



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE LA CIUDAD DE MÉXICO**  
**COLEGIO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA**  
**PROGRAMA DE ENERGÍA**

**Diseño y evaluación en tarifa horaria de un  
sistema fotovoltaico interconectado  
escalable para el plantel San Lorenzo  
Tezonco de la UACM**

**T E S I S**

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE

**MAESTRA EN INGENIERÍA ENERGÉTICA**

(ORIENTACIÓN EN ENERGÍA SOLAR)

P R E S E N T A

**Helena Luna García**

DIRECTOR DE TESIS

**Dr. Carlos Chávez Baeza**

## SISTEMA BIBLIOTECARIO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN



## UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE LA CIUDAD DE MÉXICO COORDINACIÓN ACADÉMICA

### RESTRICCIONES DE USO PARA LAS TESIS DIGITALES

### DERECHOS RESERVADOS ©

La presente obra y cada uno de sus elementos está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor; por la Ley de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México, así como lo dispuesto por el Estatuto General Orgánico de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México; del mismo modo por lo establecido en el Acuerdo por el cual se aprueba la Norma mediante la que se Modifican, Adicionan y Derogan Diversas Disposiciones del Estatuto Orgánico de la Universidad de la Ciudad de México, aprobado por el Consejo de Gobierno el 29 de enero de 2002, con el objeto de definir las atribuciones de las diferentes unidades que forman la estructura de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México como organismo público autónomo y lo establecido en el Reglamento de Titulación de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México.

Por lo que el uso de su contenido, así como cada una de las partes que lo integran y que están bajo la tutela de la Ley Federal de Derecho de Autor, obliga a quien haga uso de la presente obra a considerar que solo lo realizará si es para fines educativos, académicos, de investigación o informativos y se compromete a citar esta fuente, así como a su autor ó autores. Por lo tanto, queda prohibida su reproducción total o parcial y cualquier uso diferente a los ya mencionados, los cuales serán reclamados por el titular de los derechos y sancionados conforme a la legislación aplicable.

## **INTEGRACIÓN DEL JURADO:**

Presidente: Dr. Eduardo Armando Rincón Mejía, UACM

Secretario: Dr. Carlos Chávez Baeza, UACM

Vocal: Dr. Aarón Caro Guzmán, UAEMEX

1er. Suplente: Dr. Álvaro Eduardo Lentz Herrera, UACM

2do. Suplente: Dra. Ma. Claudia Roldán Ahumada, UACM

Lugar donde se realizó el posgrado:

PLANTEL DEL VALLE, UACM.

## **DIRECTOR DE TESIS**

---

Dr. Carlos Chávez Baeza  
Universidad Autónoma de la Ciudad de México

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecimiento a la Universidad Autónoma de la Ciudad de México por el otorgamiento de la beca institucional para estudios de posgrado para la realización de la maestría.

Un agradecimiento también a los académicos y administrativos del programa de energía Dr. Álvaro Lentz, Dr. Vicente Torres, Dr. Fernando Arroyo, Dra. Ma. Claudia Roldán, M. en C. Yajaira García, M. en I. Donaji Melchor, M. en I. Aliyeri Diaz y Claudia L. Chávez Correa por su guía y apoyo durante el posgrado; en especial a mis dos mentores el Dr. Carlos Chávez Baeza y al Dr. Eduardo Armando Rincón Mejía.

## Contenido

Introducción.....	1
Capítulo I. Marco contextual .....	4
1.1 Situación actual .....	4
1.2 Planteamiento del problema .....	5
1.3 Justificación .....	6
1.4 Objetivos.....	7
Capítulo II. Marco teórico .....	8
2.1 Contexto internacional de generación eléctrica .....	8
2.1.1 Costos de la energía solar fotovoltaica .....	9
2.2 Contexto nacional de generación eléctrica .....	11
2.2.1 Generación eléctrica en México .....	11
2.2.2 Marco regulatorio de los sistemas fotovoltaicos .....	13
2.2.2.1 Disposiciones administrativas y técnicas que deben cumplir los SFV menores a 0.5 MW .....	15
2.2.2.2 Contrato de interconexión .....	16
2.2.2.3 Modelos de contraprestaciones .....	16
2.3 Marco teórico conceptual.....	18
2.3.1 Conceptos básicos de la energía solar .....	18
2.3.2 Tecnología fotovoltaica.....	20
2.3.4 Los sistemas fotovoltaicos.....	24
2.3.4.1 Sistema fotovoltaico interconectado a la red .....	24
2.3.4.2 Componentes de un sistema fotovoltaico .....	26
Capítulo III. Diseño del sistema .....	30
3.1 Estudio de la zona de trabajo.....	30
3.1.1 Sistema eléctrico y análisis de los datos de facturación eléctrica .....	31
3.1.1.1 Facturación eléctrica .....	31

3.1.2	Análisis de los factores climatológicos.....	32
3.2	Parámetros de diseño .....	33
3.2.1	Equipo .....	33
3.2.2	Máxima potencia pico .....	36
3.3	Dimensionamiento y diseño eléctrico.....	36
3.3.1	Sembrado de placas .....	36
3.3.1.1	<i>Fases 1 y 3: Edificios A y C</i> .....	38
3.3.1.2	<i>Fase 2: Edificio B</i> .....	40
3.3.1.3	<i>Fase 4: Edificios D y E</i> .....	40
3.3.2	Configuración de los arreglos fotovoltaicos.....	44
3.3.2.1	<i>Tensión máxima de circuito abierto</i> .....	44
3.3.2.2	<i>Cadenas para el inversor de 24 kW</i> .....	45
3.3.2.3	<i>Cadenas para el inversor de 12 kW</i> .....	46
3.3.2.4	<i>Arreglos fotovoltaicos</i> .....	47
3.3.3	Dispositivos de seguridad en DC .....	49
3.3.3.1	<i>Medios de desconexión</i> .....	49
3.3.3.2	<i>Protección contra descargas atmosféricas</i> .....	50
3.3.3.3	<i>Diagramas unifilares con componentes de protección</i> .....	51
3.3.4	Conductores .....	53
3.3.4.1	<i>Conductores en DC</i> .....	53
3.3.4.2	<i>Conductores en AC</i> .....	54
3.3.5	Dispositivos de seguridad en AC .....	56
3.3.6	Selección de transformador .....	56
3.3.7	Estructuras.....	57
Capítulo IV.	Resultados.....	61
4.1	Estudio energético.....	61
4.1.1	Generación anual .....	61

4.1.2 Generación horaria .....	63
4.2 Análisis económico.....	66
4.2.1 Ahorros tarifarios .....	66
4.2.2 Costo del proyecto.....	69
4.2.3 Retorno simple de inversión.....	69
4.2.4 Valor Actual Neto y Tasa de Retorno de Inversión .....	70
4.3 Beneficios ambientales .....	73
Conclusiones y discusión .....	74
Bibliografía .....	77
Siglas y acrónimos.....	80
Nomenclatura.....	80
Anexo A: Análisis de facturación eléctrica .....	81
Anexo B: Análisis de los factores climatológicos .....	84
Anexo C: Caídas de tensión en conductores de DC.....	87
Anexo D: Caídas de tensión en conductores de AC.....	90
Anexo E: Simulaciones de producción energética .....	91
Anexo F: Comparativa de simulaciones para elegir el acimut óptimo en los módulos fotovoltaicos .....	97
Anexo G: Detalle de la facturación anual por cada una de las fases .....	101
Anexo H: Valores para el cálculo del Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno.....	105



## Introducción

Históricamente, el desarrollo económico ha estado estrechamente correlacionado con un mayor consumo de energía y un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero. Según datos de la edición 69 del Informe Estadístico de Energía Mundial publicado por la petrolera británica *British Petroleum*, la demanda mundial de energía creció 1.3% en el año 2019, junto con este aumento, se registra un incremento del 0.5% en emisiones de carbono. Mientras que la tasa de incremento en el uso de energías renovables para la generación de electricidad creció del 9.3% al 10.4% del total de la generación mundial. ¡Excelente noticia! pues las energías renovables contribuyen al desarrollo sostenible mundial. Aunque la contribución exacta de la energía renovable al desarrollo sostenible debe ser evaluada en el contexto de cada país, las energías renovables ofrecen la oportunidad de contribuir al desarrollo social y económico, a un mayor acceso a las fuentes de energía, a un suministro de energía seguro, a la mitigación del cambio climático y a la reducción de los impactos medioambientales y sanitarios negativos (IPCC, 2011).

Pese al incremento en el uso de renovables, los hidrocarburos siguen siendo el principal combustible para la generación de electricidad, mientras que los problemas medioambientales como el calentamiento global y los niveles tóxicos de concentración de partículas en la atmósfera van en aumento. Es por esto, que ahora más que nunca, el reto de implementar el uso de fuentes renovables y/o energías alternas cobra vital importancia, pues queda una década para tratar de cumplir el objetivo de mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2° C y de ser posible, limitarlo a 1.5°C a fin de aminorar los efectos del cambio climático (Naciones Unidas, 2015).

Por ello la importancia de buscar urgentemente reducir la dependencia de los combustibles fósiles; y una manera de conseguir un avance significativo a una vida baja en emisiones de carbono, sería modificar la manera en que utilizamos y generamos la energía eléctrica.

Con este propósito, instituciones como la Universidad Autónoma de la Ciudad de México (UACM) buscan transitar a un camino sustentable, que de por sí, desde su fundación, dicha universidad ya contemplaba en sus objetivos -entre otros puntos- desarrollar un proyecto innovador, además de establecer una relación responsable y de participación con la sociedad.

Actualmente la coordinación del plantel San Lorenzo Tezonco (perteneciente a la UACM) y el Programa de Energía conjuntan esfuerzos para convertir al plantel en una institución sustentable a través de propuestas de ahorro, uso eficiente de la energía y la implementación de tecnologías basadas en energías renovables.

Con esta premisa, se plantea la implementación de un sistema fotovoltaico interconectado, menor a 500 kWp que sustituya parcialmente la demanda eléctrica del plantel. Debido a que un proyecto de tal magnitud implica una inversión inicial considerable, dicho sistema estará compuesto por 4 fases independientes para que se puedan implementar de forma paulatina conforme se tenga el recurso económico, de modo que, al finalizar las cuatro fases, se tenga una capacidad instalada de 499 kWp.

De tal manera que el uso de energías renovables para la generación local de electricidad contribuirá en la construcción de una institución sustentable, aunado a beneficios económicos y ambientales. Es así, que el objetivo del presente trabajo es el diseño y desarrollo del sistema fotovoltaico planteado.

El capítulo I titulado “Marco contextual”, contiene una breve descripción de la situación actual en la que se encuentra el plantel San Lorenzo Tezonco en cuanto a la demanda y condiciones eléctricas, la problemática energética detectada, y como un sistema fotovoltaico puede solventar parte de la demanda eléctrica del plantel; así como los objetivos principales de dicho proyecto.

En el capítulo II se presenta un panorama general de la generación de energía eléctrica a nivel internacional y nacional. Se abordan las principales fuentes de energía para la generación eléctrica y cuál ha sido la incursión de las energías renovables para el mismo fin.

Desde un contexto global y nacional se expone la generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica, por ejemplo, costos, capacidad instalada, porcentaje de crecimiento en los últimos años y el avance tecnológico que ha tenido el sector fotovoltaico. Además, se aborda el marco legal y regulatorio existente en México para la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, en especial, la fotovoltaica.

Asimismo, en este capítulo; se describen los conceptos y requerimientos técnicos que se deben conocer para el diseño e implementación de un sistema fotovoltaico, con el fin de que el diseño cumpla con los estándares y regulaciones vigentes para su implementación.

El capítulo III se compone del estudio y diseño del sistema fotovoltaico en cuestión, desde el estudio de la zona de trabajo, como las características físicas del inmueble, el sistema eléctrico y los datos de facturación eléctrica correspondiente hasta el análisis de los datos climatológicos del sitio.

Además, contiene todos los cálculos realizados para la selección de los componentes eléctricos del sistema como módulos, inversores, conductores y protecciones; así como el análisis de la distribución y acomodo de los módulos fotovoltaicos para obtener la producción óptima del sistema haciendo una relación costo/beneficio.

Todo esto, buscando siempre cumplir con las normas oficiales vigentes para la instalación de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red.

El capítulo IV incluye el estudio energético del sistema propuesto, para esto, se hace uso de dos softwares especializados en el dimensionamiento fotovoltaico: Helioscope y PVSyst.

Con los que se analiza la producción energética del sistema, las pérdidas correspondientes y un análisis horario y mensual para poder realizar los cálculos de ahorros tarifarios. Además de una comparativa de la producción fotovoltaica contra la demanda eléctrica del inmueble.

Debido a que se tiene una tarifa gran demanda media tensión horaria, la producción energética se estima mensualmente y por horario base, intermedio o punta, para realizar un mejor análisis de los ahorros energéticos y económicos con base en la generación/demanda eléctrica en cada uno de los horarios.

En este mismo capítulo se analizan los costos de inversión requeridos para cada una de las fases, así como el retorno de inversión y las utilidades que generan a lo largo de 25 años de funcionamiento del sistema fotovoltaico. Por último, pero no menos importante, se hace el análisis de los beneficios ambientales que conlleva la implementación del sistema.

## Capítulo I. Marco contextual

A continuación, se plantean la problemática, justificación y los objetivos del presente trabajo, así como la situación actual en la que se encuentra el sitio de estudio.

### 1.1 Situación actual

El plantel San Lorenzo Tezonco, de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México se encuentra ubicado en calle Prolongación San Isidro No. 151, Col. San Lorenzo Tezonco, en la Alcaldía Iztapalapa de la Ciudad de México. Cuenta con un terreno de una extensión aproximada de 195,000 m<sup>2</sup>, como se puede observar en la Ilustración 1, existen diversas edificaciones; sin embargo, el presente estudio se concentrará en los edificios de aulas y laboratorios (A, B y C), así como en los edificios de profesores (D y E), los cuales en conjunto representan una superficie total construida de 25,760 m<sup>2</sup>.



*Ilustración 1 Ubicación y edificios de la UACM.  
Fuente: Google Maps.*

El inmueble cuenta con suministro de energía eléctrica en media tensión (23 kV) de Comisión Federal de Electricidad (CFE), en tarifa Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH) con una carga contratada de 1,223 kW. Debido a las dimensiones del terreno y los distanciamientos entre la acometida principal y los edificios, la distribución interna de la energía eléctrica se realiza mediante

una red subterránea en 23 kV, por lo que cada edificio cuenta con una subestación propia (Ilustración 1). En cada subestación secundaria, se tiene un transformador trifásico de 500 kVA a 60 Hz que alimenta a un tablero general de 240 V / 1200 A y un tablero de distribución de baja tensión 220/127 V para alimentar a las diferentes cargas, también se cuenta con un transformador de 150 kVA a 277 V exclusivo para el sistema de iluminación.

Actualmente la coordinación del plantel San Lorenzo Tezonco y el Programa de Energía conjuntan esfuerzos para convertir el plantel en una institución sustentable a través de propuestas de Ahorro y Uso Eficiente de la Energía (AUEE) y la implementación de Energías Renovables (ER), ya que, el inmueble tiene un consumo promedio de energía eléctrica de 3,915 kWh por día, siendo un total de 1,429 MWh/año; mientras que el monto de facturación energética asciende a una media de \$312,000 mensuales, reflejado en un total de \$3,743,510 anuales por pagos a CFE. Buscando con estas propuestas, reducir los gastos económicos por consumo eléctrico y el impacto negativo al ambiente.

## 1.2 Planteamiento del problema

El plantel San Lorenzo Tezonco, de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México, genera elevados gastos económicos derivados del consumo energético, mismos que durante los últimos 10 años se han incrementado en 41%.

Durante el último año (abril 2019 - marzo 2020), el consumo eléctrico fue de 1.43 millones de kWh/año lo que representó pagos a Comisión Federal de Electricidad por más de 3.74 millones de pesos.

Con esta premisa, y a sabiendas de que se busca una institución sustentable, se plantea la implementación de un sistema fotovoltaico menor a 0.5 MWp que sustituya parcialmente la demanda eléctrica del plantel, el cual es abastecido 100% por el Sistema Eléctrico Nacional.

Asimismo, se tiene la problemática puntual del alto costo de inversión que implica un sistema fotovoltaico de tal magnitud, por lo que, debido a que las finanzas de la institución no pueden solventar un gasto inicial tan elevado, el sistema propuesto debe desarrollarse por etapas.

### 1.3 Justificación

El consumo mundial de electricidad ha aumentado en promedio 1.3% anual durante los últimos 10 años. En 2019 se registró un consumo mundial de 27,004.7 TWh, siendo los combustibles más utilizados para su generación el carbón (36.37%) y gas natural (23.32%) (British Petroleum, 2020).

En el caso de la energía final en México, la electricidad fue el segundo energético de mayor consumo en el país (18.55%), justo por debajo de las gasolinas y naftas (29.82%). Además, el sector residencial, comercial y público, del cual forman parte las escuelas, como el caso de UACM, ocupa el segundo lugar en consumo de electricidad (SENER, 2018a).

Hay que tomar en cuenta que el principal producto en los centros de transformación de energía es el gas seco, el cual representa el 73.1% de la energía entregada y no obstante con esto, el 69.42% del gas utilizado con este fin, es importado (SENER, 2018a).

Es así como el incremento constante en la demanda de electricidad y el uso de combustibles contaminantes empleados para su generación, dan pauta a buscar alternativas sostenibles para abastecer la demanda energética actual.

Por esta razón es que se propone el diseño de un Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFV-I) para el plantel San Lorenzo Tezonco de la UACM, de esta forma, no solo se genera electricidad en el sitio de consumo, sino que se reduce el impacto ambiental y se promueve la generación de energía con recursos renovables, además de un beneficio económico para la institución.

Se estima que para abastecer el 100% de la demanda eléctrica del plantel, se requiere un sistema fotovoltaico (SFV) de 874 kWp, sin embargo, la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) sostiene que “Las Centrales Eléctricas con capacidad mayor o igual a 0.5 MW y las Centrales Eléctricas de cualquier tamaño representadas por un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) requieren permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para generar energía eléctrica en el territorio nacional” (Ley de la Industria Eléctrica, 2014), es decir, un sistema fotovoltaico a partir de 0.5 MW requiere permisos especiales por parte de la CRE, además de cumplir con otros requerimientos previstos en la Ley. Por otro lado, un sistema fotovoltaico con capacidades menores a 0.5 MW no requiere de un permiso de generación ante la CRE, es suficiente con solicitar un contrato de interconexión ante CFE, por lo que, el diseño de este sistema será menor a 500 kW.

Debido a la inversión inicial que representa un sistema de tal magnitud, el proyecto se realizará por etapas, de tal manera que el sistema estará compuesto por cuatro fases que en conjunto suman una capacidad instalada de 499 kWp. Dichas etapas serán definidas por las características de los edificios en estudio del plantel San Lorenzo Tezonco, teniendo la siguiente distribución (Ilustración 2): Fase 1: edificio A, Fase 2: edificio B, Fase 3: edificio C, y finalmente, Fase 4: edificios D y E.



*Ilustración 2 Fases del proyecto: a) F1 b) Escalamiento a F2 c) Escalamiento a F3 d) Escalamiento a F4.*

*Fuente: Elaboración propia con imágenes tomadas de Google Maps.*

## 1.4 Objetivos

Diseñar un sistema fotovoltaico modular interconectado a la red eléctrica de CFE, compuesto por 4 fases que en conjunto sumen una capacidad instalada de 499 kWp para el plantel San Lorenzo Tezonco de la UACM.

Dichas fases serán desarrolladas de manera independiente para que se puedan implementar de forma paulatina, quedando segmentadas por los edificios en estudio del plantel.

### Objetivos particulares

- Diseñar el sistema con base en las normas mexicanas vigentes para sistemas fotovoltaicos.
- Seleccionar los componentes óptimos para el diseño del sistema fotovoltaico.
- Estimar y analizar la generación eléctrica del sistema fotovoltaico.
- Realizar la simulación del diseño con ayuda de un software especializado.
- Determinar los beneficios económicos, ambientales y energéticos que la implementación del sistema generaría.

## Capítulo II. Marco teórico

El capítulo II muestra un panorama general del uso y generación de energía eléctrica a nivel nacional e internacional, enfocándose en la generación fotovoltaica.

### 2.1 Contexto internacional de generación eléctrica

El consumo mundial de electricidad ha aumentado en promedio 1.3% anuales durante los últimos 10 años. En 2019 se registró un consumo mundial de 27,004.7TWh, siendo los combustibles más utilizados para su generación, el carbón con un 36.37% y gas natural con un 23.32%. Cabe resaltar que la participación de las energías renovables aumentó del 9.3% al 10.4%, superando a la energía nuclear por primera vez, además, la participación del carbón para la generación eléctrica cayó 1.5 puntos porcentuales hasta el 36.4%, el nivel más bajo que se ha registrado dentro del conjunto de datos analizados (que comienza en 1985) (British Petroleum, 2020).

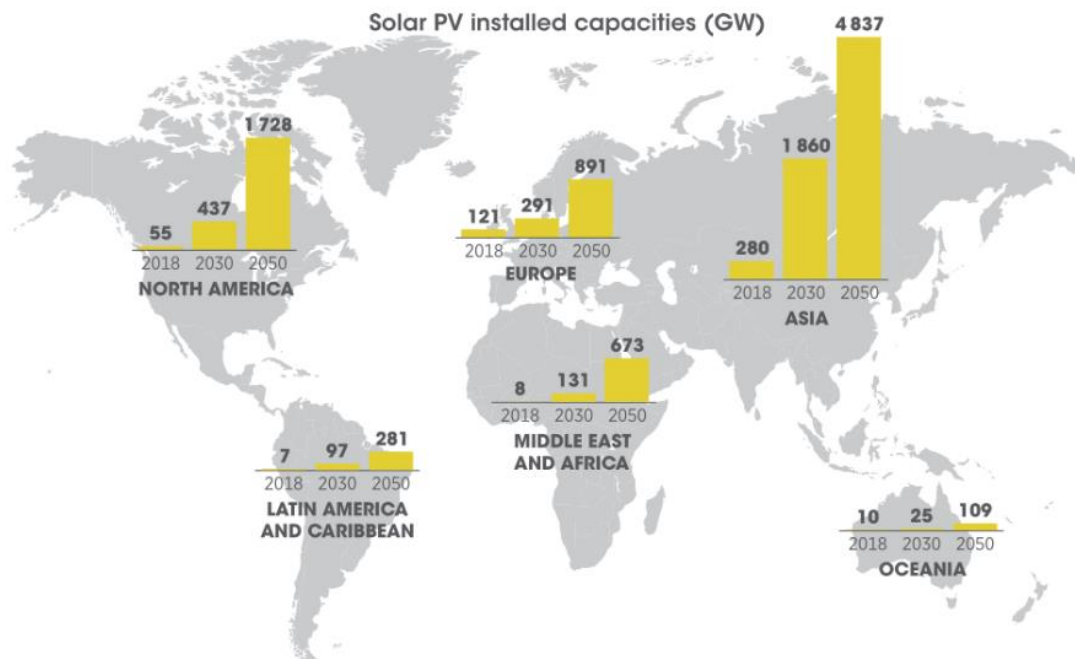


Ilustración 3 Capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en diferentes regiones del mundo [GW].  
Fuente: IRENA, 2019a

En cuanto a capacidad instalada, las fuentes de energía renovable dominaron las nuevas incorporaciones a la matriz mundial de generación de energía eléctrica durante 2019. La capacidad renovable alcanzó los 2,537 GW a nivel mundial, donde la capacidad instalada global de energía solar

FV conectada a la red alcanzó los 580 GW en el mismo año, siendo Asia, Europa y Norte América los países con mayor porcentaje (Ilustración 3) (IRENA, 2020).

Se estima que para el año 2030 se tenga una capacidad acumulada de 2,840 GW y que para 2050 se alcancen los 8,519 GW, esto implica aumentar casi 18 veces la capacidad instalada registrada en 2018 (IRENA, 2019a).

Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) con el desarrollo acelerado de las energías renovables, la electrificación exhaustiva y el aumento de la eficiencia energética, se puede obtener más del 90% de la reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) relacionadas con la energía que será necesaria hacia 2050 para alcanzar los objetivos de París<sup>1</sup>. De entre todas las opciones de tecnologías bajas en carbono, solo con la implementación acelerada de la energía solar fotovoltaica (FV) se pueden conseguir importantes reducciones de las emisiones, del orden de las 4,9 giga toneladas de CO<sub>2</sub> en 2050, que representan el 21% del potencial total de mitigación de las emisiones en el sector energético. Esta transformación solo será posible con un aumento considerable de la capacidad solar FV en las próximas tres décadas. Para ello es preciso multiplicar la capacidad solar FV prácticamente por 6 en los próximos 10 años (IRENA, 2019a).

### 2.1.1 Costos de la energía solar fotovoltaica

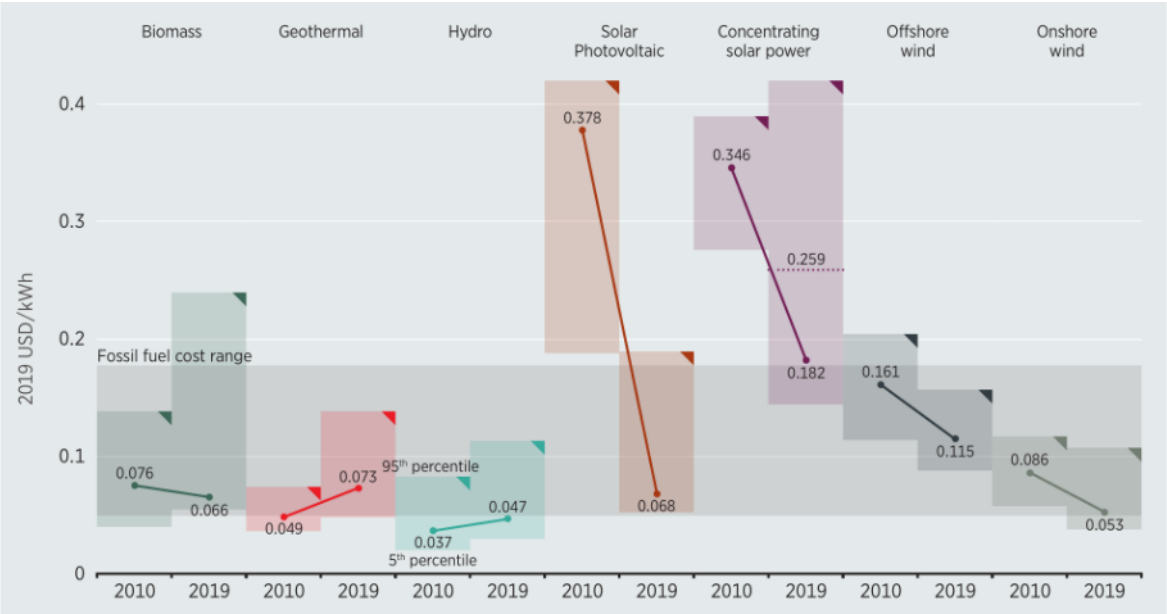
A nivel mundial, el costo total de los proyectos solares fotovoltaicos se sitúa por debajo de los costos marginales de las plantas de generación con combustibles fósiles y se pronostica que seguirá bajando drásticamente durante las próximas décadas. El Costo Nivelado de la Energía<sup>2</sup> (LCOE) promedio global ponderado de las plantas fotovoltaicas a gran escala ha disminuido en un 82% entre 2010 y 2019, de alrededor de 0.378 USD/kWh a 0.068 USD/kWh (Ilustración 4) (IRENA, 2019b).

---

<sup>1</sup> Objetivos planteados en el Acuerdo de París, celebrado durante la COP21 en París, Francia.

<sup>2</sup> También conocido como costo normalizado, es una valoración económica del costo total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil.

El costo total de instalación promedio ponderado mundial fue de 995 USD/kW, un 79% menos que en 2010 y un 18% menor que en 2018. Mientras que el *Balance of System*<sup>3</sup> (BoS) en promedio representa el 64% de los costos totales de la instalación (IRENA, 2019b).



*Ilustración 4 Costo nivelado promedio ponderado global de la electricidad a partir de tecnologías renovables a escala de servicios públicos, 2010 a 2019.*  
Fuente: IRENA, 2029b

Para 2050, se espera que la energía solar FV se encuentre entre las fuentes de energía más baratas disponibles, particularmente en áreas con excelente radiación solar, con costos en el rango de 0.014-0.05 USD/kWh (IRENA, 2019a).

El LCOE de la energía solar FV ya resulta competitivo si se compara con todas las fuentes de generación de combustibles fósiles, y está previsto que siga bajando a medida que los costos de instalación y el rendimiento sigan mejorando.

<sup>3</sup> El BoS engloba los costos de cable y cableado, conexión a la red, estanterías y montaje, seguridad y protección, instalación eléctrica y mecánica, adquisición de clientes, costos de financiamiento, permisos, diseño del sistema y margen de ganancia.

## 2.2 Contexto nacional de generación eléctrica

A continuación, se presenta el panorama de la generación eléctrica en México durante la última década, como han sido los progresos en generación fotovoltaica y el marco regulatorio existente para ésta.

### 2.2.1 Generación eléctrica en México

En un contexto nacional, durante el año 2018, la generación de electricidad alcanzó 364 TWh (aumentando 6.1% respecto al año 2017), de los cuales, las centrales eléctricas públicas aportaron 49.0%, los productores independientes de energía 25.4%, los permisionarios de autoabastecimiento 21.5% y los nuevos permisionarios de generación representaron el 4.1% (SENER, 2018a).

En números de energía final, la electricidad fue el segundo energético de mayor consumo en el país (18.55%), justo por debajo de las gasolinas y naftas (29.82%). Dando un consumo de electricidad per cápita de 2,228.10 KWh (5.9% mayor respecto al año 2017) (SENER, 2018a).

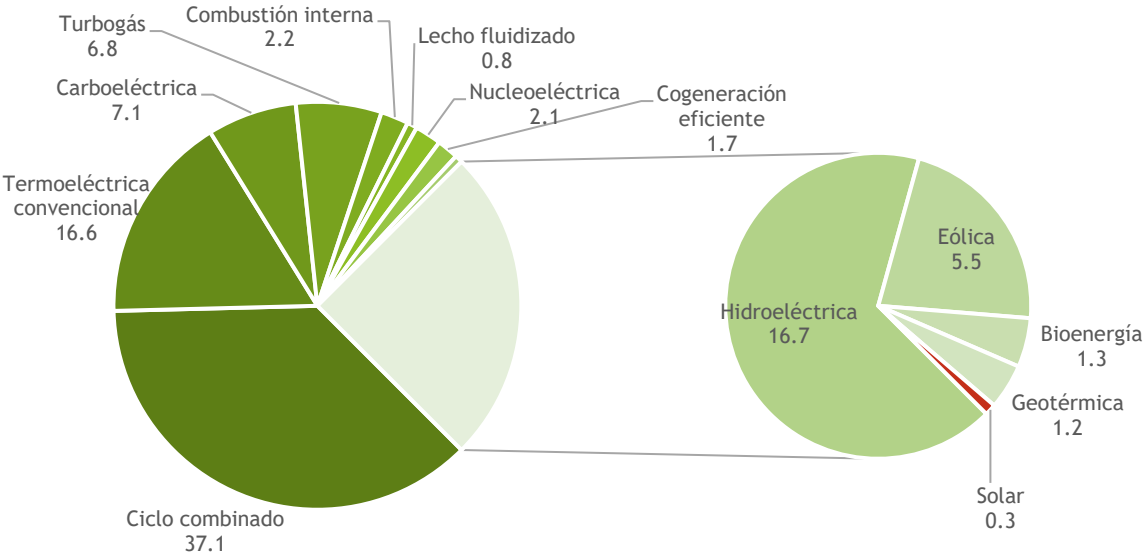
El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se organiza en siete regiones de control interconectadas entre sí -que conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN)- y los tres sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé.

A su vez, el SEN está constituido por redes eléctricas en diferentes niveles de tensión:

- Red Nacional de Transmisión (RNT): Sistema Integrado por el conjunto de las redes eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la SENER. Incluye las tensiones iguales o mayores a 69 kV. (CENACE, 2019)
- Redes Generales de Distribución (RGD): Redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; están integradas por las redes en media tensión, cuyo suministro eléctrico ocurre a niveles mayores a 1 kV y menores o iguales a 35 kV, así como las redes en baja tensión en las cuales el suministro eléctrico se da a niveles iguales o menores a 1kV.
- Redes particulares: Redes eléctricas que no forman parte de la RNT o de las RGD.

Al cierre de 2017, la capacidad instalada del SEN fue de 75,685 MW. Por otra parte, 70.5% de la capacidad de generación total del SEN provino de 526 centrales con tecnologías convencionales, mientras que el 29.5% restante provino de 270 centrales con tecnologías limpias (SENER, 2018c).

Durante 2018, el principal combustible utilizado en los centros de transformación de energía fue el gas seco, el cual representó el 73.1% de la energía entregada y no obstante con esto, el 69.42% del gas utilizado con este fin, fue importado, esto impacta en el índice de independencia energética<sup>4</sup> del país que fue de 0.7 para ese mismo año (SENER, 2018a).

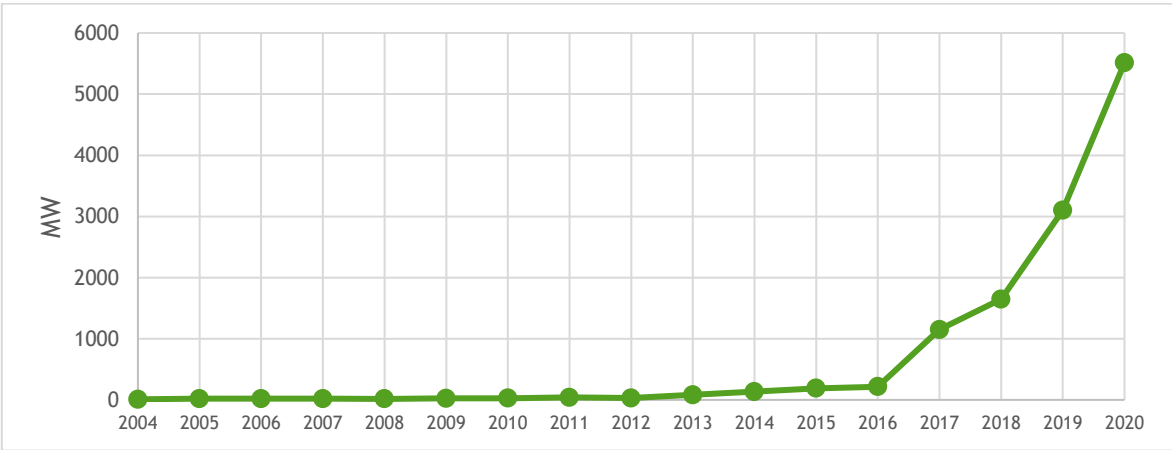


Gráfica 1 Capacidad instalada de generación eléctrica por tecnología, 2017 (Porcentaje)  
Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2018b

Para el periodo 2007-2017, la capacidad instalada de generación con energía solar fotovoltaica creció a una tasa media anual de 43.2%. Sin embargo, el uso de energía solar solo representaba el 0.3% del total de la capacidad instalada de generación eléctrica nacional a inicios de 2017 (Gráfica 1) (SENER,

<sup>4</sup> La independencia energética es el índice utilizado a nivel internacional para medir, de forma general, el grado en que un país puede cubrir su consumo de energía derivado de su producción; si es mayor a uno, el país se considera independiente de energía.

