



UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO

DIVISIÓN DE CIENCIAS, INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN SOLAR DISTRIBUIDA EN EL ESTADO DE QUINTANA ROO

TESIS

Para obtener el grado de
INGENIERO EN SISTEMAS DE ENERGÍA

PRESENTA

Ramón Alberto Baeza Pérez

DIRECTOR DE TESIS

Dra. Edith Osorio de la Rosa

ASESORES

Dr. Jorge Ovidio Aguilar Aguilar,
Dr. Javier Vázquez Castillo
Dr. Freddy Ignacio Chan Puc
Dr. Emmanuel Torres Montalvo



Chetumal, Quintana Roo, México, 18 de enero de 2022



UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO

DIVISIÓN DE CIENCIAS, INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Tesis elaborada bajo la supervisión del Comité de Tesis del programa de licenciatura y aprobada como requisito para obtener el grado de:

INGENIERO EN SISTEMAS DE ENERGÍA

COMITÉ DE TESIS


Director:


Dra. Edith Osorio de la Rosa

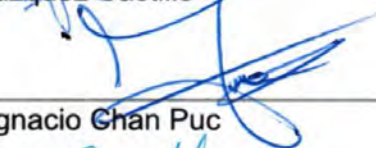
Asesor:


Dr. Jorge Ovidio Aguilar Aguilar

Asesor:


Dr. Javier Vázquez Castillo

Asesor:


Dr. Freddy Ignacio Chan Puc

Asesor:


Dr. Emmanuel Torres Montalvo



Chetumal, Quintana Roo, México, 18 de enero de 2022



DEDICATORIA

A mi madre con todo el inmenso amor que le tengo, gracias por el apoyo que me ha brindado durante estos años en mi preparación académica, laboral y de vida, por siempre darme palabras de aliento y esa palmadita en la espalda cuando más lo necesité.

A mi padre y hermanos, por el amor que me demuestran día a día, por comprender mi ausencia en los momentos importantes para la familia, y por todas las palabras de motivación que tuvieron para mí.

De igual manera me permito hacer una mención especial en mi dedicatoria para el *Dr. Roberto Acosta Olea, que en paz descanse*, por enseñarme que todo lo que se hace con pasión tiene un resultado extraordinario, y que gracias a él este trabajo de tesis tiene lugar. *“Gracias hasta el cielo”*.

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco especialmente a la Dra. Edith Osorio de la Rosa por darme la oportunidad de continuar la realización de mi trabajo de tesis con ella, así como por el apoyo que me brindo en mi preparación académica.

Al Dr. Jorge Ovidio Aguilar Aguilar por todas sus enseñanzas en las diferentes materias que me impartió, quien hizo que me exigiera al máximo en cada clase y examen, valorando el esfuerzo que realizaba, de igual manera agradezco las observaciones realizadas para mejorar mi trabajo de tesis.

Al Dr. Javier Vázquez Castillo, por sus aportaciones en este proyecto y por su amable atención durante el proceso.

A mi equipo de trabajo en la carrera, en especial a mi compañera y amiga Jiliany Jessy Nabet, quien fue el complemento perfecto para que cada uno de los trabajos que realizamos fueran de la excelencia esperada, quien supo exigir y se exigía para que dicha labor fuera posible.

A mis profesores de la carrera que aportaron su granito de arena en mi preparación académica y que dejaron huella en mi persona.

A mi hermana Amairani, gracias por las aventuras vividas, el amor y comprensión que me tienes.

A mi hermana Yasuri Anahí, gracias por ser ese rayo de luz en mi vida y por contagiarme de la felicidad que irradias.

A mis amigas Marisol y Nayeli por los permisos especiales en el trabajo, por los consejos en los momentos adecuados, y por todo el apoyo que he recibido de su parte.

A mis amigos que incondicionalmente han estado conmigo durante todos estos años.

¡Gracias a todos y cada uno de ustedes!

CONTENIDO

RESUMEN	1
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	2
1.1 INTRODUCCIÓN	2
1.2 METODOLOGÍA	7
1.3 HIPÓTESIS	7
1.4 OBJETIVOS	8
1.5 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS	8
CAPÍTULO 2. ESPECIFICACIONES DE CARÁCTER TÉCNICO Y NORMATIVIDAD APLICADA A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO....	9
2.1 NORMAS OFICIALES MEXICANAS	10
2.1.1 NOM-001-SEDE-2012	10
2.1.2 NOM-008-SCFI-2002.....	11
2.2 NORMAS ANCE	11
2.2.1 ANCE-ESP-02	11
2.3 NORMAS MEXICANAS	11
2.3.1 REQUERIMIENTOS DE CONSTRUCCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	11
2.3.2 REQUISITOS DE MEDICIONES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 12	
2.3.3 DESEMPEÑO Y EFICIENCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ...	12
CAPÍTULO 3. POTENCIAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN QUINTANA ROO	13
3.1 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL POTENCIAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DEL ESTADO.....	13

3.2	SUPERFICIE DISPONIBLE PARA LA INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	14
3.3	RECURSO SOLAR EN QUINTANA ROO.....	17
3.4	INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	19
3.5	DISEÑO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED ELÉCTRICA	22
3.5.1	CAPACIDAD DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO	22
3.5.2	MICROINVERSOR DE CD A CA SELECCIONADO PARA EL SFVI	25
3.5.3	CONEXIÓN DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO	26
3.5.4	SISTEMA DE MONTAJE.....	27
3.5.5	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE ESTRUCTURAS.....	28
3.6	SUPERFICIE EFECTIVA.....	31
3.7	CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	32
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DEL SFV.....		35
4.1	METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO.....	37
4.2	DESCRIPCIÓN DE LAS TARIFAS DE SERVICIO DOMÉSTICO UTILIZADAS EN EL ESTUDIO	38
4.2.1	TARIFA 1C	39
4.2.2	TARIFA DAC	40
4.2.3	CUOTAS APLICADAS EN TARIFA 1C Y TARIFA DAC DEL AÑO 2011 AL AÑO 2020.....	42
4.2.4	DETERMINACIÓN DE LAS CUOTAS FUTURAS DE ELECTRICIDAD	46
4.3	ANÁLISIS.....	49
4.3.1	ANÁLISIS EN TARIFA 1C	50
4.3.2	ANÁLISIS EN TARIFA DAC	52

CAPÍTULO 5. CASO DE ESTUDIO: MODELO DE VIVIENDA BAJO LAS CONDICIONES ESPECIFICAS DE LA CIUDAD DE CHETUMAL.....	54
5.1 UBICACIÓN DEL DESARROLLO	54
5.2 DISEÑO DE LA VIVIENDA	55
5.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA INSTALACIÓN	56
5.4 DISEÑO ELÉCTRICO	57
5.5 MEMORIA DE CÁLCULO	57
5.5.1 CIRCUITOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN	57
5.5.2 PLANO ELÉCTRICO	58
5.5.3 CUADRO DE CARGAS	60
5.5.4 UBICACIÓN DEL CENTRO DE CARGA.....	61
5.5.5 CONDUCTORES ALIMENTADORES	62
5.5.6 CONDUCTORES DE LOS CIRCUITOS DERIVADOS.....	64
5.5.7 DIAGRAMA UNIFILAR	65
5.6 INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE CFE	66
5.6.1 NORMATIVIDAD PARA LA INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN	66
5.6.2 SIMBOLOGÍA.....	67
5.6.3 ESPECIFICACIONES PARA LA INTERCONEXIÓN.....	67
5.6.4 DIAGRAMA DE INTERCONEXIÓN.....	68
5.6.5 CONTRATACIÓN DE INTERCONEXIÓN PARA HOGAR	69
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	70
6.1 TRABAJO FUTURO.....	72
ANEXO A. FICHA TÉCNICA DEL MODULO ERDM-300M6-HE.....	73
ANEXO B. FICHA TÉCNICA DEL MICROINVERSOR WVC-1200	74
ANEXO C. COTIZACIÓN DEL SFV	76

ANEXO D. TABLA 310-15 (B)(16).....	77
ANEXO E. TABLA 250-95.....	78
ANEXO F. TABLA 4	79
ANEXO G. FIGURA D2.....	80
BIBLIOGRAFÍA	81

Índice de figuras

<i>Figura 1.1</i> Producción total bruta de electricidad, 1974-2017.....	3
<i>Figura 1.2</i> Esquema de conexión de un SFVA.....	4
<i>Figura 1.3</i> Esquema de conexión de un SFV conectado a la red eléctrica.....	5
<i>Figura 3.1</i> Orientación de una estructura fija para maximizar la captación de radiación solar.....	20
<i>Figura 3.2</i> Diagrama esquemático de la ubicación del AFV.....	24
<i>Figura 3.3</i> Esquema de conexión del SFVI.....	26
<i>Figura 3.4</i> Vista lateral de la estructura metálica.....	27
<i>Figura 3.5</i> Vista inferior de la estructura metálica.....	28
<i>Figura 3.6</i> Esquema de la posición del sol en el solsticio de invierno.....	29
<i>Figura 3.7</i> . Distancia mínima entre AFV.....	30
<i>Figura 5.1</i> Ubicación del desarrollo.....	55
<i>Figura 5.2</i> Plano arquitectónico.....	56
<i>Figura 5.3</i> Plano eléctrico de la vivienda.....	60
<i>Figura 5.4</i> Conductores alimentadores en canalización.....	63
<i>Figura 5.5</i> Diagrama unifilar de la instalación eléctrica.....	65
<i>Figura 5.6</i> Diagrama de interconexión.....	68

Índice de tablas

Tabla 3.1 Volumen de viviendas y características de energía eléctrica.....	15
Tabla 3.2 Superficie total aprovechable para la GD en su distribución por localidad.	16
Tabla 3.3 Irradiación solar por localidad en Quintana Roo (HSP).....	18
Tabla 3.4 Inclinación de los paneles según la localidad donde se instalarán.	21
Tabla 3.5 Características físicas y potencia máxima del módulo.	23
Tabla 3.6 Parámetros de compatibilidad del micro inversor con el módulo.	26
Tabla 3.7 Distancia mínima entre arreglo de módulos por localidad.....	30
Tabla 3.8 Superficie utilizada para la instalación de los SFVI.....	31
Tabla 3.9 Capacidad instalada y producción mensual de energía eléctrica para una vivienda por localidad y el promedio estatal.	33
Tabla 3.10 Capacidad instalada y producción de energía eléctrica por localidad al año.....	34
Tabla 4.1 Cuotas en tarifa 1C aplicadas al consumo de energía eléctrica por kWh en temporada fuera de verano del año 2011 al año 2020	43
Tabla 4.2 Cuotas en tarifa 1C aplicadas al consumo de energía eléctrica por kWh en temporada de verano del año 2011 al año 2020.....	45
Tabla 4.3 Cuotas aplicadas al consumo de energía eléctrica por kWh en tarifa DAC del año 2011 al año 2020.....	46
Tabla 4.4 Determinación de las cuotas futuras en temporada de verano en tarifa 1C.	47
Tabla 4.5 Funciones para determinar las cuotas futuras en tarifa DAC.....	48
Tabla 4.6 Análisis costo-beneficio para SFV en vivienda con tarifa 1C.	51
Tabla 4.7 Análisis costo-beneficio para SFV en vivienda con tarifa DAC.	53
Tabla 5.1 Circuitos derivados.	58
Tabla 5.2 Simbología eléctrica.....	59
Tabla 5.3 Cuadro de cargas de la instalación eléctrica.....	61
Tabla 5.4 Ubicación de las cargas por circuito derivado.	62
Tabla 5.5 Características de los circuitos derivados de la instalación eléctrica.	64
Tabla 5.6 Simbología de interconexión	67

Índice de ecuaciones

<i>Ecuación 1 Filas de la agrupación de los módulos FV de montaje horizontal.....</i>	<i>22</i>
<i>Ecuación 2 Columnas de la agrupación de los módulos FV de montaje horizontal.....</i>	<i>22</i>
<i>Ecuación 3 Filas de la agrupación de los módulos FV de montaje vertical.....</i>	<i>22</i>
<i>Ecuación 4 Columnas de la agrupación de los módulos FV de montaje vertical.....</i>	<i>22</i>
<i>Ecuación 5 Ángulo del plano vertical respecto al plano del solar.....</i>	<i>28</i>
<i>Ecuación 6 Ángulo crítico en el solsticio de invierno.....</i>	<i>29</i>
<i>Ecuación 7 Distancia mínima entre AFV.....</i>	<i>29</i>
<i>Ecuación 8 Capacidad instalada.....</i>	<i>32</i>
<i>Ecuación 9 Producción de energía al mes del AFV.....</i>	<i>32</i>
<i>Ecuación 10 Capacidad instalada por localidad.....</i>	<i>33</i>
<i>Ecuación 11 Producción de energía por localidad.....</i>	<i>33</i>
<i>Ecuación 12 Valor actual neto.....</i>	<i>36</i>
<i>Ecuación 13 Valor actual neto en función del flujo de efectivo en el periodo t y la tasa interna de retorno.....</i>	<i>36</i>
<i>Ecuación 14 Desbalance máximo entre cargas.....</i>	<i>61</i>
<i>Ecuación 15 Localización por el fondo del centro de carga.....</i>	<i>62</i>
<i>Ecuación 16 Localización por el frente del centro de carga.....</i>	<i>62</i>
<i>Ecuación 17 Intensidad de corriente eléctrica sistema monofásico a tres hilos.....</i>	<i>62</i>
<i>Ecuación 18 Área requerida para la selección de la canalización.....</i>	<i>63</i>
<i>Ecuación 19 Intensidad de corriente eléctrica sistema monofásico a dos hilos.....</i>	<i>64</i>

Listado de abreviaturas

ANCE.	Asociación de Normalización y Certificación
ASFV.	Arreglo del sistema fotovoltaico
CA.	Corriente Alterna
CD.	Corriente Directa
CFE.	Comisión Federal de Electricidad
CGPM.	Conferencia General de Pesas y Medidas
CO ₂ .	Dióxido de carbono
CONACYT.	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
EPIA.	European Photovoltaic Industry Association
ESF.	Energía Solar Fotovoltaica
F.	Fase (s)
FOVISSSTE.	Fondo de la Vivienda del Instituto de Seguridad y Servicios Sociales de los Trabajadores del Estado
GD.	Generación distribuida
GFV.	Generador fotovoltaico
GSD.	Generación Solar Distribuida
IEA.	Agencia Internacional de Energía
INEGI.	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
INFONAVIT.	Fondo Nacional de Vivienda para los Trabajadores
MFV.	<i>Módulo Fotovoltaico</i>
N.	Neutro
NASA.	National Aeronautics and Space Administration, por sus siglas en ingles
NMX.	Normas Mexicanas
NOM	Normas Oficiales Mexicanas
OCDE.	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
P _{max} .	Potencia máxima
PRODESEN.	Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional
SFV.	Sistemas fotovoltaicos
SFVA.	Sistemas fotovoltaicos autónomos
SFVI.	Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica o interconectados
SI.	Sistema Internacional de Unidades
TIR.	Tasa Interna de Retorno
VAN.	Valor Actual Neto

Listado de unidades

mm ² .	Milímetro (s) cuadrado (s)
A.	Amper (s)
GW.	Gigawatt (s)
HSP.	Horas solares pico
km ² .	Kilómetros cuadrados
kW.	kilowatt (s)
kWp.	Kilowatt (s) pico
m.	Metro (s)
m ² .	Metro (s) cuadrado (s)
mm.	Milímetro (s)
MW.	Megawatt (s)
TWh.	Terawatt (s) por hora
V.	Volt (s)
W.	Watt (s)

RESUMEN

El presente proyecto realiza un análisis técnico, social y económico en la implementación masiva de sistemas fotovoltaicos de uso residencial interconectados a la red eléctrica, que permitan el impulso del estado de Quintana Roo en la aplicación de pequeñas centrales de generación eléctrica, en lo que se conoce como generación solar distribuida, que ayuden a la transición energética y aporten a los objetivos que se ha planteado el país en el programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional. En este sentido se pudo determinar que es posible anexas 306,139 nuevos contratos de interconexión, con una superficie efectiva de 4.30 km², que permite una capacidad instalada de 735 MW y una producción de energía de 1033 GWh anuales. El costo del sistema fotovoltaico propuesto es de 50,190.72 pesos por unidad, y se determinó la factibilidad del proyecto para las tarifas 1C y tarifa DAC, resultado que la recuperación en tarifa 1C se logra en 12 años, mientras que en la tarifa DAC esta recuperación es lograda en 4 años, por lo cual ambos casos resultan ser buenas inversiones, con una marcada orientación hacia la tarifa DAC. Por último, se propone un modelo de vivienda con las características técnicas y eléctricas descritas en este trabajo, que permita la instalación de sistemas fotovoltaicos en futuros desarrollos inmobiliarios.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

México se ha caracterizado a lo largo de su historia por ser un país principalmente petrolero y su producción de energía eléctrica gira entorno a combustibles fósiles que son altamente contaminantes. En la actualidad en todo el mundo se libra una batalla para reducir las emisiones de dióxido de carbono, por lo cual las energías limpias cada vez ganan más terreno en la producción de energía eléctrica.

Las energías limpias son aquellas producidas por materias primas que son capaces de regenerarse en un lapso corto de tiempo, en donde su conversión a energía eléctrica se presenta con índices bajos de gases contaminantes.

Una de estas es la ESF, en este tipo de tecnología el efecto fotovoltaico produce excitación de electrones debido a la presencia de radiación solar en materiales semiconductores, generando de esta manera un flujo de electrones, es decir, convierte directamente la energía en forma de radiación solar a energía eléctrica.

La última década ha visto un fuerte crecimiento en el despliegue de tecnologías de energía renovable, con el sector eléctrico a la cabeza, gracias a la reducción de costos para la ESF y la energía eólica [1].

El PRODESEN contempla retirar paulatinamente de operación a las centrales de generación eléctrica con combustibles fósiles, siempre que a su vez se cumplan las metas planteadas de energías limpias, satisfaciendo en todo momento la demanda de energía eléctrica; este plan de desarrollo es en un lapso de 15 años y en su revisión más reciente contempla que para el 2032 el 38.6% de la producción de energía eléctrica del país provenga de las denominadas energías limpias [2].

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), en 2017 a nivel mundial se registró una producción total bruta de electricidad de más de 25, 721 TWh, un 2.6% mayor que en 2016. En la Figura 1.1 es posible observar la producción de energía desde 1974 al 2017, donde, año tras año ha crecido, por otra parte, la información es presentada tomando en cuenta a los países que pertenecen a la OCDE, y los que no pertenecen a la organización, los primeros generaron 11, 051 TWh, mientras que los países no pertenecientes tuvieron una producción de 14, 670 TWh en 2017 [3].

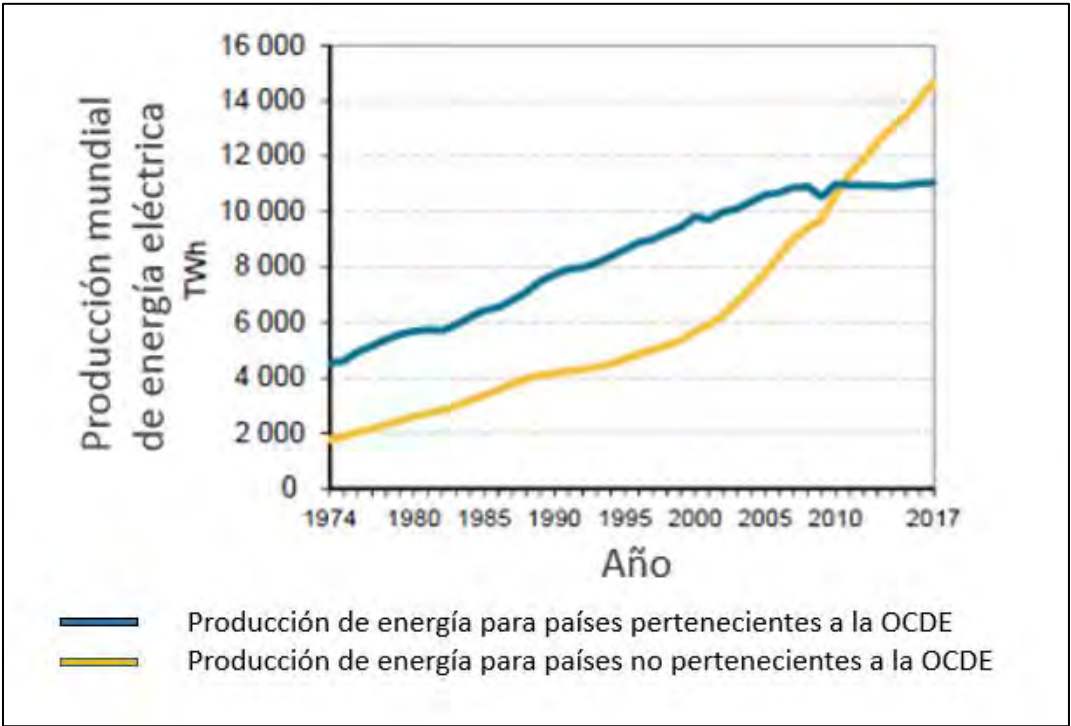


Figura 1.1 Producción total bruta de electricidad, 1974-2017.

