 597.5 |

| Factor de potencia | Bonificación (%) | |
|--------------------|------------------|-------------------|
| 0.92 | 0.54 | \$49.04 |
| TOTAL | | \$9,032.49 |

Fuente. Elaboración propia. (2014). Adaptado de Secretaria de Hacienda y Crédito Público. (2014). Formato para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los proyectos de inversión. México: Autor

Tabla17. Tabla comparativa de Ahorro de Energía por Periodo.

| AHORRO DE ENERGIA POR PERIODO | |
|-------------------------------|--------------|
| Actual | \$ 20 429.56 |
| Con el sistema fotovoltaico | \$ 9 032.49 |
| Ahorro de energía | \$ 11 397.08 |

Fuente. Elaboración propia. (2014). Adaptado de Secretaria de Hacienda y Crédito Público. (2014). Formato para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los proyectos de inversión. México: Autor

Ingresos por venta de Toneladas equivalentes de Carbono (Impacto ambiental)

El impacto ambiental es un instrumento de la SEMARNAT que establece la política ambiental, y cuyo objetivo es prevenir, mitigar y restaurar los daños al ambiente así como la regulación de obras o actividades para evitar o reducir sus efectos negativos en el ambiente y en la salud.

El objetivo de dicha evaluación será que el proyecto presentado sea sustentable, y es decir, además de considerar la factibilidad económica deberá aportar un beneficio social mediante el razonable aprovechamiento de los recursos naturales.

Para ello presentaremos datos relevantes para posicionarnos de una forma local y poder darnos cuenta de la cantidad de emisiones de CO_2 que se emiten a la atmosfera. Los inventarios de emisiones correspondientes del año 2012, indican que en la Zona Metropolitana del Valle de México se emiten aproximadamente 2.9 millones de toneladas de contaminantes por año, de los cuales el 68% es generado por los vehículos automotores, el 25%, por las actividades comerciales, de servicio y los hogares, el 6% por las grandes industrias y termoeléctricas. En otras palabras se emiten al año un total de 54.5 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente ($MtCO_2eq$) (SEDEMA, 2013).

Utilizaremos el factor equivalente de **0.545 tCO_2/MWh (CDM-PDD, 2007)** de Emisión de CO_2 de la red de eléctrica de México, misma que es obtenida de la combinación de diversos factores de acuerdo a la metodología ACM0002 Grid-connected electricity generation from renewable sources Versión 14.0.0 aprobada y disponible.

Dichos factores son calculados consistentemente en tres pasos y usando los datos oficiales disponibles, particularmente de la Prospectiva del Sector Eléctrico disponible a través de la SENER.

Considerando lo anterior una planta fotovoltaica como la de este proyecto con una capacidad instalada de 61.25 kWp y una generación diaria de 277.2 kWh/d, se generaran al año: 101.18MWh.

Si aplicamos la conversión de emisiones de CO_2 que en México es **0.545 tCO_2/MWh** , la implementación de este sistema fotovoltaico evitara la emisión a la atmosfera de:

$$101.18 \text{ MWh} * 0.545 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 55.1 \text{ Toneladas de CO}_2 \text{ al año} \quad (29)$$

Las Toneladas de CO_2 equivalentes se puede comerciar a valores dados por el Banco Mundial, por citar un ejemplo el Sistema Metrobús tiene un acuerdo compra-venta con el “Fondo Español de Carbono” mediante el cual se establece el precio de \$4.18 € (Ver Apéndice A) (IFAI, 2014).

Tomando en cuenta este precio internacional y considerando una tasa de cambio para el valor del Euro a \$17.68 por cada peso, entonces se obtendrá un ingreso anual por la venta de Toneladas equivalentes de CO_2 de:

$$\text{\$}76.02 \text{ pesos} * \text{tCO}_2 \text{ Equiv} = \text{\$} \quad (30)$$

$$\text{\$}76.02 \text{ pesos} * 55.1 = \text{\$} 4\,193.00$$

Monto Total de Inversión

El monto total de la inversión está reflejado en la siguiente tabla, donde se indican los montos por cada una de los rubros. (Ver Apéndice H).

Tabla18. Monto Total de la Inversión

| MONTO TOTAL DE LA INVERSION | | |
|--------------------------------|-----------------------|-------------|
| Rubro | Monto | % |
| Equipo Fotovoltaico | \$835,910.62 | 75.2% |
| Equipo y materiales Eléctricos | \$151,892.92 | 13.7% |
| Instalación | \$102,552.70 | 9.2% |
| Diseño | \$21,807.12 | 2.0% |
| | \$1,112,163.36 | 100% |

Fuente. Elaboración propia. (2014). Apoyado de Secretaria de Hacienda y Crédito Público. (2014). Formato para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los proyectos de inversión. México: Autor

Tabla19. Integración del Costo de Materiales

| COSTO DE MATERIALES | | | | |
|-----------------------------------|----------|--------|--------------------|---------------------|
| Concepto | Cantidad | Unidad | P.U. | Importe |
| Módulos Fotovoltaicos | 250 | Pza | \$2,153.18 | \$538,295.63 |
| Inversor | 5 | Pza | \$44,497.50 | \$222,487.49 |
| Sistema de montaje para 5 Módulos | 50 | Pza | \$1,502.55 | \$75,127.50 |
| Canalizaciones | 1 | Lote | \$31,731.88 | \$31,731.88 |
| Cableado | 1 | Lote | \$79,446.25 | \$79,446.25 |
| Tableros e interruptores | 1 | Lote | \$40,714.78 | \$40,714.78 |
| | | | Monto Total | \$987,803.53 |

Fuente. Elaboración propia. (2014 Apoyado de Secretaria de Hacienda y Crédito Público. (2014). Formato para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los proyectos de inversión. México: Autor.

Riesgos Asociados

- Sombras por crecimiento de construcciones aledañas
- Vandalismo
- Reducción de las tarifas eléctricas
- Condiciones meteorológicas extraordinarias

Valor Presente Neto (VPN)

Este método mide el excedente resultante después de obtener la rentabilidad deseada o exigida y después de recuperar toda la inversión. Para ello, calcula el valor actual de todos los flujos futuros de caja, proyectados a partir del primer periodo de operación, y le resta la inversión total expresada en el momento 0 (Morales & Morales, 2009).

Si el resultado es mayor que 0, mostrara cuanto se gana con el proyecto, después de recuperar la inversión, por sobre la tasa de retorno que se exigía al proyecto; si el resultado es igual a 0, indica que el proyecto reporta exactamente la tasa que se quería obtener después de recuperar el capital invertido; y si el resultado es negativo, muestra el monto que falta para ganar la tasa que se deseaba obtener después de recuperada la inversión. Cuando el VPN es negativo, el proyecto puede tener una alta rentabilidad, pero será inferior a la exigida. En algunos casos, el VPN negativo puede incluso indicar que, además de que no se obtiene rentabilidad, parte o toda la inversión no se recupera.

$$VPN = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} - IIN \quad (31)$$

Dónde:

VPN = Valor presente neto

B = Beneficios totales en el año

C = Costos totales en el año

IIN= Inversión inicial neta

i = Tasa de interés a la que se descuentan los flujos de efectivo

n= Corresponde al año en que se genera el flujo de efectivo de que se trate

Calculando los beneficios totales en el año

$$B = \begin{array}{l} \$ \text{ Ahorro en facturación} \\ \text{de energía eléctrica al año (incluye bonificación por factor de potencia)} \\ + \\ \$ \text{ Ingresos por ventas de toneladas} \\ \text{equivalentes de carbono por año} \end{array} \quad (32)$$

$$B = (\$ 15\,590.08 \times 12) + (\$ 4\,193.00)$$

$$B = \$ 191\,273.90$$

Calculando el Valor Presente Neto:

$$VPN = \frac{B_1 - C_1}{(1+i)^1} + \frac{B_2 - C_2}{(1+i)^2} + \frac{B_3 - C_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{B - C}{(1+i)^n} - [IIN]$$

$$VPN = \$587\,729.35$$

Tabla20. Valor Presente Neto del Proyecto

| Año de operación | Costos totales (\$) | Beneficios totales (\$) | Factor de actualización 10.00% | Costos actualizados (\$) | Beneficios actualizados (\$) | Flujo neto de efectivo act. (\$) | ∑ Flujo neto de efectivo (\$) | ∑ Costos (\$) | ∑ Beneficios (\$) |
|------------------|---------------------|-------------------------|--------------------------------|--------------------------|------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|------------------|-------------------|
| 0 | \$ 1,112,163.36 | 0 | 1.000 | \$ 1,112,163.36 | \$ - | -\$ 1,112,163.36 | -\$ 1,112,163.36 | \$ 1,112,163.36 | \$ - |
| 1 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.909 | \$ 3,636.36 | \$ 173,885.37 | \$ 170,249.00 | -\$ 941,914.35 | -\$ 1,115,799.72 | \$ 173,885.37 |
| 2 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.826 | \$ 3,305.79 | \$ 158,077.61 | \$ 154,771.82 | -\$ 787,142.53 | -\$ 1,119,105.50 | \$ 331,962.97 |
| 3 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.751 | \$ 3,005.26 | \$ 143,706.91 | \$ 140,701.65 | -\$ 646,440.88 | -\$ 1,122,110.76 | \$ 475,669.89 |
| 4 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.683 | \$ 2,732.05 | \$ 130,642.65 | \$ 127,910.60 | -\$ 518,530.28 | -\$ 1,124,842.82 | \$ 606,312.53 |
| 5 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.621 | \$ 2,483.69 | \$ 118,766.04 | \$ 116,282.36 | -\$ 402,247.92 | -\$ 1,127,326.50 | \$ 725,078.58 |
| 6 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.564 | \$ 2,257.90 | \$ 107,969.13 | \$ 105,711.24 | -\$ 296,536.69 | -\$ 1,129,584.40 | \$ 833,047.71 |
| 7 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.513 | \$ 2,052.63 | \$ 98,153.76 | \$ 96,101.12 | -\$ 200,435.56 | -\$ 1,131,637.03 | \$ 931,201.47 |
| 8 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.467 | \$ 1,866.03 | \$ 89,230.69 | \$ 87,364.66 | -\$ 113,070.91 | -\$ 1,133,503.06 | \$ 1,020,432.15 |
| 9 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.424 | \$ 1,696.39 | \$ 81,118.81 | \$ 79,422.42 | -\$ 33,648.49 | -\$ 1,135,199.45 | \$ 1,101,550.96 |
| 10 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.386 | \$ 1,542.17 | \$ 73,744.37 | \$ 72,202.20 | -\$ 38,553.71 | -\$ 1,136,741.62 | \$ 1,175,295.33 |
| 11 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.350 | \$ 1,401.98 | \$ 67,040.34 | \$ 65,638.36 | -\$ 104,192.07 | -\$ 1,138,143.60 | \$ 1,242,335.67 |
| 12 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.319 | \$ 1,274.52 | \$ 60,945.76 | \$ 59,671.24 | -\$ 163,863.30 | -\$ 1,139,418.12 | \$ 1,303,281.43 |
| 13 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.290 | \$ 1,158.66 | \$ 55,405.24 | \$ 54,246.58 | -\$ 218,109.88 | -\$ 1,140,576.78 | \$ 1,358,686.66 |
| 14 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.263 | \$ 1,053.33 | \$ 50,368.40 | \$ 49,315.07 | -\$ 267,424.95 | -\$ 1,141,630.11 | \$ 1,409,055.06 |
| 15 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.239 | \$ 957.57 | \$ 45,789.45 | \$ 44,831.88 | -\$ 312,256.84 | -\$ 1,142,587.67 | \$ 1,454,844.51 |
| 16 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.218 | \$ 870.52 | \$ 41,626.77 | \$ 40,756.26 | -\$ 353,013.09 | -\$ 1,143,458.19 | \$ 1,496,471.28 |
| 17 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.198 | \$ 791.38 | \$ 37,842.52 | \$ 37,051.14 | -\$ 390,064.24 | -\$ 1,144,249.57 | \$ 1,534,313.81 |
| 18 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.180 | \$ 719.44 | \$ 34,402.29 | \$ 33,682.86 | -\$ 423,747.09 | -\$ 1,144,969.00 | \$ 1,568,716.10 |
| 19 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.164 | \$ 654.03 | \$ 31,274.81 | \$ 30,620.78 | -\$ 454,367.87 | -\$ 1,145,623.04 | \$ 1,599,990.91 |
| 20 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.149 | \$ 594.57 | \$ 28,431.65 | \$ 27,837.07 | -\$ 482,204.95 | -\$ 1,146,217.61 | \$ 1,628,422.56 |
| 21 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.135 | \$ 540.52 | \$ 25,846.95 | \$ 25,306.43 | -\$ 507,511.38 | -\$ 1,146,758.13 | \$ 1,654,269.51 |
| 22 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.123 | \$ 491.38 | \$ 23,497.23 | \$ 23,005.84 | -\$ 530,517.22 | -\$ 1,147,249.52 | \$ 1,677,766.74 |
| 23 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.112 | \$ 446.71 | \$ 21,361.12 | \$ 20,914.40 | -\$ 551,431.63 | -\$ 1,147,696.23 | \$ 1,699,127.85 |
| 24 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.102 | \$ 406.10 | \$ 19,419.20 | \$ 19,013.09 | -\$ 570,444.72 | -\$ 1,148,102.33 | \$ 1,718,547.05 |
| 25 | \$ 4,000.00 | \$ 191,273.90 | 0.092 | \$ 369.18 | \$ 17,653.82 | \$ 17,284.63 | -\$ 587,729.35 | -\$ 1,148,471.52 | \$ 1,736,200.87 |
| | | \$ 4,781,847.56 | | \$ 1,148,471.52 | \$ 1,736,200.87 | \$ 587,729.35 | | | |

Fuente. Elaboración propia. (2014). Apoyado de De la Torre, J. A. & Zamarrón, C. B. (2002). Evaluación de Proyectos de Inversión. (pp. 73-82). México: Pearson Educación.