2018b), para junio de 2018, se reportó una capacidad instalada de 1,646.55 MW de energía solar fotovoltaica para la producción de electricidad, equivalente al 0.72% del total de producción de energía eléctrica de ese mismo año (SENER, 2018d). Mientras que -con datos de la Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX)- para finales de marzo de 2020, la capacidad instalada aumentó a 5,510 MW (Gráfica 2). (Mentado, 2020)



Gráfica 2 Capacidad instalada (MW)

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2018d; SENER, 2018c; Mentado, 2020

En cuanto a generación distribuida, la CRE reporta que se han otorgado 127,767 contratos de interconexión de centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW, sumando una capacidad instalada de 968.14 MW a finales del año 2019 (CRE, 2020).

### 2.2.2 Marco regulatorio de los sistemas fotovoltaicos

El creciente uso de sistemas fotovoltaicos en el mundo obliga a gobiernos e instituciones a crear e implementar regulaciones para su uso e instalación, con el fin de evitar perturbaciones en las redes existentes y asegurar al usuario final un correcto funcionamiento del sistema.

En México existen diferentes organismos encargados del sector energético, con atribuciones específicas -pero no las únicas- como la Secretaría de Energía (SENER) encargada de diseñar la política energética del país; la Comisión Reguladora de Energía (CRE) responsable regular y otorgar permisos de generación eléctrica; Comisión Federal de Electricidad (CFE) encargada de la

generación, transmisión y distribución del suministro eléctrico; y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) quien es el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEN).

En materia de energía renovable, se tienen las siguientes reglamentaciones:

- Ley de la Industria Eléctrica (LIE)
- Ley General de Cambio Climático (LGCC)
- Ley de Transición Energética (LTE)
- Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética (LAERFTE)
- Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE)
- Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE)
- Código de RED

La Generación Distribuida (GD) está definida en la Ley de la Industria Eléctrica como la generación de energía eléctrica que se realiza por un Generador Exento en los términos de la LIE, y que, además, se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado, donde un Generador Exento es un propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuenten con permiso para generar energía eléctrica en términos de la LIE (Ley de la Industria Eléctrica, 2014).

Por su parte, la LIE en su Artículo 17, establece que:

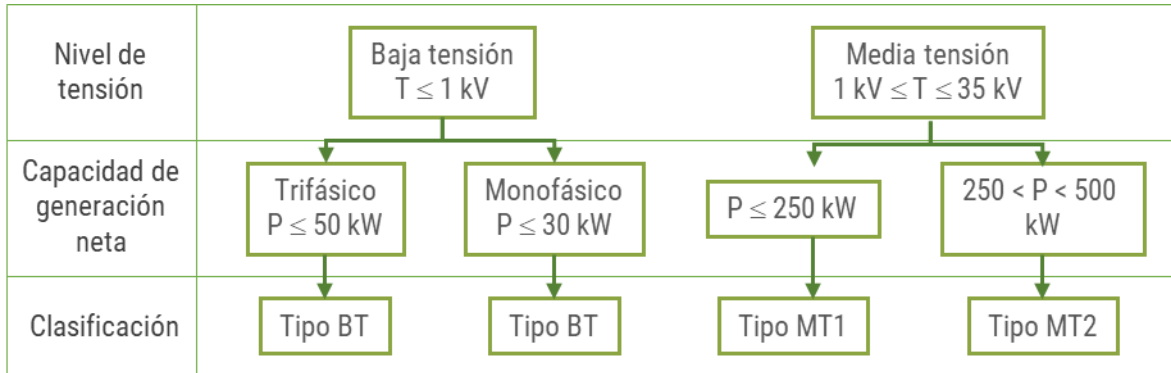
“Las Centrales Eléctricas con capacidad mayor o igual a 0.5 MW y las Centrales Eléctricas de cualquier tamaño representadas por un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista requieren permiso otorgado por la CRE para generar energía eléctrica en el territorio nacional” (Ley de la Industria Eléctrica, 2014).

Es decir, un SFV mayor a 0.5 MW requiere permisos especiales por parte de la CRE, además de cumplir con otros requerimientos previstos en la Ley.

**2.2.2.1 Disposiciones administrativas y técnicas que deben cumplir los SFV menores a 0.5 MW**

En un sistema interconectado, el usuario es catalogado en un sistema de autoabastecimiento, por el hecho de tener una interacción con la Red Eléctrica Pública (Sánchez et al., 2017), por lo que la CRE, expedirá y aplicará la regulación necesaria en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la Generación Distribuida.

Para el caso de centrales eléctricas menores a 0.5 MW, dichas regulaciones se implementan con base en la clasificación de SFV que establece la misma comisión, quien los clasifica a partir de su capacidad de generación neta y el nivel de tensión al cual se interconectan (Ilustración 5) (*Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW*, 2016).



*Ilustración 5 Clasificación de las centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW.  
Fuente: Elaboración propia con datos del Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW*

Las disposiciones administrativas y técnicas que deben cumplir los SFV menores a 0.5 MW pertinentes para el desarrollo este proyecto, se encuentran en:

- RESOLUCIÓN Núm. RES/142/2017, publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 07 de marzo de 2017. Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de Generación Distribuida y generación limpia distribuida.

- Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW. Publicado en el DOF el 6 de agosto de 2018.
- Contrato de interconexión a las Redes Generales de Distribución para Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 Megawatts.
- Norma Oficial Mexicana (NOM) NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas

#### *2.2.2.2 Contrato de interconexión*

El contrato de interconexión tiene como objeto establecer los derechos y obligaciones que tendrán el solicitante y el distribuidor al llevar a cabo la interconexión de una Central Eléctrica de Generación Distribuida, Generación Limpia Distribuida o cualquier Central Eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW, con previo cumplimiento de las especificaciones técnicas generales, las características de infraestructura requerida y los requerimientos técnicos-operativos dispuestos por el mismo (RESOLUCIÓN Núm. RES/142/2017, 2017).

Para poder concretar la interconexión es necesario que los Organismos de Evaluación de la Conformidad correspondientes, certifiquen en los formatos que para tal efecto expidan éstos, que la instalación para la interconexión o la conexión cumple con las características específicas de la infraestructura requerida establecidas por el CENACE, la CRE, las normas oficiales mexicanas aplicables y los demás estándares aplicables (Ley de la Industria Eléctrica, 2014).

#### *2.2.2.3 Modelos de contraprestaciones*

Al solicitar un contrato de interconexión es requerimiento especificar el tipo de contraprestación que más convenga. Estos son modelos de contrato que tienen como objeto establecer los derechos y obligaciones que tendrán el Suministrador de Servicios Básicos y el Generador Exento, en relación con la contraprestación asociada a la interconexión de la Central Eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW, por la energía eléctrica generada y entregada a las Redes Generales de Distribución. Previo a la celebración del contrato de contraprestación es necesaria la celebración del contrato de interconexión (RESOLUCIÓN Núm. RES/142/2017, 2017).

Se estipulan tres tipos de contraprestación:

## Medición neta de energía o Net Metering

Metodología de contraprestación que considera los flujos de energía eléctrica recibidos y entregados desde y hacia las Redes Generales de Distribución, compensando dichos flujos de energía eléctrica entre sí durante el periodo de facturación (Ilustración 6).

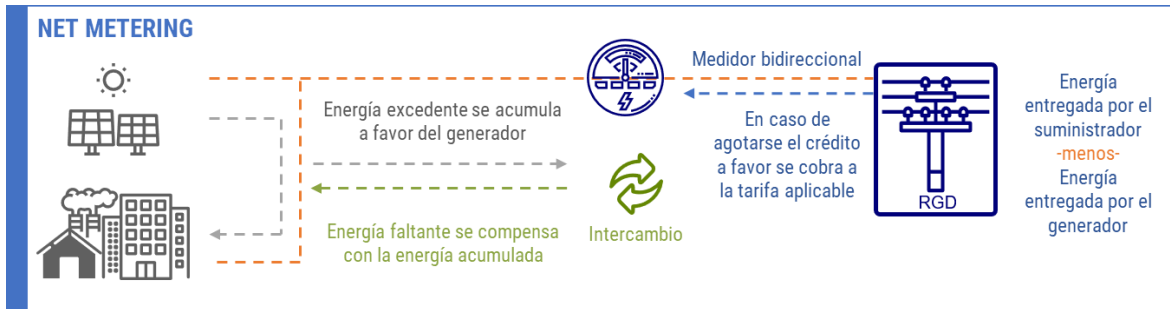


Ilustración 6 Modelos de contraprestación, Net Metering.  
Fuente: Elaboración propia con datos de la RESOLUCIÓN Núm. RES/142/2017, 2017

## Facturación neta o Net Billing

Metodología de contraprestación que considera los flujos de energía eléctrica recibidos y entregados desde y hacia las Redes Generales de Distribución, y les asigna un valor que puede variar a la compra y a la venta (Ilustración 7).

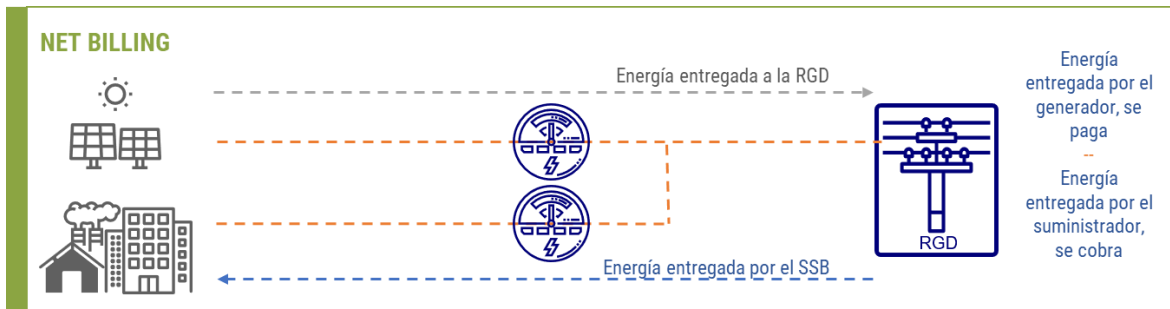


Ilustración 7 Modelos de contraprestación, Net Billing.  
Fuente: Elaboración propia con datos de la RESOLUCIÓN Núm. RES/142/2017, 2017

## Venta total de energía

Metodología de contraprestación que considera el flujo de energía eléctrica entregada hacia las Redes Generales de Distribución, al cual se le asigna un valor de venta (Ilustración 8).



RGD: Red General de Distribución SSB: Suministro de Servicio Básico

*Ilustración 8 Modelos de contraprestación, Venta total.  
Fuente: Elaboración propia con datos de la RESOLUCIÓN Núm. RES/142/2017, 2017*

## 2.3 Marco teórico conceptual

A continuación, se puntualizan conceptos básicos clave para el entendimiento del desarrollo de la presente tesis.

### 2.3.1 Conceptos básicos de la energía solar

#### *El Sol*

El Sol es una estrella que tiene aproximadamente una masa 334,000 veces mayor que la Tierra, se le considera como un reactor de fusión continuo. Tiene un diámetro de 1.39 millones de kilómetros y en promedio, se encuentra a una distancia media de 150 millones de kilómetros de la Tierra. Para aplicaciones en ingeniería se considera que el sol se comporta como un cuerpo negro a una temperatura efectiva de 5,777 K (Almanza & Muñoz, 2003).

#### *La constante solar*

Se define como la cantidad de energía por unidad de tiempo que recibe del Sol una superficie de área unitaria perpendicular a la radiación, en el espacio, y a la distancia media del Sol a la Tierra. La constante solar tiene un valor de  $I_g = 1,367 \text{ W/m}^2$  (Duffie & Beckman, 2013)

#### *Radiación solar*

Es la energía emitida por el Sol y que se propaga en forma de radiación de ondas electromagnéticas o fotones. Se encuentra distribuida según distintas longitudes de onda, sin embargo, la radiación solar extraterrestre adquiere solamente valores significativos entre 0.2 y 4.0  $\mu\text{m}$ . (Duffie & Beckman, 2013), esta a su vez, se puede clasificar en:

- Radiación directa: aquel que no experimenta cambios en su dirección.
- Radiación difusa: es la que sufre dispersión en la atmosfera y no tiene una dirección única o preferente.
- Radiación total: suma de las componentes directa y difusa.

### *Masa de aire*

Con el fin de analizar el fenómeno de atenuación que experimenta la radiación solar a través de la atmosfera, se define el concepto de “masa de aire” como la longitud de la trayectoria a través de la atmosfera que sigue la radiación (Almanza & Muñoz, 2003).

### *Irradiancia*

La irradiancia es la tasa a la que la energía radiante incide sobre una superficie por unidad de área. Unidades:  $W/m^2$  (Duffie & Beckman, 2013).

### *Irradiación*

Energía incidente por unidad de área en una superficie, que se encuentra mediante la integración de la irradiancia durante un tiempo específico, generalmente una hora o un día (watt-hora). Unidades:  $Wh/m^2$  (Duffie & Beckman, 2013).

### *Hora pico*

Para la aplicación del recurso solar en los SFV, los ingenieros de diseño han convenido en usar otra unidad de medición de energía para especificar la irradiación. Si se considera que un captador horizontal puede recibir una irradiancia directa aproximada de  $1,000 W/m^2$  bajo las condiciones de día claro, a nivel del mar y estando el Sol en el cenit del captador, entonces por convención a dicha cantidad se le ha llamado pico de la irradiancia. En consecuencia, si un captador recibe hipotéticamente un pico de irradiancia durante una hora, a la cantidad de energía recibida se ha convenido llamarla hora solar-pico o simplemente, hora pico (Sánchez et al., 2017), por lo que tenemos:

$$1hp = 1 \text{ hora pico} = 1,000 Wh/m^2$$

Con la anterior definición se tendrá que, para conocer las horas pico de que un determinado sitio tiene como recurso solar, se dividirá el valor de la irradiación entre el pico de la irradiancia; por ejemplo, para una irradiación de 8 kWh/ m<sup>2</sup> se tendrá una equivalencia de 8 horas solares pico.

$$\text{Recurso solar en horas solar pico} = \frac{\text{irradiación}}{\text{irradiancia}} = \frac{\text{kWh/m}^2}{\text{kW/m}^2} = \text{horas}$$

### Trayectoria solar

La posición del sol en el firmamento queda descrita mediante dos variables angulares: la altura solar ( $\alpha$ ) y el acimut ( $\gamma$ ), donde:

- Altura solar: define el ángulo que la visual al Sol forma con el horizonte.
- Acimut: (o azimut) ángulo que se forma respecto al sur verdadero. Normalmente se considera en 0° el sur verdadero, tomando signos negativos hacia el este y positivos al oeste.

El cálculo preciso de estas variables depende fundamentalmente de tres parámetros: la latitud del lugar ( $\phi$ ), la declinación ( $\delta$ ) y el ángulo horario ( $\omega$ ):

- Latitud: ángulo que determina el lugar de interés sobre la Tierra con respecto al plano del ecuador.
- Declinación: define la posición angular del Sol al medio día solar, es decir, en el momento en que el Sol está más alto en el firmamento con respecto al plano del ecuador.
- Ángulo horario: es igual a cero al medio día solar y adquiere un valor de 15° de longitud por cada hora.

De tal manera que para captar la máxima irradiancia en un captar solar, debe calcularse la orientación óptima del captador con base en la posición del Sol.

## 2.3.2 Tecnología fotovoltaica

### Energía fotovoltaica

La energía solar FV transforma de manera directa la luz solar -que es energía pura- en electricidad empleando una tecnología que se basa en el efecto fotoeléctrico. Al incidir la radiación del Sol sobre una de las caras de una celda solar se produce una diferencia de potencial eléctrico entre ambas

caras, que, a su vez, hace que los electrones salten de un lugar a otro, generando así corriente eléctrica (SERI, 1982). La energía fotovoltaica recibe su nombre ya que emplea el efecto fotovoltaico para su conversión. Este fenómeno fue explotado por primera vez en 1954 por científicos de *Bell Laboratories* que crearon una celda solar funcional hecha de silicio que generaba una corriente eléctrica cuando se exponía a la luz solar (NREL, 2020).

### *Celdas solares*

Los dispositivos contruidos con semiconductores donde se lleva a cabo la transformación de luz solar en electricidad por medio del efecto fotovoltaico sin ningún proceso intermedio se les conoce como celdas solares.

Las características eléctricas de una celda solar se obtienen en condiciones estándar, definidas internacionalmente como *Standard Test Condition* (STC) o Condiciones Estándar de Prueba, que se limitan a:

- Someter la celda a una irradiancia de  $1,000 \text{ W/ m}^2$
- El espectro de radiación debe corresponder a una masa de aire de 1.5
- La temperatura de operación de la celda debe mantenerse a  $25^\circ\text{C}$  (la temperatura de operación es diferente a la temperatura ambiente).

Los parámetros eléctricos que definen una celda fotovoltaica son:

- Tensión de circuito abierto.
- Corriente de corto circuito.
- Punto de máxima potencia.
- Eficiencia de conversión, definida como la razón de la potencia máxima generada y la potencia de radiación solar incidente.
- Curvas de generación IV (corriente vs tensión).

## *Módulo fotovoltaico*

Debido a que la tensión y corriente generadas por una sola celda es muy poca, se hacen arreglos serie-paralelo de celdas para elevar la generación de potencia, a este arreglo se le conoce como módulo fotovoltaico (MFV).

Al igual que las celdas, los MFV deben pasar por pruebas y cumplir ciertos estándares en su fabricación y aplicación, las más conocidas son:

- IEC 61730: Evalúa la conformidad con los requerimientos de seguridad para MFV.
- IEC 61215: Evalúa las características mecánicas de módulos solares cristalinos de silicio.
- UL17703: Es una norma de Seguridad de EU, donde se marcan los requerimientos que deben cumplir los materiales de construcción, desempeño eléctrico y las pruebas a las que se debe someter un MFV para determinar su seguridad y durabilidad.
- NMX-J-618: Norma mexicana no obligatoria, es una Norma de homologación de la norma IEC 61730.

Adicional a estas normas básicas, se tienen otras que evalúan la resistencia a la corrosión dependiendo de la exposición del ambiente donde se vayan a colocar los módulos.

Al igual que una celda solar, los parámetros eléctricos que definen un MFV son:

- Potencia pico y punto de máxima potencia.
- Tensión de circuito abierto y corriente de corto circuito.
- Eficiencia de conversión.
- Curvas de generación IV (corriente vs tensión) y PV (potencia vs tensión).

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) de Estados Unidos (EU) evalúa y registra las eficiencias de conversión más altas confirmadas para MFV (ver Ilustración 9), esto sirve para conocer los mejores rendimientos en el mercado, y darnos una idea de cómo ha avanzado la tecnología FV.

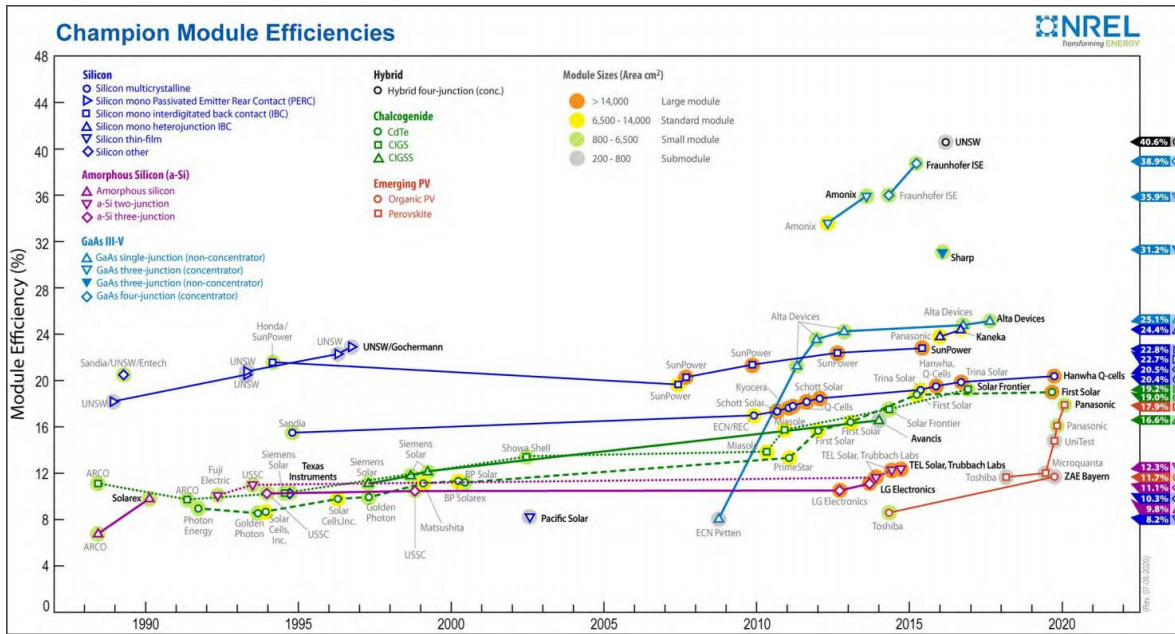


Ilustración 9 Mejores eficiencias en módulos.  
Fuente: National Renewable Energy Laboratory

### Curvas IV

El comportamiento eléctrico de los MFV está definido por las curvas de corriente contra tensión (curva IV) o potencia contra tensión (curva PV). Dichas curvas se realizan también bajo las STC y cada modelo de módulo tiene su propia curva característica.

Con ellas se puede conocer el punto de máxima potencia ( $P_{mp}$ ), que es donde se encuentran las mejores condiciones de corriente ( $I_{mp}$ ) y tensión ( $V_{mp}$ ) en las que el módulo va a operar.

También, proporcionan los valores de corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ), que es la corriente máxima generada por el módulo cuando la tensión vale 0; y la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) que es la tensión máxima producida por el módulo cuando la corriente vale 0.

Para fines de dimensionamiento y diseño fotovoltaico, se utilizan los valores de  $I_{mp}$  y  $V_{mp}$ , mientras que los valores  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  se utilizan para el diseño eléctrico de la instalación FV (Sánchez et al., 2017).

Otra característica importante de conocer estos valores es determinar el ajuste que se debe realizar al diseño FV debido al efecto de la intensidad luminosa y el efecto de la temperatura sobre los MFV. Esto debido a que existe una ligera ganancia en  $I_{sc}$  y una disminución en  $V_{oc}$  cuando la temperatura de la celda aumenta; y, al disminuir la irradiancia estándar ( $1,000 \text{ W/m}^2$ ), la magnitud de  $V_{oc}$  tiende a

disminuir. En pocas palabras, las condiciones de irradiancia y temperatura del sitio afectan las características eléctricas del MFV, y estas variaciones, aunque mínimas, se vuelven grandes cuando hacemos arreglos serie-paralelo de los MFV, por lo que, se debe considerar un factor de corrección por temperatura e irradiancia para el diseño del sistema.

### 2.3.4 Los sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es una conjunción entre arreglos fotovoltaicos<sup>5</sup> (AFV), con acondicionadores de energía (controladores de carga, inversores y electrónica de control), almacenamiento de carga, estructuras de soporte y las conexiones físicas necesarias entre ellos, cuyo objetivo principal es la generación de electricidad.

Los SFV se pueden clasificar como:

- Sistema fotovoltaico autónomo (SFV-A): la única fuente de generación de electricidad es el MFV. La carga está conectada directamente al MFV; puede existir un seguidor de máxima potencia.
- Sistema fotovoltaico híbrido (SFV-H): sistema donde existe más de una fuente de generación de electricidad, como pueden ser moto generadores, generadores eólicos, micro hidráulicos, etc.
- Sistema fotovoltaico interconectado (SFV-I): sistemas cuya generación está conectada a la red eléctrica convencional, es decir, se inyecta energía a la red y/o la carga recibe energía desde la red.

#### 2.3.4.1 Sistema fotovoltaico interconectado a la red

Como se mencionó previamente, los SFV-I pueden inyectar energía a la red eléctrica convencional. Estos se conectan a la RGD del SEN, pudiendo estar la interconexión en Baja Tensión (<1,000 V), Media Tensión (mayor a 1,000 V y hasta 69 kV); o Alta Tensión (> 69 kV).

---

<sup>5</sup> Circuito conformado por varias ramas de MFV conectadas en paralelo.

El sistema se considera bidireccional ya que cuando el SFV está generando su máxima potencia puede abastecer la carga, si existe un excedente, éste se inyecta a la red; mientras que si el SFV no está en funcionamiento (por ejemplo, de noche) la carga recibe energía de la red.

La Ilustración 10 muestra un diagrama a bloques de los principales componentes de un SFV-I.

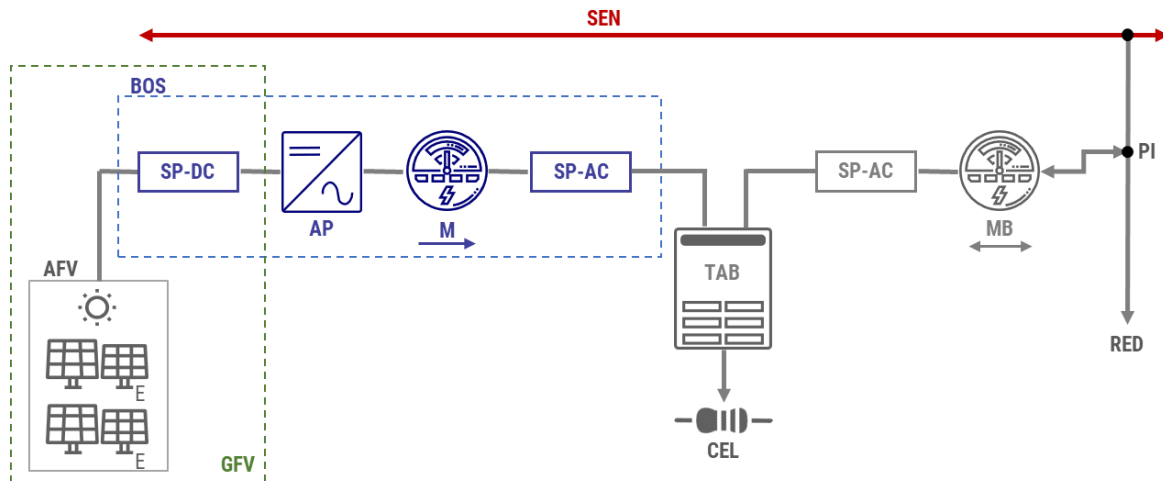


Ilustración 10 Diagrama a bloques de un sistema fotovoltaico interconectado.  
Fuente: Elaboración propia.

Donde:

AFV: Arreglo fotovoltaico

E: Estructuras de soporte

GF: Generador fotovoltaico

SP: Sistema de protección

TAB: Tablero de distribución o interfaz entre el AFV y el SEN

CEL: Cargas eléctricas locales

AP: Acondicionador de potencia o inversor

M: Medidor de energía eléctrica

MB: Medidor bidireccional de energía

BOS: Balance of System (Balance del sistema)

PI: Punto de interconexión

Se le conoce como generador fotovoltaico (GFV) a la unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de corriente directa. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los módulos fotovoltaicos, cajas de conexión, cables y conexiones eléctricas, dispositivos de protección, sistema de tierras estructura de montaje (CFE G0100-04, 2008).

#### 2.3.4.2 Componentes de un sistema fotovoltaico

Adicional a los módulos, un SFV requiere de otros componentes para acondicionar la energía captada por los MFV y transportarla a la red. Las especificaciones técnicas que deben cumplir los componentes de un SFV están especificadas en la NOM-001-SEDE-2012 (principalmente en los artículos: Art. 250: Puesta a tierra y unión, Art. 690: Sistemas solares fotovoltaicos, Art. 705: Fuentes de generación de energía eléctrica interconectadas y Art. 921: Puesta a tierra), en la Especificación CFE G0100-04 “Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW” y en el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.

Existe también el proyecto de NOM-001-SEDE-2018 con nuevos requerimientos, sin embargo, no ha sido aprobado, por lo que la NOM vigente es la NOM-001-SEDE-2012.

A continuación, se enlistan y resaltan las principales características de los componentes referentes a un sistema interconectado menor a 0.5 MW, que es el caso de estudio que se está analizando.

#### Conductores eléctricos

El cableado correspondiente debe cumplir con lo especificado en la Norma NOM-001-SEDE-2012, especialmente el Art. 690, Art. 250 y Art. 705, de los que sobresale:

- El cable conductor debe tener aislante certificado para 600 V como mínimo y debe cumplir con la NOM-0063-SCFI-2001 “Productos eléctricos-Conductores-Requisitos de seguridad”. Y se debe instalar de acuerdo con las tablas 338-10(b)(4)(b) y 334-30 de la NOM-001-SEDE-2012.
- Los conductores deben estar certificados para ser expuestos a la radiación solar (USE-2, UF, SE, TWD-UV). Además, todo cable conductor que no sea para intemperie y que no sea resistente a la luz solar debe estar contenido en una canalización cerrada (tubo Conduit).
- Todos los conductores eléctricos que se usen en una instalación FV deben ser de cobre con trenzado Clase B.
- El cable conductor para los circuitos del AFV en corriente directa debe tener doble aislamiento (Clase II) y recubrimiento aislante a 90°C.
- No se acepta cable de uso rudo en los circuitos del SFV.

- La ampacidad o capacidad de conducción de los conductores en los circuitos de la fuente y salida FV (conductores DC) debe ser 1.56 veces la corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ) del módulo u arreglo fotovoltaico.
- La ampacidad o capacidad de conducción en el circuito de salida del inversor (conductores AC) debe ser 1.25 veces la corriente nominal del inversor, tomando en cuenta las correcciones por efecto de temperatura o agrupamiento de conductores.
- Para más de tres cables conductores portadores de corriente en una canalización, la capacidad de conducción debe corregirse mediante la Tabla 310-15(b)(3)(a) de la NOM-001-SEDE-2012.
- Cuando la temperatura ambiente supere 30 °C, la ampacidad se debe reducir mediante los factores de corrección dados en la Tabla 690-31(c) de la NOM-001-SEDE-2012.
- Se recomienda que la máxima caída de tensión desde el punto de generación hasta el punto de acoplamiento no sea mayor al 3% de la tensión de máxima potencia ( $V_{mp}$ ) del AFV.

### Inversor o Acondicionador de potencia

El inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya función principal es convertir la señal de DC del GFV en una señal de AC sincronizada con la red. Constituye el elemento central de la interfaz entre el GFV y la red eléctrica. La salida de AC puede ser monofásica o trifásica. Adicionalmente realiza otras funciones de protección y control para el funcionamiento eficiente y seguro del SFV-I. Este equipo también es referenciado como subsistema de acondicionamiento de potencia. (CFE G0100-04, 2008) Las características técnicas que debe tener el inversor están dictadas por el AFV a conectar, pero se exige que la potencia nominal del inversor no sea menor a la potencia de operación del AFV. Además, debe satisfacer los requerimientos exigidos en el “Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad Menor a 0.5 MW”

### Dispositivos de seguridad

La NOM-001-SEDE-2012 requiere que, en la instalación eléctrica, se incluyan dispositivos de seguridad que garanticen la operación del sistema bajo cualquier eventualidad no prevista, por ejemplo: descargas atmosféricas, cortos circuitos, desprendimiento de cables, etc. (Sánchez et al., 2017) A continuación, se describe lo que se debe contemplar para la instalación:

- Medios de desconexión: se deben colocar medios de desconexión a la entrada (en DC) con una ampacidad de 1.56 veces la  $I_{sc}$  y a la salida (en AC) del inversor con una ampacidad del 1.25 veces la corriente nominal del inversor.
- Dispositivos de protección contra fallas a tierra.
- Conexión de MFV: la conexión en paralelo de dos o más MFV debe hacerse en un block metálico o bus de paralelismo que provea los medios mecánicos necesarios para realizar la conexión eléctrica entre ellos.
- Incluir en el diseño dispositivos contra corrientes de retorno: puede ser un fusible o un interruptor termomagnético bidireccional. Se deben colocar en cada panel o cadena antes del punto de conexión en paralelo.
- Incluir en el diseño dispositivos de protección contra descargas atmosféricas: comúnmente llamados, supresores de pico.

### Sistema de Tierra

La NOM-001-SEDE-2012 exige un sistema de tierra física para la instalación, haciendo consideraciones particulares para el electrodo y los conductores de puesta a tierra.

- Partes metálicas expuestas, no portadoras de corriente, de bastidores de módulos fotovoltaicos, equipo eléctrico y envolventes de conductores de sistemas fotovoltaicos deben ser puestos a tierra.
- Los conductores de puesta a tierra de equipos para circuitos de fuentes y circuitos fotovoltaicos de salida se deben dimensionar de acuerdo con el Art. 690-45 de la NOM-001-SEDE-2012.

### Estructuras, anclaje y cimentación

Son las estructuras encargadas de proporcionar soporte físico y mecánico a los MFV, además de permitir la correcta orientación de estos, de modo que se pueda garantizar la seguridad, comodidad y operación del AFV. Las características principales que deben cubrir las estructuras, anclajes y cimentación para la instalación son:

- Ser de aluminio anodizado, acero inoxidable, acero al carbón galvanizado o acero al carbón con recubrimiento anticorrosivo y pintura acrílica anticorrosiva.
- Los “durmientes”, elementos donde descansan y se atornillan los MFV deben ser de aluminio para evitar pares galvánicos anticorrosivos entre ellos.
- Todos los herrajes (tornillos, tuercas y rondanas) deben ser de acero inoxidable.
- La inclinación del AFV debe ser igual a la latitud del lugar  $\pm 5^\circ$ .
- La superficie de captación de los MFV debe estar orientada hacia el sur verdadero  $\pm 5^\circ$ .
- La NOM-009-STPS-2011, Condiciones de seguridad para realizar trabajos en altura especifica que las estructuras no deben colocarse a menos de 120cm de la orilla de la superficie donde serán colocados los AFV.
- El montaje de las estructuras debe cumplir con los requerimientos del Manual de Diseño de Obras Civiles de CFE 2008.
- Para techos inclinados orientados al sur verdadero con un ángulo igual a la latitud del lugar  $\pm 5^\circ$ , el anclaje al techo puede ser paralelo a la superficie con una altura mínima de 0.20 m.
- Para techos inclinados no orientados al sur verdadero, el anclaje al techo debe diseñarse de tal manera que la estructura quede orientada al sur verdadero, manteniendo el requerimiento que la altura de la parte más baja no debe ser menor a 0.20 m.