Fuente: Agencia Internacional de Energía.

La producción eléctrica a partir de combustibles fósiles representa un 68.8% de la producción mundial total, mientras que el 31.2% restante es ocupado por las diversas energías renovables [3].

México por otra parte cuenta con una capacidad instalada de generación de energía eléctrica de más de 76,000 MW, de los cuales el 70.5% es producida por centrales eléctricas convencionales, y el 29.5% en centrales con tecnologías limpias [4].

En la actualidad el 2% de la producción mundial de energía eléctrica proviene de la energía solar fotovoltaica, y se espera que en los próximos 5 años las adiciones de capacidad anual crecerán de 115 GW a aproximadamente 130 GW. Se estima que la capacidad acumulada total alcanzará 1 TW para 2023, y 1195 a 1375 GW adicionales para fines de 2024 [5].

La ESF representa una solución a la creciente demanda de energía eléctrica a nivel mundial, y, por lo tanto, a la demanda de energía en el país. El uso de esta tecnología implica la implementación de SFV, los cuales se componen de celdas solares, donde se lleva a cabo el efecto fotoeléctrico y están fabricadas de dos materiales semiconductores. La conexión de varias celdas solares conforma un MFV.

Los SFV se pueden clasificar a partir de su tipo de conexión como:

- SFVA: los cuales son denominados de esta manera debido a que se encuentran aislados de la red eléctrica, son ideales para cubrir parte de la demanda de energía eléctrica en lugares remotos.

La Figura 1.2 presenta el diagrama a bloque del esquema general de un SFVA en su configuración más común, la cual cuenta únicamente con la conexión de módulos a un regulador de voltaje o potencia, y este último conectado a las cargas en CD, o de manera más compleja conectado a cargas en CA, en donde es necesario el uso de un inversor, y para cualquiera de los casos es preciso el almacenamiento en baterías.

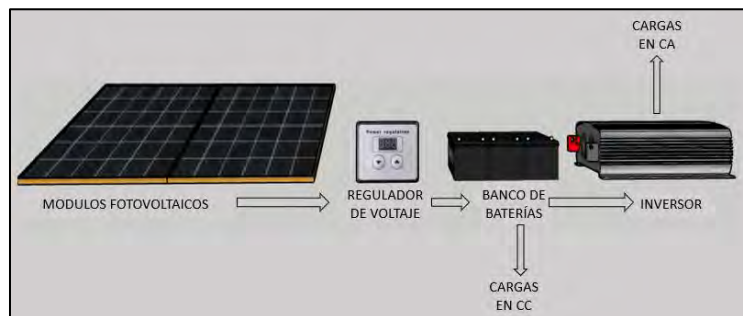


Figura 1.2 Esquema de conexión de un SFVA.

Este tipo de conexión representa uno de los mercados con mayor demanda en la actualidad tanto para países subdesarrollados como para países desarrollados. Ya sea para casas aisladas (generación distribuida) o pueblos enteros (generación centralizada), y de esta manera les permite generar su propia electricidad. Vale la pena resaltar que no se requiere mantenimiento sofisticado o suministros regulares de combustible como en otros sistemas de electrificación, lo cual convierte a los SFVA en una de las mejores opciones para emplearse de esta manera [6].

- SFVI: tienen como objetivo principal maximizar anualmente la producción de energía eléctrica que es inyectada a la red.

Su esquema de conexión es presentado en la Figura 1.3, a diferencia de un sistema aislado este no requiere de un banco de baterías ya que la energía es enviada directamente a la red eléctrica local.

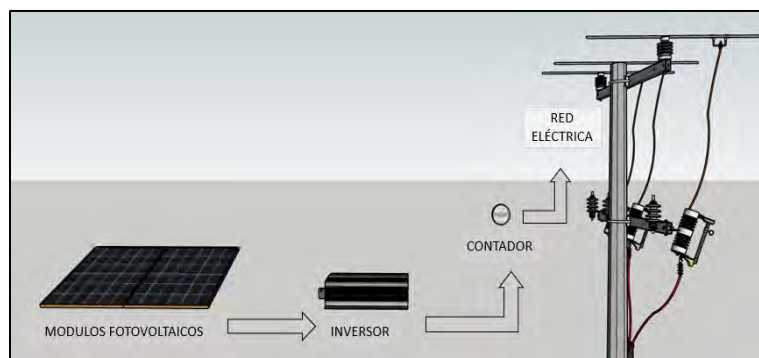


Figura 1.3 Esquema de conexión de un SFV conectado a la red eléctrica.

Las principales aplicaciones de estos sistemas son:

- Plantas de generación de energía: En la que la instalación fotovoltaica funciona como una central convencional de generación de energía en el sentido de que inyecta toda la producción eléctrica a la red.
- Uso residencial, para negocios o industria [6].

Este último caso es denominado como GD, el cual consiste en pequeñas fuentes de generación eléctrica distribuidas por aquel territorio que cuente con conexión a la red de baja o media tensión, ya sea en edificios, casas, escuelas u otro tipo de edificaciones. Generalmente es un sistema de cooperación con las grandes

centrales en un modelo descentralizado, lo que hace que una urbanización sea más autosuficiente y no dependa únicamente del suministro proveniente de las grandes centrales eléctricas.

Es posible identificar a la GD como la generación típicamente más pequeña, por ejemplo, la generación renovable, incluidas pequeñas centrales de energía hidroeléctrica, eólica, solar, y sistemas combinados de calor y electricidad [7].

En México se considera generación distribuida a la generación de energía eléctrica que es realizada a partir de energías limpias, por un generador exento mediante una central eléctrica con capacidad menor a 500 kW, la cual se interconecta a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga [8].

Al cierre de 2019 el país contaba con 112,660 contratos de GD, de pequeña y mediana escala, con 817.85 MW instalados. Estando a la cabeza los estados de Jalisco, Nuevo León, Estado de México, Chihuahua y la ciudad de México, con el 50% de los contratos.

El estado de Quintana Roo es uno de los estados con menor avance en GD del país, en el corte correspondiente al 2019 el estado contaba con 1,299 contratos, tan solo el 1.1 % de los contratos, con una capacidad instalada de 7.71 MW que representan menos del 1% de la generación del país [9].

Por los motivos expuestos en el presente proyecto se realiza un análisis técnico, social y económico en la implementación masiva de sistemas fotovoltaicos de uso residencial interconectados a la red eléctrica, con el fin de impulsar al estado de Quintana Roo en la implementación de pequeñas centrales de generación eléctrica.

1.2 METODOLOGÍA

La metodología realizada en este trabajo de tesis se incluye en cada capítulo que se presenta en la misma, resaltando los siguientes métodos de investigación:

1. Método cualitativo. Se utiliza para determinar las principales características de los servicios con los que cuentan las viviendas en el estado de Quintana Roo, información que pone a disposición del público interesado el INEGI a través de su página de internet.
2. Método cuantitativo. Se utiliza para hacer un análisis cuantitativo del potencial de generación solar distribuida, desde el recurso solar que en promedio tiene cada zona analizada, hasta la capacidad que es posible instalar y la generación misma en sí, así como la inversión del proyecto y el tiempo de recuperación al que está sujeto.
3. Método mixto. A partir de los resultados se establece una serie de características técnicas generales con las que cuenta el implementar el modelo de sistema fotovoltaico utilizado.

Durante el desarrollo de la tesis se utilizan conocimientos empíricos y, o adquiridos durante la carrera y criterios expertos teóricos-prácticos al utilizar investigaciones previas ya comprobadas las cuales aportaron a la realización del trabajo.

1.3 HIPÓTESIS

La generación solar distribuida cuenta con gran potencial en el estado de Quintana Roo, por las condiciones de irradiancia solar y el área que puede ser aprovechada para la implementación de esta.

1.4 OBJETIVOS

General.

Determinar el potencial de generación distribuida de las principales zonas urbanizadas del estado de Quintana Roo.

Específicos.

- Delimitar el área disponible para la instalación de generadores fotovoltaicos.
- Realizar el análisis por urbanización de la capacidad que es posible instalar, así como la generación de electricidad anual.
- Realizar el análisis del costo del proyecto.
- Brindar un modelo que permita la GD para los desarrollos inmobiliarios futuros.

1.5 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

El presente trabajo está conformado de la siguiente manera, en el capítulo dos se presenta la normatividad y especificaciones técnicas para la generación distribuida. En el capítulo tres, se realiza el análisis del potencial de generación distribuida para el estado de Quintana Roo. En el capítulo cuarto se analiza el costo beneficio del sistema fotovoltaico. En el capítulo quinto se presenta un caso de estudio referente a la ciudad de Chetumal, por último, en el capítulo sexto se dan las conclusiones derivadas de este trabajo de tesis y se plantea el trabajo futuro.

CAPÍTULO 2. ESPECIFICACIONES DE CARÁCTER TÉCNICO Y NORMATIVIDAD APLICADA A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO

En México las regulaciones técnicas de carácter obligatorio que sirven para regular servicios, productos y procesos se les denomina NOM, la creación y actualización de estas está a cargo de las dependencias competentes. Tienen como finalidad establecer características que deben reunir los procesos o servicios cuando estos puedan constituir un riesgo para la seguridad de las personas o dañar la salud humana; así como aquellas relativas a terminología y a las que se refieren a su cumplimiento y aplicación. En materia de energía estas regulaciones están a cargo de la secretaria de energía. Otros documentos que ofrecen especificaciones de carácter técnico son las NMX que se definen como normas voluntarias, no obligatorias, sin embargo, si una NOM toma como referencia una NMX, esta NMX adquiere el carácter de obligatoria. Las NMX sirven de referencia para determinar la calidad de productos y servicios, fundamentalmente con el objetivo de orientar y proteger a los consumidores [10].

Otra de las instituciones que expide normas en materia de energía es la ANCE, la cual es una asociación sin fines de lucro que brinda apoyo en materia de certificación de producto para el sector eléctrico, en México es reconocida por la Comisión Nacional de Infraestructura de la Calidad, el Comité de Normas de Referencia de la Comisión Federal de Electricidad, el Comité Consultivo Nacional de Normalización para la preservación y uso racional de los Recursos Energéticos y cuenta con registro como institución científica y tecnológica por parte del CONACYT, además de que cuenta con reconocimiento internacional [11].

2.1 NORMAS OFICIALES MEXICANAS

La NOM-001-SEDE-2012 es la única Norma Oficial Mexicana relacionada con la GD en México. Sin embargo, los programas que ofrecen incentivos directos y financiamientos de gobierno incluyen requisitos mínimos de calidad, además de instaladores certificados, para ello la ANCE ofrece la certificación a través de la ANCE-ESP-02 [12].

2.1.1 NOM-001-SEDE-2012

La finalidad de la NOM-001-SEDE-2012 es la de establecer las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades, en lo que refiere a la protección contra:

- Descargas eléctricas,
- Los efectos térmicos,
- Las sobrecorrientes,
- Las corrientes de falla y
- Las sobre tensiones.

Su cumplimiento promueve el uso de la energía eléctrica en forma segura.

El artículo 690 de la norma está dirigido a sistemas eléctricos de ESF, incluidos los arreglos de circuitos, inversores y controladores de dichos sistemas; este mismo proporciona las definiciones de cada uno de los elementos que conforman los SFV, diagramas de conexión y especificaciones técnicas que deben de cumplir los SFVI y SFVA [13].

2.1.2 NOM-008-SCFI-2002

La NOM-008-SCFI-2002 establece las definiciones, símbolos y reglas de escritura de las unidades del Sistema Internacional de Unidades (SI) y otras unidades fuera de este Sistema que acepte la CGPM, que, en conjunto, constituyen el Sistema General de Unidades de Medida, utilizado en los diferentes campos de la ciencia, la tecnología, la industria, la educación y el comercio [14].

2.2 NORMAS ANCE

2.2.1 ANCE-ESP-02

La ANCE-ESP-02 establece las especificaciones mínimas que deben cumplir SFVI, para su uso en la vivienda (electrificación doméstica) las que contemplan los requisitos de seguridad en la instalación, pruebas de funcionamiento del sistema, garantía al usuario y el cumplimiento con las especificaciones emitidas por la CFE, para su interconexión a la red [15].

2.3 NORMAS MEXICANAS

2.3.1 REQUERIMIENTOS DE CONSTRUCCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

- NMX-J-618/1-ANCE-2010: Requisitos generales para la construcción de módulos fotovoltaicos.
- NMX-J-618/3-ANCE-2011: Requisitos para módulos fotovoltaicos de película delgada, calificación del diseño.
- NMX-J-618/4-ANCE-2011: Requisitos para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, calificación del diseño.
- NMX-J-618/5-ANCE-2011: Método de prueba de corrosión por niebla salina en módulos fotovoltaicos.
- NMX-J-618/6-ANCE-2011: Método de prueba UV (Ultravioleta) para módulos fotovoltaicos [16].

2.3.2 REQUISITOS DE MEDICIONES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

- NMX-J-643/1-ANCE-2011: Medición de la corriente y tensión de los dispositivos fotovoltaicos.
- NMX-J-643/2-ANCE-2011: Requisitos para dispositivos solares de referencia, los cuales, se utilizan para determinar el rendimiento eléctrico de las celdas solares, módulos y arreglos bajo luz solar natural y simulada.
- NMX-J-643/3-ANCE-2011: Principios de medición para dispositivos solares fotovoltaicos terrestres con datos de referencia para radiación espectral.
- NMX-J-643/5-ANCE-2011: Determinación de la temperatura equivalente de la celda de dispositivos fotovoltaicos por el método de tensión de circuito abierto.
- NMX-J-643/7-ANCE-2011: Cálculo de la corrección del desajuste espectral en las mediciones de dispositivos fotovoltaicos.
- NMX-J-643/9-ANCE-2011: Requisitos para la modulación del simulador solar.
- NMX-J-643/10-ANCE-2011: Métodos de mediciones lineales para dispositivos fotovoltaicos.
- NMX-J-643/12-ANCE-2011: Términos, definiciones y simbología [16].

2.3.3 DESEMPEÑO Y EFICIENCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

- NMX-J-655/1-ANCE-2012: Mediciones de desempeño de irradiancia, temperatura y energía en módulos fotovoltaicos.
- NMX-J-655/2-ANCE-2012: Procedimiento para la medición de eficiencia.
- NMX-J-655/3-ANCE-2012: Desempeño y funcionamiento de los controladores de carga de baterías para sistemas fotovoltaicos [16].

CAPÍTULO 3. POTENCIAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN QUINTANA ROO

3.1 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL POTENCIAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DEL ESTADO

Los SFVI cuentan con una gran flexibilidad para su dimensionamiento e instalación, por tal motivo no existe un método único para realizar tal tarea. Cierta parte de los métodos se basan en las necesidades energéticas del usuario, mientras que otras consideran más el espacio disponible y la optimización del sistema. El análisis que se presenta gira entorno a la disponibilidad de espacio y la optimización de este, por tanto, es utilizado el método de estimación de la capacidad por espacio disponible, en este se toman distintos factores que nos llevan a saber qué capacidad es posible instalar, así como la producción de energía que generará el sistema. Es necesario conocer en primera instancia la superficie con la que se cuenta, para ello se consultó los datos del censo de Vivienda 2015 obtenidos por el INEGI, en este informe el INEGI presenta datos de los rasgos principales de las viviendas en el país, tales como: volumen de viviendas, tamaño, construcción y tenencia, así como el número de ocupantes, e incluye indicadores sobre los servicios con los que cuentan las viviendas y sus bienes. El recurso solar de las regiones elegidas para el estudio toma gran relevancia, y fue obtenido de la plataforma de la NASA, Power Data Access Viewer [17].

La ubicación geográfica del lugar fue posible determinarla con la aplicación Google Maps, la cual nos proporciona tanto la longitud como la latitud de los sitios de interés, en donde la latitud toma relevancia dado que con esta se determina la inclinación de los arreglos fotovoltaicos. Con los datos recopilados fue posible continuar con el diseño, para realizarlo se consideró una porción de superficie por vivienda, de igual manera se seleccionó un MFV, para dimensionar el área a cubrir y potencia estimada utilizando sus características técnicas como lo son sus dimensiones y potencia de salida. Posteriormente fue seleccionado el inversor, y así determinar el esquema de conexión del diseño y sistema de montaje para los módulos. Se realizó

un análisis de sombras para conocer la distancia mínima que debe existir entre subarreglos.

Al terminar el diseño fue posible conocer la capacidad instalada y la producción de energía que se puede obtener.

3.2 SUPERFICIE DISPONIBLE PARA LA INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Quintana Roo es un estado que cuenta con una extensión de territorio de 50,843 km², su capital es Chetumal y está dividido por once municipios. En el análisis se incluyeron todos los municipios, tomando en cuenta las principales ciudades y localidades.

De acuerdo con el plan estatal de desarrollo de Quintana Roo las viviendas de la entidad cuentan en promedio con 66 m² de construcción, este informe menciona que los datos fueron obtenidos del estudio de viviendas realizado por el INEGI en el año 2015 [18]. Por otra parte, en la Tabla 3.1 se presenta el volumen de viviendas, siendo Cancún, Playa del Carmen y Chetumal las ciudades con mayor cantidad; también se puede observar cuantas de estas viviendas se encuentran habitadas, y cuantas cuentan con energía eléctrica, este último parámetro mencionado adquiere gran importancia debido a que la capacidad de generación del estado será presentada en torno a las viviendas que cuentan con el servicio de energía eléctrica que suministra la CFE, es decir, 306 mil 139 viviendas, lo que representa el 67% de las viviendas totales de las localidades evaluadas.

Tabla 3.1 Volumen de viviendas y características de energía eléctrica.

Municipio	Localidad	Viviendas totales	Viviendas habitadas	Viviendas no habitadas	Con energía eléctrica	Sin energía eléctrica
Cozumel	Cozumel	26,521	22,321	4,200	21,164	1,157
Felipe Carrillo Puerto	Felipe Carrillo Puerto	8,426	6,359	2,067	6,057	302
Isla Mujeres	Isla Mujeres	4,812	3,912	900	3,711	201
Othón P. Blanco	Chetumal	53,739	44,656	9,083	41,484	3,172
	Calderitas	1,544	1,371	173	1,259	112
	Mahahual	952	465	487	394	71
Benito Juárez	Cancún	254,649	196,318	58,331	162,502	33,816
	Alfredo V. Bonfil	5,294	3,983	1,311	3,642	341
José María Morelos	José María Morelos	3,785	2,882	903	2,788	94
Lázaro Cárdenas	Kantunilkín	2,355	1,807	548	1,732	75
Solidaridad	Playa del Carmen	74,269	54,426	19,843	47,774	6,652
	Puerto Aventuras	4,559	2,849	1,710	1,630	1,219
Tulum	Tulum	7,651	5,526	2,125	5,154	372
Bacalar	Bacalar	3,487	2,875	612	2,826	49
Puerto Morelos	Puerto Morelos	5,057	2,978	2,079	2,505	473
	Leona Vicario	2,144	1,619	525	1,517	102
Total, estatal		459,244	354,347	104,897	306,139	48,208

Para conocer la superficie total sobre la cual es posible colocar los AFV se utilizó tanto el área promedio por vivienda, así como las viviendas totales que cuentan con energía eléctrica, y mediante el producto de estos datos se obtuvo la información que es presentada en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Superficie total aprovechable para la GD en su distribución por localidad.

Fuente: INEGI.

Municipio	Localidad	Superficie total aprovechable para la GD en Km ² .
Cozumel	Cozumel	1.40
Felipe Carrillo Puerto	Felipe Carrillo Puerto	0.40
Isla Mujeres	Isla Mujeres	0.24
Othón P. Blanco	Chetumal	2.74
	Calderitas	0.08
	Mahahual	0.03
Benito Juárez	Cancún	10.73
	Alfredo V. Bonfil	0.24
José María Morelos	José María Morelos	0.18
Lázaro Cárdenas	Kantunilkín	0.11
Solidaridad	Playa del Carmen	3.15
	Puerto Aventuras	0.11
Tulum	Tulum	0.34
Bacalar	Bacalar	0.19
Puerto Morelos	Puerto Morelos	0.17
	Leona Vicario	0.10
Total, Quintana Roo		20.21

Es posible observar que el estado tiene en total 20.21 km² de superficie de viviendas, y los municipios más representativos son Benito Juárez, Solidaridad y Othón P. Blanco, siendo los municipios con mayor potencial de generación distribuida. De igual manera es importante resaltar que si bien esa es la superficie que en promedio es posible utilizar, este valor se verá reducido por las condiciones de cada vivienda y por el propio dimensionamiento del SFV, esta última consideración se explica en la sección 3.5 de este capítulo.