Tasa Interna de Rendimiento (TIR)

La tasa interna de rendimiento (TIR), es un índice de rentabilidad y se define como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente neto (De la Torre & Zamarrón, 2002).

$$VPN = 0 = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{B_t - C_t}{(1 + TIR)^t} \quad (33)$$

Dónde:

VPN = Valor presente neto

B = Beneficios totales en el año

C = Costos totales en el año

t = Índice de tiempo

n= Corresponde al año en que se genera el flujo de efectivo de que se trate

TIR= Tasa Interna de Retorno

Por lo que la TIR para este caso es de 16.47%

Tasa de Rentabilidad Inmediata (TRI)

La tasa de rentabilidad inmediata es el beneficio obtenido en el primer año entre los gastos del año de inversión inicial (De la Torre & Zamarrón, 2002). Esto es:

$$TRI = \frac{B_{t+1} - C_{t+1}}{I_t} \quad (34)$$

Dónde:

B_{t+1} = Beneficios totales en el año $t+1$

C_{t+1} = Costos totales en el año $t+1$

I_t = monto total de inversión valuado al año t

t = año anterior al primer año de operación

$t+1$ = primer año de operación

Sustituyendo valores:

$$TRI = \frac{\$ 191\,273.9 - \$ 4\,000}{\$ 1\,112\,163.36}$$

$$TRI = 16.83\%$$

¿Cómo interpretar el VPN, la TIR y la TRI?

VPN

- ✓ Si el proyecto tiene un VPN mayor a cero, significa que ofrece beneficios. A mayor VPN, mayores son los beneficios del proyecto.
- ✓ En este caso vemos que **el VPN es positivo lo que significa que se obtendrán ganancias por financiar este proyecto.**

TIR

- ✓ Si la TIR es mayor a 12% (tasa social de descuento utilizada por la SHCP), la utilización de los recursos en este proyecto se justifican ya que los recursos tienen un rendimiento mayor al mínimo establecido.
- ✓ En este caso la **TIR es mayor a 12% lo que significa que el financiamiento de este proyecto sería invertido de manera óptima.**

TRI

- ✓ Si la TRI es menor a 12% significa que el momento óptimo para realizar la inversión aún no ha llegado. Si la TRI supera el 12%, significa que es el momento óptimo de inversión.
- ✓ En este caso, la **TRI es mayor a 12%, lo que significa que el momento óptimo para realizar la inversión ha llegado.**

Tomando en consideración todo lo anterior, se determina que el proyecto “SI” es rentable, y es el momento óptimo para invertir.

Conclusiones

La parte esencial de este proyecto no es únicamente la económica, responde a las necesidades de ahorro de energía y reducción de emisiones de gases con efecto invernadero. Actualmente ya se viven las consecuencias del cambio climático y los gobiernos están buscando alternativas para abatir estos daños al medio ambiente.

Este proyecto enfrenta grandes retos pues la energía que compra el S.T.C. a la C.F.E. es muy barata porque esta interconectado en alta tensión. Además de que los costos de inversión son muy altos por que las tecnologías todavía son muy limitadas.

A pesar de ello las instancias gubernamentales e internacionales ofrecen incentivos para amortizar a el empleo de energías limpias, en este caso se obtendría un apoyo por parte de los organismos internacionales por la venta de toneladas de carbono que se dejan de emitir a la atmosfera y la inversión es deducible de impuestos por parte del SAT. Además de que se obtienen ahorros constantes y seguros por la generación de energía solar durante todo el tiempo de vida que ofrecen los paneles solares, por ello entre más tiempo pase mayor ahorro se obtendrá por la implementación de este sistema.

Los sistemas fotovoltaicos a pesar de tener un costo alto de inversión son muy nobles y los costos de mantenimiento son muy bajos, tienen un periodo de vida de 25 años que es cuando decrece su eficiencia hasta el 80%.

En un futuro no muy lejano es posible que la implementación de sistemas de generación con energía limpia no sea voluntario sino obligatorio, pues la situación es cada día más preocupante, los desastres naturales son cada vez más fuertes y catastróficos y cobran la vida de personas inocentes, la flora y la fauna también se ve afectada por ello.

Este proyecto fue aplicado en el S.T.C. debido a que es el mayor consumidor de energía eléctrica en la Ciudad de México y se seleccionó la estación General Anaya por sus condiciones que son convenientes para la implementación de un sistema fotovoltaico, pues cuenta con un área mayormente despejada sin grandes construcciones que puedan generar sombras considerables en toda su extensión. Imaginemos la disminución en el consumo de energía que se obtendría si se implementara un sistema similar en cada una de las estaciones superficiales con las que cuenta este organismo y los beneficios globales que se podrían obtener.

El sistema fotovoltaico en la estación General Anaya genera 101,178 kWh anuales esto multiplicado por las 10 estaciones superficiales de la línea 2 obtendríamos una generación anual de 1.01 MWh anuales.

Apéndice

Apéndice A Solicitud de Acceso a la Información Pública

Imagen 28. CFE Respuesta a solicitud de acceso a la información pública.



"2013, Año de la Lealtad Institucional y Centenario del Ejército Mexicano"

Con fundamento en el Artículo 42, de acuerdo con la información que obra en los archivos y sistemas institucionales, se envía listado de los 5 mayores consumidores de energía eléctrica en la Cd. De México, durante los años 2012 y 2013, entre los que aparece el Sistema de Transporte Colectivo Metro, del que se proporcionan los consumos.

El consumo de las empresas privadas que aparecen en el listado se considera información confidencial, con fundamento en el Artículo 18 fracción I de la LFTAIPG, y trigésimo sexto de los Lineamientos generales para la Clasificación y Desclasificación de la Información de las Dependencias y Entidades de la APF.

Lo anterior, debido a que el divulgarse el consumo individual de CFE se podría llegar a conocer el costo de producción del mismo, ya que el costo de producción de una empresa se determina con base en el costo de ciertos insumos, entre ellos el de electricidad.

La difusión de la información señalada, podría implicar una desventaja competitiva para la persona respecto de la cual se solicita el consumo individual, y por lo tanto, la CFE está obligada a no divulgarla. Dicha clasificación está sustentada en el oficio núm. IFAI/SE-DGCV/091/03 de consulta al IFAI, el cual se anexa.

| | 2012 | CONSUMO(kWh) | 2013 | CONSUMO(kWh) |
|---|--|--------------|---|--------------|
| 1 | NOMBRE: SISTEMA DE TRANSP.COLECTIVO ME | 318,688,572 | NOMBRE: SISTEMA DE TRANSP. COLECTIVO ME | 185,111,327 |
| 2 | NOMBRE: GDF/STC/METROPOLITANO LINEA B | 125,931,913 | NOMBRE: GDF/STC/METROPOLITANO LINEA B | 87,107,042 |
| 3 | NOMBRE: STC METRO TRANSPORTE COLECTI | 98,727,756 | NOMBRE: STC METRO TRANSPORTE COLECTI | 73,586,878 |
| 4 | NOMBRE: NACIONAL DE COBRE SA DE CV FCA | | NOMBRE: NACIONAL DE COBRE SA DE CV FCA | |
| 5 | NOMBRE: CONDUCTORES MEX ELÉCTRICOS | | NOMBRE: CONDUCTORES MEX ELÉCTRICOS | |

Artículo 42. Las dependencias y entidades sólo estarán obligadas a entregar documentos que se encuentren en sus archivos. La obligación de acceso a la información se dará por cumplida cuando se pongan a disposición del solicitante para consulta los documentos en el sitio donde se encuentren; o bien, mediante la expedición de copias simples, certificadas o cualquier otro medio.

El acceso se dará solamente en la forma en que lo permita el documento de que se trate, pero se entregará en su totalidad o parcialmente, a petición del solicitante.

En el caso que la información solicitada por la persona ya esté disponible al público en medios impresos, tales como libros, compendios, trípticos, archivos públicos, en formatos electrónicos disponibles en Internet o en cualquier otro medio, se le hará saber por escrito la fuente, el lugar y la forma en que puede consultar, reproducir o adquirir dicha información.

Fuente. Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos (2013, 27 de Agosto). *CFE Respuesta a solicitud de acceso a la información pública Folio No. 1816400172213*, Septiembre 23, 2013

Imagen 29. CFE Información parcialmente confidencial.



DIRECCIÓN DE ADMINISTRACIÓN
Unidad de Enlace para la Información Pública
"2013, Año de la Lealtad Institucional y Centenario del Ejército Mexicano"

México D.F., 23 de septiembre de 2013
Ref. UIP/SAIP/1557/13

Asunto: Información parcialmente confidencial

Estimado solicitante:

Con relación a su solicitud de información con número de folio **1816400172213** de fecha 27 de agosto de 2013, se elabora la presente **constancia**, y se anexa respuesta aprobada por el Comité de Información; la respuesta fue proporcionada por el área competente de la Dirección de Operación de esta entidad.

El Comité de Información confirmó la clasificación de la información como parcialmente confidencial, en la trigésima quinta sesión de fecha 23 de septiembre de 2013, con fundamento en el artículo 29 fracción III de la LFTAIPG.

En esta sesión el Comité se integró por el Lic. José Mario Cobo González, Coordinador de Administración, en representación del servidor público designado por el titular de la Entidad; Lic. Ma. Concepción Carlos Basurto, Titular del área de Auditoría para Desarrollo y Mejora de la Gestión, en representación del Titular del Órgano Interno de Control; y el C.P. Jesús Chuayffet Dala, Titular de la Unidad de Enlace, en los términos del artículo 30 de la LFTAIPG.

CFE reitera su compromiso con el acceso a la información pública y la transparencia, y le comunica que con fundamento en el artículo 49 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental, puede ejercer el derecho de presentar recurso de revisión, establecido en ese precepto legal.

Lo anterior de conformidad con los artículos 28 fracción II y IV y primer párrafo del 43 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental.

El acta del Comité de Información podrá ser consultada con posterioridad, en la siguiente dirección electrónica:
http://portaltransparencia.gob.mx/pot/informacionRelevante/showBusqueda.do?method=begin&_idDependencia=18164, seleccionando el rubro "otra información relevante", ingresando al acta de la sesión de su interés y ubicando su solicitud mediante el número de folio.

Atentamente

C.P. Jesús Chuayffet Dala
Titular



Melchor Ocampo 469 planta baja, colonia Nueva Anzures, código postal 11590, delegación Miguel Hidalgo, México D. F.
Teléfono 52 29 44 00 extensión. 84000 y 84001

Fuente. Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos (2013, 27 de Agosto). *CFE Respuesta a solicitud de acceso a la información pública Folio No. 1816400172213, Septiembre 23, 2013*

Imagen 30. Metrobús Respuesta a solicitud de acceso a la información pública.



METROBÚS
DIRECCIÓN DE COMUNICACIÓN E INFORMACIÓN PÚBLICA
OFICINA DE INFORMACIÓN PÚBLICA

México, DF; a 8 de enero de 2013

Metrobús. Respuesta a solicitud de información pública. Folios 0317000049113

Descripción de la solicitud:

*"A que costo venden la Tonelada Equivalente de CO2
A que mercado de bonos de carbono se realiza la venta
cantidad de TonEquiv de CO2 que se vendieron el Año 2011, 2012, 2013"* (Cita).

Respuesta:

En atención a su solicitud de información pública y con fundamento en los artículos 6° y 8° de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, 2, 3, 4, 7, 9 fracciones I, III y VI, 11, 26, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 44, 46, 48, 51, 53, 54 y 58 de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública del Distrito Federal; 46, 47, 48, 49 y 52 del Reglamento de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública del Distrito Federal; el numeral 8 fracción VII de los Lineamientos para la Gestión de solicitudes de Información Pública y de Datos personales a través del Sistema INFOMEX del Distrito Federal, la Subgerencia de Nuevas Tecnologías y Reducción de Emisiones de Metrobús le informa lo siguiente:

La comercialización de reducción de emisiones generada por la operación del Sistema Metrobús se lleva a cabo mediante de un Acuerdo de Compra-Venta establecido en 2005 con el Fondo Español de Carbono, a través del Banco Mundial, en el que se establece un precio de 4.18 euros por Tonelada Equivalente de CO2. Este acuerdo contempla las emisiones reducidas por la operación del Corredor Insurgentes.