## Capítulo III. Diseño del sistema

El capítulo III aborda los parámetros, diseño, selección de equipo y cálculos necesarios para realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

### 3.1 Estudio de la zona de trabajo

El inmueble se encuentra ubicado en calle Prolongación San Isidro No. 151, Col. San Lorenzo Tezonco, en la Alcaldía Iztapalapa en la Ciudad de México, el terreno tiene una extensión aproximada de 195,000 m<sup>2</sup> con una superficie total construida de 25,760 m<sup>2</sup>.



Ilustración 11 Edificios de la UACM. Fuente: Google Earth

La instalación FV está prevista para ser instalada en cuatro fases acorde a la distribución (Ilustración 11):

- Fase 1: conexión a la subestación del edificio A (SUB-A).
- Fase 2: conexión a la subestación del edificio B (SUB-B).
- Fase 3: conexión a la subestación del edificio C (SUB-C).
- Fase 4: conexión a la subestación de los edificios D y E (SUB-D).

### 3.1.1 Sistema eléctrico y análisis de los datos de facturación eléctrica

El inmueble cuenta con suministro de energía eléctrica en media tensión (23 kV) de Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La distribución de la energía eléctrica, de la subestación principal hacia los edificios, se realiza mediante una red subterránea en 23 kV; por lo que cada uno de los edificios cuenta con una subestación secundaria (ver Ilustración 12). Todas las subestaciones secundarias cuentan con un transformador principal con las siguientes características:

- Capacidad 500 kVA
- Tensión primaria 23 kV, tensión secundaria 220/127 V
- Conexión estrella, 3 fases, 60 Hz.

Asimismo, se cuenta con un tablero general de 240 V /1200 A y un tablero de distribución de baja tensión 220/127 V para el sistema de iluminación exclusivamente.

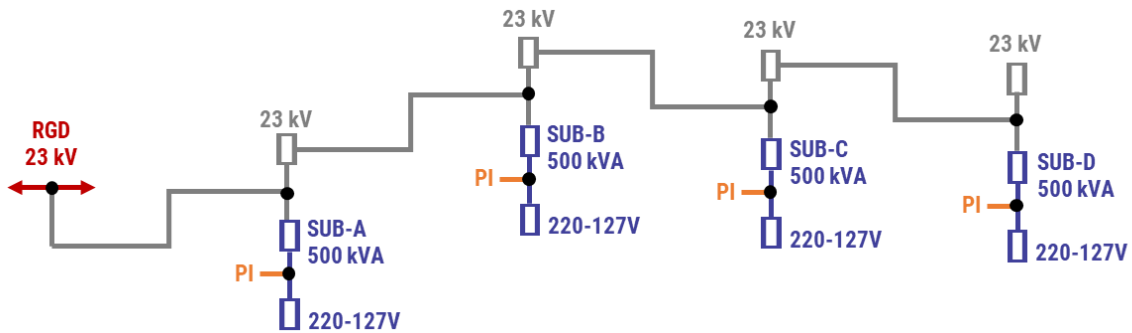


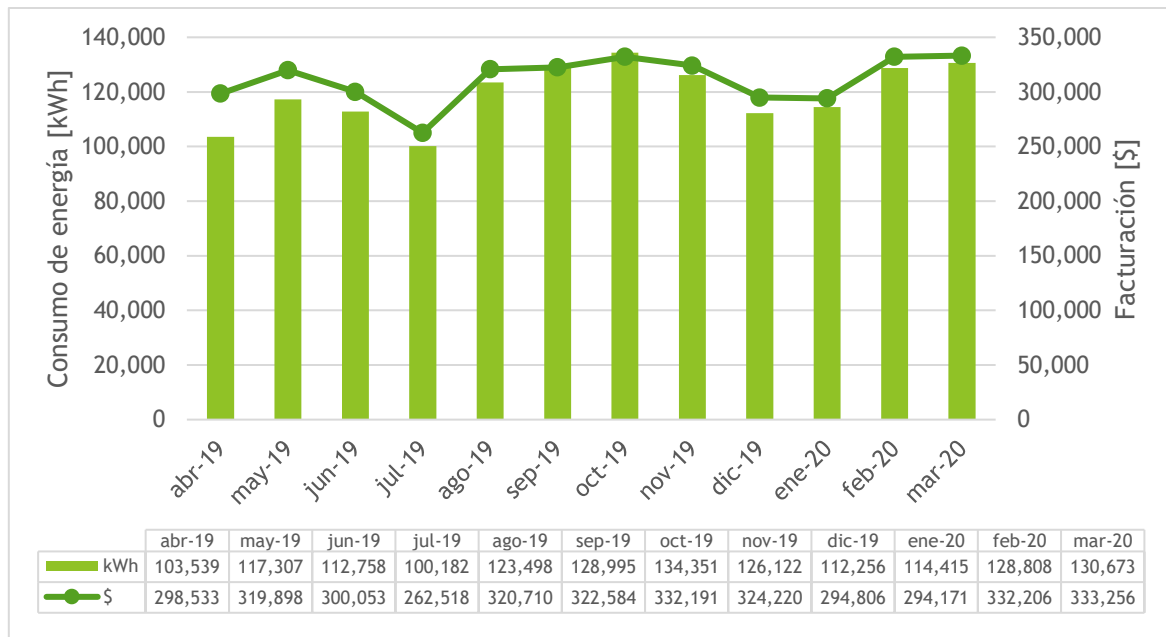
Ilustración 12 Diagrama a bloques del sistema eléctrico de la UACM.  
Fuente: Elaboración propia.

#### 3.1.1.1 Facturación eléctrica

El inmueble se factura en tarifa GDMTH y pertenece a la división Valle de México; Centro. El análisis de facturación se realizó para un año completo, que abarca desde el mes de abril de 2019 al mes de marzo de 2020, dando como resultado un consumo promedio de energía eléctrica de 3,915 kWh por día, lo que representa 119,409 kWh/mes, siendo un total de 1,432,904 kWh/año; mientras que el monto

de facturación energética asciende a una media de \$312,000 mensuales, reflejado en un total de \$3,743,500 anuales por pagos a CFE, resultando en un costo unitario por kilowatt hora de 2.61 \$/kWh.

El mayor consumo se registra en los meses de septiembre-octubre y febrero-marzo (Gráfica 3). Además de que el horario con mayor demanda es en Intermedio (60.71%), seguido de Base (29.38%) y por último en Punta (9.91%). Para mayor detalle del análisis de facturación, referirse al **Anexo A**.



*Gráfica 3 Datos históricos de consumo y facturación eléctrica.  
Fuente: Elaboración propia con datos de las facturas emitidas por CFE para el inmueble*

### 3.1.2 Análisis de los factores climatológicos

El sitio de análisis se encuentra ubicado en las coordenadas geográficas latitud: 19.3133 y longitud: -99.0580 a una altitud de 2,250 m sobre el nivel del mar.

La irradiación promedio diaria es de 5.6 kWh/m<sup>2</sup>, equivalente a 5.6 horas solares pico. Mientras que la temperatura promedio del lugar es de 15.83 °C, registrando una máxima de 33.55°C y una mínima de 3.27 °C. (NASA, 2020)

La velocidad del viento promedio a 50 m de altura es de 2.76 m/s (9.9 km/h), con máximas hasta de 4.39 m/s (15.8 km/h).

Comúnmente el ángulo óptimo de captación para un absorbedor solar es colocarlo a la latitud del lugar, sin embargo, este cálculo puede ser más preciso y se puede obtener sabiendo que la altura solar para

un punto específico sobre la tierra varía durante todo el año. Para el caso de las coordenadas 19.3133, -99.0580, el ángulo óptimo para colocar un absorbedor plano es de 17.5° respecto a la horizontal (NASA, 2020). Para mayor referencia de los factores climáticos del sitio, y la determinación del ángulo óptimo referirse al **Anexo B**.

## 3.2 Parámetros de diseño

Los parámetros de diseño determinan las características técnicas con las que se hará el análisis para el dimensionamiento del sistema, entre ellas, es necesario definir el equipo que se empleará y las potencias de trabajo.

### 3.2.1 Equipo

#### Módulo fotovoltaico

El MFV empleado para el diseño es un Trina Solar modelo TSM-DE17M de 445 watts monocristalino con una eficiencia del 20.4% (Ilustración 13) de potencia. La elección de éste se hizo a partir de una comparativa técnica de tres módulos de la misma capacidad, y se eligió al más viable de los tres para este proyecto.

Para el diseño es importante conocer los parámetros eléctricos de la Tabla 1:

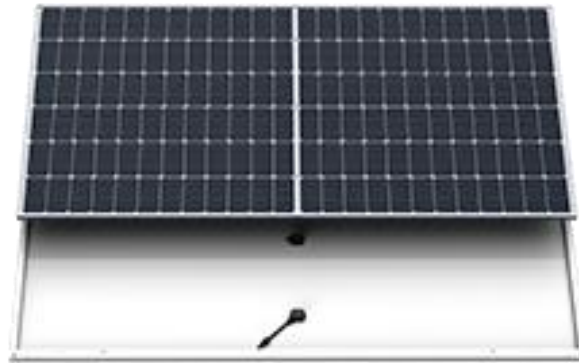
*Tabla 1 Principales parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico TSM-DE17M-445*

Corriente de corto circuito (Isc)	11.46 A	Corriente de máxima potencia (Imp)	10.90 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	49.4 V	Tensión de máxima potencia (Vmp)	40.8 V

Datos mecánicos:

- Celdas Solares Monocristalino
- Arreglo 144 Celdas (6 x 24) partidas en media celda HC
- Dimensiones: 2102 x 1040 x 35 mm

- Peso: 24.0 kg
- Marco: 35 mm Aleación de Aluminio Anodizado



*Ilustración 13 Panel solar TALLMAX TSM-445DE17(II) TRINA SOLAR 445 W.  
Fuente: <https://www.trinasolar.com/lac/product/Tianjing72-de17ml>*

## Inversor

La tensión de salida de los inversores depende de la potencia de este, para mayores potencias, se requieren mayores tensiones. Debido a que las potencias pico a instalar son grandes (146 kWp, 116 kWp y 92 kWp), conviene utilizar inversores de mayor potencia, ya que se puede conseguir un rendimiento eléctrico mayor, así como disminuir el calibre de los conductores y protecciones.

Aunque un inversor de mayor potencia tenga a la salida una tensión mayor que la de la red de trabajo, el análisis económico realizado a dos tipos de inversores arrojó que para las potencias de 146 kWp y 116 kWp conviene utilizar inversores a 480 V y un transformador de bajada con tensión primaria de 480 V y tensión secundaria de 220V para acoplarse a la red eléctrica del sitio. Mientras que para la instalación de 92 kWp conviene utilizar los de 240 V. Dicho estudio se realizó para un inversor de 24 kW a 480 V, y un inversor de 12 kW a 240 V. Resulta, que utilizar los inversores de 24 kW reduce el costo de inversores (ya sumando el costo del transformador) a casi la mitad resultante de utilizar los de 12 kW.

Por lo que, para el diseño final se hace uso de dos tipos de inversores de la marca Fronius, los modelos son de la línea Symo Advance: SYMO 12.0-3 208-240 (Ilustración 14) y SYMO 24.0-3 480 (Ilustración 15).

#### Inversor Fronius Symo Advance 12.0-3 208-240



##### INPUT DATA

Number of MPPT	2
Recommended PV Power (kWp)	9,5 - 15,5 kWp
Max. usable input current	25,0 / 16,5 A
Max. usable input current total (MPPT1 + MPPT2)	41,5 A
Max. array short circuit current (1.5 * I <sub>max</sub> )	37,5 / 24,8 A
Nominal input voltage	350 V
Operating voltage range	200 - 600 V
MPP Voltage Range	300 - 500 V
Max. input voltage	600 V
Integrated DC string fuse holders	NA

##### OUTPUT DATA

Max. output power 480 V	NA
Max. output power 240 V	11995 VA
Max. output power 208 V	11995 VA
Output configuration	3~ NPE 208 / 240 V
Frequency range	45 - 65 Hz
Nominal operating frequency	60 Hz
Total harmonic distortion	< 1,75 % 1,75% <sup>THD</sup>
Power factor range	0 - 1 ind./cap.
Max. continuous output current 480 V	NA
Max. continuous output current 240 V	28,9 A
Max. continuous output current 208 V	33,3 A
OCPD/AC breaker size 480 V	NA
OCPD/AC breaker size 240 V	40 A
OCPD/AC breaker size 208 V	45 A
Max. efficiency	97 %
CEC efficiency 480 V	NA
CEC efficiency 240 V	96,5 %
CEC efficiency 208 V	96,5 %

Ilustración 14 Inversor Fronius SYMO 12.0-3 208-240.  
Fuente: [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

#### Inversor Fronius Symo Advance 24.0-3 480



##### INPUT DATA

Number of MPPT	2
Recommended PV Power (kWp)	19,0 - 31,0 kWp
Max. usable input current	33,0 / 25,0 A
Max. usable input current total (MPPT1 + MPPT2)	51 A
Max. array short circuit current (1.5 * I <sub>max</sub> )	49,5 / 37,5 A
Nominal input voltage	720 V
Operating voltage range	200 - 1000 V
MPP Voltage Range	500 - 800 V
Max. input voltage	1000 V
Integrated DC string fuse holders	6- and 6+

##### OUTPUT DATA

Max. output power 480 V	23995 VA
Max. output power 240 V	NA
Max. output power 208 V	NA
Frequency range	45 - 65 Hz
Nominal operating frequency	60 Hz
Total harmonic distortion	< 1,0 % 1,0% <sup>THD</sup>
Power factor range	0 - 1 ind./cap.
Max. continuous output current 480 V	28,9 A
Max. continuous output current 240 V	NA
Max. continuous output current 208 V	NA
OCPD/AC breaker size 480 V	40 A
OCPD/AC breaker size 240 V	NA
OCPD/AC breaker size 208 V	NA
Max. efficiency	98 %
CEC efficiency 480 V	97,5 %
CEC efficiency 240 V	NA
CEC efficiency 208 V	NA

Ilustración 15 Inversor Fronius SYMO 24.0-3 480.  
Fuente: [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

### 3.2.2 Máxima potencia pico

El consumo de energía promedio del inmueble es de 3,915 kWh por día, para satisfacer el 100% de la energía, sería necesario instalar 1,964 módulos fotovoltaicos de 445 W, que equivalen a 873.98 kWp.

$$M = 1.25 \frac{3915000 \text{ Wh/d}}{(445 \text{ W})(5.6 \text{ h/d})} = 1963.78 = 1964$$

Sin embargo, la capacidad límite de instalación para SFV-I es menor a 500 kWp, por lo que, la capacidad a instalar se limita a un máximo de 500 kWp, equivalente a 1,123 módulos fotovoltaicos de 445 W. Esto quiere decir que se puede satisfacer hasta el 57.21% de la energía eléctrica del plantel sin necesidad de permisos especiales ante la CRE. Para definir la potencia exacta de la instalación, se procede al dimensionamiento y diseño eléctrico del sistema.

## 3.3 Dimensionamiento y diseño eléctrico

En esta sección se abordan los cálculos y designación de la distribución de módulos, la configuración de los arreglos fotovoltaicos y los dispositivos eléctrico-mecánicos necesarios para el sistema fotovoltaico.

### 3.3.1 Sembrado de placas

La distribución de los MFV estará dividida en 4 fases como se ha mencionado anteriormente, éstas, están limitadas por las áreas de los techos de cada uno de los edificios.

Para obtener la distribución física óptima de los MFV es necesario tomar en cuenta las siguientes restricciones:

- Las dimensiones del MFV son 2102 × 1040 × 35 mm.
- La altura solar más baja se tiene en el mes de diciembre y corresponde a 47.24°.
- Pasillos de mantenimiento con un mínimo de 60 cm de ancho.
- La NOM-009-STPS-2011 establece que se debe limitar la distancia de desplazamiento del trabajador hacia cualquier borde peligroso a no menos de 120 cm.

Los edificios A, B y C son simétricos, es importante saber que el techo de este tipo de edificio es de dos aguas invertida, una de las pendientes corresponde a  $4^\circ$  y la otra a  $15^\circ$ . El edificio tiene un acimut de  $14^\circ$  y cuenta con una superficie máxima de  $1,499 \text{ m}^2$  para la distribución de los MFV (Ilustración 16).

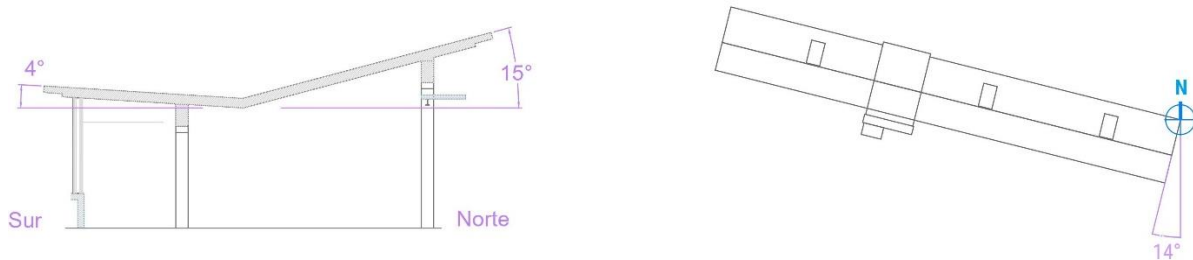


Ilustración 16 Orientación de los edificios A, B y C. Fuente: Elaboración propia.

Los edificios D y E conforman una misma edificación, por lo que se toma como una misma área, ésta es una superficie horizontal, con un acimut de  $-60^\circ$ . Dispone de una superficie máxima de  $1,700 \text{ m}^2$  para la distribución de los MFV (Ilustración 17).

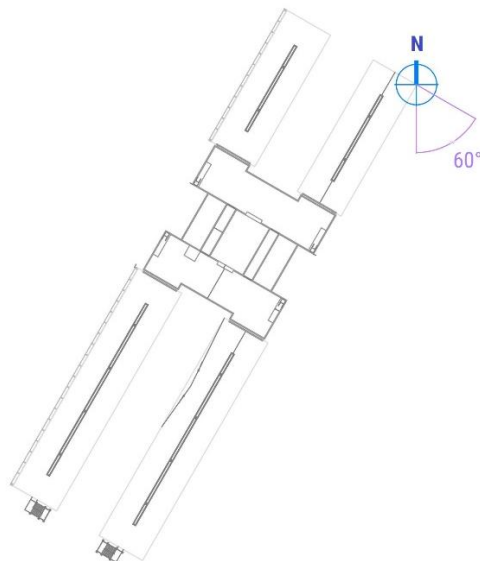


Ilustración 17 Orientación edificios D y E. Fuente: Elaboración propia.

Con estos parámetros se analizan las características físicas de cada superficie y se define la cantidad de módulos y su distribución en los edificios, dando un total de 1,123 MFV (499.73 kWp) para las 4 fases del proyecto, quedando distribuidos como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2 Distribución de módulos por cada fase del proyecto

	Fase 1		Fase 2		Fase 3		Fase 4
Potencia total (kW)	145.96		261.66		407.62		499.73
Potencia por instalar (kWp)	145.96		115.7		145.96		92.115
Total MFV	328		260		328		207
Acimut	14°	-166°	14°	-166°	14°	-166°	0°
Inclinación del panel	15°	4°	15°	4°	15°	4°	20°
Pp (kWp)	80.1	65.68	58.74	56.96	80.1	65.68	92.115
#MFV	180	148	132	128	180	148	207

### 3.3.1.1 Fases 1 y 3: Edificios A y C

Como los edificios A y C son simétricos y, además, tienen la misma superficie para instalación de los MFV disponible, se plantea la misma distribución para ambos.

#### 3.3.1.1.1 Análisis de sombras

Se tienen dos obstáculos al centro de la superficie, como se muestra en la Ilustración 18:

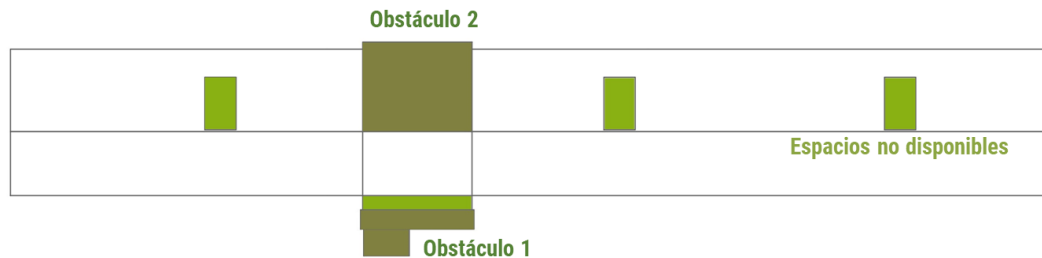


Ilustración 18 Área de trabajo de los edificios A, B y C.  
Fuente: Elaboración propia.

El obstáculo 1 tiene una altura de 330 cm, con trigonometría básica y una altura solar de 47.24°, se obtiene una sombra máxima de 305 cm sobre un acimut de 180°.

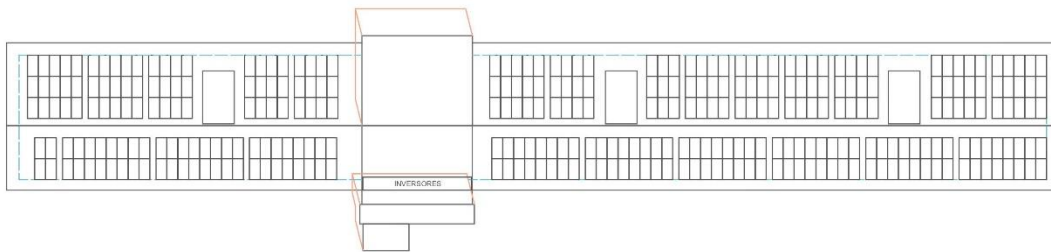
$$S_1 = \frac{h_1}{\tan(\alpha)} = \frac{330}{\tan(47.24)} = 305.15 \text{ cm}$$

El obstáculo 2 tiene una altura de 290 cm, lo que corresponde a una sombra de 268 cm.

$$S_2 = \frac{h_2}{\tan(\alpha)} = \frac{290}{\tan(47.24)} = 268.16 \text{ cm}$$

### 3.3.1.1.2 Distribución de módulos

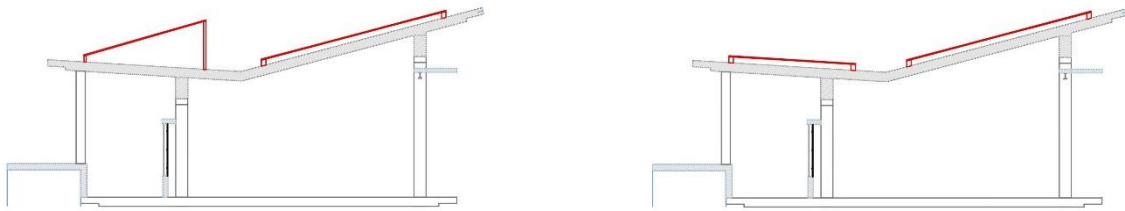
Para encontrar la distribución óptima de los módulos en la superficie disponible se utilizó AutoCAD. En diferentes planos se distribuyeron diversos bloques de MFV a lo largo del techo, cambiando número de filas y columnas e intercalando en posición horizontal y vertical. Al final, la distribución más viable permite colocar hasta 331 módulos, pero se restringe el número a 328 para la distribución de las cadenas como se muestra en la Ilustración 19.



*Ilustración 19 Distribución de módulos para edificios A y C.  
Fuente: Elaboración propia.*

El techo con inclinación de 15° se tiene hacia el sur, por lo que se decidió que la mejor opción es colocar los módulos en estructuras coplanares en esta sección. En cuanto a la parte con inclinación de 4°, el módulo quedaría viendo hacia el norte, por lo que se realizó una simulación en Helioscope para comparar la producción que tendría utilizar una estructura a 20° con mira al sur y la producción generada colocando los módulos en estructuras coplanares al techo (Ilustración 20).

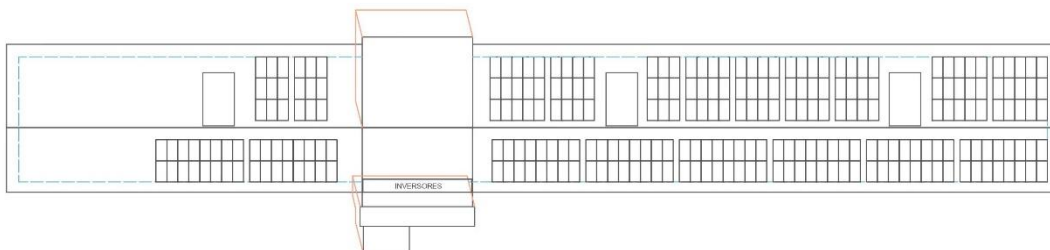
La simulación arroja que tienen casi la misma producción, por lo que se decidió por simplicidad y costo, que los paneles de 4° se colocarán con estructuras coplanares también, debido a que de esta forma producen solo un 0.37% menos energía que con estructuras a 20° (**Anexo F**).



*Ilustración 20 Vista lateral del edificio A para análisis de la inclinación del techo.  
Fuente: Elaboración propia.*

### 3.3.1.2 Fase 2: Edificio B

El edificio B también es simétrico a los edificios A y C, sin embargo, se debe reducir el área disponible debido a que compartirá espacio con un sistema de calentamiento solar de agua, por lo que la cantidad de módulos se restringe a 260 (Ilustración 21).



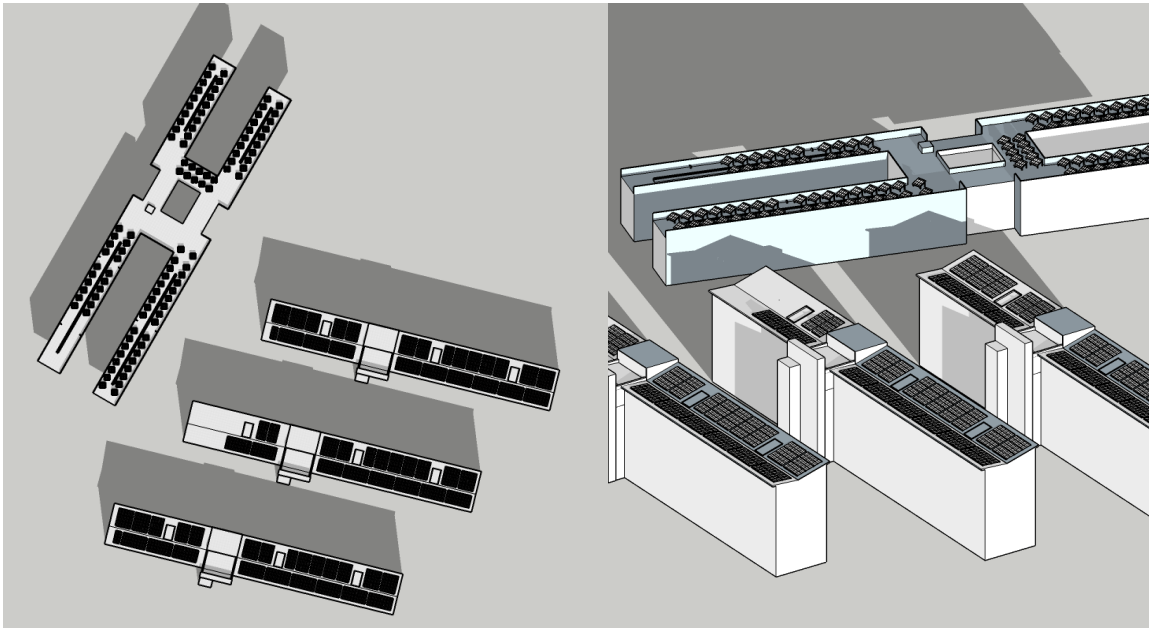
*Ilustración 21 Distribución de módulos para edificio B.  
Fuente: Elaboración propia.*

### 3.3.1.3 Fase 4: Edificios D y E

Como se mencionó anteriormente, los edificios D y E se toman como una misma área dentro de la que se encuentran 4 tragaluzes y un domo central, como restricción, se pide no tapar por completo estas entradas de luz.

### 3.3.1.3.1 Análisis de sombras

Lo principal es conocer si los edificios A, B y C (con 22 m de altura, en su esquina más alta) sombrean a los edificios D y E (11 m de altura) debido a que están delante de ellos y son dos veces más grandes, para esto, se utilizó el modelo 3D realizado en SketchUp del inmueble.



*Ilustración 22 Modelo 3D del plantel San Lorenzo Tezonco a) Sombra entre edificios el 21 de diciembre a las 12:00 pm b) Sombra entre edificios el 21 de diciembre a las 6:40 am.  
Fuente: Elaboración propia.*

Como se aprecia en la Ilustración 22, la sombra entre edificios no representa ningún obstáculo entre ellos, el análisis también se realizó en horarios donde se tiene la altura solar más baja, y la sombra no alcanza a tocar los paneles, por lo que se procede al análisis de sombras a nivel del techo.

El obstáculo 1, corresponde a un pretil colocado a la orilla de todo el edificio, mientras que el obstáculo 2 corresponde a un domo que sobresale de la horizontal. También se tienen cuatro tragaluzes a lo largo del edificio, pero no generan sombras porque quedan por debajo de la estructura de los módulos.

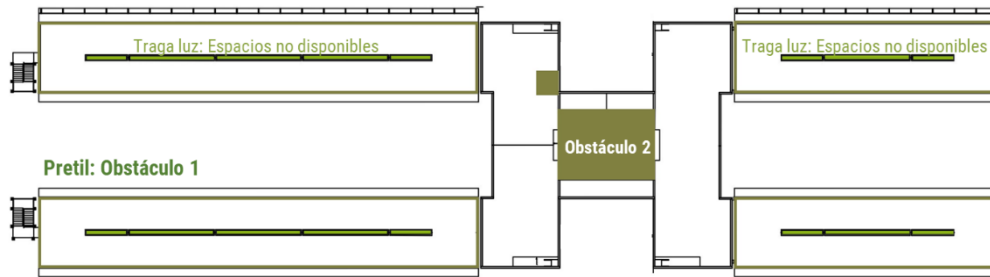


Ilustración 23 Área de trabajo de los edificios D y E.  
Fuente: Elaboración propia.

Tanto el obstáculo 1 como el 2, tienen una altura de 170 cm (Ilustración 23), por lo que producen una sombra máxima de 157 cm sobre un acimut de 0°.

$$S = \frac{h}{\tan(\alpha)} = \frac{170}{\tan(47.24)} = 157.20 \text{ cm}$$

En cuanto a la sombra entre módulos, se consideran estructuras para dos módulos continuos en posición vertical, inclinados 20° respecto a la horizontal con un acimut de 0° (Ilustración 24). Tomando en cuenta la recomendación de que para superficies horizontales debe haber al menos 0.6 m de distancia entre el techo y a la parte más baja del módulo.

Utilizando trigonometría se puede obtener una distancia mínima de 66.5 cm entre módulos para evitar sombreado:

$$d = \frac{2102 \text{ sen}(20) \text{ sen}(\alpha')}{\text{sen}(\alpha)} = \frac{718.92 \text{ sen}(42.76)}{\text{sen}(47.24)} = 664.79 \approx 665$$

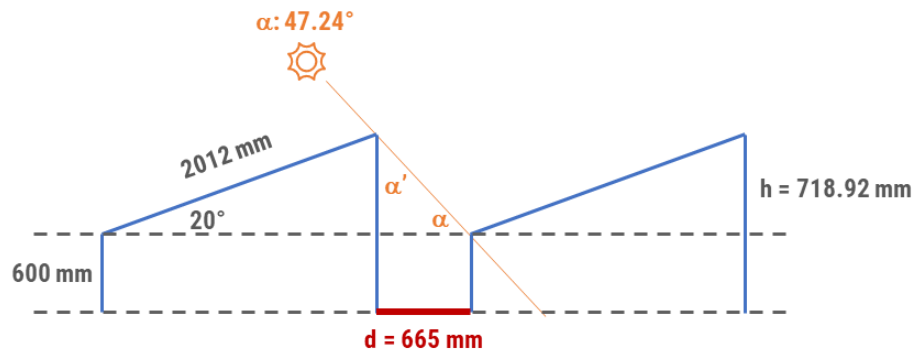
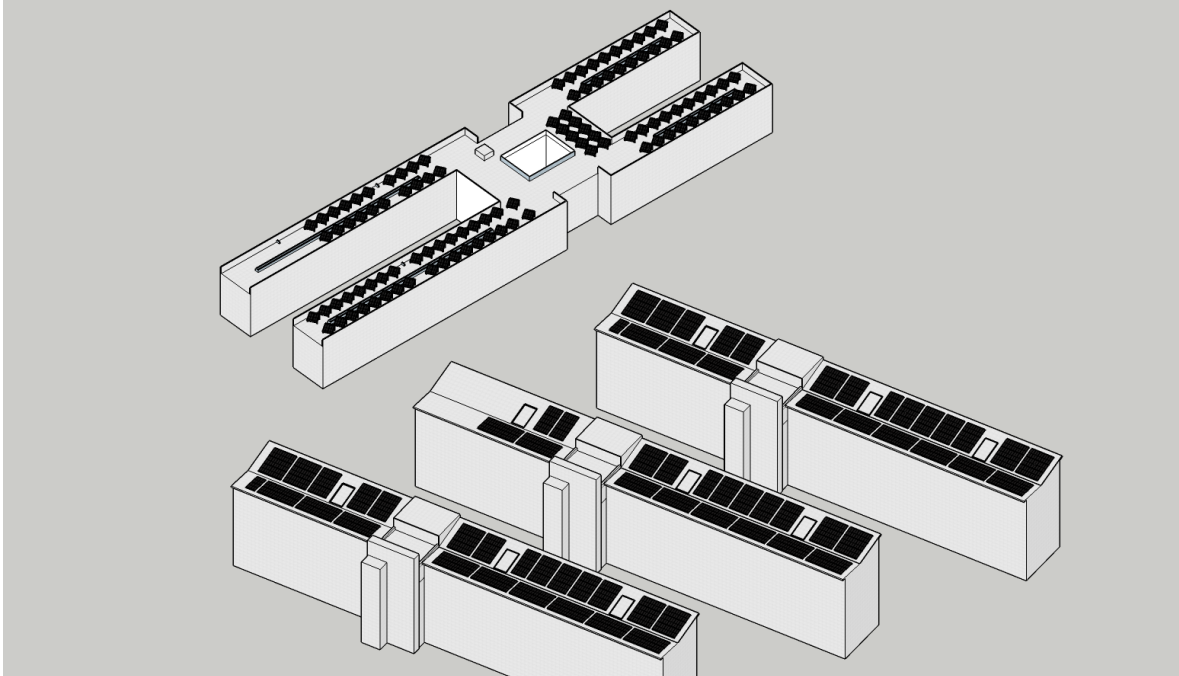


Ilustración 24 Distancia entre módulos para edificios D y E.  
Fuente: Elaboración propia.