3.3 RECURSO SOLAR EN QUINTANA ROO

El término “recurso solar” hace referencia a la cantidad de irradiación solar incidente sobre una zona geográfica en específico, y se mide en HSP, este es cambiante a lo largo de todo el globo terráqueo y por lo tanto existen lugares donde se recibe menor radiación solar, mientras que en otras el recurso es mayor. De acuerdo con la EPIA México pertenece a los cinco países con mayor potencial de energía solar [19].

En lo que refiere al estado de Quintana Roo este cuenta con un excelente recurso solar a lo largo de todo el año, equivalente a cinco HSP. A continuación, en la Tabla 3.3 se muestra el recurso solar por localidad con el que cuenta el estado, se puede observar que las localidades del municipio de Benito Juárez e Isla Mujeres cuentan con 5.78 HSP en promedio durante el año, y, por lo tanto, son las localidades con mayor irradiación solar. Mientras que las pertenecientes a los municipios de Othón P. Blanco y Bacalar tienen un promedio de 5.04 y 5.05 HSP respectivamente y son las localidades con menor recurso solar de la región.

Dichos datos presentados en la Tabla 3.3 fueron obtenidos de la plataforma Power Data Access Viewer perteneciente al proyecto de predicción de recursos energéticos mundiales de la NASA, el cual pretende mejorar el actual conjunto de datos de energía renovable y crear nuevos conjuntos de datos a partir de sistemas satelitales [20].

Tabla 3.3 Irradiación solar por localidad en Quintana Roo (HSP)

Fuente: NASA, Power Data Access Viewer

IRRADIANCION SOLAR EN QUINTANA ROO (HSP)																
MUNICIPIO	CIUDAD	LATITUD	LONGITUD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Cozumel	Cozumel	20.4	-86.92	4.77	5.45	6.05	6.3	5.84	5.4	5.66	5.62	5.27	5.21	5.09	4.64	5.44
Felipe Carrillo Puerto	Felipe Carrillo Puerto	19.6	-88.05	4.79	5.31	5.84	5.97	5.51	5	5.01	5.04	5.05	5.09	5	4.62	5.18
Isla Mujeres	Isla Mujeres	21.3	-86.75	5.03	5.74	6.4	6.58	6.25	5.7	6.09	6.14	5.84	5.65	5.17	4.8	5.78
Othón P. Blanco	Chetumal	18.5	-88.30	4.71	5.1	5.68	5.83	5.39	4.88	4.87	4.97	4.93	4.92	4.81	4.38	5.04
Othón P. Blanco	Calderitas	18.6	-88.26	4.71	5.1	5.68	5.83	5.39	4.88	4.87	4.97	4.93	4.92	4.81	4.38	5.04
Othón P. Blanco	Mahahual	18.7	-87.71	4.76	5.31	5.89	6.1	5.66	5.04	5.28	5.33	5.13	5.08	4.86	4.49	5.24
Benito Juárez	Cancún	21.2	-86.83	5.01	5.72	6.4	6.59	6.27	5.72	6.11	6.15	5.84	5.64	5.15	4.78	5.78
Benito Juárez	Alfredo V. Bonfil	21.1	-86.85	5.01	5.72	6.39	6.59	6.27	5.72	6.11	6.15	5.84	5.64	5.15	4.77	5.78
José María Morelos	José María Morelos	19.8	-88.71	4.81	5.33	5.84	5.97	5.49	4.99	4.99	5.03	5.04	5.1	5.02	4.64	5.19
Lázaro Cárdenas	Kantunilkin	21.1	-87.49	4.97	5.47	6.16	6.32	6.01	5.44	5.56	5.62	5.52	5.38	4.93	4.71	5.51
Solidaridad	Playa del Carmen	20.6	-87.07	4.76	5.21	5.75	5.86	5.45	4.93	5	4.96	4.92	4.96	4.92	4.57	5.11
Solidaridad	Puerto Aventuras	20.5	-87.23	4.75	5.21	5.75	5.86	5.45	4.93	4.99	4.95	4.92	4.96	4.91	4.57	5.1
Tulum	Tulum	20.2	-87.46	4.73	5.19	5.74	5.86	5.46	4.94	5	4.96	4.91	4.94	4.89	4.54	5.1
Bacalar	Bacalar	18.7	-88.39	4.71	5.1	5.68	5.83	5.39	4.89	4.94	4.97	4.94	4.92	4.81	4.38	5.05
Puerto Morelos	Puerto Morelos	20.8	-86.89	4.8	5.47	6.06	6.3	5.83	5.39	5.65	5.61	5.28	5.22	5.11	4.67	5.45
Puerto Morelos	Leona Vicario	21.0	-87.20	4.78	5.23	5.76	5.86	5.51	4.92	4.99	4.95	4.92	4.97	4.74	4.6	5.1

3.4 INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El ASFV presentado es de los denominados arreglos fijos, en estos interviene el ángulo de orientación y el ángulo de inclinación, el cual corresponde a los sistemas solares pasivos, claramente diferenciado de los arreglos orientables, dado que el único movimiento es el del sol con respecto a la tierra, mientras que estos últimos cuentan con mecanismos mediante los cuales van siguiendo la posición del sol.

- Ángulo de inclinación.

El ángulo de inclinación indica la forma en que se deben de colocar los paneles para obtener el mejor rendimiento de la radiación solar incidente, mismo que se encuentra entre el plano horizontal y el plano solar. El ángulo en todo momento debería ser de 90° entre los planos, no obstante, para arreglos fijos es recomendable una inclinación igual a la latitud del lugar.

- Orientación

Al instalar los paneles se deben orientar hacia el sur geográfico, esto se debe principalmente a que, con esta orientación el panel solar tendrá un mejor rendimiento anual, la orientación del sol varía según la hora del día y de acuerdo con el día del año.

Es posible determinar la inclinación de los AFV tomando como consideración la geometría solar, la cual sienta las bases sobre el comportamiento de la trayectoria del sol y su posición con relación a la superficie terrestre, considerando el tiempo y la ubicación analizada. A partir de esto se determina la forma en que la irradiación solar impacta sobre la superficie terrestre, lo que da lugar a una trayectoria aparente, siendo la latitud del lugar el ángulo óptimo al cuál se deben inclinar los AFV que no cuente con sistema inteligente de seguimiento solar, comúnmente conocidos como arreglos fijos. Por lo cual a esta inclinación se maximiza la concentración de irradiación, ya que se asegura que el plano del SFV quedará perpendicular al plano solar durante la mayor parte del día, y la producción de energía eléctrica será mayor [21].

En la Figura 3.1 se observa la posición óptima de los paneles tomando en cuenta tanto la inclinación como la orientación, en donde la elevación debe de ser igual a la latitud y su orientación debe de dirigirse hacia el sur geográfico [22].

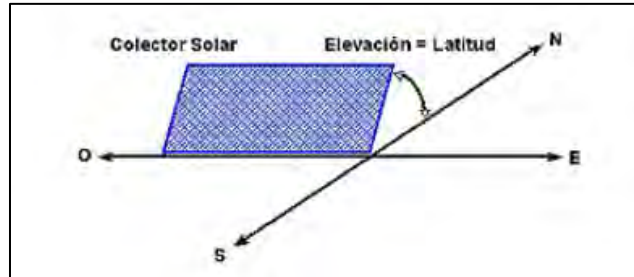


Figura 3.1 Orientación de una estructura fija para maximizar la captación de radiación solar.

Fuente: Facio Reyes & Estrada Preciado , 2014.

En la Tabla 3.4 presentada a continuación se muestra la inclinación que deben de tener los SFV según las diferentes localidades del estado donde serán instalados, mismos que requieren ser orientados hacia el sur geográfico.

Tabla 3.4 Inclinación de los paneles según la localidad donde se instalarán.

Municipio	Localidad	Inclinación= Latitud (°)	Municipio	Localidad	Inclinación= Latitud (°)
Cozumel	Cozumel	20.5	José María Morelos	José María Morelos	19.7
Felipe Carrillo Puerto	Felipe Carrillo Puerto	19.6	Lázaro Cárdenas	Kantunilkín	21.1
Isla Mujeres	Isla Mujeres	19.0	Solidaridad	Playa del Carmen	21.0
Othón P. Blanco	Chetumal	18.5		Puerto Aventuras	20.5
	Calderitas	18.6	Tulum	Tulum	20.2
	Mahahual	18.7	Bacalar	Bacalar	18.7
Benito Juárez	Cancún	21.2	Puerto Morelos	Puerto Morelos	20.8
	Alfredo V. Bonfil	21.1		Leona Vicario	21.0

Orientación de los SFV: Sur geográfico.

3.5 DISEÑO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED ELÉCTRICA

3.5.1 CAPACIDAD DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO

Para el diseño de los sistemas interconectados se utilizó el método de estimación por espacio disponible. En este método los módulos fotovoltaicos se pueden agrupar en hileras con un montaje horizontal (por su largo) o vertical (por su ancho). Con el objeto de determinar su mejor distribución y optimizar en todo momento el espacio disponible.

Montaje horizontal: la ecuación (1) y la ecuación (2) calculan las filas y columnas de la agrupación de los módulos FV, respectivamente.

$$\text{Frente} = \frac{\text{Frente del plano del sistema}}{\text{Largo del módulo}} \quad (1)$$

$$\text{Fondo} = \frac{\text{Frente del plano del sistema}}{\text{Largo del módulo}} \quad (2)$$

Montaje vertical: la ecuación (3) y la ecuación (4) calculan las filas y columnas de la agrupación de los módulos FV, respectivamente.

$$\text{Frente} = \frac{\text{Frente del plano del sistema}}{\text{Ancho del módulo}} \quad (3)$$

$$\text{Fondo} = \frac{\text{Fondo del plano del sistema}}{\text{Largo del módulo}} \quad (4)$$

Para comenzar con el diseño mediante el método mencionado es necesario conocer las características del MFV a utilizar (Tabla 3.5) y de igual manera la superficie y sus dimensiones donde se instalará.

Tabla 3.5 Características físicas y potencia máxima del módulo.

Características del Módulo ERDM-300M6-HE		
Largo	1640	mm
Ancho	1000	mm
P _{max}	300	W

Se tomará un modelo de vivienda de 66 m² de construcción, con un frente de 7 m por un fondo de 9.43 m. Para el arreglo son aprovechados 15 m² de la superficie total, lo que equivale al 22% de la superficie de construcción de la vivienda.

Por motivos de seguridad y mantenimiento es necesario dejar una franja la cual permita el fácil acceso al ASFV, en este diseño se toma de 1 m. Para aprovechar de mejor manera el espacio, los 15 m² son divididos en dos secciones iguales de 7.5 m² distribuidos en puntos distintos de la azotea tal como se muestra en la Figura 3.2. Cabe mencionar que debido a que se instalará en diferentes lugares del estado la ubicación de los ASFV no se limita a lo presentado en la figura, es decir, es lo suficientemente flexible para poder montarlo en puntos distintos de la azotea con un previo análisis de sombras para que un subarreglo no impacte sobre el otro, este análisis de sombras es presentado en la sección 3.5.5 de este capítulo.

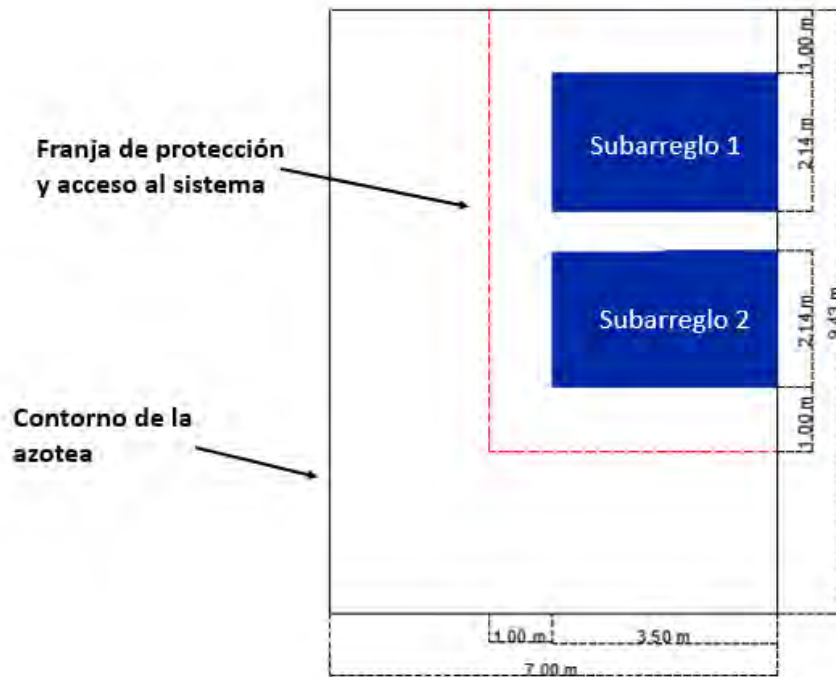


Figura 3.2 Diagrama esquemático de la ubicación del AFV.

Para el frente y fondo de la superficie se consideran 3.5 m y 2.14 m respectivamente para cada uno de los arreglos que se montaran de acuerdo con la superficie mostrada en la figura anterior.

Es importante determinar si los ASFV serán de montaje horizontal o de montaje vertical, en donde la superficie debe de ser maximizada en todo momento. Es por lo que tomando las ecuaciones (1) a la (4) se realiza el cálculo requerido.

Montaje horizontal:

$$Frente = \frac{Frente\ del\ sistema}{Largo\ del\ módulo} = \frac{3500\ mm}{1640\ mm} = 2.13 \cong 2$$

$$Fondo = \frac{Fondo\ del\ sistema}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{2140\ mm}{1000\ mm} = 2.14 \cong 2$$

Utilizando este montaje se tendrán dos módulos de frente por dos módulos de fondo por arreglo para un total de cuatro.

Montaje vertical:

$$Frente = \frac{Frente\ del\ sistema}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{3500\ mm}{992\ mm} = 3.52 \cong 3$$

$$Fondo = \frac{Fondo\ del\ sistema}{Largo\ del\ módulo} = \frac{2140\ mm}{1640\ mm} = 1.3 \cong 1$$

Este montaje tendría tres módulos de frente por uno de fondo, para un total de 3 módulos totales.

Por lo cual el arreglo que maximiza la superficie es el de montaje horizontal, con 2 módulos de frente por 2 de fondo, con 4 módulos totales, y siendo dos los arreglos por SFV en total se tendrán 8 módulos, para una capacidad instalada de 2,400 W por vivienda.

3.5.2 MICROINVERSOR DE CD A CA SELECCIONADO PARA EL SFVI

Un microinversor es un inversor fotovoltaico que convierte la corriente eléctrica continua a corriente alterna, se pueden encontrar para sistemas de uno, dos o cuatro módulos.

Los microinversores tienen varias ventajas sobre los inversores centrales convencionales, la principal ventaja es que cuando se presenta una pequeña cantidad de sombra o escombros sobre un mismo panel solar o si incluso ocurre un fallo completo de un panel, no se reduce de manera desproporcionada la producción de todo el conjunto [23].

Para fines de control y como ya se ha mencionado flexibilidad del sistema se eligió el microinversor WVC-1200. Los parámetros de compatibilidad con el módulo son presentados en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Parámetros de compatibilidad del micro inversor con el módulo.

Datos del Módulo			Datos del Micro inversor QS1		
Pmax	300	W	Capacidad por módulo	300	W
Voc	42.6	V	Vmax input	50	V
Vmp	35.58	V	Rango de operación de la tensión	17-50	V
Imp	8.47	A	Imax input	13.6	A

En esta tabla es posible observar que los valores nominales de operación del módulo no superan los permitidos por el micro inversor.

Cada micro inversor WVC-1200 conecta cuatro módulos en paralelo, por lo cual son necesarios dos micro inversores para el SFV.

3.5.3 CONEXIÓN DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO

En la Figura 3.3 se presenta la conexión de los módulos a los microinversores, y a su vez la conexión a la red eléctrica.

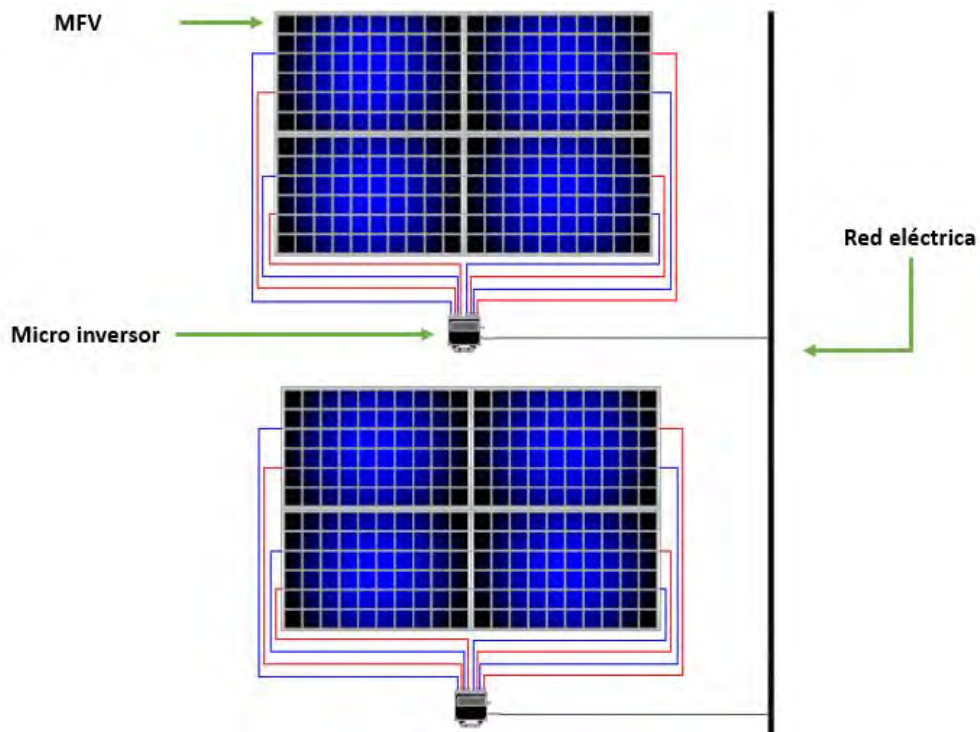


Figura 3.3 Esquema de conexión del SFVI.

3.5.4 SISTEMA DE MONTAJE

El sistema de montaje se refiere a la estructura metálica sobre la cual estarán colocados los MFV, y como se mencionó en la sección 3.4 de este capítulo, esta es de arreglo fijo.

Existen criterios de seguridad y normatividad que las estructuras deben de cumplir, siendo la resistencia del soporte contra fuertes vientos el factor más importante que se debe de considerar en el diseño, esto debido a la zona geográfica en la que se encuentra el estado de Quintana Roo.

En las Figura 3.4 y Figura 3.5 se presenta una propuesta de la estructura sobre la cual estarán colocados los MFV, la primera de las figuras es la vista lateral de la estructura, donde la inclinación está definida por la latitud del lugar, misma que se presentó en la Tabla 3.4, por otro lado, en la parte inferior de la figura se puede observar los puntos de anclaje de la estructura al plano horizontal, mientras que en la parte superior se muestran los puntos de sujeción de las barras inclinadas a las barras que se extienden por todo el frente presentadas en la segunda figura y que soportan los MFV en el plano inclinado.

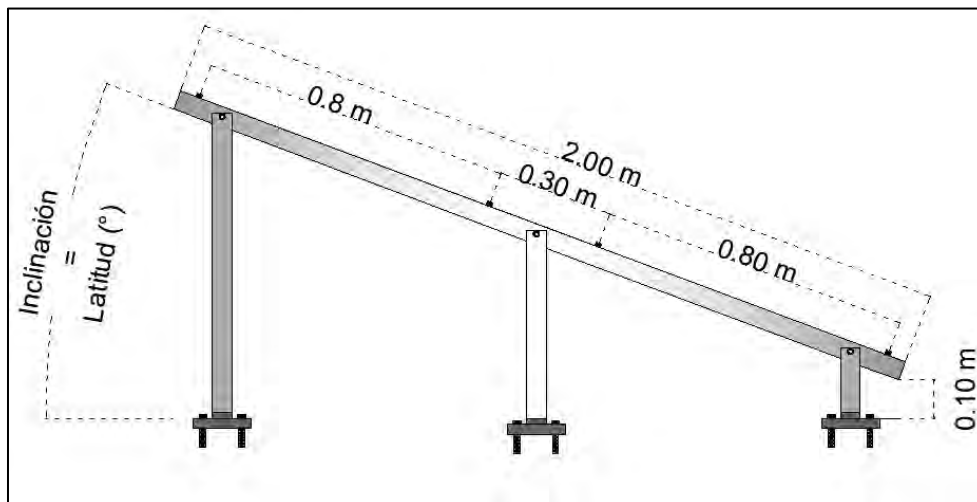


Figura 3.4 Vista lateral de la estructura metálica.