De acuerdo a los planes de monitoreo, se ha comercializado la reducción generada hasta octubre de 2011, el reporte correspondiente a 2011-2012 se encuentra en revisión por el área técnica del Fondo Español y se está trabajando en la elaboración del reporte 2012-2013. La siguiente tabla presenta las emisiones reducidas y verificadas, así como el monto recibido por su comercialización en el mercado de bonos de carbono.

| Periodo | Reducción de emisiones | Pago a Metrobús | Pago a Metrobús |
|--------------|------------------------|------------------|-------------------|
| | TonCO _{2eq} | Euros € | \$mx |
| 2005 – 2006 | 29,177 | 121,959 | 1,741,953 |
| 2006 – 2007 | 38,210 | 159,717 | 2,536,139 |
| 2007 – 2008 | 39,870 | 166,656 | 1,539,096 |
| 2008 – 2009 | 44,932 | 187,816 | 2,622,843 |
| 2009 – 2010 | 50,180 | 209,752 | 3,334,302 |
| 2010 – 2011 | 44,394 | 183,668 | 1,838,420 |
| TOTAL | 246,763 | 1,039,568 | 13,612,752 |



Av. Cuauhtémoc 16, 5° Piso, Col. Doctores, CP 06720
Del. Cuauhtémoc; Tel. 5761 6858, 5761 6860, 5761 6864 y 5761.6870

MB
Metrobús.
metrobus.df.gob.mx

Fuente. Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos (2014, 8 de Enero). *Metrobús Respuesta a solicitud de información pública Folio No. 0317000049113*, Enero 8, 2014

Apéndice B Simbología

-  Seccionador de puesta a tierra
-  Fusible con percutor
-  Transformador tipo subestación
-  Interruptor termomagnético
-  Generador (Termoeléctricas, Hidroeléctricas, Nucleoeléctricas, etc.)
-  Transformador de potencia
-  Seccionador
-  Puesta a tierra
-  Interruptor normalmente cerrado
-  Interruptor normalmente abierto
-  Bloqueo mecanico
-  Seccionador rotatorio de 23 KV

Apéndice C Fichas Técnicas

Imagen 31. Ficha Técnica Celda Solar LDK 260-235.

LDK 260-235
60-cell Multicrystalline PV Module Series



Solar Secure
LDK INSURANCE

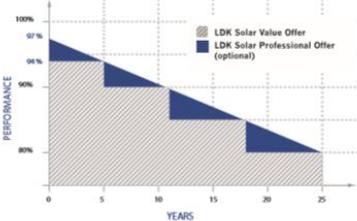
QUALITY & EFFICIENCY BENEFITS

- Up to 18%
 Cell efficiency
 Highest performance enabled by the latest LDK Solar Wafer Technology
- 0.5 kg
 Weight reduction
 New lighter frame design: reduced weight enables easier handling for installers
- PID Resistance
Modules are designed to withstand PID (Potential Induced Degradation)*
- +2%
 Light transmission
 High light transmission Anti-Reflective Glass with improved self-cleaning capability
- 0/+5W
 Positive tolerance
 Positive power tolerance for reliable power output

* PID test conditions: Voltage of -1000V applied during 168 hours at 25 ± 5 °C. Module covered with Al-foil surface.

INSURANCE & WARRANTY BENEFITS

- 100%
 Project insurance protection
 LDK Solar Secure Insurance is a comprehensive insurance package which secures your complete project with LDK solar modules against inherent defects and external damages. It also includes a full backup of LDK Solar product and power warranties – even against bankruptcy – worldwide.
- 10-12 years
 Product warranty**
- 25 years
 4-step/linear power warranty**



** LDK Solar Value Offer includes: 10 years product warranty + 25 years 4-step power warranty + 1 year LDK Solar Secure insurance. Optional upgrade to LDK Solar Professional Offer: 12 years product warranty + 25 years linear power warranty + 2 years LDK Solar Secure Insurance.

APPLICATION RECOMMENDATION

Residential
Commercial
Utility Scale
Off Grid



QUALITY & ENVIRONMENTAL CERTIFICATES

ISO 9001 Quality Standards • ISO 14001 Environmental Standards • OHSAS 18001 Occupational Health & Safety Standards















www.ldksolar.com

Fuente. LDK Solar Co. (2013). Information on LDK 2013 PV Module Versions Currently Available on Market Recuperado de http://www.ldksolar.com/uploadfiles/down/LDK_DS_245P-20_professional_EN_V3_120817.pdf

Imagen 32. Ficha Técnica Celda Solar LDK 260-235: Características.

LDK 260-235
60-cell Multicrystalline PV Module Series



ELECTRICAL CHARACTERISTICS (STC*)

| Module Type | LDK | 260 PA | 255 PA | 250 PA | 245 PA | 240 PA | 235 PA |
|-----------------------------|-----|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Nominal Power (Pmax) | [W] | 260 | 255 | 250 | 245 | 240 | 235 |
| Minimum Power Output | [W] | 260 | 255 | 250 | 245 | 240 | 235 |
| Voltage at Pmax (Vmp) | [V] | 30.8 | 30.5 | 30.3 | 30.0 | 29.8 | 29.5 |
| Current at Pmax (Imp) | [A] | 8.47 | 8.37 | 8.27 | 8.18 | 8.08 | 7.98 |
| Open Circuit Voltage (Voc) | [V] | 38.1 | 37.9 | 37.7 | 37.5 | 37.3 | 37.1 |
| Short Circuit Current (Isc) | [A] | 8.82 | 8.76 | 8.69 | 8.63 | 8.56 | 8.50 |
| Tolerance on Nominal Power | [W] | -0/+5 | -0/+5 | -0/+5 | -0/+5 | -0/+5 | -0/+5 |
| Maximum System Voltage | [V] | IEC EN / UL: 1000 V | | | | | |
| Cell Efficiency | [%] | 17.81 | 17.46 | 17.12 | 16.78 | 16.44 | 16.09 |
| Module Efficiency | [%] | 16.12 | 15.81 | 15.50 | 15.19 | 14.88 | 14.57 |

STC* (Standard Test Conditions): Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM 1.5
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) is used, with power measurement uncertainty within ±3%

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT **

| Module Type | LDK | 260 PA | 255 PA | 250 PA | 245 PA | 240 PA | 235 PA |
|-----------------------------|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Output Power (Pmax) | [W] | 189 | 186 | 182 | 178 | 175 | 171 |
| Voltage at Pmax (Vmp) | [V] | 28.0 | 27.8 | 27.5 | 27.3 | 27.1 | 26.8 |
| Current at Pmax (Imp) | [V] | 6.77 | 6.70 | 6.62 | 6.57 | 6.46 | 6.38 |
| Open Circuit Voltage (Voc) | [A] | 35.2 | 35.0 | 34.8 | 34.7 | 34.5 | 34.4 |
| Short Circuit Current (Isc) | [V] | 7.15 | 7.09 | 7.04 | 6.99 | 6.93 | 6.88 |

NOCT** (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800 W/m², Ambient Temperature 20 °C, Wind speed 1 m/s
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) is used, with power measurement uncertainty within ±3%

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

| | |
|----------------------------------|---------------------|
| NOCT | 45 ± 2 °C |
| Pmax Temperature Coefficient (γ) | - 0.42 %/°C |
| Voc Temperature Coefficient (β) | - 0.32 %/°C |
| Isc Temperature Coefficient (α) | 0.06 %/°C |
| Series Fuse Maximum Rating | 20 A |
| Operating Temperature | From - 40 to +85 °C |
| Storage Temperature | From - 40 to +60 °C |

MECHANICAL CHARACTERISTICS

| | |
|--------------|---|
| Solar Cells | 60 (6x10) multicrystalline silicon - 156 x 156 mm [6 inch] solar cells |
| Front Glass | 3.2 mm [0.13 in] high-transparency AR-coated tempered glass |
| Back Cover | White or Black (optional) Backsheet |
| Encapsulant | EVA (Ethylene-Vinyl Acetate) |
| Frame | Double-layer anodized aluminium alloy, silver or black finish (optional) |
| Junction Box | IP65 rated, with serviceable bypass diodes |
| Cables | UV resistant solar cable, 1000 mm [39.37 in] - section 4.0 mm ² [12 AWG] |
| Connectors | MC4 compatible connectors |
| Dimensions | 1636 x 986 x 35 mm [64.41 x 38.82 x 1.38 in] |
| Weight | 18.5 kg [40.8 lbs] |
| Max. Load | Wind Load: 2400 Pa / Snow Load: 5400 Pa |

PACKING CONFIGURATION

| | |
|-----------------------|------------------------------------|
| Packing Configuration | 30 pcs. / box |
| Quantity / Pallet | 60 pcs. / pallet |
| Loading Capacity | 840 pcs./40 ft High Cube Container |

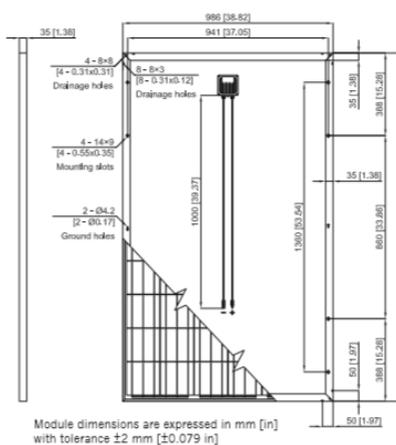
MODULE TYPE CODING RULE

LDK xxx PA

- Backsheet Type: W = Standard White, B = Black (optional)
- Frame Type: F = Standard, B = Black Finish (optional)
- 60 cells - 156 x 156 mm [6 inch]
- Multicrystalline Si
- Nominal Power [W]

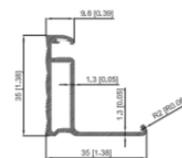
www.ldksolar.com

DIMENSIONS

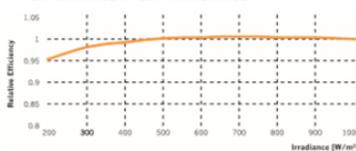


Module dimensions are expressed in mm [in] with tolerance ±2 mm [±0.079 in]

NEW FRAME CROSS SECTION

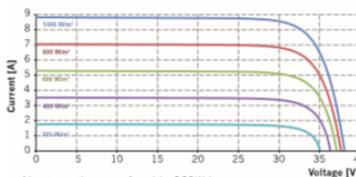


PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



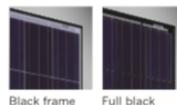
The typical relative change in module efficiency at an irradiance of 200 W/m² in relation to 1000 W/m² (both at 25 °C and spectrum AM 1.5) is less than 3%

I-V CURVE AT DIFFERENT IRRADIANCE LEVELS



Above graphs are referred to 260W type

PRODUCT OPTIONS



Fuente.LDK Solar Co. (2013). Information on LDK 2013 PV Module Versions Currently Available on Market Recuperado de http://www.ldksolar.com/uploadfiles/down/LDK_DS_245P-20_professional_EN_V3_120817.pdf

Imagen 33. Ficha Técnica de Inversor Fronius



Maximum energy harvest – cloudy or clear



Fronius IG Plus PV Inverter
The first complete solution. Reliable. Proven. Smart.

An outstanding addition to the family: The next generation Fronius IG Plus inverter builds on a successful model with multiple enhancements, including maximum power harvest, a built-in six circuit string combiner, integrated, lockable DC Disconnect, significantly improved efficiency, and unbeatable reliability. New, larger power stages expand the proven Fronius IG family from 2 to 12 kW in a single inverter.



Fuente. Fronius International. (2013). Fronius IG Plus V Data sheet Recuperado de http://www.fronius.com/cps/rde/xbc/SID-EA8337C8-E3038806/fronius_usa/DS_Fronius_IG_Plus_V_USA__40_0006_2981_211_as09_low_254148_snapshot.pdf