Con lo que finalmente se tiene la composición de 4 zonas con módulos fotovoltaicos correspondientes a los techos de los edificios A, B, C, D y E del inmueble, quedando la distribución como la Ilustración 25:



*Ilustración 25 Conjuntos fotovoltaicos.  
Fuente: Elaboración propia*

#### 3.3.1.3.2 Distribución de módulos

Se planteó la posibilidad de colocar los módulos en la misma dirección que el edificio, para esto, se evaluó la producción energética con Helioscope (**Anexo F**) bajo esta distribución y se hizo la comparación colocando los módulos al sur. Los módulos orientados a la dirección del techo pierden un 8.3% de eficiencia respecto a los orientados al sur, ya que los orientados al sur producen más kWh por cada kWp instalado.

Para alcanzar los 1,123 módulos (límite máximo para la instalación), se deben colocar 207 módulos más, quedando distribuidos como se ejemplifica en la Ilustración 26:

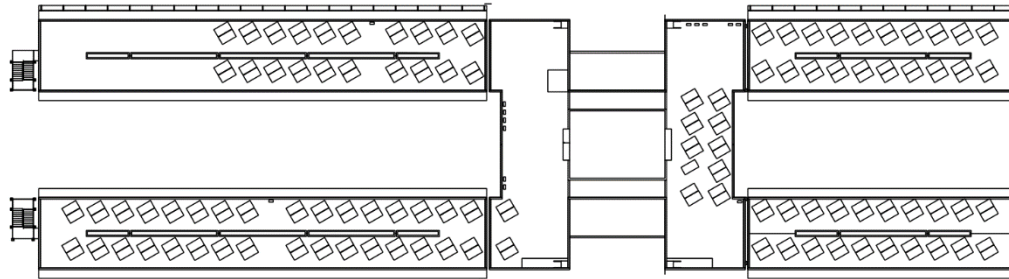


Ilustración 26 Distribución de módulos para edificios D y E.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.3.2 Configuración de los arreglos fotovoltaicos

Para dimensionar el tamaño de las cadenas y arreglos fotovoltaicos, es necesario conocer la tensión máxima de circuito abierto del MFV para obtener el número máximo y mínimo de MFV que pueden componer una cadena. Para esto, se realizan los siguientes cálculos:

#### 3.3.2.1 Tensión máxima de circuito abierto

Debido al comportamiento de las celdas, la tensión máxima de circuito abierto del MFV ocurre cuando los MFV están más fríos, es decir, en la mínima temperatura ambiente del sitio.

Para calcular la  $V_{oc}$  máxima, primero se obtiene la temperatura mínima de trabajo de la celda con la temperatura mínima del sitio y los parámetros de trabajo del MFV bajo condiciones a temperatura nominal de funcionamiento (NMOT).

$$T_{cmin} = T_{min} + G \frac{NMOT - T_{NMOT}}{G_{NMOT}} = 3.27 + 200 \frac{41 - 20}{800} = 8.52 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Con la temperatura mínima de funcionamiento, se calcula la  $V_{oc}$  máxima del módulo, ahora utilizando los parámetros de funcionamiento en condiciones estándar.

$$V_{ocmax} = V_{oc} - \beta(T_{cmin} - T_{STC}) = 49.4 - (0.32 \times 10^{-3})(8.52 - 25) = 49.4052 \text{ V}$$

Donde  $\beta$  es el coeficiente de temperatura de la celda.

Para calcular la cantidad de módulos en serie que puede tener la CFV para que trabaje dentro del rango de búsqueda del MPPT, se debe considerar la tensión máxima de circuito abierto en la máxima

temperatura ambiente, ya que, debido al comportamiento de la celda, cuando más caliente se encuentre, menor será su tensión.

$$T_{cmax} = T_{max} + G_{max} \frac{NMOT - T_{NMOT}}{G_{NMOT}} = 33.55 + 1000 \left( \frac{41 - 20}{800} \right) = 59.8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V_{ocmaxp} = V_{oc} - \beta(T_{cmax} - T_{STC}) = 49.4 - (0.32 \times 10^{-3})(59.8 - 25) = 49.3888 \text{ V}$$

Para definir el número máximo de módulos en serie, se debe hacer un ajuste al  $V_{oc}$  del MFV con base en la Tabla 690-7 de la NOM-001-SEDE-2012 “Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalino y multicristalino”. Según la tabla y con una temperatura ambiente mínima de 3.27 °C, el factor de corrección corresponde a 1.1, porque lo que el  $V_{oc}$  para el cálculo en serie debe ser:

$$V_{oc} = V_{ocMFV} * 1.1 = 49.4 (1.1) = 54.34 \text{ V}$$

### 3.3.2.2 Cadenas para el inversor de 24 kW

Para el cálculo de las CFV en el inversor de 24 kW se utilizan los parámetros de diseño del inversor presentados en la Tabla 3.

Tabla 3 Parámetros de entrada del inversor SYMO 24.0-3 480

No. de MPPT	2	Tensión arranque	200 V
Isc máxima por MPPT	37.50 A	Vmax entrada	1000 V
I <sub>max</sub> (MPPT1+MPPT2)	51 A	Rango op. MPPT	500-800 V

Los arreglos fotovoltaicos (AFV) deben cumplir las siguientes características:

- La tensión de la CFV no debe ser mayor a la  $V_{max}$  de entrada del inversor.
- Buscar que la tensión de diseño de la CFV se encuentre dentro del rango de operación del MPPT.
- La corriente de circuito abierto no debe ser mayor a la máxima  $I_{sc}$  máxima por MPPT. En caso de usar ambos MPPT, la suma de las dos entradas no debe rebasar  $I_{max}$  (MPPT1+MPPT2).

Bajo estas restricciones, las cadenas fotovoltaicas pueden tener un mínimo de 11 módulos y un máximo de 16 para trabajar en el rango del MPPT, sin embargo, el inversor se puede sobredimensionar hasta un máximo de 18 módulos en serie.

$$S_{max} = \frac{V_{max}}{V_{oc}} = \frac{1000}{54.34} = 18.40$$

$$S_{maxMPPT} = \frac{V_{maxMPPT}}{V_{ocmax}} = \frac{800}{49.4052} = 16.19$$

$$S_{minMPPT} = \frac{V_{minMPPT}}{V_{ocmaxp}} = \frac{500}{49.3888} = 10.12$$

En cuanto a los AFV, se puede conectar un máximo de 3 cadenas en paralelo en un MPPT, siempre y cuando no se rebase un máximo de 4 cadenas en paralelo entre todos los MPPT.

$$P_{maxMPPT} = \frac{I_{scmax}}{I_{sc}} = \frac{37.5}{11.46} = 3.27$$

$$P_{max} = \frac{I_{max}}{I_{sc}} = \frac{51}{11.46} = 4.45$$

### 3.3.2.3 Cadenas para el inversor de 12 kW

Para el cálculo de las CFV en el inversor de 12 kW se utilizan parámetros de diseño del inversor presentados en la Tabla 4.

Tabla 4 Parámetros de entrada del inversor SYMO 12.0-3 240

No. de MPPT	2	Tensión arranque	200 V
Isc máxima por MPPT	24.8 A	Vmax entrada	600 V
I <sub>max</sub> (MPPT1+MPPT2)	41.5 A	Rango op. MPPT	300-500 V

Para este caso, las cadenas fotovoltaicas pueden tener un mínimo de 7 módulos y un máximo de 10 para trabajar en el rango del MPPT, sin embargo, el inversor se puede sobredimensionar hasta un máximo de 11 módulos en serie.

$$S_{max} = \frac{V_{max}}{V_{oc}} = \frac{600}{54.34} = 11.04$$

$$S_{maxMPPT} = \frac{V_{maxMPPT}}{V_{ocmax}} = \frac{500}{49.4052} = 10.12$$

$$S_{minMPPT} = \frac{V_{minMPPT}}{V_{ocmaxp}} = \frac{300}{49.3888} = 6.07$$

En cuanto a los AFV, se puede conectar un máximo de 2 cadenas en paralelo en un MPPT, siempre y cuando no se rebase un máximo de 3 cadenas en paralelo entre todos los MPPT.

$$P_{maxMPPT} = \frac{I_{scmax}}{I_{sc}} = \frac{24.8}{11.46} = 2.16$$

$$P_{max} = \frac{I_{max}}{I_{sc}} = \frac{41.5}{11.46} = 3.62$$

### 3.3.2.4 Arreglos fotovoltaicos

Con base en las restricciones anteriores para número de módulos en serie y paralelo, tenemos diferentes distribuciones para cada una de las fases del diseño.

#### 3.3.2.4.1 Fases 1 y 3

Las fases 1 y 3, están integradas por 4 AFV de 2 cadenas de 17 módulos y 6 AFV de 2 cadenas de 16 módulos conectados a 5 inversores de 24 kW; esto se ejemplifica mejor en la Ilustración 27, que corresponde al diagrama esquemático del arreglo.

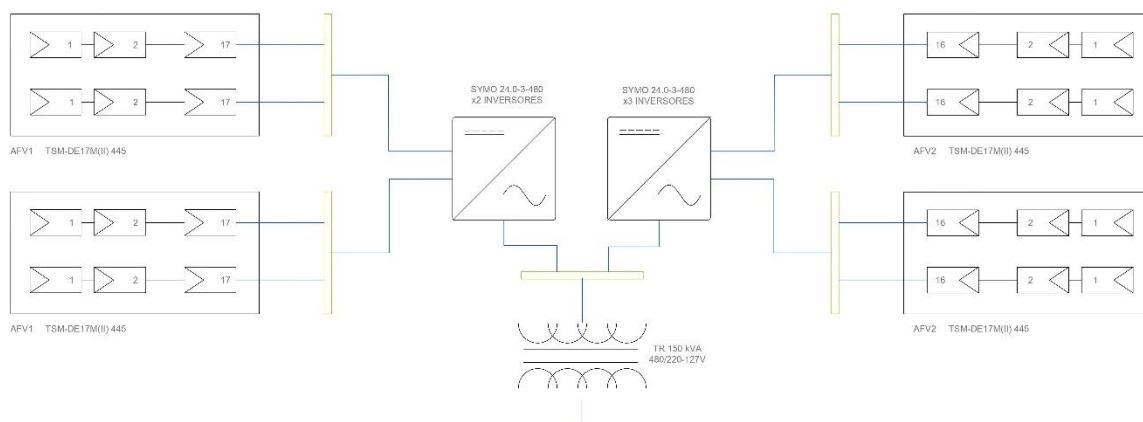


Ilustración 27 Diagrama esquemático Fase 1.  
Fuente: Elaboración propia

### 3.3.2.4.2 Fase 2

La fase 2 está integrada por 2 AFV de 2 cadenas de 17 módulos y 6 AFV de 2 cadenas de 16 módulos conectados a 4 inversores de 24 kW como se muestra en la Ilustración 28.

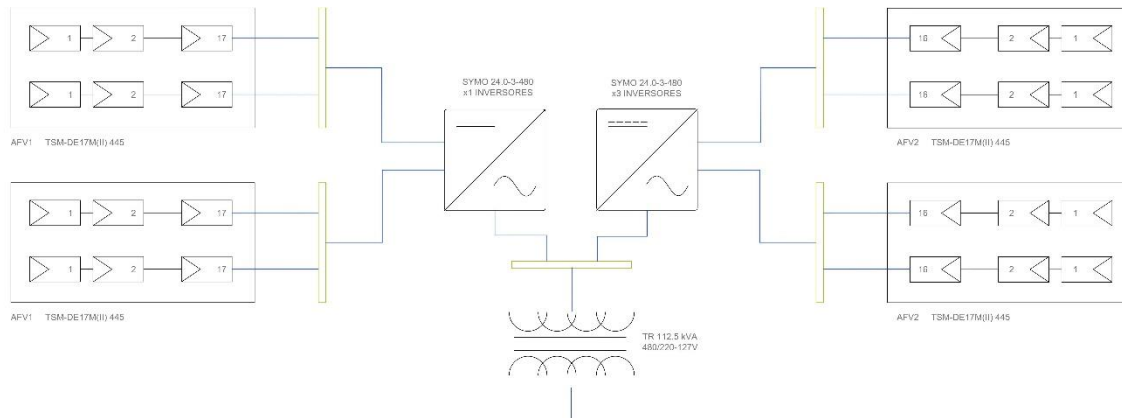


Ilustración 28 Diagrama esquemático Fase 3.  
Fuente: Elaboración propia

### 3.3.2.4.3 Fase 4

Por último, la fase 4 se encuentra integrada por 6 AFV de 2 cadenas de 10 módulos, 6 CFV de 10 módulos, 1 AFV de 2 cadenas de 9 módulos y una cadena de 9 módulos conectados a 7 inversores de 12 kW como se muestra en la Ilustración 29.

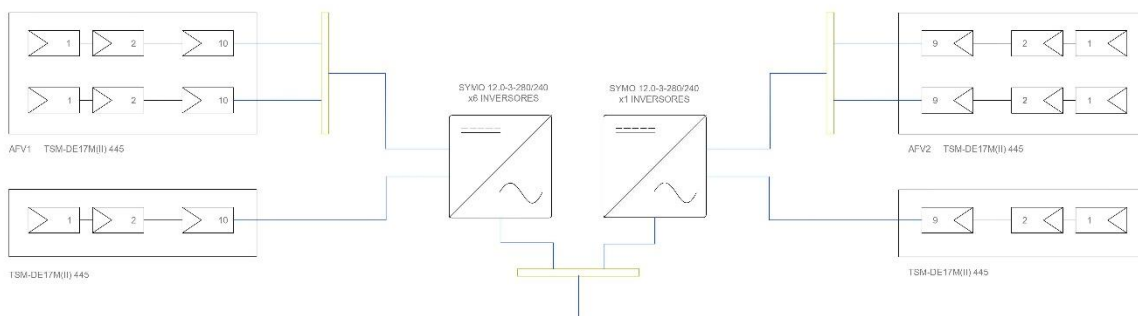


Ilustración 29 Diagrama esquemático Fase 4.  
Fuente: Elaboración propia

Para el caso de la fase 4 no se requiere de un transformador debido a que la salida de los inversores son a 220 V, por lo que, la salida de los 7 inversores son el punto de acomplamiento a la red eléctrica del plantel.

### 3.3.3 Dispositivos de seguridad en DC

A continuación, se analizan los dispositivos de seguridad que exige la NOM-001-SEDE-2012 para sistemas fotovoltaicos, de esta manera, se presentan los diagramas unifilares con todos los componentes necesarios para los SFV de cada una de las fases, tomando en cuenta que:

- Se requiere de un protector contra corrientes de retorno (PCR) en cada uno de los conductores del circuito de salida de los AFV que se conecten en paralelo a un block metálico (BM), para evitar corrientes de retorno que puedan presentarse si algún MFV se sombrea.
- Cada fuente de generación debe tener un medio de desconexión que la aisle eléctricamente de las demás, por lo que cada fuente fotovoltaica, cadena, sub-arreglo o arreglo debe tener un medio de desconexión.
- Cada circuito de salida del AFV debe tener un sistema de protección contra descargas atmosféricas (PDA).
- Todos los elementos de seguridad requeridos por la norma deben estar contenidos dentro de una caja hermética para las condiciones ambientales donde se instale.
- Todas las partes metálicas expuestas deben aterrizarse, esto incluye el marco de los MFV, la estructura de montaje, cajas metálicas o cualquier parte metálica que no esté diseñada para conducir electricidad y que forme parte de la instalación fotovoltaica.

#### 3.3.3.1 Medios de desconexión

De acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012 los circuitos de salida en CD deben tener un medio de protección cuya ampacidad sea 1.56 veces la  $I_{sc}$  de dicho circuito.

##### 3.3.3.1.1 Medio de desconexión del circuito de salida de la cadena fotovoltaica

Este circuito es la salida de la CFV, por lo que, la  $I_{sc}$  es la correspondiente a los MFV. Como medio de desconexión para estos conductores, se propone usar un portafusibles desconector con aislamiento a

1000V de la marca ABB modelo E90 PV y un fusible de acción rápida para CC de la misma marca, modelo E9F20 PV.

La ampacidad para el fusible debe ser la inmediata superior en su oferta comercial a 17.87 A, por lo que se utiliza fusible de 20 A.

$$I_F = I_{CFV} * 1.56 = 11.46 * 1.56 = 17.87 A$$

### 3.3.3.1.2 Block metálico de potencia

Los arreglos fotovoltaicos (cadenas en paralelo) se conectan eléctricamente en un block metálico de paralelismo, también llamado block de potencia. La ampacidad de dicho block también debe ser 1.56 veces la  $I_{sc}$  del AFV. Para las diferentes fases se tienen 6 tipos de AFV, que varían en arreglos de 2 cadenas en paralelo.

$$I_{BM} = 2(I_{CFV}) * 1.56 = 2(11.46) * 1.56 = 35.75 A$$

La ampacidad para el BM debe ser la inmediata superior en su oferta comercial, por lo que se busca que sea mayor a 35.74 A. Se eligió el modelo DBL80 de la marca ABB, que maneja una ampacidad de 80 A y una tensión máxima de 1,000 V.

### 3.3.3.1.3 Medio de desconexión del circuito de salida del arreglo fotovoltaico

El circuito de salida del AFV parte del block de potencia, por lo que la corriente en consideración es la  $I_{BM}$ . Para la elección del medio de desconexión, se debe elegir el valor comercial inmediato superior a 35.75 A. Se eligió el desconectador OTDC100E11P de la marca ABB, que maneja una ampacidad de 100 A y una tensión máxima de 1,000 V.

### 3.3.3.2 Protección contra descargas atmosféricas

Los dispositivos que sirven para prevenir que una descarga atmosférica dañe a los equipos electrónicos se les llama comúnmente supresor de picos, estos son dispositivos de estado sólido como pueden ser los varistores o tubos de descarga. La tensión del varistor debe ser 1.25 veces la máxima tensión del arreglo fotovoltaico.

Como tenemos 4 arreglos diferentes, se debe realizar el cálculo para cada uno de ellos.

Tabla 5 Valores de los dispositivos de protección contra descargas atmosféricas

Arreglo	Tensión del arreglo [V]	Tensión PDA [V]
17 módulos	923.78	1154.72
16 módulos	869.44	1086.80
10 módulos	543.40	679.25
9 módulos	489.06	611.32

La Tabla 5 muestra la tensión que debe soportar el PDA, por lo que dicha tensión debe ser la inmediata superior en su oferta comercial, a la tensión del varistor, por lo que se eligió el modelo OVRPV T240-1000 de la marca ABB con una tensión máxima de 1,000 V para los arreglos de 10 y 9 MFV, mientras que para los arreglos de 17 y 16 MFV se seleccionó el modelo OVRPV T240-1500 con una tensión máxima de 1,500 V.

### 3.3.3.3 Diagramas unifilares con componentes de protección

Una vez definidos los elementos de protección, se tienen los diagramas unifilares para cada una de las fases del proyecto.

La Ilustración 30 muestra el diagrama correspondiente a las fases 1 y 3, compuestas por 328 módulos y 5 inversores de 24 kW.

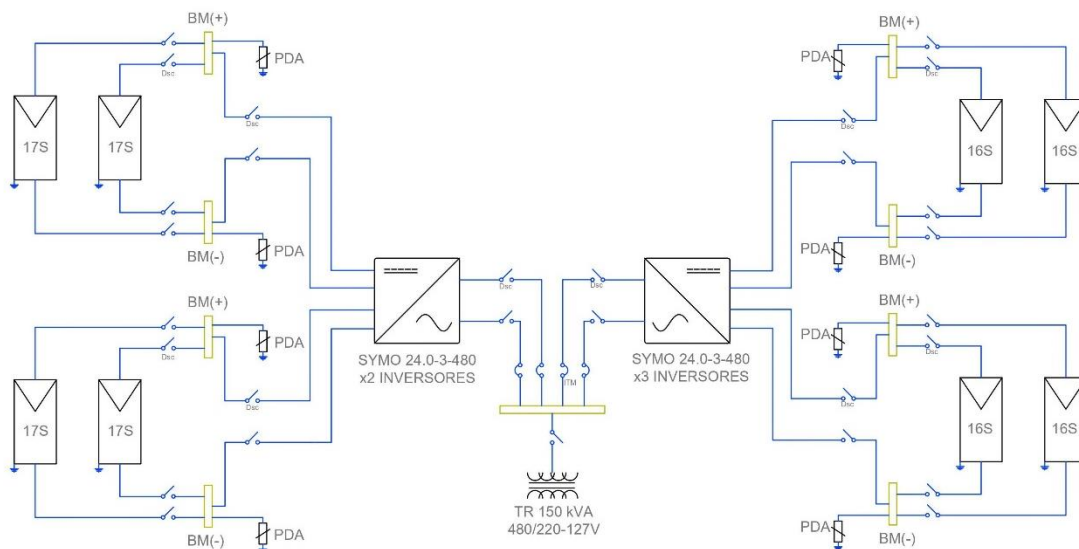
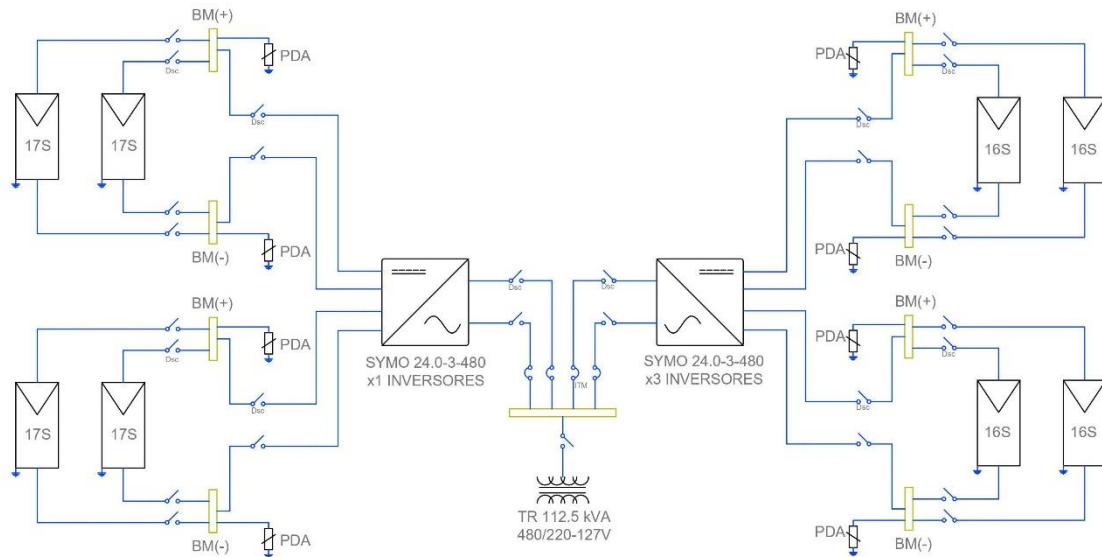


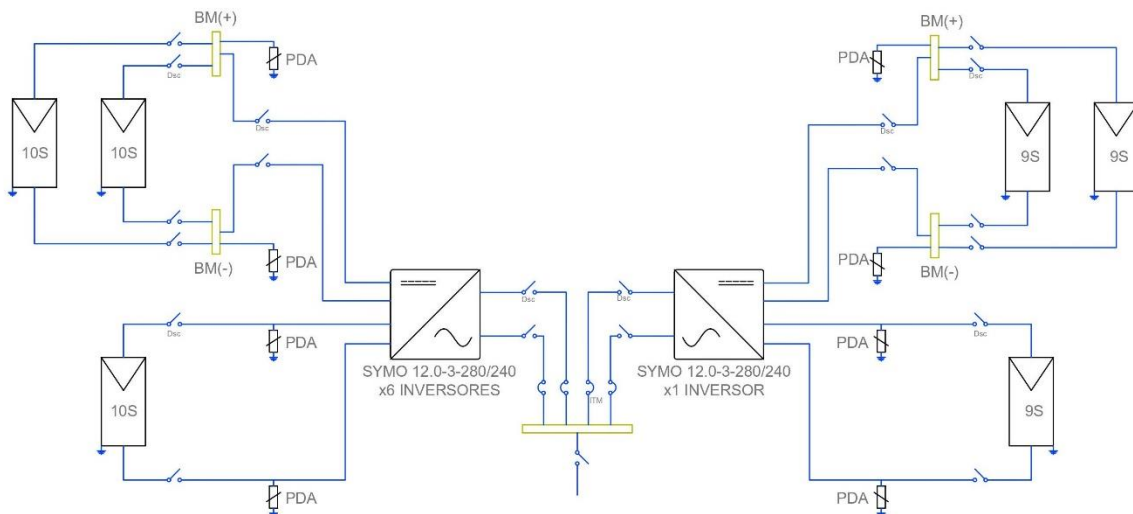
Ilustración 30 Diagrama unifilar con elementos de protección Fases 1 y 3.  
Fuente: Elaboración propia

La Ilustración 29 muestra el diagrama que representa la fase 2 correspondiente al edificio B, quien está conformada por 260 módulos y 4 inversores de 24 kW.



*Ilustración 31 Diagrama unifilar con elementos de protección Fase 2.  
Fuente: Elaboración propia*

Por último, la Ilustración 32 muestra el diagrama de la fase 4, que corresponde a los edificios D y E, está conformado por 207 módulos y 7 inversores de 12 kW.



*Ilustración 32 Diagrama unifilar con elementos de protección Fase 4.  
Fuente: Elaboración propia*

### 3.3.4 Conductores

Los conductores como se ha mencionado anteriormente deben cubrir con los requisitos de la NOM-001-SEDE-2012 tanto para los conductores de corriente alterna, como de corriente directa. A continuación, se presenta la memoria de cálculo para la selección de cada uno de los conductores.

#### 3.3.4.1 Conductores en DC

Para las secciones de DC se seleccionó el uso de cable fotovoltaico apto para instalaciones en techo a la intemperie sin necesidad de canalización.

La ampacidad del conductor debe ser 1.56 veces la corriente de corto circuito, contemplando los factores de ajuste por temperatura y agrupamiento.

El factor de temperatura (FCT) se determina mediante la Tabla 310-15(b)(2)(a) "Factores de corrección basados en una temperatura ambiente de 30°C" en la columna de 60 °C; mientras que el factor de agrupamiento (FCA) se obtiene de la Tabla 310-15(b)(3)(a) "Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable" de la NOM-001-SEDE-2012.

Como solo llevamos dos conductores por charola, el FCA corresponde a 1, y sabiendo que la temperatura máxima ambiente en el sitio es de 33.55 °C, le corresponde un FCT de 0.91.

La ampacidad puede ser calculada mediante la fórmula:

$$I_{amp} = \frac{1.56 I_{cc}}{FCT * FCA}$$

De tal manera, que para el diseño se requieren dos cálculos, uno para la salida de la cadena fotovoltaica y otro para la salida de los arreglos fotovoltaicos.

$$I_{ampCFV} = \frac{1.56 I_{ccCFV}}{FCT * FCA} = \frac{1.56 (11.46)}{0.91(1)} = 19.64 A$$

$$I_{ampAFV} = \frac{1.56 I_{ccAFV}}{FCT * FCA} = \frac{1.56 (22.92)}{0.91(1)} = 39.29 A$$

Con estos valores y haciendo uso de la Tabla 310-15(b)(16) "Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2,000 volts", se determina el calibre del cable para cada sección. Debido

a que los dos valores de ampacidad son por debajo de 100 A, y según el artículo 110-14(c), se determina el calibre a partir de la columna de 60 °C. Con base en las tablas tendremos cables de 12 AWG para la salida de las CFV y cables de 8 AWG para la salida de los AFV, sin embargo, las recomendaciones eléctricas señalan que lo recomendable es usar cables de 10 AWG, por lo que, el diseño se hará con 10 AWG para las cadenas y 8 AWG para la salida de los arreglos.

No está reglamentado, pero si es una recomendación, limitar la caída de tensión en DC a menos del 2%. Utilizando la Tabla 8 “Propiedades de los conductores” se pueden determinar las caídas de tensión asociadas a determinadas distancias mediante las fórmulas:

$$\Delta V = \frac{R I_{mp} L}{1000} \quad \%V = \frac{\Delta V * 100}{V_{mpAFV}}$$

Donde R es la resistencia del conductor por km de longitud y L el largo del cable. De tal manera que para los conductores que van desde las cajas de combinación a los inversores (8 AWG), tenemos caídas de tensión desde 1.02% hasta 0.05%. Mientras que para los conductores que van desde las CFV a las CC se hicieron dos análisis, uno con AWG de 10 y otro con AWG de 12, encontrando que tenemos caídas de tensión menores con el cable de 10 AWG, cuyos valores oscilan entre 0.61% y 0.05%). Así, en los tramos completos de DC que van desde la salida de las cadenas hasta el inversor, se tienen caídas de tensión entre 1.09% y 0.05%. Para consultar los cálculos de cada uno de los tramos referirse al **Anexo C**.

#### 3.3.4.2 Conductores en AC

En el caso de los conductores en AC, según la NOM-001-SEDE-2012 debe ser 1.25 veces la corriente de salida del inversor. Para tener una sola bajada a la subestación, se unen las salidas de todos los inversores en un tablero y la salida de éste se direcciona a la subestación, por lo que, tenemos dos secciones en AC, del inversor al tablero y del tablero a la subestación.

Para el caso de los conductores en AC se utilizará cable THHW-LS, el cual, debe ir canalizado por lo que se debe considerar un factor de agrupamiento para 4 portadores, ya que se tienen 3 fases, un neutro y la tierra dentro de la misma canalización, dicho factor corresponde a un valor de 0.8, mientras que el factor de temperatura corresponde a 0.91.

Para el caso de los inversores de 24 kW, a la salida se tiene una I nominal de 32.08 A, multiplicado por 1.25, y con los factores de ajuste de temperatura y agrupamiento correspondientes tenemos una ampacidad de 55.08 A, con este valor se selecciona el calibre del conductor con base en la Tabla 310-15(b)(16). Y esto corresponde a un calibre de 6 AWG.

$$I_{nominal} = \frac{P_{inv}}{V_{inv} FP (\sqrt{3})} = \frac{24000}{480 (0.9) (\sqrt{3})} = 32.08 A$$

$$I_{amp} = \frac{1.25 I_{nominal}}{FCT * FCA} = \frac{1.25 (32.08)}{0.91(0.8)} = 55.08 A$$

En cuanto a los inversores de 12 kW, a la salida tienen una corriente nominal de 32.08 A, que resulta en una ampacidad de 55.08, con este valor se selecciona el calibre del conductor con base en la Tabla 310-15(b)(16). Y esto corresponde a un calibre de 6 AWG.

Para los tramos que van desde el punto donde se concentran los inversores a la subestación, se tienen 3 cálculos diferentes, ya que cada fase del diseño tiene una I nominal correspondiente a la cantidad de inversores que lo integra, la Tabla 6 resume las corrientes y los calibres para cada fase.

Tabla 6 Calibres de los conductores por tramo

Fase	Inversores	Potencia [W]	I nominal [A]	Ampacidad [A]	Calibre AWG
Fase 1	5	24000	160.4	275.4	250
Fase 2	4	24000	128.3	220.3	3/0
Fase 3	5	24000	160.4	275.4	250
Fase 4	7	12000	224.5	385.5	500

En cuanto a la caída de tensión, ésta no debe ser mayor a 3% desde el punto de generación hasta el punto de consumo. Para esto, se realizaron los cálculos para cada uno de los tramos que componen el diseño, dando como resultado caídas de tensión en el rango de 0.49% y 0.04% en la sección del inversor al tablero y caídas de 0.61%. 0.64% y 0. 32% en los tramos del tablero a la subestación para las fases 1, 2 y 4 respectivamente. Para consultar los cálculos de cada uno de los tramos referirse al **Anexo D**.

El conductor de tierra se elige con base a la Tabla 250-122 “Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos”. Para el tramo de la salida del inversor se requiere de

un cable calibre 10 AWG; para el tramo hacia las subestaciones de las fases 1, 2 y 3 corresponde un calibre 6 AWG, mientras que para el tramo hacia la subestación de los edificios D y E, corresponde un calibre 4 AWG.

### 3.3.5 Dispositivos de seguridad en AC

De acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012 los circuitos de salida en AC deben tener un medio de protección cuya ampacidad sea 1.25 veces la corriente nominal del circuito, una vez corregida por los factores correspondientes.

Para el caso de la salida de los inversores, se tiene una corriente nominal de 32.08 A y una ampacidad de 55.08 A. Se recomienda colocar una protección diferencial y una protección termomagnética, por lo que se propone utilizar el modelo S200-C63 con una capacidad de 63 A y el modelo F202AC-80 con una capacidad de 80 A, ambos de la marca ABB.

El block metálico de potencia en este caso se utiliza para conjuntar todos los inversores del SFV y tener una sola salida que será la conexión con el transformador. La ampacidad para el BM debe ser superior a la ampacidad en el punto de conexión de los inversores.

Nuevamente se hace uso del modelo DBL80 de la marca ABB, que tiene dos configuraciones, una de repartidor y otro de concentrador, en este caso será utilizado como concentrador.

El SFV de la fase 1, corresponde a una ampacidad de salida de 275.4 A, mientras que la fase 2 corresponde a una ampacidad de 220.3 A, por lo que se propone el uso de DBL400 para fase 1 y el DBL250 para fase 2.

### 3.3.6 Selección de transformador

Debido a que la tensión de salida de los inversores para las fases 1, 2 y 3 del proyecto corresponde a 480 V, es necesario colocar un inversor de bajada con tensión primaria de 480 V y tensión secundaria 220/127 V para poder acoplar el SFV a la red eléctrica del inmueble.