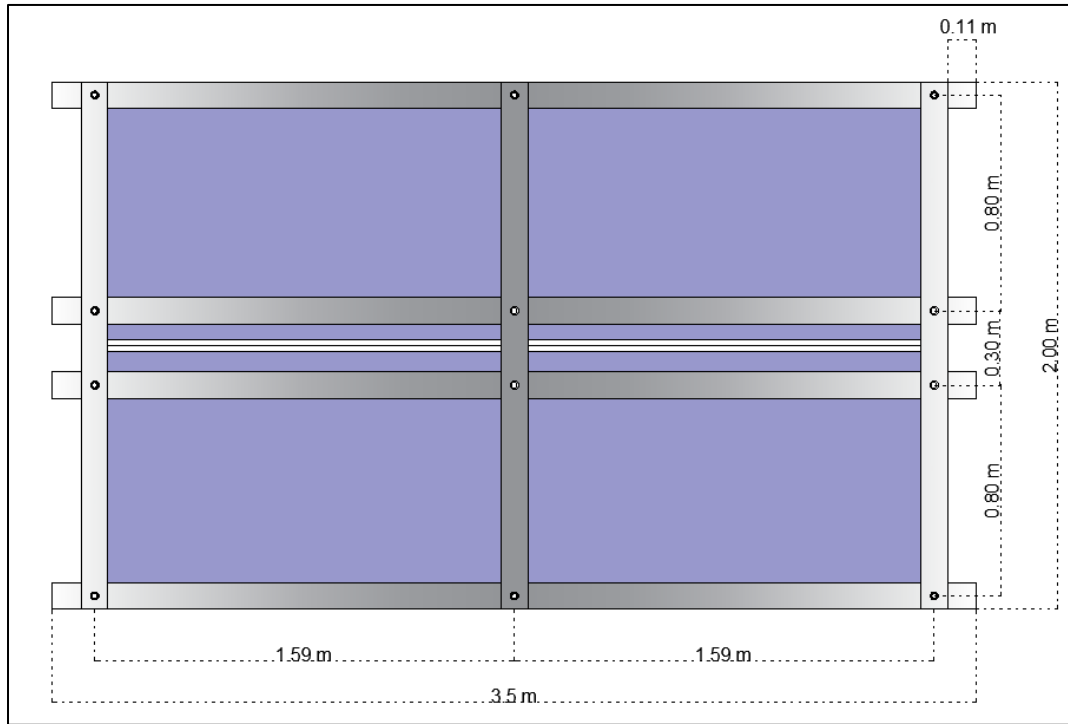


Figura 3.5 Vista inferior de la estructura metálica.

3.5.5 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE ESTRUCTURAS

Para determinar la distancia mínima a la cual deben de estar separados los AFV se utilizó el método del solsticio de invierno, en este método se calcula la sombra que proyectará un arreglo sobre la superficie horizontal.

Los parámetros para considerar son los siguientes:

- Angulo del plano vertical respecto al plano solar (θ_z).

$$\theta_z = \text{Latitud} + 23.5 \quad (5)$$

- Angulo γ_s . Este ángulo proporciona la sombra más crítica que se tendrá durante todo el año (ángulo del solsticio de invierno).

$$\gamma_s = 90 - \theta_z \quad (6)$$

- Largo del MFV (b).
- Distancia mínima (d_{min}).
- Ángulo de inclinación del módulo (β).

Dicha distancia se determina a partir de la ecuación (7):

$$d_{min} = b * \frac{\sin(\gamma_s + \beta)}{\sin \gamma_s} \quad (7)$$

En la Figura 3.6 se esquematiza la posición del sol durante el solsticio de invierno, se puede observar donde se encuentran cada uno de los ángulos mencionados.

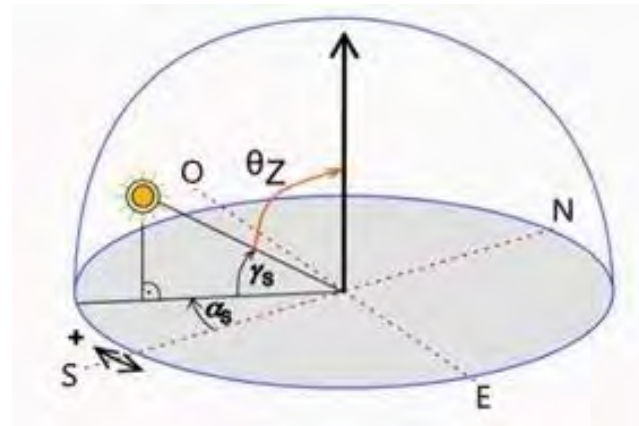


Figura 3.6 Esquema de la posición del sol en el solsticio de invierno.

Fuente: cceea.mx: Energía solar Fotovoltaica.

Conocer la distancia mínima a la cual es posible colocar el conjunto de arreglos es de gran importancia, ya que de esta manera se evitan pérdidas debidas a sombras [24]. Por lo cual siguiendo la metodología mostrada en la sección anterior se determinó por localidad la distancia a la cual se deben colocar los arreglos fotovoltaicos, información presentada en la Tabla 3.7.

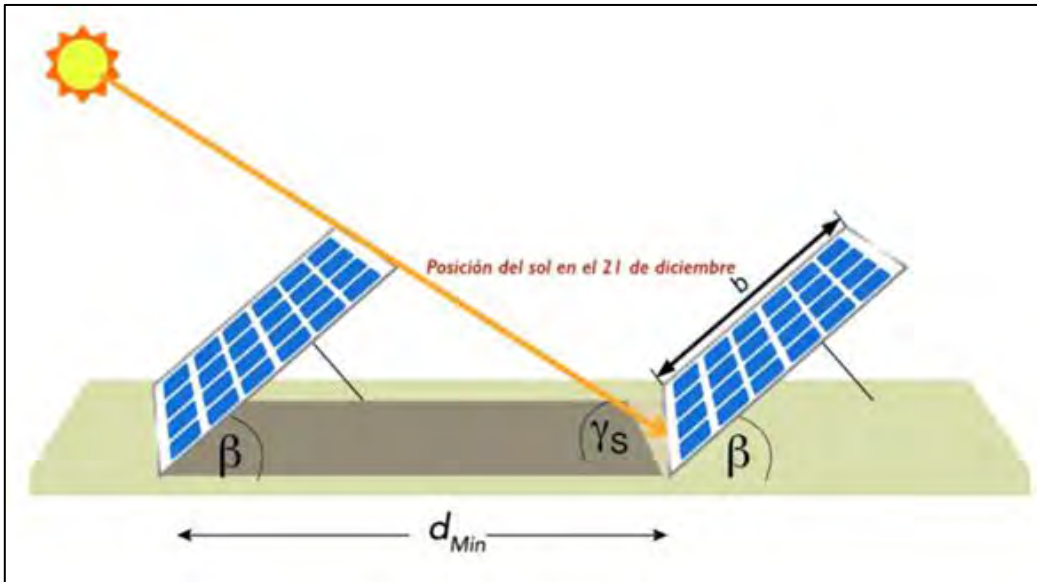


Figura 3.7. Distancia mínima entre AFV

Fuente: ccea.mx: Energía solar Fotovoltaica.

Tabla 3.7 Distancia mínima entre arreglo de módulos por localidad.

Municipio	Localidad	Distancia (m)	Municipio	Localidad	Distancia (m)
Cozumel	Cozumel	2.60	José María Morelos	José María Morelos	2.60
Felipe Carrillo Puerto	Felipe Carrillo Puerto	2.60	Lázaro Cárdenas	Kantunilkín	2.60
Isla Mujeres	Isla Mujeres	2.50	Solidaridad	Playa del Carmen	2.60
Othón P. Blanco	Chetumal	2.50		Puerto Aventuras	2.60
	Calderitas	2.50	Tulum	Tulum	2.60
	Mahahual	2.50	Bacalar	Bacalar	2.50
Benito Juárez	Cancún	2.60	Puerto Morelos	Puerto Morelos	2.60
	Alfredo V. Bonfil	2.60		Leona Vicario	2.60

3.6 SUPERFICIE EFECTIVA

Con la información presentada en las secciones anteriores es posible determinar el área que ocuparían estos sistemas por localidad, así como el total en el estado. Para ello fueron tomadas las dimensiones de los arreglos en su proyección sobre la superficie horizontal donde estos fueron colocados, es decir, para determinarlo el factor inclinación es un factor clave, debido a que con el ángulo de inclinación se puede determinar la proyección de la estructura sobre la horizontal, para posteriormente multiplicar la superficie para una vivienda por la totalidad de viviendas de cada localidad donde se instalarán los AFV.

En la Tabla 3.8 se presenta dicha superficie por localidad, donde se observa que utilizando tan solo 4.30 km² de la superficie total de viviendas con la que cuenta el estado se pueden instalar los arreglos, y que además se estaría aprovechando un área que por lo regular no genera ningún tipo de rendimiento como son las azoteas de las casas, siendo este uno de los principales beneficios que este proyecto presenta.

Tabla 3.8 Superficie utilizada para la instalación de los SFVI.

Localidad	Superficie en km²	Localidad	Superficie en km²
Cozumel	0.297	José María Morelos	0.039
Felipe Carrillo Puerto	0.086	Kantunilkín	0.024
Isla Mujeres	0.053	Playa del Carmen	0.669
Chetumal	0.590	Puerto Aventuras	0.023
Calderitas	0.018	Tulum	0.073
Mahahual	0.006	Bacalar	0.040
Cancún	2.273	Puerto Morelos	0.035
Alfredo V. Bonfil	0.051	Leona Vicario	0.021
Total, Quintana Roo			4.30

3.7 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA

Es posible obtener la capacidad instalada al multiplicar los módulos totales del sistema mostrado en la sección 3.5.1 y la potencia de estos, ecuación (8):

$$C_{ins} = (\#Modulos)(Potencia\ de\ MFV) \quad (W) \quad (8)$$

Mientras que la producción de energía se puede obtener a partir de la siguiente ecuación (9).

$$P_{energía} = \frac{(C_{ins})(HSP)(365)(\eta_{conv})}{12} \quad (Wh) \quad (9)$$

Donde,

HSP: Horas Solares Pico por día

η_{conv} : Eficiencia de conversión de la energía, se tomará del 70%

Trecientos sesenta y cinco son los días del año, y doce son los meses del año.

De esta manera al realizar las operaciones pertinentes se obtienen estos parámetros los cuales son presentados en la Tabla 3.9, la producción está referida a una vivienda según la localidad en la que se encuentre y se puede precisar que la producción de energía no es la misma a pesar de que la capacidad instalada es igual, esto se debe a que las horas solares pico varían a lo largo de la región, tal como se explicó en la sección 3.3. Por lo cual para conocer la producción para una vivienda del estado se toma el promedio, el cual es de 271.12 kWh al mes, con una capacidad instalada de 2,400 W.

Tabla 3.9 Capacidad instalada y producción mensual de energía eléctrica para una vivienda por localidad y el promedio estatal.

Municipio	Localidad	Capacidad instalada (W)	Producción de energía kWh/m
Cozumel	Cozumel	2400	277.98
Felipe Carrillo Puerto	Felipe Carrillo Puerto	2400	264.70
Isla Mujeres	Isla Mujeres	2400	295.36
Othón P. Blanco	Chetumal	2400	257.54
	Calderitas	2400	257.54
	Mahahual	2400	267.76
Benito Juárez	Cancún	2400	295.36
	Alfredo V. Bonfil	2400	295.36
José María Morelos	José María Morelos	2400	265.21
Lázaro Cárdenas	Kantunilkín	2400	281.56
Solidaridad	Playa del Carmen	2400	261.12
	Puerto Aventuras	2400	260.61
Tulum	Tulum	2400	260.61
Bacalar	Bacalar	2400	258.06
Puerto Morelos	Puerto Morelos	2400	278.50
	Leona Vicario	2400	260.61
Producción estatal promedio			271.12

De manera similar para determinar la capacidad instalada por localidad y además obtener la producción de energía anual, las ecuaciones (8) y (9) se pueden adecuar de la siguiente manera:

$$C_{ins} = (\#Modulos)(Potencia\ de\ MFV)(\#Viviendas\ por\ localidad) \quad (10)$$

en W

$$P_{energía} = (C_{ins})(HSP)(365)(\eta_{conv})(\#Viviendas\ por\ localidad) \quad (11)$$

en Wh

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 3.10, se puede observar que el estado tiene un potencial de generación distribuida de 1033 GWh que se añadirían a la red anualmente, con una capacidad instalada de 735 MW.

Tabla 3.10 Capacidad instalada y producción de energía eléctrica por localidad al año.

Municipio	Localidad	Capacidad instalada MW	Producción de energía en GWh/a
Cozumel	Cozumel	50.79	70.60
Felipe Carrillo Puerto	Felipe Carrillo Puerto	14.54	19.24
Isla Mujeres	Isla Mujeres	8.91	13.15
Othón P. Blanco	Chetumal	99.56	128.21
	Calderitas	3.02	3.89
	Mahahual	0.95	1.27
Benito Juárez	Cancún	390.00	575.96
	Alfredo V. Bonfil	8.74	12.91
José María Morelos	José María Morelos	6.69	8.87
Lázaro Cárdenas	Kantunilkín	4.16	5.85
Solidaridad	Playa del Carmen	114.66	149.70
	Puerto Aventuras	3.91	5.10
Tulum	Tulum	12.37	16.12
Bacalar	Bacalar	6.78	8.75
Puerto Morelos	Puerto Morelos	6.01	8.37
	Leona Vicario	3.64	4.74
Total, Quintana Roo		735	1,033

Vale la pena resaltar que la ciudad de Cancún perteneciente al municipio de Benito Juárez es una región privilegiada para la generación distribuida, esto por dos factores, el primero de ellos es la cantidad de viviendas con las que cuenta lo que representa una mayor área para la instalación de SFV, mientras que el segundo tiene que ver con las horas de sol pico que recibe por día, lo que hace que su producción de energía sea mayor al aprovechar estos elementos.

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DEL SFV

Adquirir sistemas solares fotovoltaicos para producción de energía eléctrica se puede considerar y de hecho es considerado una inversión financiera, estas pueden ser de corto, mediano o largo plazo. Una inversión financiera como tal se puede definir como la suma de dinero que es destinada a la adquisición de bienes o servicios que en un plazo determinado generaran rendimientos para el organismo que realiza la inversión. Bajo las características descritas los sistemas fotovoltaicos encajan a la perfección, dado que se adquiere un bien, con el que se espera que en un periodo de tiempo se obtengan ganancias gracias a que la facturación de energía eléctrica que se verá reducida o cubierta en su totalidad.

Pero ¿Cómo saber si invertir en ESF será rentable?, si durante el periodo de vida de un SFV el costo del proyecto es cubierto por los costos de electricidad evitados entonces este será rentable. La rentabilidad del proyecto también es medible, es decir, si los rendimientos logran cubrir el costo en los primeros años del sistema este tendrá un grado de rentabilidad más alto, el caso contrario es cuando el costo del proyecto se cubre en los últimos años de vida del SFV.

Por obvias razones no se puede esperar a que finalice el periodo de vida del sistema ya que podría ocasionar grandes pérdidas, lo cual no es exclusivo de las inversiones destinadas a la ESF, si no a las inversiones en general, es por ello, que para cualquier inversión es necesario realizar un análisis de costo-beneficio, y así tomar la decisión de realizar o no la inversión [25].

La rentabilidad del proyecto se puede determinar a partir de dos herramientas financieras, el VAN y la TIR, para ello se debe tener conocimiento de cuáles son las entradas y salidas de efectivo en la duración del proyecto, en lo que se conoce como flujo de caja, y así poder tomar la decisión de aceptar o rechazar la propuesta en caso de tratarse de proyectos independientes, o bien, de aceptar la más conveniente en caso de tratarse de proyectos mutuamente excluyentes [25].

El VAN de un proyecto es el valor presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta, entendiéndose por flujo de efectivo netos la diferencia entre los ingresos y egresos periódicos. Para actualizar esos flujos se utiliza la tasa de descuento denominada tasa de expectativa o tipo de interés, que es una medida de rentabilidad mínima exigida por el proyecto que permite recuperar la inversión, cubrir los costos y obtener beneficios. Para su cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$VAN = \left[\sum_{t=1}^n FE(t) * (1 + i)^{(0 - t)} \right] + I(0) \quad (12)$$

Donde

$FE(t)$: Flujo de efectivo neto del periodo t

i : Tasa de descuento o tipo de interés

n : Numero de periodos de la vida útil del proyecto

$I(0)$: Inversión inicial (neta ingresos y otros egresos)

Cabe destacar que el VAN traduce ingresos y egresos a su valor equivalente en el periodo inicial, denominado también periodo cero [27].

Por otra parte, la TIR es la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos, es la tasa de interés que, utilizada en el cálculo del VAN, hace que este sea igual a cero. El cálculo de la TIR puede resultar muy complejo si la vida útil del proyecto excede los dos periodos. En este caso, la solución requiere considerar a la TIR como incógnita en la ecuación del VAN, ya que ella tiene la particularidad de ser la única tasa que hace que el resultado de aquel sea cero. Es posible calcularla a partir de la ecuación (13).

$$VAN = \frac{\sum_{t=1}^n FE(t)}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (13)$$

Tomando en cuenta la TIR, la aceptación para proyectos independientes consiste en comparar el resultado con la tasa de descuento, si la TIR es mayor a la tasa de descuento, el proyecto es financieramente atractivo, ya que sus ingresos cubren sus egresos y generan beneficios adicionales por encima de la expectativa o alternativa, si la TIR es menor a la tasa de descuento pero mayor a cero significa que los ingresos apenas cubren los egresos, y no se generan beneficios, otro caso se presenta si es menor que cero, lo que quiere decir que los ingresos no alcanzan a cubrir los egresos y se generan pérdidas, por último si la TIR es igual a la tasa de descuento es indiferente realizar el proyecto o elegir las alternativas, ya que generan igual beneficio. Por otra parte, si los proyectos son mutuamente excluyentes y de igual número de periodos surge la comparación entre las TIR de las diferentes alternativas, pero teniendo en cuenta las consideraciones de aceptación de los proyectos independientes, en este caso debe apostarse por la TIR más alta [28].

En la evaluación que se presenta a continuación se determinan los flujos de caja, el VAN y la TIR, y en base a esto se determina si el proyecto será viable desde el punto de vista financiero.

4.1 METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO

Con la finalidad de hacer un análisis costo-beneficio del sistema fotovoltaico propuesto en el CAPÍTULO 3, inicialmente se toma la producción promedio de electricidad al mes que se tendría para una vivienda del estado según lo propuesto en este proyecto, (información presentada en la Tabla 3.9 de la sección 3.7), considerando que representa el 100% del consumo eléctrico, y por lo tanto la facturación de electricidad corresponderá a este consumo. Este mismo valor de consumo es utilizado para determinar futuros costos de electricidad evitados considerando la inflación de cuotas de electricidad, es decir, el aumento de precios según el tipo de tarifa en el que se vaya a aplicar, por lo cual se presenta una descripción de estas tarifas, y para determinar estos aumentos en la tarifa 1C, se considera el factor de ajuste que utiliza la CFE para sus aumentos mensuales, por otro lado para la tarifa DAC no es posible tomar un factor de ajuste, debido a que

no está definido como tal en la CFE, por este motivo se realiza una aproximación numérica a las cuotas aplicadas en un futuro por el método de mínimos cuadrados, para de esta manera encontrar una serie de funciones representativas de cada mes que predican cual será el costo para ese mes en el año que se desea conocer. De tal manera que es posible determinar los costos de electricidad evitados.

Debido a que es necesario saber el costo del proyecto, para ello se realizó una cotización con un proveedor de SFV, el cual proporcionó información sobre el costo total del proyecto incluida la instalación.

Una vez obtenidos los costos de electricidad evitados equivalentes a un flujo positivo de caja y el costo del proyecto, fue posible determinar el VAN y la TIR, que como ya se ha explicado son indicadores financieros que miden los flujos de ingresos y egresos futuros que tendrá un proyecto, así como el grado de rentabilidad de este. Con la información obtenida se verifica que el proyecto no solo sea sustentable desde el punto de vista ambiental y social, sino que también lo sea en un enfoque económico.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LAS TARIFAS DE SERVICIO DOMÉSTICO UTILIZADAS EN EL ESTUDIO

Conocer la tarifa en la cual se está facturando la energía eléctrica es un factor importante para poder determinar los costos que se están generando por este concepto, es por ello que se presentan dos tipos de tarifa, la primera corresponde a la tarifa 1C, la cual es la aplicada la mayoría de los usuarios de energía eléctrica de uso doméstico en Quintana Roo, esto se debe a las temperaturas alcanzadas durante la temporada de verano en la zona, también se hace la evaluación para la tarifa DAC a la cual se pasa una vez que se excedan los límites de energía permitidos en la tarifa 1C.

4.2.1 TARIFA 1C

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30°C.

1. Aplicación

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo con lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 30 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

2. Cuotas aplicables

Ver Tabla 4.1 y Tabla 4.2 de la sección 4.2.3.

3. Mínimo mensual equivalente

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora.