Imagen 34. Ficha Técnica de Inversor Fronius: Características

| INPUT DATA | Fronius IG Plus V | 3.0-1 UNI | 3.8-1 UNI | 5.0-1 UNI | 6.0-1 UNI | 7.5-1 UNI | 10.0-1 UNI | 11.4-1 UNI | 10.0-3 Delta | 11.4-3 Delta | 12.0-3 WYE277 | |
|---|-------------------------|---|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-------------------------------|---------------------------|-------------------------|--|
| Recommended PV-Power (kWp) | | 2.50 - 3.45 | 3.20 - 4.40 | 4.25 - 5.75 | 5.10 - 6.90 | 6.35 - 8.60 | 8.50 - 11.50 | 9.70 - 13.10 | 8.50 - 11.50 | 9.70 - 13.10 | 10.20 - 13.80 | |
| MPPT-voltage range | | 230 ... 500 V | | | | | | | | | | |
| DC startup voltage | | 245 V | | | | | | | | | | |
| Max. input voltage (at 1000 W/m ² 14 °F (-10 °C) in open circuit operation) | | 600 V | | | | | | | | | | |
| Nominal input current | | 8.3 A | 10.5 A | 13.8 A | 16.5 A | 20.7 A | 27.6 A | 31.4 A | 27.6 A | 31.4 A | 33.1 A | |
| Max. usable input current | | 14.0 A | 17.8 A | 23.4 A | 28.1 A | 35.1 A | 46.7 A | 53.3 A | 46.7 A | 53.3 A | 56.1 A | |
| Admissible conductor size (DC) | | No. 14 - 6 AWG | | | | | | | | | | |
| Number of DC input terminals | | 6 | | | | | | | | | | |
| Max. current per DC input terminal | | 20 A; Bus bar available for higher input currents | | | | | | | | | | |
| OUTPUT DATA | Fronius IG Plus V | 3.0-1 UNI | 3.8-1 UNI | 5.0-1 UNI | 6.0-1 UNI | 7.5-1 UNI | 10.0-1 UNI | 11.4-1 UNI | 10.0-3 Delta | 11.4-3 Delta | 12.0-3 WYE277 | |
| Nominal output power (P _{AC nom}) | | 3000 W | 3800 W | 5000 W | 6000 W | 7500 W | 9995 W | 11400 W | 9995 W | 11400 W | 12000 W | |
| Max. continuous output power 104 °F (40 °C) 208 V / 240 V / 277 V | | 3000 W | 3800 W | 5000 W | 6000 W | 7500 W | 9995 W | 11400 W | 9995 W | 11400 W | 12000 W | |
| Nominal AC output voltage | | 208 V / 240 V / 277 V | | | | | | 208 V / 240 V | | 277 V | | |
| Operating AC voltage range (default) | 208 V 240 V 277 V | 183 - 229 V (-12 / +10 %) 211 - 264 V (-12 / +10 %) 244 - 305 V (-12 / +10 %) | | | | | | | | | | |
| Max. continuous output current | 208 V 240 V 277 V | 14.4 A 12.5 A 10.8 A | 18.3 A 15.8 A 13.7 A | 24.0 A 20.8 A 18.1 A | 28.8 A 25.0 A 21.7 A | 36.1 A 31.3 A 27.1 A | 48.1 A 41.6 A 36.1 A | 54.8 A 47.5 A 41.2 A | 27.7 A* 24.0 A* n.a | 31.6 A* 27.4 A* n.a | n.a. n.a. 14.4 A* | |
| Number of phases | | 1 | | | | | | 3 | | | | |
| Admissible conductor size (AC) | | No. 14 - 4 AWG | | | | | | | | | | |
| Max. continuous utility back feed current | | 0 A | | | | | | | | | | |
| Nominal output frequency | | 60 Hz | | | | | | | | | | |
| Operating frequency range | | 59.3 - 60.5 Hz | | | | | | | | | | |
| Total harmonic distortion | | < 3 % | | | | | | | | | | |
| Power factor | | 1 (at nominal output power) | | | | | | | | | | |
| GENERAL DATA | Fronius IG Plus V | 3.0-1 UNI | 3.8-1 UNI | 5.0-1 UNI | 6.0-1 UNI | 7.5-1 UNI | 10.0-1 UNI | 11.4-1 UNI | 10.0-3 Delta | 11.4-3 Delta | 12.0-3 WYE277 | |
| Max. efficiency | | 96.2 % | | | | | | | | | | |
| CEC efficiency | 208 V 240 V 277 V | 95.0 % 95.5 % 96.0 % | 95.0 % 95.5 % 96.0 % | 95.5 % 95.5 % 96.0 % | 95.5 % 96.0 % 96.0 % | 95.0 % 95.5 % 96.0 % | 95.0 % 95.5 % 96.0 % | 95.0 % 95.5 % 96.0 % | 95.0 % ** 96.0 % ** n.a | 95.0 % 96.0 % n.a | n.a. n.a. 96.0 % | |
| Consumption in standby (night) | | < 1.5 W | | | | | | | | | | |
| Consumption during operation | | 8 W | | 14 W | | | 20 W | | | | | |
| Cooling | | Controlled forced ventilation, variable speed fan | | | | | | | | | | |
| Enclosure type | | NEMA 3R | | | | | | | | | | |
| Unit dimensions (W x H x D) | | 17.1 x 26.5 x 9.9 in. | | | 17.1 x 38.1 x 9.9 in. | | | 17.1 x 49.7 x 9.9 in. | | | | |
| Power stack weight | | 31 lbs. (14 kg) | | | 57 lbs. (26 kg) | | | 84 lbs. (38 kg) | | | | |
| Wiring compartment weight | | 24 lbs. (11 kg) | | | 24 lbs. (11 kg) | | | 26 lbs. (12 kg) | | | | |
| Admissible ambient operating temperature | | -13 °F ... +131 °F (-25 °C ... +55 °C) | | | | | | | | | | |
| Compliance | | UL 1741-2010, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C22. 2 No. 107.1-01 (Sept. 2001), California Solar Initiative - Program Handbook - Appendix C: Inverter Integral 5 % Meter Performance Specification | | | | | | | | | | |
| PROTECTION DEVICES | Fronius IG Plus V | 3.0-1 UNI | 3.8-1 UNI | 5.0-1 UNI | 6.0-1 UNI | 7.5-1 UNI | 10.0-1 UNI | 11.4-1 UNI | 10.0-3 Delta | 11.4-3 Delta | 12.0-3 WYE277 | |
| Ground fault protection | | Internal GFDI (Ground Fault Detector/Interrupter); in accordance with UL 1741-2010 and NEC Art. 690 | | | | | | | | | | |
| DC reverse polarity protection | | Internal diode | | | | | | | | | | |
| Islanding protection | | Internal; in accordance with UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 and NEC | | | | | | | | | | |
| Over temperature | | Output power derating / active cooling | | | | | | | | | | |
| * per Phase | | | | | | | | | | | | |
| ** preliminary | | | | | | | | | | | | |



Fronius USA, LLC
10421 Citation Drive, Suite 1100
Brighton, MI 48116
E-Mail: pv-us@fronius.com
www.fronius-usa.com

Fuente. Fronius International. (2013). Fronius IG Plus V Data sheet Recuperado de http://www.fronius.com/cps/rde/xbr/SID-EA8337C8-E3038806/fronius_usa/DS_Fronius_IG_Plus_V_USA_40_0006

Imagen 35. Ficha Técnica de Analizador de Redes

Megger.

Power MultiMeter PMM-1 Version 2.5
Multi-function Measuring Instrument

Power MultiMeter PMM-1 Version 2.5 **Multi-function Measuring Instrument**



- **Simultaneous measurement and display of all three-phase system parameters**
- **Accurate phase angle measurement at low current levels**
- **Versatile, menu-driven instrument with a built-in timer and data-logging**
- **High-speed measurement mode**

DESCRIPTION

The Power MultiMeter (PMM-1) version 2.5 is a next-generation multifunction instrument for measuring ac or dc voltage, ac primary and secondary current, power, reactive power, power factor, phase angle and frequency of a single or three-phase electrical system.

In the single-phase mode, the PMM-1 is easily configured to measure the amplitude and phase angle between any two voltages and current inputs. These measured quantities are then displayed in an enlarged font size for easier reading on a graphic display. In three-phase mode, all measured quantities are displayed simultaneously on a large, easy-to-read graphic display.

The unique firmware in the PMM-1, combined with a built-in, microprocessor-based timer, is specifically designed to ease testing and commissioning of protective relay systems, including induction unit pickup and timing tests.

The internal timer responds to a variety of start and stop gates, including the application of ac or dc voltage, and opening or closing of dry contacts.

The PMM-1 is a menu-driven instrument equipped with data-retention and data-logging capabilities. It can be used to automatically store measured data at user defined intervals from one minute to 60 minutes. The date and time can also be set, which can be used to start and stop data logging. Up to 286 three-phase data sets can be stored in non-volatile memory. Twenty-four hours (1 day) of data logging can be achieved at 5-minute intervals or 72 hours (3 days) using 15-minute intervals. This feature provides the ability to conduct load and voltage surveys.

Accurate phase angle measurement at very low current levels, which can be displayed either as lagging or leading angles, is another feature of the PMM-1. The user can choose for phase angle readings to be displayed as 0-360 degrees (leading or lagging) or ± 180 degrees lagging.

Motor starting currents, voltages, and power can be captured for analysis. In addition, if a circuit is known to trip under given conditions, its high-speed capture capability can be used to record the quantities prior to the event causing the trip condition. The high-speed capture mode allows 15, 30, or 60 second measurement periods to be selected. This results in 300, 600, or 1200 sets of readings in the single-phase mode and 100, 200, or 400 sets of readings in the three-phase mode.

Any current or voltage transformer ratio up to a ratio of 9999:1 or 9999:5 can be input into the equipment. The displayed value on the PMM-1 is the Primary Line value of the circuit under test. The values measured will be displayed as Primary values eliminating the need for making conversions.

A Microsoft Excel® workbook is provided with macros, which obtain data from the PMM-1 through the RS-232 port and display the data in a spreadsheet. Vector displays are provided in the single-phase mode and three-phase mode of operation. Data from the data logging mode or high speed capture mode may be used to generate Excel charts for trending purposes. Required charts must be developed in Excel.

Fuente. Megger. (2014). Power Multimeter Measuring Instrument –PMM-1 Data sheet Recuperado de <https://www.electrorent.com/products/search/pdf/AVO-pmm-1.pdf>

Imagen 36. Ficha Técnica de Analizador de Redes Características

Megger.

Power MultiMeter PMM-1 Version 2.5
Multi-function Measuring Instrument

Current

Direct Input: 0 - 100 Amperes (ac), 0.01% resolution of range
Accuracy: $\pm 0.05\%$ of reading, 50/60 Hz
From 0.10 - 10A (21°- 25° C) $\pm 0.1\%$ of reading >10 amperes
Minimum Current Measurement: 2 mA
Burden at 5A: 0.1VA
Crest Factor: 3

Phase Angle

0 - 360.00° or $\pm 0 - 180.00^\circ$, 0.01° resolution
Accuracy 50/60 Hz: $\pm 0.05^\circ$ input levels above 30 V and 1.0 amp⁰⁾,
 $\pm 0.5^\circ$ input levels above 3 Volts and 0.02 amps, $\pm 2^\circ$ input levels
down to 0.002 amps.

Power

$\pm 0 - 100$ KW, 0.1% resolution.
Accuracy at 50 or 60 Hz: $\pm 0.1\%$ of VA.

Reactive Power

$\pm 0 - 100$ KVAR, 0.1% resolution.
Accuracy at 50/60 Hz: $\pm 0.1\%$ of VA.

Frequency component only of a voltage or current

10 - 1000 Hz, 0.01 Hz resolution.
Accuracy: ± 0.03 Hz.

Harmonics

Measures all harmonics content simultaneously of any selected
voltage or current, up to the 49th harmonic.
Accuracy: $\pm 5\%$ of reading

Time

0.000 to 999.999 seconds
0.000 to 9999.9 cycles

Seconds Mode

\pm LSD or $\pm 0.005\%$ of reading, whichever is greater when initiated
by a dry contact, a DC potential above 5 volts or an AC potential
above 115 VAC*.

Cycles Mode

± 0.5 cycle when initiated by a dry contact, a DC potential above
5 volts or an AC potential above 115 VAC*.
*AC voltage accuracy is worse at lower voltages and is ± 8 ms in
worst cases (5 V rms applied just following wave-shape peak).

Start/Stop Inputs

5-300 Volts (AC or DC) start or stop inputs. AC or DC
applied/removed, or dry contact closure or opening.

Voltage Applied

Timer starts or stops when an AC or DC potential
(5 to 300 V) is applied.

Voltage Removed

Timer starts or stops when an AC or DC potential
(5 to 300 V) is removed.

Input Resistance

1000W min.

Response Time

Regular measurement mode 2 readings per second.

High speed measurement mode

20 readings per second for a period of 15, 30 or 60 sec.

Data input/output

RS-232 Serial Data Port: The RS232 port is provided for control
of PMM-1 and transferring data from the instrument to a personal
computer. PMM-1 software is included.

Printer Port: Parallel printer port is provided to allow the
printing of data on an external printer. (Printer is not included
with instrument.)

Dimensions

13.5 H x 9 W x 9 D in.
344 W x 242 H 242 D mm

Weight

13.4lbs (6.0 kg)

Operating Temperature

-15° to 55° C (5° to 131° F)

Storage Temperature

-30° to 75° C (-22° to 167° F)

⁰⁾ Using current as reference

OPTIONAL ACCESSORIES

- Fused potential leads for measuring high voltage
- Miniature clamp-on CT's assists in current check of
wired distribution panels
- Clamp-on CT allows current measurement of primary
cable or busbar circuits

The Power MultiMeter optional accessories are used to
measure ac voltage, ac primary and secondary current of a
single or three-phase electrical systems.

The Power MultiMeter accessories shown on the following
page allows the technician to easily connect a power
measuring instrument to any electrical system for
measurement.