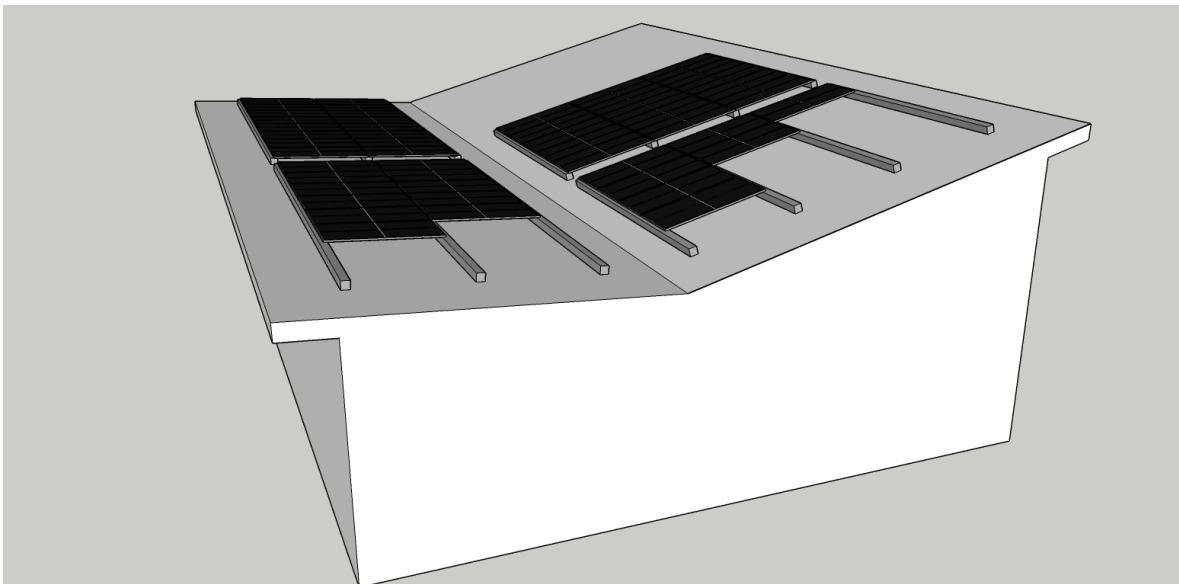
En el caso de las fases 1 y 3, la salida de los 5 inversores entrega un total de 119.97 kVA a su salida, para tener un transformador trabajando al 80% de su capacidad serían necesario un transformador de

194.96 kVA, el comercial más próximo es de 150 kVA con el que se estaría trabajando al 79.98%. Por lo que, a la salida de los inversores se conecta un transformador de 150 kVA con tensión primaria de 480 V y tensión secundaria 220-127 V, la salida de dicho transformador será el punto de acomplamiento a la red eléctrica del plantel.

Por otro lado, la salida de los 4 inversores de la fase 2 entrega un total de 95.98 kVA a su salida, para tener un transformador trabajando al 80% de su capacidad serían necesario un transformador de 119.97 kVA, el comercial más próximo es de 112.5 kVA con el que se estaría trabajando al 85.31%. Por lo que, a la salida de los inversores se conecta un transformador de 112.5 kVA con tensión primaria de 480 V y tensión secundaria 220-127 V, la salida de dicho transformador será el punto de acomplamiento a la red eléctrica del plantel.

### 3.3.7 Estructuras

Para las fases 1, 2 y 3 se utilizan estructuras coplanares al techo. Compuestas por rieles en aleación de aluminio 6061-T6 con tornillería de acero inoxidable. La estructura asegura una resistencia al viento de hasta 177 km/h y tiene un peso aproximado de 23 kg para un arreglo de 12 MFV (3x4).



*Ilustración 33 Sección de edificio A mostrando el acomodo de los rieles de la estructura coplanar.  
Fuente: Elaboración propia.*

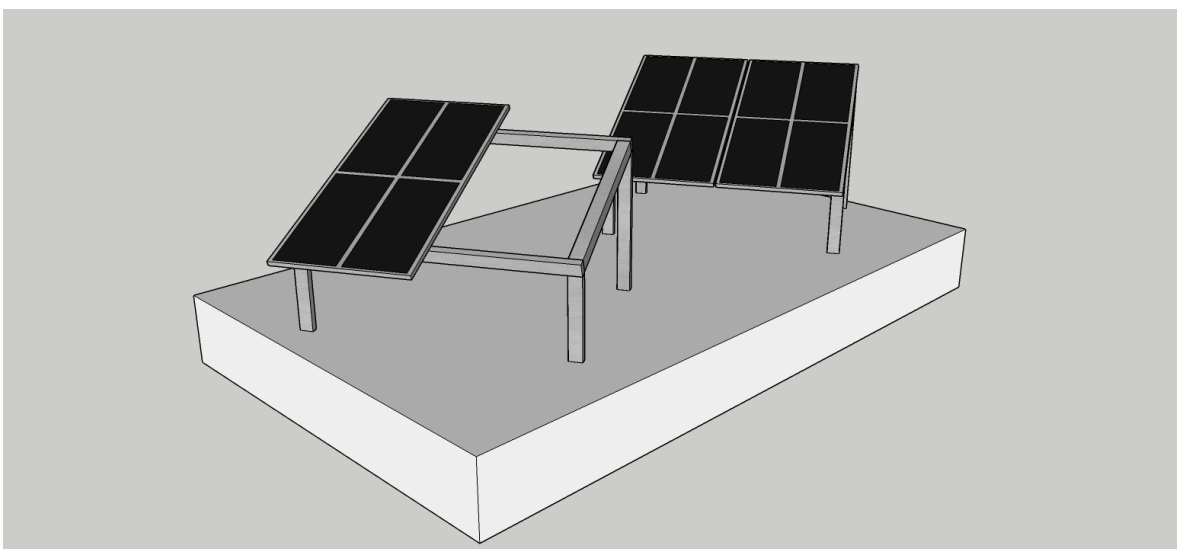
Las estructuras están agrupadas en bloques de tres módulos en posición vertical por tres, cuatro o cinco en posición horizontal como se muestra en la Ilustración 33.

Por su parte, el proveedor de las estructuras muestra algunos ejemplos del montaje de este tipo de estructuras al techo (Ilustración 34).



*Ilustración 34 Ejemplos de estructura coplanar.  
Fuente: Proveedor <http://www.plpmexico.com>*

Para la fase 4 del proyecto se utilizaron estructuras comerciales con 20° de inclinación para dos MFV en posición vertical (Ilustración 35). Compuestas por rieles en aleación de aluminio 6061-T6 con tornillería en acero inoxidable. La estructura asegura una resistencia al viento de hasta 177 km/h y tiene un peso aproximado de 17 kg.



*Ilustración 35 Sección de edificio D mostrando el acomodo de las estructuras inclinadas.  
Fuente: Elaboración propia.*

Las estructuras son para dos módulos y están despegadas del suelo 60 cm. El proveedor proporciona ejemplos de la estructura, pero no son los de dos plazas (Ilustración 36).



Ilustración 36 Ejemplos de estructura inclinada 20°.  
Fuente: Proveedor <http://www.plpmexico.com>

Las ilustraciones 37 y 38 muestran los puntos de interconexión entre el SFV y la subestación del edificio, además de las ubicaciones de los inversores y las cajas de combinación de las cadenas.

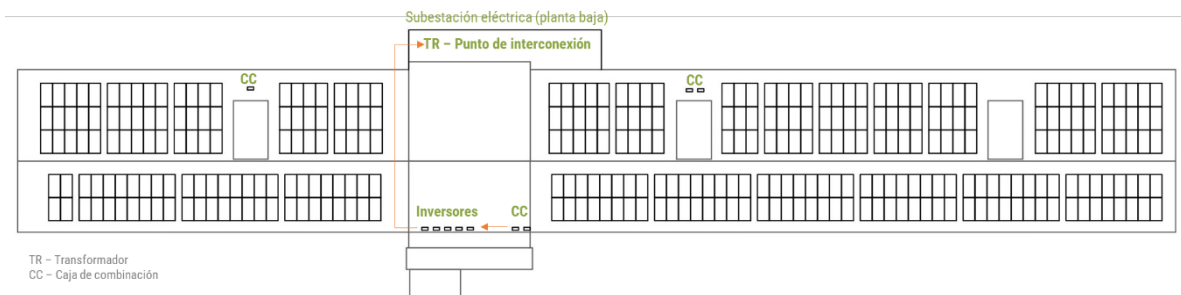


Ilustración 37 Interconexiones del sistema para el edificio A. Fuente: Elaboración propia.

El transformador va dentro de la subestación eléctrica en planta baja, en el caso del edificio D, no se requiere de transformador.

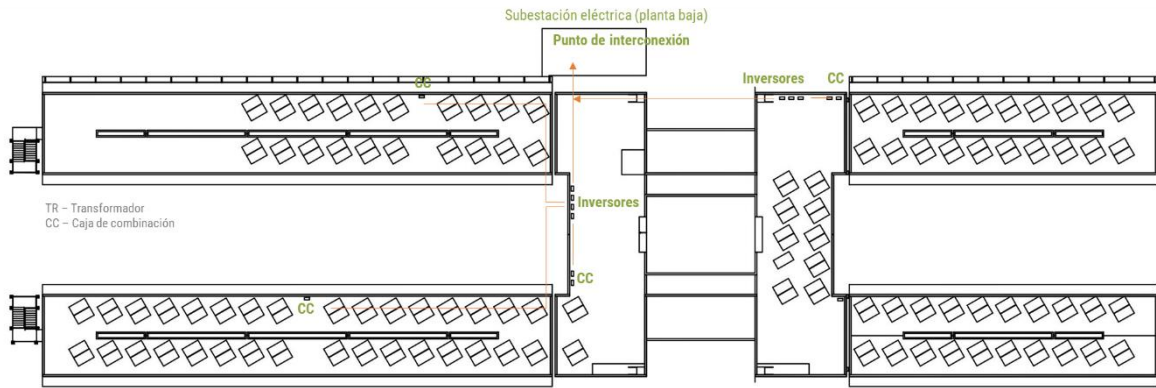


Ilustración 38 Interconexiones del sistema para el edificio D. Fuente: Elaboración propia.

En la ilustración 39 se puede observar la colocación y las proporciones de tamaño/espacio donde se propone colocar los inversores para los edificios A, B y C.

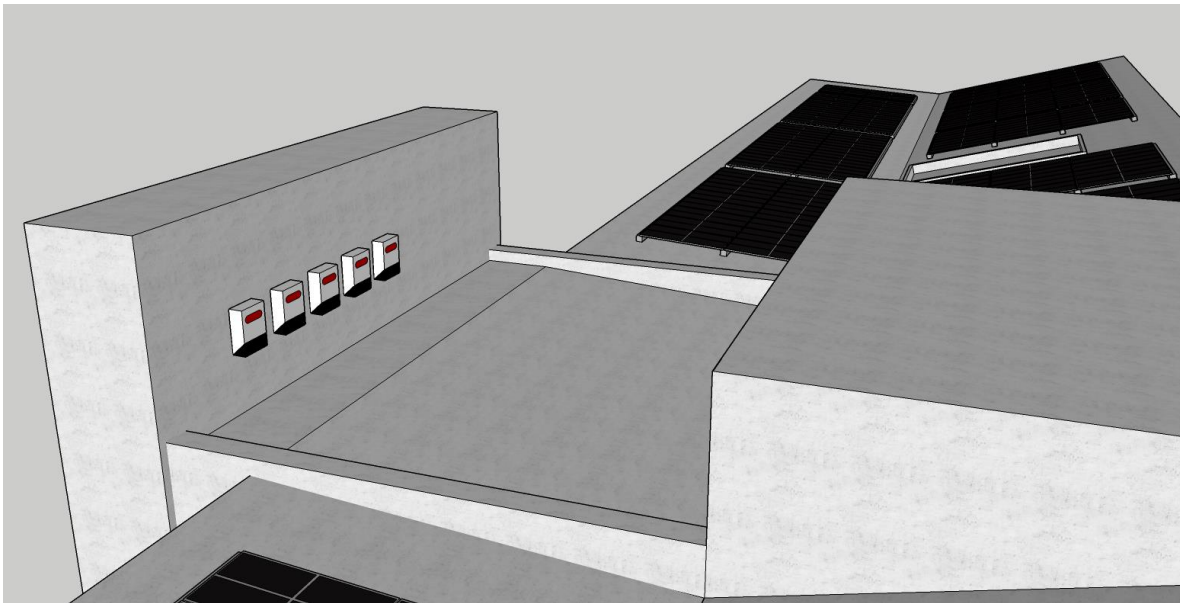


Ilustración 39 Ubicación de inversores edificio A. Fuente: Elaboración propia.

## Capítulo IV. Resultados

El capítulo 4 expone los resultados obtenidos de un análisis energético, económico y ambiental al implementar el sistema fotovoltaico en cuestión.

### 4.1 Estudio energético

El estudio energético muestra la generación anual que implica la implementación del sistema fotovoltaico, además de hacer un desglose en base a la tarifa horaria.

#### 4.1.1 Generación anual

Para el estudio energético se realizó una estimación con el software PVSyst, el cual permite simular un sistema fotovoltaico ingresando los equipos, orientación, condiciones climatológicas, dimensiones de los arreglos y cadenas que se utilizan en el diseño.

Se simuló cada una de las 4 fases del proyecto obteniendo una producción anual de 249.9 MWh/año para la fase 1, 197.5 MWh/año para la fase 2, 249.9 MWh/año en la fase 3 y 164.5 MWh/año para la fase 4; haciendo un total de 861.92 MWh/año por el sistema completo (Tabla 7).

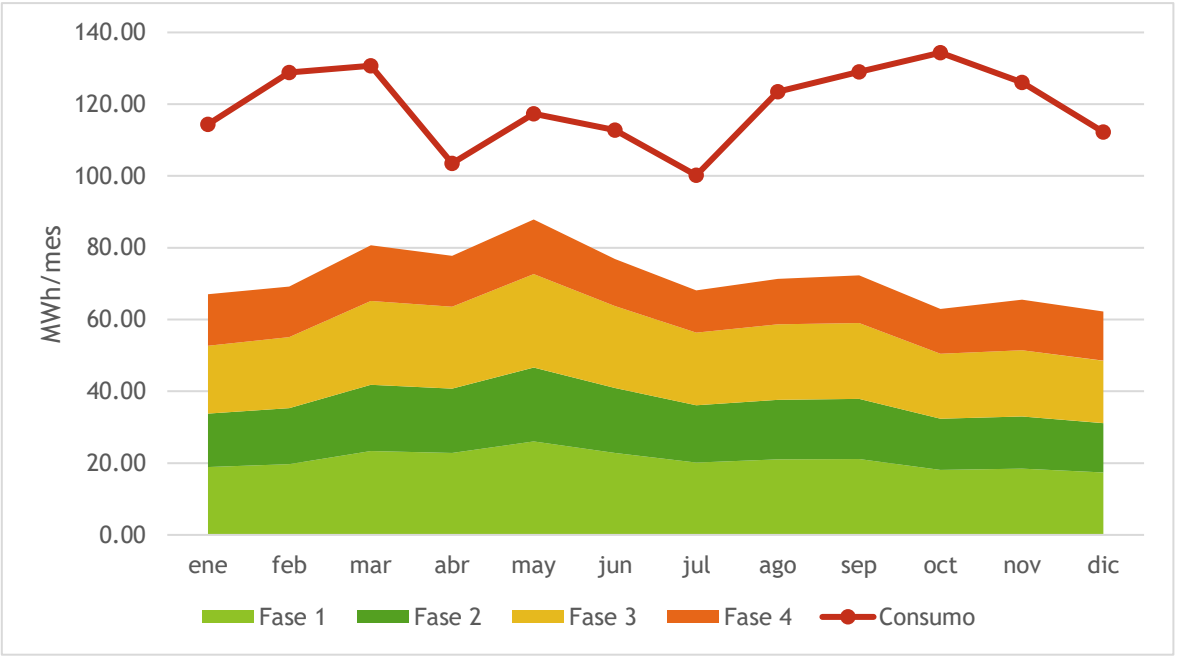
Tabla 7 Generación fotovoltaica anual por fases.

	Fase 1 (MWh)	Fase 2 (MWh)	Fase 3 (MWh)	Fase 4 (MWh)	Total (MWh)
Enero	18.88	14.94	18.88	14.37	67.07
Febrero	19.73	15.61	19.73	14.13	69.20
Marzo	23.35	18.46	23.35	15.53	80.69
Abril	22.81	17.98	22.81	14.11	77.71
Mayo	26.05	20.57	26.05	15.21	87.88
Junio	22.84	18.05	22.84	13.12	76.85
Julio	20.18	15.96	20.18	11.80	68.12
Agosto	21.01	16.61	21.01	12.74	71.37
Septiembre	21.17	16.69	21.17	13.30	72.33
Octubre	18.08	14.30	18.08	12.47	62.93
Noviembre	18.43	14.60	18.43	14.09	65.55
Diciembre	17.40	13.75	17.40	13.67	62.22
Anual	249.93	197.52	249.93	164.54	861.92
Anual ideal	298.07	236.28	298.07	188.11	1020.53
%pérdidas	16.15	16.40	16.15	12.53	-

La simulación contempla pérdidas por nivel de irradiancia, temperatura, calidad de módulo, pérdidas óhmicas, sobre potencia, por umbrales de potencia, corriente y tensión, así como de la misma calidad del módulo para calcular la cantidad de energía generada por el sistema; haciendo la comparativa entre este valor y la generación que idealmente debería generar el sistema, el porcentaje de pérdidas para las fases 1, 2 y 3 es del 16% (tomando en cuenta que se encuentran en un acimut 14° desplazado del sur y con inclinaciones de 4° y 15°), mientras que para la fase 4, el porcentaje de pérdidas es del 12%.

En cuanto a la producción de kWh por cada kWp instalado, se tienen relaciones de 1,712 kWh/kWp para las fases 1 y 3; 1,707 kWh/kWp para la fase 2 y 1,786 kWh/kWp en la fase 4, siendo esta último, el más eficiente.

En la Gráfica 4 se puede observar el porcentaje de electricidad que se generaría por cada una de las fases y se compara contra el consumo mensual del inmueble. Con la instalación de la fase 1 se cubre un 17.44% del consumo, la fase 2 abastece un 13.78%, la fase 3 un 17.44% y por último la fase 4 cubre un 11.48%. Así, las cuatro fases en conjunto podrían cubrir un 60.15% del consumo de energía del plantel.



Gráfica 4 Producción fotovoltaica anual contra consumo.  
Fuente: Elaboración propia.

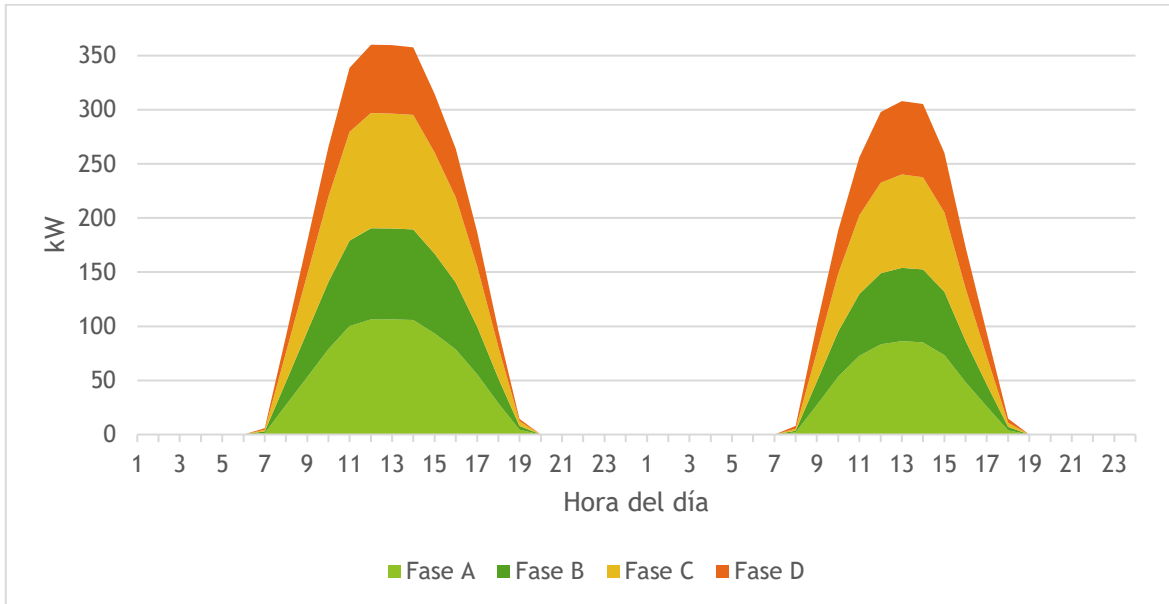
Para más detalle de las simulaciones, se puede consultar el **Anexo E**, donde se incluyen los informes de parámetros de diseño y resultados de las simulaciones de cada fase.

#### 4.1.2 Generación horaria

El análisis horario de la producción de energía es importante para poder obtener una mejor aproximación del ahorro energético con base en la tarifa horaria, de tal manera que se debe determinar la cantidad de energía generada en horario Base, Intermedio y Punta.

El software Helioscope tiene la funcionalidad de obtener la producción energética por hora de los 365 días del año, por lo que, se procedió a una simulación del sistema con esta herramienta para calcular la producción mensual horaria.

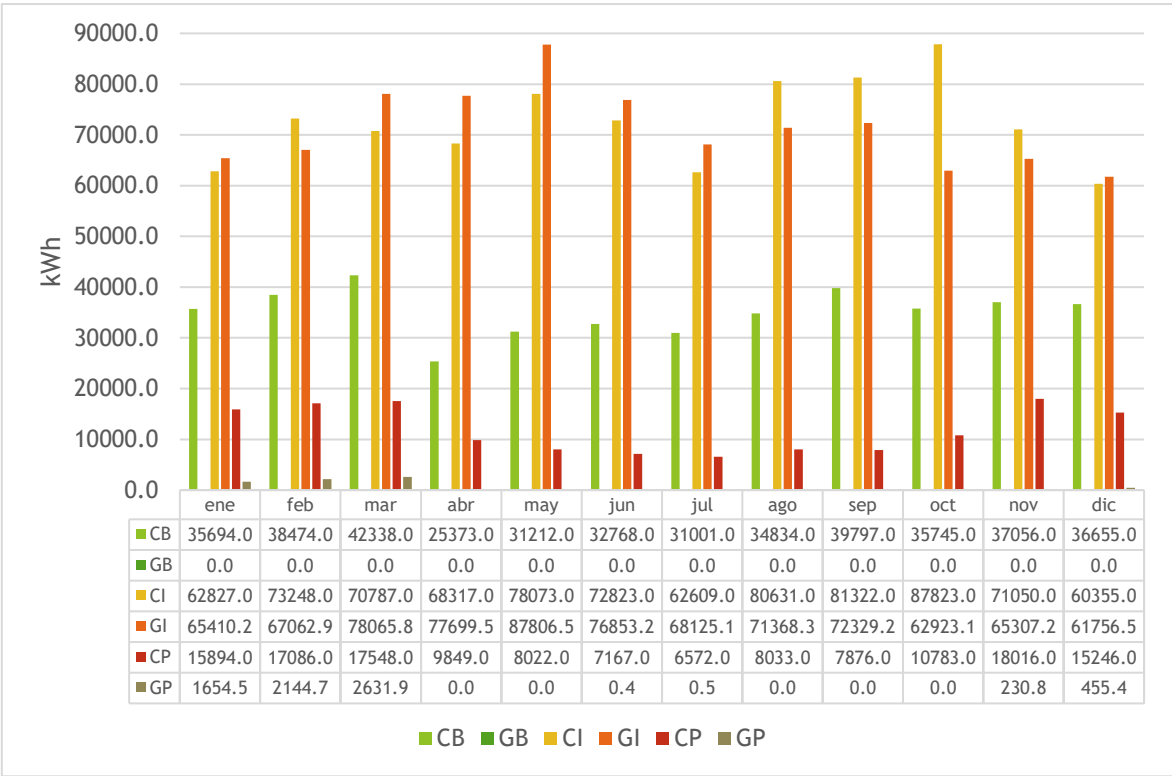
La Gráfica 5 muestra una comparativa entre la generación de energía del mes de mayo (máxima producción del año) contra la producción horaria del mes de diciembre (mínima producción anual) con el fin de ejemplificar el comportamiento de generación del SFV durante las horas del día.



Gráfica 5 Promedio de producción diaria para el mes más productivo y el mes menos productivo del año.  
Fuente: Elaboración propia.

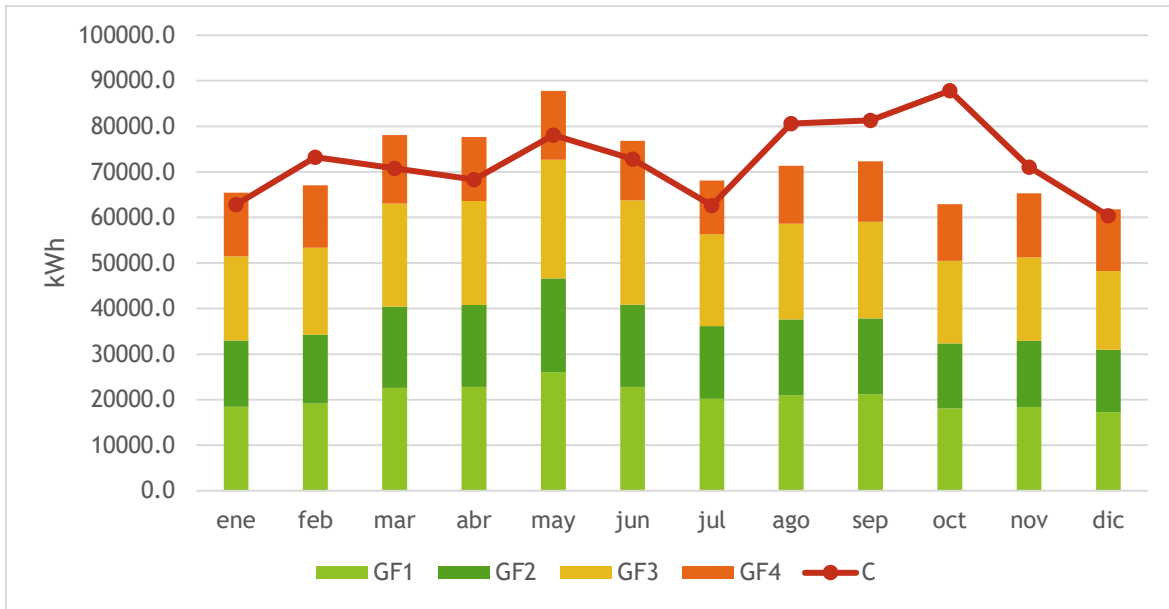
Una vez que se tienen las producciones mensuales de energía divididas en horas, se procede a separar la producción en horario Base, Intermedio o Punta según lo especificado por CFE para la región centro (consultar Anexo A).

La Gráfica 6 muestra una comparativa entre el consumo eléctrico y la generación del SFV por horarios base, intermedio o punta a lo largo del año. Esta generación es la total, es decir, la resultante de las cuatro fases que componen el proyecto. Como se puede observar, con las cuatro fases implementadas, se cubre el 98.3% del consumo en horario intermedio, incluso, existen varios meses donde se tiene un excedente para este horario, en cuanto al horario punta, solo se cubre un 5% a lo largo del año, mientras que para el horario base se cubre el 0%.



Gráfica 6 Generación horaria total contra consumo horario.  
Fuente: Elaboración propia.

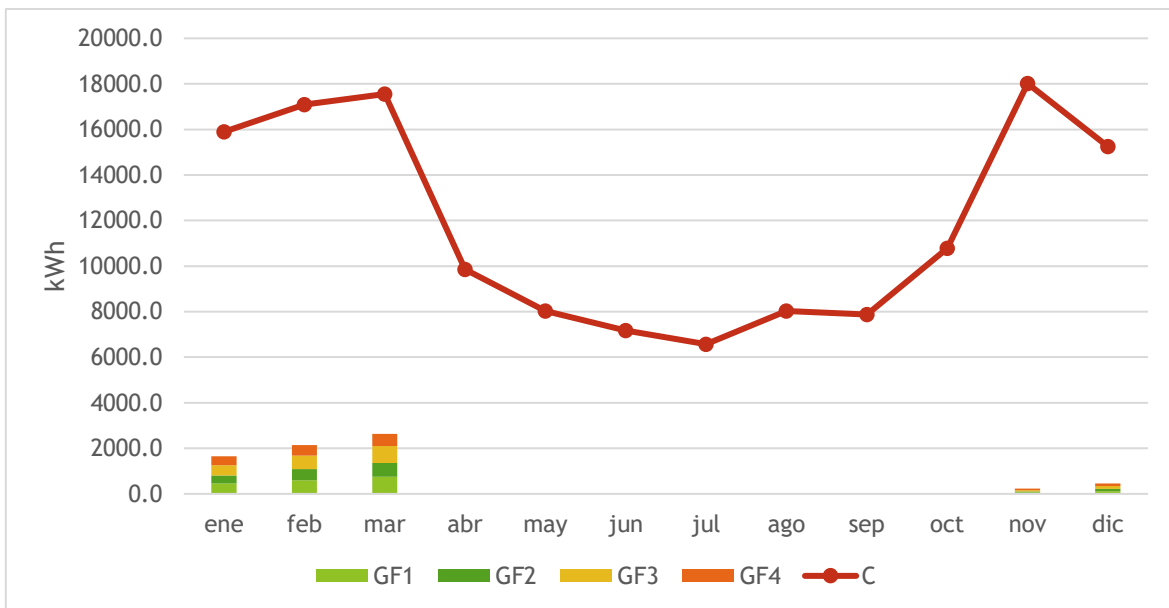
Los datos anteriores corresponden a la instalación de los 499 kW, sin embargo, el análisis se debe realizar por fases, ya que cada una es independiente, por lo que, en las Gráficas 7 y 8 se presenta generación fotovoltaica por periodo-horario para cada una de las fases respecto al consumo eléctrico del inmueble.



Gráfica 7 Generación anual por fases en horario intermedio.  
Fuente: Elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente, el mayor impacto en la reducción de consumo será durante el horario intermedio.

Para el horario punta, solo se tiene producción de noviembre a marzo, esto por el horario de verano y los horarios que CFE establece para la región.



Gráfica 8 Generación anual por fases en horario punta.  
Fuente: Elaboración propia.

## 4.2 Análisis económico

El análisis económico también se realiza por fases, esto para ejemplificar los beneficios económicos que representa cada una de las fases del proyecto. Se empieza con la fase 1 correspondiente a 145.96 kWp en funcionamiento, después fase 2, que suma un total de 261.66 kWp, fase 3 con un total de 407.62 kWp y concluyendo con la fase 4 que sumaría los 499.73 kWp totales.

También hay que considerar que el sistema de contraprestación que se propone es *net metering*, por lo que, el consumo total de inmueble corresponde a la resta de la energía entregada por el suministrador y la energía entrega por el generador, en caso de agotarse el crédito a favor, se cobra a la tarifa aplicable.

### 4.2.1 Ahorros tarifarios

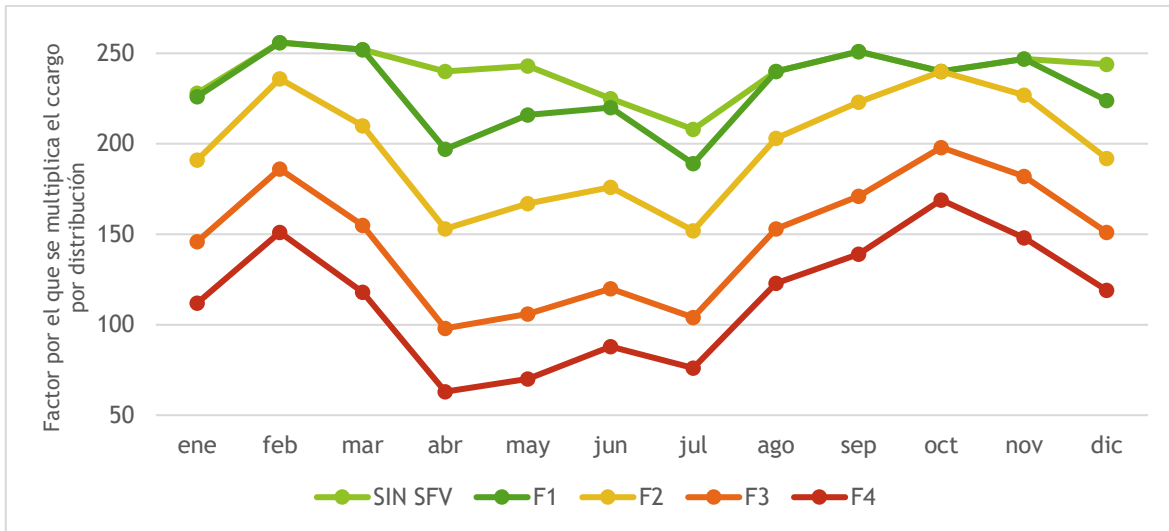
Para determinar los beneficios económicos primero se realizó un análisis de los ahorros energéticos reflejados en ahorros tarifarios, debido a que el inmueble se encuentra en GDMTH, el costo por kWh es diferente en cada uno de los horarios y también cambia dependiendo de la fecha del año.

Para el análisis se hizo una estimación mensual de ahorro por horario comparando el año (abril 2019 - marzo 2020) que se tiene registrado con facturación de CFE contra la facturación esperada instalando el sistema fotovoltaico.

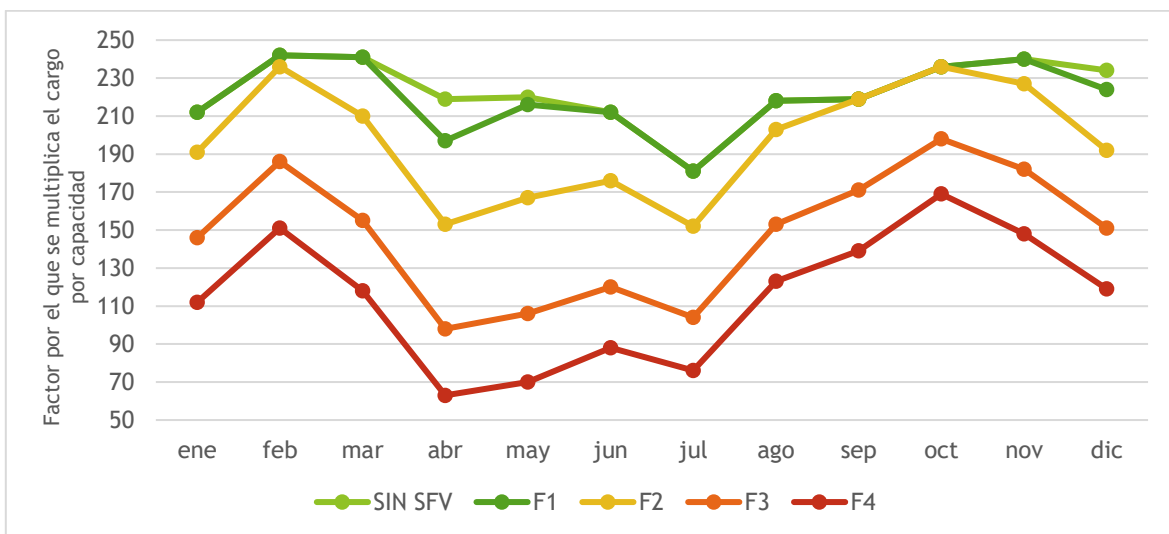
La instalación fotovoltaica traerá consigo una reducción en el consumo mensual de energía, lo que pega directamente en la reducción de los cargos por capacidad y distribución, así como en una disminución en los parámetros afectados por el consumo en horario intermedio y punta.

