



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN ARQUITECTURA  
CAMPO DE CONOCIMIENTO TECNOLOGÍAS

**MÉTODO DE CÁLCULO Y SIMULACIÓN INTEGRAL PARA EL DISEÑO DE  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A LOS EDIFICIOS. CASO DE  
ESTUDIO: EDIFICIOS DE OFICINAS DEL MUNICIPIO DE TOLUCA**

**TESIS**

QUE OPTAR POR EL GRADO DE  
MAESTRÍA EN ARQUITURA

**PRESENTA**

VIRIDIANA EDITH ARDURA PEREA

**TUTOR PRINCIPAL**

DR. JOSÉ LUIS BERMÚDEZ ALCOCER  
FACULTAD DE ARQUITECTURA

**MIEMBROS DEL COMITÉ TUTOR**

DRA. MANUELA AZUCENA ESCOBEDO IZQUIERDO  
FACULTAD DE INGENIERÍA

DR. MAURO GERMÁN VALDÉS BARRÓN  
INSTITUTO DE GEOFÍSICA

M. EN ARQ. ERNESTO OCAMPO RUIZ  
FACULTAD DE ARQUITECTURA

M. EN ARQ. JORGE RANGEL DÁVALOS  
FACULTAD DE ARQUITECTURA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX. DICIEMBRE 2018.



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## Resumen

La presente tesis tiene como propósito desarrollar un método que integre la obtención de la viabilidad técnica, económica y ambiental de la instalación de sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios para determinar la alternativa de BIPV óptima para cada proyecto.

Para cumplir con dicho propósito se realizó la investigación de los diferentes métodos y modelos matemáticos, así como, una síntesis de los softwares y herramientas digitales existentes para el diseño de Sistemas Fotovoltaicos.

Además, se analizaron dos estudios de caso por medio de simulaciones con software para diseño fotovoltaico como parte del proceso de creación del nuevo método. Los resultados de dichas simulaciones se validaron con datos históricos y mediciones registradas en ambos estudios de caso de edificios que ya cuentan con sistemas fotovoltaicos en operación.

Como resultado de lo anterior se propone un nuevo *Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios* como aplicación práctica de la presente tesis. Dicho método evalúa la viabilidad técnica, económica y ambiental para la instalación de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios [*BIPV* por sus siglas en inglés (*Building Integrated Photovoltaics*)].

El *Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios* se aplicó al Caso de Estudio: Edificio de Presidencia del Ayuntamiento de Toluca. Como resultado de la aplicación se seleccionó la Alternativa de Sistema Fotovoltaico óptima y viable para proponer su instalación en el edificio.

En conclusión, el nuevo *Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios* cumple con el objetivo establecido por la

investigación de permitir determinar la alternativa de sistema de aprovechamiento de energía solar óptima y eficiente que mejor responda a la necesidad de la generación de energía limpia de cada proyecto.

## **Abstract**

*This research has the purpose to develop a new integral method to obtain the technical, economic and environmental feasibility for BIPV Systems' installation.*

*To reach this purpose, a series of existing methods, mathematical models and software for Photovoltaics and BIPV's (Building Integrated Photovoltaics) Systems Design were analyzed to propose a new Calculation And Simulation Integral Method for BIPV Design. This new method evaluates the BIPV technical, economic and environmental feasibility for BIPV System's installation.*

*In addition, the simulation results as part of the new method's development, were validated with historical records and in-situ measurements of two operating photovoltaic systems.*

*The Calculation And Simulation Integral Method for BIPV Design was applied to a Study Case: Toluca's City Hall Presidency Building. As result of this application, the best BIPV System Alternative was proposed to be installed in the building.*

*In conclusion, the new Calculation And Simulation Integral Method for BIPV Design meets its objective and allows to determine the optimum BIPV System Alternative for every project.*

## **Dedicatorias**

A mis padres por ser un ejemplo de perseverancia y fortaleza en todos los sentidos. Por enseñarme a siempre dar lo mejor de mí y no conformarme nunca. Por demostrarme que a través de la dedicación y el esfuerzo se pueden alcanzar todos nuestros sueños. Pero sobre todo por siempre estar a mi lado y haciéndome sentir que soy un orgullo para ustedes (Ustedes lo son más para mí, los amo).

A mi hermana, por siempre apoyarme y estar a mi lado para recordarme que juntas podemos con cualquier reto. Gracias por siempre ser mi cómplice en todas las locuras y siempre hacerme reír hasta de mis errores. Te amo güerri!

A mi prometido, por todo el amor que me das siempre. Por tu paciencia. Por hacerme sentir siempre apoyada sin importar lo que pase. Por siempre tener las palabras de aliento que necesito en los malos momentos y, al mismo tiempo, siempre hacer que los buenos momentos se conviertan en los recuerdos más felices por el simple hecho de compartirlos contigo. Por enseñarme tanto de la vida. Por ser el mejor hombre del mundo. Por haberme acompañado en esta aventura y en muchas más. Te amo por siempre.

### **Agradecimiento CONACYT**

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por la beca que me otorgó para poder realizar mis estudios de posgrado. Muchas gracias.

## **Agradecimientos**

A la Universidad Nacional Autónoma de México por enriquecer mi formación como profesionista. Gracias por los conocimientos y competencias que he recibido.

Al Posgrado de Arquitectura por el apoyo económico otorgado para poder asistir a la Conferencia de WASET en Londres.

A todos mis profesores del Posgrado por compartir conmigo sus conocimientos y sabiduría.

A mi comité tutor por los comentarios, apoyo y paciencia que me permitieron la presente tesis.

A todos mis amigos que hicieron de este proceso algo increíble y único.

Al Dr. José Luis Bermúdez Alcocer por todo su apoyo, paciencia y exigencia en la dirección de esta tesis que, además de la presenté, resultó en una ponencia en Londres, la publicación de un artículo científico y el premio al mejor artículo de dicha conferencia. Muchas gracias.

## Índice

Resumen .....	ii
Abstract .....	iv
Dedicatorias .....	v
Agradecimiento CONACYT .....	vi
Agradecimientos .....	vii
Índice .....	viii
Lista de Figuras .....	xiv
Lista de Tablas .....	xviii
 CAPÍTULO 1. Introducción .....	 23
1.1 Antecedentes .....	23
1.2 Observación del problema .....	25
1.2.1. Visión del escenario ambiental en México y el mundo .....	25
1.2.2. Producción y consumo energético en México .....	27
1.2.3. Situación actual del aprovechamiento de energía solar para generación de energía eléctrica en México .....	29
1.3 Leyes y programas relativos a la transición energética en México .....	31
1.3.1. Ley para el Aprovechamiento de la Energía Sustentable 2008 (LASE) .....	32
1.3.2. Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2015 (PRONASE).....	32

1.3.3. Ley de Transición Energética 2015 (LTE).....	32
1.3.4. Programa de Eficiencia Energética de la Administración Pública Federal 2017 (CONUEE).....	33
1.3.5. Disposiciones administrativas aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida 2017.....	34
1.4 Preguntas de investigación .....	34
1.5 Objetivos .....	35
1.5.1. Objetivo general .....	35
1.5.2. Objetivos específicos .....	35
1.6 Hipótesis .....	36
1.7 Metodología .....	36
1.8 Aportación .....	38
1.8.1. Descripción .....	38
1.8.2. Procedimiento para elaboración del método de cálculo y simulación integral.....	40
1.8.3. Aplicación en el caso de estudio .....	41
1.9 Delimitaciones de la investigación .....	41
1.10 Organización de la Tesis .....	42
Capítulo 2. Revisión de la literatura .....	45
2.1 Consideraciones técnicas .....	45
2.1.1. Análisis del recurso solar .....	45

2.1.1.1. Fuentes de información de recurso solar .....	45
2.1.1.2. Archivos de clima .....	52
2.1.1.3. Síntesis de la radiación solar en la Ciudad de Toluca y la Ciudad de México .....	55
2.1.2. Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios (BIPV) .....	57
2.1.2.1. Tipos de sistemas y aplicaciones .....	59
2.1.2.2. Factores de pérdidas de rendimiento en BIPV's .....	62
2.1.3. Ejemplos de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios .....	77
2.2 Consideraciones económicas .....	80
2.2.1. Costos del proyecto e instalación de BIPV .....	80
2.2.2. Tarifa eléctrica .....	81
2.2.3. Evaluación de proyectos de inversión .....	83
2.2.3.1. Valor presente neto .....	83
2.2.3.2. Tasa interna de retorno .....	84
2.2.3.3. Periodo de recuperación (PBR) .....	84
2.2.4. Estrategias financieras para promover proyectos fotovoltaicos .....	84
2.2.4.1. Net metering .....	85
2.2.4.2. Net billing .....	85
2.2.4.3. Venta total de energía .....	85
2.3 Consideraciones ambientales .....	85

2.3.1. Indicadores energéticos .....	86
2.3.1.1. Metodología para la cuantificación de emisiones de gases de efecto invernadero y de consumos energéticos evitados por el aprovechamiento sustentable de la energía .....	86
2.3.1.2. Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del INECC .....	87
2.3.1.3. Índice de Consumo de Energía Eléctrica ICEE (CONUEE, 2017) .....	87
CAPÍTULO 3. Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios .....	89
3.1. Diagnóstico energético .....	90
3.2 Análisis técnico, económico y ambiental .....	91
3.2.1. Diagrama de selección de alternativas .....	91
3.2.2. Evaluación técnica, económica y ambiental de las alternativas por medio de software de simulación .....	94
3.2.2.1. Métodos de cálculo y herramientas de simulación existentes para el diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos .....	94
3.2.2.2. Síntesis de métodos y modelos matemáticos existentes para el diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos .....	95
3.2.2.3. Síntesis de software existentes para el diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos .....	104
3.2.2.4. Definición de software para diseño el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios .....	112
3.2.2.5. Validación del Software SAM por medio de estudio de caso .....	117

3.2.3. Evaluación de proyectos de inversión .....	158
3.2.4. Cálculo de beneficios ambientales .....	158
3.2.4.1. Cálculo de GEI evitados de acuerdo con la metodología CONUEE .....	158
3.2.4.2. Cálculo de GEI evitados de acuerdo con el Inventario de Gases de Efecto Invernadero del INECC .....	160
3.3. Presentación de resultados de evaluación integral y definición de BIPV .....	161
CAPÍTULO 4. Caso de estudio: Edificios de Oficinas del Ayuntamiento de Toluca ...	164
4.1 Caracterización de edificios y definición del caso de estudio .....	164
4.2 Aplicación del método .....	165
4.2.1. Datos generales .....	167
4.2.2. Definición de alternativas .....	170
4.2.3. Evaluación técnica .....	170
4.3. Resultados .....	170
4.3.1. Resumen de resultados por alternativa .....	170
4.3.2. Definición de propuesta de sistema BIPV para el Edificio de Presidencia del Ayuntamiento de Toluca.....	173
CAPÍTULO 5. Conclusiones .....	176
Referencias .....	181
Anexos .....	187
Anexo 1. Principios físicos de la energía solar .....	187

Anexo 2. Estimación de irradiancia solar .....	189
Anexo 3. Generación de energía eléctrica a partir de energía solar .....	191
Anexo 4. Formato de solicitud de datos del Servicio Meteorológico Nacional .....	208
Anexo 5. Métodos matemáticos para el diseño y análisis de proyectos fotovoltaicos ....	209
Anexo 6. Fichas técnicas de equipos utilizados en simulaciones .....	216

## Lista de figuras

### Ilustraciones

Ilustración 1. Pirheliómetro Kipp & Zonen, Modelo SHP1.....	46
Ilustración 2. Piranómetro Kipp & Zonen, Modelo CMP11.....	47
Ilustración 3. A la Izquierda: Piranómetro con Espiral de Sombra Kipp & Zonen, Modelo CM121B/C. Fuente: <a href="http://www.kippzonen.es/">http://www.kippzonen.es/</a> . A la Derecha: Piranómetro Kipp & Zonen con Elemento de Sombreado de Esfera para Piranómetros Montados sobre Seguidores Solares. ....	47
Ilustración 4. Mapa de la NSRDB Viewer. (NREL, 2018).....	54
Ilustración 5. Ejemplo de Fachada Ventilada. Fuente: <a href="http://www.onyx-solar.com">www.onyx-solar.com</a> .....	59
Ilustración 6. Ejemplo de muro cortina. Fuente: <a href="http://www.archiexpo.es">http://www.archiexpo.es</a> .....	60
Ilustración 7. Ejemplo de ventanas fotovoltaicas. Fuente: <a href="https://blogthinkbig.com">https://blogthinkbig.com</a> .....	61
Ilustración 8. Ejemplo de parasoles fotovoltaicos. Fuente: <a href="https://inarquia.es/">https://inarquia.es/</a> .....	62
Ilustración 9. Ejemplo de cubierta fotovoltaica. <a href="http://ayudasenergia.com/">http://ayudasenergia.com/</a> .....	63
Ilustración 10. Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios.....	90
Ilustración 11. Diagrama para la selección de alternativas de sistemas BIPV.....	94
Ilustración 12. Perfil anual de componentes de radiación solar, resultado de la simulación del Sistema fotovoltaico de 10 kW en azotea del Posgrado de Ingeniería UAEMex, Toluca. ....	117
Ilustración 13. Perfil de anual de las componentes de radiación solar, resultado de la simulación del Sistema fotovoltaico de 22 kW en azotea del Edificio C3-UNAM en Ciudad Universitaria, CDMX. ....	117

Ilustración 14. Perfil anual de las componentes de radiación solar, resultado de la simulación del sistema fotovoltaico de 20 kW en fachada del Edificio C3-UNAM en Ciudad Universitaria, CDMX .....	118
Ilustración 15. Planta Fotovoltaica de 10 kW del Posgrado de Ingeniería. Elaboración propia. ....	120
Ilustración 16. Diagrama de Funcionamiento de Planta Fotovoltaica de 10 kW del Posgrado de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México. Elaboración propia....	120
Ilustración 17. Captura de pantalla de los datos del panel solar ingresados en el programa .....	122
Ilustración 18. Captura de pantalla de los datos del inversor ingresados en el programa ..	122
Ilustración 19. Captura de pantalla de los datos del diseño del sistema fotovoltaico en el programa.....	124
Ilustración 20. Modelo 3d para cálculo de pérdidas por sombreado .....	126
Ilustración 21. Captura de pantalla de los costos del sistema fotovoltaico en el programa	129
Ilustración 22. Diagrama de Pérdidas de Generación de Energía .....	133
Ilustración 23. Sistemas Fotovoltaicos del Edificio C3-UNAM. Elaboración Propia .....	140
Ilustración 24. Diagrama de Funcionamiento de Planta Fotovoltaica de 22 kW de la Azotea del Centro de Ciencias de la Complejidad C3-UNAM, Universidad Nacional Autónoma de México. Elaboración Propia. ....	141
Ilustración 25. Diagrama de Funcionamiento de Planta Fotovoltaica de 20 kW de la Fachada del Centro de Ciencias de la Complejidad C3-UNAM, Universidad Nacional Autónoma de México. Elaboración Propia. ....	146
Ilustración 26. Modelo 3D para cálculo de sombreado .....	153

Ilustración 27. Edificio de oficinas de la Presidencia Municipal del Ayuntamiento de Toluca .....	170
Ilustración 28. Diagrama de selección de alternativas de sistema fotovoltaico de caso de estudio.....	171
Ilustración 29. Declinación solar (Iqbal, 1983) .....	190
Ilustración 30 Ángulos solares (Iqbal, 1983) .....	190

## **Gráficas**

Gráfica 1. Estructura de producción de energía primaria 2016. (Petajoules).....	29
Gráfica 2. Capacidad eléctrica instalada por tipo de tecnología 2016.....	30
Gráfica 3. Producción Mensual de Energía Eléctrica .....	130
Gráfica 4. Producción Anual de Energía Eléctrica.....	131
Gráfica 5. Producción y Consumo Eléctrico Mensual .....	132
Gráfica 6. Factores de Pérdidas de Generación de Energía.....	132
Gráfica 7. Pérdidas por sombreado mensuales .....	134
Gráfica 8. Pérdidas por sombreado mensuales por hora .....	135
Gráfica 9. Perfiles de pérdidas por sombreado al mes .....	135
Gráfica 10. Gráfica de línea ajustada (Modelo de regresión lineal). Elaboración propia utilizando Minitab 18® .....	138
Gráfica 11. Gráfica de línea ajustada (Modelo de regresión lineal). Elaboración propia utilizando Minitab 18® .....	139
Gráfica 12. Producción de energía mensual .....	142
Gráfica 13. Generación de energía y consumo eléctrico mensual.....	144
Gráfica 14. Factores de pérdidas de generación de energía .....	145

Gráfica 15. Generación mensual de energía.....	147
Gráfica 16. Generación de energía y consumo eléctrico mensual.....	149
Gráfica 17. Factores de pérdidas de generación de energía .....	151
Gráfica 18. Perfiles de pérdidas por hora-mes. ....	154
Gráfica 19. Pérdidas anuales por sombreado de acuerdo con la hora .....	155
Gráfica 20. Porcentaje de pérdidas mensuales-diarias .....	155
Gráfica 21. Porcentaje de pérdidas mensuales-diarias en subsistema en planta baja Ote. (20 mód.).....	158
Gráfica 22. Producción de energía y consumo eléctrico mensual .....	175
Gráfica 23. Factores de pérdidas en el rendimiento del sistema propuesto.....	176

### Lista de tablas

Tabla 1 Producción de energía primaria 2016 (PetaJoules). .....	28
Tabla 2. Potencial de generación eléctrica con energías renovables en México 2016. Fuente: Elaborado por SENER con información del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL).....	31
Tabla 3. Leyes y programas que promueven el empleo de energías renovables en México	34
Tabla 4. Cuadro comparativo de datos de ubicación geográfica y climatológica de la Ciudad de Toluca y la Ciudad de México (SMN, 2010) .....	55
Tabla 5. Cuadro comparativo de datos de ubicación geográfica y climatológica de la Ciudad de Toluca y la Ciudad de México (SMN, 2010) (Continuación) .....	56
Tabla 6. Datos de radiación solar en la Ciudad de Toluca y la Ciudad de México.....	57
Tabla 7. Valores máximos y mínimos típicos de factores de pérdidas de rendimiento en sistemas fotovoltaicos (Alonso-Abella & Chenlo, 2004).....	63
Tabla 8. Valores máximos y mínimos típicos de factores de pérdidas de rendimiento en sistemas fotovoltaicos (Alonso-Abella & Chenlo, 2004) (Continuación).....	64
Tabla 9. Autores que exponen los factores de pérdidas .....	64
Tabla 10. Autores que exponen los factores de pérdidas (Continuación) .....	65
Tabla 11 Efecto del incremento de la temperatura en la potencia de los módulos fotovoltaicos (Martín y Fernández, 2007).....	67
Tabla 12. Energía generada por kWp instalado en el Edificio C3-UNAM.....	73
Tabla 13. Resultados de las simulaciones con el <i>Plug-in Insight 360 de Revit 2018</i> <sup>®</sup> .....	74

Tabla 14 Cuadro comparativo de recurso solar disponible en superficies horizontales, capacidad de energía eléctrica instalada y capacidad de energía eléctrica instalada proveniente de energía solar fotovoltaica por país. ....	77
Tabla 15. Resumen del porcentaje de degradación medio anual de acuerdo con datos de instalaciones fotovoltaicas ejecutadas antes y después del año 2000 ( <i>Jordan &amp; Kurtz, 2012</i> ) .....	78
Tabla 16. Proyectos de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios de diferentes partes del mundo .....	79
Tabla 17. Proyectos de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios de diferentes partes del mundo (Continuación).....	80
Tabla 18. Nuevo esquema tarifario de CFE de tarifas generales.....	83
Tabla 19. Nuevo esquema tarifario de CFE de tarifas específicas .....	83
Tabla 20. IMCEE de inmuebles de oficinas de la APF por zona térmica (CONUEE, 2017) .....	89
Tabla 21. Datos generales de los modelos matemáticos .....	96
Tabla 22. Datos generales de los modelos matemáticos (Continuación) .....	97
Tabla 23. Análisis de variables técnicas.....	98
Tabla 24. Análisis de variables técnicas (Continuación).....	99
Tabla 25. Análisis de variables ambientales.....	100
Tabla 26. Análisis de variables económicas.....	101
Tabla 27. Análisis de evaluación integral.....	102
Tabla 28. Datos generales de los softwares .....	103
Tabla 29. Datos generales de los softwares (Continuación).....	104
Tabla 30. Análisis de variables técnicas de software .....	105

Tabla 31. Análisis de variables técnicas de software (Continuación) .....	106
Tabla 32. Análisis de variables ambientales de software .....	107
Tabla 33. Análisis de variables ambientales de software (Continuación).....	108
Tabla 34. Análisis de variables económicas de software .....	109
Tabla 35. Análisis de variables económicas de software (Continuación).....	110
Tabla 36. Análisis de disponibilidad de software.....	110
Tabla 37. Análisis de disponibilidad de software (Continuación) .....	111
Tabla 38. Análisis de evaluación integral de software .....	112
Tabla 39.Resultados de la simulación del Sistema fotovoltaico de 10 kW en azotea del Posgrado de Ingeniería UAEMex, Toluca.....	116
Tabla 40. Resultados de la simulación del Sistema fotovoltaico de 22 kW en azotea del Edificio C3-UNAM en Ciudad Universitaria, CDMX.....	117
Tabla 41. Resultados de la simulación del sistema fotovoltaico de 20 kW en fachada del Edificio C3-UNAM en Ciudad Universitaria, CDMX.....	118
Tabla 42. Valores ingresados en la sección de pérdidas del programa <i>SAM</i> .....	128
Tabla 43. Resumen de Resultados de la Simulación del Sistema Fovoltaico de la Azotea del Posgrado de Ingeniería de la UAEMex .....	130
Tabla 44. Porcentaje horario de sombreado mensual .....	136
Tabla 45. Comparación de resultados de la simulación con datos históricos.....	137
Tabla 46. Resumen del modelo. Elaboración propia utilizando Minitab 18® .....	138
Tabla 47. Resumen del modelo. Elaboración propia utilizando Minitab 18® .....	139
Tabla 48. Resumen de Resultados de Simulación de la Azotea del C3-UNAM.....	142
Tabla 49. Producción de energía mensual .....	143
Tabla 50. Generación de energía y consumo eléctrico mensual.....	144

Tabla 51. Resumen de resultados de simulación de la Fachada Sur del C3-UNAM .....	147
Tabla 52. Generación mensual de energía.....	148
Tabla 53. Generación de energía y consumo eléctrico mensual.....	149
Tabla 54. Perfil de pérdidas hora-mes en subsistema Fachada Sur-Planta Alta-Sección Oeste (40 módulos).....	156
Tabla 55. Perfil de pérdidas hora-mes en subsistema en Fachada Sur-Planta Alta-Sección Oeste (20 módulos.).....	157
Tabla 56. Perfil de pérdidas hora-mes en subsistema en planta baja Ote. (20 mód.).....	157
Tabla 57. Análisis comparativo entre resultados de la simulación y datos históricos del sistema de azotea .....	158
Tabla 58. Análisis comparativo entre resultados de la simulación y datos históricos del sistema de fachada .....	159
Tabla 59. Factores de potencial de emisiones de GEI evitados por generación de energía a partir de energías renovables .....	160
Tabla 60. Factores de Potencial de emisiones de GEI evitados por generación de energía a partir de energías renovables. Elaboración Propia con base en el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del INECC .....	161
Tabla 61. Puntuación LEED por Generación de Energía Renovable Categoría BD+C.....	163
Tabla 62. Resultados de la evaluación integral de los estudios de caso .....	164
Tabla 63. Resultados de la evaluación integral de los estudios de caso (Continuación) .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla 64. Usos Finales y Tipo de Propiedad de los Inmuebles del Ayuntamiento de Toluca .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

Tabla 65. Consumo de energía eléctrica (kWh) del año 2015 en ocho edificios de oficinas del Ayuntamiento de Toluca .....	168
Tabla 66. Gasto por consumo eléctrico (\$) del año 2015 en ocho edificios de oficinas del Ayuntamiento de Toluca .....	168
Tabla 67. Datos generales del edificio de la Presidencia Municipal del Ayuntamiento de Toluca .....	169
Tabla 68. Alternativa “A”: Sistema Adaptado en Azotea con Estructura Independiente Fijo (80 kW).....	173
Tabla 69. Alternativa “B”: Sistema Adaptado en Azotea con Estructura Independiente con Inclinación Ajustable .....	174
Tabla 70. Alternativa “C”: Sistema Integrado en Cubierta Transparente de Patio Central	174
Tabla 71. Rendimiento de celdas fotovoltaicas de acuerdo a su tecnología.....	195
Tabla 72. Rendimiento de celdas fotovoltaicas de acuerdo a su tecnología (Continuación) .....	196

## **CAPÍTULO 1. Introducción**

### **1.1 Antecedentes**

Como arquitectos tenemos la oportunidad de crear y, a partir de nuestros proyectos, contribuir a la mejora en la calidad de vida de las personas. Lo anterior, conlleva una responsabilidad con la sociedad, misma que espera aportemos soluciones viables a las problemáticas que se presentan en la actualidad y generemos propuestas orientadas a un desarrollo sustentable que garantice el bienestar de las futuras generaciones.