Fuente. Megger. (2014). Power Multimeter Measuring Instrument –PMM-1 Data sheet Recuperado de
<https://www.electrorent.com/products/search/pdf/AVO-pmm-1.pdf>

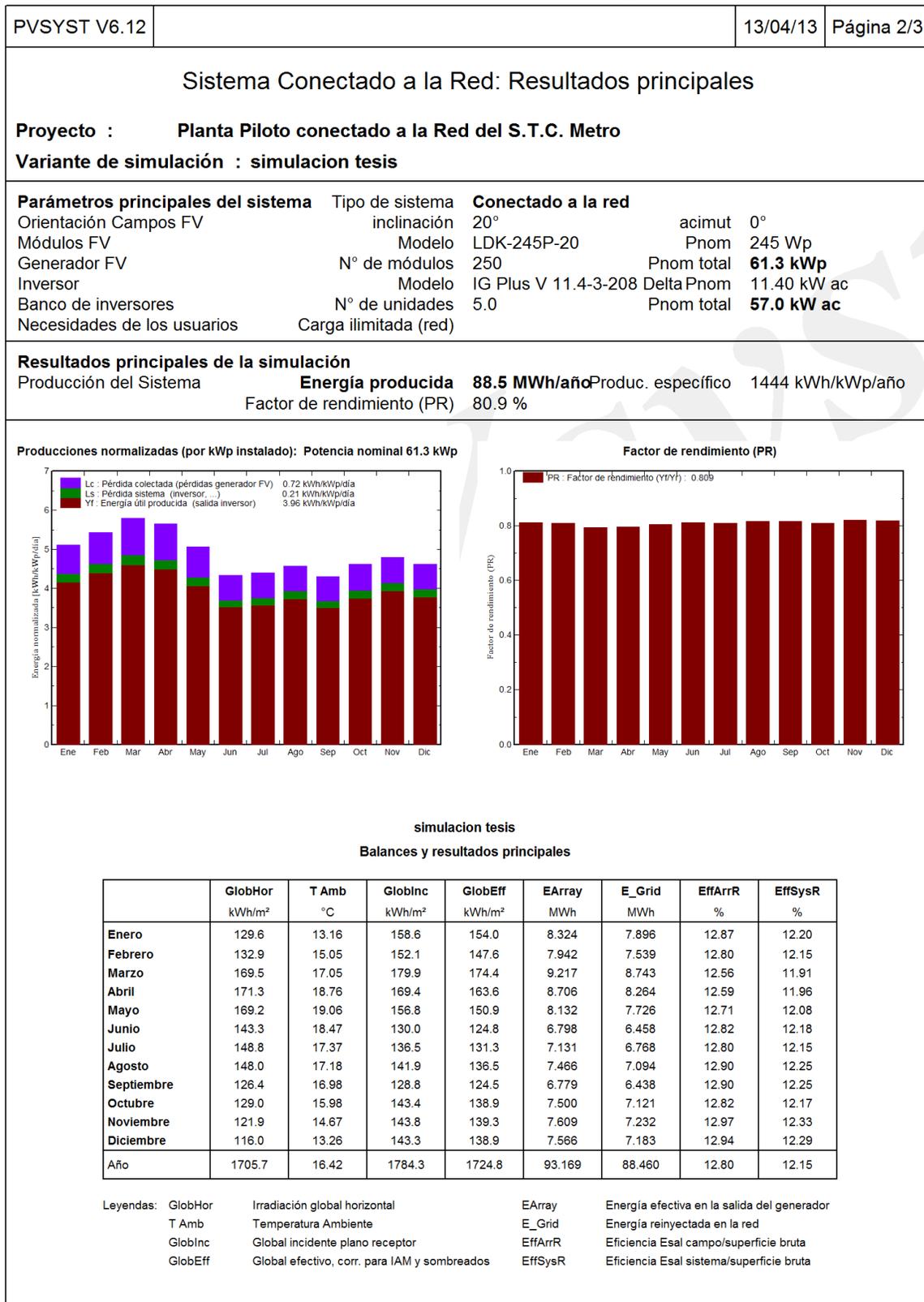
Apéndice D Programa PVSYSY: Comprobación de Resultados

Imagen 37. Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la Simulación.

| | | | |
|---|--------------------------|--------------------------|-----------------------------------|
| PVSYSY V6.12 | | 13/04/13 | Página 1/3 |
| Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación | | | |
| Proyecto : Planta Piloto conectado a la Red del S.T.C. Metro | | | |
| Lugar geográfico | Ciudad Univ. | País | Mexico |
| Ubicación | Latitud | 19.3°N | Longitud 99.2°W |
| Hora definido como | Hora Legal | Huso hor. UT-6 | Altitud 2278 m |
| | Albedo | 0.20 | |
| Datos climatológicos: | Ciudad Univ. | Síntesis - Meteororm 6.1 | |
| Variante de simulación : simulacion tesis | | | |
| | Fecha de simulación | 13/04/13 20h41 | |
| Parámetros de la simulación | | | |
| Orientación Plano Receptor | Inclinación | 20° | Acimut 0° |
| Modelos empleados | Transposición | Perez | Difuso Measured |
| Perfil obstáculos | Sin perfil de obstáculos | | |
| Sombras cercanas | Sin sombreado | | |
| Características generador FV | | | |
| Módulo FV | Si-poly | Modelo | LDK-245P-20 |
| | | Fabricante | LDK Solar Co., Ltd. |
| Número de módulos FV | | En serie | 10 módulos |
| Nº total de módulos FV | | Nº módulos | 250 |
| Potencia global generador | | Nominal (STC) | 61.3 kWp |
| Caract. funcionamiento del generador (50°C) | | V mpp | 268 V |
| Superficie total | | Superficie módulos | 408 m² |
| | | Superf. célula | 365 m² |
| Inversor | | Modelo | IG Plus V 11.4-3-208 Delta |
| | | Fabricante | Fronius USA |
| Características | | Tensión Funciona. | 230-500 V |
| Banco de inversores | | Nº de inversores | 5 unidades |
| | | Pnom unitaria | 11.4 kW AC |
| | | Potencia total | 57.0 kW AC |
| Factores de pérdida Generador FV | | | |
| Factor de pérdidas térmicas | Uc (const) | 20.0 W/m²K | Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s |
| Pérdida Óhmica en el Cableado | Res. global generador | 23 mOhm | Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC |
| Pérdida Calidad Módulo | | | Fracción de Pérdidas -0.8 % |
| Pérdidas Mismatch Módulos | | | Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP |
| Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE | IAM = | 1 - bo (1/cos i - 1) | Parám. bo 0.05 |
| Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red) | | | |

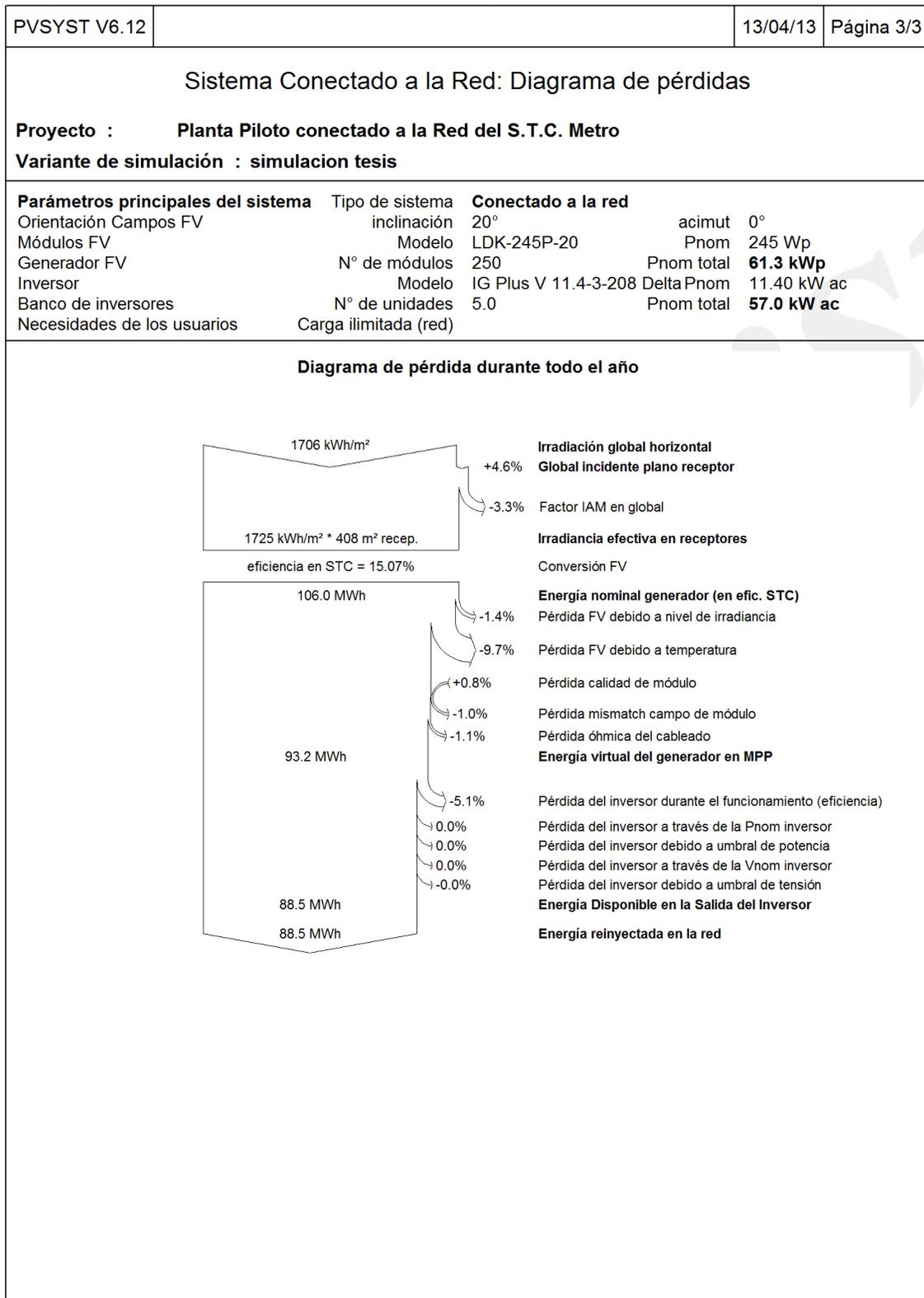
Fuente. Elaboración propia. (2013, 13 de Abril). PVsyst (Versión 6.12). [Software de computación]Schweiz :PVsyst SA

Imagen 38. Sistema Conectado a la Red: Resultados Principales



Fuente. Elaboración propia. (2013, 13 de Abril). PVsyst (Versión 6.12). [Software de computación]Schweiz: PVsyst SA

Imagen 39. Sistema Conectado a la Red: Diagramas de Pérdidas.



Fuente. Elaboración propia. (2013, 13 de Abril).PVsyst (Versión 6.12). [Software de computación]Schweiz: PVsyst SA

Apéndice E Programa GNU Octave: Cálculo de Distancias entre Módulos.

Programa 1. Cálculo de Distancias entre Módulos

```

clc;
clear all;
disp('Tesis Planta Piloto de un Sistema de Generación Eléctrica')
disp('Fotovoltaico en las Estaciones Superficiales de la Línea 2 del S.T.C. ');
disp('Programa Realizado por:');
disp('Alvarado Ornelas Alexis Eduardo');
disp('Miranda Calva Jesús');
disp('Cálculo de la Distancia entre Paneles');
% Caso Ciudad de México
%n= Numero de día de acuerdo al Calendario sea 21 Marzo Numero de día 80 etc.
%La= Latitud 19.38°, B= Inclinación 20°, Or= Orientación 0°, L= Longitud Módulo 0.986
m.
% Se toma en cuenta el tiempo que tenemos disponible la luz del sol, por cada hora solar son 15°, de
% la conversión (365 días/24 horas)=15° por hora siendo el horario matutino con valores negativos y
% el horario vespertino con valores positivos. Se debe tomar la muestra de las 8 a las 18 hrs del día.
ms=input('Ingresar el Mes (numero del Mes): ');
i=input('Ingresar el Día : ');
[mes]=tabla_mes(ms);
n=mes+i;
D= 23.45 * (sind((360*(284+n))/365)); %Angulo de declinación
fprintf('El ángulo de declinación es de: %g °\n', D);
hr=input('Ingresar la hora del día : ');
[w]=tabla_hora(hr)

if w==0
teta= abs((La-D-B)) %teta es el ángulo de incidencia del sol.
fprintf('El ángulo de incidencia es de : %g °',teta);
hsmax=90-La+D %hsmax es altura solar máxima.
fi=[(sind(B))/(tand(hsmax))];
d=[L*(cosd(B)+fi)]
fprintf('La Distancia entre módulos es de : %g m',d);

else
teta=[acosd((sind(D)*sind(La-B) )+ (cosd(D)*cosd(La-B)*cosd(w)) ) ]
fprintf('El ángulo de incidencia es de : %g °',teta);
hs=[asind((sind(La)*sind(D))+cosd(La)*cosd(D)*cosd(w))] %hs es la altura solar
fi=[(sind(B))/(tand(hs))];
d=[L*(cosd(B)+fi)] %d es la distancia entre módulos

fprintf('La Distancia recomendada entre módulos es de : %g m',d);

end

```

Fuente. Elaboración propia. (2014). GNU Octave (Versión 3.6.4). GNU Public License. Apoyado de Duffie John A. & Beckman William A. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes. (3ª ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.

Programa 2. Función Tabla_mes

```
function[mes]=tabla_mes(ms)
if ms==1 mes=0;
elseif ms==2 mes=31;
elseif ms==3 mes=59;
elseif ms==4 mes=90;
elseif ms==5 mes=120;
elseif ms==6 mes=151;
elseif ms==7 mes=181;
elseif ms==8 mes=212;
elseif ms==9 mes=243;
elseif ms==10 mes=273;
elseif ms==11 mes=304;
elseif ms==12 mes=334; end
```

Fuente. *Elaboración propia. (2014). GNU Octave (Versión 3.6.4). GNU Public License. Apoyado de Duffie John A. & Beckman William A. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes. (3ª ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.*

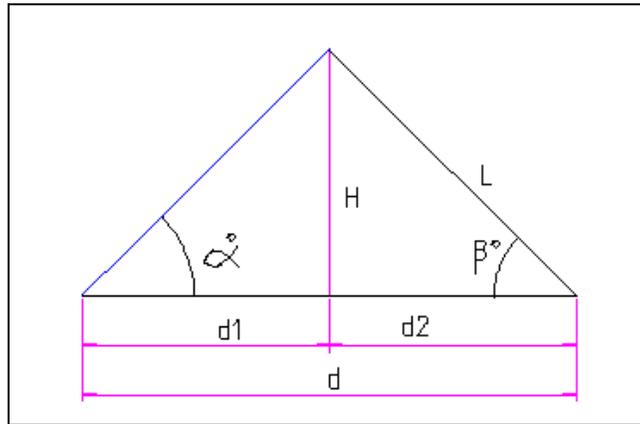
Programa 3. Función Tabla_hora

```
function [w]=tabla_hora(hr)
if hr==8 w=-60;
elseif hr==830 w=-52.5;
elseif hr==9 w=-45;
elseif hr==930 w=-37.5;
elseif hr==10 w=-30;
elseif hr==1030 w=-22.5;
elseif hr==11 w=-15;
elseif hr==1130 w=-7.5;
elseif hr==12 w=0;
elseif hr==1230 w=7.5;
elseif hr==13 w=15;
elseif hr==1330 w=22.5;
elseif hr==14 w=30;
elseif hr==1430 w=37.5;
elseif hr==15 w=45;
elseif hr==1530 w=52.5;
elseif hr==16 w=60;
elseif hr==1630 w=67.5;
elseif hr==17 w=75;
elseif hr==1730 w=82.5;
elseif hr==18 w=90;
elseif hr==1830 w=97.5; end
```

Fuente. *Elaboración propia. (2014). GNU Octave (Versión 3.6.4). GNU Public License. Apoyado de Duffie John A. & Beckman William A. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes. (3ª ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.*

Apéndice F Trigonometría de Distancia entre Módulos Fotovoltaicos

Imagen 40. Trigonometría de Distancia entre los Módulos Fotovoltaicos.