El cargo por distribución será el mínimo entre los valores de Demanda máxima mensual o el resultante de la fórmula  $\frac{Q_{mensual}}{24*d*FC}$ , mientras que el cargo por capacidad será el valor mínimo entre la Demanda máxima en horario punta y el valor de la misma fórmula, por lo que, entre menor sea el consumo mensual, menores serán estos valores.

En las Gráficas 9 y 10 se muestra el comportamiento que tendría el cargo por distribución y capacidad instalando cada una de las fases por proyecto.



Gráfica 9 Comportamiento anual del cargo por distribución.  
Fuente: Elaboración propia.

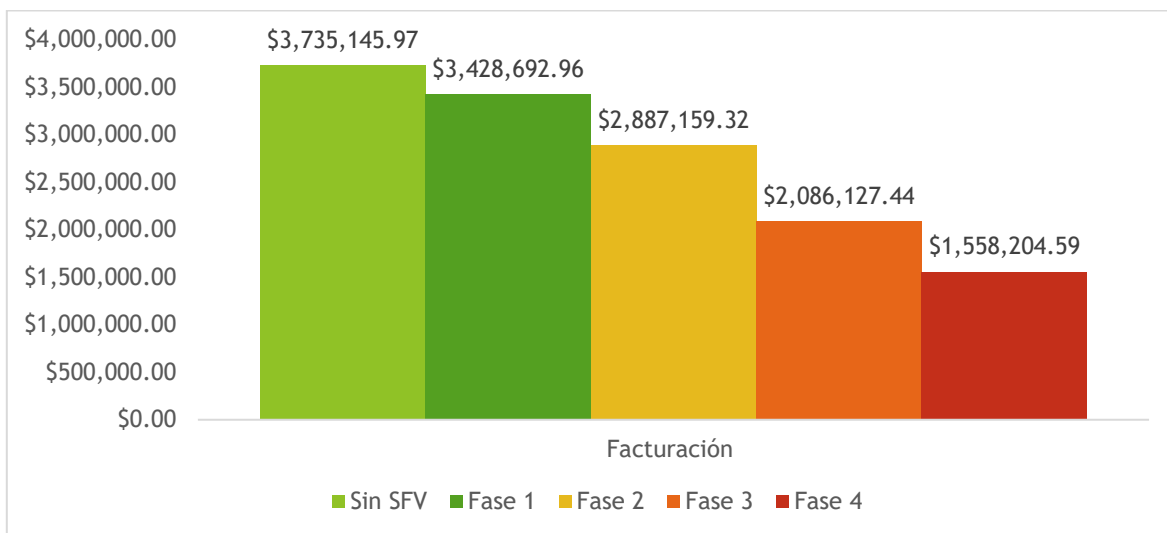


Gráfica 10 Comportamiento anual del cargo por capacidad.  
Fuente: Elaboración propia.

Como se puede ver, los cargos por distribución y capacidad son mucho menores entre más grande sea la instalación fotovoltaica, debido a que el consumo mensual directo de CFE sería mucho menor.

Bajo estas mismas restricciones, se estima el costo de facturación que se generaría para cada una de las fases y sus potenciales ahorros. Actualmente se paga a CFE aproximadamente 3.73 millones de pesos anuales, con la implementación de la fase 1 se pagarían 3.42 millones (8.2% menos), implementando fase 2 se reduce a 2.88 millones (22.7% menos), en fase 3, se pagarían 2.08 millones

(44.15% menos) y finalmente implementando la fase 4, se tienen ahorros de 58.28% pagando a CFE 1.55 millones de pesos anuales (Gráfica 11). La Tabla 8 muestra un desglose mensual de la facturación por cada una de las fases del proyecto.



Gráfica 11 Facturación anual por fases.  
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 8 Facturación mensual para cada fase del proyecto

	Facturación sin SFV	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
ene	\$294,171.23	\$275,378.02	\$233,260.65	\$173,094.05	\$127,433.29
feb	\$332,206.47	\$311,562.31	\$277,698.86	\$213,357.91	\$167,602.93
mar	\$333,255.98	\$307,818.87	\$254,240.67	\$180,228.02	\$130,751.85
abr	\$298,533.45	\$247,593.72	\$188,728.96	\$114,556.78	\$68,067.39
may	\$319,898.22	\$276,941.31	\$209,439.05	\$124,613.56	\$74,974.92
jun	\$300,052.77	\$270,927.44	\$214,454.05	\$138,969.92	\$95,696.85
jul	\$262,517.91	\$242,025.62	\$193,813.66	\$128,254.17	\$89,963.83
ago	\$320,709.50	\$297,135.77	\$253,175.43	\$185,119.35	\$144,055.75
sep	\$322,583.79	\$301,017.81	\$265,311.67	\$198,338.56	\$155,744.30
oct	\$332,190.67	\$318,370.25	\$294,071.83	\$239,335.64	\$200,580.48
nov	\$324,219.84	\$306,743.37	\$272,424.88	\$213,998.93	\$169,562.13
dic	\$294,806.14	\$273,178.48	\$230,539.61	\$176,260.55	\$133,770.87
Total	\$3,735,145.97	\$3,428,692.96	\$2,887,159.32	\$2,086,127.44	\$1,558,204.59
Ahorro	-	\$306,453.01	\$847,986.65	\$1,649,018.53	\$2,176,941.37

Para mayor detalle del costo de facturación, en el **Anexo G** se detalla la facturación mensual por cada una de las fases del proyecto.

### 4.2.2 Costo del proyecto

Para obtener el costo total del proyecto, se realizaron de 2 a 3 cotizaciones para los elementos que componen el sistema, se consideró un IVA del 16%, un margen de error del 5% y una ganancia del 10%.

Dando como resultado costos de 1.28 USD/W instalado para las fases 1 y 3; 1.29 USD/W para la fase 2 y de 1.64 USD/W para la fase 3 (Tabla 9).

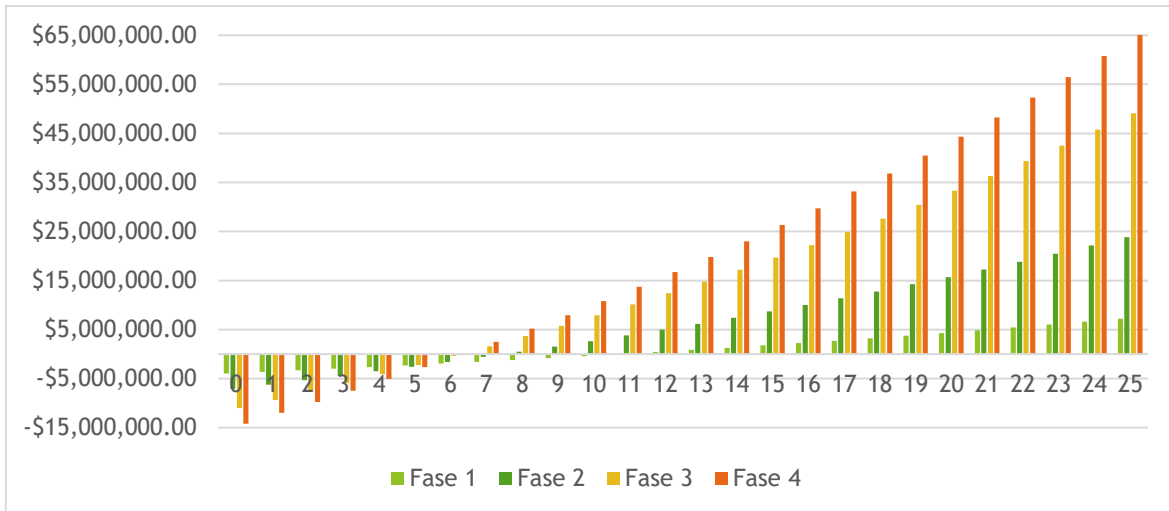
Tabla 9 Costo de cada fase del proyecto

	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
Módulos	\$ 46,904.00	\$ 37,180.00	\$ 46,904.00	\$ 29,601.00
Inversores/TR	\$ 18,188.05	\$ 15,050.05	\$ 18,188.05	\$ 18,070.33
BOS	\$ 75,402.90	\$ 59,786.49	\$ 75,402.90	\$ 65,375.45
Subtotal	\$ 140,494.94	\$ 112,016.53	\$ 140,494.94	\$ 113,046.78
Margen	\$ 7,024.75	\$ 5,600.83	\$ 7,024.75	\$ 5,652.34
Ganancia	\$ 14,049.49	\$ 11,201.65	\$ 14,049.49	\$ 11,304.68
IVA	\$ 25,851.07	\$ 20,611.04	\$ 25,851.07	\$ 20,800.61
Total (USD)	\$ 187,420.25	\$ 149,430.06	\$ 187,420.25	\$ 150,804.41
Total (MN)	\$3,935,825.33	\$3,138,031.16	\$3,935,825.33	\$3,166,892.52
Wp	145960	115700	145960	92115
<b>USD/W</b>	<b>\$ 1.28</b>	<b>\$ 1.29</b>	<b>\$ 1.28</b>	<b>\$ 1.64</b>

De modo que el proyecto completo, tendría un costo final de 675,074.97 USD. Considerando que 1 USD = \$21 MN, la inversión total sería de \$14,176,574.34 MN.

### 4.2.3 Retorno simple de inversión

El retorno de inversión también se proyectó por fases. Para la fase 1, el retorno de inversión se logra en el año 12, para la fase 2 al año 8 y para las fases 3 y 4 se logra para ambas en el año 7 como se muestra en la Gráfica 12.



Gráfica 12 Utilidades y retorno de inversión del SFV por fases.  
Fuente: Elaboración propia.

Pese a que las fases 3 y 4 se recuperan en la misma cantidad de años, si se obtienen las utilidades a lo largo de 25 años de vida del proyecto, las utilidades para una implementación de fase 4, son por mucho mayores a una fase 3, logrando cerca de 65.19 millones de pesos de utilidades (Tabla 10).

Tabla 10 Tiempo de recuperación de las fases del proyecto

	Tiempo de recuperación	Costo de inversión	Utilidades después de 25 años
Fase 1	12 años	\$ 3,935,825.33	\$7,237,226.01
Fase 2	8 años	\$ 7,073,856.49	\$23,843,112.89
Fase 3	7 años	\$ 11,009,681.82	\$49,112,320.50
Fase 4	7 años	\$ 14,176,574.34	\$65,193,106.57

#### 4.2.4 Valor Actual Neto y Tasa de Retorno de Inversión

El Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa de Retorno de Inversión (TIR) son elementos del análisis financiero que indican si un proyecto va a ser rentable o no.

Las estimaciones realizadas se hicieron para un periodo de 25 años, con flujos de efectivo anuales. Para el caso del VAN se tomó una tasa de descuento (también conocido como tasa de oportunidad) del 7% y una inflación de 3.8% anual para los costos de consumo de energía para el cálculo de los flujos de efectivo.

Como el proyecto se plantea por fases debido a las limitaciones presupuestales de adquirir el sistema fotovoltaico completo en una sola exhibición, y como no se conoce a ciencia cierta el tiempo de espera entre fase y fase, se presentan 3 escenarios diferentes para el cálculo del VAN y la TIR.

El escenario 0 considera que el SFV se adquiere completo desde un principio, el escenario 1 sugiere adquirir una fase por año (anual), y el escenario 2 propone adquirir una fase cada dos años.

Esto es importante debido a que se estima que los costos de adquisición e instalación para las tecnologías fotovoltaicas seguirán disminuyendo a una tasa de 14.87% anual (IRENA, 2018), por lo que el costo de adquisición del sistema completo cambiaría (disminuye conforme pasan los años) y, por lo tanto, el valor del VAN y la TIR (Tabla 11). Para mayor referencia sobre el desglose del cálculo del VAN y TIR por fases y por escenarios, referirse al **Anexo H**.

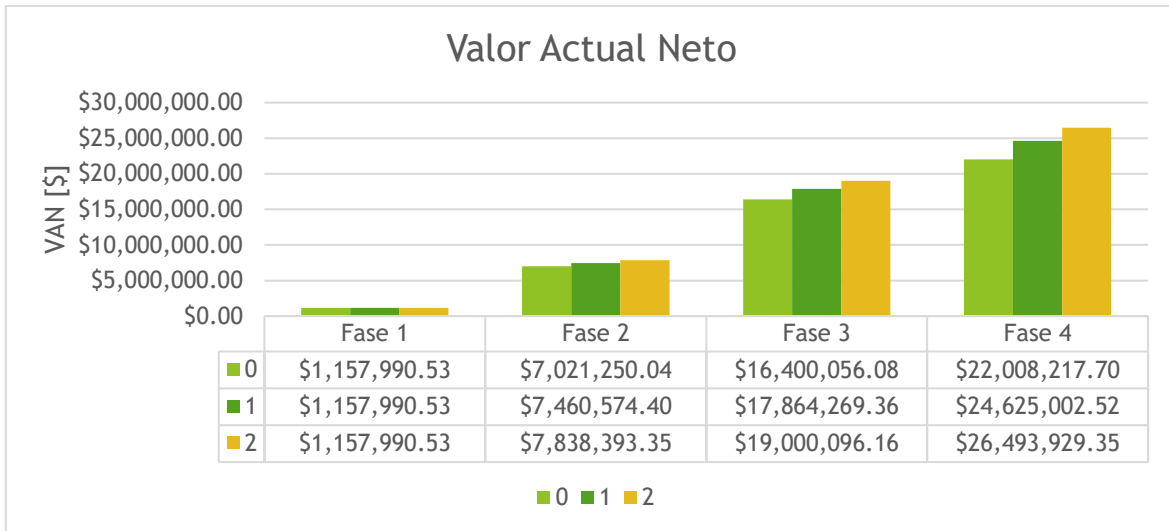
*Tabla 11 VAN y TIR del SFV completo. Fuente: Elaboración propia.*

Años en completar el SFV	Costo total del proyecto	VAN	TIR
0	\$14,176,574.34	\$22,008,217.70	19%
3	\$11,559,789.53	\$24,625,002.52	22%
6	\$9,690,862.70	\$26,493,929.35	26%

La regla del TIR sugiere que se invierta en cualquier proyecto que ofrezca una tasa de retorno mayor que el costo de oportunidad de capital, mientras que la regla del VAN sugiere invertir en cualquier proyecto que tenga un VAN positivo. Así pues, se sabe que el proyecto en cualquiera de sus implementaciones es rentable, pero obtenemos una mejor tasa de retorno cuando la diferencia de años de instalación entre una fase y otra es mayor.

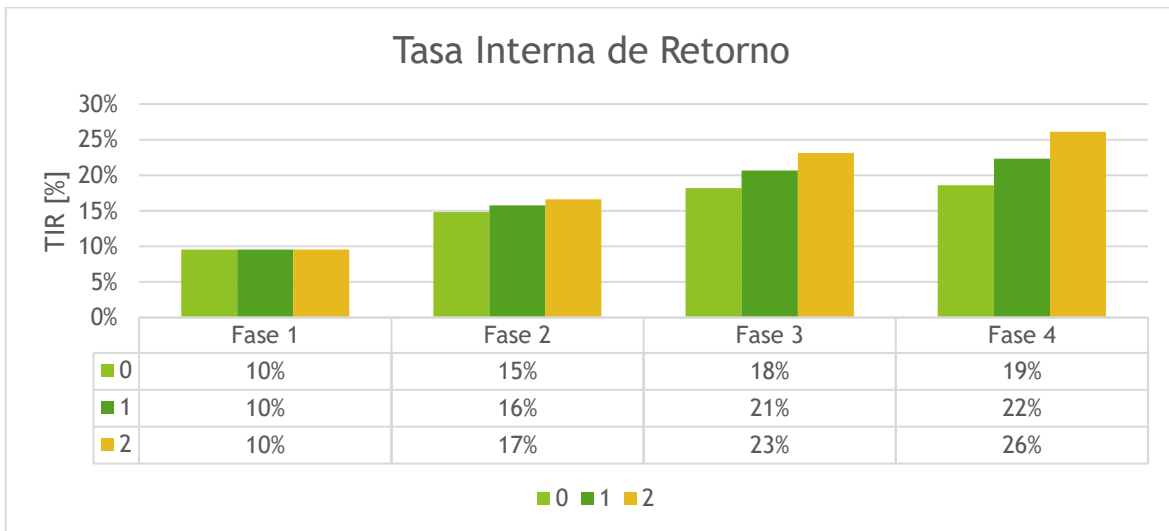
Esto se aprecia mejor en las Ilustraciones 40 y 41 donde se compara el desglose por fases y por escenarios.

A grandes rasgos, el VAN refiere al valor real de la inversión al momento de análisis (25 años después de su implementación), por lo que, se aprecia que el sistema comienza a ser rentable a partir de la implementación de la segunda fase, no importa en cuál de los escenarios. Pero si se tiene una mejor rentabilidad usando el escenario 2.



*Ilustración 40 Valor Actual Neto por fases. Fuente: Elaboración propia.*




Al igual que con el VAN, la tasa de retorno comienza a marcar diferencia a partir de la implementación de la segunda fase del SFV. Llegando a una TIR mínima del 19% si se implementa en una sola exhibición el SFV y hasta un 26% si se instala una fase cada dos años.



*Ilustración 41 Tasa Interna de Retorno por fases. Fuente: Elaboración propia.*

### 4.3 Beneficios ambientales

Los beneficios ambientales se calculan por año de funcionamiento, para la obtención de las toneladas de CO<sub>2</sub>e que se evitan se utiliza el Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional, que para el año 2019 fue de 0.505 tCO<sub>2</sub>e/MWh generado.

		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
	Generación de energía limpia	249.9 MWh/año	447.4 MWh/año	697.3 MWh/año	861.8 MWh/año
	Evita la emisión de	126.20 TON de CO <sub>2</sub>	225.94 TON de CO <sub>2</sub>	352.14 TON de CO <sub>2</sub>	435.21 TON de CO <sub>2</sub>
	Equivalente de árboles en etapa adulta	4,200 árboles	7,532 árboles	11,738 árboles	14,507 árboles

*Ilustración 42 Beneficios ambientales.  
Fuente: Elaboración propia.*

La Ilustración 40 muestra los beneficios ambientales desglosado por fases. Si se habla del sistema de 499 kWp a lo largo de 25 años de vida del proyecto se producirían 21,545 MWh de energía limpia, evitando la emisión de 10,880 toneladas de CO<sub>2</sub> al ambiente.

## Conclusiones y discusión

En términos generales el sistema se diseñó con base en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, y siguiendo la normativa del Manual de Interconexiones de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW de CFE. A partir de éstos, se realizaron los cálculos pertinentes para los elementos que componen un sistema fotovoltaico interconectado y se seleccionaron los óptimos considerando la oferta comercial en México y las características físicas/eléctricas de cada componente.

El sistema quedó seccionado en 4 fases funcionales, independientes una de otra, de tal manera que la instalación 1 corresponde a una capacidad instalada de 145.96 kWp, que producirá un aproximado de 249 MWh/año; la fase 2, aumenta 115.7 kWp con 197 MWh/año adicionales; la fase 3 corresponde a un extra de 145.96 kWp instalados, con una producción adicional de 249 MWh/año; por último, la fase 4 añade 92.11 kWp de instalación fotovoltaica, generando 164 MWh/año. De tal forma que, la instalación del sistema completo corresponde a 499.73 kWp con una producción anual estimada de 861.92 MWh anuales.

La implementación del sistema completo cubre el 60.15% del consumo de energía del plantel, reflejado en ahorros de 2.17 millones de pesos anuales por concepto de pagos de facturación eléctrica. El sistema tendrá un costo de inversión de 14.17 millones de pesos con un retorno de inversión de 7 años, generando más de 65 millones de pesos como utilidad después de 25 años de funcionamiento. Además de evitar la emisión de 425 toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente, equivalente a tener 14,507 árboles sembrados en etapa adulta.

A continuación, se presenta una tabla resumen de los parámetros evaluados para cada una de las fases del proyecto, esto con el fin de comparar y evaluar los beneficios obtenidos si el sistema se implementa paulatinamente.

	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
Capacidad instalada [kWp]	145.96	261.66	407.62	499.73
Producción anual [MWh/año]	249.93	447.45	697.38	861.92
Inversión inicial [MN]	\$ 3,935,825.33	\$ 7,073,856.49	\$ 11,009,681.82	\$ 14,176,574.34
Costo	\$ 1.28	\$ 1.29	\$ 1.28	\$ 1.64

[USD/W]				
Retorno de inversión [años]	12	8	7	7
Utilidades en 25 años [MN]	\$7,237,226.01	\$23,843,112.89	\$49,112,320.50	\$65,193,106.57
CO2 evitado [TON/año]	126.20	225.94	352.14	435.21

En el desglose por fases, se observa que se comienzan a percibir ahorros significativos a partir de la implementación de la segunda etapa, además de reducir el retorno de inversión casi al mínimo, por lo que, se recomienda una implementación desde segunda etapa.

El mayor ahorro energético se tiene en horario intermedio cubriendo el 98.3% del consumo energético en este horario. Seguido del horario punta, donde se alcanza a cubrir un 5% del consumo y por último el horario base, donde no se genera nada.

Con la implementación para calcular los cargos tarifarios, un sistema fotovoltaico para un inmueble en Gran Demanda Media Tensión Horaria representa una opción para reducir los gastos por concepto de consumo de energía eléctrica, debido a que se reduce el consumo mensual de energía y los parámetros de cargos por distribución y cargo por capacidad se vuelven menores.

Cabe mencionar, que para los cálculos de ahorros tarifarios presentados en el presente proyecto el parámetro de Demanda Máxima se mantuvo igual al registrado en los recibos de CFE para cada mes, y el Factor de Potencia se estableció de 0.9 para todos los meses, esto porque no existe manera de pronosticarlos, pero si puede presentar una variación en la facturación real una vez instalado el sistema fotovoltaico.

En términos particulares del diseño del proyecto, para las Fases 1, 2 y 3 se decidió utilizar inversores de 24 kW a 480 V junto con un transformador de bajada para acoplarlo a la red del inmueble, debido a que reduce en 28,000 dólares el costo del proyecto (incluyendo el costo del transformador), ya que se utilizan 5 inversores menos en cada fase y, por ende, se requieren menos elementos de protección. En cuanto a la fase 4, se decidió utilizar inversores de 12 kW a 240 V porque la potencia pico a instalar es menor, lo que implica menos inversores, así que el costo de usar transformador es el mismo que utilizar los inversores de 240 V, por lo que, por simplicidad de instalación, se seleccionaron los de 240 V.

Para trabajar en los techos de dos aguas, se decidió utilizar estructuras coplanares siguiendo la propia inclinación del techo (4° y 15°) ya que se hizo una simulación de producción colocando los módulos a 20° contra la producción colocándolos coplanares al techo y la variación fue solo del 0.37% menos, en una relación costo/producción utilizar estructuras coplanares al techo sale 4 veces más económico que ajustar estructuras a 20°.

Como trabajo complementario se propone complementar la instalación fotovoltaica con medidas de ahorro y uso eficiente de la energía, para reducir así la demanda eléctrica del inmueble y que los beneficios económicos y energéticos sean mayores.

También se propone realizar un análisis comparativo para la fase 4 (edificios D y E ) debido a que el costo de instalación por watt es más elevado que el promedio (1.64 USD/W) esto debido a la forma de instalación que se propuso en este sistema, sin embargo, se puede realizar otro sistema completo (distribución, producción energética, costo de instalación) y analizar si cambiando estos parámetros el costo de instalación se reduce y si este tiene un impacto en el ciclo del vida del sistema, es decir, si en 25 años de vida conviene sacrificar eficiencia en la producción por un beneficio económico.

## Bibliografía

- Almanza, R., & Muñoz, F. (2003). *Ingeniería de la energía solar*. Cromocolor.
- British Petroleum. (2020). *Statistical Review of World Energy* (69th edition). British Petroleum.  
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- CENACE. (2019). *Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Myorista (PRODESEN 2019-2033)*. Centro Nacional de Control de Energía.
- CFE G0100-04, Comisión Federal de Electricidad (2008) (testimony of CFE).
- CRE. (2020). *Solicitudes de interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW Contratos Interconexión de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida*. Comisión Reguladora de Energía.
- Ley de la Industria Eléctrica, núm. DOF 11-08-2014, Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión; Diario Oficial de la Federación, 71 (2014).
- Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW*, Diario Oficial de la Federación, 27 (2016) (testimony of DOF).
- RESOLUCIÓN Núm. RES/142/2017, núm. RES/142/2017, Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión; Diario Oficial de la Federación, 29 (2017).
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4a ed.). Wiley.
- IPCC. (2011). *Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático*. Intergovernmental Panel on Climate Change.

- IRENA. (2019a). *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy transformation: Paper)*. International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2019b). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2018). *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*. International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2020). *Renewable capacity statistics 2020*. International Renewable Energy Agency.
- Mentado, P. (2020, mayo 1). Capacidad instalada suma 5,510 MW, al primer trimestre de 2020 Asolmex. *Energíahoy*. <https://energiyahoy.com/2020/04/01/capacidad-instalada-suma-5510-mw-al-primer-trimestre-de-2020-asolmex/>
- Naciones Unidas. (2015). *Acuerdo de Paris*. Naciones Unidas.
- NASA. (2020, octubre 30). *POWER Data Access Viewer*. NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- NREL. (2020). *Solar Photovoltaic Technology Basics*. <https://www.nrel.gov/research/re-solar.html>
- Sánchez, A., Martínez, D., de la Cruz Santos, R., Ortega, J., & Sánchez, P. A. (2017). *Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar en los sectores residencial, servicio e industrial*. (Primera edición).
- SENER. (2018a). *Balance Nacional de Energía*. Secretaría de Energía.
- SENER. (2018b). *Prospectiva de Energías Renovables 2018-2032*. Secretaría de Energía.
- SENER. (2018c). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2018—2032*. Secretaría de Energía.
- SENER. (2018d). *Reporte de Avance de Energías Limpias. Primer Semestre 2018*. Secretaría de Energía.

SERI. (1982). *Basic Photovoltaic Principles and Methods* (SERI/SP-290-1448). Solar Energy Research Institute.

### Documentos de referencia

- NOM-009-STPS-2011, NORMA Oficial Mexicana NOM-009-STPS-2011, Condiciones de seguridad para realizar trabajos en altura. Diario Oficial de la Federación; Secretaría del Trabajo y Previsión Social
- NOM-001-SEDE-2012, Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas. Diario Oficial de la Federación.
- NOM-009-STPS-2011, Condiciones de seguridad para realizar trabajos en altura. Secretaria del Trabajo y Previsión Social. Diario Oficial de la Federación.
- Especificación CFE G0100-04: Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW. Comisión Federal de Electricidad.

## Siglas y acrónimos

AC: Corriente alterna

AFV: Arreglo fotovoltaico

ASOLMEX: Asociación Mexicana de Energía Solar

AUEE: Ahorro y Uso Eficiente de la Energía

BM: Bloc metálico

BoS: Balance of System

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía

CFE: Comisión Federal de Electricidad

CFV: Cadena fotovoltaica

CO<sub>2</sub>: Dióxido de carbono

CRE: Comisión Reguladora de Energía

DC: Corriente directa

ER: Energía renovable

FV: Fotovoltaico (a)

GD: Generación distribuida

GDMTH: Gran Demanda Media Tensión Horaria

GEI: Gases de efecto invernadero

GFV: Generador fotovoltaico

IRENA: Agencia Internacional de Energías Renovables

LCOE: Costo Nivelado de la Energía

LIE: Ley de la Industria Eléctrica

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

MFV: Módulo fotovoltaico

MPPT: Seguidor de máxima potencia

NMOT: Condiciones a temperatura nominal de funcionamiento

NREL: Laboratorio Nacional de Energía Renovable

PCR: Protección contra corrientes de retorno

PDA: Protección contra descargas atmosféricas

RGD: Red General de Distribución

RNT: Red Nacional de Transmisión

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SFV: Sistema Fotovoltaico

SFV-A: Sistema fotovoltaico autónomo

SFV-H: Sistema fotovoltaico híbrido

SFV-I: Sistema Fotovoltaico Interconectado

SIN: Sistema Interconectado Nacional

STC: Standard Test Condition

UACM: Universidad Autónoma de la Ciudad de México

## Nomenclatura

Isc: Corriente de corto circuito

Voc: Tensión de circuito abierto

I<sub>mp</sub>: Corriente de máxima potencia

V<sub>mp</sub>: Tensión de máxima potencia

P<sub>p</sub>: Potencia pico

kWh: kilo watt hora

kWp: kilo watt pico

## Anexo A: Análisis de facturación eléctrica

Tem- porada	Periodo de consumo		Periodo	Energía [kWh]				Consumo diario	E. React.	Demanda Máxima [kW]			FP	FC
	Inicio	Fin		Días	B	I	P			Total	kWh/d	kVArh		
V	31-mar-19	30-abr-19	30	25,373	68,317	9,849	103,539	3,451	59,642	178	240	219	86.65	60
V	30-abr-19	31-may-19	31	31,212	78,073	8,022	117,307	3,784	60,453	193	243	220	88.89	65
V	31-may-19	30-jun-19	30	32,768	72,823	7,167	112,758	3,759	39,133	197	225	212	94.47	70
V	30-jun-19	31-jul-19	31	31,001	62,609	6,572	100,182	3,232	30,786	174	208	181	95.59	65
V	31-jul-19	31-ago-19	31	34,834	80,631	8,033	123,498	3,984	39,415	178	240	218	95.27	69
V	31-ago-19	30-sep-19	30	39,797	81,322	7,876	128,995	4,300	41,284	183	251	219	95.24	71
V	30-sep-19	31-oct-19	31	35,745	87,823	10,783	134,351	4,334	46,365	187	240	236	94.53	75
F/V	31-oct-19	30-nov-19	30	37,056	71,050	18,016	126,122	4,204	40,260	183	247	240	95.26	71
F/V	30-nov-19	31-dic-19	31	36,655	60,355	15,246	112,256	3,621	36,266	186	244	234	95.16	62
F/V	31-dic-19	31-ene-20	31	35,694	62,827	15,894	114,415	3,691	28,890	186	228	212	96.96	67
F/V	31-ene-20	29-feb-20	29	38,474	73,248	17,086	128,808	4,442	36,105	188	256	242	96.29	72
F/V	29-feb-20	31-mar-20	31	42,338	70,787	17,548	130,673	4,215	33,177	191	252	241	96.92	70
				Total B	Total I	Total P	Total	Prom		Máx	Máx	Máx	Prom	Prom
Anual				420,947	869,865	142,092	1,432,904	3,915		197	256	242	94.27%	68.09%

## Desglose de cargos de la facturación para obtener el costo unitario por kWh

El costo unitario promedio por concepto de kilowatt hora es de 2.61 \$/kWh, segmentado por horarios, tenemos un costo promedio de 0.82 \$/kWh en horario base, 1.46 \$/kWh en horario intermedio y 1.73 \$/kWh en horario punta.

Considerando que los cargos de las tarifas finales del suministro básico corresponden a la integración de los cargos por Transmisión, Distribución, Operación del CENACE, Operación del Suministrador Básico, Servicios Conexos No MEM, Energía y Capacidad.