Según la Agenda 21, decretada durante la Reunión de Río en 1992, se establece que para alcanzar el desarrollo sostenible son fundamentales “la protección del medio ambiente, el desarrollo social y el desarrollo económico”; a partir de esta premisa, para considerarse sustentable, cualquier estrategia de diseño deberá orientarse hacia estos tres ejes rectores (ONU, 2009). Desde un enfoque ambiental, el aprovechamiento de energías renovables representa una aportación rentable a la reducción de los impactos negativos que tiene el ambiente construido y el estilo de vida actual sobre el clima global.

La generación de energía eléctrica en México a partir de combustibles fósiles representa una cuarta parte de las emisiones de gases de efecto invernadero del país (INECC, 2016), por lo que la sustitución de estos por fuentes de energía renovable supone la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero y la reversión paulatina de las condiciones que propician el cambio climático. Según los datos registrados en el Inventario de Energías Renovables (Huacuz Villamar, 2013), nuestro país cuenta con una ubicación ideal para

aprovechar la energía solar. El sol es la fuente primaria de energía con mayor potencial de aprovechamiento para la generación de electricidad en México (SENER, 2017a).

Además del beneficio ambiental, Jaramillo, Martínez, Tenorio & Del Río (2015) puntualizan que la implementación de tecnologías solares, como los Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios (BIPV<sup>1</sup>, por sus siglas en inglés) logran un ahorro económico en la producción de energía eléctrica en comparación con el uso de combustibles fósiles.

Finalmente, el caso de estudio se enfoca en edificios de oficinas gubernamentales del Ayuntamiento de Toluca con la finalidad de generar una propuesta que se pueda incluir en el Plan de Acción Climática de la entidad. El Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios que expone la presente investigación pretende optimizar el rendimiento y beneficios este tipo de proyectos desde los aspectos técnico, económico y ambiental.

## **1.2 Observación del problema**

**1.2.1. Visión del escenario ambiental en México y el mundo.** Actualmente, el cambio climático representa una problemática mundial con datos de aumento de temperatura sin antecedentes. El 2016 fue el año con mayores temperaturas registradas desde 1880, seguido del año 2017 (NASA/GISS, 2018). Los modelos de predicción del clima señalan un aumento de temperatura a fin de siglo entre 2 y 4.5 grados, con el valor más probable de 3 grados (Uriarte, 2003). Estas cifras son el reflejo de la necesidad de atender de manera urgente los efectos derivados de nuestro estilo de vida y encontrar soluciones viables.

---

<sup>1</sup> Building Integrated Photovoltaics

Uno de los factores que influyen en el proceso del cambio climático son los cambios en la composición atmosférica proveniente de los gases de efecto invernadero (GEI) y los aerosoles (Oglesby & Grünwaldt, 2010). El consumo de energía eléctrica proveniente de fuentes no renovables es una de las actividades que genera y arroja GEI a la atmósfera en mayor porcentaje. En México, la generación de energía eléctrica contribuyó con el 25.11% de las emisiones totales de GEI en 2014 por el uso de combustibles fósiles de las centrales eléctricas operadas por Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Productores Independientes de Energía (PIE) (INECC, 2016).

Los seres humanos, en búsqueda de nuestro bienestar físico, hemos desarrollado tecnología para climatizar nuestros espacios y propiciar un ambiente de confort térmico, lumínico y acústico al interior de estos. Lamentablemente, en parte, el diseño arquitectónico ha dejado de lado las cuestiones bioclimáticas como el aprovechamiento adecuado de la iluminación natural y el control solar, por lo que la instalación de sistemas artificiales de climatización e iluminación propicia un elevado consumo de energía eléctrica.

Este excesivo consumo impacta al clima global. La emisión de gases de efecto invernadero es uno de los factores de mayor deterioro ambiental relacionado al cambio climático. En México, en el 2015 se emitió un total de 537,393.01 Gg1 de CO<sub>2</sub>e (INECC, 2016). Las principales actividades que emiten estos gases están relacionadas con la energía que comprende el consumo de combustibles fósiles y la generación de energía eléctrica que en conjunto representan el 70% de las emisiones (SEMARNAT, 2007). Las consecuencias que enfrentamos por el cambio climático son diversas y debido a que el cambio derivado de las actividades humanas no ocurre de manera gradual sino acelerada es posible que los efectos se magnifiquen. Entre las repercusiones que actualmente son sensibles y representan

una problemática se encuentran el incremento en cantidad y efectos devastadores de los fenómenos meteorológicos, los cambios estacionales repentinos, la extensión de los periodos de sequías, los deshielos y cambios del nivel del mar y los efectos sobre la biodiversidad (SEMARNAT, 2007).

Aunado a lo anterior, el uso de energías renovables no se ha fomentado en nuestra sociedad y el uso inmoderado de los recursos naturales no renovables sigue presente. En México, se estima que la operación de las edificaciones representa el 17% del consumo de energía (SENER, 2017b) y produce el 12% de las emisiones de CO<sub>2</sub> (UNEP, 2009), 5% del consumo de agua y 20% de la generación de los residuos sólidos (CCA, 2008). Si se contempla también la energía eléctrica consumida en la etapa de construcción de los edificios el porcentaje se eleva casi al 45% (Figueroa, Marinci, Ochoa, & Rojas, 2010). Como se observa, la forma en la que generamos y consumimos la energía influye de manera directa a la problemática medioambiental que vivimos hoy en día, por lo anterior se deberán analizar las cifras relativas a la producción, generación y consumo de energías primarias, la generación de energía eléctrica y la participación que tienen las fuentes de energías renovables en el panorama energético actual. En México, únicamente el 8.49% de la producción de energía primaria proviene de fuentes de energía renovable (eólica, solar, hidráulica, geotérmica y biomasa), de la capacidad total para la generación de energía eléctrica (SENER, 2017a)

A pesar de ser una de las energías renovables al alcance de todos, el aprovechamiento de la energía solar no es común en la mayoría de los proyectos actuales, sobre todo en México (únicamente el 0.15% de la energía proviene de esta fuente) (SENER, 2017c). Lo anterior debido a varias razones tanto económicas como políticas.

Por un lado, están las limitaciones económicas. Si bien es cierto que a largo plazo la instalación de sistemas como paneles fotovoltaicos o colectores solares genera un ahorro, implica una primera inversión elevada que no es accesible por todas las personas. Además, en México no existe subsidio para la electricidad solar y se compite contra las tarifas subsidiadas en energía eléctrica residencial por parte de CFE, lo que dificulta penetración de la tecnología (Jaramillo, Martínez, Tenorio, & del Río, 2015).

Finalmente, existen decisiones políticas que afectan de manera contraproducente al aprovechamiento de la energía solar como la imposición de un arancel de 15% a la importación de paneles solares por parte del Servicio de Administración Tributaria (SAT). Según Israel Hurtado, director de Asociación Mexicana de Energía Solar Fotovoltaica (Asolmex) esta acción genera incertidumbre por parte de las desarrolladoras que buscaban invertir en México (Pierre, 2015).

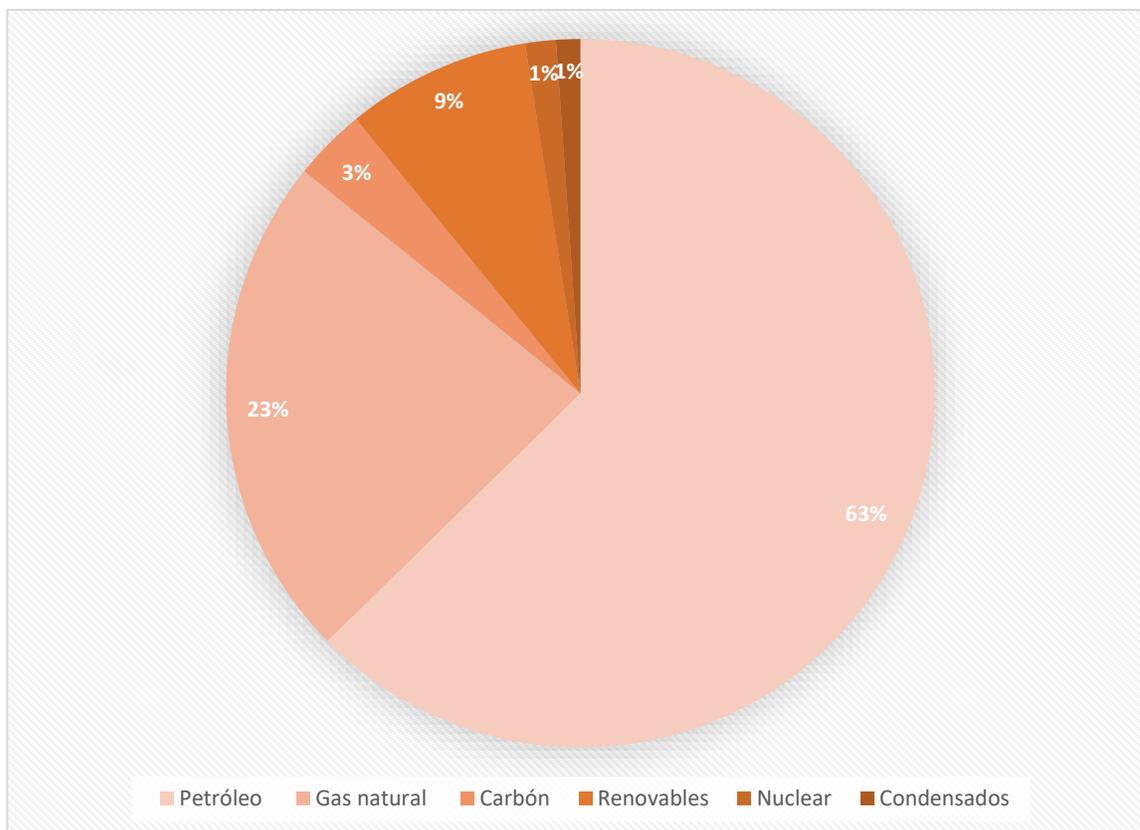
**1.2.2. Producción y consumo energético en México.** Según el Balance Nacional de Energía del 2016 (SENER, 2017a) la producción nacional total de energía primaria fue de 7,714.23 PetaJoule (PJ), un 6.6% menor respecto a 2015. En cuanto a las fuentes de producción de energía primaria, el 86.79% provino de hidrocarburos, el 3.29% del carbón y el 1.43% de la nucleoenergía.

Las energías renovables representaron un 8.49% (Tabla 1) del total de la producción del año 2016, un 0.95% mayor respecto al año 2015, lo que equivale a un total de 655.26 PJ. De ese total, el mayor porcentaje corresponde a la generación de las hidroeléctricas con un 16.86% (Gráfica 1). La energía solar incrementó un 10.18% con respecto al año anterior.

Tabla 1 Producción de energía primaria 2016 (PetaJoules).  
Fuente: Sistema de Información Energética, SENER 2017

	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Variación porcentual (%) anual</b>	<b>Estrcutura porcentual (%) 2016</b>
<b>Total</b>	8,261.03	7,714.23	-6.62	100
<b>Carbón</b>	287.69	254.17	-11.65	3.29
<b>Hidrocarburos</b>	7,203.85	6,694.85	-7.07	86.79
<b>Petróleo crudo</b>	5,067.69	4,826.85	-4.75	62.57
<b>Condensados</b>	98.83	88.31	-10.64	1.14
<b>Gas natural</b>	2,037.32	1,779.68	-12.65	23.07
<b>Nucleoenergía</b>	120.41	109.95	-8.68	1.43
<b>Renovables</b>	649.09	655.26	0.95	8.49
<b>Hidroenergía</b>	111.21	110.51	-0.63	1.43
<b>Geoenergía</b>	134.53	132.59	-1.44	1.72
<b>Solar</b>	10.15	11.19	10.18	0.15
<b>Energía eólica</b>	31.48	37.363	18.67	0.48
<b>Biogás</b>	1.87	1.91	2.38	0.02
<b>Biomasa</b>	359.84	361.70	0.51	4.69
<b>Bagazo de caña</b>	107.00	110.14	2.93	1.43
<b>Leña</b>	252.84	251.56	-0.51	3.26

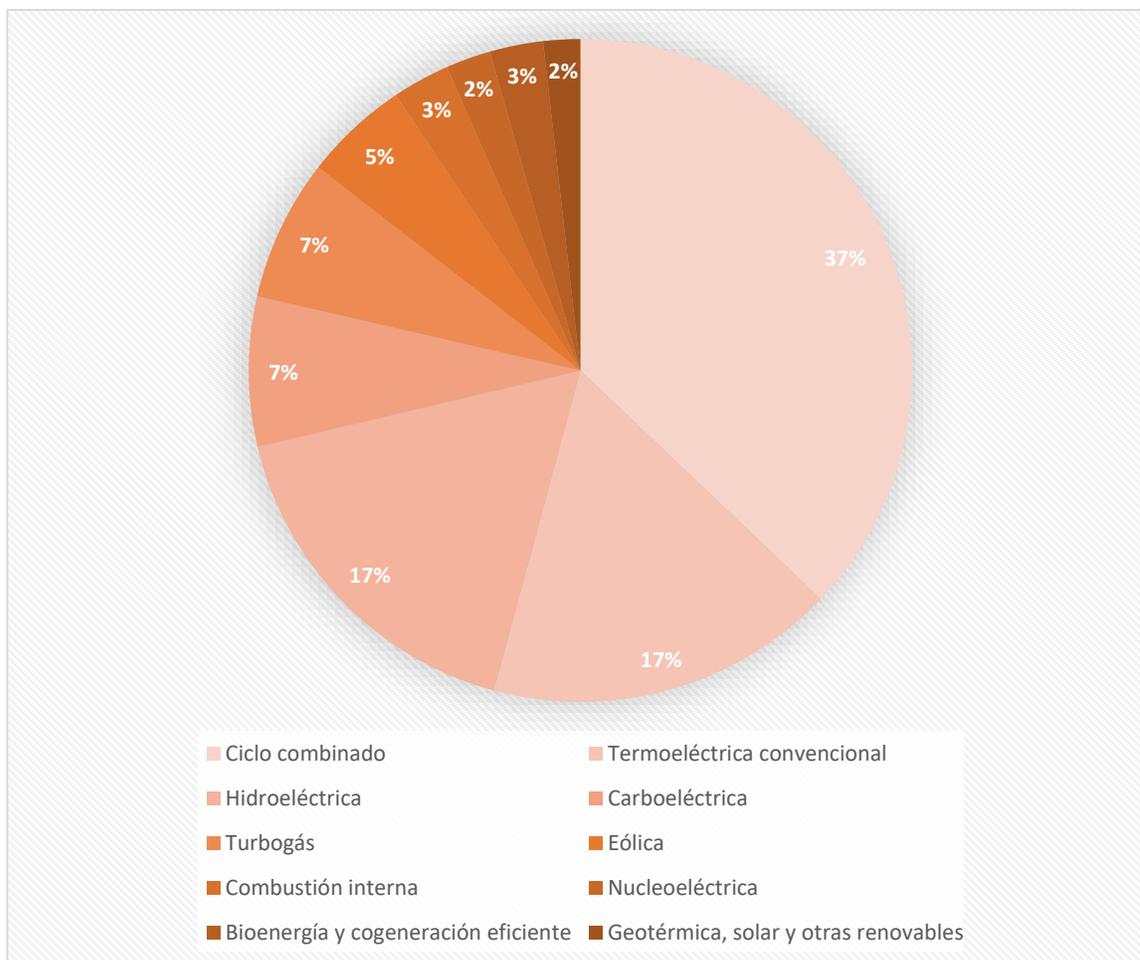
El consumo nacional de energía en 2016 fue de 9,14019, un 7.17% mayor respecto al año anterior. Esta cifra comprende el consumo del sector energético que representó un 32.85 %, el consumo final total con un 59.95% y las recirculaciones y diferencia estadística de 7.21% (SENER, 2017a).



Gráfica 1. Estructura de producción de energía primaria 2016. (Petajoules)  
Fuente: Sistema de Información Energética, SENER 2017

**1.2.3. Situación actual del aprovechamiento de energía solar para generación de energía eléctrica en México.** La capacidad instalada eléctrica en México del Sistema Eléctrico Nacional en el 2016 fue de 73,510 MegaWatts(MW). El 71.2% del parque de generación correspondió a centrales de tecnología convencionales y el 28.8% a centrales de tecnologías limpias (Gráfica 2).

Finalmente, en cuanto a la capacidad eléctrica instalada por modalidad el 58.9% pertenece a CFE, el 18.0% a Productores Independientes de Energía (PIE's), 13.0% a autoabastecimiento, 6.0% cogeneradores y el restante 4.1% por otros auto consumidores (SENER, 2017c).



Gráfica 2. Capacidad eléctrica instalada por tipo de tecnología 2016  
Fuente: Sistema de Información Energética, SENER 2017

La generación de energía eléctrica a partir de la energía solar ha ido en aumento. Aunque en el año 2004 no generaba ninguna aportación a la generación de energía eléctrica (SENER, 2015b), en el año 2016 representó el 1.8% de la generación bruta del SEN en conjunto con la geotérmica, Fdeicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida y Frenos

Regenerativos. Además las tecnologías solar y la generación distribuida presentaron los mayores incrementos respecto al año anterior de 157.4% y 110.6% (SENER, 2017c).

A pesar de ser la fuente renovable con menor aportación a la producción de electricidad, la energía solar cuenta con el mayor potencial de generación eléctrica posible con 6,500,000.00 GWh capacidad cien mayor al resto de las energías renovables (

Tabla 2) (SENER, 2017b).

Tabla 2. Potencial de generación eléctrica con energías renovables en México 2016. Fuente: Elaborado por SENER con información del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL)

<b>Recursos</b>	<b>Geotérmica</b>	<b>Hidráulica</b>	<b>Eólica</b>	<b>Solar</b>	<b>Biomasa</b>	<b>Oceánica</b>
Probado	2,610	4,920	20,104	25,052	3,326	-
Probable	45,207	23,028	-	-	680	1,057
Posible	52,013	44,180	87,600	6'5000,000	11,485	-

La tecnología solar más comúnmente empleada en México para la transformación en energía eléctrica son los sistemas fotovoltaicos (Jaramillo et al., 2015). En 2011, la capacidad total instalada de sistemas fotovoltaicos fue de 32 MW principalmente para la electrificación rural, suministro de energía en el sector residencial, bombeo de agua, sector comercial e industrial (ANES, 2010). A partir de la publicación de instrumentos regulatorios que facilitan la interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica, CFE registró una capacidad adicional instalada de 3.48 MW en sistemas de pequeña y mediana escala, en el periodo 2010-2011. El crecimiento de la capacidad en mayor porcentaje fue en el sector residencial, con un 763% en el año 2010 y 128% en 2011. Por otro lado la capacidad por sistemas aislados de la red, fue de (5.71%) (Jaramillo et al., 2015).

### **1.3 Leyes y programas relativos a la transición energética en México**

La transición energética al uso y aprovechamiento de energías renovables comenzó hace ya varios años en nuestro país. A partir de la Reforma Energética propuesta en el año 2013, han surgido nuevos programas y leyes que impulsan esta transición. A continuación, se presentan algunos de los programas y leyes que promueven el empleo de energías renovables en México.

### **1.3.1. Ley para el Aprovechamiento de la Energía Sustentable (LASE) (DOF, 2008).**

Esta ley surge en el año 2008 y tiene como objetivo propiciar un aprovechamiento sustentable de la energía mediante su uso óptimo en todos los procesos. A partir de esta ley surge la inquietud de mejorar todos los procesos de obtención y generación de energía desde su explotación, producción, transformación, distribución y consumo.

Con esta ley surge el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) que incluye estrategias, objetivos y acciones que tienden a mejorar el préstamo de servicios referentes a energía. Asimismo, promueve el aprovechamiento sustentable de la energía en los bienes muebles e inmuebles de la Administración Pública Federal y propicia la investigación científica y tecnológica en materia de aprovechamiento sustentable de la energía, entre otras acciones relacionadas con el mejoramiento del aprovechamiento energético.