4. Temporada de verano

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador, definido en la Ley de la Industria Eléctrica, de acuerdo con las citadas observaciones termométricas que expida la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Nota: La aplicación del factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00327 establecido en el ARTÍCULO SEGUNDO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación del 28 de diciembre del 2005. Lo anterior con fundamento en el ARTÍCULO SEGUNDO del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 1° de octubre de 2007 [29].

4.2.2 TARIFA DAC

Servicio doméstico de alto consumo

1. Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, considerada de alto consumo o que por las características del servicio así se requiera.

2. Alto consumo

Se considera que un servicio es de alto consumo cuando registra un consumo mensual promedio superior al límite de alto consumo definido para su localidad.

3. Consumo mensual promedio

El consumo mensual promedio registrado por el usuario se determinará con el promedio móvil del consumo durante los últimos 12 meses.

4. Límite de alto consumo

El límite de alto consumo se define para cada localidad en función de la tarifa en la que se encuentre clasificada.

Para tarifa 1C se considera como límite de consumo a partir de los 850 (ochocientos cincuenta) kWh/mes.

Cuando el Consumo Mensual Promedio del usuario sea superior al Límite de Alto Consumo se le reclasificará a la Tarifa Doméstica de Alto Consumo.

5. Temporada de verano

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y que se detallan para cada una de las tarifas en el presente Acuerdo.

6. Cuotas aplicables

Ver Tabla 4.3 de la sección 4.2.3.

7. Mínimo mensual

El cargo fijo, más equivalente de 25 (veinticinco) kilowatts-hora

8. Consumo mensual promedio menor al nivel de alta consumo

Cuando el usuario mantenga un Consumo Mensual Promedio inferior al Límite de Alto Consumo fijado para su localidad, el suministrador aplicará la Tarifa de Servicio Doméstico correspondiente.

9. Depósito en garantía

El Depósito de Garantía deberá cubrir el importe establecido en la tarifa de servicio doméstico correspondiente a la localidad.

10. Suministro en media tensión y tarifa horaria

Los usuarios podrán ser suministrados en media tensión con la tarifa horaria correspondiente [30].

4.2.3 CUOTAS APLICADAS EN TARIFA 1C Y TARIFA DAC DEL AÑO 2011 AL AÑO 2020

El esquema tarifario que utiliza la CFE considera la temperatura media anual de cada la localidad para determinar en qué tipo de tarifa se encuentra cada región, la CFE en sus sistemas tarifarios hace la diferencia entre la aplicación de cuotas en la temporada de verano y la temporada fuera de verano, que para el caso puntual de Quintana Roo la temporada de verano comienza en el mes de abril y termina en el mes de septiembre, por ultimo las cuotas sufren un incremento mensual de acuerdo a un factor de ajuste. Para la tarifa 1C dicho factor de ajuste es de 1.00327.

En la Tabla 4.1 es posible observas las cuotas que se han aplicado en los años mencionados en temporada fuera de verano para la tarifa 1C. También se observa que el consumo se clasifica en básico, intermedio y excedente. La cuota de servicio básico se aplica para cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora, la de servicio intermedio es aplicada para cada uno de los siguientes 100 (cien) kilowatts-hora, y el excedente por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

Tabla 4.1 Cuotas en tarifa 1C aplicadas al consumo de energía eléctrica por kWh en temporada fuera de verano del año 2011 al año 2020

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Año	Tipo de consumo	Enero	Febrero	Marzo	Octubre	Noviembre	Diciembre
2011	Básico	0.711	0.713	0.715	0.729	0.731	0.733
	Intermedio	1.185	1.189	1.193	1.221	1.225	1.229
	Excedente	2.505	2.513	2.521	2.577	2.585	2.593
2012	Básico	0.735	0.737	0.739	0.753	0.755	0.757
	Intermedio	0.895	0.894	0.897	0.918	0.921	0.924
	Excedente	2.601	2.610	2.619	2.682	2.691	2.700
2013	Básico	0.759	0.761	0.763	0.783	0.786	0.789
	Intermedio	0.927	0.930	0.933	0.954	0.957	0.960
	Excedente	2.709	2.718	2.727	2.790	2.799	2.808
2014	Básico	0.792	0.795	0.798	0.819	0.822	0.825
	Intermedio	0.963	0.966	0.969	0.990	0.993	0.996
	Excedente	2.817	2.826	2.835	2.898	2.907	2.917
2015	Básico	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809
	Intermedio	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976
	Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859
2016	Básico	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793
	Intermedio	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956
	Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802
2017	Básico	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793
	Intermedio	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956
	Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802
2018	Básico	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793
	Intermedio	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956
	Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802
2019	Básico	0.796	0.799	0.802	0.823	0.826	0.829
	Intermedio	0.960	0.964	0.968	0.996	1.000	1.004
	Excedente	2.813	2.824	2.835	2.912	2.923	2.934
2020	Básico	0.831	0.833	0.835	0.849	0.851	0.853
	Intermedio	1.006	1.008	1.010	1.025	1.028	1.031
	Excedente	2.941	2.948	2.955	3.004	3.011	3.018

Las cuotas aplicadas en temporada de verano sufren una corrección en la clasificación del tipo de servicio, el servicio básico se aplica para cada uno de los primeros 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora, en esta temporada se hace la diferencia entre servicio intermedio bajo y servicio intermedio alto, el primero de ellos es aplicado para cada uno de los siguientes 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora, para el segundo se añaden 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora a los dos anteriores, y el excedente se aplica por cada kWh adicional. Las cuotas son presentadas en la Tabla 4.2.

Algo importante que se debe resalta es que la descripción de las tarifas y su clasificación es de acuerdo con el sistema tarifario vigente que comprende del año 2017 al año 2020, este último corresponde al año en que se realiza la consulta en la página de la CFE.

Tabla 4.2 Cuotas en tarifa 1C aplicadas al consumo de energía eléctrica por kWh en temporada de verano del año 2011 al año 2020

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Año	Tipo de consumo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
2011	Básico	0.637	0.639	0.641	0.643	0.645	0.647
	Intermedio bajo	0.956	0.959	0.962	0.965	0.968	0.971
	Intermedio alto	0.956	0.959	0.962	0.965	0.968	0.971
	Excedente	2.259	2.537	2.545	2.553	2.561	2.569
2012	Básico	0.661	0.663	0.665	0.667	0.669	0.671
	Intermedio bajo	0.992	0.995	0.998	0.769	0.772	0.775
	Intermedio alto	0.992	0.995	0.998	1.001	1.004	1.007
	Excedente	2.628	2.637	2.646	2.655	2.664	2.673
2013	Básico	0.685	0.687	0.689	0.691	0.693	0.695
	Intermedio bajo	0.796	0.799	0.802	0.805	0.808	0.811
	Intermedio alto	1.028	1.031	1.034	1.037	1.040	1.043
	Excedente	2.736	2.745	2.754	2.763	2.772	2.781
2014	Básico	0.709	0.711	0.713	0.715	0.717	0.719
	Intermedio bajo	0.832	0.835	0.838	0.841	0.844	0.847
	Intermedio alto	1.064	1.067	1.070	1.073	1.077	1.081
	Excedente	2.844	2.853	2.862	2.871	2.880	2.889
2015	Básico	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711
	Intermedio bajo	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839
	Intermedio alto	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071
	Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859
2016	Básico	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697
	Intermedio bajo	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822
	Intermedio alto	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050
	Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802
2017	Básico	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697
	Intermedio bajo	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822
	Intermedio alto	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050
	Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802
2018	Básico	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697
	Intermedio bajo	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822
	Intermedio alto	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050
	Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802
2019	Básico	0.709	0.712	0.715	0.718	0.721	0.724
	Intermedio bajo	0.834	0.837	0.840	0.843	0.846	0.849
	Intermedio alto	1.066	1.070	1.074	1.078	1.082	1.086
	Excedente	2.846	2.857	2.868	2.879	2.890	2.901
2020	Básico	0.741	0.743	0.745	0.747	0.749	0.751
	Intermedio bajo	0.866	0.868	0.870	0.872	0.874	0.876
	Intermedio alto	1.110	1.113	1.116	1.119	1.122	1.125
	Excedente	2.962	2.969	2.976	2.983	2.990	2.997

En el caso de la tarifa DAC las cuotas determinadas para el año 2011 y hasta el año 2020 son presentadas en la Tabla 4.3, como se puede observar estas disminuyen o aumentan a lo largo del año, y tienen un aumento representativo entre cada año.

Tabla 4.3 Cuotas aplicadas al consumo de energía eléctrica por kWh en tarifa DAC del año 2011 al año 2020.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2011	3.020	3.060	3.114	3.104	3.216	3.258	3.281	3.246	3.289	3.303	3.364	3.449
2012	3.475	3.486	3.400	3.367	3.386	3.389	3.445	3.459	3.376	3.332	3.407	3.439
2013	3.454	3.387	3.365	3.396	3.490	3.452	3.411	3.434	3.398	3.477	3.514	3.532
2014	3.546	3.579	3.534	3.555	3.520	3.523	3.541	3.581	3.557	3.510	3.498	3.484
2015	3.399	3.359	3.270	3.192	3.175	3.142	3.136	3.155	3.277	3.238	3.162	3.035
2016	3.078	3.186	3.139	3.279	3.112	3.169	3.350	3.436	3.581	3.585	3.704	3.755
2017	3.853	4.001	4.321	4.258	4.052	4.038	4.032	3.963	3.927	3.952	4.010	4.048
2018	4.167	4.229	4.395	4.211	4.209	4.430	4.534	4.563	4.405	4.458	4.591	4.672
2019	5.070	4.845	4.623	4.496	4.563	4.562	4.441	4.443	4.263	4.329	4.377	4.276
2020	4.158	4.138	4.049	4.053	4.047	4.222	4.211	4.216	4.332	4.484	4.418	4.372

4.2.4 DETERMINACIÓN DE LAS CUOTAS FUTURAS DE ELECTRICIDAD

Como ya se ha mencionado la tarifa 1C cuenta con un factor de ajuste mensual de 1.00327, por esta razón para poder determinar cuál será la cuota en el mes próximo que se desea consultar se debe tomar un mes anterior y multiplicarlo por el factor de ajuste, tomando en cuenta si está en temporada de verano, y el tipo de consumo.

Con el fin de ejemplificar se presenta el caso del mes de enero del 2021, este se encuentra en temporada fuera de verano y tiene tres tipos de consumo, básico, intermedio y excedente, se toma la cuota del mes de diciembre de 2020 como mes anterior, y se multiplica por el factor de ajuste, tal como se muestra a continuación:

- Consumo básico

La cuota en diciembre del 2020 es de 0.853

$$\text{Nueva cuota} = 0.853 * 1.00327 = 0.856$$

- Consumo intermedio

Su cuota en diciembre de 2020 es de 1.031

$$\text{Nueva cuota} = 1.031 * 1.00327 = 1.034$$

- Consumo excedente

Su cuota para el mes consultado corresponde a 3.018

$$\text{Nueva cuota} = 3.018 * 1.00327 = 3.028$$

Por otra parte, si se desea conocer la cuota en temporada de verano para el mes de abril de 2021, entonces se tomaría la última cuota que se presentó en esa temporada del año anterior la cual corresponde al mes de septiembre de 2020, se calcula para los meses de octubre, noviembre, diciembre de ese año, así como de los meses de enero, febrero y marzo de 2021, se toma el mes anterior, es decir marzo de 2021, y se calcula la cuota que se aplicará en abril. Estas operaciones son presentadas a continuación en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4 Determinación de las cuotas futuras en temporada de verano en tarifa 1C.

Mes	Consumo básico	Consumo intermedio bajo	Consumo intermedio alto	Excedente
Octubre	$0.751 * 1.00327 = 0.753$	$0.876 * 1.00327 = 0.879$	$1.125 * 1.00327 = 1.129$	$2.997 * 1.00327 = 3.007$
Noviembre	$0.753 * 1.00327 = 0.756$	$0.779 * 1.00327 = 0.882$	$1.129 * 1.00327 = 1.132$	$3.007 * 1.00327 = 3.017$
Diciembre	$0.756 * 1.00327 = 0.758$	$0.882 * 1.00327 = 0.885$	$1.132 * 1.00327 = 1.136$	$3.017 * 1.00327 = 3.026$
Enero	$0.758 * 1.00327 = 0.761$	$0.885 * 1.00327 = 0.888$	$1.136 * 1.00327 = 1.140$	$3.026 * 1.00327 = 3.036$
Febrero	$0.761 * 1.00327 = 0.763$	$0.888 * 1.00327 = 0.890$	$1.140 * 1.00327 = 1.144$	$3.036 * 1.00327 = 3.046$
Marzo	$0.763 * 1.00327 = 0.766$	$0.890 * 1.00327 = 0.893$	$1.144 * 1.00327 = 1.147$	$3.046 * 1.00327 = 3.056$
Abril	$0.766 * 1.00327 = 0.768$	$0.893 * 1.00327 = 0.896$	$1.147 * 1.00327 = 1.151$	$3.056 * 1.00327 = 3.066$

Siendo la última fila la correspondiente a las cuotas de interés del primer mes en temporada de verano. Dicho de otra manera, aunque se cambie de temporada de verano a temporada fuera de verano, o viceversa, el incremento a las cuotas se sigue aplicando mes a mes, y se facturará para el mes entrante según sea el caso.

Por otra parte, para la tarifa DAC, no es posible determinar las cuotas futuras multiplicando por un factor de ajuste, esto porque los factores de ajuste cambian todos los meses, y las cuotas pueden incrementar o disminuir, es por ello que se optó por aprovechar que se cuenta con las cuotas que se han aplicado en todos los meses desde 2011 y hasta 2020 (información presentada en la Tabla 4.3), y así por el método numérico de mínimos cuadrados determinar funciones que aproximen el valor para el mes que se desea consultar, las funciones son las siguientes:

Tabla 4.5 Funciones para determinar las cuotas futuras en tarifa DAC.

Mes	Función
Enero	$0.1547x - 308.07$
Febrero	$0.1538x - 306.21$
Marzo	$0.1523x - 303.23$
Abril	$0.1431x - 284.76$
Mayo	$0.1377x - 273.85$
Junio	$0.1451x - 288.71$
Julio	$0.1451x - 288.71$
Agosto	$0.1362x - 270.70$
Septiembre	$0.1318x - 261.99$
Octubre	$0.1452x - 288.95$
Noviembre	$0.1384x - 275.07$
Diciembre	$0.1356x - 269.54$

De esta manera si se desea conocer la cuota que se aplicará enero de 2021, se toma la función correspondiente a ese mes y se evalúa en el año correspondiente, tal como se muestra a continuación:

$$\text{Cuota enero} = 0.1547(2021) - 308.07 = 4.579$$

Cabe destacar que todas las cuotas desde 2021 hasta el 2045, que son los 25 años de duración del proyecto fueron calculadas con ayuda de una hoja de cálculo, así como también los costos de electricidad presentados en las secciones 4.3.1 y 4.3.2 correspondientes al análisis requerido.

4.3 ANÁLISIS

En esta sección se realizan los análisis correspondientes a las tarifas 1C y DAC respectivamente, entre las consideraciones que se establecen se tiene que el periodo de vida útil del SFV es de 25 años, mismo tiempo durante el cual se realiza la evaluación, el costo del sistema es de \$50,190.72 pesos, el cual fue obtenido de un proveedor de SFV, y la cotización se encuentra en el ANEXO C. COTIZACIÓN DEL SFV, los costos de energía eléctrica evitados se obtuvieron al multiplicar la cuota del mes correspondiente (sección 4.2.4), por el consumo de energía eléctrica, el cual se estableció igual a la producción promedio que puede brindar el SFV propuesto para una vivienda en el estado, que es de 271.12 kWh por mes, los costos de electricidad evitados se presentan de manera anual, mismos que se pueden observar en Tabla 4.6 y Tabla 4.7 correspondientes a los análisis en tarifa 1C y tarifa DAC.

En el análisis no se consideran estímulos y subsidios, y se presenta tanto el costo neto del proyecto, como los costos netos de electricidad, esto se destaca debido a que parte del costo de energía eléctrica en los servicios domésticos que no sean de alto consumo (tarifa 1C en este caso), son subsidiados por el gobierno. El valor actual neto de los flujos de efectivo anuales se calcula cada año utilizando la tasa de descuento o tipos de interés que de acuerdo con el banco central de México es de 4.25% [31]. Entonces el cálculo del VAN tiene en cuenta la tasa de descuento del 4.25%, el año y el flujo de caja anual, de igual manera se calcula el VAN acumulativo, el cual permite visualizar año tras año como avanza el proyecto hacia la recuperación de la inversión y en qué año se logra.

4.3.1 ANÁLISIS EN TARIFA 1C

Para determinar el costo de electricidad en cada año se consideraron los parámetros de facturación presentados en la sección 4.2.3, para mes de enero de 2020 se obtuvo un costo de \$516.90 pesos, determinado de la siguiente manera:

	kWh (mes)	Costo (Pesos)	Facturación (Pesos)
Básico	75	0.831	62.32
Intermedio	100	1.006	100.60
Excedente	96.12	2.941	282.68
Subtotal	271.12	—	445.60
Total (I.V.A del 16%)	—	—	516.90

De los 271.12 kWh, los primeros 75 kWh se facturaron en tarifa 1C básica equivalente a 0.831 pesos, los siguientes 100 kWh se facturaron en 1.006 pesos que corresponde a un servicio intermedio y los siguientes 96.12 kWh restantes fueron facturados en excedente en 2.941 pesos, considerando un I.V.A del 16%, este procedimiento se realizó en cada uno de los meses de duración del proyecto para determinar los costos de electricidad evitados.

En este primer caso de la evaluación los resultados son presentados en la Tabla 4.6, obteniendo un VAN a 25 años de \$61,097.83 pesos, este valor representa la ganancia en el año en que se está realizando la inversión, es decir, en el 2020, mientras que se obtiene una TIR favorable a la inversión de 12.04%, y superior a la tasa de descuento del 4.25%. Que el VAN y la TIR sean favorables significa que los beneficios financieros superan los costos, y es por ello por lo que la inversión comienza a reeditar a partir del año 12, teniendo en ese año un flujo de caja positivo.

Tabla 4.6 Análisis costo-beneficio para SFV en vivienda con tarifa 1C.

Número de años	Año	Costo del sistema	Estímulos y/o Subsidios	Costo de electricidad evitado	Flujo de caja anual	VAN del flujo de caja anual	VAN acumulativo
0	2020	-50,190.72	0.00	0.00	-50,190.72	-50,190.72	-50,190.72
1	2021	0.00	0.00	4,796.60	4,796.60	4,601.06	-45,589.66
2	2022	0.00	0.00	4,968.28	4,968.28	4,571.45	-41,018.22
3	2023	0.00	0.00	5,166.64	5,166.64	4,560.16	-36,458.06
4	2024	0.00	0.00	5,373.12	5,373.12	4,549.07	-31,908.99
5	2025	0.00	0.00	5,587.72	5,587.72	4,537.89	-27,371.10
6	2026	0.00	0.00	5,813.92	5,813.92	4,529.11	-22,841.99
7	2027	0.00	0.00	6,041.28	6,041.28	4,514.36	-18,327.62
8	2028	0.00	0.00	6,284.88	6,284.88	4,504.93	-13,822.69
9	2029	0.00	0.00	6,537.76	6,537.76	4,495.15	-9,327.54
10	2030	0.00	0.00	6,797.60	6,797.60	4,483.27	-4,844.27
11	2031	0.00	0.00	7,067.88	7,067.88	4,471.49	-372.77
12	2032	0.00	0.00	7,350.92	7,350.92	4,460.97	4,088.19
13	2033	0.00	0.00	7,643.24	7,643.24	4,449.27	8,537.46
14	2034	0.00	0.00	7,949.48	7,949.48	4,438.88	12,976.34
15	2035	0.00	0.00	8,268.48	8,268.48	4,428.79	17,405.13
16	2036	0.00	0.00	8,596.76	8,596.76	4,416.90	21,822.03
17	2037	0.00	0.00	8,941.28	8,941.28	4,406.63	26,228.66
18	2038	0.00	0.00	9,297.40	9,297.40	4,395.34	30,624.00
19	2039	0.00	0.00	9,670.92	9,670.92	4,385.54	35,009.54
20	2040	0.00	0.00	10,056.04	10,056.04	4,374.27	39,383.81
21	2041	0.00	0.00	10,459.72	10,459.72	4,364.38	43,748.19
22	2042	0.00	0.00	10,877.32	10,877.32	4,353.60	48,101.79
23	2043	0.00	0.00	11,310.00	11,310.00	4,342.23	52,444.02
24	2044	0.00	0.00	11,761.24	11,761.24	4,331.39	56,775.42
25	2045	0.00	0.00	12,235.68	12,235.68	4,322.42	61,097.83
Totales		-50,190.72	0.00	198,854.16		61,097.83	
Inflación Anual		4.09%	VAN	61,097.83		TIR	12.04%
Tasa de descuento		4.25%	I.V.A	16%		Reembolso	12 años

4.3.2 ANÁLISIS EN TARIFA DAC

Para el análisis en tarifa DAC los costos de electricidad por kWh pueden ser determinados con las funciones presentadas en la Tabla 4.5, en el caso de enero de 2021 se utilizó la función $0.1547x - 308.07$, y se evaluó en el año en cuestión, quedando de siguiente manera:

Función (enero, 2020)	$0.1547(2020) - 308.07$
Costo (pesos)	4.5787
kWh (mes)	271.12
I.V.A	16%
Facturación (pesos)	<hr/> 1,440.00

Al evaluar la función en este año es posible determinar que el costo por kWh para 2021 es de 4.5787 pesos, mientras que la producción a facturar es de 271.12 kWh, por lo cual se obtiene como resultado que la facturación es de 1,440.00 pesos, considerando un I.V.A del 16%. Este procedimiento fue realizado para evaluar cada uno de los meses de duración del proyecto y los costos de electricidad evitados son presentados de manera anual en la Tabla 4.7. De tal manera que para esta tarifa el VAN obtenido es de \$290,392.43 pesos, mientras que la TIR es del 36.87%, dado que los costos evitados por concepto de facturación de energía eléctrica son mayores, invertir en un sistema en tarifa DAC es más conveniente con respecto a lo presentado en el análisis en tarifa 1C, derivado de esto la inversión en este caso comienza a ser fructífera a partir del cuarto año.