Energía B [kWh]	Energía I [kWh]	Energía P [kWh]	Demanda Eléctrica [kWh]	Total energía [kWh]	Factor de Potencia	Subtotal [\$]	IVA [\$]	Total [\$]	(\$/kWh)	B [\$]	I [\$]	P [\$]
20,722	99,647	17,086	94,306	251,024	6,333	257,356	41,177	298,533	2.88	0.82	1.46	1.73
25,990	116,110	14,190	95,834	273,857	1,917	275,774	44,124	319,898	2.73	0.83	1.49	1.77
27,394	108,725	12,727	92,045	261,808	-3,142	258,666	41,387	300,053	2.66	0.84	1.49	1.78
25,970	93,663	11,694	79,769	229,755	-3,446	226,309	36,209	262,518	2.62	0.84	1.50	1.78
28,951	119,673	14,181	94,751	280,399	-3,926	276,474	44,236	320,710	2.60	0.83	1.48	1.77
32,363	118,104	13,605	94,135	282,038	-3,949	278,089	44,494	322,584	2.50	0.81	1.45	1.73
28,446	124,805	18,337	93,531	289,801	-3,430	286,371	45,819	332,191	2.47	0.80	1.42	1.70
29,460	100,870	30,422	99,402	283,468	-3,969	279,500	44,720	324,220	2.57	0.80	1.42	1.69
29,126	85,656	25,734	97,096	257,761	-3,618	254,143	40,663	294,806	2.63	0.79	1.42	1.69
28,976	91,087	27,408	90,020	258,257	-4,661	253,596	40,575	294,171	2.57	0.81	1.45	1.72
30,999	105,397	29,242	102,037	291,053	-4,668	286,385	45,822	332,206	2.58	0.81	1.44	1.71
34,332	102,521	30,228	101,770	292,568	-5,279	287,290	45,966	333,256	2.55	0.81	1.45	1.72
Promedio anual									2.61	0.82	1.46	1.73

De acuerdo con datos de CFE, los horarios aplicables a la región Centro, son:

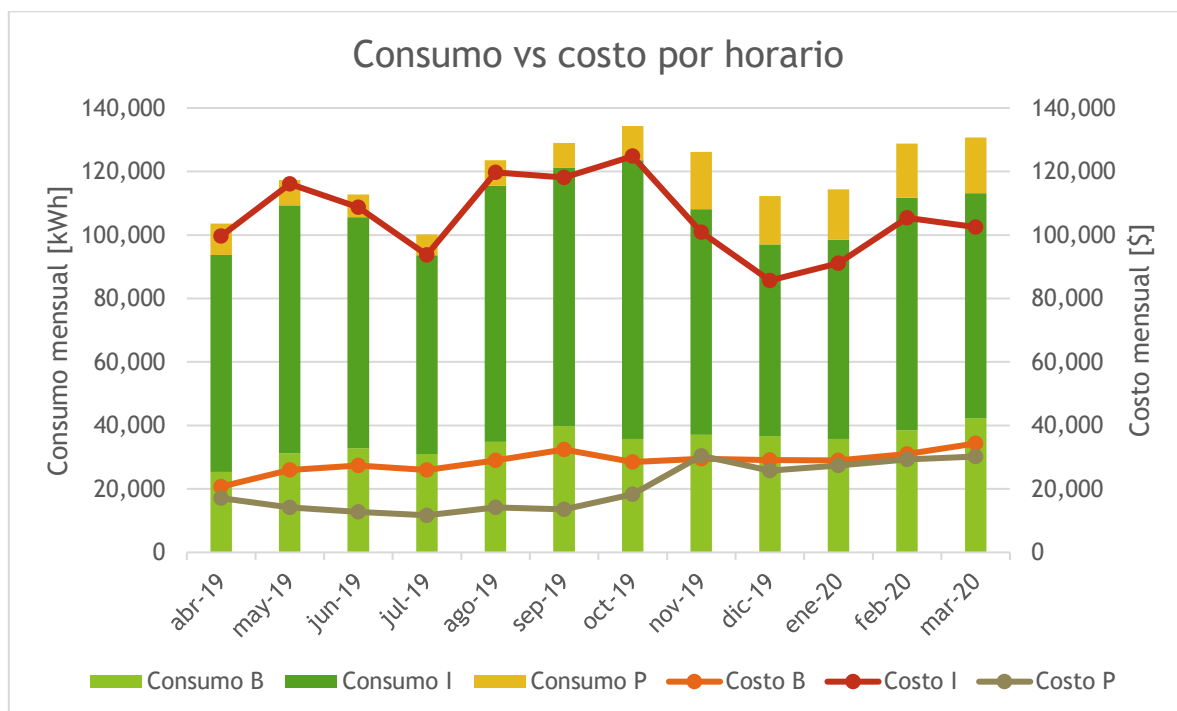
Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
Domingo	0:00 – 19:00	19:00 – 24:00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 8:00	8:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00
Domingo	0:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

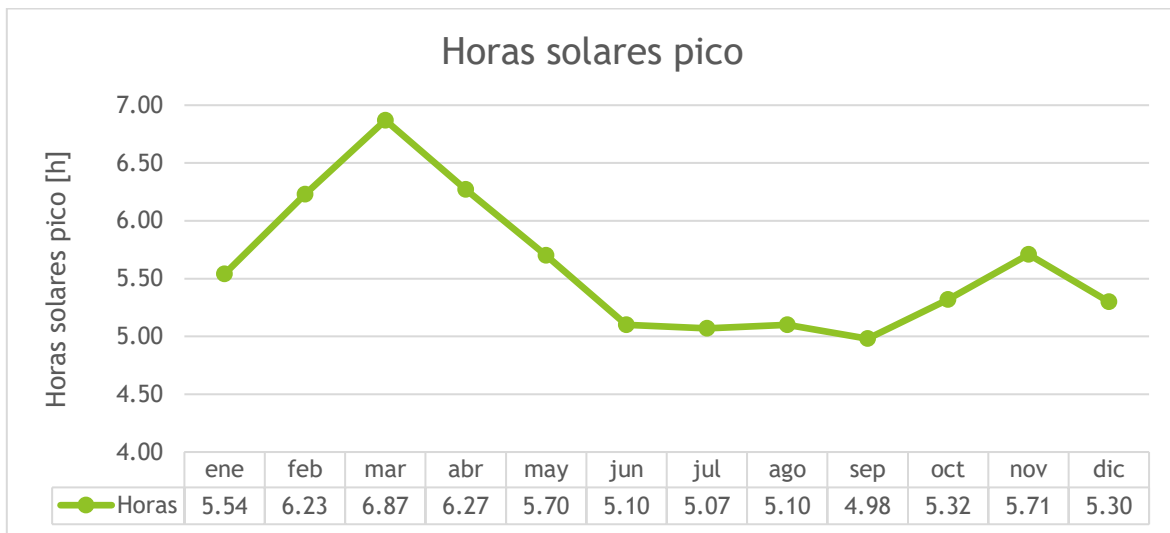
La siguiente gráfica muestra el comportamiento del costo y el consumo por horario dentro de la tarifa GDMTH



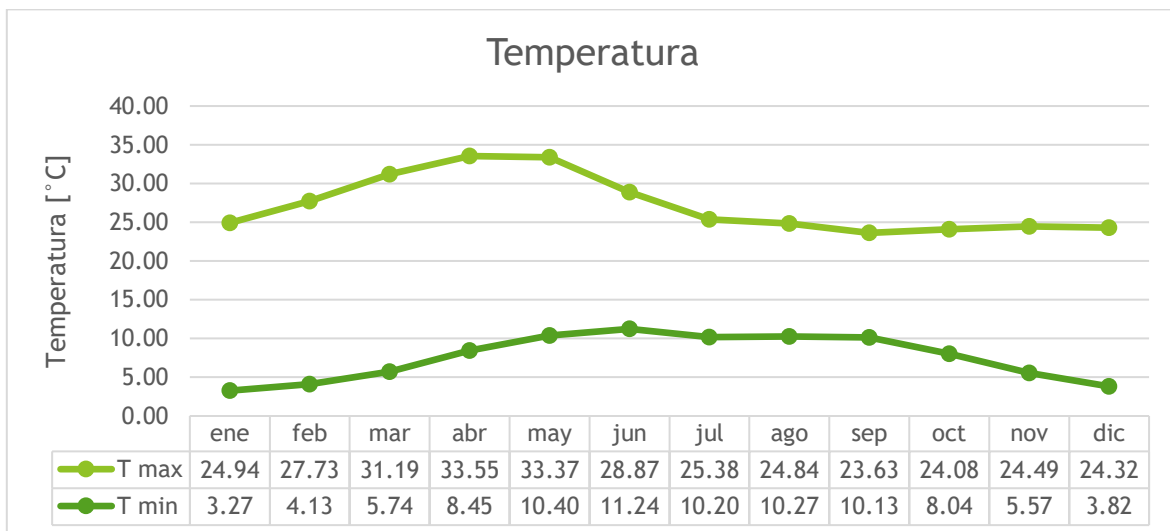
## Anexo B: Análisis de los factores climatológicos

Para determinar los factores climatológicos del sitio de análisis (latitud: 19.3133, longitud: -99.0580), se utilizaron los valores proporcionados por el software “NASA Prediction Of Worldwide Energy Resource”, en su versión web, que se puede consultar en: <https://power.larc.nasa.gov/>

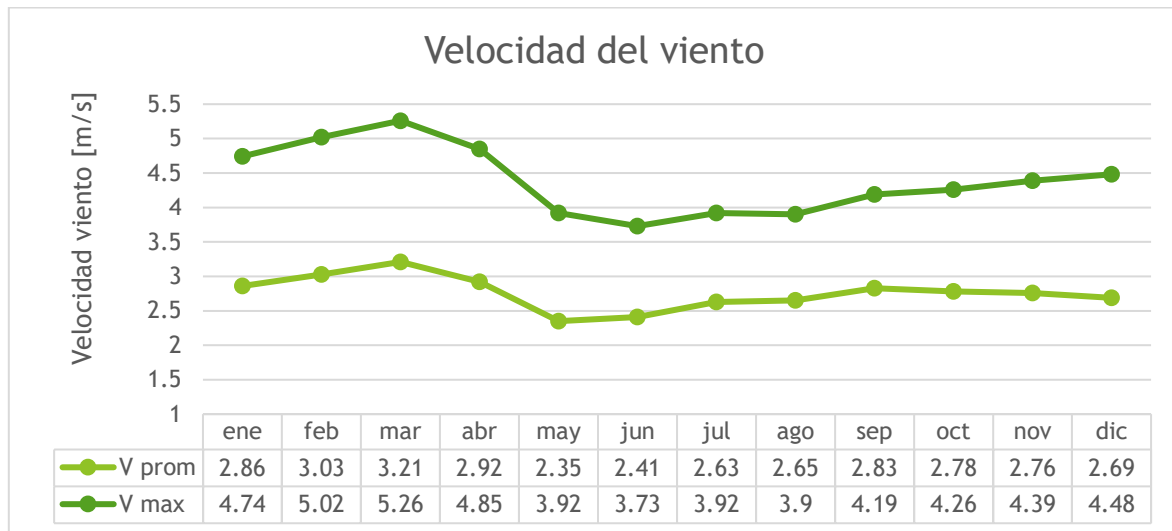
A partir de los promedios mensuales de temperatura y horas solares pico, se obtiene que la irradiación promedio diaria del lugar es de 5.6 kWh/m<sup>2</sup>, equivalente a 5.6 horas solares pico.



En cuanto a temperatura, se tiene una temperatura promedio anual de 15.83 °C, registrando un máximo de 33.55 °C y un mínimo de 3.27 °C durante todo el año.



En cuanto a velocidad del viento, se tiene un promedio a 50m de altura de 2.76 m/s, con una máxima de 4.39 m/s.



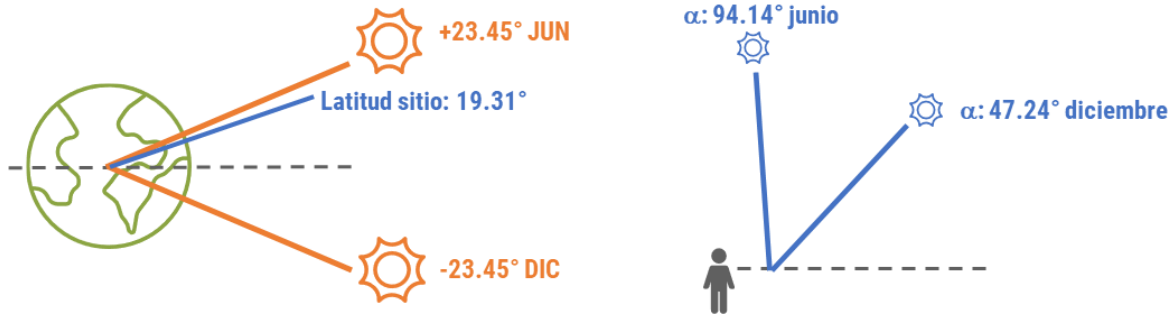
Por otro lado, a partir del cálculo de la altura solar para todos los días del año, el software de la Nasa proporciona el ángulo óptimo para colocar un colector solar plano para cada mes del año, y el ángulo óptimo anual, para las coordenadas de estudio, en ángulo óptimo corresponde a 17.5° respecto a la horizontal.

Para ejemplificar mejor que ocurre con la declinación y la altura solar ( $\alpha$ ) a lo largo del año, y cómo éstas modifican el ángulo óptimo de captación, se calcularon estas variables para el día 21 de cada mes:

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Áng. Op. prom	42.5	35	21.5	6	5	10.5	8.5	1	13	28	41	44.5
Altura solar	50.55	59.46	70.69	82.27	90.82	94.14	91.13	82.44	70.69	58.93	50.24	47.24
Declinación	-20.14	-11.23	0.00	11.58	20.14	23.45	20.44	11.75	0.00	-11.75	-20.44	-23.45

La posición aparente del Sol se mueve  $\pm 23.45^\circ$  respecto al Ecuador durante el año, por lo que, para un sitio con latitud  $19.3133^\circ$  tendremos alturas solares entre  $94.14^\circ$  y  $47.24^\circ$ , teniendo la más alta en el mes de junio y la más baja en el mes de diciembre.

## Anexo B



Así sabemos que la altura solar máxima se tiene en el mes de junio y corresponde a  $94.14^\circ$ , mientras que la altura solar mínima se tiene en el mes de diciembre y corresponde a  $47.24^\circ$ . Esta última, es la que se debe emplear para el estudio de sombras, ya que al ser la altura más baja es la que hace una proyección más grande de sombras.

## Anexo C: Caídas de tensión en conductores de DC

Para el cálculo de las caídas de tensión en los conductores de corriente directa se hizo uso de los valores de la resistencia del conductor de la Tabla 8 “Propiedades de los conductores” de la NOM 001, la siguiente fórmula permite obtener la diferencia de tensión y con esto obtener el porcentaje de pérdidas:

$$R = \frac{1000 \Delta V_{mp}}{I_{mp} * L}$$

Donde R es la resistencia del conductor en  $\Omega/\text{km}$ , L es el largo del conductor en m,  $I_{mp}$  es la corriente de máxima potencia del AFV y  $V_{mp}$  es la tensión de máxima potencia del AFV.

Se realizó el cálculo para todos los tramos en DC existentes, que van desde las cadenas fotovoltaicas a las cajas de combinación y de las cajas de combinación a los inversores. Todas ellas resultaron con caídas de tensión por debajo del 1%.

El cálculo de los tramos de las cadenas a las cajas de combinación se hizo para dos calibres diferentes, y así encontrar el que tuviera menos pérdidas. Estos cálculos comparativos se hicieron para 10 AWG y 12 AWG.

FASES 1 Y 3															
No. MFV serie	Inversor	Inicio	Llegada	Distancia [m]	Vmp [V]	AWG	R [ $\Omega$ ]	AWG 2	R [ $\Omega$ ]	Imp [I]	AV-AWG	AV-AWG2	%AWG	%AWG2	Tramo
17	INV1	CFV	CC	14	710.6	12	6.73	10	4.07	10.9	2.11	1.28	0.30	0.18	0.18
17		CFV	CC	23	710.6	12	6.73	10	4.07	10.9	3.40	2.05	0.48	0.29	0.29
17		CFV	CC	21	710.6	12	6.73	10	4.07	10.9	3.07	1.86	0.43	0.26	0.26
17		CFV	CC	19	710.6	12	6.73	10	4.07	10.9	2.73	1.65	0.38	0.23	0.23
17		CC	INV	35	710.6	8	2.55	8	2.55	21.8	3.88	3.88			
16	INV2	CFV	CC	23	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	3.31	2.00	0.49	0.30	0.83
16		CFV	CC	25	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	3.60	2.17	0.54	0.33	0.86
16		CFV	CC	42	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	6.16	3.72	0.92	0.56	1.09

16		CFV	CC	40	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	5.88	3.56	0.88	0.53	1.06
16		CC	INV	8	668.8	8	2.55	8	2.55	21.8	0.92	0.92			
16	INV3	CFV	CC	7	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	1.06	0.64	0.16	0.10	0.10
16		CFV	CC	5	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	0.77	0.46	0.11	0.07	0.07
16		CFV	CC	15	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	2.13	1.29	0.32	0.19	0.19
16		CFV	CC	17	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	2.42	1.46	0.36	0.22	0.22
16		CC	INV	8	668.8	8	2.55	8	2.55	21.8	0.91	0.91			
16	INV4	CFV	CC	39	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	5.75	3.48	0.86	0.52	0.52
16		CFV	CC	15	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	2.16	1.31	0.32	0.20	0.20
16		CFV	CC	4	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	0.53	0.32	0.08	0.05	0.05
16		CFV	CC	5	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	0.67	0.41	0.10	0.06	0.06
16		CC	INV	35	668.8	8	2.55	8	2.55	21.8	3.92	3.92			
17	INV5	CFV	CC	18	710.6	12	6.73	10	4.07	10.9	2.57	1.55	0.36	0.22	0.22
17		CFV	CC	17	710.6	12	6.73	10	4.07	10.9	2.49	1.51	0.35	0.21	0.21
17		CFV	CC	15	710.6	12	6.73	10	4.07	10.9	2.22	1.34	0.31	0.19	0.19
17		CFV	CC	4	710.6	12	6.73	10	4.07	10.9	0.63	0.38	0.09	0.05	0.05
17		CC	INV	26	710.6	8	2.55	8	2.55	21.8	2.91	2.91			

FASE 2															
No. MFV serie	Inversor	Inicio	Llegada	Distancia [m]	Vmp [V]	AWG	R [Ω]	AWG 2	R [Ω]	Imp [I]	AV-AWG	AV-AWG2	%AWG	%AWG2	Tramo
17	INV1	CFV	CC	14	710.6	12	6.73	10	4.07	10.9	2.11	1.28	0.30	0.18	0.18
17		CFV	CC	23	710.6	12	6.73	10	4.07	10.9	3.40	2.05	0.48	0.29	0.29
17		CFV	CC	21	710.6	12	6.73	10	4.07	10.9	3.07	1.86	0.43	0.26	0.26
17		CFV	CC	19	710.6	12	6.73	10	4.07	10.9	2.73	1.65	0.38	0.23	0.23
17		CC	INV	35	710.6	8	2.55	8	2.55	21.8	3.88	3.88			
16	INV2	CFV	CC	23	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	3.31	2.00	0.49	0.30	0.30
16		CFV	CC	25	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	3.60	2.17	0.54	0.33	0.33
16		CFV	CC	42	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	6.16	3.72	0.92	0.56	0.56
16		CFV	CC	40	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	5.88	3.56	0.88	0.53	0.53
16		CC	INV	8	668.8	8	2.55	8	2.55	21.8	0.92	0.92			
16	INV3	CFV	CC	7	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	1.06	0.64	0.16	0.10	0.10
16		CFV	CC	5	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	0.77	0.46	0.11	0.07	0.07
16		CFV	CC	15	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	2.13	1.29	0.32	0.19	0.19
16		CFV	CC	17	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	2.42	1.46	0.36	0.22	0.22
16		CC	INV	8	668.8	8	2.55	8	2.55	21.8	0.91	0.91			
16	INV4	CFV	CC	40	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	5.90	3.57	0.88	0.53	0.53
16		CFV	CC	15	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	2.16	1.31	0.32	0.20	0.20
16		CFV	CC	4	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	0.53	0.32	0.08	0.05	0.05

16		CFV	CC	5	668.8	12	6.73	10	4.07	10.9	0.67	0.41	0.10	0.06	0.06
16		CC	INV	35	668.8	8	2.55	8	2.55	21.8	3.92	3.92			
<b>FASE 4</b>															
No. MFV serie	Inversor	Inicio	Llegada	Distancia [m]	Vmp [V]	AWG	R [Ω]	AWG 2	R [Ω]	Imp [I]	AV-AWG	AV-AWG2	%AWG	%AWG2	Tramo
10	INV1	CFV	CC	15	418	12	6.73	10	4.07	10.9	2.25	1.36	0.54	0.33	0.33
10		CFV	CC	4	418	12	6.73	10	4.07	10.9	0.54	0.33	0.13	0.08	0.08
10		CFV	CC	7	418	12	6.73	10	4.07	10.9	1.04	0.63	0.25	0.15	0.15
10		CC	INV	26	418	8	2.55	8	2.55	21.8	2.90	2.90			
10	INV1	CFV	CC	17	418	12	6.73	10	4.07	10.9	2.55	1.54	0.61	0.37	0.37
10		CFV	CC	26	418	12	6.73	10	4.07	10.9	3.75	2.27	0.90	0.54	0.54
10		CFV	CC	15	418	12	6.73	10	4.07	10.9	2.15	1.30	0.51	0.31	0.31
10		CC	INV	7	418	8	2.55	8	2.55	21.8	0.82	0.82			
10	INV1	CFV	CC	14	418	12	6.73	10	4.07	10.9	2.02	1.22	0.48	0.29	0.29
10		CFV	CC	18	418	12	6.73	10	4.07	10.9	2.66	1.61	0.64	0.38	0.38
10		CFV	CC	15	418	12	6.73	10	4.07	10.9	2.15	1.30	0.51	0.31	0.31
10		CC	INV	38	418	8	2.55	8	2.55	21.8	4.25	4.25			
10	INV1	CFV	CC	19	418	12	6.73	10	4.07	10.9	2.82	1.70	0.67	0.41	0.41
10		CFV	CC	3	418	12	6.73	10	4.07	10.9	0.49	0.30	0.12	0.07	0.07
10		CFV	CC	23	418	12	6.73	10	4.07	10.9	3.41	2.06	0.81	0.49	0.49
10		CC	INV	6	418	8	2.55	8	2.55	21.8	0.61	0.61			
10	INV1	CFV	CC	9	418	12	6.73	10	4.07	10.9	1.30	0.79	0.31	0.19	0.19
10		CFV	CC	13	418	12	6.73	10	4.07	10.9	1.90	1.15	0.45	0.28	0.28
10		CFV	CC	29	418	12	6.73	10	4.07	10.9	4.18	2.53	1.00	0.61	0.61
10		CC	INV	6	418	8	2.55	8	2.55	21.8	0.63	0.63			
10	INV1	CFV	CC	19	418	12	6.73	10	4.07	10.9	2.78	1.68	0.67	0.40	0.40
10		CFV	CC	23	418	12	6.73	10	4.07	10.9	3.40	2.06	0.81	0.49	0.49
10		CFV	CC	15	418	12	6.73	10	4.07	10.9	2.15	1.30	0.51	0.31	0.31
10		CC	INV	38	418	8	2.55	8	2.55	21.8	4.25	4.25			
9	INV1	CFV	CC	11	376.2	12	6.73	10	4.07	10.9	1.62	0.98	0.43	0.26	0.51
9		CFV	CC	4	376.2	12	6.73	10	4.07	10.9	0.56	0.34	0.15	0.09	0.34
9		CFV	CC	25	376.2	12	6.73	10	4.07	10.9	3.74	2.26	0.99	0.60	0.85
9		CC	INV	8	376.2	8	2.55	8	2.55	21.8	0.94	0.94	0.25	0.25	

## Anexo D: Caídas de tensión en conductores de AC

Para el cálculo de las caídas de tensión en los conductores de corriente alterna se hizo uso de los valores de la Tabla 9 “Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 volts, 3 fases a 60Hz y 75°. Tres conductores individuales en tubo conduit” de la NOM 001. En este caso, para el cálculo se utilizó la fórmula:

$$\% \Delta V = \frac{100 * I_{nom} * Z}{V_{nf}}$$

Donde  $V_{nf}$  es la tensión entre el neutro y la fase,  $I_{nom}$  es la corriente nominal que atraviesa el conductor y  $Z$  es la impedancia del circuito, que se encuentra definida como:  $Z = R \cos \theta + X \sin \theta$

Donde  $R$  es la resistencia del conductor y  $X$  su reactancia, dichos valores se encuentran en la Tabla 9. Cabe recordar que el factor de potencia es el coseno de  $\theta$ .

El cálculo se hizo para los tramos que van desde la salida del inversor al punto de agrupamiento, y del punto de agrupamiento al transformador y/o subestación.

	Inicio	Llegada	Distancia [m]	AWG	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]	Ze [ $\Omega$ ]	AE	%AE
EDIF A	INV	CC	2	6	1.61	0.21	1.540537	0.0031	0.04
	INV	CC	3	6	1.61	0.21	1.540537	0.0046	0.05
	INV	CC	4	6	1.61	0.21	1.540537	0.0062	0.07
	INV	CC	5	6	1.61	0.21	1.540537	0.0077	0.09
	INV	CC	6	6	1.61	0.21	1.540537	0.0092	0.11
EDIF B	INV	CC	2	6	1.61	0.21	1.540537	0.0031	0.04
	INV	CC	3	6	1.61	0.21	1.540537	0.0046	0.05
	INV	CC	4	6	1.61	0.21	1.540537	0.0062	0.07
	INV	CC	5	6	1.61	0.21	1.540537	0.0077	0.09
EDIF D	INV	CC	15	6	1.61	0.21	1.540537	0.0231	0.27
	INV	CC	16	6	1.61	0.21	1.540537	0.0246	0.29
	INV	CC	17	6	1.61	0.21	1.540537	0.0262	0.30
	INV	CC	18	6	1.61	0.21	1.540537	0.0277	0.32
	INV	CC	25.5	6	1.61	0.21	1.540537	0.0393	0.45
	INV	CC	26.5	6	1.61	0.21	1.540537	0.0408	0.47
	INV	CC	27.5	6	1.61	0.21	1.540537	0.0424	0.49

	Inicio	Llegada	Distancia [m]	AWG	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]	Ze [ $\Omega$ ]	Distancia [m]	AE	%AE
EDIF A	CC	TR	45	250	160.4	0.177	0.171	0.233837	0.010523	0.61
EDIF B	CC	TR	45	3/0	128.32	0.259	0.171	0.307637	0.013844	0.64
EDIF D	CC	SUB	26	500	224.56	0.095	0.157	0.153935	0.004002	0.32

## Anexo E: Simulaciones de producción energética

Para mayor detalle de las simulaciones, se adjuntan los PDF de dichas simulaciones en anexo digital.

### Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación

<b>Proyecto :</b>	<b>EDIFICIO A</b>		
<b>Sitio geográfico</b>	<b>Mexico City - SLT</b>	<b>País</b>	<b>México</b>
<b>Situación</b>	Latitud 19.31° N	Longitud	-99.06° W
Tiempo definido como	Hora Legal Zona horaria UT-6	Altitud	2250 m
	Albedo 0.20		
<b>Datos meteo:</b>	<b>Mexico City - SLT</b>	PVGIS api TMY - TMY	

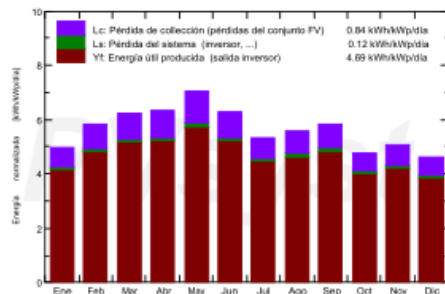
### Sistema conectado a la red: Resultados principales

**Proyecto :** EDIFICIO A  
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

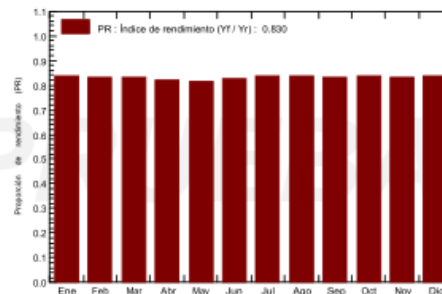
<b>Principales parámetros del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>Sin escena 3D definida, sin sombras</b>	
Orientación campo FV	2 orientaciones	Inclinación/Azimut = 15°/-76° y 4°/104°	
Módulos FV	Modelo	TSM-DE17M-(II)-445	Pnom 445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	328	Pnom total <b>146 kWp</b>
Inversor	Modelo	Symo Advanced 24.0-3 480	Pnom 24.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total <b>168 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

<b>Resultados principales de simulación</b>				
Producción del sistema	<b>Energía producida</b>	<b>249.9 MWh/año</b>	Prod. específica	1712 kWh/kWp/año
	Proporción de rendimiento (PR)	82.96 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 146 kWp



Proporción de rendimiento (PR)



### Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	proporción
<b>Enero</b>	151.9	62.1	13.84	154.5	150.0	19.35	18.88	0.837
<b>Febrero</b>	160.5	66.5	16.24	162.8	159.0	20.23	19.73	0.830
<b>Marzo</b>	191.4	82.4	17.15	193.1	189.4	23.95	23.35	0.828
<b>Abril</b>	189.2	78.9	19.38	190.6	186.9	23.40	22.81	0.820
<b>Mayo</b>	217.9	83.1	21.25	218.9	215.4	26.72	26.05	0.815
<b>Junio</b>	190.5	74.7	18.29	189.1	185.7	23.43	22.84	0.828
<b>Julio</b>	164.6	96.9	16.55	164.8	161.2	20.70	20.18	0.839
<b>Agosto</b>	172.8	88.5	16.87	172.4	168.7	21.55	21.01	0.835
<b>Septiembre</b>	174.1	100.2	17.16	174.9	170.7	21.72	21.17	0.829
<b>Octubre</b>	147.0	65.9	16.09	148.5	145.1	18.55	18.08	0.834
<b>Noviembre</b>	150.7	44.0	15.27	151.5	147.3	18.91	18.43	0.833
<b>Diciembre</b>	140.2	44.8	14.46	143.0	138.5	17.84	17.40	0.834
<b>Año</b>	2050.6	888.0	16.88	2064.1	2017.8	256.35	249.93	0.830

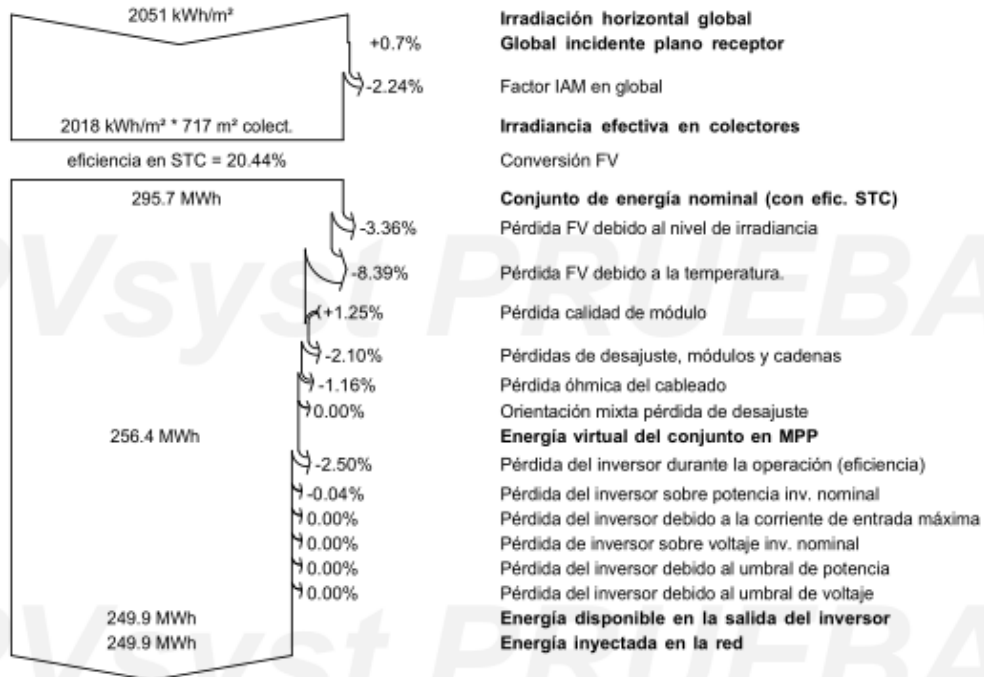
Legendas: GlobHor Irradiación horizontal global      GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombras  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal      EArray Energía efectiva a la salida del conjunto  
 T\_Amb T amb.      E\_Grid Energía inyectada en la red  
 GlobInc Global incidente plano receptor      PR Proporción de rendimiento

## Sistema conectado a la red: Diagrama de pérdida

**Proyecto :** EDIFICIO A  
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	2 orientaciones	Inclinación/Azimut = 15°/-76° y 4°/104°	
Módulos FV	Modelo	TSM-DE17M-(II)-445	Pnom 445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	328	Pnom total <b>146 kWp</b>
Inversor	Modelo	Symo Advanced 24.0-3 480	Pnom 24.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total <b>168 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



## Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación

<b>Proyecto :</b>	EDIFICIO B		
<b>Sitio geográfico</b>	Mexico City - SLT	País	Mexico
<b>Situación</b>	Latitud 19.31° N	Longitud	-99.06° W
Tiempo definido como	Hora Legal Zona horaria UT-6	Altitud	2250 m
	Albedo 0.20		
<b>Datos meteo:</b>	Mexico City - SLT	PVGIS api TMY - TMY	

## Sistema conectado a la red: Resultados principales

**Proyecto :** EDIFICIO B

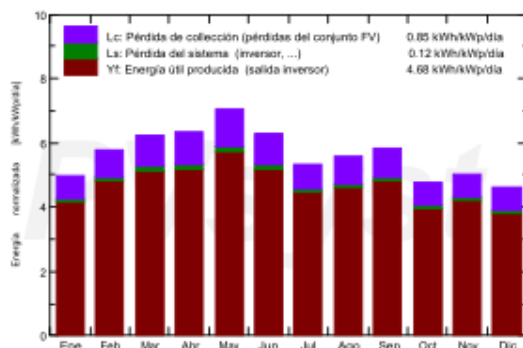
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Principales parámetros del sistema		Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV		2 orientaciones	Inclinación/Azimut = 15°/-76° y 4°/104°	
Módulos FV		Modelo	TSM-DE17M-(II)-445	Pnom 445 Wp
Conjunto FV		Núm. de módulos	260	Pnom total <b>116 kWp</b>
Inversor		Modelo	Symo Advanced 24.0-3 480	Pnom 24.00 kW ac
Paquete de inversores		Núm. de unidades	4.0	Pnom total <b>96.0 kW ac</b>
Necesidades del usuario		Carga ilimitada (red)		

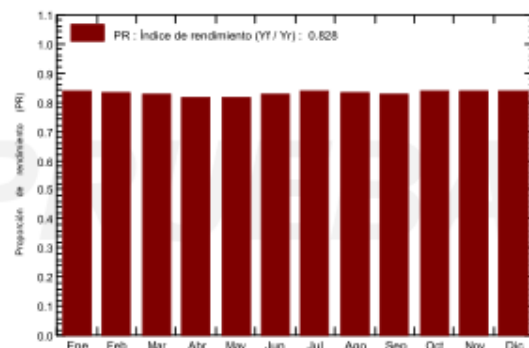
### Resultados principales de simulación

Producción del sistema **Energía producida 197.5 MWh/año** Prod. específica 1707 kWh/kWp/año  
 Proporción de rendimiento (PR) **82.82 %**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 116 kWp



Proporción de rendimiento (PR)



### Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
<b>Enero</b>	151.9	62.1	13.84	154.1	149.6	15.30	14.94	0.838
<b>Febrero</b>	160.5	66.5	16.24	162.4	158.6	15.99	15.61	0.831
<b>Marzo</b>	191.4	82.4	17.15	192.8	189.1	18.92	18.46	0.828
<b>Abril</b>	189.2	78.9	19.38	190.3	186.6	18.43	17.98	0.817
<b>Mayo</b>	217.9	83.1	21.25	218.6	215.1	21.09	20.57	0.813
<b>Junio</b>	190.5	74.7	18.29	189.2	185.8	18.50	18.05	0.825
<b>Julio</b>	164.6	96.9	16.55	164.7	161.0	16.35	15.96	0.838
<b>Agosto</b>	172.8	88.5	16.87	172.4	168.7	17.02	16.61	0.833
<b>Septiembre</b>	174.1	100.2	17.16	174.6	170.4	17.10	16.69	0.826
<b>Octubre</b>	147.0	65.9	16.09	148.2	144.7	14.66	14.30	0.834
<b>Noviembre</b>	150.7	44.0	15.27	151.3	147.0	14.96	14.60	0.834
<b>Diciembre</b>	140.2	44.8	14.46	142.5	138.0	14.09	13.75	0.834
<b>Año</b>	2050.6	888.0	16.88	2061.2	2014.6	202.42	197.51	0.828

Leyendas: GlobHor Irradiación horizontal global      GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal      EArray Energía efectiva a la salida del conjunto  
 T\_Amb T amb.      E\_Grid Energía inyectada en la red  
 GlobInc Global incidente plano receptor      PR Proporción de rendimiento

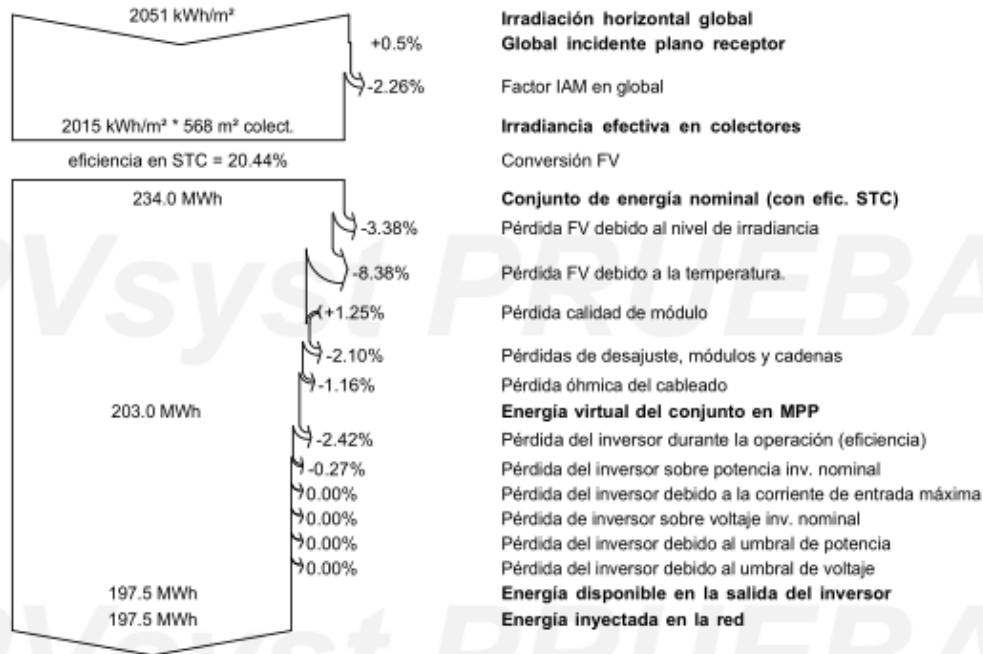
## Sistema conectado a la red: Diagrama de pérdida