### **1.3.2. Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) (SENER, 2014).**

Programa que pretende incrementar la eficiencia energética en los sectores residencial, comercial y servicios, agropecuario e industrial, por medio de la sustitución de tecnologías y el empleo de nuevos esquemas de generación distribuida a pequeña y mediana escala.

**1.3.3. Ley de Transición Energética (LTE) (SENER, 2015a).** Corresponde a una actualización de la Ley para el Aprovechamiento de Energía Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE). Esta ley tiene como objeto regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos.

Uno de los aspectos más relevantes de esta ley es el establecimiento de metas de energía limpias. Entre estas metas, se plantea que para el 2024 México deberá obtener el 35% de su energía a partir de fuentes primarias de energía renovable y para el 2030 indica que ese porcentaje sea de un 41%.

**1.3.4. Programa de Eficiencia Energética de la Administración Pública Federal (CONUEE, 2017).** Este programa, de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, promueve el empleo de energías limpias y el uso eficiente de energía en el área de flotillas vehiculares, instalaciones industriales y en inmuebles de oficinas de la APF (Administración Pública Federal). En el caso de los inmuebles tiene el objetivo de establecer una meta de ahorro de energía obligatoria en los inmuebles (oficina y otros usos) de las Dependencias y Entidades de la APF, mediante el establecimiento y seguimiento de la mejora continua en usos, prácticas y nuevas tecnológicas, así como la utilización de herramientas de operación y control que contribuyan a la preservación de los recursos energéticos, públicos y a la ecología de la Nación.

Entre las metas que establecen están las siguientes:

a) Mantener el consumo de energía eléctrica del año 2017 constante, con respecto al consumo de energía eléctrica que se tenía en el año 2016.

b) Obtener al menos el 3% de reducción del consumo de energía eléctrica del año 2017, con respecto al consumo de energía eléctrica que se tenía en el año 2016.

**1.3.5. Disposiciones administrativas aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida (CRE, 2017).** Las disposiciones de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) establecen los lineamientos generales en materia de Generación Distribuida. Plantean y autorizan las disposiciones administrativas generales, 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.

Tabla 3. Leyes y programas que promueven el empleo de energías renovables en México

<b>Ley o Programa</b>	<b>Año</b>
Ley para el Aprovechamiento de la Energía Sustentable	2008
Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía	2014
Ley de Transición Energética	2015
Programa de Eficiencia Energética de la Administración Pública Federal	2017
Disposiciones administrativas aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida	2017

#### **1.4 Preguntas de investigación**

- ¿Qué metodologías existen para estimar el beneficio ambiental de la instalación de un *BIPV*?
- ¿Cuál es el potencial de generación eléctrica de un *BIPV*?
- ¿Cuál es la viabilidad técnica, económica y ambiental de la integración de los sistemas fotovoltaicos en envolventes de edificios?

- ¿Qué tan acertados son los resultados de simulaciones por computadora para el cálculo del potencial de generación de energía eléctrica de un *BIPV*?
- ¿Cómo se puede promover la instalación de sistemas fotovoltaicos en las edificaciones?
- ¿Qué papel juegan las instituciones públicas en la implementación y promoción del aprovechamiento de energías renovables?
- ¿Qué acciones se pueden llevar a cabo para incrementar el aprovechamiento de las energías renovables desde las instituciones públicas del Ayuntamiento de Toluca?

## 1.5 Objetivos

**1.5.1. Objetivo general (Propósito).** Desarrollar un método de cálculo y simulación que integre la obtención de la viabilidad técnica, económica y ambiental de la instalación de sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios para determinar la alternativa de BIPV óptima para cada proyecto.

### 1.5.2. Objetivos específicos.

- Localizar metodologías para estimar el beneficio ambiental de la instalación de *BIPV*.
- Calcular el potencial de generación eléctrica a partir del uso de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios (*BIPV*).
- Evaluar de forma técnica económica y ambiental la integración de sistemas fotovoltaicos en envolventes de edificios.
- Validar estimaciones de generación de energía eléctrica con sistemas *BIPV* obtenidos de simulaciones por computadora con datos medidos en sitio.
- Difundir el conocimiento en torno al diseño de *BIPV* para promover la integración de estos sistemas en los futuros proyectos.

- Promover el empleo de este tipo de tecnologías en edificios de la Administración Pública Municipal del Ayuntamiento de Toluca.
- Presentar propuesta al Ayuntamiento de Toluca para que se integre como parte del Plan de Acción Climática Municipal.

### **1.6 Hipótesis**

Si se crea un método integral de cálculo y simulación para el diseño de sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios, que defina el tipo y dimensionamiento de sistema que optimice el rendimiento real del mismo, se obtendrá la viabilidad técnica, económica y ambiental de su instalación.

### **1.7 Metodología**

La metodología se llevará a cabo con los siguientes dieciocho pasos:

1. Revisar la literatura sobre los principios físicos de la energía solar y la radiación solar, que incluyó en los anexos con el objetivo de presentar el comportamiento de la energía solar.
2. Revisar la literatura existente sobre diferentes sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios existentes, así como los programas e instituciones gubernamentales que promueven el empleo de energías renovables en México.
3. Investigar la literatura los modelos matemáticos, métodos de cálculo, softwares, herramientas digitales para el diseño y análisis de sistemas fotovoltaicos existentes.
4. Investigar por medio del Sistema de Acceso a la Información Mexiquense de los datos relevantes referentes a la tipología de los edificios de la administración pública municipal de Toluca, se realiza una comparativa sobre las diferentes condicionantes tanto constructivas, históricas, de consumo energético y del entorno urbano que son determinantes para seleccionar el edificio que se propone como caso de estudio.

5. Analizar de las referencias e información recopilada a partir de la revisión de la literatura con el objetivo de establecer los procedimientos que seguirá el método de integral la investigación.
6. Simular por medio de programas de computadora [el *Plug-in Insight 360* de Revit y el *System Advisor Model (SAM)* del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL)] el modelo de dos casos de estudio existentes [de los *Sistemas Fotovoltaicos Integrados en la fachada y en la cubierta del C3-UNAM* (edificio del Centro de Ciencias de la Complejidad de la Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México)] y del *Sistema Fotovoltaico en la cubierta de la UAEMex* (ubicado en el Posgrado de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México, Toluca, Estado de México).
7. Extraer resultados preliminares de insolación acumulada (*cumulative insolation*) de las simulaciones de los *Sistemas Fotovoltaicos Integrados en la fachada y en la cubierta del C3-UNAM*.
8. Ejecutar un experimento de medición en la azotea del edificio J de la Unidad de Posgrado de la UNAM para validar los resultados de insolación acumulada (*cumulative insolation*) del modelo del *C3-UNAM* (al generar modelos o indicadores por medio de la manipulación de las variables en los programas).
9. Comparar los resultados preliminares del *C3-UNAM* y del experimento de medición.
10. Calibrar de nuevo el modelo hasta que los resultados del *C3-UNAM* y del experimento de medición coincidan.
11. Contrastar los resultados del *Sistema Fotovoltaico en la cubierta de la UAEMex* (modelado con los programas seleccionados) con los datos medidos en sitio.

12. Cotejar de nuevo el modelo hasta que los resultados del *Sistema Fotovoltaico en la cubierta de la UAEMex* y del experimento de medición coincidan.
13. Analizar los resultados de la simulación de los *Sistemas Fotovoltaicos del edificio C3-UNAM* y del *Sistema Fotovoltaico en la cubierta de la UAEMex* en cuanto a los porcentajes de pérdidas de generación de energía y producción de energía en el sitio.
14. Calcular los beneficios ambientales para reducir los gases de efecto invernadero (*GEI*) con la metodología de la *Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)*, del *Inventario de Gases de Efecto Invernadero del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)* y del *Índice de Consumo de Energía Eléctrica (ICEE)*.
15. Presentar el método de cálculo y simulación de sistemas de aprovechamiento de energía solar.
16. Aplicar el método de cálculo y simulación de sistemas de aprovechamiento de energía solar en el caso de estudio en Toluca, Estado de México.
17. Obtener y analizar los resultados del método.
18. Redactar las conclusiones.

## **1.8 Aportación**

Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados en los Edificios

Los resultados de la aplicación del método al caso de estudio se presentarán a la Administración Pública Municipal de la Ciudad de Toluca, junto con la propuesta de que este

tipo de proyectos formen parte del Plan de Acción Climática Municipal (PACMUN) del Sistema Municipal de Manejo Ambiental de Toluca.

**1.8.1. Descripción.** El método integral contempla dos rubros; por un lado, la simulación por medio de programas de computadora existentes del comportamiento de sistemas fotovoltaicos y, por otro lado, el cálculo de diferentes parámetros que no se incluyen en el programa, o bien, que se requieren como parte de la información de ingreso en el análisis por computadora. El método puede aplicarse en el diseño de instalaciones de edificios nuevos y en construcciones existentes para aumentar su alcance.

El valor diferencial del método es el planteamiento de una evaluación integral. El diseño del sistema contempla la viabilidad técnica, ambiental y económica. En primer lugar, la propiedad básica que estudia el método es el aspecto técnico. Este análisis contempla la ubicación, el recurso solar disponible y las especificaciones técnicas de los equipos del sistema. Además, se detectan los factores de pérdidas que afectarían el rendimiento de la instalación, para minimizarlos, optimizar el diseño y maximizar el potencial de generación de energía.

En segundo lugar, como propiedad complementaria, está el análisis del beneficio ambiental de la instalación. Esta evaluación incluye el cálculo del ahorro de energía eléctrica proveniente de la red y las toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes que se evita sean emitidas a la atmósfera, gracias a que la electricidad producida no proviene de combustibles fósiles.

Finalmente, se evalúa el proyecto desde la perspectiva económica para calcular la rentabilidad económica del proyecto fotovoltaico. Esta sección contempla los costos del sistema, la tarifa eléctrica, programas de financiamiento e incentivos existentes.

El método está dirigido a arquitectos estudiantes o egresados que estén interesados en introducir en sus proyectos este tipo de tecnologías sin la necesidad de que conozcan a detalle el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos.

Otro usuario objetivo son los servidores públicos que cuenten con la formación profesional en carreras de arquitectura, ingeniería civil, eléctrica o afines. Lo anterior, con la finalidad de que se realicen propuestas preliminares de sistemas fotovoltaicos, junto con un análisis de costo-beneficio para gestionar los recursos necesarios para su financiamiento y ejecución ante instancia pública correspondiente.

### **1.8.2. Procedimiento para elaboración del método de cálculo y simulación integral.**

Como primera acción de la fase experimental de la investigación, se revisó en la literatura y en medios digitales los diferentes métodos de cálculo y modelos matemáticos existentes que analizan el comportamiento, rendimiento y viabilidad de los sistemas fotovoltaicos para comprender a detalle su funcionamiento. Posteriormente, se clasificaron de acuerdo con el procedimiento que siguen y a las características de sus resultados conforme a cuatro categorías de evaluación: técnica, ambiental, económica e integral.

Por otro lado, se localizaron y analizaron los softwares de diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos existentes. Después se catalogaron de acuerdo con su origen: comercial, institucional y académico.

Posterior a la recopilación de los modelos matemáticos y softwares de simulación, se realizó una síntesis comparativa en la que se observaron las variables que revisan cada uno, su utilidad, ventajas y desventajas para realizar una preselección de aquellos modelos y programas que son útiles para el diseño de sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios.

Se realizaron las simulaciones de dos casos de estudio por medio del programa *System Advisor Model (SAM)* del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés). Los resultados de las estimaciones por computadora se validaron a través de su comparación con datos históricos registrados en ambas ubicaciones.

Consecuentemente, se definió el método integral de cálculo y simulación para el diseño de sistemas *BIPV*. Finalmente, el método se aplicó en el caso de estudio. Los resultados de la aplicación del método se presentarán en el Ayuntamiento de Toluca para que se valore la ejecución del proyecto fotovoltaico para el Edificio de Presidencia.

**1.8.3. Aplicación en el caso de estudio.** El caso de estudio comprende la aplicación del método en edificios de la administración pública municipal y la presentación de una propuesta a las autoridades correspondientes en el Ayuntamiento de Toluca. Lo anterior responde al conocimiento de la existencia de fondos federales que pueden gestionarse a nivel municipal para proyectos a favor del medio ambiente.

Se espera que el proyecto fotovoltaico planteado para el Edificio de la Presidencia Municipal se ejecute para promover la instalación de estos sistemas desde el sector público y que sirva como detonador que, por medio del método, se replique la propuesta en otros ayuntamientos y en el sector privado a pequeña, mediana y gran escala.

## **1.9 Delimitaciones de la investigación**

La investigación contempla una metodología basada en simulaciones por computadora a partir del empleo de diferentes softwares que permiten obtener los resultados requeridos para integrarse en el Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios correspondiente a la aportación práctica de la presente.

Las simulaciones se llevaron a cabo con el software SAM del NREL utilizando los archivos de climas de la *National Solar Radiation Data Base* (NSRDB) del NREL y los archivos EPW descargados del sitio de *Energy Plus*.

Dentro de la investigación se contemplan la medición de parámetros en sitio para validar los resultados de las simulaciones. Dichas mediciones se llevaron a cabo utilizando el solarímetro KIMO SL 200, así como los registros históricos medidos en sitio del edificio C3-UNAM facilitados por la Superintendencia. Sin embargo, los datos obtenidos corresponden a periodos cortos de tiempo debido a la periodicidad de la investigación.

En cuanto al caso de estudio, la investigación se delimita de acuerdo con las condicionantes y características del mismo: el clima de la Ciudad de Toluca que corresponde a un clima templado, moderado lluvioso (Cwb) y la tipología del edificio analizado (Edificio de la Presidencia Municipal de Toluca) que corresponde a un edificio de oficinas públicas administrativas a nivel municipal.

### **1.10 Organización de la Tesis**

Esta tesis está dividida en los siguientes cinco capítulos con anexos como apoyo: Introducción; Revisión de la Literatura; Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios; Caso de Estudio: Edificios de Oficinas del Ayuntamiento de Toluca y Conclusiones.

El *Capítulo 1* es la Introducción que incluye los antecedentes y la observación del problema. En este capítulo se presenta una visión del escenario ambiental en México y el mundo, además de información referente a la producción y consumo energético en México, así como la situación actual del aprovechamiento de energía solar en el país y las leyes que

impulsan la transición energética. En esta sección se localiza el objetivo de la investigación, así como la hipótesis, metodología, aportación y delimitaciones de ésta.

El *Capítulo 2* es la Revisión de la Literatura. En esta sección se presenta la información del estado del arte referente a las consideraciones técnicas, económicas y ambientales que intervienen en el diseño de los sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios.

El *Capítulo 3* es el Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios. Esta sección expone los diferentes pasos que incluye el método, entre los cuales están: el diagnóstico energético, el diagrama de selección de alternativas, el uso y funcionamiento del software System Advisor Model (*SAM*) para la simulación de sistemas fotovoltaicos, el cálculo de los beneficios ambientales y la presentación de resultados de la evaluación integral del diseño de BIPV's.

El *Capítulo 4* es la aplicación del método en el caso de estudio. El caso de estudio de la presente investigación son los Edificios de Oficinas del Ayuntamiento de Toluca. En este capítulo, a partir de la caracterización de los diferentes edificios que son propiedad del Ayuntamiento, se selecciona el edificio de la Presidencia Municipal para aplicar el método y realizar una propuesta de BIPV para éste.

El *Capítulo 5* son las conclusiones. En este capítulo se presentan las conclusiones a las que se llegó a través de la investigación y cada uno de los capítulos que la componen. Además, se plantean afirmaciones de acuerdo con los resultados encontrados por medio de la aplicación del método en el caso de estudio.

Los *Anexos* son, por un lado, una extensión de la revisión de la literatura de los siguientes temas: Principios físicos de la energía solar; Estimación de irradiancia solar y Generación de

energía eléctrica a partir de energía solar. Además, se presenta: Formato de solicitud de datos del Servicio Meteorológico Nacional; Métodos matemáticos para el diseño y análisis de proyectos fotovoltaicos y Fichas técnicas de equipos utilizados en simulaciones.

## Capítulo 2. Revisión de la literatura

### 2.1. Consideraciones técnicas

**2.1.1. Análisis del recurso solar.** El potencial de generación de electricidad a partir de la transformación de energía solar de un sistema fotovoltaico depende directamente de la cantidad de energía solar que incide en el arreglo. Por lo anterior, es indispensable tener conocimiento del recurso solar con el que se cuenta (su origen, comportamiento y componentes) así como las diferentes fuentes de dónde se puede estimar u obtener dicha información.

Los datos mínimos indispensables con los que se debe contar para el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica son la irradiancia e irradiación global y el número de horas de asoleamiento del sitio (Daniels, 1997).

Debido a que el presente trabajo de investigación se enfoca en Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios (*BIPV*, por sus siglas en inglés), los datos de radiación global que se requieren dependerán de la posición del plano de incidencia del arreglo (horizontal, inclinado o vertical) y por tanto el albedo también deberá ser considerado en algunos de los casos.

**2.1.1.1. Fuentes de información de recurso solar.** La radiación solar cuenta con tres componentes: global, directa y difusa. Los datos de radiación solar y sus componentes pueden obtenerse de diferentes fuentes de información. Dichas fuentes de información pueden emplear datos medidos en sitio o estimados por medio de modelos matemáticos. Para conocer más a detalle el comportamiento de la energía solar y los modelos mencionados se

recomienda referirse al *Anexo 1. Principios físicos de la energía solar* y el *Anexo 2. Estimación de la irradiancia solar*.

Los instrumentos de medición empleados para recabar datos de radiación solar varían en función a la componente que sea objeto de estudio. La radiación directa se mide por medio de un pirheliómetro (Ilustración 1) normalmente montado sobre una base que sigue automáticamente la trayectoria y dirección del sol.



Ilustración 1. Pirheliómetro Kipp & Zonen, Modelo SHP1.  
Fuente: <http://www.kippzonen.es/>

Para la medición de la componente global y difusa, se puede utilizar un piranómetro (Ilustración 2). Un piranómetro indica la irradiancia que llega en el hemisferio completo, normalmente dicho hemisferio corresponde a la bóveda celeste completa. Los piranómetros pueden ubicarse en distintos planos (horizontal, vertical e inclinado), por lo que también pueden recibir la reflexión de la superficie del piso (Iqbal, 1983).



Ilustración 2. Piranómetro Kipp & Zonen, Modelo CMP11.  
Fuente: <http://www.kippzonen.es/>

En caso de que se desee conocer únicamente la radiación difusa, se puede utilizar un piranómetro con un dispositivo de sombra (Ilustración 3). También existen sensores de radiación que permiten medir la energía a partir de diferentes parámetros, entre ellos se encuentran los sensores caloríficos, termo mecánicos, termoelectrónicos y fotoeléctricos (Iqbal, 1983).

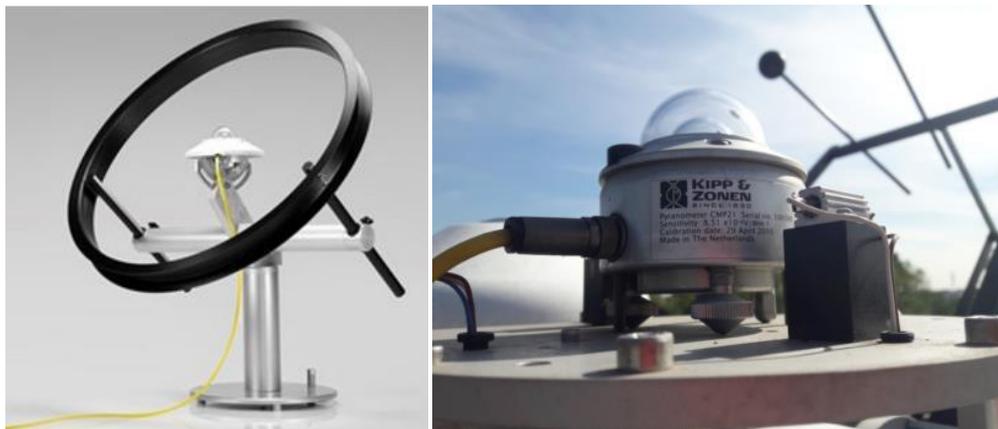


Ilustración 3. A la Izquierda: Piranómetro con Espiral de Sombra Kipp & Zonen, Modelo CM121B/C. Fuente: <http://www.kippzonen.es/>. A la Derecha: Piranómetro Kipp & Zonen con Elemento de Sombreado de Esfera para Piranómetros Montados sobre Seguidores Solares.

En caso de no contar con los instrumentos especializados en sitio se puede acudir a diferentes fuentes que cuentan con datos registrados de la energía solar incidente en una

ubicación específica. A continuación, se enlistan diferentes fuentes de las cuales se pueden obtener los datos del recurso solar disponible en el sitio:

*Servicio Meteorológico Nacional (SMN)*. El SMN es un organismo que tiene como función registrar y proporcionar datos meteorológicos en México. Está dirigido por la *Comisión Nacional de Agua (CONAGUA)* que forma parte de la *Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)*.

Para cumplir con sus objetivos el *Servicio Meteorológico Nacional (SMN)* cuenta con (SMN, Servicio Meteorológico Nacional, 2018):

- Una red de 187 Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMA's) que realizan mediciones de variables meteorológicas de forma automática. Cuentan con sensores que registran y transmiten información meteorológica en forma automática. Entre las variables meteorológicas que miden están: dirección del viento, dirección del viento de ráfaga, velocidad del viento, velocidad del viento de ráfaga, temperatura ambiente promedio, humedad relativa, presión atmosférica, precipitación y radiación solar global.
- Una red de 94 Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME's). Estas estaciones consisten en un conjunto de dispositivos eléctricos que realizan mediciones de variables meteorológicas de manera automática con una base de datos que genera un mensaje sinóptico cada tres horas.
- Una red sinóptica de superficie que consta de 79 Observatorios Meteorológicos, que observan y transmiten información de las condiciones atmosféricas en tiempo real.
- Una red sinóptica de altura integrada por 16 Estaciones de Radios sondeo para realizar mediciones de presión, temperatura, humedad y viento por medio de una sonda.

- Una red de 13 Radares Meteorológicos conectados vía satélite. Esta red brinda información sobre la intensidad de la precipitación, la altura y densidad de las nubes, y la dirección y velocidad del viento.
- Una estación terrena receptora de imágenes del Satélite Meteorológico GOES-8 que recibe imágenes de cinco bandas diferentes (una visible, tres infrarrojas y una de vapor de agua) cada 30 minutos. Las imágenes abarcan desde Canadá hasta Centro América.