Fuente. Elaboración propia. (2013) LibreCad (Versión 2.0.0). [Software de computación]. U.S.: GNU General Public License. Adaptado de Mendez, J. M. Cuervo, R. & BUREAU VERITAS Formación. (2010). Energía Solar Térmica. España: FC Editorial.

Identidades:

$$\sin \alpha = c.o./H$$

$$\cos \alpha = c.a./H$$

$$\tan \alpha = c.o./c.a.$$

$$d = d1 + d2$$

d1:

$$\tan \alpha = H/d1$$

$$d1 = H/\tan \alpha$$

$$H = d1 \tan \alpha$$

d2:

$$\sin \beta = H/L$$

$$L \sin \beta = H$$

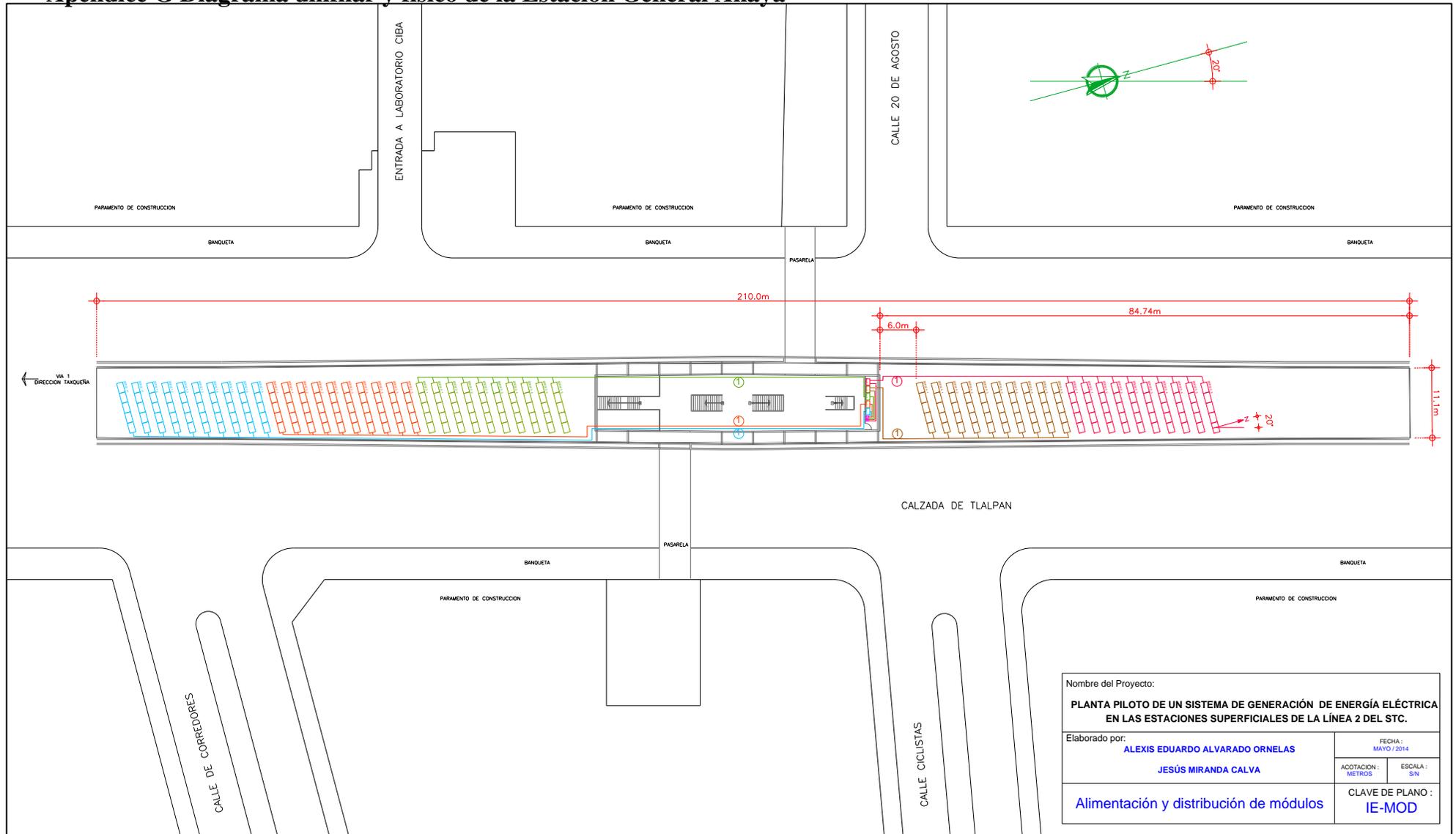
Comparando Ecuaciones: $H = d1 \tan \alpha = L \sin \beta = H$

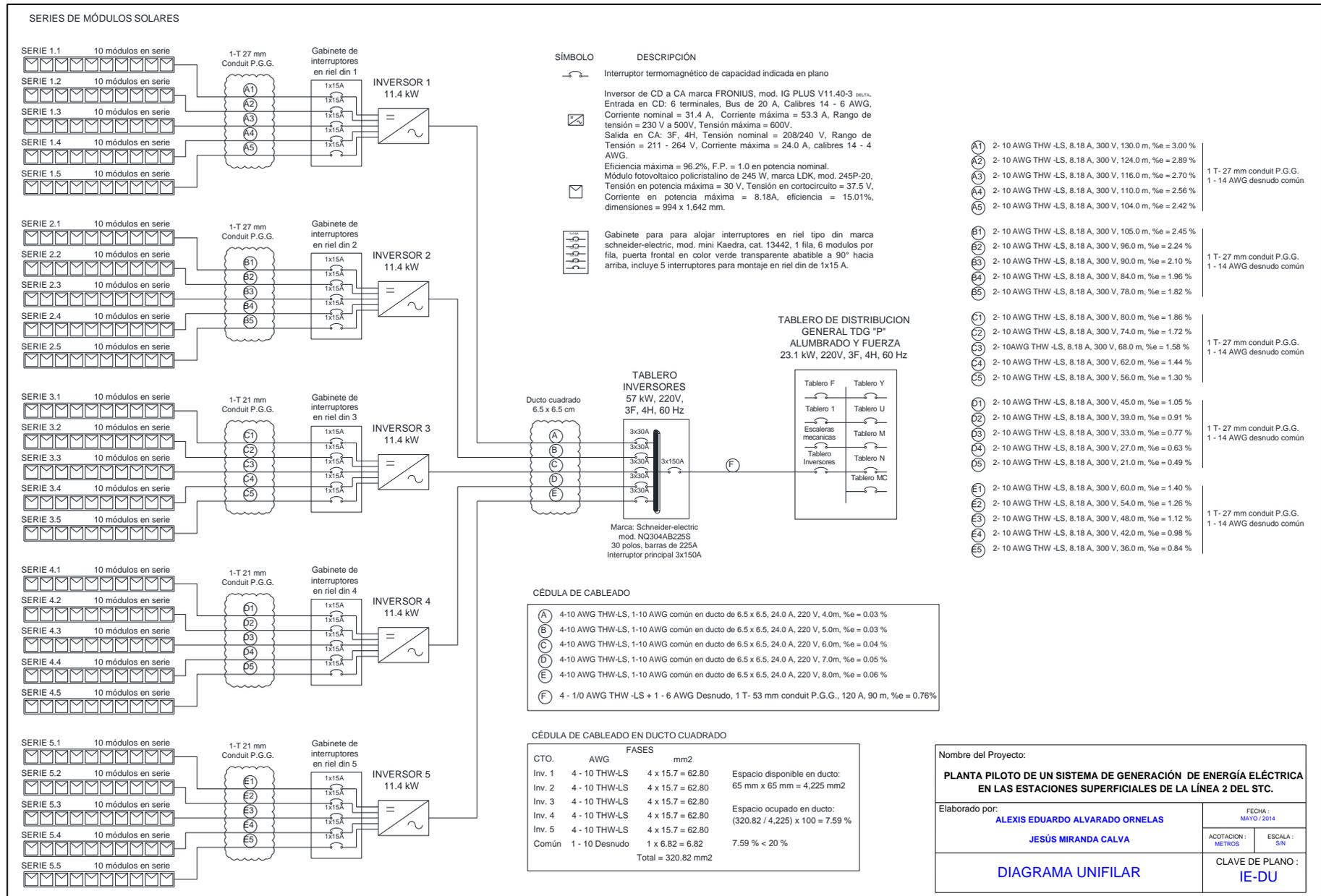
Resolviendo el Sistema de Ecuaciones:

$$d = \frac{L * \sin \beta}{\tan \alpha} + L * \cos \beta$$

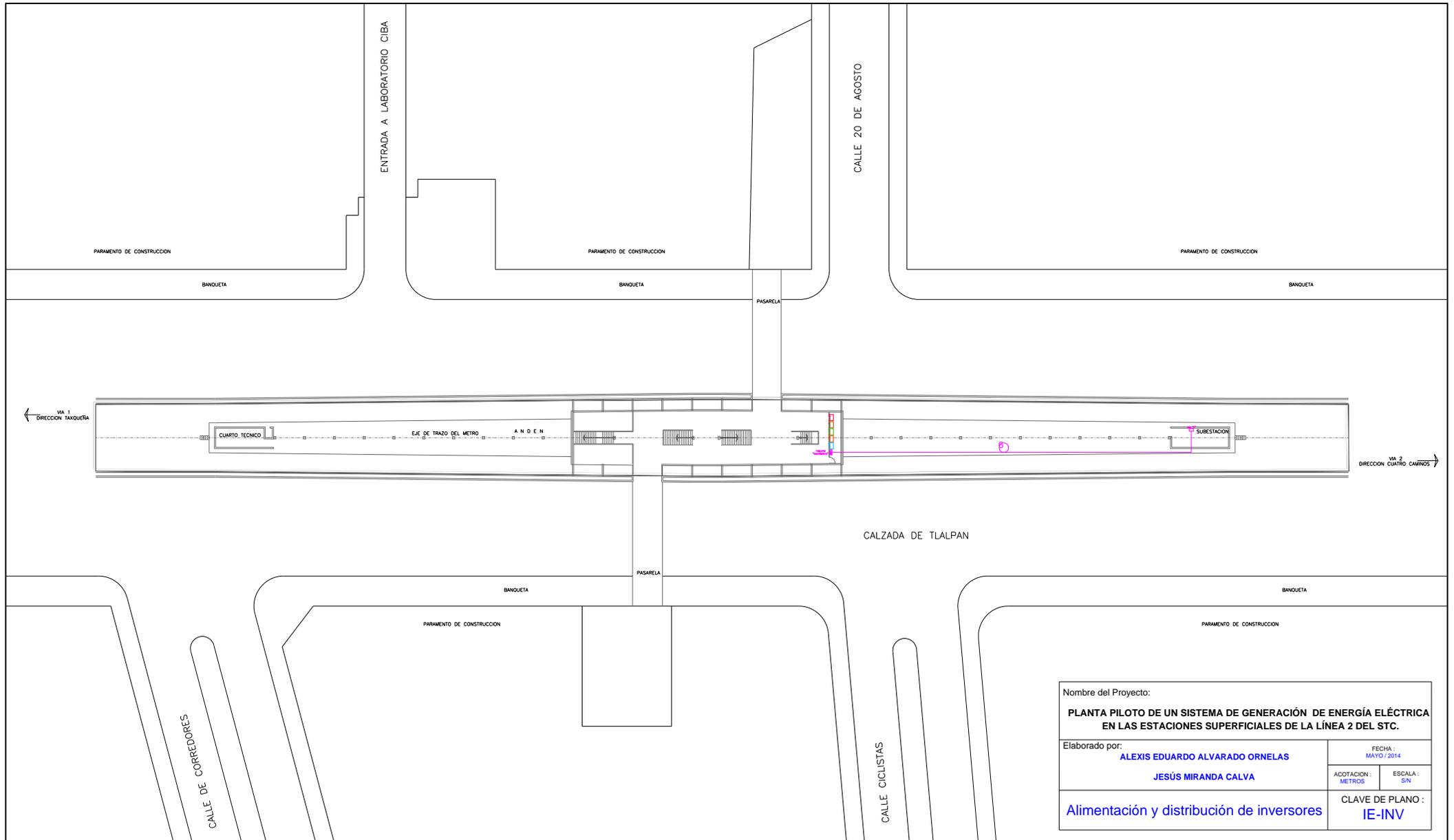
$$d = L * \left(\frac{\sin \beta}{\tan \alpha} + \cos \beta \right)$$