Tabla 4.7 Análisis costo-beneficio para SFV en vivienda con tarifa DAC.

Número de años	Año	Costo del sistema	Estímulos y/o Subsidios	Costo de electricidad evitado	Flujo de caja anual	VAN del flujo de caja anual	VAN acumulativo
0	2020	-50,190.72	0.00	0.00	-50,190.72	-50,190.72	-50,190.72
1	2021	0.00	0.00	17,055.04	17,055.04	16,359.75	-33,830.97
2	2022	0.00	0.00	17,594.47	17,594.47	16,189.15	-17,641.82
3	2023	0.00	0.00	18,133.90	18,133.90	16,005.27	-1,636.55
4	2024	0.00	0.00	18,673.33	18,673.33	15,809.48	14,172.92
5	2025	0.00	0.00	19,212.76	19,212.76	15,603.04	29,775.97
6	2026	0.00	0.00	19,752.19	19,752.19	15,387.17	45,163.14
7	2027	0.00	0.00	20,291.61	20,291.61	15,162.97	60,326.11
8	2028	0.00	0.00	20,831.04	20,831.04	14,931.47	75,257.57
9	2029	0.00	0.00	21,370.47	21,370.47	14,693.65	89,951.22
10	2030	0.00	0.00	21,909.90	21,909.90	14,450.40	104,401.62
11	2031	0.00	0.00	22,449.33	22,449.33	14,202.56	118,604.18
12	2032	0.00	0.00	22,988.76	22,988.76	13,950.92	132,555.09
13	2033	0.00	0.00	23,528.19	23,528.19	13,696.19	146,251.28
14	2034	0.00	0.00	24,067.62	24,067.62	13,439.04	159,690.32
15	2035	0.00	0.00	24,607.05	24,607.05	13,180.09	172,870.42
16	2036	0.00	0.00	25,146.48	25,146.48	12,919.93	185,790.34
17	2037	0.00	0.00	25,685.90	25,685.90	12,659.07	198,449.41
18	2038	0.00	0.00	26,225.33	26,225.33	12,398.01	210,847.42
19	2039	0.00	0.00	26,764.76	26,764.76	12,137.19	222,984.61
20	2040	0.00	0.00	27,304.19	27,304.19	11,877.04	234,861.65
21	2041	0.00	0.00	27,843.62	27,843.62	11,617.92	246,479.57
22	2042	0.00	0.00	28,383.05	28,383.05	11,360.19	257,839.76
23	2043	0.00	0.00	28,922.48	28,922.48	11,104.17	268,943.93
24	2044	0.00	0.00	29,461.91	29,461.91	10,850.14	279,794.07
25	2045	0.00	0.00	30,001.34	30,001.34	10,598.37	290,392.43
Totales		-50,190.72	0.00	588,204.71		290,392.43	
Inflación Anual		4.09	VAN	290,392.43		TIR	36.87%
Tasa de descuento		4.25%				Reembolso	4 años

CAPÍTULO 5. CASO DE ESTUDIO: MODELO DE VIVIENDA BAJO LAS CONDICIONES ESPECIFICAS DE LA CIUDAD DE CHETUMAL

En este capítulo se realiza un modelo de vivienda a implementarse en la ciudad de Chetumal, bajo las condiciones de la zona, sin que esto signifique que estará limitado a llevarse a cabo únicamente en esta ubicación, por el contrario cuenta con la flexibilidad de adaptarse a la región deseada, el modelo toma como base los planos arquitectónicos para poder realizar el diseño eléctrico de la vivienda, y por ultimo utilizar el SFV desarrollado en CAPÍTULO 3 y adaptarlo a la vivienda, de tal forma que este pueda ser una referencia para futuros desarrollos en donde se implementarán pequeñas centrales de generación solar distribuida, los cuales aprovechen los espacios libres en las azoteas, y en su conjunto conformen un modelo de sostenibilidad energética para el estado de Quintana Roo.

5.1 UBICACIÓN DEL DESARROLLO

Con la finalidad de ejemplificar la ubicación del proyecto se eligió la zona presentada en la Figura 5.1, el principal factor tomado en cuenta para ubicarlo fue que la mayoría de los desarrollos inmobiliarios que están siendo promovidos en la ciudad se encuentran orientados hacia esta zona. En el cruzamiento de las calles Canadá y Mallorca, entre las colonias Sian Kaan III y Las Américas I existe un área suelo virgen en el cual se ubicará la vivienda presentada en la Figura 5.2.

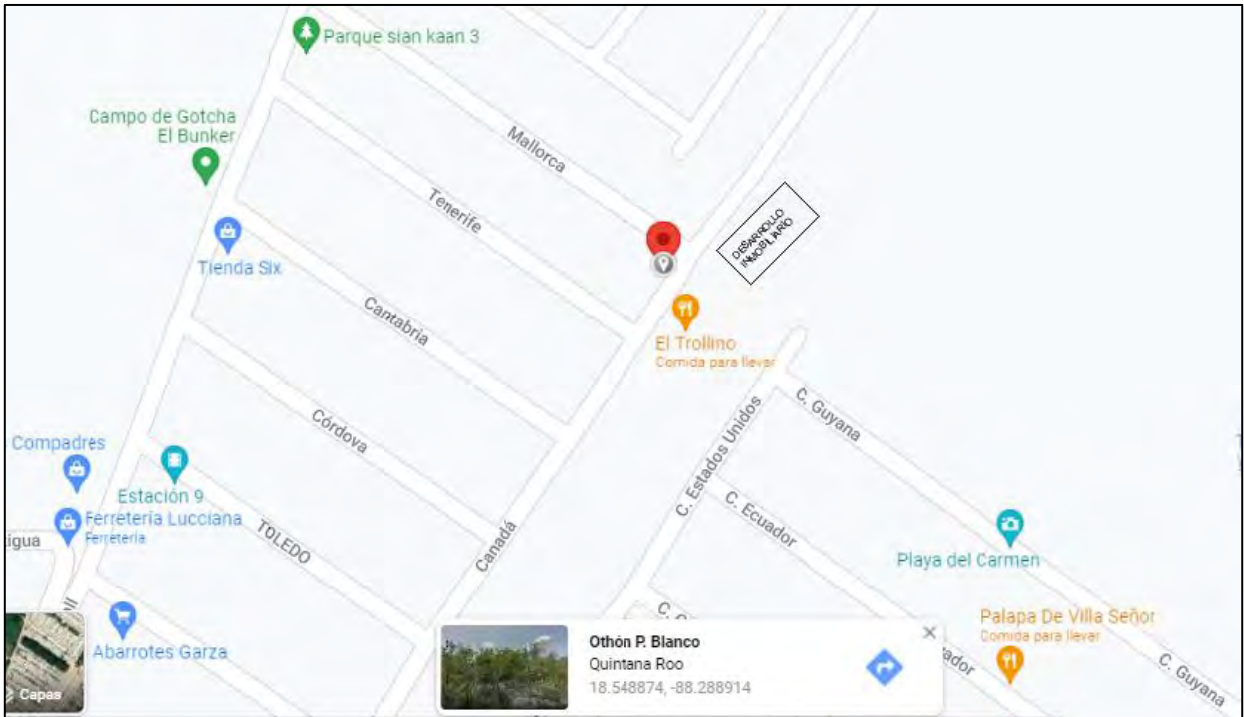


Figura 5.1 Ubicación del desarrollo.

Fuente: Google Maps.

5.2 DISEÑO DE LA VIVIENDA

El diseño de la vivienda es del denominado vivienda de interés social, lo que quiere decir que las compañías constructoras realizan un desarrollo inmobiliario considerando los montos de crédito que por lo regular otorgan el INFONAVIT y el FOVISSSTE, para trabajadores que ganan menos de cuatro salarios mínimos, en donde, la construcción debe de ser adaptada a estos montos de crédito, es por ello que se realizan dos o tres modelos de vivienda, y se levantan réplicas de estas viviendas en todo el desarrollo. En el caso particular del que se presenta en la Figura 5.2 el diseño es realizado únicamente para los fines que el presente proyecto expone.

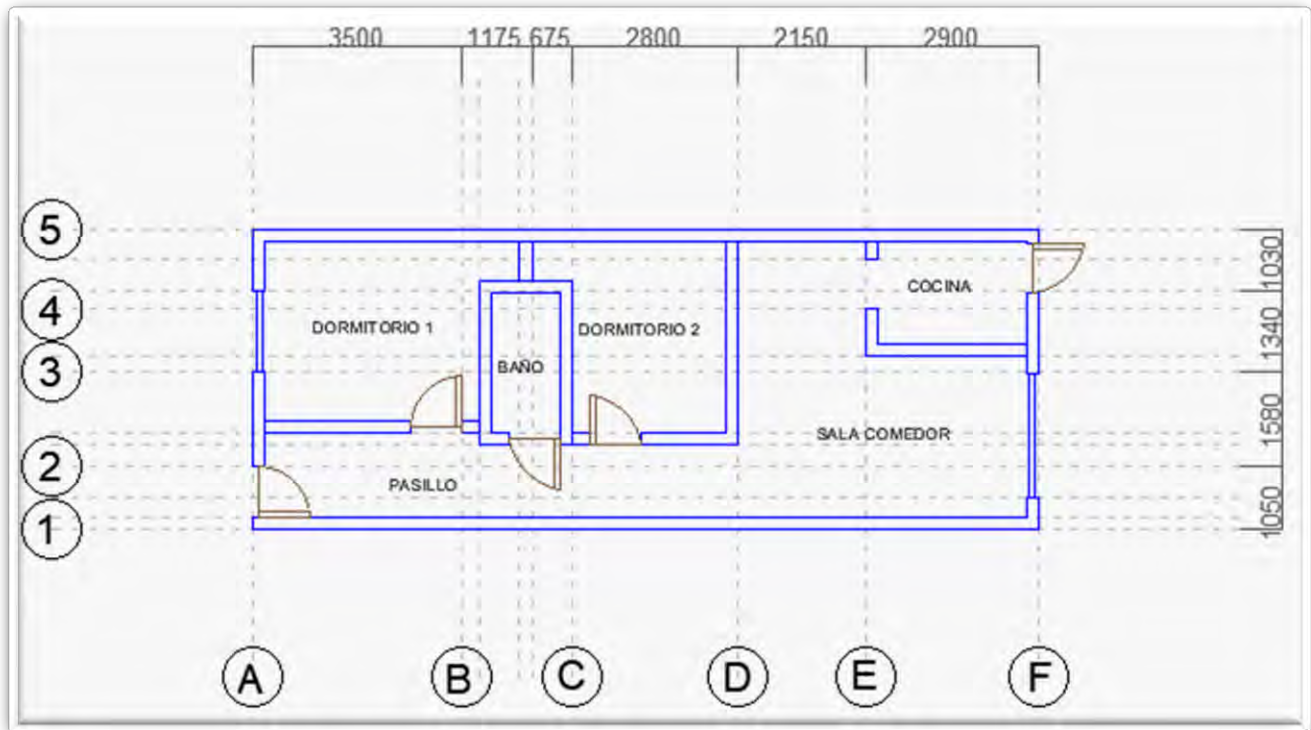


Figura 5.2 Plano arquitectónico.

5.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA INSTALACIÓN

Para la instalación eléctrica se considera la vivienda presentada en la Figura 5.2, la cual consta con sala-comedor, cocina, baño, dos dormitorios y un pasillo principal dentro de la misma, siendo una construcción de 5 m de frente por 13.2 m de fondo, para un total de 66 m². Por otra parte, el suministro eléctrico corresponde a la tarifa 1C monofásica a tres hilos, es decir, dos fases y un neutro (2F-1N), con voltaje nominal de 220 V, esta tarifa se explica en la sección 4.2.1.

5.4 DISEÑO ELÉCTRICO

El diseño eléctrico debe llevarse a cabo tomando como consideración la NOM-001-SEDE-2012, la cual menciona en el TITULO 4: PRINCIPIOS FUNDAMENTALES, sección 4.2.1 Generalidades, que:

Para el diseño de las instalaciones eléctricas, deben tomarse en cuenta los siguientes factores para proporcionar:

- Protección de las personas, animales y los bienes de acuerdo con 4.1.

4.1. Se debe de garantizar la seguridad de las personas, animales y los bienes contra los riesgos que puedan resultar de la utilización de las instalaciones eléctricas.

- Funcionamiento satisfactorio de la instalación eléctrica acorde a la utilización prevista [13].

5.5 MEMORIA DE CÁLCULO

5.5.1 CIRCUITOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN

La NOM-001-SEDE-2012 en artículo 210-11: Circuitos derivados requeridos establece que es necesarios tener circuitos independientes para el refrigerador, la bomba de agua, luminarias, y receptáculos de uso general. De igual manera se considera que el aire acondicionado y el horno utilizan potencias altas así que por esta razón se establecen como circuitos independientes, adicional se consideran dos circuitos más, uno para receptáculos en la cocina y otro para receptáculos en el área de lavado. Con estas consideraciones se tiene un total de nueve circuitos derivados, mostrados en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Circuitos derivados.

Circuito No.	Nombre del circuito
C1	Luminarias
C2	Receptáculos de uso general
C3	Horno de microondas
C4	Cocina
C5	Refrigerador
C6	Bomba
C7	Lavado
C8	Aire acondicionado 1
C9	Aire acondicionado 2

5.5.2 PLANO ELÉCTRICO

En un proyecto eléctrico una de las partes fundamentales para el entendimiento correcto es la simbología que se utilizará en cada una de las diferentes áreas con las que cuenta la vivienda, y con apoyo del plano arquitectónico de la misma poder ubicar los elementos eléctricos necesarios para su correcto funcionamiento, tales como la acometida eléctrica, medidor, luminarias, entre otros. En la Tabla 5.2 es posible observar la simbología utilizada, mientras que en la Figura 5.3 se muestra el plano eléctrico.

Tabla 5.2 Simbología eléctrica.

Simbología			
	Acometida		Receptáculo
	Medidor		Aire acondicionado
	Centro de carga		Bomba
	Interruptor termomagnético		Refrigerador
	Luminaria		Horno de microondas
	Arbotante		Tostador
	Reflector		Licuada
	Apagador		Lavadora

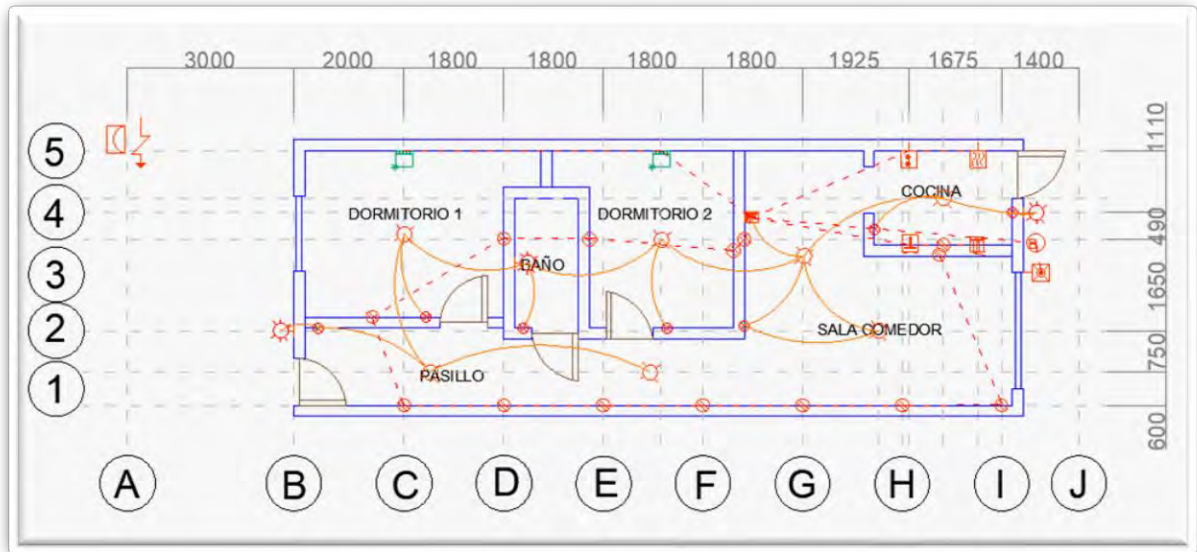


Figura 5.3 Plano eléctrico de la vivienda.

5.5.3 CUADRO DE CARGAS

EL primer paso para el diseño de una instalación eléctrica es identificar cada uno de los elementos que la conforman, una vez que se cuenta con dicha información se procede con la localización de estos elementos en un cuadro de cargas, en donde se ubican las distintas cargas, así como los circuitos y fases a las que pertenece cada una. De esta manera es posible definir el tipo de tablero de distribución, y la cantidad de interruptores necesaria.

La Tabla 5.3 muestra la ubicación de las cargas en los circuitos derivados y la potencia total por circuito, así como a la fase en la que se encuentra cada carga. De igual manera es presentada la carga total y la carga por fase, siendo la carga total de 14,322 W, con un desbalance máximo entre cargas de 0.42%, menor que el desbalance máximo permitido que es del 5%, ecuación (14).

Tabla 5.3 Cuadro de cargas de la instalación eléctrica.

CUADRO DE CARGAS, TABLERO QO-12/8, 2F-3H, 220/127 VOLTS												
CIRCUITO No.										TOTAL	A LA FASE	
	(W)	(W)	(W)	(W)	(W)	(W)	(W)	(W)	(W)	(W)	A	B
	32	180	1400	580	450	500	1200	500	3516			
C-1	10									320		320
C-2		13								2,340		2,340
C-3			1							1,400	1,400	
C-4				1	1					1,030	1,030	
C-5						1				500		500
C-6							1			1,200	1,200	
C-7								1		500		500
C-8									1	3,516	1758	1758
C-9									1	3,516	1758	1758
										14,322	7,146	7,176
CARGA INSTALADA TOTAL										=	14,322 W	

$$\frac{CARGA MAYOR - CARGA MENOR}{CARGA MAYOR} \times 100\% = \frac{7176 - 7146}{7176} \times 100\% = 0.42\% \quad (14)$$

5.5.4 UBICACIÓN DEL CENTRO DE CARGA

Es importante determinar la mejor ubicación que pudiera tener el centro de carga ya que permite la optimización de recursos materiales, para ello es necesario conocer la potencia y la ubicación del último elemento de cada circuito, esto con respecto a la acometida eléctrica.

Tabla 5.4 Ubicación de las cargas por circuito derivado.