En el sitio del *Servicio Meteorológico Nacional* se pueden obtener los datos puntuales con un intervalo de medición de una hora de radiación solar ( $W/m^2$ ) de las últimas 24 horas, la última semana o un periodo de 90 días anteriores a la consulta<sup>2</sup>. En la página se encuentran los datos de las 187 Estaciones Meteorológicas Automáticas y las 94 Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME) del *Servicio Meteorológico Nacional* (SMN, Servicio Meteorológico Nacional, 2018).

En caso de que se requiera ampliar la información o se requieran registros de un periodo mayor de tiempo, se podrá realizar la consulta por medio del ingreso de un oficio a la Ventanilla Única, ya sea de manera física o vía correo electrónico. Los datos se proporcionan de manera gratuita y la solicitud debe hacerse por medio del procedimiento indicado por la Coordinación General del Servicio Meteorológico Nacional de México, revisar *Anexo 4. Formato de solicitud de datos del Servicio Meteorológico Nacional* (SMN, Servicio Meteorológico Nacional, 2018).

Se debe tomar en cuenta que los datos estadísticos proporcionados por el SMN pueden contar con sesgos ocasionados por errores del tipo sistemático o aleatorio en las mediciones

---

<sup>2</sup> Para realizar consultas, se puede ingresar desde la página del *Servicio Meteorológico Nacional* <http://smn.cna.gob.mx>.

registradas en las diferentes estaciones, por lo que siempre será bueno contar con datos de varias estaciones cercanas al sitio de interés para poder comparar y valorar los mismos.

De acuerdo con el Dr. Mauro Valdés, Coordinador de la Sección de Radiación Solar del Instituto de Geofísica de la UNAM, desde el 2013 se iniciaron trabajos de calibración, revisión y mantenimiento a los sensores de radiación solar de las Estaciones Meteorológicas Automatizadas del Servicio Meteorológico Nacional, sin embargo, se recomienda que además de los datos de radiación, se solicite información referente a la estación meteorológica. Esta información contempla: propietario de la estación, ubicación, programa y fechas de mantenimiento, y condiciones generales de la estación.

*Agencia Nacional de Aeronáutica y Administración del Espacio (NASA)*. La NASA a través del Centro de Datos de la Ciencia Atmosférica (Atmospheric Science Data Center) cuenta con un registro de datos de meteorológicos y energía solar provenientes de más de 200 satélites con el promedio mensual de veintidós años de registro, entre ellos se encuentran la radiación solar y días totales sin luz solar. Se puede acceder a la información en línea a través de la página: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov> y colocar las coordenadas geográficas del sitio que se desea analizar. Una desventaja que presenta esta fuente de información es que cuenta con una resolución de un grado de latitud y un grado de longitud, por lo que si se requiere los datos de radiación solar de un punto en específico resulta poco confiable (NASA, 2018).

*Inventario de Energías Renovables (INERE)*: Con el software desarrollado por la *Secretaría de Energía (SENER)*, a través del INERE se pueden conocer los datos de irradiancia global horizontal en un área seleccionada, así como las estimaciones de irradiación en un plano inclinado. El software se encuentra en línea en la página: <https://dgel.energia.gob.mx/inere/>, además existen versiones para descargar en dispositivos

móviles. En cuanto a la generación de energía eléctrica a partir de energía solar, cuenta con un cálculo de potencial fotovoltaico, que indica la capacidad instalable, la generación anual posible y las emisiones de CO<sub>2</sub> que se dejan de emitir a la atmósfera gracias a la instalación de sistemas solares. Los datos que se presentan en el INERE provienen de diferentes fuentes como la *Comisión Federal de Electricidad (CFE)*, la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y la *Comisión Reguladora de Energía (CRE)* (INERE, 2017).

*Heliogis*: La empresa Solartronic Energy Engineering® cuenta con un sistema de radiómetros de banda rotatoria instalados en más de cien localidades a nivel mundial, doce de las estaciones tipo RBR se localizan en México. Para conocer de los datos estimados de irradiancia solar global diaria promedio mensual para México, se pueden consultar un mapa interactivo en la página: <http://www.heliogis.com/>. Los datos que se presentan en el sitio se obtuvieron a partir de las estimaciones de irradiancia global por medio de imágenes satelitales con una resolución de 1 x 1 km (Solartronic, 2014).

*Mapas solares*: Existen diferentes investigaciones sobre radiación solar que presentan sus resultados en una serie de mapas de la República Mexicana donde se indican los niveles de radiación, normalmente, estimada por medio de diversos métodos de cálculo.

El Dr. José Luis Fernández Zayas, investigador del Instituto de Ingeniería de la UNAM, creó un modelo para el cálculo de las diferentes componentes de la radiación solar, que deriva, entre otros elementos, en una serie de mapas de la República Mexicana donde se indican los datos estimados del promedio mensual de radiación máxima total (W/m<sup>2</sup>) para las capitales de las 32 entidades federativas del país. Los datos mencionados se pueden consultar en su trabajo de investigación: *Cálculo de la radiación solar instantánea den la República Mexicana* (Fernández Zayas & Estrada-Cajigal, 1983).

Por su parte, I. Galindo, S. Castro y M. Valdés determinan valores de irradiancia solar global para México por medio del análisis y manipulación de datos del satélite GOES<sup>3</sup>, utilizando el modelo estadístico de Tarpley<sup>4</sup>. Entre los resultados de su investigación se encuentran dos mapas de la República Mexicana con los datos de radiación global y un listado de los valores promedio mensual de irradiancia global (MJ/m<sup>2</sup>) para las principales ciudades de México (Galindo, Castro, & Valdes, 1991).

*Otras fuentes:* Dependiendo de la ubicación donde se esté realizando el estudio, será conveniente realizar una búsqueda de las instancias que cuentan con estaciones de monitoreo instaladas. Las instancias que cuentan más comúnmente con este tipo de instalaciones son las universidades, por ejemplo, el programa PEMBU<sup>5</sup> de la UNAM y los centros e institutos de investigación, como el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) y el Instituto de Geofísica de la UNAM.

**2.1.1.2. Archivos de clima.** Un archivo de clima consiste en una variedad de parámetros climáticos que varían de acuerdo con el tipo de archivo (Cox, Drews, Rode, & Balslev, 2015). Los archivos de clima funcionan para realizar simulaciones del comportamiento de diferentes variables meteorológicas por medio de programas de computadora. Los archivos de clima contienen los datos climatológicos representativos de un año típico meteorológico (*TMY*, por sus siglas en inglés). Existen diferentes formatos en los que se puede encontrar este tipo de archivos, entre ellos se encuentran los siguientes:

---

<sup>3</sup> Satélite Geoestacionario Operacional Ambiental por sus siglas en inglés

<sup>4</sup> Método estadístico creado por el Dr. Tarpley en 1979 del Centro Administrativo Oceánico y Atmosférico (NOAA) (Galindo, Castro, & Valdes, 1991)

<sup>5</sup> Programa de Estaciones Meteorológicas del Bachillerato Universitario

*TMY* (Wilcox & Marion, 2008). Producidos en Estados Unidos por *Sandia National Laboratories* en 1978 para 248 ubicaciones, utilizaban datos climáticos y de radiación solar de 1952 hasta 1975.

*TMY2* y *TMY3* (Wilcox & Marion, 2008). Desarrollados por el *NREL* en 1995 y 2006, respectivamente. Los archivos *TMY2* están basados en los datos recolectados en 239 estaciones entre 1961 y 1990. Los archivos *TMY3* se basan en datos provenientes de 1020 ubicaciones diferentes con datos de 1976 a 2005 en Estados Unidos, y datos entre 1991-2005 para otras localidades.

*WYEC2* (*ASHRAE 1997*) (Ebrahimpour & Maerefat, 2010). Desde 1970 a 1983 *ASHRAE* comisiono tres proyectos de investigación enfocados a la representación datos climáticos para el cálculo energético (*WYEC*, por sus siglas en inglés). Los archivos *WYEC2* son una actualización con más información de radiación e iluminación, con datos útiles de Estados Unidos de América y Canadá.

*TRY* (*CEC 1985*) (Ebrahimpour & Maerefat, 2010). Contiene datos referentes al *TMY* en diferentes ubicaciones en Europa.

*Archivo de Energy Plus (EPW)* (Dobos, 2014). Este archivo contiene los datos de un archivo *TMY2* en un formato redistribuido que facilita la inspección visual de los datos. Para México existen archivos descargables gratuitamente para: Acapulco, Ciudad de México y Veracruz (desde la página de *Energy Plus*), así como Ciudad de México, Mérida y Monterrey (desde la página del Departamento de Energía de Estados Unidos *US DOE*).

*Archivo de Excel separado por comas (CSV)* (Dobos, 2014). Formato flexible y expandible, diseñado para facilitar la visualización y edición de archivos de clima. Los

datos provenientes de archivos *TMY2*, *TMY3* y *EPW* pueden convertirse a este archivo estandarizado.

Estos archivos de Excel son útiles para ser importados a diferentes programas. El formato, el orden y los parámetros que contienen los archivos *CSV* dependen del software en el que se van a utilizar. En el caso del programa *System Advisor Model (SAM)*, el formato que utiliza es *SAM CSV*.

Los archivos *SAM CSV* se descargaron del *Visualizador de la Base Nacional de Datos de Radiación Solar (NSRDB)*, por sus siglas en inglés del *National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2018)*. Este visualizador permite descargar datos de diferentes países de una región de Norte América y Sudamérica (incluyendo México), así como de la India, con una resolución de 4 x 4 km. La Ilustración 4 presenta el mapa de la NSRDB.

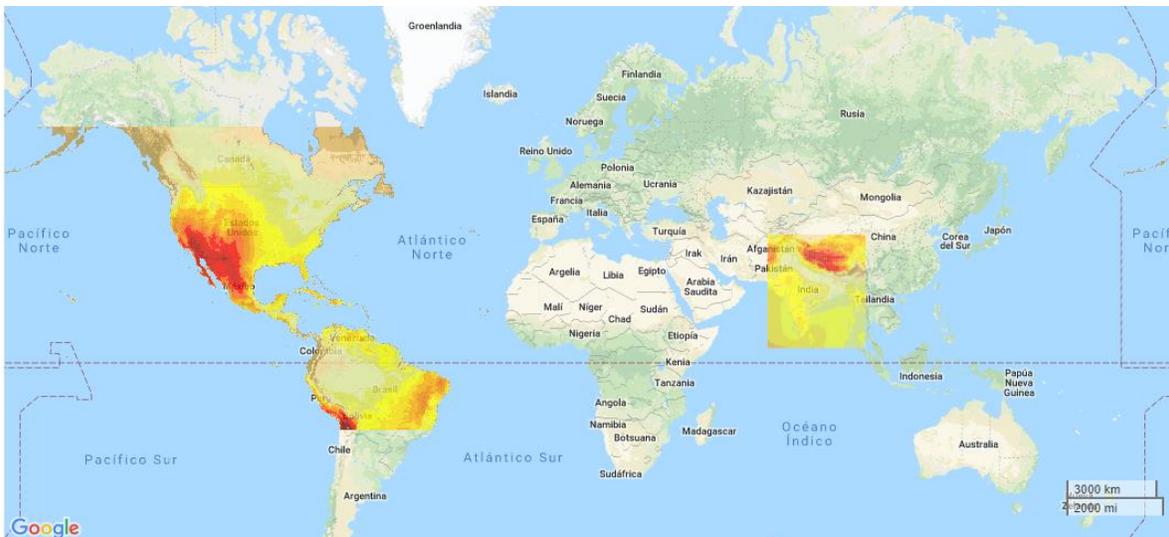


Ilustración 4. Mapa de la NSRDB Viewer. (NREL, 2018)

Este tipo de archivo incluye los siguientes parámetros: radiación global horizontal, radiación directa normal, radiación difusa horizontal, temperatura de bulbo seco, temperatura

de bulbo húmedo, humedad relativa, velocidad y dirección del viento, y profundidad de nieve (Dobos, 2014). Debido a que es fácilmente editable, se puede generar este tipo de archivo a partir de datos medidos en sitio.

### *2.1.1.3. Síntesis de la radiación solar en la Ciudad de Toluca y la Ciudad de México.*

Como se ha observado, existen diferentes medios a partir de los cuales podemos obtener información meteorológica, específicamente de radiación solar. Además de las fuentes previamente citadas, existen fuentes bibliográficas que cuentan con los datos climáticos (que incluyen promedios de radiación solar y horas de sol anuales) de las principales ciudades alrededor del mundo, incluida la Ciudad de México (Hausladen, Saldanha, & Lield, 2008).

Debido a la cercanía a la que se encuentra la Ciudad de Toluca con respecto a la Ciudad de México (76.1 km de centro a centro), se realiza un análisis para revisar a la factibilidad de establecer una relación entre los datos de radiación solar de ambas ciudades. El análisis se presenta a manera de síntesis comparativa en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y Tabla 5.

Tabla 4. Cuadro comparativo de datos de ubicación geográfica y climatológica de la Ciudad de Toluca y la Ciudad de México (SMN, 2010)

<b>Parámetros</b>		<b>Ciudad de Toluca</b>	<b>Ciudad de México</b>
<b>Ubicación geográfica</b>	Latitud	19°17' O	19°26' O
	Longitud	99°37' N	99°08' N
	Altitud	2,270 msnm	2,247 msnm
<b>Información climatológica</b>	Estación	15164 Toluca	9006 Tacuba 7
	Meteorológica	(DGE)	
	Clasificación climatológica (García, 1988)	Cwb (Templado, moderado lluvioso)	Cwb (Templado, moderado lluvioso)

Temperatura media	anual	13.1°C	15.6°C
Tabla 5. Cuadro comparativo de datos de ubicación geográfica y climatológica de la Ciudad de Toluca y la Ciudad de México (SMN, 2010) (Continuación)			
<b>Parámetros</b>		<b>Ciudad de Toluca</b>	<b>Ciudad de México</b>
Precipitación normal anual		712.4 mm	930.5 mm
Humedad media anual	relativa	66%	60%

Igualmente, se presenta una comparación entre los datos de radiación solar de la Ciudad de México obtenidos de las diferentes fuentes de información citadas en el presente trabajo de investigación en la Tabla 6. Al final de la tabla se encuentran los datos de radiación solar del año 2017 del Instituto de Geofísica de la UNAM. Los instrumentos de medición y registros de este observatorio se encuentran en constante revisión y calibración, por lo que se sugieren como datos de referencia para comparar y definir el grado de confiabilidad de la información de radiación solar de otras fuentes.

Por otro lado, se realizó un análisis comparativo más detallado entre los datos del Instituto de Geofísica del 2017 y los datos de radiación solar provenientes del archivo de clima descargado de la NSRDB de la Ciudad de México. Dicho análisis se llevó a cabo de la siguiente manera:

1. Se calculó el tamaño de una muestra aleatoria simple para obtener un nivel de confianza del 95% y un error estimado del 5%. Bajo estas constantes, el tamaño de la muestra aleatoria simple resultó de 353 datos.

2. Este número de registros se seleccionaron de manera aleatoria de la población total de 4380 registros correspondientes al número de horas con sol al año.
3. El análisis de la muestra demostró que existe una diferencia promedio de 158.48 W/m<sup>2</sup> entre los datos horarios proveniente de la NSRDB y los datos medidos en el Instituto de Geofísica.

Tabla 6. Datos de radiación solar en la Ciudad de Toluca y la Ciudad de México

Fuente	Irradiancia global (anual promedio)	
	Toluca	CDMX
SMN <sup>6</sup>	414 W/m <sup>2</sup> <sup>7</sup>	414 Wm <sup>2</sup> <sup>8</sup>
NASA	4,830.00 Wh/m <sup>2</sup> /año	4,830.00 Wh/m <sup>2</sup> /año
INERE	5,752.00 Wh/m <sup>2</sup> /año	5,521.00 Wh/m <sup>2</sup> /año
Heliogis	5,756.25 Wh/m <sup>2</sup>	5,599.83 Wh/m <sup>2</sup>
Mapas solares Fernández Zayas <sup>9</sup>	645.17 W/m <sup>2</sup>	666.75 W/m <sup>2</sup>
Mapas solares I. Galindo, S. Castro y M. Valdés	17.5 MJ/m <sup>2</sup>	17.67 MJ/m <sup>2</sup>
Instituto de Geofísica	N/A	448 W/m <sup>2</sup>

**2.1.2. Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios (BIPV).** Los sistemas fotovoltaicos funcionan por medio del efecto fotoeléctrico. El efecto fotoeléctrico básico aprovecha la energía lumínica proveniente de la radiación solar. Este efecto consiste en la

<sup>6</sup> Datos de radiación global promedio anual del año 2015.

<sup>7</sup> Estación del SMN ESIME Toluca

<sup>8</sup> Estación del SMN EMA Tezontle

<sup>9</sup> Datos correspondientes al promedio anual de la radiación global mensual.

liberación de un electrón cuando ciertos materiales absorben un fotón de luz con energía suficiente (Meinel y Meinel, 1982).

La unidad básica de los sistemas fotovoltaicos son las celdas fotovoltaicas. En estas celdas se lleva a cabo el efecto fotoeléctrico. Las celdas se fabrican con diferentes materiales como Silicio, Cadmio, Telurio, entre otros; su rendimiento está en función de éste material (Martín & Fernández, 2007).

El conjunto de varias celdas interconectadas se conoce como panel fotovoltaico. A su vez, la interconexión de varios paneles ya sea en paralelo o en serie, conforma un arreglo fotovoltaico. Un sistema fotovoltaico puede estar compuesto de uno o varios arreglos (Martín & Fernández, 2007).

Para conocer más a detalle el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y sus componentes, se recomienda revisar el *Anexo 3. Generación de energía eléctrica a partir de energía solar*.

Recientemente, la integración de sistemas fotovoltaicos en la construcción en edificios ha tomado importancia debido a la creciente preocupación por reducir la dependencia mundial de combustibles fósiles y las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera (Schoen, 2001).

Debido a que la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios guarda una estrecha relación con el diseño de la envolvente de éste, se han implementado diferentes estrategias de diseño con la finalidad de optimizar el funcionamiento de los sistemas sin demeritar el aspecto estético del edificio, este tipo de estrategias se conocen como sistemas fotovoltaicos integrados en los edificios o *BIPV's (Building Integrated Photovoltaics)* (Martín & Fernández, 2007).

**2.1.2.1. Tipos de sistemas y aplicaciones.** Un sistema fotovoltaico para ser considerado *BIPV* debe cumplir con dos objetivos: por un lado, la generación de energía eléctrica a partir de energía solar y, por otro lado, deberá sustituir el funcionamiento de algún elemento arquitectónico (Martín & Fernández, 2007). A continuación, se presentan diferentes tipos y de sistemas *BIPV's* y sus aplicaciones:

*Sistemas Fotovoltaicos en fachadas ventiladas.* Los sistemas de fachadas ventiladas permiten la creación de una doble envolvente. Por un lado, se encuentra la envolvente interior en la que normalmente predomina el macizo sobre el vano. La envolvente exterior puede estar compuesta por un arreglo fotovoltaico montado en una subestructura auxiliar, separada de la interior por una cámara de aire. Estos sistemas permiten la ventilación de la cara posterior de los paneles lo que, a su vez, mantiene el panel a una menor temperatura. Lo anterior, ayuda a que el rendimiento energético del sistema fotovoltaico no se vea altamente afectado por el incremento de la temperatura en la superficie del panel.



Ilustración 5. Ejemplo de Fachada Ventilada. Fuente: [www.onyxsolar.com](http://www.onyxsolar.com)

*Sistemas de muro cortina.* Este tipo de fachadas se emplean en varios proyectos de construcción debido a su precio, ligereza y simplicidad. En este caso, los materiales como cristal, paneles metálicos, tableros de yeso, etc; se sustituyen por paneles fotovoltaicos. El

mayor problema que presentan estos sistemas es la falta de ventilación posterior de los paneles, lo cual afecta la generación de energía eléctrica. (Martín y Fernández, 2007).



Ilustración 6. Ejemplo de muro cortina. Fuente: <http://www.archiexpo.es>

*Sistemas de ventana.* Estos sistemas son empleados en edificios en cuyas fachadas predomina el empleo de muros ciegos, por lo que se aprovecha el espacio de ventanas para la colocación de paneles que podrán ser semitransparentes, con objeto de que la ventana cumpla con su finalidad de iluminación y visibilidad. Los paneles se pueden colocar en los fijos de las ventanas y dejar la parte móvil con cristal convencional para permitir la ventilación de los espacios interiores.

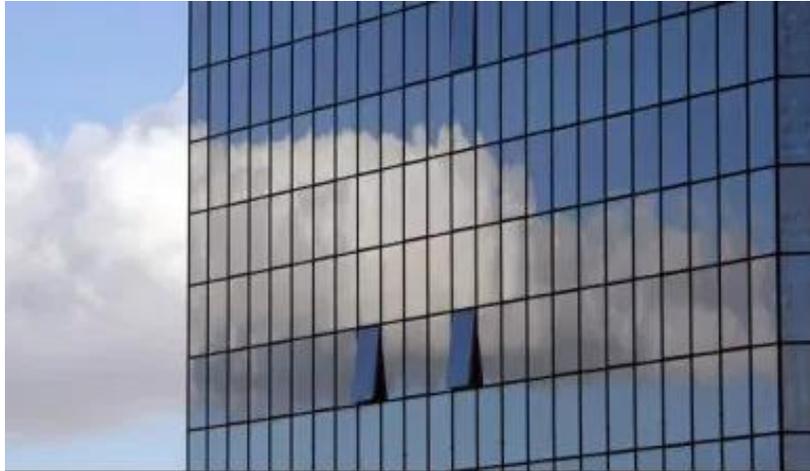


Ilustración 7. Ejemplo de ventanas fotovoltaicas. Fuente: <https://blogthinkbig.com>

*Sistemas de louvers y parasoles.* Existen diferentes sistemas de control solar para garantizar el confort térmico y lumínico al interior de un edificio. Entre ellos se encuentran los *louvers* y parasoles. Estos sistemas son ideales para montar paneles fotovoltaicos en ellos, ya que se puede controlar la inclinación a la que son instalados y con ello optimizar la absorción del recurso solar por el panel, evitando, al mismo tiempo, el ingreso de la radiación no deseada al edificio. Además, estos sistemas permiten la ventilación de ambas caras del panel lo que mantiene una temperatura menor sobre sus superficies.