Proyecto : **EDIFICIO B**

Variante de simulación : **Nueva variante de simulación**

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	2 orientaciones	Inclinación/Azimut = 15°/-76° y 4°/104°	
Módulos FV	Modelo	TSM-DE17M-(II)-445	Pnom 445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	260	Pnom total <b>116 kWp</b>
Inversor	Modelo	Symo Advanced 24.0-3 480 Pnom	24.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total <b>96.0 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



## Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación

Proyecto : **EDIFICIO D**

Sitio geográfico	Mexico City - SLT	País	México	
Situación Tiempo definido como	Latitud	19.31° N	Longitud	-99.06° W
	Hora Legal	Zona horaria UT-6	Altitud	2250 m
	Albedo	0.20		
Datos meteo:	Mexico City - SLT	PVGIS api TMY - TMY		

## Sistema conectado a la red: Resultados principales

**Proyecto :** EDIFICIO D

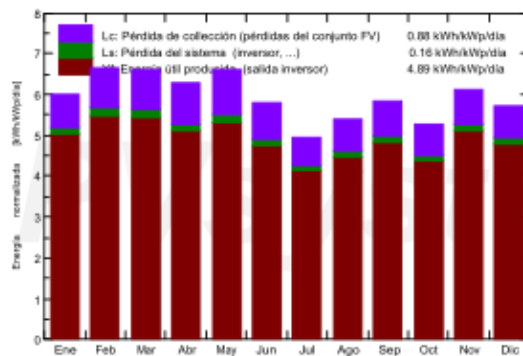
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

<b>Principales parámetros del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>Sin escena 3D definida, sin sombras</b>		
Orientación campo FV	inclinación	20°	azimut	0°
Módulos FV	Modelo	TSM-DE17M-(II)-445	Pnom	445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	207	Pnom total	<b>92.1 kWp</b>
Inversor	Modelo	Symo Advanced 12.0-3 240	Pnom	12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total	<b>84.0 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

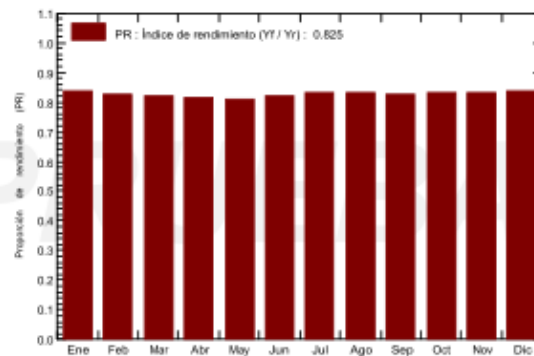
### Resultados principales de simulación

Producción del sistema	<b>Energía producida</b>	<b>164.5 MWh/año</b>	Prod. específica	1786 kWh/kWp/año
	Proporción de rendimiento (PR)	82.50 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 92.1 kWp



Proporción de rendimiento (PR)



### Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
<b>Enero</b>	151.9	62.1	13.84	186.2	183.3	14.83	14.37	0.837
<b>Febrero</b>	160.5	66.5	16.24	185.7	182.9	14.60	14.13	0.826
<b>Marzo</b>	191.4	82.4	17.15	205.3	202.0	16.05	15.53	0.821
<b>Abril</b>	189.2	78.9	19.38	188.4	184.4	14.58	14.11	0.813
<b>Mayo</b>	217.9	83.1	21.25	204.7	200.5	15.72	15.21	0.807
<b>Junio</b>	190.5	74.7	18.29	173.8	169.6	13.55	13.12	0.819
<b>Julio</b>	164.6	96.9	16.55	154.0	150.1	12.19	11.80	0.832
<b>Agosto</b>	172.8	88.5	16.87	167.0	163.1	13.16	12.74	0.828
<b>Septiembre</b>	174.1	100.2	17.16	175.2	171.2	13.75	13.30	0.824
<b>Octubre</b>	147.0	65.9	16.09	163.2	160.3	12.88	12.47	0.829
<b>Noviembre</b>	150.7	44.0	15.27	184.0	180.9	14.56	14.09	0.831
<b>Diciembre</b>	140.2	44.8	14.46	177.6	174.7	14.11	13.67	0.835
<b>Año</b>	2050.6	888.0	16.88	2165.1	2123.1	169.97	164.53	0.825

Leyendas: GlobHor	Irradiación horizontal global	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
T_Amb	T amb.	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Proporción de rendimiento

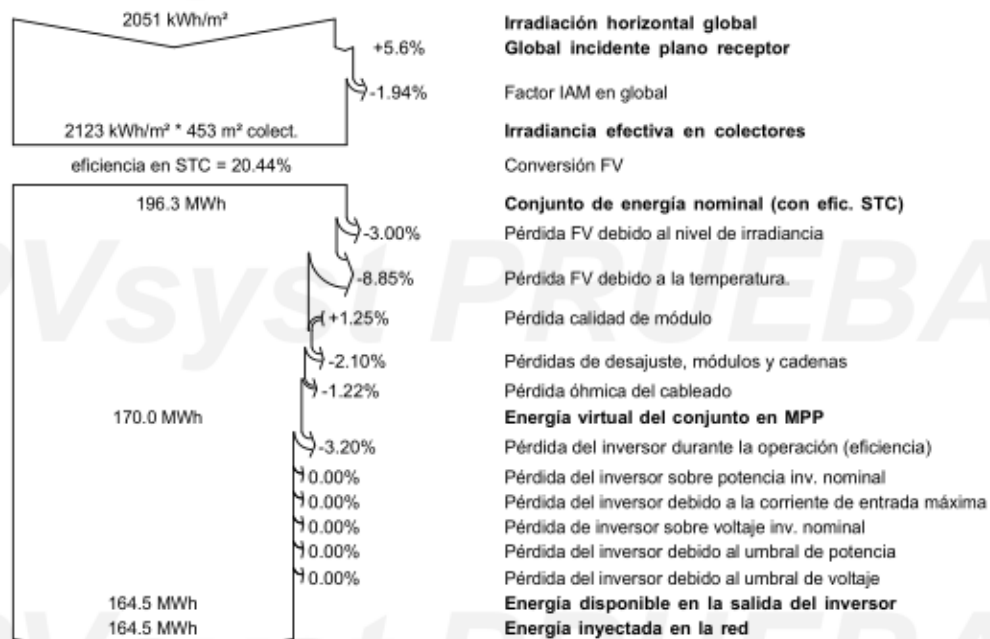
## Sistema conectado a la red: Diagrama de pérdida

**Proyecto :** EDIFICIO D

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras		
Orientación campo FV	inclinación	20°	azimut	0°
Módulos FV	Modelo	TSM-DE17M-(II)-445	Pnom	445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	207	Pnom total	<b>92.1 kWp</b>
Inversor	Modelo	Symo Advanced 12.0-3 240	Pnom	12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total	<b>84.0 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

**Diagrama de pérdida durante todo el año**



## Anexo F: Comparativa de simulaciones para elegir el acimut óptimo en los módulos fotovoltaicos

Para mayor detalle de las simulaciones, se adjuntan los PDF de dichas simulaciones en anexo digital.

### Comparación diferentes configuraciones para los Edificios A, B y C (simétricos)

MODELO A1: Medio techo con estructura coplanar y medio techo con estructura inclinada 20°																																							
Medio techo inclinado 15°					Medio techo inclinado 4°																																		
1,370.4		Total kWh/kWp (simulación)																																					
<div style="background-color: #f2f2f2; padding: 5px;"> <span>Field Segments</span> </div> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Description</th> <th>Racking</th> <th>Orientation</th> <th>Tilt</th> <th>Azimuth</th> <th>Intrarow Spacing</th> <th>Frame Size</th> <th>Frames</th> <th>Modules</th> <th>Power</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TECHO 15</td> <td>Fixed Tilt</td> <td>Portrait (Vertical)</td> <td>15°</td> <td>194°</td> <td>1.6 ft</td> <td>1x1</td> <td>180</td> <td>180</td> <td>81.0 kW</td> </tr> <tr> <td>TECHO 4</td> <td>Fixed Tilt</td> <td>Portrait (Vertical)</td> <td>16°</td> <td>194°</td> <td>1.6 ft</td> <td>1x1</td> <td>144</td> <td>144</td> <td>64.8 kW</td> </tr> </tbody> </table>										Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power	TECHO 15	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	194°	1.6 ft	1x1	180	180	81.0 kW	TECHO 4	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	16°	194°	1.6 ft	1x1	144	144	64.8 kW
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power																														
TECHO 15	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	194°	1.6 ft	1x1	180	180	81.0 kW																														
TECHO 4	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	16°	194°	1.6 ft	1x1	144	144	64.8 kW																														

MODELO A2: Todo el techo con estructura coplanar																																							
Medio techo inclinado 15°					Medio techo inclinado 4°																																		
1,365.3		Total kWh/kWp (simulación)																																					
<div style="background-color: #f2f2f2; padding: 5px;"> <span>Field Segments</span> </div> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Description</th> <th>Racking</th> <th>Orientation</th> <th>Tilt</th> <th>Azimuth</th> <th>Intrarow Spacing</th> <th>Frame Size</th> <th>Frames</th> <th>Modules</th> <th>Power</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TECHO 15</td> <td>Fixed Tilt</td> <td>Portrait (Vertical)</td> <td>15°</td> <td>194°</td> <td>1.6 ft</td> <td>1x1</td> <td>180</td> <td>180</td> <td>81.0 kW</td> </tr> <tr> <td>TECHO 4</td> <td>Fixed Tilt</td> <td>Portrait (Vertical)</td> <td>4°</td> <td>14°</td> <td>1.6 ft</td> <td>1x1</td> <td>144</td> <td>144</td> <td>64.8 kW</td> </tr> </tbody> </table>										Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power	TECHO 15	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	194°	1.6 ft	1x1	180	180	81.0 kW	TECHO 4	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	4°	14°	1.6 ft	1x1	144	144	64.8 kW
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power																														
TECHO 15	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	194°	1.6 ft	1x1	180	180	81.0 kW																														
TECHO 4	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	4°	14°	1.6 ft	1x1	144	144	64.8 kW																														

Se elije el MODELO A2, ya que producen solo un 0.37% menos energía que el A1, pero usar estructuras coplanares sobre todo el edificio es mecánica y económicamente más viable.

## Comparación diferentes configuraciones para edificio D

Para el edificio 3, se probó con 3 configuraciones diferentes.

MODELO D1: Pares de paneles verticales orientados al sur									
1,344.4		Total kWh/kWp (simulación)							
116.2		MWh al año							
Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
TECHO 180	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	20°	180°	1.6 ft	1x1	192	192	86.4 kW

MODELO D2: Paneles verticales siguiendo la dirección del edificio									
1,231.9		Total kWh/kWp (simulación)							
119.7		MWh al año							
Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
TECHO 180	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	20°	128°	1.6 ft	1x1	216	216	97.2 kW

MODELO D3: Paneles horizontales siguiendo la dirección del edificio									
1232.0		Total kWh/kWp (simulación)							
119.8		MWh al año							
Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
TECHO 180	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	20°	218°	1.6 ft	1x1	216	216	97.2 kW

	D1	D2	D3
No. Módulos	192	216	216
Producción de kWh/kWp	1,344.4	1,231.9	1232.0
MWh anual	116.2	119.7	119.8

## Anexo F

\$ por módulos e inversores	27648 +12746.92 40,394.92 USD	31104 + 15933.65 47,037.65 USD	31104 + 15933.65 47,037.65 USD
\$/MWh anual	347.63	392.96	392.63

Los módulos orientados a la dirección del techo pierden un 8.3% de eficiencia respecto a los orientados al sur, ya que el modelo D1 produce más kWh por cada kWp instalado, es decir, es más eficiente.

Los modelos D2 y D3 realmente no varían mucho, se considera que son similares, y producen 3.6 MWh más que el modelo D1, esto porque se pueden instalar 24 módulos más. (Se podrían instalar más, pero ya sobrepasamos el límite de 1111 módulos para los 500kWp máximos).

Económicamente conviene más el MODELO D1, porque el costo por MWh anual es menor.



## Anexo G: Detalle de la facturación anual por cada una de las fases

Detalle de facturación implementando fase 1

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Suministro [\$]	505.35	505.35	505.35	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63
Distribución [\$/kW]	48886.06	55375.36	54510.12	42043.74	46098.72	46952.4	40336.38	51220.8	53568.42	51220.8	52714.74	47806.08
Transmisión [\$/kWh]	16040.82012	16040.82012	18018.40381	13425.69906	15176.04051	14953.9889	13303.688	17043.59821	17931.48818	19335.15724	17909.96771	15773.71874
CENACE [\$/kWh]	764.3035196	872.5977683	858.5302589	629.7080738	711.8046663	701.3897381	623.985367	799.3990744	841.0439437	906.8804961	840.0345648	739.8376799
Gen B [\$/kWh]	24246.9342	25939.1708	28726.333	17339.9082	21748.5216	22921.216	21728.6009	24223.5636	27077.8788	23799.021	24649.6512	24371.9095
Gen I [\$/kWh]	59079.50525	71465.07292	64035.45253	60923.97505	71006.2043	68496.859	58249.6952	81214.44685	80178.12914	90960.2259	68646.60191	56100.12661
Gen P [\$/kWh]	23606.6126	25011.21235	25657.18473	15146.7771	12579.2982	11282.2914	10366.6728	12570.8417	12060.5188	16157.2472	26880.18956	22631.34317
Capacidad [\$/kW]	68081.68	77135.08	77312.8	63648.73	71156.88	70110.52	59979.78	71671.86	70452.3	74292.8	75475.2	70416.64
SCnMEM	535.0124637	610.8184378	600.9711812	435.9517434	492.7878459	485.577511	6740.64252	553.4301284	582.2611918	627.8403435	581.562391	512.1953169
<b>Total [\$]</b>	<b>241746.2782</b>	<b>272955.4824</b>	<b>270225.1455</b>	<b>214085.1192</b>	<b>239460.8871</b>	<b>236394.8726</b>	<b>211820.075</b>	<b>259788.5696</b>	<b>263182.6701</b>	<b>277790.6022</b>	<b>268188.5773</b>	<b>238842.481</b>
Cargo por FP [\$]	-4,351.43	-4,367.29	-4,864.05	-642.26	-718.38	-2,836.74	-3,177.30	-3,637.04	-3,684.56	-3,333.49	-3,754.64	-3,343.79
Subtotal [\$]	237,394.85	268,588.19	265,361.09	213,442.86	238,742.50	233,558.13	208,642.77	256,151.53	259,498.11	274,457.11	264,433.94	235,498.69
IVA [\$]	37,983.18	42,974.11	42,457.77	34,150.86	38,198.80	37,369.30	33,382.84	40,984.24	41,519.70	43,913.14	42,309.43	37,679.79
<b>Facturación [\$]</b>	<b>275,378.02</b>	<b>311,562.31</b>	<b>307,818.87</b>	<b>247,593.72</b>	<b>276,941.31</b>	<b>270,927.44</b>	<b>242,025.62</b>	<b>297,135.77</b>	<b>301,017.81</b>	<b>318,370.25</b>	<b>306,743.37</b>	<b>273,178.48</b>

## Detalle de facturación implementando fase 2

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Suministro [\$]	505.35	505.35	505.35	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63
Distribución [\$/kW]	41315.21	51049.16	45425.1	32653.26	35641.14	37561.92	32439.84	43324.26	47592.66	51220.8	48446.34	40976.64
Transmisión [\$/kWh]	13532.77435	13532.77435	14919.17919	10436.22678	11755.38517	11951.70234	10649.9465	14281.44075	15155.88706	16958.9729	15482.56204	13487.73373
CENACE [\$/kWh]	644.8016367	747.7230665	710.8602352	489.4922964	551.3650289	560.5729299	499.516432	669.8450862	710.859405	795.4298773	726.1815028	632.6176976
Gen B [\$/kWh]	24246.9342	25939.1708	28726.333	17339.9082	21748.5216	22921.216	21728.6009	24223.5636	27077.8788	23799.021	24649.6512	24371.9095
Gen I [\$/kWh]	39683.6126	51487.06992	40301.5363	36858.99285	42931.32468	43758.23435	36339.9711	58589.00548	57931.59431	72323.68204	49687.4851	38322.0972
Gen P [\$/kWh]	23054.88977	24280.88792	24736.46048	15146.7771	12579.2982	11282.2914	10366.6728	12570.8417	12060.5188	16157.2472	26811.0505	22486.21296
Capacidad [\$/kW]	61337.74	75222.64	67368	49432.77	55014.81	58204.96	50369.76	66740.31	70452.3	74292.8	71386.96	60357.12
SCnMEM	451.3611457	523.4061465	497.6021647	338.8792821	381.7142508	388.0889515	6740.17719	463.7389059	492.1334342	550.6822228	502.7410404	437.9660983
<b>Total [\$]</b>	<b>204772.6737</b>	<b>243288.1822</b>	<b>223190.4214</b>	<b>163186.9365</b>	<b>181094.1889</b>	<b>187119.616</b>	<b>169625.115</b>	<b>221353.6355</b>	<b>231964.4618</b>	<b>256589.2652</b>	<b>238183.6014</b>	<b>201562.9272</b>
Cargo por FP [\$]	-3685.91	-3892.61	-4017.43	-489.56	-543.28	-2245.44	-2544.38	-3098.95	-3247.50	-3079.07	-3334.57	-2821.88
Subtotal [\$]	201086.77	239395.57	219172.99	162697.38	180550.91	184874.18	167080.74	218254.68	228716.96	253510.19	234849.03	198741.05
IVA [\$]	32173.88	38303.29	35067.68	26031.58	28888.15	29579.87	26732.92	34920.75	36594.71	40561.63	37575.84	31798.57
<b>Facturación [\$]</b>	<b>233260.65</b>	<b>277698.86</b>	<b>254240.67</b>	<b>188728.96</b>	<b>209439.05</b>	<b>214454.05</b>	<b>193813.66</b>	<b>253175.43</b>	<b>265311.67</b>	<b>294071.83</b>	<b>272424.88</b>	<b>230539.61</b>

## Detalle de facturación implementando fase 3

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Suministro [\$]	505.35	505.35	505.35	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63
Distribución [\$/kW]	31581.26	40233.66	33528.05	20915.16	22622.52	25610.4	22195.68	32653.26	36494.82	42257.16	38842.44	32226.42
Transmisión [\$/kWh]	10363.32	10363.32	10997.59	6643.39	7423.272	8154.036	7293.3679	10787.32	11635.51	13951.56	12418.44	10593.28
CENACE [\$/kWh]	493.7852	589.8568	524.0065	311.5962	348.1751	382.4503	342.082199	505.9598	545.7423	654.3726	582.4645	496.8586
Gen B [\$/kWh]	24246.93	25939.17	28726.33	17339.91	21748.52	22921.22	21728.6009	24223.56	27077.88	23799.02	24649.65	24371.91
Gen I [\$/kWh]	15165.51	26220.83	10246.91	6327	7375.691	12465.74	8627.50932	29967.9	29715.63	48736.37	25755.94	15809.84
Gen P [\$/kWh]	22365.93	23369.22	23597.85	15146.78	12579.3	11282.29	10366.6728	12570.84	12060.52	16157.25	26723.09	22304.97
Capacidad [\$/kW]	46886.44	59285.64	49724	31662.82	34919.58	39685.2	34463.52	50301.81	55010.7	62330.4	57235.36	47468.36
SCnMEM	345.6496	412.8998	366.8045	215.7204	241.0443	264.7733	6739.58863	350.2798	377.8216	453.0272	403.2446	343.979
Total [\$]	151954.2	186919.9	158216.9	99053	107748.7	121256.7	112247.652	161851.6	173409.2	208829.8	187101.3	154106.2
Cargo por FP [\$]	-2735.18	-2990.72	-2847.9	-297.159	-323.246	-1455.08	-1683.7148	-2265.92	-2427.73	-2505.96	-2619.42	-2157.49
Subtotal [\$]	149219	183929.2	155369	98755.84	107425.5	119801.7	110563.937	159585.6	170981.5	206323.8	184481.8	151948.8
IVA [\$]	23875.04	29428.68	24859.04	15800.93	17188.08	19168.26	17690.2299	25533.7	27357.04	33011.81	29517.09	24311.8
Facturación [\$]	173094	213357.9	180228	114556.8	124613.6	138969.9	128254.167	185119.4	198338.6	239335.6	213998.9	176260.6

## Detalle de facturación implementando fase 4

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Suministro [\$]	505.35	505.35	505.35	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63	490.63
Distribución [\$/kW]	24226.72	32662.81	25524.58	13445.46	14939.4	18780.96	16219.92	26250.66	29665.38	36067.98	31586.16	25396.98
Transmisión [\$/kWh]	7950.103	7950.103	8390.866	4297.117	4905.933	5970.909	5330.9804	8669.163	9423.519	11878.47	10075.11	8322.346
CENACE [\$/kWh]	378.8018	476.8027	399.803	201.5485	230.1039	280.0547	250.039971	406.6114	441.9931	557.1379	472.5547	390.3445
Gen B [\$/kWh]	24246.93	25939.17	28726.33	17339.91	21748.52	22921.22	21728.6009	24223.56	27077.88	23799.02	24649.65	24371.91
Gen I [\$/kWh]	-3437.26	8168.002	-9674.93	-12560.3	-13285.3	-5522.54	-7573.5779	12617.6	11986.48	32476.99	7482.82	-1825.42
Gen P [\$/kWh]	21766.45	22668.9	22776.95	15146.78	12579.3	11281.68	10365.8629	12570.84	12060.52	16157.25	26622.63	22131.24
Capacidad [\$/kW]	35967.68	48129.74	37854.4	20354.67	23060.1	29102.48	25184.88	40438.71	44716.3	53201.2	46543.04	37408.84
SCnMEM	265.1613	333.7619	279.8621	139.5336	159.3027	193.884	6738.73109	281.5002	305.9952	385.7109	327.1533	270.2385
Total [\$]	111869.9	146834.6	114783.2	58855.35	64828.03	83499.28	78736.0673	125949.3	136168.7	175014.4	148249.7	116957.1
Cargo por FP [\$]	-2013.66	-2349.35	-2066.1	-176.566	-194.484	-1001.99	-1181.041	-1763.29	-1906.36	-2100.17	-2075.5	-1637.4
Subtotal [\$]	109856.3	144485.3	112717.1	58678.79	64633.55	82497.29	77555.0263	124186	134262.3	172914.2	146174.3	115319.7
IVA [\$]	17577	23117.65	18034.74	9388.606	10341.37	13199.57	12408.8042	19869.76	21481.97	27666.27	23387.88	18451.15
Facturación [\$]	127433.3	167602.9	130751.9	68067.39	74974.92	95696.85	89963.8305	144055.7	155744.3	200580.5	169562.1	133770.9

Para mayor detalle de la obtención de la facturación mensual, se adjunta la hoja de cálculo como anexo digital.

## Anexo H: Valores para el cálculo del Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno

VAN y TIR escenario 0: Adquisición del SFV en una sola exhibición

Años	Facturación sin SFV	Flujos de efectivo			
		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
0		-\$3,935,825.33	-\$7,073,856.49	-\$11,009,681.82	-\$14,176,574.34
1	\$3,735,145.97	\$306,453.01	\$847,986.65	\$1,649,018.53	\$2,176,941.37
2	\$3,877,081.51	\$318,098.23	\$880,210.14	\$1,711,681.23	\$2,259,665.14
3	\$4,024,410.61	\$330,185.96	\$913,658.13	\$1,776,725.12	\$2,345,532.42
4	\$4,177,338.21	\$342,733.02	\$948,377.14	\$1,844,240.67	\$2,434,662.65
5	\$4,336,077.07	\$355,756.88	\$984,415.47	\$1,914,321.82	\$2,527,179.83
6	\$4,500,848.00	\$369,275.64	\$1,021,823.25	\$1,987,066.05	\$2,623,212.67
7	\$4,671,880.22	\$383,308.12	\$1,060,652.54	\$2,062,574.56	\$2,722,894.75
8	\$4,849,411.67	\$397,873.82	\$1,100,957.34	\$2,140,952.39	\$2,826,364.75
9	\$5,033,689.31	\$412,993.03	\$1,142,793.71	\$2,222,308.58	\$2,933,766.61
10	\$5,224,969.50	\$428,686.76	\$1,186,219.87	\$2,306,756.31	\$3,045,249.74
11	\$5,423,518.35	\$444,976.86	\$1,231,296.23	\$2,394,413.05	\$3,160,969.23
12	\$5,629,612.04	\$461,885.98	\$1,278,085.49	\$2,485,400.74	\$3,281,086.06
13	\$5,843,537.30	\$479,437.65	\$1,326,652.74	\$2,579,845.97	\$3,405,767.33
14	\$6,065,591.72	\$497,656.28	\$1,377,065.54	\$2,677,880.12	\$3,535,186.49
15	\$6,296,084.20	\$516,567.22	\$1,429,394.03	\$2,779,639.56	\$3,669,523.58
16	\$6,535,335.40	\$536,196.77	\$1,483,711.00	\$2,885,265.86	\$3,808,965.47
17	\$6,783,678.15	\$556,572.25	\$1,540,092.02	\$2,994,905.97	\$3,953,706.16
18	\$7,041,457.92	\$577,722.00	\$1,598,615.52	\$3,108,712.39	\$4,103,946.99
19	\$7,309,033.32	\$599,675.43	\$1,659,362.91	\$3,226,843.46	\$4,259,896.98
20	\$7,586,776.59	\$622,463.10	\$1,722,418.70	\$3,349,463.52	\$4,421,773.07
21	\$7,875,074.10	\$646,116.70	\$1,787,870.61	\$3,476,743.13	\$4,589,800.44
22	\$8,174,326.91	\$670,669.13	\$1,855,809.69	\$3,608,859.37	\$4,764,212.86
23	\$8,484,951.33	\$696,154.56	\$1,926,330.46	\$3,745,996.02	\$4,945,252.95
24	\$8,807,379.48	\$722,608.43	\$1,999,531.02	\$3,888,343.87	\$5,133,172.56
25	\$9,142,059.90	\$750,067.55	\$2,075,513.20	\$4,036,100.94	\$5,328,233.12
	VAN	\$1,157,990.53	\$7,021,250.04	\$16,400,056.08	\$22,008,217.70
	TIR	0.10	0.15	0.18	0.19

## VAN y TIR escenario 1: Adquisición de una fase del SFV anualmente

Años	Facturación sin SFV	Flujos de efectivo			
		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
0		-\$3,935,825.33	-\$6,634,532.13	-\$9,545,468.54	-\$11,559,789.53
1	\$3,735,145.97	\$306,453.01	\$847,986.65	\$1,649,018.53	\$2,176,941.37
2	\$3,877,081.51	\$318,098.23	\$880,210.14	\$1,711,681.23	\$2,259,665.14
3	\$4,024,410.61	\$330,185.96	\$913,658.13	\$1,776,725.12	\$2,345,532.42
4	\$4,177,338.21	\$342,733.02	\$948,377.14	\$1,844,240.67	\$2,434,662.65
5	\$4,336,077.07	\$355,756.88	\$984,415.47	\$1,914,321.82	\$2,527,179.83
6	\$4,500,848.00	\$369,275.64	\$1,021,823.25	\$1,987,066.05	\$2,623,212.67
7	\$4,671,880.22	\$383,308.12	\$1,060,652.54	\$2,062,574.56	\$2,722,894.75
8	\$4,849,411.67	\$397,873.82	\$1,100,957.34	\$2,140,952.39	\$2,826,364.75
9	\$5,033,689.31	\$412,993.03	\$1,142,793.71	\$2,222,308.58	\$2,933,766.61
10	\$5,224,969.50	\$428,686.76	\$1,186,219.87	\$2,306,756.31	\$3,045,249.74
11	\$5,423,518.35	\$444,976.86	\$1,231,296.23	\$2,394,413.05	\$3,160,969.23
12	\$5,629,612.04	\$461,885.98	\$1,278,085.49	\$2,485,400.74	\$3,281,086.06
13	\$5,843,537.30	\$479,437.65	\$1,326,652.74	\$2,579,845.97	\$3,405,767.33
14	\$6,065,591.72	\$497,656.28	\$1,377,065.54	\$2,677,880.12	\$3,535,186.49
15	\$6,296,084.20	\$516,567.22	\$1,429,394.03	\$2,779,639.56	\$3,669,523.58
16	\$6,535,335.40	\$536,196.77	\$1,483,711.00	\$2,885,265.86	\$3,808,965.47
17	\$6,783,678.15	\$556,572.25	\$1,540,092.02	\$2,994,905.97	\$3,953,706.16
18	\$7,041,457.92	\$577,722.00	\$1,598,615.52	\$3,108,712.39	\$4,103,946.99
19	\$7,309,033.32	\$599,675.43	\$1,659,362.91	\$3,226,843.46	\$4,259,896.98
20	\$7,586,776.59	\$622,463.10	\$1,722,418.70	\$3,349,463.52	\$4,421,773.07
21	\$7,875,074.10	\$646,116.70	\$1,787,870.61	\$3,476,743.13	\$4,589,800.44
22	\$8,174,326.91	\$670,669.13	\$1,855,809.69	\$3,608,859.37	\$4,764,212.86
23	\$8,484,951.33	\$696,154.56	\$1,926,330.46	\$3,745,996.02	\$4,945,252.95
24	\$8,807,379.48	\$722,608.43	\$1,999,531.02	\$3,888,343.87	\$5,133,172.56
25	\$9,142,059.90	\$750,067.55	\$2,075,513.20	\$4,036,100.94	\$5,328,233.12
	VAN	\$1,157,990.53	\$7,460,574.40	\$17,864,269.36	\$24,625,002.52
	TIR	0.10	0.16	0.21	0.22

## VAN y TIR escenario 2: Adquisición de una fase del SFV cada dos años

Años	Facturación sin SFV	Flujos de efectivo			
		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
0		-\$3,935,825.33	-\$6,256,713.18	-\$8,409,641.75	-\$9,690,862.70
1	\$3,735,145.97	\$306,453.01	\$847,986.65	\$1,649,018.53	\$2,176,941.37
2	\$3,877,081.51	\$318,098.23	\$880,210.14	\$1,711,681.23	\$2,259,665.14
3	\$4,024,410.61	\$330,185.96	\$913,658.13	\$1,776,725.12	\$2,345,532.42
4	\$4,177,338.21	\$342,733.02	\$948,377.14	\$1,844,240.67	\$2,434,662.65
5	\$4,336,077.07	\$355,756.88	\$984,415.47	\$1,914,321.82	\$2,527,179.83
6	\$4,500,848.00	\$369,275.64	\$1,021,823.25	\$1,987,066.05	\$2,623,212.67
7	\$4,671,880.22	\$383,308.12	\$1,060,652.54	\$2,062,574.56	\$2,722,894.75
8	\$4,849,411.67	\$397,873.82	\$1,100,957.34	\$2,140,952.39	\$2,826,364.75
9	\$5,033,689.31	\$412,993.03	\$1,142,793.71	\$2,222,308.58	\$2,933,766.61
10	\$5,224,969.50	\$428,686.76	\$1,186,219.87	\$2,306,756.31	\$3,045,249.74
11	\$5,423,518.35	\$444,976.86	\$1,231,296.23	\$2,394,413.05	\$3,160,969.23
12	\$5,629,612.04	\$461,885.98	\$1,278,085.49	\$2,485,400.74	\$3,281,086.06
13	\$5,843,537.30	\$479,437.65	\$1,326,652.74	\$2,579,845.97	\$3,405,767.33
14	\$6,065,591.72	\$497,656.28	\$1,377,065.54	\$2,677,880.12	\$3,535,186.49
15	\$6,296,084.20	\$516,567.22	\$1,429,394.03	\$2,779,639.56	\$3,669,523.58
16	\$6,535,335.40	\$536,196.77	\$1,483,711.00	\$2,885,265.86	\$3,808,965.47
17	\$6,783,678.15	\$556,572.25	\$1,540,092.02	\$2,994,905.97	\$3,953,706.16
18	\$7,041,457.92	\$577,722.00	\$1,598,615.52	\$3,108,712.39	\$4,103,946.99
19	\$7,309,033.32	\$599,675.43	\$1,659,362.91	\$3,226,843.46	\$4,259,896.98
20	\$7,586,776.59	\$622,463.10	\$1,722,418.70	\$3,349,463.52	\$4,421,773.07
21	\$7,875,074.10	\$646,116.70	\$1,787,870.61	\$3,476,743.13	\$4,589,800.44
22	\$8,174,326.91	\$670,669.13	\$1,855,809.69	\$3,608,859.37	\$4,764,212.86
23	\$8,484,951.33	\$696,154.56	\$1,926,330.46	\$3,745,996.02	\$4,945,252.95
24	\$8,807,379.48	\$722,608.43	\$1,999,531.02	\$3,888,343.87	\$5,133,172.56
25	\$9,142,059.90	\$750,067.55	\$2,075,513.20	\$4,036,100.94	\$5,328,233.12
	VAN	\$1,157,990.53	\$7,838,393.35	\$19,000,096.16	\$26,493,929.35
	TIR	0.10	0.17	0.23	0.26

Reducción de costos por adquisición e instalación de tecnologías fotovoltaicas (tasa de reducción del 14% anual)

Inversión inicial				
Año	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
0	\$3,935,825.33	\$3,138,031.16	\$3,935,825.33	\$3,166,892.52
1	\$3,384,809.78	\$2,698,706.80	\$3,384,809.78	\$2,723,527.57
2	\$2,910,936.41	\$2,320,887.85	\$2,910,936.41	\$2,342,233.71
3	\$2,503,405.32	\$1,995,963.55	\$2,503,405.32	\$2,014,320.99
4	\$2,152,928.57	\$1,716,528.65	\$2,152,928.57	\$1,732,316.05
5	\$1,851,518.57	\$1,476,214.64	\$1,851,518.57	\$1,489,791.80
6	\$1,592,305.97	\$1,269,544.59	\$1,592,305.97	\$1,281,220.95