CIRCUITO NO.	TOTAL (W)	DISTANCIA POR EL FONDO	DISTANCIA POR EL FRENTE
		"EJE X" (L_{nx})	"EJE Y" (L_{ny})
		(mm)	(mm)
C-1	320	16200	1310
C-2	2,340	15800	4800
C-3	1,400	15375	200
C-4	1,030	14137	1900
C-5	500	14125	370
C-6	1,200	16200	1800
C-7	500	16200	2400
C-8	3,516	9650	200
C-9	3,516	5000	200
	14,322	n: El número de circuito al que corresponde la distancia	

$$L_x = \frac{L_{1x}P_1 + L_{2x}P_2 + L_{3x}P_3 \dots L_{nx}P_n}{\sum P} \approx 11,150 \text{ mm} \quad (15)$$

$$L_y = \frac{L_{1y}P_1 + L_{2y}P_2 + L_{3y}P_3 \dots L_{ny}P_n}{\sum P} \approx 1,315 \text{ mm} \quad (16)$$

5.5.5 CONDUCTORES ALIMENTADORES

Para el cálculo de los conductores alimentadores, se utiliza el método de ampacidad, el cual consiste en calcular la corriente que circula en la instalación, para este caso se utiliza un factor de potencia de 0.9 ($\cos\theta$) y un factor de ajuste de 0.75, y de acuerdo con la ecuación (17) para un sistema monofásico a tres hilos se tiene que,

$$I = \left(\frac{P}{2V_n \cos\theta} \right) \times 0.75 = \left(\frac{14,322}{2(220 \text{ V})(0.9)} \right) \times 0.75 = 27.12 \text{ A} \quad (17)$$

Donde:

P: Potencia total de la instalación

V_n: Voltaje nominal de la instalación

A partir de la intensidad de corriente que es de 27.12 A se puede determinar el calibre de los conductores, estos se seleccionan de la tabla 310-15(b)(16) de la NOM-001-SEDE-2012 la cual se muestra en el anexo D, y para esta instalación los conductores serán calibre #10 AWG THW (un conductor por fase), uno para el neutro y uno más de puesta tierra calibre #10 seleccionado de la tabla 250-95 del anexo E, para un total de cuatro. Mientras que la canalización se determina obteniendo el área total permitida, de acuerdo con una canalización métrica de 16 tubo conduit ENT de media (1/2 tamaño comercial), seleccionado a partir de la tabla 4 del anexo F.

$$A_c = \left(\sum \text{Area de los conductores} \right) \times Fr \quad (18)$$
$$= (5.26 \text{ mm}^2 + 5.26 \text{ mm}^2 + 5.26 \text{ mm}^2 + 5.26 \text{ mm}^2) \times 1.4 = 29.456 \text{ mm}^2$$

Donde:

Fr: Factor de ajuste para más de dos conductores

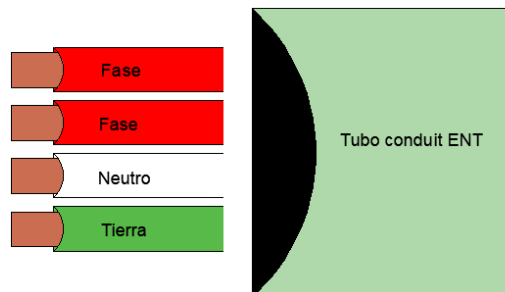


Figura 5.4 Conductores alimentadores en canalización.

5.5.6 CONDUCTORES DE LOS CIRCUITOS DERIVADOS

El cálculo de los conductores de los circuitos derivados se realiza de manera similar a lo presentado en la sección 5.5.5, cambiando únicamente que ahora se deben manejar los circuitos derivados desde C1 hasta C7 como sistemas monofásicos a dos hilos utilizando la ecuación (19) para el cálculo de la intensidad de corriente, mientras que para los circuitos C8 y C9 se utiliza la ecuación (17), los resultados por circuito son presentados en la Tabla 5.5.

$$I = \left(\frac{P}{V_n \cos \theta} \right) \times 0.75 \quad (19)$$

Tabla 5.5 Características de los circuitos derivados de la instalación eléctrica.

CIRCUITO NO.	POTENCIA (W)	VOLTAJE NOMINAL (V)	INTENSIDAD (A)	CALIBRE	CANALIZACIÓN
C-1	320	110	3.98	14 THW AWG	16(1/2")
C-2	2,340	110	24.38	12 THW AWG	16(1/2")
C-3	1,400	110	14.89	14 THW AWG	16(1/2")
C-4	1,030	110	11.15	14 THW AWG	16(1/2")
C-5	500	110	5.80	14 THW AWG	16(1/2")
C-6	1,200	110	12.87	14 THW AWG	16(1/2")
C-7	500	110	5.80	14 THW AWG	16(1/2")
C-8	3,516	220	9.63	14 THW AWG	16(1/2")
C-9	3,516	220	9.63	14 THW AWG	16(1/2")

5.5.7 DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar es un tipo de plano eléctrico y de hecho es el más común para identificar y suministrar información sobre las dimensiones de los componentes principales del sistema de alambrado eléctrico y muestra cómo la potencia es distribuida desde la fuente, habitualmente la acometida, hasta el equipo de utilización. Se representan equipos tales como tableros de distribución, equipos de conmutación, subestaciones, centros de control de motores, motores, equipos de emergencia, interruptores de transferencia y equipo de calefacción, ventilación y aire acondicionado [13].

En el diagrama unifilar presentado en la Figura 5.5 se indica el tipo de canalización por circuito, el calibre del cable, el tamaño comercial para estos elementos, así como las capacidades de los interruptores termomagnéticos, la acometida, medidor y puesta a tierra del sistema.

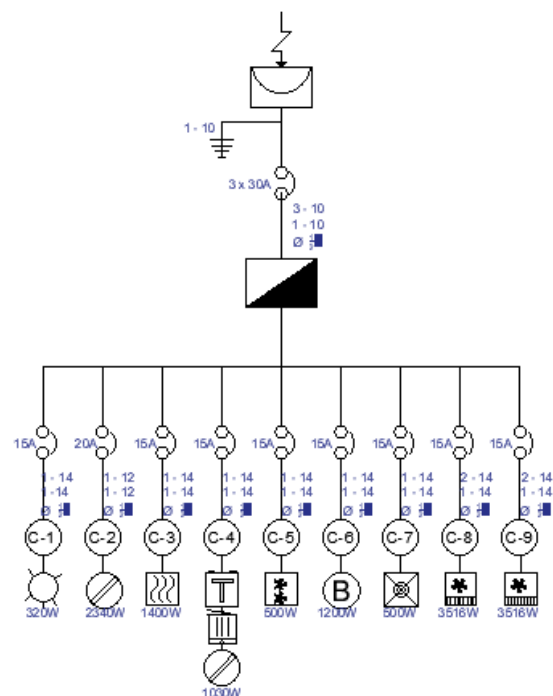


Figura 5.5 Diagrama unifilar de la instalación eléctrica.

5.6 INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE CFE

La interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica de CFE se da bajo normatividad y especificaciones que la CFE establece, para el caso de este proyecto es una interconexión a la red eléctrica de baja tensión, con pequeñas centrales de generación, generación distribuida o generación dispersa, en esta sección se especifica la normatividad a la que está sujeta la interconexión y los requerimientos para poder realizarla.

5.6.1 NORMATIVIDAD PARA LA INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN

Las condiciones técnicas para la interconexión de sistemas fotovoltaicos de baja tensión son especificadas por la CFE en el documento *“G0100-04, Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW”*, según lo indica la norma ANCE-ESP-02, el objetivo de este documento es el siguiente:

G0100-04: Definir los requerimientos para el diseño, instalación, inspección, autorización y utilización de sistemas fotovoltaicos interconectados con la red eléctrica (SFVI) que garanticen la seguridad del personal de la CFE y de los usuarios de esta, la calidad de la energía en la red, así como la integridad física y operacional de la red eléctrica y de los propios SFVI.

Aplica para la interconexión a la red eléctrica de baja tensión de SFV con capacidad hasta 30 kWp, los cuales pueden estar instalados en viviendas individuales, inmuebles comerciales, escuelas y edificios públicos. La especificación considera únicamente SFVI que utilizan inversores estáticos de estado sólido, para la conversión de CD a CA [32].





Por otro lado la compañía suministradora de electricidad en México (CFE), pone a disposición del o los interesados el *“Manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5 MW”* el cual establece los lineamientos generales en materia administrativa y de infraestructura que deberán cumplir los Distribuidores, Generadores Exentos y Generadores que representen Centrales

Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW para realizar la interconexión de sus Centrales Eléctricas a las Redes Generales de Distribución de manera ágil y oportuna, garantizando las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional [33].

5.6.2 SIMBOLOGÍA

La simbología utilizada para especificar los elementos de la interconexión se presenta en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6 Simbología de interconexión

Simbología	
	Contador o medidor bidireccional
	Inversor de CD a CA
	Módulo fotovoltaico
	Gabinete de estructura metálica

5.6.3 ESPECIFICACIONES PARA LA INTERCONEXIÓN

La capacidad del SFV es de 2.4 kWp según se indica en la Tabla 3.9 de la sección 3.7, el tipo de tarifa en el que se encuentra es la tarifa 1C, monofásico a tres hilos (2F) y 220 V, para una interconexión a la red eléctrica de baja tensión de un GFV de tipo flotante (ver Anexo G).

5.6.4 DIAGRAMA DE INTERCONEXIÓN

En el diagrama de interconexión presentado Figura 5.6 se muestran los elementos necesarios para la interconexión, se cambia el medidor presentado en el diagrama unifilar por un contador bidireccional, se utiliza un interruptor termomagnético de 16 A como protección del sistema, y como medio de desconexión entre los módulos y el inversor se utilizan los enchufes, estos son permitidos según la normatividad como medio de desconexión para microinversores, la protección contra descargas atmosféricas se encuentra integrado en cada microinversor en el circuito de la entrada fotovoltaica, es por ello que en el diagrama no se presenta dicha información, por último se indica el gabinete de la estructura metálica el cual debe de estar aterrizado.

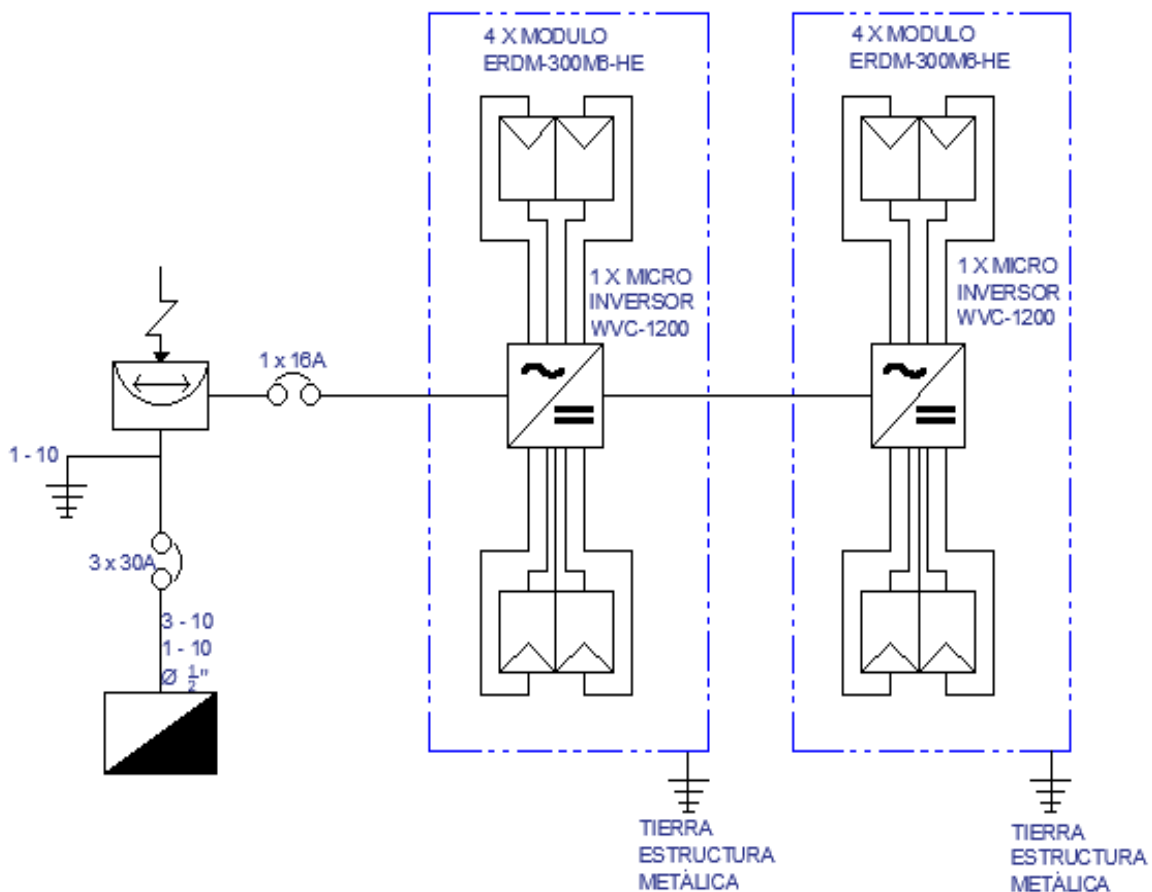


Figura 5.6 Diagrama de interconexión.

5.6.5 CONTRATACIÓN DE INTERCONEXIÓN PARA HOGAR

Para poder realizar la interconexión a la red eléctrica se debe de celebrar un contrato de interconexión con la CFE, está cuenta con tres modelos de contratos de contraprestación de la energía entregada a las redes generales de distribución:

- **Medición Neta de Energía (Net Metering).** El cliente consume y genera energía en un mismo contrato de suministro. Esta energía se resta a tu consumo.
- **Facturación Neta (Net Billing).** La energía consumida que CFE entrega al cliente es independiente de la energía que el cliente genera y vende a CFE; es decir, no se resta a tu consumo.
- **Venta total de Energía.** El cliente vende a CFE toda la energía generada. No existe un contrato de suministro del cliente con CFE.

De igual manera se debe de cumplir con los estipulado en:

1. Manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5 MW.
2. Disposiciones administrativas de carácter general en materia de generación distribuida [34].

De acuerdo con lo descrito existen dos tipos de contratos que se pueden realizar para la interconexión del proyecto presentado, el de Medición Neta de Energía (Net Metering), y el de Facturación Neta (Net Billing), es por ello por lo que a continuación se presentan dos casos hipotéticos que se podrían presentar para el proyecto:

1. Se puede celebrar la interconexión con el contrato de Medición neta de energía, cuando el usuario lo requiera para consumo propio, que el mismo costee el total proyecto, vendiendo el excedente a la compañía suministradora.
2. Se puede celebrar el contrato de Facturación neta cuando al cliente le convenga vender directamente a la CFE la producción total de energía eléctrica.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

- Las NOM, NMX y normas ANCE, se realizan para dar especificaciones técnicas de construcción y seguridad de servicios y productos destinados al área energética, su finalidad es la de regular estos aspectos, y son de gran ayuda al momento de realizar proyectos eléctricos como el presentado en esta tesis, no obstante, aunque algunas son de carácter obligatorio como las NOM y ciertas NMX, su cumplimiento está limitado al desarrollador del proyecto, esto trae como consecuencia que no se realicen proyectos eléctricos eficientes que ayuden a la reducción de costos de electricidad, aporten al desarrollo energético y brinden el confort necesario a los usuarios de estos servicios o productos.
- Bajo el modelo de generación distribuida que se presenta, de los 50, 843 km² con los que cuenta el estado de Quintana Roo es posible aprovechar 20.21 km², mientras que el área efectiva determinada fue de 4.3 km², este modelo contempla la colocación de SFV en las azoteas de las viviendas, por tal motivo no se estaría afectado áreas vírgenes para la implementación de los mismos, además de que se estarían utilizando superficies que en la actualidad no tienen uso o que cuentan con uso de menos provecho, todo esto en beneficio del medio ambiente y de un sector de la sociedad.
- El estado cuenta con un excelente recurso solar ya que en promedio tiene 5 HSP, destacando las localidades de los municipios de Benito Juárez e Isla Mujeres que cuentan con 5.78 HSP por día al año, e inclusive las localidades de los municipios de Othón P Blando y Bacalar que son las menos favorecidas rebasan las 5 HSP, esto hace que la implementación de SFV sea factible para la región.

- En año 2019 el país contaba con 112,660 contratos de interconexión con 817.85 MW instalados, mientras Quintana Roo tenía 1,299 contratos con 7.71 MW instalados, si el presente proyecto se llevara a cabo se añadirían 306,139 contratos y 735 MW, con un incremento en contratos del 271% y de casi el 90% en capacidad instalada para el país, mientras que para el estado de Quintana Roo representaría convertirse en el primer lugar de producción de energía eléctrica con la denominada GSD con un total de 1033 GWh/año, así como primer lugar en contratos y capacidad instalada.
- En la evaluación económica que se realizó para el sistema fotovoltaico se obtuvieron resultados positivos para ambas tarifas analizadas, en el caso de la tarifa 1C el VAN o la ganancia obtenida al finalizar el periodo es de 61,097.83 pesos con una TIR de 12.04% superior a la tasa de descuento, lo que quiere decir que el proyecto es rentable y su inversión se recupera a partir del doceavo año, aun así esta evaluación contempla que el gobierno seguirá subsidiando parte del costo de energía eléctrica o bien que el subsidio se obtendrá de algún otro programa gubernamental que impulse la implementación de SFV para la generación distribuida, si no se cumplieran estas condiciones se reevaluaría el proyecto y se verificaría su rentabilidad, y así poder determinar con estas nuevas condiciones si es factible o no.
- Para el caso de los SFV implementados en tarifa DAC la evaluación económica dice que el VAN sería de 290,292.43 pesos, la TIR de 36.87% y su recuperación se daría en cinco años, esto quiere decir el proyecto es totalmente factible, ya que no cuenta con alguna consideración especial como en el caso de la evaluación en tarifa 1C.
- Si se tuviera que elegir entre la implementación en una tarifa u otra, es indudable que se elegiría la tarifa DAC ya que presenta una TIR mayor a la presentada en la tarifa 1C.

- La contratación de interconexión para hogar que la CFE permite celebrar cuenta con tres tipos de contratos, el de Medición Neta de Energía, el de Facturación Neta y el de Venta Total de Energía, en ninguno de los casos se plantea utilizar el beneficio de áreas libres en azoteas por parte de la CFE como un proyecto en que la misma Comisión Federal de Electricidad costee el total del sistema fotovoltaico, produzca energía eléctrica para distribución y pague una renta o compensación al usuario como parte de la utilización de dicha área libre, celebrando así un contrato de renta por un periodo de tiempo no menor al periodo de vida del sistema o el periodo que las partes establezcan según convenga, y avanzando hacia la independencia energética del estado y en un proyecto más ambicioso a la independencia energética del país.
- Si el modelo se adoptara como un proyecto gubernamental en el cual la finalidad fuera buscar la independencia energética en un esfuerzo coordinado entre gobierno y sociedad entonces este sería completamente rentable, adoptaría la forma de un modelo de generación descentralizado que suministre energía eléctrica a la red y la distribuya para su venta, el usuario podría obtener como beneficio una disminución en la facturación de su recibo de luz como aporte por el espacio en las azoteas que el gobierno aprovecharía para la colocación de dichos sistemas, mientras que el gobierno del estado se favorecería por la venta de energía eléctrica dentro del estado y la venta del excedente a otros estados si es que hubiera. Aportando de esta manera a la transición energética del país, en beneficio del medio ambiente, sociedad y la económica.

6.1 TRABAJO FUTURO

Como trabajo futuro se plantea realizar ampliar los casos de estudio para diferentes puntos del estado y peninsular.

ANEXO A. FICHA TÉCNICA DEL MODULO ERDM-300M6-HE



ERDM-SOLAR^{COM}



290-300 Watts Panel Solar
Monocrystalino

Características Principales

- 1 Garantía módulo reforzado
- 2 Estructura reforzada
- 3 Ideal p/los sistemas montados en tierra

Inversión Segura

Los paneles ERDM-SOLAR "M6" son fabricados con celdas Monocrystalinas con potencias de 290 a 300 W/p. Estos paneles son laminados con celdas bifaciales de 156mm x 156mm y están diseñados para sistemas aislados o de interconexión a la red.

Celdas de alta calidad son encapsuladas en poliolefín, cubierto por vidrio templado y bajo nivel de hierro. La parte trasera del panel está protegida por TEDLAR® como fondo base, el cual es resistente a la radiación UV. El laminado va montado en un marco de aluminio anodizado para asegurar la máxima protección. Las cajas y conectores son MC4.