Ilustración 8. Ejemplo de parasoles fotovoltaicos. Fuente: <https://inarquia.es/>

*Sistemas de cubierta.* Estos sistemas son los más utilizados debido a que permiten el aprovechamiento de la cubierta del edificio, además de que son sistemas más discretos que afectan en menor grado el aspecto estético del edificio. Otra ventaja es que permite ser instalado a una inclinación óptima para garantizar el mayor aprovechamiento del recurso solar. Finalmente, la integración de estos sistemas en edificios ya construidos resulta constructivamente más sencillo que el resto de los sistemas.



Ilustración 9. Ejemplo de cubierta fotovoltaica. <http://ayudasenergia.com/>

**2.1.2.2. Factores de pérdidas de rendimiento en BIPV's.** Un panel fotovoltaico puede sufrir pérdidas en su rendimiento debido a diferentes factores que se deben tener en cuenta desde la etapa de diseño de un sistema fotovoltaico. Lo anterior, con la finalidad de evitar al máximo que la eficiencia de la instalación se vea afectada.

Las pérdidas globales en el rendimiento de sistemas fotovoltaicos van desde 11% hasta 45%. En la Tabla 7 y la Tabla 8 se presentan los valores típicos de porcentaje de pérdidas por diferentes factores (Alonso-Abella & Chenlo, 2004). Los valores enlistados son de gran utilidad para el ingreso de datos en algunos softwares de simulación de sistemas fotovoltaicos, entre ellos *SAM* del NREL que será utilizado en el método integral de diseño que plantea la presente investigación.

Tabla 7. Valores máximos y mínimos típicos de factores de pérdidas de rendimiento en sistemas fotovoltaicos (Alonso-Abella & Chenlo, 2004)

Factor de pérdidas	Porcentaje típico de energía anual	
	Mínimo	Máximo
<b>Temperatura</b>	5	15
<b>Reflexión angular</b>	0.5	7

Tabla 8. Valores máximos y mínimos típicos de factores de pérdidas de rendimiento en sistemas fotovoltaicos (Alonso-Abella & Chenlo, 2004) (Continuación)

<b>Factor de pérdidas</b>	<b>Porcentaje típico de energía anual</b>	
	Mínimo	Máximo
<b>Temperatura</b>	5	15
<b>Reflexión angular</b>	0.5	7
<b>Tolerancia y degradación</b>	2	5
<b>Sombreado</b>	0	5
<b>Suciedad y polvo</b>	0.5	4.5
<b>Disparidad</b>	2	4
<b>Baja irradiancia</b>	0.5	3
<b>Pérdida óhmica</b>	0.5	1.5
<b>TOTAL</b>	<b>11</b>	<b>45</b>

A continuación, se presenta una recopilación de factores de pérdidas de rendimiento en paneles fotovoltaicos mencionados por diferentes autores que se resumen en la Tabla 9 y Tabla 10, seguidos por una descripción de cada uno de ellos.

Tabla 9. Autores que exponen los factores de pérdidas

<b>Factor de pérdidas en Sistemas Fotovoltaicos</b>	<b>Autores que exponen el tema</b>
<b>Recurso solar</b>	SIMEC (2010), Martín y Fernández (2007) y Meinel y Meinel (1982)
<b>Orientación e inclinación</b>	SIMEC (2010), Martín y Fernández (2007) y Ardura Perea y Bermúdez Alcocer (2018)
<b>Temperatura</b>	Martín y Fernández (2007), Meinel y Meinel (1982) y SIMEC (2010)
<b>Pureza del material de la celda solar</b>	Meinel y Meinel (1982)
<b>Dispersión o disparidad</b>	Martín y Fernández (2007)
<b>Cableado y conexiones</b>	Martín y Fernández (2007)

Tabla 10. Autores que exponen los factores de pérdidas (Continuación)

<b>Factor de pérdidas en Sistemas Fotovoltaicos</b>	<b>Autores que exponen el tema</b>
<b>Recurso solar</b>	SIMEC (2010), Martín y Fernández (2007) y Meinel y Meinel (1982)
<b>Orientación e inclinación</b>	SIMEC (2010), Martín y Fernández (2007) y Ardura Perea y Bermúdez Alcocer (2018)
<b>Temperatura</b>	Martín y Fernández (2007), Meinel y Meinel (1982) y SIMEC (2010)
<b>Pureza del material de la celda solar</b>	Meinel y Meinel (1982)
<b>Dispersión o disparidad</b>	Martín y Fernández (2007)
<b>Cableado y conexiones</b>	Martín y Fernández (2007)
<b>Suciedad</b>	Martín & Fernández (2007) y Weber, Quiñones, Almanza, y Duran (2014)
<b>Sombreado</b>	Martín y Fernández (2007), SIMEC (2010) Ardura Perea y Bermúdez Alcocer (2018)
<b>Reflexión</b>	Martín y Fernández (2007), SIMEC (2010), Zepeda López (2015)
<b>Degradación</b>	Jordan y Kurtz (2012)

*Recurso solar.* La irradiancia que incide sobre la superficie de los paneles del sistema fotovoltaico es el elemento de mayor trascendencia para definir la viabilidad de la instalación de un sistema de aprovechamiento de energía solar. Es el factor más influyente ya que la potencia generada por el sistema fotovoltaico representa una proporción de ésta, como una primera aproximación (Martín & Fernández, 2007).

*Orientación e inclinación.* Estos factores determinan el porcentaje de aprovechamiento de la irradiancia total que alcanza el plano de incidencia de los paneles fotovoltaicos. Existen

orientaciones y grados de inclinación óptimos para incrementar el rendimiento del sistema y por lo tanto el potencial de generación de energía eléctrica del mismo.

Normalmente, se puede considerar como valores óptimos una orientación sur para ubicaciones en el hemisferio norte y una inclinación de los paneles fotovoltaicos igual a la latitud correspondiente a la ubicación del proyecto con un margen de variación de  $\pm 5$  grados. En general, la influencia de la orientación en el rendimiento se considera significativa cuando el panel se encuentra orientado fuera del rango de  $\pm 20^\circ$  con respecto al sur (Martín & Fernández, 2007). Cuando la desviación es menor, la disminución de la radiación incidente sobre el plano del panel o arreglo es de menor relevancia como se observó durante el experimento y simulaciones realizadas para el artículo *Influence of Shading on a BIPV System's Performance in an Urban Context : Case Study of BIPV Systems of the Science Center of Complexity Building of the National and Autonomous University of Mexico in Mexico City* (Ardura Perea & Bermúdez Alcocer, 2018). La metodología y resultados del artículo se presentan posteriormente en la descripción del factor de pérdidas por sombreado más a detalle. De acuerdo con los resultados obtenidos, la desviación de  $9^\circ$  con respecto al sur entre el sistema fotovoltaico ubicado en la cubierta del edificio *C3-UNAM* y el sistema integrado en la fachada sur del mismo edificio, representa una pérdida un 2.9% menos de generación de energía entre uno y otro.

*Temperatura.* Entre más elevada sea la temperatura a la que se encuentre sometido el panel fotovoltaico, menor será su rendimiento. La degradación de las celdas solares se debe a que su producción es dependiente de la temperatura (Meinel & Meinel, 1982). La temperatura a la que se calcula la potencia pico ( $W_p$ ) en los laboratorios de pruebas es de  $25^\circ\text{C}$ , como valor medio, se puede considerar que un módulo fotovoltaico de silicio cristalino pierde un 4% de

potencia por cada 10°C que aumente su temperatura (Martín & Fernández, 2007). El grado de afectación que tiene el factor de la temperatura sobre el rendimiento de un módulo varía de acuerdo con la tecnología con la que haya sido fabricado (Tabla 11).

Tabla 11 Efecto del incremento de la temperatura en la potencia de los módulos fotovoltaicos (Martín y Fernández, 2007).

<b>Tecnología fotovoltaica</b>	<b>Disminución de la potencia por incremento de temperatura</b>
<b>Silicio cristalino</b>	0.43% / °C
<b>Silicio amorfo</b>	0.21% / °C
<b>Cobre Indio Selenio (CIS)</b>	0.38% / °C
<b>Cadmio Telurio (CdTe)</b>	0.23% / °C

Como se observa, la tecnología que resiste más al incremento de la temperatura es el silicio amorfo, por lo que la instalación de sistemas que empleen este tipo de tecnología se recomienda en sitios con elevadas temperaturas. Debido a que las celdas solares funcionan por medio del efecto fotoeléctrico, es decir, aprovechan la energía lumínica del sol y no el espectro infrarrojo de la energía solar, los sitios con una temperatura media anual baja, como es el caso de la Ciudad de Toluca, favorecen el rendimiento de estas instalaciones.

Además de la radiación solar, la temperatura del lugar puede verse afectada por distintos factores como la vegetación, relieve, altitud, etc; por lo que es necesario conocer el recurso solar disponible antes de hacer suposiciones basadas en sentido común. La temperatura del panel fotovoltaico no afecta únicamente al rendimiento del sistema en general, también puede afectar el confort del usuario al interior de un edificio dependiendo del diseño y ubicación del sistema. Por ello, se deberá procurar una buena ventilación del sistema y evitar la transmisión de calor. Para garantizar un mejor funcionamiento del panel, la ventilación de la cara posterior es fundamental. Normalmente, una cámara de aire con un espesor de 10 cm es

suficiente. Además, una adecuada ventilación evitará problemas de condensación (Martín & Fernández, 2007).

*Pureza del material de la celda solar.* En el caso de los paneles fotovoltaicos fabricados a partir de celdas de silicio, la estructura interna del elemento juega un papel fundamental en el rendimiento del panel. Durante el efecto fotoeléctrico que se lleva a cabo en el silicio se produce un par electrón-hueco, mismo que durará un mayor periodo de tiempo en función de la pureza y la perfección en la estructura del silicio. Por lo anterior, se requiere de una elevada pureza y perfección cristalina en el silicio para obtener una celda de silicio con un rendimiento elevando (Meinel & Meinel, 1982).

*Dispersión o disparidad.* Las pérdidas por este factor se dan cuando se conectan paneles fotovoltaicos, para crear un arreglo o generador fotovoltaico, que tienen diferentes características eléctricas, ya sea de voltaje (tensión) o de corriente (Martín & Fernández, 2007). Cuando lo anterior ocurre, la intensidad de la corriente y/o del voltaje final, dependiendo si el arreglo se conecte en serie o en paralelo, será la correspondiente a la del panel con los valores menores del sistema.

Una solución viable para evitar pérdidas por este factor es asegurarse durante la etapa del diseño que el arreglo fotovoltaico cuente únicamente con paneles de las mismas características eléctricas. Debido a que normalmente los paneles tienen una tolerancia de  $\pm 5\%$  en sus características eléctricas lo que puede generar variaciones de hasta un 10% entre dos paneles, se sugiere que se midan las curvas características de cada panel antes de su instalación, con la finalidad de agruparlos y conectarlos de acuerdo a sus valores de corriente o tensión finales (Martín & Fernández, 2007).

Las pérdidas por dispersión también se dan debido a la diferencia en voltaje y/o corriente producto de las condicionantes de temperatura, orientación, inclinación y sombreado a las que están sometidos los diferentes paneles. Por ejemplo, en caso de que los paneles fotovoltaicos conectados en serie en una fila del arreglo tengan diferentes orientaciones, la corriente final del sistema corresponderá a la de los paneles con el valor mínimo (Martín & Fernández, 2007).

En caso de que se tengan diferentes condicionantes dentro un mismo sistema, se recomienda que se divida el sistema en subsistemas bajo condiciones similares y cada uno de ellos se conecte a un inversor diferente. Lo anterior con la finalidad de evitar al máximo las pérdidas por dispersión en el sistema.

*Cableado y conexiones.* Si los cables no tienen una sección adecuada para la instalación y las distancias existentes entre el generador o arreglo fotovoltaico y el sistema de acondicionamiento de potencia, se podrán presentar pérdidas por cableado. Igualmente, las conexiones deberán ser adecuadas y con cajas de conexión estanca que eviten la corrosión. Las pérdidas por estos factores son comunes, sin embargo, un rango aceptable en caídas de voltaje o tensión será entre 1.5 y 2%, mientras que en la parte alterna se periten entre 0.5 y 1% (Martín & Fernández, 2007).

*Suciedad.* La suciedad superficial supone pérdidas debido a la reducción de la transmitancia de luz al interior del panel fotovoltaico, lo que puede representar entre un 3% y un 7% de caída en su rendimiento. Además, la suciedad aumenta las pérdidas por reflexión. Si el sistema está situado en un clima árido o en un sitio con grandes cantidades de partículas suspendidas en el aire, cerca de una fábrica, por ejemplo, se deberá prever un mantenimiento

y limpieza más rigurosos ya que las pérdidas por este factor pueden llegar a ser muy significativas (Martín & Fernández, 2007).

En algunos casos, la limpieza natural con agua de lluvia de los paneles fotovoltaicos resulta muy eficiente, para ello se deberá considerar una inclinación del panel no menor a 10%, sin embargo, una limpieza periódica del generador nunca estará de más y se traducirá en mayores rendimientos del sistema. Por lo anterior, se recomienda que se contemple un programa de mantenimiento al generador fotovoltaico dentro de las actividades de intendencia en el edificio donde se localice la instalación (Martín y Fernández, 2007).

La contaminación y la cantidad de partículas suspendidas en el aire intervienen en la afectación de este factor en el rendimiento del sistema en un contexto urbano. De acuerdo con un experimento que se realizó en la Ciudad de México, la acumulación de polvo en periodos sin lluvia mayores a 60 días disminuye un 15% la generación de energía eléctrica del sistema, debido a las condiciones que se presentan en la atmósfera. Con la precipitación normal anual que permite la limpieza natural de los paneles, la pérdida en la producción de electricidad se estima de un 3.6% (Weber et al., 2014). Este valor funciona como referencia para ciudades que se encuentren con condiciones atmosféricas similares.

*Sombreado.* El efecto del sombreado de los paneles fotovoltaicos puede generar pérdidas trascendentales en el rendimiento del panel y del sistema fotovoltaico integral. Las sombras, ya sean permanentes o temporales, pueden ocasionar el efecto de disparidad que se mencionó anteriormente y con ello afectar el rendimiento completo del sistema. En caso de que la sombra afecte únicamente a una celda solar, si esta se encuentra conectada en serie, afectará al panel completo, lo que, en caso de que no se haya dividido el sistema en subsistemas,

generará pérdidas en todos los paneles que se encuentren conectados al mismo, ya sea en serie o en paralelo (Martín & Fernández, 2007).

Además de las pérdidas por el impedimento de la incidencia de la radiación solar sobre la superficie del panel, una sombra sobre una celda solar puede generar el llamado efecto de punto caliente, lo que genera un sobre calentamiento sobre la celda debido a la disipación de la potencia que generan el resto de las celdas solares sobre ésta (Martín & Fernández, 2007).

Para evitar pérdidas de rendimiento por sombreado se deberá hacer un análisis de las sombras que afectan el sistema a lo largo de un año. Cuando se pretende realizar la instalación de un sistema en un edificio, como es la intención de la presente investigación, el análisis de los efectos de las sombras incidentes es crucial debido a que normalmente la instalación se encontrará en un contexto urbano, donde hallaremos diversos factores como edificios colindantes, espectaculares, árboles, etc., que podrán generar sombras permanentes o temporales sobre nuestro sistema.

El análisis de sombras puede realizarse por medio de simulaciones en computadora, modelando el edificio y su contexto. Esta simulación permitirá tomar decisiones importantes en cuanto a la ubicación y la viabilidad técnica para la colocación del generador fotovoltaico. Existen diferentes aplicaciones y softwares de diseño asistido por computadora como: *Revit* con su *Plug-in Insight 360*, *RetScreen Expert*, *System Advisor Model*, entre otros; que permiten realizar este tipo de modelos y ubicarlos exactamente en el punto de la superficie terrestre donde se ubica el proyecto con la finalidad de que el análisis arroje resultados lo más cercanos a la realidad.

Como parte del trabajo de investigación, se realizó un análisis de las pérdidas por sombreado en el rendimiento del *BIPV* ubicado en la fachada sur del edificio del *Centro de*

*Ciencias de la Complejidad C3 de la UNAM*. La metodología, resultados y conclusiones se presentaron en el artículo *Influence of Shading on a BIPV System's Performance in an Urban Context : Case Study of BIPV Systems of the Science Center of Complexity Building of the National and Autonomous University of Mexico in Mexico City* (Ardura Perea & Bermúdez Alcocer, 2018). El artículo se presentó durante la *20th International Conference on Photovoltaic Solar Energy and Power* que tuvo lugar el 24 y 25 de abril de 2018 en Londres, Inglaterra.

El artículo tuvo como objetivo identificar la influencia del sombreado en la generación de energía eléctrica del sistema ubicado en la fachada sur del *C3-UNAM*. Este edificio actualmente cuenta con dos sistemas fotovoltaicos, uno en la cubierta y otro en la fachada sur. El sistema de la cubierta está compuesto por 92 paneles con una capacidad total de 22 kWp. El sistema ubicado en la fachada incluye 80 paneles con una capacidad total instalada de 20 kWp, y está colocado a modo de parasoles en dos hileras a diferentes alturas. La problemática que presenta el sistema en fachada es que la hilera de paneles instalados en la planta alta genera una sombra sobre los paneles ubicados en la planta baja afectando el rendimiento de la esta sección de paneles y, consecuentemente, el rendimiento integral del sistema completo.

El análisis se realizó en tres fases. Primero se solicitaron los datos de generación de energía eléctrica de ambos sistemas a la superintendencia del edificio (Gómez, 2016) que se presentan en la Tabla 12. Estos datos corresponden al periodo de mayo 2016 a septiembre 2016.

Tabla 12. Energía generada por kWp instalado en el Edificio *C3-UNAM*

<b>Sistema</b>	<b>Número de módulos</b>	<b>Capacidad instalada (kWp)</b>	<b>Energía generada (kWh)</b>	<b>Energía generada por kWp</b>
<b>Fachada sur</b>	80	20	6,564.36	328.21
<b>Cubierta</b>	92	22	12,438.50	565.38

Como se observa, el sistema ubicado en la fachada genera apenas el 58% de electricidad por kWp instalado respecto al sistema ubicado en la cubierta. Debido a que ambos se encuentran en condiciones similares de temperatura, orientación (9° de diferencia), inclinación, ubicación, entre otros, se infirió que el factor que afectaba más al rendimiento del sistema de fachada era el sombreado.

En segundo lugar, se realizó un experimento para validar el software que se utilizaría realizar un análisis de radiación solar. El software que se utilizó fue el *Plug-in Insight 360* de *Revit 2018*<sup>®</sup>. El experimento consistió en realizar dos días completos de mediciones con un solarímetro marca *KIMO* modelo *SL 200* en el edificio de la Unidad de Posgrados de la UNAM, ubicado a 500 m del *C3-UNAM*. Posteriormente se realizó una simulación reproduciendo las condiciones de la medición en *Revit 2018*<sup>®</sup> con el *Plug-in Insight 360*. Las mediciones registraron una irradiancia acumulada de 12.46 kWh/m<sup>2</sup>, mientras que los resultados de la simulación indicaron 11.27 kWh/m<sup>2</sup>, lo que significa una diferencia menor al 10% entre ambos.

En tercer lugar, con el resultado obtenido de la validación del software, se decidió continuar con las simulaciones de cada sección de los ambos sistemas. Las secciones analizadas y los resultados que arrojaron las simulaciones se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13. Resultados de las simulaciones con el *Plug-in Insight 360 de Revit 2018*<sup>®</sup>

<b>Sistema o sección</b>	<b>Número de paneles (#)</b>	<b>Superficie (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Porcentaje de superficie (%)</b>	<b>Irradiancia acumulada (kWh)</b>	<b>Irradiancia por m<sup>2</sup> (kWh/m<sup>2</sup>)</b>
<b>Cubierta + Fachada sur</b>	172	279	100	210,872	754
<b>Cubierta</b>	92	150	53.76	123,673	825
<b>Fachada sur completa</b>	80	130	46.59	86,399	666
<b>Fachada sur -Planta baja</b>	20	32	11.47	7,889	244
<b>Fachada sur – Planta alta</b>	60	97	34.77	77,855	801
<b>Fachada sur – Planta alta- Sección oeste</b>	40	65	23.3	51,342	792
<b>Fachada sur – Planta alta- Sección este</b>	20	32	11.47	25,173	775

Como se observa en los resultados, el sistema con mayor irradiancia acumulada es el que se encuentra ubicado en la cubierta, debido a que no hay obstáculos que le generen sombra en el plano de incidencia del arreglo. Por otro lado, la sección que recibe menor irradiancia son los paneles que se encuentran en planta baja en el sistema de la fachada. Al comparar la sección de paneles en planta baja con la sección de paneles en planta alta ubicados al este del edificio, que se encuentran en igualdad de condiciones a excepción del sombreado que se genera en los paneles de planta baja, se puede observar que la sección de planta baja recibió 69% menos de energía solar. Esto afectó al sistema integral de fachada, ya que recibió 22.2%

menos irradiancia que el de la cubierta (2.9% debido a la diferencia de 9° en la orientación y 19.3% de pérdidas por sombreado).

En conclusión, de acuerdo con las simulaciones, un sistema en el que una cuarta parte de éste se encuentre sombreada puede tener pérdidas de 19.3% directas por el sombreado. Sin embargo, de acuerdo con los registros de medición las pérdidas totales ascienden a 42%. Lo anterior debido a que el sombreado genera de manera indirecta pérdidas por disparidad, lo que puede estar generando el incremento en la pérdida de rendimiento.

*Reflexión.* Las pérdidas de rendimiento por reflexión en los paneles fotovoltaicos se presentan por dos razones. Por un lado, la reflexión puede deberse al material de fabricación del panel. Como solución, algunos fabricantes utilizan capas antirreflejo y superficies de mayor rugosidad. Por otro lado, la reflexión de los rayos solares está en función de la inclinación y latitud del panel. Este tipo de pérdidas están determinadas por el ángulo de incidencia de la radiación directa (Grupo Simec Chile SRL, 2010).

En el caso de sistemas *BIPV*, la estética y forma del edificio puede generar que la inclinación y orientación del sistema no sea la ideal para optimizar la generación de energía eléctrica a partir de sistemas de aprovechamiento de energía solar, sin embargo, se deberá tomar en cuenta el diseño formal de edificio para determinar la ubicación más adecuada del generador fotovoltaico.

Por un lado, como se mencionó, la orientación sur será la ideal para la ubicación del generador fotovoltaico cuando el proyecto se localiza en el hemisferio norte. El resto de las orientaciones significará una pérdida porcentual en el rendimiento de la instalación. El grado en el que afecta la orientación se encuentra en función de la latitud donde se ubique el sistema.