Apéndice G Diagrama unifilar y físico de la Estación General Anaya





ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



| | | | |
|--|--|-----------------|---------|
| Nombre del Proyecto: | | FECHA: | |
| PLANTA PILOTO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ESTACIONES SUPERFICIALES DE LA LÍNEA 2 DEL STC. | | MAYO / 2014 | |
| Elaborado por: | | AGOTACION: | ESCALA: |
| ALEXIS EDUARDO ALVARADO ORNELAS | | METROS | SN |
| JESÚS MIRANDA CALVA | | CLAVE DE PLANO: | |
| Alimentación y distribución de inversores | | IE-INV | |

Apéndice H Normatividad

| | |
|-------------------------------------|---|
| ANSI Z97.1 | Relates to safety relating to potencial glass breakage |
| ASCE 7-05 | Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures. |
| CFE G0100-04 | Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW. |
| IEC 60364-7-712 | Electrical installations of buildings– Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems |
| IEC 61853-2 | Standards: Validation of Models using Outdoor Test Methods |
| IEC 62109-1 | Safety of power converters for use in photovoltaic power systems -Part 1: General requirements |
| IEC 62109-2 | Safety of power converters for use in photovoltaic power systems -Part 2: Particular requirements for inverters |
| IEC 62116 | Test procedure of islanding prevention measures for utility interconnected photovoltaic inverters |
| IEC 62446 | Grid-Connected Photovoltaic Systems-Minimum Requirements for Systems Documentation Commissioning Tests and Inspection |
| IEC TC-82 | A compendium of 25 standards relating to the electrical and mechanical performance testing and measurement of PV systems |
| IEEE 929 | IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Residential and Intermediate Photovoltaic Systems |
| IEEE 1262 | IEEE Recommended Practice for Qualification of Photovoltaic Modules |
| IEEE 1373 | Recommended Practice for Field Test Methods and Procedures for Grid-Connected Photovoltaic Systems |
| IEEE 1479 | Recommended Practice for the Evaluation of Photovoltaic Module Energy Production |
| IEEE 1513 | Recommended Practice for Qualification of Concentrator Photovoltaic Receiver Sections and Modules |
| IEEE 1547 | IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems |
| ISO 9001 | An international quality standard, comprising of 20 segments, dealing with all aspects of design, manufacturing, and delivery of service. |
| NEC 2011 | National Electrical Code/Wiring methods (comprehensive) |
| NOM 001-SEDE | 2012 Instalaciones Eléctricas (utilización), publicada en el DOF el 29 de noviembre de 2012, entrando en vigor a partir del 29 de mayo de 2013. |
| NOM-008-SCFI-2002 | Sistema general de unidades de medida. |
| NMX-J-643/1-ANCE-2011 (IEC 60904-1) | -Dispositivos fotovoltaicos-Parte 1: Medición de la característica corriente-tensión de los dispositivos fotovoltaicos. |
| NMX-J-643/2-ANCE-2011 (IEC 60904-2) | -Dispositivos fotovoltaicos-Parte 2: Requisitos para dispositivos solares de referencia. |

- NMX-J-643/3-ANCE-2011 (IEC 60904-3) -Dispositivos fotovoltaicos-Parte 3: Principios de medición para dispositivos solares fotovoltaicos terrestres (FV) con datos de referencia para radiación.
- NMX-J-643/5-ANCE-2011 (IEC 60904-5) -Dispositivos fotovoltaicos-Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la celda (ECT) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de tensión de circuito abierto.
- NMX-J-643/7-ANCE-2011 (IEC 60904-7) -Dispositivos fotovoltaicos-Parte 7: Cálculo de la corrección del desajuste espectral en las mediciones de dispositivos fotovoltaicos.
- NMX-J-643/9-ANCE-2011 (IEC 60904-9) -Dispositivos fotovoltaicos-Parte 9: Requisitos para la realización del simulador solar.
- NMX-J-643/10-ANCE-2011 (IEC 60904-10) -Dispositivos fotovoltaicos-Parte 10: Métodos de mediciones lineales.
- NMX-J-643/11-ANCE-2011 (IEC 60891) -Dispositivos fotovoltaicos-Parte 11: Procedimientos para corregir las mediciones de temperatura e irradiancia de las características corriente-tensión.
- NMX-J-643/12-ANCE-2011 (IEC 61836) -Dispositivos fotovoltaicos-Parte 12: Términos, definiciones y simbología.
- NMX-J-618/1-ANCE-2010 (IEC 61730-1) –Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Requisitos generales para construcción.
- NMX-J-618/2-ANCE-2012 (IEC 61730-2) –Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 2: Requisitos para pruebas
- NMX-J-618/3-ANCE-2012 (IEC 61646) Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 3: Requisitos para módulos fotovoltaicos de película delgada-Calificación del diseño.
- NMX-J-618/4-ANCE-2012 (IEC 61215) Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 4: Requisitos para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino-Calificación del diseño.
- NMX-J-618/5-ANCE-2012 (IEC 61701) Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 5: Método de prueba de corrosión por niebla salina en módulos fotovoltaicos.
- NMX-J-618/6-ANCE-2012 (IEC 61345) Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 6: Método de prueba UV (ultravioleta) para módulos fotovoltaicos.
- NMX-J-655/1-ANCE-2012 (IEC 61853-1) Desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Mediciones de desempeño para irradiancia, temperatura y energía en módulos fotovoltaicos.
- NMX-J-655/2-ANCE-2012 (IEC 61683) Desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 2: Acondicionadores de energía-Procedimiento para la medición de la eficiencia.
- UL 1703 Standard for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels
- UL 1741 Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for use with Distributed Energy Resources

Apéndice I Cálculo del Costo de la Energía Consumida

Demanda facturable

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0) \quad (35)$$

Dónde:

DP = Demanda máxima medida en el periodo de punta

DS = Demanda máxima medida en el periodo de semipunta

DI = Demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB = Demanda máxima medida en el periodo de base

DPS = Demanda máxima medida en los periodos de punta y semipunta

DPSI = Demanda máxima medida en los periodos de punta, semipunta e intermedio

DPI = Demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán valores de 0.2 y 0.1 respectivamente.

Sustituyendo con datos obtenidos del levantamiento:

$$DF = 25,272.9 + 0.2 \times \max(2,503.42 - 25,272.9, 0) + 0.1 \times \max(20,470.3 - 25,272.9, 0)$$

$$DF = 25,272.9 + 0.2(0) + 0.1(0)$$

$$DF = 25.2 \text{ kW}$$

Bonificación por bajo factor de potencia

$$\text{Bonificacion} = \frac{1}{4} \times \left(1 - \frac{0.9}{f.p. \text{ medido}} \right) \times 100\% \quad (36)$$

Sustituyendo con datos obtenidos del levantamiento:

$$\text{Bonificacion} = \frac{1}{4} \times \left(1 - \frac{0.9}{0.92} \right) \times 100\%$$

$$\text{Bonificacion} = 0.54\%$$

Apéndice J Desglose de Materiales

Tabla21. Integración del Costo de Materiales: Equipo Fotovoltaico

| INTEGRACION DEL COSTO DE MATERIALES | | | | | |
|-------------------------------------|---|--------|----------|-------------|--------------|
| Clave | Partida/Concepto | Unidad | Cantidad | P.U. | Importe |
| A1 Equipo fotovoltaico | | | | | |
| 1.1 | Modulo Fotovoltaico de 240W, Marca LDK Modelo 245P-20 Tecnología Polycristalina Medidas de 1642x994x40mm. | Pza | 250.0 | \$2,153.18 | \$538,295.63 |
| 1.2 | Inversor de CD a CA de 11.4KW, Marca Fronius, modelo IG PLUS V11.40-3DELTA, 3F, 240 V, 60 Hz. | Pza | 5.0 | \$44,497.50 | \$222,487.49 |
| 1.3 | Bastidor de Acero galvanizado para soporte de 5 módulos, fijación a piso o losa Marca Conermex | Pza | 50.0 | \$1,502.55 | \$75,127.50 |
| SUBTOTAL | | | | | \$835,910.62 |

Fuente. TELLIS Ingeniería Sustentable. (2013, 8 de Octubre). Lista de Precios de Materiales Eléctricos.

Tabla22. Integración del Costo de Materiales: Canalización.

| INTEGRACION DEL COSTO DE MATERIALES | | | | | |
|-------------------------------------|---|--------|----------|----------|-------------|
| Clave | Partida/Concepto | Unidad | Cantidad | P.U. | Importe |
| A2 Canalización | | | | | |
| 2.1 | Tubo conduit pared gruesa galvanizado de 13 mm (1/2"), Marca Omega o Júpiter. | Tmo | 150.0 | \$44.10 | \$6,615.00 |
| 2.2 | Tubo conduit pared gruesa galvanizado de 25 mm (1"), Marca Omega o Júpiter. | Tmo | 140.0 | \$110.32 | \$15,444.80 |
| 2.3 | Tubo conduit pared gruesa galvanizado de 51 mm (2"), marca omega o Júpiter. | Tmo | 23.3 | \$248.55 | \$5,799.50 |
| 2.4 | Ducto cuadrado de 6.5 x 6.54 | Tmo | 10.0 | \$133.00 | \$1,330.00 |
| 2.5 | Codo 90° para ducto cuadrado 6.5 x 6.5 | Pza | 2.0 | \$183.15 | \$366.30 |
| 2.6 | TE para ducto cuadrado 6.5 x 6.5 | Pza | 4.0 | \$404.18 | \$1,616.72 |
| 2.7 | Adaptador para tablero de ducto cuadrado 6.5 x 6.5 | Pza | 6.0 | \$93.26 | \$559.56 |
| SUBTOTAL | | | | | \$31,731.88 |

Fuente. TELLIS Ingeniería Sustentable. (2013, 8 de Octubre). Lista de Precios de Materiales Eléctricos.

Tabla23. Integración del Costo de Materiales: Cableado.

| INTEGRACION DEL COSTO DE MATERIALES | | | | | |
|-------------------------------------|---|--------|----------|---------|-------------|
| Clave | Partida/Concepto | Unidad | Cantidad | P.U. | Importe |
| A3 Cableado | | | | | |
| 3.1 | Cable de cobre THW-LS cal. 10 AWG marca Viakon o Condumex. | M | 4,684.0 | \$8.81 | \$41,256.67 |
| 3.2 | Cable de cobre THW-LS cal. 1/0 AWG marca Viakon o Condumex. | M | 360.0 | \$96.92 | \$34,891.20 |
| 3.3 | Cable de cobre desnudo cal. 14 AWG marca Viakon o Condumex. | M | 470.0 | \$4.11 | \$1,931.70 |
| 3.4 | Cable de cobre desnudo cal. 10 AWG marca Viakon o Condumex. | M | 12.0 | \$8.14 | \$97.68 |
| 3.4 | Cable de cobre desnudo cal. 6 AWG marca Viakon o Condumex. | M | 75.0 | \$16.92 | \$1,269.00 |
| SUBTOTAL | | | | | \$79,446.25 |

Fuente. TELLIS Ingeniería Sustentable. (2013, 8 de Octubre). Lista de Precios de Materiales Eléctricos.

Tabla24. Integración del Costo de Materiales: Tablero e Interruptores

| INTEGRACION DEL COSTO DE MATERIALES | | | | | |
|-------------------------------------|--|--------|----------|-------------|-------------|
| Clave | Partida/Concepto | Unidad | Cantidad | P.U. | Importe |
| A4 Tablero e interruptores | | | | | |
| 4.1 | Gabinete para alojar interruptores en riel tipo din marca Schneider electric modelo mini Kaedra, Cat. 13442. | PZA | 5.0 | \$377.06 | \$1,885.28 |
| 4.2 | Interruptor termomagnético montaje en riel tipo din 1x15A Marca Square-D | PZA | 25.0 | \$49.68 | \$1,242.00 |
| 4.3 | Tablero de distribución Mod. NQ304AB225S, 3F, 4H, 220V, 30 polos, int. Principal de 3x150A. | PZA | 1.0 | \$14,499.50 | \$14,499.50 |
| 4.4 | Interruptor termomagnético de 3x30A Marca Square-D Mod. QO330 | PZA | 5.0 | \$1,718.40 | \$8,592.00 |
| 4.5 | Interruptor termomagnético de 3x150A Marca Square-D Mod. JDL36150. | PZA | 1.0 | \$14,496.00 | \$14,496.00 |
| SUBTOTAL | | | | | \$40,714.78 |

Fuente. TELLIS Ingeniería Sustentable. (2013, 8 de Octubre). Lista de Precios de Materiales Eléctricos.

Glosario

Cambio Climático: Es el cambio de las condiciones climáticas de nuestro planeta, producidas directa o indirectamente por las actividades humanas que alteran la composición de la atmósfera mundial y que viene a sumarse a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables.

Campo Eléctrico: es la fuerza por unidad de carga que actuaría sobre una carga dada situada en un punto dado en el espacio.