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



Versión No.1
Última revisión: Mayo del 2017

Características Eléctricas

Características	ERDM 290M6 HE	ERDM 295M6 HE	ERDM 300M6 HE
Voltaje en Circuito Abierto (V _{oc})	41.75V	41.77V	42.6 V
Voltaje de Operación Óptimo (V _{m p})	34.85V	34.87V	35.58V
Corriente de Cortocircuito (I _{sc})	9A	9.01 A	9.02 A
Corriente de Operación Óptima (I _{m p})	8.43A	8.45 A	8.47 A
Potencia Máxima en STC (P _{m a x})	290 W	295 W	300 W
Temperatura de Operación (°C)	-40 a 90	-40 a 90	-40 a 90
Máximo Voltaje del Sistema	1000 V	1000 V	1000 V
Máximo Valor del Fusible	20 A	20 A	20 A
Tolerancia de Potencia	+/-3 %	+/-3 %	+/-3 %
Eficiencia	17.68%	17.99%	18.29%

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

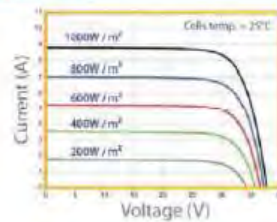
Características Mecánicas

Celda solar	Monocrystalina
No. de celdas	60 (6 x 10)
Dimensiones	1640mm x 1000mm x 45mm
Peso aprox.	22 Kg
Cristal frontal	Cristal Templado de 4mm
Marco	Aluminio Anodizado
Caja de conexión	Junction Box for PV Module

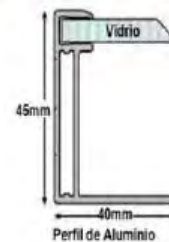
Coefficientes de Temperatura

Coefficiente de temperatura de potencia (P _{max})	-0.45 %/K
Coefficiente de temperatura de voltaje (V _{oc})	-0.34 %/K
Coefficiente de temperatura de corriente (I _{sc})	0.05 %/K

Curvas IV



© Encuentro del 101120, Inc (de, Yucatan) and sus filiales (2016)



ANEXO B. FICHA TÉCNICA DEL MICROINVERSOR WVC-1200



WVC-1200 MICRO INVERTER



WVC-1200 micro inverter with Aluminum alloy shell & IP67 & waterproof streamline design, built-in high-performance Maximum Power Point Tracking (MPPT) function, more better to track change on solar luminosity and control different output power, effectively capture and collect sunlight. AC electric power transmission based on advanced reverse transmission technology which is one of our patented technologies, load priority and the rest electricity to the grid, high electricity transmission efficiency up to 99%. Excellent stability, reliability, safety and heat dissipation. Perfect communication solution of power line carrier technology between micro inverter and collector, RS232 serial port / WIFI wireless communication between collector and PC. Intelligent monitoring system, the collector is able to collect / track real-time data on each PV module and transmit to PC, user can easily control micro inverter's startup / shutdown / power regulation by software. Ingenious and modular connection accessories(cable and connector) for micro inverter cluster to ensure economy, easy installation and safety.



High performance micro inverter

- Input / output isolated to protect safety
- Rapid MPPT tracking technology
- Superior PV energy harvest
- Excellent thermal performance
- High overload capacity

Easy and afford to install

- Lightweight and compact size
- Outdoor application with firm IP67
- Ingenious and modular end connection
- Reverse connection prevention design
- Flexible installation

Data transmission & communication

- Intelligent remote monitoring system
- Real-time data for each PV module
- Power line carrier communication
- Wifi / RS232 serial communication
- LED indication implies system status

Cost advantages

- Wide input voltage for variety of modules
- Higher performance-to-price-ratio
- Low transport cost by small size design
- Low maintenance expense

WVC-1200 MICRO INVERTER



INPUT DATA		WVC-1200 (120VAC / 230VAC)	
Recommended input power		1200 watt	
Recommended PV modules		4 x 300W / V_{mp} , 14VDC < V_{oc} < 50VDC	
Maximum input DC voltage		50VDC	
Peak power tracking voltage		25VDC - 40VDC	
Operating voltage range		17VDC - 50VDC	
Min. / Max. Start voltage		22VDC - 50VDC	
Maximum DC short current		80A	
Maximum input current		14.4A	
OUTPUT DATA		@120VAC	@230VAC
Peak output power		1200 watt	1200 watt
Rated output power		1150 watt	1150 watt
Rated output current		9.58A	5A
Rated voltage range*		80VAC - 160VAC	180VAC - 260VAC
Rated frequency range*		57 - 62.5Hz	47 - 52.5Hz
Power factor (cos ϕ)		>0.98	>0.98
Maximum units per branch circuit		3pcs (Single phase)	5pcs (Single phase)
OUTPUT EFFICIENCY		@120VAC	@230VAC
Static MPPT efficiency		99.5%	99.5%
Maximum output efficiency		90%	90%
Average efficiency		88%	88%
Consumption at night		<50mW Max.	<70mW Max.
THD		<5%	<5%
OPERATING CONDITIONS / DIMENSIONS / APPLICATIONS		WVC-1200 (120VAC / 230VAC)	
Environment temperature		-40°C ~ +60°C	
Operating temperature (Inside Inverter)		-10°C ~ +82°C	
Electrical isolation		Transformer	
Cooling concept		Self-cooling	
Degree of protection (Waterproof)		IP57	
Communication mode		Power line carrier, RS485, WiFi (optional)	
Power transmission mode		Reverse transfer, Load priority	
Dimensions (W×H×D mm)		370mm × 305mm × 38mm	
Net weight (kg)		4.2kg	
Electromagnetic compatibility		EN50081, PART 1, EN50082, PART 1	
Harmonics		EN10003-2, Safety 1/2/1/4	
Grid detection		DIN VDE 1026, UL1741	
Certifications		CE, CF	

* AC rated voltage range and frequency range depend on local standards.

* The monitoring software has ability to simultaneously run multiple thread of 6 units power line collectors and 600 units micro inverter.

ANEXO C. COTIZACIÓN DEL SFV



Cotización

Serie: **C**
 Folio: **113253**
 fecha: **28/Sep/2020 ::**

**CORPORATIVO GLOBAL SOLES DE ENERGIA
 RENOVBLE SA DE CV**
 CGS140805GW6

Periferico de la Juventud 10310
 614 Insurgentes II
 Chihuahua 31125
 Chihuahua México

Cliente: PUBLICO EN GENERAL
 RFC: XAXX010101000
 Domicilio: NO APLICA N/A
 Telefono:
 Localidad:
 Colonia: NO APLICA
 Estado: CHIHUAHUA
 CP: 00000
 Pais: México

Agradeciendo su preferencia y en respuesta a su solicitud,
 le presento la siguiente cotización.

Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Valor unit.	Des c.	Importe
EVEREST01	8.00000	PIEZA	Crossrail 48-X; 4.22M.	403.20	0.00	3225.60
EVEREST02	6.00000	PIEZA	Crossrail 48-X Tilt connector set	68.20	0.00	409.20
EVEREST03	12.00000	PIEZA	Climber set w/Hole	40.60	0.00	487.20
EVEREST05	12.00000	PIEZA	L-Foot Slotted Set, Mill	39.20	0.00	470.40
EVEREST06	12.00000	PIEZA	Mid-clamp Silver, 30-47mm, Shared RL 30-42mm	40.20	0.00	482.40
EVEREST07	8.00000	PIEZA	End-clamp Silver, 30-50mm, Shared RL 30-45mm	41.60	0.00	332.80
EVEREST09	8.00000	PIEZA	Endcap black, CR48-X, CR48-XL	14.00	0.00	112.00
EVEREST10	2.00000	PIEZA	Burndy Weeb Lug 10.3	118.80	0.00	237.60
EVEREST11	2.00000	PIEZA	Weeb Lug 10.3 Hardware only, CR, R2	10.60	0.00	21.20
PANCS405P	8.00000	PIEZA	Módulo fotovoltaico ERDM-SOLAR ERDM-300M6-HE HiKu Poly PERC	1800.00	0.00	14400.00
MICINVQS1	2.00000	PIEZA	Microinversor APSystems QS1 220VAC (Cuatro módulos)	7860.00	0.00	15720.00
CABLEAPS60	2.00000	PIEZA	Cable trunca YC600 / QS1	272.20	0.00	544.40
CABTHW12N	30.00000	METRO	Cable THW Calibre 12 Color negro Indiana	115.00	0.00	3450.00
CABTHW12V	15.00000	METRO	Cable THW Calibre 12 Color Verde Indiana	115.00	0.00	1725.00
INTAC2P16A	1.00000	PIEZA	Interruptor de corriente alterna 2P 16AMP 230VAC	79.80	0.00	79.80
GABRD3PIUS	1.00000	PIEZA	Gabinete IUSA para Riel Din 3 pastillas	128.00	0.00	128.00
Instalación y puesta en marcha	1.00000	PIEZA	-----	8365.12	0.00	8365.12

Observaciones:

*Precios y productos sujetos a cambio sin previo aviso.

*Vigencia de la cotización es de 5 días hábiles.

*Tiempo de entrega inmediato / *Tiempo de entrega por confirmar al enviar orden de compra.

Importe con letra	Subtotal	42,160.20
Cincuenta mil, ciento noventa Pesos 72/100 M.N.	Descuentos	0.00
	Impto local	0.00
	I.V.A.	8,030.52
	Total	\$50,190.72

Para cualquier duda o aclaración estoy a sus órdenes

Luis Davila

ANEXO D. TABLA 310-15 (B)(16)

Fuente: NOM-001-SEDE-2012

Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C*

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm ²	AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW- LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW- 2, ZW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW, XHHW, USE	TIPOS SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
0.824	18**	-	-	14	-	-	-
1.31	16**	-	-	18	-	-	-
2.08	14**	15	20	25	-	-	-
3.31	12**	20	25	30	-	-	-
5.26	10**	30	35	40	-	-	-
8.37	8	40	50	55	-	-	-
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	195	230	260
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	350	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	315	375	425
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	445
456	900	435	520	585	355	425	480
507	1000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	525	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1013	2000	555	665	750	470	560	630

ANEXO E. TABLA 250-95

Fuente: NOM-001-SEDE-2012

Tamaño nominal mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos.

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc. Sin exceder de:	Tamaño nominal mm ² (AWG o kcmil)	
	(A)	Cable de cobre
15	2,08 (14)	---
20	3,31 (12)	---
30	5,26 (10)	---
40	5,26 (10)	---
60	5,26 (10)	---
100	8,37 (8)	13,3 (6)
200	13,3 (6)	21,2 (4)
300	21,2 (4)	33,6 (2)
400	33,6 (2)	42,4 (1)
500	33,6 (2)	53,5 (1/0)
600	42,4 (1)	67,4 (2/0)
800	53,5 (1/0)	85,0 (3/0)
1000	67,4 (2/0)	107 (4/0)
1200	85,0 (3/0)	127 (250)
1600	107 (4/0)	177 (350)
2000	127 (250)	203 (400)
2500	177 (350)	304 (600)
3000	203 (400)	304 (600)
4000	253 (500)	405 (800)
5 000	354,7 (700)	608 (1 200)
6 000	405 (800)	608 (1 200)

ANEXO F. TABLA 4

Fuente: NOM-001-SEDE-2012

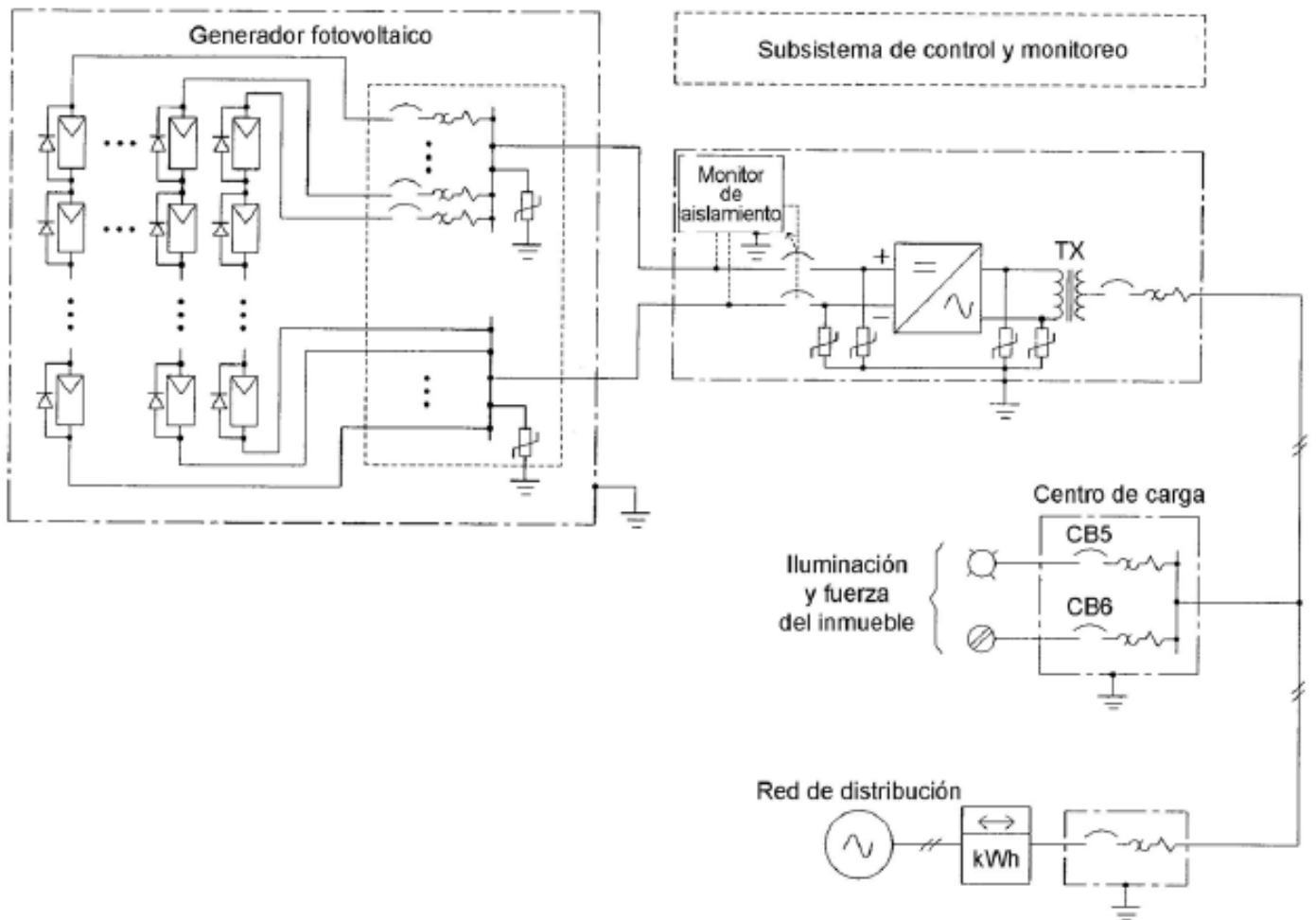
Dimensiones y porcentaje disponible para los conductores del área del tubo conduit.

Artículo 358 – Tubo conduit no metálico (EMT)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
16	½	15.8	196	118	104	61	78
21	¾	20.9	343	206	182	106	137
27	1	26.6	556	333	295	172	222
35	1 ¼	35.1	968	581	513	300	387
41	1 ½	40.9	1314	788	696	407	526
53	2	52.5	2165	1299	1147	671	866
63	2 ½	69.4	3783	2270	2005	1173	1513
78	3	85.2	5701	3421	3022	1767	2280
91	3 ½	97.4	7451	4471	3949	2310	2980
103	4	110.1	9521	5712	5046	2951	3808
Artículo 362 – Tubo conduit no metálico (ENT)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
16	½	14.2	158	95	84	49	63
21	¾	19.3	293	176	155	91	117
27	1	25.4	507	304	269	157	203
35	1 ¼	34	908	545	481	281	363
41	1 ½	39.9	1250	750	663	388	500
53	2	51.3	2067	1240	1095	641	827
63	2 ½	—	—	—	—	—	—
78	3	—	—	—	—	—	—
91	3 ½	—	—	—	—	—	—

ANEXO G. FIGURA D2

Fuente: CFE G0100-04

Configuración Eléctrica del GFV Flotante responsabilidad del usuario (medidor de kWh y red de distribución de CFE).



BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEA, «World Energy Outlook,» *International Energy Agency*, 2019.
- [2] Secretaria de Energía, Programa De Desarrollo Del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (PRODESEN), México: SENER, 2018, p. 71.
- [3] International Energy Agency, «Electricity information: Overview,» *International Energy Agency*, p. 3, 2019.
- [4] Secretaria de Energía, Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2018-2032 (PRODESEN), México: SENER, 2018, p. 18.
- [5] IEA, «Solar Energy: Mapping the road ahead,» *International Energy Agency*, pp. 9-10, 2019.
- [6] M. Alonso Abella, *Sistemas fotovoltaicos*, Madrid: CIEMAT, pp. 5-6.
- [7] M. E. Testa y D. Gomel, *Renovables Generación Eléctrica Distribuida, Energía limpia desde los propios usuarios*, Primera edición ed., Buenos Aires: Los verdes, Foro de Ecología Política, 2016, p. 9.
- [8] E. Gil Borja , E. Villanueva Arcos y T. Trujillo Sotelo , «Primer análisis sobre los beneficios de la generación limpia distribuida y la eficiencia energética en México,» Secretaría de energía, Ciudad de México, 2017.
- [9] Comisión Reguladora de Energía , «Evolución de contratos de pequeña y mediana escala/Generación Distribuida,» CRE, México, 2019.
- [10] Secretaría de economía , «Clasificación de los diferentes tipos de Nomas Oficiales Mexicanas,» *SEECO*, nº 1, pp. 1-2, 2011.

- [11] Asociación de Normalización y Certificación, A.C, «ANCE,» [En línea]. Available: <https://www.ance.org.mx/Ance/es/ance/antecedentes/>. [Último acceso: 18 10 2020].
- [12] Secretaría de Energía, «Política pública para promover la generación distribuida en México,» SENER, Ciudad de México, 2018.
- [13] Secretaría de Energía, «NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEDE-2012, INSTALACIONES ELECTRICAS (UTILIZACION),.» SENER, Ciudad de México, 2019.
- [14] Secretaría de economía, «NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-008-SCFI-2002, SISTEMA GENERAL DE UNIDADES DE MEDIDA,» *Diario Oficial de la Federación*, p. 3, 2002.
- [15] Asociación de Normalización y Certificación AC, «ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SEGURIDAD Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E INSTALACIONES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ANCE-ESP-02,» ANCE, nº 2, p. 2, 2012.
- [16] Comisión Nacional del uso eficiente de la energía, «Gobierno de México,» [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/normas-mexicanas-generacion-distribuida-estados-y-municipios?state=published>. [Último acceso: 19 10 2021].
- [17] NASA Power, «POWER Data Access Viewer,» 03 05 2015. [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. [Último acceso: 13 07 2020].
- [18] Secretaría de Gobierno del estado de Quintana Roo, «SEGOB,» 2016. [En línea]. Available: <https://qroo.gob.mx/eje-5-crecimiento-ordenado-con-sustentabilidad-ambiental/vivienda>. [Último acceso: 18 12 2019].

- [19] ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA, «aura solar,» 01 01 2015. [En línea]. Available: <http://www.aurasolar.com.mx/energia-solar-fotovoltaica.html>. [Último acceso: 13 07 2020].
- [20] National Aeronautics and Space Administration, «NASA POWER,» [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/#page-top>. [Último acceso: 20 01 2022].
- [21] A. Tejeda Martínez y G. Gomez-Azpeitia, Prontuario Solar de México, Universidad de Colima | Universidad Veracruzana, 2015.
- [22] D. Facio Reyes y J. A. Estrada Preciado , «Ángulo de inclinación de un panel solar,» de *Propuesta para la implementación de paneles solares en el edificio "C" de un complejo comercial de la zona norte del Distrito Federal*, México, Distrito Federal, Instituto Politécnico Nacional, 2014, p. 26.
- [23] M. Huidobro Pelayo, «Conceptos básicos: Microinversor solar,» de *Diseño de una estructura soporte para un módulo integrado de placa fotovoltaica*, Madrid, UPM, 2016, p. 15.
- [24] Blog: Energia solar fotovoltaica;, «cceeaa,» 01 04 2014. [En línea]. Available: <https://cceeaa.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/calculo-de-sombra-con-el-metodo-del-solsticio-de-invierno>. [Último acceso: 14 07 2020].
- [25] M. A. Wampler, Installing solar panels on the Schnoor almond ranch, California: California Polytechnic State University, 2011.
- [26] M. R. Mete, «Valor actual neto y tasa de retorno: Su utilidad como herramienta para el analisis y evaluacion de proyectos de inversión,» *Fides et ratio*, vol. 7, p. 68, 2014.
- [27] M. R. Mete, «Valor actual neto y tasa de retorno: Su utilidad como herramienta para el analisis y evaluacion de proyectos de inversión,» *Fides et ratio*, vol. 7, p. 69, 2014.

- [28] M. R. Mete, «Valor actual neto y tasa de retorno: Su utilidad como herramienta para el análisis y evaluación de proyectos de inversión,» *Fides et ratio*, vol. 7, pp. 70-73, 2014.
- [29] Comisión Federal de Electricidad, «CFE,» Gobierno federal , 07 11 2020. [En línea]. Available: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRECasa/Tarifas/Tarifa1C.aspx>. [Último acceso: 07 11 2020].
- [30] Comisión Federal de Electricidad, «CFE,» Gobierno federal, 18 11 2020. [En línea]. Available: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRECasa/Tarifas/TarifaDAC.aspx>. [Último acceso: 18 11 2020].
- [31] Sistema de información económica, «Banco de México,» 03 12 2020. [En línea]. Available: <https://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=18&accion=consultarCuadro&idCuadro=CF101&locale=es>. [Último acceso: 03 12 2020].
- [32] Comisión Federal de Electricidad, «Especificación CFE G0100-04,» de *Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW*, México, CFE, 2008.
- [33] Secretaría de energía, de *Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW*, México, SENER, 2016.
- [34] Comisión Federal de Electricidad, «CFE: Contratación de interconexión para hogar,» 15 12 2016. [En línea]. Available: https://www.cfe.mx/hogar/nuevocontrato/pages/contratacion_interconexion_hogar.aspx. [Último acceso: 21 10 2021].