Para el caso de México, José Zepeda (2015) realizó un estudio donde analiza el potencial de generación de energía eléctrica a partir de la integración de sistemas fotovoltaicos en envolventes de edificios ubicados en tres latitudes diferentes: Ciudad de México, Tuxtla Gutiérrez y Hermosillo. Como resultado de dicho análisis se determina que las superficies horizontales (azoteas) reciben la mayor cantidad de irradiancia global anual. En cuanto a las superficies verticales, la latitud representa un factor importante ya que para la Ciudad de Hermosillo ubicada en la latitud  $29.09^{\circ}\text{N}$  presenta un mayor nivel de irradiancia en la orientación sur, la Ciudad de México localizada en  $19.58^{\circ}\text{N}$  indica valores similares en la fachada sur, este y oeste, mientras que en la ciudad de Tuxtla con una latitud igual a  $15.75^{\circ}$  las fachadas este y oeste reciben la mayor irradiancia. En cuanto a la fachada norte, en los tres casos recibe los valores mínimos de irradiancia global anual. Se sugiere revisar el *Anexo 5. Propuestas gráficas de irradiancia incidente en edificio sin obstrucciones solares en Hermosillo, Tuxtla Gutiérrez y Ciudad de México* (Zepeda López, 2015). De acuerdo con los resultados que obtuvo, entre más al norte se localice la instalación del sistema fotovoltaico, mayor es el nivel de irradiancia que recibe en su fachada sur. El ángulo de declinación solar varía a lo largo del año, alcanzando su punto más elevado en verano. Entre más alejado se encuentre del Ecuador el proyecto, mayor será la cantidad de horas al año que la fachada sur recibirá radiación directa.

Los límites del territorio mexicano se localizan al sur en la latitud  $14.54^{\circ}\text{N}$  y al norte a  $32.71^{\circ}\text{N}$ . Esta condición puede explicar porque es más común localizar proyectos de sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios en las fachadas verticales en países como Alemania y España, que se ubican más alejados del Ecuador, con sus límites territoriales entre  $47.26^{\circ}\text{N}$  a  $55.05^{\circ}\text{N}$  y  $27.7^{\circ}\text{N}$  a  $43.78^{\circ}\text{N}$ , respectivamente. En consecuencia, estos dos países generan

energía eléctrica a partir del aprovechamiento de energía solar fotovoltaica en mayor cantidad que México (Tabla 14) (IEA, 2017). Estas condicionantes deberán ser tomadas en cuenta al momento de analizar la viabilidad técnica de la integración de sistemas fotovoltaicos en los edificios.

Tabla 14 Cuadro comparativo de recurso solar disponible en superficies horizontales, capacidad de energía eléctrica instalada y capacidad de energía eléctrica instalada proveniente de energía solar fotovoltaica por país.

<b>País</b>	<b>Latitud de límite Sur</b>	<b>Latitud de límite Norte</b>	<b>Irradiancia global horizontal (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Capacidad de energía eléctrica instalada (2014) (GWh)</b>	<b>Energía eléctrica proveniente de energía solar fotovoltaica (2014) (GWh, %)</b>
<b>México</b>	14.53 N	32.71° N	225-275	301,496	221, 0.073
<b>Alemania</b>	47.26° N	55.05° N	125-150	327,795	36056, 11
<b>España</b>	27.7° N	43.78° N	200-225	278,750	8218, 2.95

En cuanto a la inclinación, Las pérdidas angulares en términos anuales en un generador fotovoltaico con una inclinación, dentro de los límites sugeridos, pueden representar hasta un 3%. (SIMEC, 2010) Por lo que si se prioriza el diseño de la envolvente del edificio sobre el funcionamiento del sistema solar se deberá tomar en cuenta que el rendimiento se podrá ver afectado en valores mayores al 3% mencionado.

Ambos factores, la orientación y la inclinación, pueden ser resueltos por medio de la utilización de paneles fotovoltaicos con sistemas de traqueo. Estos sistemas permiten que el panel siga la dirección de los rayos solares. Por consiguiente, el panel recibe de manera perpendicular a su superficie la mayor cantidad de radiación directa posible, elevando los niveles de irradiancia incidente sobre su superficie, mejorando así el rendimiento del sistema.

*Degradación.* Las pérdidas por degradación se relacionan con el tipo de tecnología que emplee en los paneles. En la Tabla 15 se presenta un resumen del porcentaje de degradación medio anual de acuerdo con datos de instalaciones fotovoltaicas ejecutadas antes y después del año 2000 (Jordan & Kurtz, 2012).

Tabla 15. Resumen del porcentaje de degradación medio anual de acuerdo con datos de instalaciones fotovoltaicas ejecutadas antes y después del año 2000 (Jordan & Kurtz, 2012)

Tecnología	Configuración	Degradación media anual (%/año)	
		Antes del 2000	Después del 2000
<b>A-Si</b>	Panel	0.96	0.87
	Sistema	1.3	0.95
<b>CdTe</b>	Panel	3.33	0.40
	Sistema	0.69	0.03
<b>CIG's</b>	Panel	1.44	0.96
	Sistema	3.50	0.02
<b>Silicio Monocristalino</b>	Panel	0.47	0.36
	Sistema	0.90	0.23
<b>Silicio Policristalino</b>	Panel	0.61	0.64
	Sistema	0.60	0.59

**2.1.3. Ejemplos de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios.** A continuación, se presentan una serie de proyectos de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios de diferentes partes del mundo (Tabla 16 y Tabla 17). Todos los proyectos expuestos se encuentran en un clima templado (*Tipo "C"*) de acuerdo con la clasificación de Köppen, con la finalidad de comparar proyectos en condiciones climatológicas y geográficas análogas al caso de estudio (Ciudad de Toluca).

Tabla 16. Proyectos de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios de diferentes partes del mundo

PROYECTO		UBICACIÓN				CLIMATOLOGÍA			
Proyecto	Tipo de sistema FV (Características)	Ciudad	Latitud	Longitud	Altitud	Clima (Climate-data, 2017)	TMA (Climate-data, 2017)	Radiación Diaria horizontal (kWh/m <sup>2</sup> ) (Retscreen,2017)	Radiación Anual horizontal (kWh/m <sup>2</sup> )
Edificio de Presidencia Municipal	Sistema de cubierta	Toluca	19°17'32"N	99°39'14"O	2663 msnm	Cwb	11.3°C	5.46	1992.9
Edificio del Centro de Ciencias de la Complejidad C3	Sistema de lamas y parasoles	Ciudad de México	19°25'10"N	99°08'44" O	2250 msnm	Cwb	15.9 °C	5.09	1857.85
Centro de Alzheimer de la Fundación Reina Sofía	Sistema de lamas y parasoles	Madrid	40°25'08" N	3°41'31"O	657 msnm	Csa	13.7°C	4.57	1668.05
Sede de la Fundación Metrópoli	Sistema de lamas y parasoles								
Sede social de Telefónica	Sistema de muro cortina modular y cubierta								
Manchester College of Arts and Technology	Sistema de fachada ventilada	Manchester	53°28'00" N	2°14'00" O	38 msnm	Cfb	10.5°C	2.71	989.15
Remodelación de la Torre CIS	Sistema de fachada ventilada								
Sede de Isofotón	Sistema de fachada ventilada y lucernario	Málaga	36°43'00" N	4°25'00" O	8 msnm	Csa	18.4°C	4.99	1821.35
Parque de innovación Tecnológica La Salle	Sistema de muro cortina tradicional	Barcelona	41°22'57"	2°10'37" E	13 msnm	Csa	16.5°C	4.37	1595.05
Sede de Schott Ibérica	Sistema de muro cortina tradicional								
Biblioteca Pompeu Fabra	Sistema de muro cortina modular								
Imagina Visual Center	Sistema de cubierta								

Tabla 17. Proyectos de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios de diferentes partes del mundo (Continuación)

PROYECTO		UBICACIÓN				CLIMATOLOGÍA			
Proyecto	Tipo de sistema FV (Características)	Ciudad	Latitud	Longitud	Altitud	Clima (Climate-data, 2017)	TMA (Climate-data, 2017)	Radiación Diaria horizontal (kWh/m <sup>2</sup> ) (Retscreen,2017)	Radiación Anual horizontal (kWh/m <sup>2</sup> )
Sede de Biohaus	Sistema en fachada	Paderborn	51°43'00" N	8°46'00" E	75 msnm	Cfb	9.1°C	2.62	956.3
Centro de energías renovables, Fundación CENER-CIEMAT	Sistema de lamas y parasoles	Sarriguren	42°48'46" N	1°35'51" O	460 msnm	Cfb	11.58°C	3.87	1412.55
Sede de Caltrans	Sistema de lamas y parasoles	Los Ángeles	34°03'N	118°15' O	71 msnm	Csa	18.2°C	4.95	1806.75
Estación de autobuses	Sistema de cubierta	Kanasawa	36°34'00" N	136°39'00" E	20 msnm	Cfa	14.3°C	3.82	1394.3
Academia de Mont Cenis	Sistema de muro cortina tradicional y cubierta	Herne	51°33'00" N	7°13'00" E	65 msnm	Cfb	9.7°C	2.71	989.15
Parque de las Ciencias, Pabellón de Exposiciones Tempoprales	Sistema de cubierta	Granada	37°10'41"N	3°36'03" O	684 msnm	Csa	15.5°C	4.75	1733.75
Sede de Audi	Sistema de fachada ventilada	Ingolstadt	48°45'49" N	11°25'34"E	374 msnm	Cfb	8.4°C	3.15	1149.75

Como se observa en el cuadro, existen muchos proyectos que han integrado sistemas fotovoltaicos en sus edificios. Todos los proyectos se localizan en clima templado, aunque varían geográficamente. Como se ha mencionado, conocer el recurso solar con el que se cuenta en la ubicación de cada proyecto es fundamental para determinar la viabilidad de la realización de dicho promedio.

Comparado con otras ciudades, la ciudad de Toluca cuenta con elevados niveles de radiación solar y una temperatura ambiente media relativamente baja, lo que beneficia al rendimiento de los paneles. Por otro lado, en Toluca no se presentan nevadas en la mayor parte del territorio (únicamente en las zonas aledañas al volcán Xinantécatl), por lo que los sistemas en cubierta no se ven afectados por el peso de agentes externos como la nieve.

La latitud a la que se encuentra la ciudad no es tan apropiada como en el caso de otras ciudades que se encuentran más al norte para la instalación de sistemas verticales, ya que el ángulo de declinación solar no permitiría aprovechar al máximo la radiación solar directa. Sin embargo, el método propuesto en esta investigación permitirá estimar el potencial de generación de energía eléctrica en todas las orientaciones.

## **2.2. Consideraciones económicas**

**2.2.1. Costos del proyecto e instalación de *BIPV*.** Para poder realizar la evaluación de rentabilidad económica de un sistema fotovoltaico se deberán conocer sus costos de instalación y operación. Los costos directos de la instalación, de acuerdo con el programa *SAM* del NREL, incluyen:

- Costos del equipo a instalar: Se contemplará todo el equipo necesario para la instalación del sistema: paneles, inversores, cableado.
- Costos de instalación: Trabajos de instalación y balance del sistema.

Los costos indirectos del sistema, de acuerdo con el programa *SAM* del NREL, incluyen:

- Estudios y permisos de impacto ambiental y/o regional
- Costos del proyecto de diseño del sistema
- Interconexión a la red
- Impuestos sobre la venta

Los costos de operación, de acuerdo con el programa *SAM* del NREL, incluyen:

- Costos y programa de mantenimiento del sistema
- Pagos de prima de seguro

**2.2.2. Tarifa eléctrica.** Como se mencionó, existen diferentes costos que deben tomarse en cuenta para la elaboración del análisis de rentabilidad de *Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios Interconectados*. En el caso de nuestro país uno de los factores más relevantes es la tarifa eléctrica establecida por la *Comisión Federal de Electricidad*, lo anterior debido al subsidio de la energía eléctrica que existe en el país. Lo anterior afecta directamente en la rentabilidad de estos sistemas ya que la energía es de un costo bajo, lo que hace que el periodo de recuperación de la inversión pueda aumentar.

La tarifa eléctrica establecida por CFE depende de la tipología del edificio, su consumo promedio y la demanda energética de cada uno. Las tarifas CFE sufrieron modificaciones en el 2018 (CFE, 2018). A continuación, se presentan las diferentes tarifas que maneja CFE:

*Domésticas:* Tarifa 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F y Domésticas de alto consumo: DAC Los límites del consumo mensual promedio se modificaron dependiendo de cada localidad.

*Generales:* Las tarifas generales sufrieron cambios y tienen una denominación diferente en el nuevo esquema tarifario de CFE como se presenta en la Tabla 18.

Tabla 18. Nuevo esquema tarifario de CFE de tarifas generales

<b>Categoría tarifaria</b>	<b>Descripción</b>	<b>Tarifa anterior</b>
<b>PDBT</b>	Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión	2, 6
<b>GDBT</b>	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión	3, 6
<b>GDMTH</b>	Gran Demanda en Media Tensión Horaria	HM, HMC, 6
<b>GDMTO</b>	Gran Demanda en Media Tensión Ordinaria	OM, 6
<b>DIST</b>	Demanda Industrial en Subtransmisión	HS, HSL
<b>DIT</b>	Demanda Industrial en Transmisión	HT, HTL

*Especiales:* Las tarifas específicas también tienen una denominación diferente en el nuevo esquema tarifario de CFE como se presenta en la Tabla 19.

Tabla 19. Nuevo esquema tarifario de CFE de tarifas específicas

<b>Categoría tarifaria</b>	<b>Descripción</b>	<b>Tarifa anterior</b>
<b>RABT</b>	Riego Agrícola en Baja Tensión	9
<b>APBT</b>	Alumbrado Público en Baja Tensión	5, 5A
<b>APMT</b>	Alumbrado Público en Media Tensión	5, 5A
<b>RAMT</b>	Riego Agrícola en Media Tensión	9M

*Específicas de estímulo:* Las tarifas específicas estímulo corresponden a la tarifa 9CU (Tarifa de estímulo para bombeo de agua para riego agrícola con cargo único, 9N (Tarifa de estímulo nocturna para bombeo de agua para riego agrícola y EA (Tarifas acuícolas).

**2.2.3. Evaluación de proyectos de inversión.** De acuerdo con el Dr. Fidel Sánchez Bautista, (F. Sánchez, comunicación personal, 2017) durante la materia Finanzas en Arquitectura del Programa de Maestría en Arquitectura de la Universidad Nacional Autónoma de México existen tres parámetros por los cuales se puede realizar la evaluación económica de un proyecto de inversión, en este caso un proyecto fotovoltaico. Los parámetros son el Valor Presente Neto (*NPV*, por sus siglas en inglés), la Tasa Interna de Retorno (*IRR*, por sus siglas en inglés) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (*PBR*, por sus siglas en inglés).

**2.2.3.1. Valor Presente Neto.** Este parámetro permite estimar el valor presente de un proyecto de acuerdo con los flujos futuros de dinero originados por una inversión inicial. El Dr. Sánchez Bautista (2017) propone que si el NPV de un proyecto es mayor a cero se acepte. Por el contrario, si el NPV de un proyecto está por debajo de cero se sugiere que se rechace. Existen dos fórmulas para calcular el NPV la Ecuación 1 sin flujos de efectivo y la Ecuación 2 con flujos de efectivo.

Ecuación 1. Cálculo del Valor Presente Neto con flujos de efectivo

$$NPV = \frac{INGRESO}{(1+R)^T} - EGRESOS \quad (1)$$

Donde:

NPV=Net Present Value=Valor Presente Neto

R=Rate=Tasa

T=Tiempo

Ecuación 1. Cálculo del Valor Presente Neto con flujos de efectivo

$$NPV = -C. \text{ Flow} + CF_1/(1+R) + CF_2/(1+R)^2 + CF_3/(1+R)^3 + \dots + CF_T/(1+R)^T \quad (2)$$

Donde:

NPV=Net Present Value=Valor Presente Neto

R=Rate=Tasa

T=Tiempo

CF= Cash Flow= Flujo de efectivo

**2.2.3.2. Tasa interna de retorno.** Este es el segundo parámetro y se refiere a una tasa de rendimiento utilizada en el presupuesto de capital para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones. El Dr. Sánchez Bautista propone que si la TIR de un proyecto es mayor a cero se acepte. Por el contrario, si la TIR de un proyecto está por debajo de cero se sugiere que se rechace. Debido a que la TIR no toma en cuenta los flujos de efectivo también se puede definir la tasa que se desea recibir al final de la inversión y considerar que el proyecto es viable siempre y cuando genere la tasa de retorno que se indicó como deseada. Para calcular la TIR se utiliza la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del *NPV*.

**2.2.3.3. Periodo de recuperación (PBR).** El tercer parámetro para la evaluación de un proyecto de inversión es estimar el periodo de recuperación de la inversión, para lo cual se colocan los diferentes periodos en los que habrá flujo de efectivo (considerando la inversión en negativo en el flujo inicial) y después se observa en qué año o mes se localiza la recuperación de la inversión.

**2.2.4. Estrategias financieras para promover proyectos fotovoltaicos.** Con el objetivo de impulsar la instalación de sistemas fotovoltaicos, incluidos *BIPV's*, la *Comisión Reguladora de Energía (CRE)* establece una serie de disposiciones de carácter general para ejecutar los contratos de interconexión de estos sistemas a la de CFE (CRE, 2017). De acuerdo con lo establecido en

estas disposiciones, la Generación Distribuida cuenta con acceso a los mercados para vender su producción, por lo que podrá realizar consumos de centros de carga, vender los excedentes de energía eléctrica y vender el total de la energía eléctrica.

La contraprestación de servicios entre los productores de energía y la CFE se puede realizar por tres metodologías (CRE, 2017):

**2.2.4.1. Net metering.** Esta metodología se conoce como medición neta de energía y se está abandonando su uso. La metodología mide los flujos de energía eléctrica recibidos y entregados desde y hacia la red de CFE (consumo y generación). Si se generan excedentes se crea un saldo a favor que se podrá compensar durante un periodo de facturación.

**2.2.4.2. Net billing.** Metodología de facturación neta que mide los flujos de energía de consumo y producción de energía eléctrica que toma o envía a la red de CFE. Esta metodología asigna un valor monetario a los flujos de energía que puede variar de compra a venta. Este esquema es nuevo en México, es opcional para los sistemas de Generación Distribuida, en este caso fotovoltaicos, de pequeña y mediana escala (Capacidad instalada menor a 500 kW) y obligatorio para sistemas de gran escala (Capacidad instalada mayor a 500 kW).

**2.2.4.3. Venta total de energía.** Considera únicamente el flujo de energía eléctrica enviado a la red y se le asigna un valor de venta.

### **2.3. Consideraciones ambientales.**

El *Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados en los Edificios* contempla también la evaluación ambiental del sistema que se proponga. Esta evaluación se realiza a partir de tres indicadores energéticos que permiten medir el beneficio ambiental que produce la instalación de sistemas *BIPV*.

**2.3.1. Indicadores energéticos.** Los indicadores energéticos son una herramienta que permite analizar la relación entre la actividad económica y humana, el consumo de energía y las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y GEI.

**2.3.1.1. Metodología para la cuantificación de emisiones de gases de efecto invernadero y de consumos energéticos evitados por el aprovechamiento sustentable de la energía** (CONUEE, 2009). La *Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)* ha desarrollado una metodología para calcular las emisiones de gases de efecto invernadero que se emiten a la atmósfera a partir de la generación de energía eléctrica.

De acuerdo con la metodología establecida, el procedimiento para calcular las emisiones de GEI que son evitadas por medio de la generación de energía eléctrica a partir de energías renovables es el siguiente:

1. Estimar el porcentaje de cada fuente primaria que se utiliza para la generación de energía eléctrica a partir de la matriz energética que se establece en el *Sistema Nacional de Energía (SNE)* (SENER, 2017).
2. Calcular el ahorro de energía proveniente de cada fuente de acuerdo con una unidad de referencia (kWh o MWh o TeraJoules -TJ-) según el porcentaje de generación de cada fuente.
3. Estimar las toneladas de GEI que se generan por la transformación de cada una de las fuentes primarias de energía en energía eléctrica de acuerdo con los factores indicados en la *Guía Nacional de Gases de Efecto Invernadero (IPCC,2006)*
4. Multiplicar el ahorro de generación de cada fuente de energía primaria por el factor de emisión estándar.
5. Sumar y calcular el total de GEI evitados por cada unidad de medida.

**2.3.1.2. *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del INECC*** (INECC, 2016). El cálculo de toneladas de Gases de Efecto Invernadero (GEI) evitadas por medio de la sustitución de fuentes fósiles a fuentes renovables para la generación de energía eléctrica también puede realizarse por medio de los datos estadísticos establecidos en el *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero*.

Este inventario indica las toneladas de gases de efecto invernadero que son emitidas a la atmósfera dependiendo del tipo de ciclo y proceso que se utilice para la transformación de las fuentes primarias de energía (combustibles fósiles) en energía primaria. Al igual que la metodología de la CONUEE se puede estimar las toneladas de gases de efecto invernadero (GEI) que son evitadas por medio del cálculo de un factor estimado en toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes (ton CO<sub>2</sub>e) de acuerdo con una unidad de referencia.

Para calcular las ton CO<sub>2</sub>e se toma en cuenta el total de la energía transformada en energía eléctrica de acuerdo con el balance de energía (SENER, 2017) correspondiente al año del cual se obtienen los datos de los gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera. De esta manera se puede estimar las ton CO<sub>2</sub>e que se evitan emitir a la atmósfera por cada kWh o MWh que se genera a partir de energías renovables.

**2.3.1.3. *Índice de Consumo de Energía Eléctrica ICEE*** (CONUEE, 2017). EL ICEE se refiere a la relación entre el consumo total de energía eléctrica en un año expresado en kWh/año y la superficie construida expresada en metros cuadrados (m<sup>2</sup>). Se mide en kWh/m<sup>2</sup>año. De acuerdo con el Programa de Eficiencia Energética de la Administración Pública Federal (APF) se establece un Índice Máximo de Consumo de Energía Eléctrica (IMCEE) para inmuebles de oficinas de la APF. La presente investigación toma en cuenta los valores máximos establecidos por este Programa para evaluar el Caso de Estudio que corresponde a los Edificios de Oficinas del

Ayuntamiento de Toluca, estos valores dependen de la zona térmica en donde se localice el proyecto y se indican en la Tabla 20.