Campo Electromagnético: Es un campo físico, de tipo tensorial, producido por aquellos elementos cargados eléctricamente, que afecta a partículas con carga eléctrica.

Carga Eléctrica: Es la potencia instalada o demandada de un circuito eléctrico

Carga Instalada: Es la suma de las potencias nominales de los aparatos y equipos que se encuentran conectados en un área determinada de la instalación, y se expresa generalmente en kVA ó kW.

Conductor: es un cuerpo caracterizado por ofrecer una muy baja resistencia al flujo de electrones.

Corriente Eléctrica: Se define como el número de cargas que circulan por una sección dada de un conductor por unidad de tiempo debido a la existencia de una diferencia de potencial eléctrico entre sus extremos.

Corriente Continua: Es cuando un flujo de electrones circula en el mismo sentido en un circuito eléctrico

Corriente Alterna: Es aquella en que la intensidad cambia de dirección periódicamente en un conductor, como consecuencia del cambio periódico de polaridad de la tensión aplicada en los extremos de dicho conductor.

Demanda: Es la potencia que consume la carga, medida por lo general en intervalos de tiempo expresada en kW o kVA, a un factor de potencia determinado.

Diagrama Unifilar: Indica por medio de líneas sencillas y símbolos simplificados, la interconexión y partes componentes de un circuito o sistema eléctrico.

Energía: Es la capacidad de realizar trabajo que poseen los cuerpos, cualesquiera que sea su causa.

Energía Renovable: Son aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por la humanidad, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica.

Efecto Fotoeléctrico: Emisión de electrones por parte de un metal expuesto a la luz. La superficie de metal absorbe suficiente energía de la luz incidente como para que algunos electrones se liberen de sus átomos y escapen a la superficie.

Factor de demanda: Es el cociente de la demanda máxima de un sistema y la carga instalada en el mismo.

Factor de Potencia: Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente consumida por una instalación.

Fotón: El cuanto de la radiación electromagnética.

Fusible: Dispositivo de protección contra sobrecorriente con una parte que se funde cuando se calienta por el paso de una sobrecorriente que circule a través de ella e interrumpe el paso de la corriente.

Eficiencia Energética: Es la relación existente entre la entrada y salida energética de un proceso productivo, es decir, es el consumo específico de energía.

Huella de carbono: Es la medida del impacto que nuestras actividades tienen en el medio ambiente, especialmente en el cambio climático.

Hora solar pico: Es el número de horas de sol que con una radiación global de $1\ 000\ \text{W/m}^2$ y proporcionan una energía equivalente a la irradiación global en un periodo de tiempo.

Interruptor Termomagnético: Es un medio de protección y desconexión a base de elementos mecánicos termomagnéticos de fácil accionamiento y de rápida respuesta a la falla eléctrica, ensamblados en caja moldeada.

Inversión: Es la colocación de capital en una operación, proyecto o iniciativa empresarial con el fin de recuperarlo con intereses en caso de que el mismo genere ganancias.

Inversor: Es el dispositivo eléctrico que convierte la corriente continua en corriente alterna.

Irradiación: Es la cantidad de irradiancia recibida en un lapso de tiempo determinado, es la potencia por el tiempo recibida por unidad de superficie. Se suele medir en Wh/m^2

Radiación solar: Es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol, en un espectro desde el infrarrojo hasta el ultravioleta.

Irradiancia: es la magnitud que describe la radiación solar que llega hasta nosotros. Se suele medir en W/m^2

Semiconductor: Se define como un material cuya conductividad eléctrica es intermedia entre la de un metal (resistividad de 10^{-6} ohm*cm) y la de un aislador (resistividad de 10^{10} ohm*cm). Dependiendo de diversos factores como son el campo eléctrico o magnético, la presión, la radiación y la temperatura ambiente a la que se encuentre.

Potencia eléctrica: Se define como la cantidad de trabajo realizado por una corriente eléctrica.

Potencia nominal: Es la potencia máxima a plena carga

Sistema solar fotovoltaico: El total de componentes y subsistemas que, combinados, convierten la energía solar en energía eléctrica apropiada para conectar una carga de utilización.

Sobrecarga: Operación de un equipo por encima de su capacidad normal, a plena carga, o de un conductor por encima de su ampacidad que, cuando persiste durante un tiempo suficientemente largo, podría causar daños o un calentamiento peligroso. Una falla como un cortocircuito o una falla a tierra, no es una sobrecarga.

Sobrecorriente: Cualquier corriente que supere la corriente nominal de los equipos o la ampacidad de un conductor. La sobrecorriente puede provocarse por una sobrecarga, un corto circuito o una falla a tierra.

Tarifa HS Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión

Tubo Conduit: Sistema de canalización diseñado y construido para alojar conductores en instalaciones eléctricas, de forma tubular, sección circular.

Tensión: La mayor diferencia de potencial entre dos conductor cualesquiera de un circuito considerado

Referencias

- Bayod, A.A.(2009). *Sistemas Fotovoltaico: energías renovable*. Zaragoza: Prensas Universitarias Zaragoza
- Best y Brown R & Estrada, C (2012). *La Alternativa de las Fuentes Renovables de Energía en México*. En Calva, J. (Ed.),*Crisis Energética Mundial y Futuro de la Energía en México*. (pp. 76-85). D.F. México: Consejo Nacional de Universitarios
- Castro, J. L., Ortega J. C., & Gutiérrez M. A. (2011). *Subestaciones Eléctricas y Equipos de Transferencia en el área de Baja Tensión*, D.F. México: S.T.C.
- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. (1917, 5 de Febrero). Diario Oficial de la Federación, Febrero 10, 2014.
- Clean Development Mechanism (2007, Julio). *Proactiva Mérida Landfill Gas Capture and Flaring Project. Version 2*. Mérida, México: Autor.
- Comisión Federal de Electricidad (2013, Agosto). *Estadística Comercial por Entidad Federativa*, D.F.: Autor
- Comisión Federal de Electricidad (2012). *Informe Anual 2012*, México: Autor
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (1997, 11 de Diciembre). *Protocolo de Kyoto*, Kyoto: Autor
- De la Torre, J. A. & Zamarrón, C. B. (2002). *Evaluación de Proyectos de Inversión*.(pp. 73-82). México: Pearson Educación.
- Duffie John A. & Beckman William A. (1991).*Solar Engineering of Thermal Processes*. (3^a ed.). New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Enríquez G. (2012). *el ABC de las Energías renovables en los sistemas eléctricos*. (pp. 232-320). D.F. México: Limusa Noriega

- Fideicomiso de Ahorro de Energía. (2011, 11 de Noviembre). *Financiamiento para la Generación de Energía Eléctrica con Sistemas Fotovoltaicos*. Ponencia en el Foro Fotovoltaico México 2011: de Watts a Megawatts. Museo Tecnológico de C.F.E. D.F. México
- Houghton J.T., Jenkins G.K. & Ephraums J.J. (Eds.). (1990). *Climate Change: The IPCC Scientific Assessment*. Recuperado del sitio de internet Intergovernmental Panel on Climate Change: https://www.ipcc.ch/ipccreports/far/wg_I/ipcc_far_wg_I_full_report.pdf
- Ibañez, M, Rosell, J. R. & Rosell, J. I. (2005). *Tecnología solar*. (pp.30-42). Madrid. España: Ediciones Mundi-Prensa.
- IEC-62446 Grid-Connected Photovoltaic Systems-Minimum Requirements for Systems Documentation Commissioning Tests and Inspection.(2009, 13 de Mayo). International Electrotechnical Commission. Mayo 13, 2009.
- Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos (2014, 8 de Enero). *Metrobús Respuesta a solicitud de información pública Folio No. 0317000049113*, Enero 8, 2014.
- Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos (2013, 27 de Agosto). *CFE Solicitud de Acceso a la Información Pública Folio No. 1816400172213*, Septiembre 23, 2013.
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2013). *El Mecanismo de Desarrollo Limpio*. Recuperado el 23 de Marzo de 2013, de <http://cambioclimatico.inecc.gob.mx/sectprivcc/elmdl.htm>
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2013). *Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2010*. México: Autor.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. (2008). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura*. (pp. 53-64). Madrid: Autor.

- Ley Ambiental de Protección a la Tierra en el Distrito Federal. (2000, 13 de Enero). Gaceta Oficial del Distrito Federal, Septiembre 17, 2013.
- Ley de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático y Desarrollo Sustentable para el Distrito Federal. (2011, 11 de Junio). Gaceta Oficial del Distrito Federal, Junio 11, 2011.
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. (1975, 22 de Diciembre). Diario Oficial de la Federación, Abril 9, 2012
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía. (1995, 31 de Octubre). Diario Oficial de la Federación, Noviembre 28, 2008.
- Ley General del Cambio Climático. (2012, 6 de Junio). Diario Oficial de la Federación, Junio 6, 2012.
- Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. (1988, 28 de Enero). Diario Oficial de la Federación, Enero 16, 2014.
- Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. (2008, 28 de Noviembre). Diario Oficial de la Federación, Junio 7, 2013.
- Lina, P. (2012). *Metodología de la Investigación: Interdisciplinariedad del saber Socioambiental*. (pp. 27-61). México: Plaza y Valdés Editores.
- Madrid, A. (2009). *Energías Renovables: Fundamentos, tecnologías y aplicaciones*. (pp. 283). Madrid. España: AMV Ediciones Mundi-Prensa.
- Matsumoto, Y. (2011, 10 de Julio). *Celdas Solares de Silicio: Fundamento y Tendencia*.D.F. México: CINVESTAV-IPN. Recuperado de dci.uqroo.mx/RevistaCaos/2011/3-RCC-11-YMK.pdf
- Messenger, R. Ventre, J. (2010). Grid Connected Utility-Interactive PV systems. (3ª ed.). *Photovoltaic Systems Engineering*. (pp. 104-157). Boca Raton, Florida: CRC Press
- Molina, Mario, (2012). *¿Qué es el cambio climático?*. México: Centro Mario Molina.

Morales Acevedo, Dr. J. A. (2011, 11 de Noviembre). *¿Qué ofrece la tecnología fotovoltaica para la seguridad energética y el desarrollo sustentable de México?*. Mesa redonda en el Foro Fotovoltaico México 2011: de Watts a Megawatts. Museo Tecnológico de C.F.E. D.F. México

Morales Acevedo, Dr. J. A. (2003). *La Electricidad que viene del sol: Una Fuente de Energía Limpia*. (ed. rev.). D.F. México: Grupo Editorial Iberoamérica.

Morales, J. A. & Morales A. (2009). *Evaluación de Proyectos de Inversión*. (pp. 177-207). México: Mc Graw Hill.

National Aeronautics and Space Administration, Atmospheric Science Data Center (2013, 20 de Marzo). *Surface meteorology and Solar Energy- Available Tables*, Recuperado el 20 de marzo de 2013, de https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=081110&lat=19.38&submit=Submit&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=swv_dwn&step=2&lon=-99.18

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización). (2012, 29 de Noviembre). Diario Oficial de la Federación. Noviembre 29, 2012.

Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera. (1988, 25 de Noviembre). Diario Oficial de la Federación, Junio 3, 2004.

Secretaria de Energía, Instituto de Investigaciones Eléctricas (2013, 25 de Abril). *Irradiación Global Anual*. México, Recuperado del sitio de internet el 25 de Abril 2013: <http://www.renovables.gob.mx/renovables/img/Potencial/02.png>

Secretaria de Energía. (2013). *Estrategia Nacional de Energía 2013-2026*. México: Autor

Secretaria de Energía. (2012). *Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Renovable*. México: Auto

- Secretaria de Hacienda y Crédito Público. (2014). *Formato para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los proyectos de inversión*. México: Autor
- Secretaria del Medio Ambiente del Distrito Federal. (2013). *Primer Informe 2013 Secretaría del Medio Ambiente*. D.F. México: Autor
- Secretaria del Medio Ambiente del Distrito Federal. (2008). *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero*. .Recuperado el 10 de Julio de 2012 de http://www.sma.df.gob.mx/inventario_emisiones/index.php?op=gei
- Secretaria del Medio Ambiente del Distrito Federal. (2007). *Plan Verde de la Ciudad de México 2007-2012*. D.F. México: Autor.
- Sistema de Transporte Colectivo. (2014, Enero- Marzo). *Afluencia de Estación por Línea*, D.F. México: Autor
- Sistema de Transporte Colectivo. (2014, Enero- Marzo). *Clasificación de las Estaciones por su Tipo*, D.F. México: Autor
- Sistema de Transporte Colectivo. (2014, Enero- Marzo). *Consumo energético por Línea*, D.F. México: Autor
- Sistema de Transporte Colectivo. (2014, Enero- Marzo). *Longitudes por Línea (km)* , D.F. México: Autor
- Tonda Juan. (2003). *El oro solar y otras fuentes de energía*. (3ª ed.). D.F. México: Fondo de Cultura Económica.
- Varguez T. (2009). *¿Cómo beneficiarse de los Bonos de Carbono para proyectos de energía solar?*. México: Seminario Solar Ciudad de México.
- Vigil O, Hernández, L & Santana G. (2011). *Fotovoltaicos: Fundamentos y aplicaciones*. D.F. México: Dirección General de Publicaciones del Instituto Politécnico Nacional.

World Meteorological Organization. (WMO-No.119). (2013). *The Global Climate 2001-2010 a decade of climate extremes*. Recuperado el 16 de abril de 2013, de http://library.wmo.int/pmb_ged/wmo_1119_en.pdf