Tabla 20. IMCEE de inmuebles de oficinas de la APF por zona térmica (CONUEE, 2017)

Zona térmica	Índice Máximo de Consumo de Energía Eléctrica (kWh/m <sup>2</sup> -año)	
	Con acondicionamiento de aire	Sin acondicionamiento de aire
<b>1</b>		120
<b>2</b>	90	45
<b>3A</b>	80	65
<b>3B</b>	100	75
<b>3C</b>	90	55
<b>4A</b>	75	50

Las subclasificaciones de las zonas térmicas son: A (Húmeda), B (seca) y C (Marina). De acuerdo con esta clasificación la Ciudad de México y Toluca se encuentran en la zona térmica 4A.

### CAPÍTULO 3. Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios

La presente investigación plantea como aportación el desarrollo y aplicación de un método de cálculo y simulación integral, como se indica en el apartado. Debido a que actualmente existe una gran variedad de herramientas tanto matemáticas como programas de simulación que permiten realizar el diseño de sistemas fotovoltaicos, el método las evalúa y ordena con el propósito de brindar al diseñador una propuesta de procedimiento a seguir para el diseño de sistemas fotovoltaicos enfocado a los *BIPV*'s.

El desarrollo del nuevo método se explica de manera detallada en los siguientes subcapítulos. A continuación, se presentan los pasos del método y un gráfico (Ilustración 10):

- A. Diagnóstico energético
- B. Análisis técnico, económico y ambiental
  - a. Diagrama de selección de alternativas
  - b. Evaluación técnica, económica y ambiental de las alternativas por medio de software de simulación
  - c. Evaluación del proyecto de inversión
  - d. Cálculo de beneficios ambientales
- C. Presentación de resultados de la evaluación integral y definición de *BIPV*

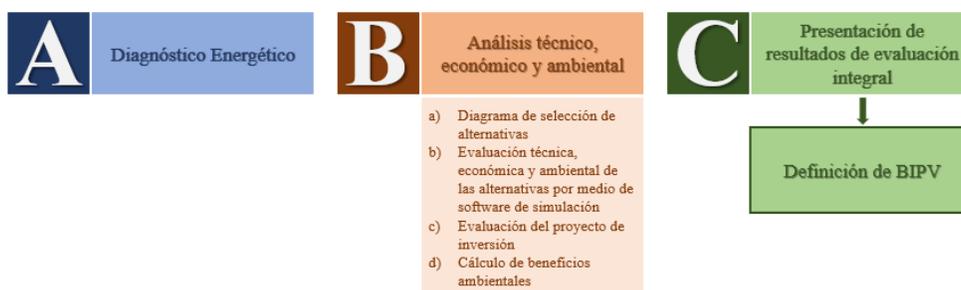


Ilustración 10. Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios

### 3.1. Diagnóstico energético

La presente tesis plantea como un paso previo a la elaboración de una propuesta o proyecto fotovoltaico, la ejecución de un diagnóstico energético. Lo anterior con la finalidad de que el *BIPV* que se proponga alimente una instalación eléctrica eficiente para optimizar el ahorro energético del edificio y potencializar los beneficios del proyecto fotovoltaico.

Un diagnóstico energético (DEN) o auditoría energética es un estudio del comportamiento energético de un edificio, cuyo objetivo principal es determinar dónde y cómo se utiliza la energía en un inmueble para identificar oportunidades de ahorro energético (Morillón, Escobedo, & García, 2015).

De acuerdo con Morillón, Escobedo y García (2015), existen tres niveles de diagnóstico energético. La determinación de cada nivel depende del porcentaje de análisis de la energía utilizada y la certidumbre de los resultados, como se muestra a continuación:

- Un DEN Nivel 1 analiza entre el 60 y 70% del uso de la energía con un 70 a 90% de certidumbre en los resultados.
- Un DEN Nivel 2 toma en consideración entre el 70 y 85% del uso de energía en el edificio y sus resultados cuentan con una certidumbre entre 90 y 95%.
- Finalmente, un DEN Nivel 3 analiza el 100% de la energía del edificio y la certidumbre de los resultados es mayor al 95%.

La metodología para la ejecución de un diagnóstico energético consiste en mínimo 7 pasos (DEN Nivel 1): 1) Recorrido de las instalaciones del edificio, 2) Recopilación de información de facturas electrónicas, 3) recopilación de información básica del edificio, 4) Levantamiento de datos

de equipos consumidores de energía, 5) Análisis del levantamiento de datos, 6) Identificación de potenciales de ahorro de energía y 7) Elaboración del reporte de diagnóstico energético.

Como se observa, la metodología concluye en la elaboración del reporte de diagnóstico energético en el cual se incluye un resumen ejecutivo con los resultados del análisis del diagnóstico, la descripción del edificio, el análisis de la información, las recomendaciones tecnológicas en las que se mencionan las medidas propuestas para generar un ahorro energético para incluirse en un programa de ahorro de energía y, finalmente, las conclusiones y anexos.

### **3.2 Análisis técnico, económico y ambiental**

**3.2.1. Diagrama de selección de alternativas.** Como segundo paso, se deberán establecer las alternativas viables a analizar de acuerdo con las características del edificio en donde se pretende instalar el sistema. Con este objetivo, a continuación, se establece el diagrama de flujo (Ilustración 4) que se deberá utilizar para la selección de dichas alternativas.

El diagrama toma como base el diagrama que incluye Martín y Fernández (2007) y se adaptó al caso de estudio y el escenario mexicano, se toma en cuenta la ubicación del territorio nacional y el movimiento aparente del sol en esta ubicación.

El diagrama comienza por definir si un edificio está catalogado como patrimonio nacional o se encuentra colindante a un espacio o edificio catalogado como tal por las instancias que cuentan con dicha atribución como son el Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH) o el Instituto Nacional de Bellas Artes (INBA). Lo anterior, debido a que el caso de estudio se enfoca a edificios de oficinas del Honorable Ayuntamiento de Toluca (H. Ayuntamiento de Toluca) y la mayoría de sus edificios se encuentran en el Centro Histórico de la ciudad. Las restricciones arquitectónicas establecidas por el INAH o INBA son una variable trascendental para poder seleccionar el tipo de sistema que se va a instalar.

Una vez analizado el factor de catalogación, la siguiente sección tiene que ver directamente con las características arquitectónicas del edificio en el que se realizará el proyecto. Dependiendo de dichas particularidades el diagrama (Ilustración 11) permite determinar las alternativas viables (indicadas en un recuadro de mayor espesor) entre los 14 diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios existentes<sup>10</sup>. En la siguiente página, se presenta el diagrama de selección de alternativas de sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios (Ilustración 11)<sup>11</sup>:

Adaptado en la Azotea

- a. *Fijo*
  - b. *Con seguidor solar (1 eje)*
  - c. *Con seguidor solar (2 ejes)*
  - d. *Con orientación y/o inclinación ajustable (manual)*
- B. *Integrado con tejas fotovoltaicas*
- C. *Integrado en cubierta*
- D. *En Fachada:*
- a. *Fachada ventilada*
  - b. *Vidrio fotovoltaico en ventanas*
  - c. *Integrado como parasoles*
    - i. *Fijo*
    - ii. *Con seguidor solar (1 eje)*
    - iii. *Con orientación y/o inclinación ajustable (manual)*
  - d. *Integrado como Louvers*
    - i. *Fijo*
    - ii. *Con seguidor solar (1 eje)*
    - iii. *Con orientación y/o inclinación ajustable (manual)*

<sup>10</sup> Los tipos de sistemas que están subrayados y en itálicas se encuentran en la referencia (Martín & Fernández, 2007). Los sistemas en *itálicas* se complementaron a partir de las alternativas que ofrece el programa SAM.

<sup>11</sup> Los tipos de sistemas que están indicados con un \* se encuentran en la referencia (Martín & Fernández, 2007), los demás tipos se complementaron a partir de las alternativas que ofrece el programa SAM.

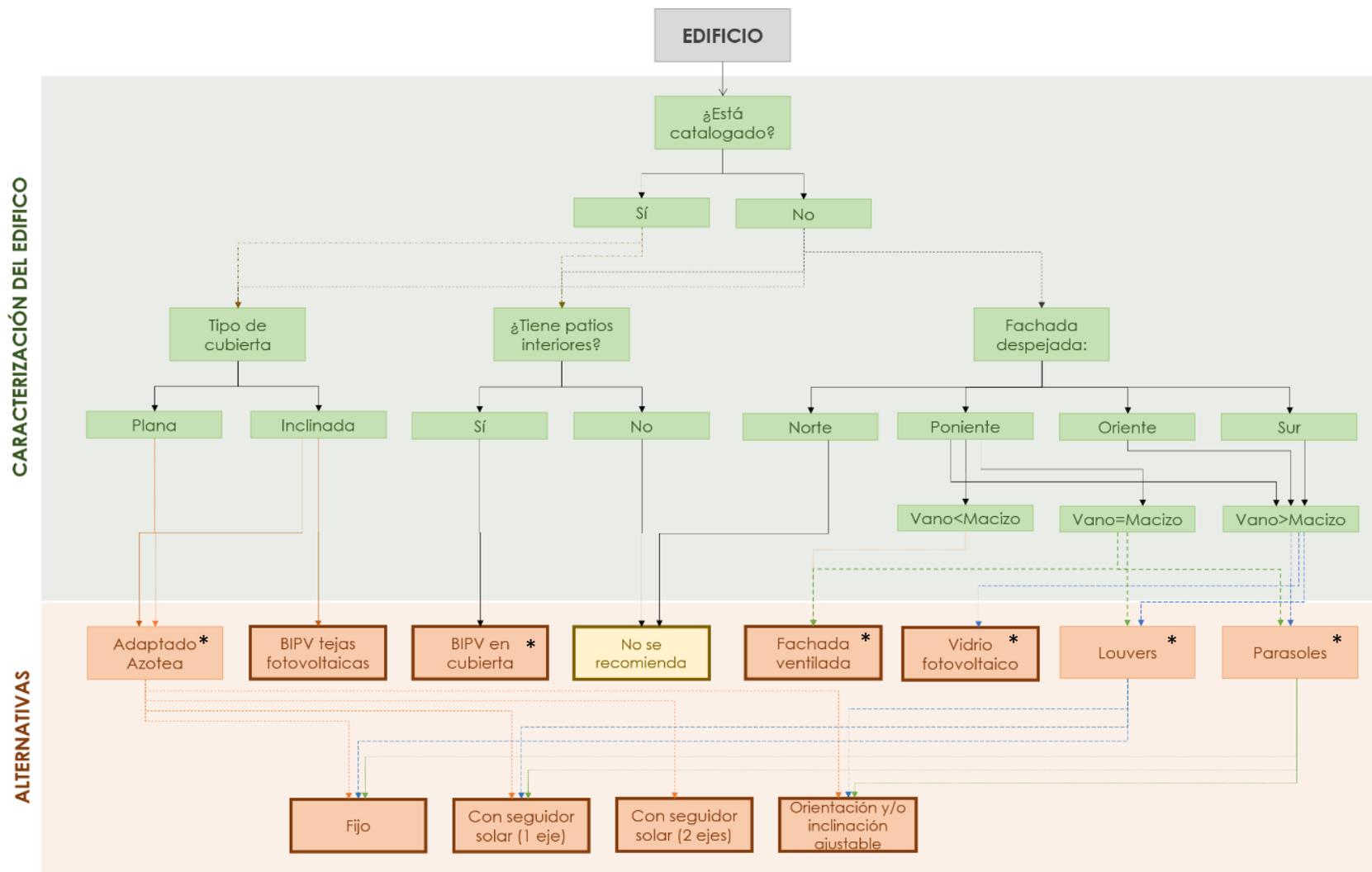


Ilustración 11. Diagrama para la selección de alternativas de sistemas BIPV

### **3.2.2. Evaluación técnica, económica y ambiental de las alternativas por medio de software de simulación**

*3.2.2.1. Métodos de cálculo y herramientas de simulación existentes para el diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos.* Para poder diseñar la instalación de un sistema fotovoltaico, es necesario conocer el recurso solar con el que se cuenta, la ubicación y diseño del edificio, así como el consumo eléctrico del edificio. A partir de los datos mencionados, se podrá calcular las dimensiones y características del arreglo fotovoltaico, al igual que definir el tipo de sistema que se instalará en el edificio.

Además de la evaluación de la viabilidad técnica de un sistema, la evaluación económica juega un papel fundamental en la decisión de la instalación de sistemas de energías renovables, en este caso, sistemas fotovoltaicos. Si bien las instalaciones de este tipo de sistemas suponen un ahorro en el consumo de energía eléctrica proveniente de la red pública, lo que significa un ahorro económico reflejado en el recibo y la tarifa eléctrica, también conlleva una inversión inicial que puede afectar a la realización y ejecución del proyecto. Por lo anterior, un análisis de rentabilidad es fundamental para garantizar el éxito del sistema y ofrecer a los desarrolladores seguridad sobre el beneficio económico que el proyecto trae consigo.

Finalmente, el propósito principal del empleo de energías renovables es la mejora de la calidad ambiental y la mitigación de los efectos de la actividad humana sobre el medio natural, por lo que es importante conocer el beneficio ambiental que genera la instalación de este tipo de tecnologías.

Actualmente, existe una gran cantidad de herramientas de cálculo y simulación por computadora para el diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, no todos los métodos o softwares contemplan una evaluación integral (técnica, económica y ambiental). Por lo

anterior, resultado de la revisión de la literatura y el estado del arte, se realizaron dos síntesis de las herramientas existentes presentando el tipo de evaluación que realizan y las variables que manejan.

**3.2.2.2. Síntesis de métodos y modelos matemáticos existentes para el diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos.** En primer lugar, se presenta la síntesis comparativa de los diferentes métodos de cálculo y modelos matemáticos existentes. La síntesis diferencia el tipo de evaluación a la que sirve cada modelo o método y las variables que contempla. Si se desea conocer a detalle algunos de los métodos que se presentan en las síntesis se sugiere revisar el *Anexo 6. Métodos matemáticos para el diseño y análisis de proyectos fotovoltaicos*. A continuación, se presenta la síntesis de métodos y modelos matemáticos existentes para el diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos (Tabla 21 a Tabla 27):

#### 3.2.2.2.1. Datos generales de los modelos matemáticos

A continuación en la Tabla 21 y Tabla 22 se presentan los datos generales de los modelos matemáticos investigados, entre ellos: el nombre del modelo o herramienta, el tipo, su país de origen y el desarrollador o autor del modelo.

Tabla 21. Datos generales de los modelos matemáticos

<b>Herramienta</b>	<b>Datos Generales</b>		
	<b>Tipo</b>	<b>País de origen</b>	<b>Desarrollador/Autor/Referencia</b>
<b>Eco indicator 95</b>	Metodología a comercial/ académica	Holanda	M. Goedkoop, The Eco-indicator 95 – Weighting method for environmental effects that damage ecosystems or human health on a European scale. Disponible en <a href="https://www.pre-sustainability.com/eco-indicator-95-manuals">https://www.pre-sustainability.com/eco-indicator-95-manuals</a> (Obtenido el 12 de febrero del 2017).
<b>Modelo Pérez</b>	Metodología a académica		Pérez R, Ineichen P, Seals R, Michalsky J, Stewart R. Modelling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. <i>Sol Energy</i> 1990;44 (5):271-89

Tabla 22. Datos generales de los modelos matemáticos (Continuación)

<b>Herramienta</b>	<b>Datos Generales</b>		
	<b>Tipo</b>	<b>País de origen</b>	<b>Desarrollador/Autor/Referencia</b>
<b>Performance evaluation and techno-economic analysis</b>	Metodología académica	Reino Unido	Buker, M. S., Mempouo, B., & Riffat, S. B. (2014). Performance evaluation and techno-economic analysis of a novel building integrated PV / T roof collector: An experimental validation, 76, 164–175.
<b>Reindl ModelPV</b>	Metodología académica		Reindl DT, Beckman WA, Duffie JA. Evaluation of hourly tilted surface radiation models. Sol Energy 1990:45(1):9-17
<b>Hay and Davies Model</b>	Metodología académica		Hay JE, Davies JA. Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface. First canadian solar radiation workshop proceedings; 1980. p. 59–72
<b>Método LCS (Life Cycle Savings)</b>	Metodología académica	Grecia	Axaopoulos P., F. D. (2010). Performance and Economic Evaluation of a Hybrid Photovoltaic / Thermal Solar System in, 4(12), 147–152
<b>Método NPV (Net Present Value)</b>	Metodología académica	Grecia	
<b>Energy PayBack Assessment</b>	Modelos matemáticos	China	Peng, J., Curcija, D. C., Lu, L., Selkowitz, S. E., Yang, H., & Zhang, W. (2016). Numerical investigation of the energy saving potential of a semi-transparent photovoltaic double-skin facade in a cool-summer Mediterranean climate. Applied Energy, 165, 345–356. <a href="https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.074">https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.074</a>
<b>Método de Cálculo de BIPV</b>	Modelos matemáticos	México , UNAM	Zepeda López, J. E. (2015). Potencial estimado de generación de energía por sistemas fotovoltaicos integrados en superficies de edificios. Universidad Nacional Autónoma de México.
<b>Método de Cálculo de sistemas FV</b>	Modelos matemáticos	México , UNAM	Romo Zamudio, C. E. (2015). Cálculo de sistemas fotovoltaicos. Ciudad de México.
<b>Método de cálculo de eficiencia FV</b>	Modelos matemáticos	Chile	Grupo Simec Chile SRL. (2010). Proyecto Simec Chile, 1, 138. Retrieved from <a href="https://www.unglobalcompact.org/system/attachments/8146/original/Proyecto_Simec_Chile.pdf?1287789602">https://www.unglobalcompact.org/system/attachments/8146/original/Proyecto_Simec_Chile.pdf?1287789602</a>
<b>Método de cálculo de eficiencia FV</b>	Modelos matemáticos	España	Caamaño Martín, E. (1998). Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Caracterización y análisis. Universidad Politécnica de Madrid.



Tabla 24. Análisis de variables técnicas (Continuación)

Herramienta	Evaluación técnica																	Puntos (23)							
	Estudios preliminares	Archivos 3d	Datos meteorológicos	Análisis del movimiento del sol	Recurso solar disponible	Cálculo de recurso solar disponible	Acepta archivos de clima	Cálculo de potencial de generación de energía eléctrica	Cálculo de potencial de generación de energía eléctrica	Diseño de instalación FV	Base de datos de Módulos FV	Factor de pérdida por irradiancia anual (orientación e	Factor de pérdida por sombreado	Factor de pérdidas por autosombreado	Factor de pérdidas por nieve	Factor de pérdida por temperatura	Factor de pérdida por suciedad		Factor de pérdida por dispersión o disparidad	Factor de pérdida por cableado y conexiones	Factor de pérdidas por pureza del material	Factor de pérdidas por reflexión	Análisis de sombras	Solución de modelos matemáticos	
Energy PayBack Assessment																								0	
Método de Cálculo de BIPV	x					x			x														x		4
Método de Cálculo de Sistemas FV										x															1
Método de Cálculo de Eficiencia FV									x																1
Método de cálculo de Eficiencia FV						x			x	x		x											x		2



#### 3.2.2.2.4. Análisis de variables económicas

A continuación, en la Tabla 26, se presentan las variables económicas que consideran los métodos y modelos matemáticos investigados.

Tabla 26. Análisis de variables económicas

Herramienta	Evaluación económica						
	Análisis de rentabilidad	Programas e incentivos	Análisis de riesgo	Análisis de sensibilidad	LCS (Life Cycle Savings)	NPV (Net Present Value)	Puntos (6)
Eco indicator 95							0
Performance evaluation and techno-economic analysis							0
Modelo Pérez							0
Reindl ModelPV							0
Hay and Davies Model							0
Método LCS (Life Cycle Savings)					x		1
Método NPV (Net Present Value)						x	1
Energy PayBack Assessment							0
Método de Cálculo de BIPV							0
Método de Cálculo de sistemas fotovoltaicos							0
Método de cálculo de eficiencia FV							0
Método de cálculo de eficiencia FV							0

### 3.2.2.2.5. Análisis de evaluación integral

A continuación, en la Tabla 27, se presentan los resultados de la evaluación integral de los tres análisis realizados (técnico, ambiental y económico).

Tabla 27. Análisis de evaluación integral

<b>Herramienta</b>	<b>Evaluación general</b>			
	<b>E. técnica (23)</b>	<b>E. ambiental (8)</b>	<b>E. económica (6)</b>	<b>Disponibilidad (7)</b>
<b>Eco indicator 95</b>		1		NA
<b>Método propuesto</b>	5	2		NA
<b>Modelo Pérez</b>	1			NA
<b>Reindl ModelPV</b>	1			NA
<b>Hay and Davies Model</b>	1			NA
<b>Método LCS (Life Cycle Savings)</b>			1	NA
<b>Método NPV (Net Present Value)</b>			1	NA
<b>Energy PayBack Assessment</b>		2		NA
<b>Método de Cálculo de BIPV</b>	4	1		NA
<b>Método de Cálculo de sistemas fotovoltaicos</b>	2			NA
<b>Método de cálculo de eficiencia FV</b>	1			NA
<b>Método de cálculo de eficiencia FV</b>	2			NA

### 3.2.2.3. Síntesis de software existentes para el diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos.

A continuación, se presenta la síntesis de los softwares existentes con sus características principales. Estos programas se evaluaron de acuerdo con las variables y resultados en torno a las propiedades técnica, económica y ambiental, así como a su accesibilidad y disponibilidad.

#### 3.2.2.3.1. Datos generales de los softwares

A continuación, en la Tabla 28 y la Tabla 29 se presentan los datos generales de los softwares investigados y analizados, entre ellos: el nombre del programa, el tipo, el motor que utilizan para realizar las simulaciones y su país de origen.

Tabla 28. Datos generales de los softwares

Software	Datos Generales		
	Tipo	Motor (análisis térmico, de iluminación natural o radiación solar)	País de origen
<b>CML 2 baseline 2000</b>	Software académico	N/A	Leiden, Holanda
<b>SAM System Advisor Model</b>	Software comercial	Programa basado en Microsoft Excel con un motor de simulación horario	EUA
<b>Sima Pro 7.1</b>	Software comercial	Método Iterativo	Europa
<b>RetScreen</b>	Software institucional	Programa basado en Microsoft Excel	Canadá
<b>TRNSYS 16</b>	Software comercial	Simulation Studio	EUA (Universidad de Wisconsin)
<b>Engineering Equation Solver (EES)</b>	Software comercial	N/A	EUA (Universidad de Wisconsin)
<b>PV F Chart</b>	Software comercial	N/A	EUA (Universidad de Wisconsin)
<b>Plug-in Insight 360 para Revit 2018®</b>	Software comercial	Green Building Studio® / DOE-2.2	EUA

Tabla 29. Datos generales de los softwares (Continuación)

Software	Datos Generales		
	Tipo	Motor (análisis térmico, de iluminación natural o radiación solar)	País de origen
<b>Revit 2018®</b>	Software comercial	Green Building Studio® / DOE-2.2	EUA
<b>Ecotect Analysis (Ver. 2011)</b>	Software comercial	Método de entrada CIBSE	EUA
<b>Archicad</b>	Software comercial	Motor de cálculo EcoDesigner STAR/ StruSoft's VIPcore que cumple con ANSI/Método Estándar 140-2007 de ASHRAE	Alemania
<b>GoogleSketchup: The OpenStudio (SketchUp Plug-in with EnergyPlus) OpenStudio</b>	Software comercial	Energy plus	EUA
<b>Vector Works</b>	Software comercial	-	Alemania
<b>SolarBILANZ</b>	Software institucional	Programa basado en Microsoft Excel	Austria
<b>eQuest</b>	Software institucional	DOE-2.2	EUA
<b>Polysun</b>	Software comercial	-	Alemania y España
<b>PV*SOL</b>	Software comercial	-	Alemania
<b>PVsyst</b>	Software académico	-	
<b>PV Planner_SolarGIS</b>	Software comercial	-	Eslovaquia
<b>Heliogis</b>	GIS Geographic Information System	Qgis	México
<b>Grass GIS</b>	GIS Geographic Information System	-	EUA
<b>Eco indicator 95</b>	Metodología comercial/académica	-	Holanda

3.2.2.3.2. *Análisis de variables técnicas*

A continuación, en la Tabla 30 y Tabla 31, se presentan las variables técnicas que consideran y evalúan los softwares investigados para realizar sus simulaciones.

Tabla 30. Análisis de variables técnicas de software

<b>Evaluación técnica</b>																								
<b>Software</b>	Estudios preliminares	Archivos 3D	Datos meteorológicos	Análisis del movimiento del sol	Recurso solar disponible	Cálculo de recurso solar disponible	Acepta archivos de clima	Cálculo de potencial de generación de energía eléctrica	Cálculo de potencial de generación de energía eléctrica en entorno urbano	Diseño de instalación FV	Base de datos de Módulos FV	Factor de pérdida por irradiancia anual (orientación e inclinación)	Factor de pérdida por sombreado	Factor de pérdidas por autosombreado	Factor de pérdidas por nieve	Factor de pérdida por temperatura	Factor de pérdida por suciedad	Factor de pérdida por dispersión o disparidad	Factor de pérdida por cableado y conexiones	Factor de pérdidas por pureza del material	Factor de pérdidas por reflexión	Análisis de sombras	Solución de modelos matemáticos	Puntos (23)
CML 2 baseline 2000																								0
<b>SAM System Advisor Model</b>	X	X	X		X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X		19
<b>Sima Pro 7.1</b>																								0
<b>RetScreen</b>	X		X		X			X		X						X								6
<b>TRNSYS 15</b>		X					X	X		X		X				X								6
<b>Enginee-ring Equation Solver (EES)</b>																						X		1
<b>PV F Chart</b>			X		X			X		X		X				X								6
<b>Plug-in Insight 360 para Revit 2018®</b>		X					X	X		X												X		5
<b>Revit 2018®</b>		X		X																		X		3





Tabla 33. Análisis de variables ambientales de software (Continuación)

Software	Evaluación ambiental							Puntos (8)	
	Cálculo de emisiones de CO <sub>2</sub> e	Cálculo de ahorro de energía	Evaluación para certificación LEED	Indicador: GWP 100 ( <i>Global Warming Potential -100 años-</i> )	Indicador: GJ of LHV ( <i>LowHeatingValue</i> )	Análisis de Ciclo de Vida ( <i>LCA</i> por sus siglas en inglés)	Análisis de impacto por operación y mantenimiento		Análisis Conceptual de consumo energético
SolarBILANZ	x								1
eQuest									0
Polysun	x								1
PV*SOL									0
PVsyst									0
PV Planner_SolarGIS		x							1
Heliogis									0
Grass GIS									0
Eco indicator 95					x				1

### 3.2.2.3.4. Análisis de variables económicas (6 puntos)

A continuación, en la Tabla 34 y Tabla 35, se presentan las variables económicas que consideran y evalúan los softwares investigados para realizar sus simulaciones.

Tabla 34. Análisis de variables económicas de software

Software	Evaluación económica						
	Análisis de rentabilidad	Programas e incentivos	Análisis de riesgo	Análisis de sensibilidad	LCS (Life Cycle Savings)	NPV (Net Present Value)	Puntos (6)
<b>CML 2 baseline 2000</b>							0
<b>SAM System Advisor Model</b>	x	x		x	x	x	5
<b>Sima Pro 7.1</b>							0
<b>RetScreen</b>	x		x	x		x	4
<b>TRNSYS 15</b>							0
<b>Engineering Equation Solver (EES)</b>							0
<b>PV F Chart</b>	x						1
<b>Plug-in Insight 360 para Revit 2018®</b>							0
<b>Revit 2017®</b>							0
<b>Ecotect Analysis (Ver. 2011)</b>							0
<b>Archicad</b>							0
<b>GoogleSketchup: The OpenStudio (SketchUp Plug-in with EnergyPlus) OpenStudio</b>							0
<b>Vector Works</b>							0
<b>SolarBILANZ</b>	x				x		2

Tabla 35. Análisis de variables económicas de software (Continuación)

Software	Evaluación económica						
	Análisis de rentabilidad	Programas e incentivos	Análisis de riesgo	Análisis de sensibilidad	LCS ( <i>Life Cycle Savings</i> )	NPV ( <i>Net Present Value</i> )	Puntos (6)
eQuest							0
Polysun	x				x		2
PV*SOL	x						1
PVsyst	x						1
PV Planner_SolarGIS							0
Heliogis							0
Grass GIS							0
Eco indicator 95							0

### 3.2.2.3.5. Análisis de disponibilidad

A continuación, en la Tabla 36 y Tabla 37, se presentan un análisis de la disponibilidad y las versiones en las que se pueden encontrar los softwares analizados, ya sea gratuito, online, aplicación móvil, versiones demo o versiones completas.

Tabla 36. Análisis de disponibilidad de software

Software	Disponibilidad						
	Gratuito	Gratuita online	Versión gratuita	Aplicación móvil	Versión de prueba/demo	Versión estudiantil	Versión completa
CML 2 baseline 2000		x					
SAM System Advisor Model	x						
Sima Pro 7.1					x		x
RetScreen		x					x

Tabla 37. Análisis de disponibilidad de software (Continuación)

Software	Disponibilidad						
	Gratuito	Gratuita online	Versión gratuita	Aplicación móvil	Versión de prueba/demo	Versión estudiantil	Versión completa
TRNSYS 15					X		X
Engineering Equation Solver (EES)					X	X	X
PV F Chart					X	X	X
Plug-in Insight 360 para Revit 2017					X	X	X
Revit 2017					X	X	X
Ecotect Analysis (Ver. 2011)							X
Archicad					X	X	X
GoogleSketchup: The OpenStudio (SketchUp Plug-in with EnergyPlus) OpenStudio	X		X				X
Vector Works					X	X	X
SolarBILANZ	X						
eQuest	X						X
Polysun					X	X	X
PV*SOL		X	X	X			X
PVsyst					X		X
PV Planner_SolarGIS					X		X
Heliogis							
Grass GIS	X						
Eco indicator 95	X						

3.2.2.3.6. *Análisis de evaluación integral*

A continuación, en la Tabla 38, se presenta la evaluación integral de los softwares investigados conforme a los cuatro análisis realizados (técnico, ambiental y económico y disponibilidad).

Tabla 38. Análisis de evaluación integral de software

Software	Evaluación general			
	Evaluación Técnica (22)	Evaluación Ambiental (8)	Evaluación Económica (6)	Disponibilidad MB: Gratuito/Gratuito online B: Versión gratuita / Estudiantil / Completa R: Versión de prueba / Completa F: Versión completa
CML 2 baseline 2000	0	1	0	MB
<b>SAM System Advisor Model</b>	<b>19</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>MB</b>
Sima Pro 7.1	0	1	0	R
RetScreen	6	3	4	B
TRNSYS 15	6	0	0	T
PV F Chart	1	0	0	B
Plug-in Insight 360 para Revit 2018®	6	0	1	B
Revit 2017®	5	1	0	B
Ecotect Analysis (Ver. 2011)	3	1	0	F
Archicad	10	0	0	B
GoogleSketchup: The OpenStudio (SketchUp Plug-in with EnergyPlus)	4	0	0	B
Vector Works	4	1	0	B
SolarBILANZ	1	0	0	MB
eQuest	4	1	2	B
Polysun	2	0	0	B
<b>PV*SOL</b>	<b>9</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>B</b>
<b>PVsyst</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>R</b>
PV Planner_SolarGIS	15	0	1	R
Heliogis	13	1	0	B
Grass GIS	3	0	0	1
Eco indicator 95	2	0	0	1

**3.2.2.4. Definición de software para diseño el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios.** De esta manera se definieron los tres softwares con mayor puntaje para compararse respecto a sus ventajas y limitaciones. Los softwares con mayor puntaje, conforme a la evaluación realizada son:

- *SAM (System Advisor Model)*
- *PVSyst*
- *PVSOL*.

Para definir el software que se implementará como parte del método, se analizaron las ventajas y desventajas de los tres programas preseleccionados. El criterio de disponibilidad restringida de manera gratuita para la versión completa de los programas *PVSyst* y *PVSOL* se traduce como una limitante y pone en ventaja al programa *SAM*.

Además de la disponibilidad, *SAM* presenta mayores ventajas en cuanto a que analiza de manera simultánea las variables técnicas de los proyectos fotovoltaicos en conjunto con las variables económicas. Por otro lado, la forma en la que se presentan los resultados en *SAM* permite al usuario proponer modificaciones en aspectos específicos del diseño del sistema sencilla lo que significa que se pueden evitar en mayor medida pérdidas en el rendimiento del sistema por un diseño inadecuado.

**3.2.2.4.1. System Advisor Model (SAM) del National Renewable Energy Laboratory (NREL).** El software *SAM* es un modelo para el análisis del desempeño y financiero de proyectos de energías renovables. Tuvo su origen en el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. El *NREL* es un laboratorio nacional del Departamento de Energía de Estados Unidos, de la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable, operado por la Alianza para la Energía Sustentable, LLC.

Este modelo permite la realización de predicciones de costos de energía de sistemas de energías renovables interconectados a la red con base en los costos de diseño, instalación, operación y mantenimiento que el usuario ingresa en el programa. El programa permite correr simulaciones del rendimiento para diferentes tipos de sistemas de energías renovables, entre ellos: energía solar fotovoltaica, energía solar térmica, calentamiento solar de agua, energía eólica, energía geotérmica y generación de energía por biomasa.

Para realizar la evaluación financiera, se requiere determinar la tipología del proyecto que está en función del tipo de dueño y administrador de la instalación. *SAM* permite realizar dicha evaluación para sistemas administrados por un solo dueño, ya sea tipo residencial o comercial, o sistemas de propiedad tripartita o bipartita.

*Proyectos fotovoltaicos.* Debido al enfoque de la presente investigación, se presenta a detalle el funcionamiento del programa para sistemas fotovoltaicos. El programa cuenta con tres diferentes opciones de análisis para proyectos fotovoltaicos:

*a) Fotovoltaico detallado (Detailed Photovoltaic).* Este modelo calcula el potencial de generación de energía eléctrica de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red en los que se conoce a detalle las especificaciones técnicas de los equipos que se van a utilizar (paneles, inversores y baterías), o bien, el programa ofrece una librería de equipos cuya información de carga a los campos de manera automática. Las especificaciones mencionadas forman parte de los datos de entrada que solicita el programa.

*b) Modelo PVWatts (PVWatts Model).* Este modelo funciona para el cálculo de sistemas fotovoltaicos en los que se desconoce a detalle las especificaciones de los equipos que formarán

parte de éste. Es una implementación de la calculadora fotovoltaica que ofrece el *NREL* en línea<sup>12</sup>. Los datos de entrada que se requieren son la capacidad del sistema, la orientación, inclinación y tipo de montaje del arreglo fotovoltaico y los valores de pérdidas en el rendimiento. A diferencia de la calculadora disponible en línea, *SAM* permite modelar las pérdidas por sombreado. Se recomienda utilizar este modelo como parte de un análisis preliminar de un proyecto que requiera conocer un estimado del potencial de generación de energía eléctrica del sistema.

*c) Fotovoltaico concentrado (Concentrating Photovoltaic-HCPV).* Este modelo se emplea para la estimación del potencial de generación de energía eléctrica de sistemas con paneles fotovoltaicos de alta concentración (*HCPV*, por sus siglas en inglés). Los datos de entrada requeridos incluyen la información del diseño del concentrador y la eficiencia de las celdas a diferentes niveles de irradiancia. En el caso del inversor, se requieren las especificaciones de la ficha técnica del proveedor o se puede cargar la información de los equipos que se encuentran en la librería del programa.

La elección del modelo para correr la simulación depende del tipo de proyecto, así como la información y datos con los que cuenta el usuario para ingresar en el modelo. Para los estudios de caso que se integran en la investigación se utilizará el modelo Fotovoltaico Detallado.

*Localización del sistema y el recurso solar disponible.* Los primeros datos requeridos para poder realizar la simulación de un sistema fotovoltaico son la localización del sistema y el recurso solar disponible. *SAM* permite la búsqueda de archivos de clima en una librería propia. Esta librería cuenta con la información proveniente de las estaciones meteorológicas de Estados Unidos y algunos países en Centro América, Europa y Asia. En el caso de México y otros países que no se

---

<sup>12</sup> Disponible en <https://pvwatts.nrel.gov/>

encuentran en la librería, *SAM* permite importar el archivo de clima desde la computadora. Los formatos aceptados por *SAM* son: *TMY2* y *TMY*, *EPW* y *SAM CSV*.

Para las simulaciones de los estudios de caso que se utilizarán para validar los resultados de *SAM*, se realizó un análisis de los archivos de clima que se importarían al programa *SAM*. Por disponibilidad, los archivos de clima que se analizaron fueron en formato *EPW* y *SAM CSV*. Debido a que el formato *EPW* para la ciudad de Toluca no está disponible de manera gratuita en la librería de Energy Plus (EnergyPlus, 2018) ni del Departamento de Energía (DOE, 2015) las simulaciones para el análisis se realizaron con el archivo *EPW* de la Ciudad de México. En primer lugar, se exponen los resultados en un cuadro comparativo (Tabla 39) y los perfiles anuales de las componentes de radiación solar () entre los resultados obtenidos utilizando el archivo de clima de Toluca en formato *SAM CSV* y el archivo de clima de la Ciudad de México en formato *EPW*. Enseguida, se presentan los cuadros comparativos de los resultados de la simulación (Tabla 40 y Tabla 41) y los perfiles anuales de las componentes de radiación solar (Ilustración 13 y Ilustración 14) de los Sistemas de azotea y Fachada del Edificio C3-UNAM, respectivamente, ambos empleando archivos de clima de la Ciudad de México en formato *SAM CSV* comparado con el formato *EPW* de *Energy Plus*<sup>®</sup>. La conclusión de dichos análisis comparativos, es que las simulaciones que se realizarán en los estudios de caso se llevarán a cabo con los archivos *SAM CSV*, tanto de Toluca como de CDMX, debido a que estos archivos cuentan con la información del punto exacto donde se propone la instalación del *BIPV*.

Tabla 39. Resultados de la simulación del Sistema fotovoltaico de 10 kW en azotea del Posgrado de Ingeniería UAEMex, Toluca.

<b>Generación de energía eléctrica</b>		
	Formato <i>SAM CSV</i> (Toluca)	Formato <i>EPW</i> (CDMX)
<b>Energía anual generada</b>	16,664 kWh	14,051 kWh
<b>Rendimiento</b>	1,640 kWh/kW	1,383 kWh/kW

### Radiación solar

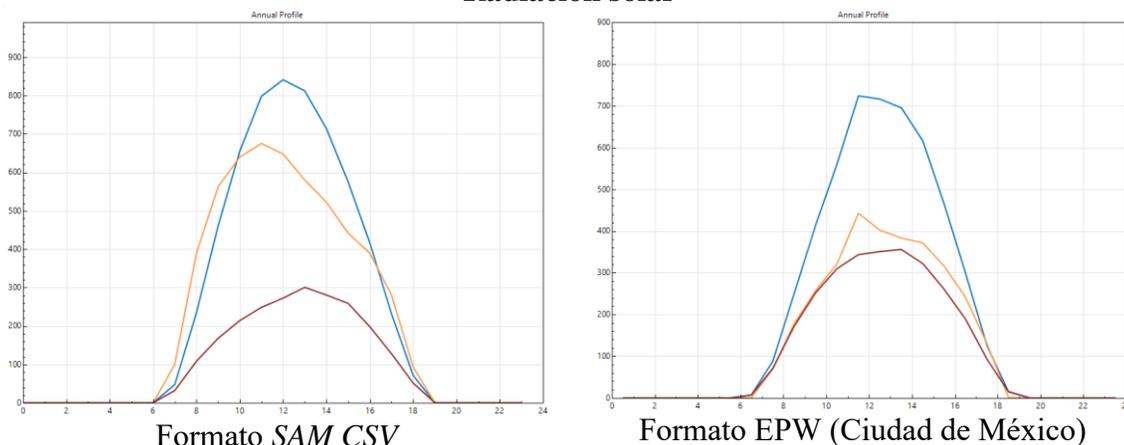


Ilustración 12. Perfil anual de componentes de radiación solar, resultado de la simulación del Sistema fotovoltaico de 10 kW en azotea del Posgrado de Ingeniería UAEMex, Toluca.

Tabla 40. Resultados de la simulación del Sistema fotovoltaico de 22 kW en azotea del Edificio C3-UNAM en Ciudad Universitaria, CDMX.

<b>Generación de energía eléctrica</b>		
	Formato SAM CSV (CDMX)	Formato EPW (CDMX)
<b>Energía anual generada</b>	35,387 kWh	32,006 kWh
<b>Rendimiento</b>	1,637 kWh/kW	1,481 kWh/kW

### Radiación solar

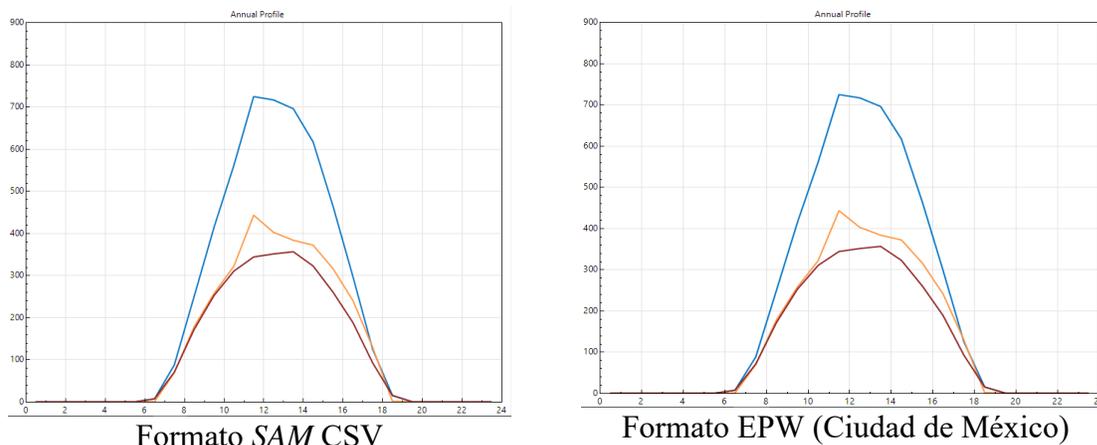


Ilustración 13. Perfil de anual de las componentes de radiación solar, resultado de la simulación del Sistema fotovoltaico de 22 kW en azotea del Edificio C3-UNAM en Ciudad Universitaria, CDMX.

Tabla 41. Resultados de la simulación del sistema fotovoltaico de 20 kW en fachada del Edificio C3-UNAM en Ciudad Universitaria, CDMX

<b>Generación de energía eléctrica</b>		
	Formato SAM CSV (CDMX)	Formato EPW (CDMX)
<b>Energía anual generada</b>	29,718 kWh	26,478 kWh
<b>Rendimiento</b>	1,486 kWh/kW	1,324 kWh/kW

### Radiación solar

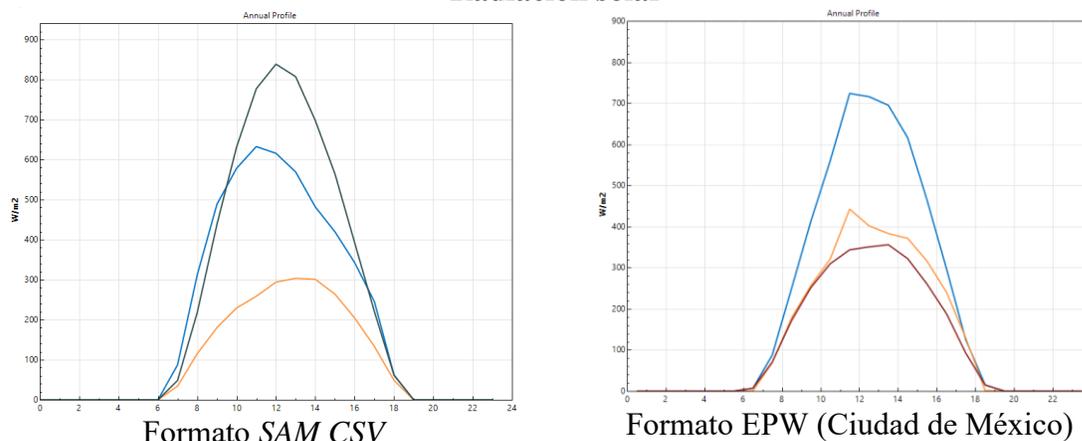


Ilustración 14. Perfil anual de las componentes de radiación solar, resultado de la simulación del sistema fotovoltaico de 20 kW en fachada del Edificio C3-UNAM en Ciudad Universitaria, CDMX

#### 3.2.2.5. Validación del Software SAM por medio de estudio de caso.

El programa SAM será utilizado en las simulaciones de dos estudios de caso. Estos casos de estudio ya cuentan con plantas fotovoltaicas instaladas y datos históricos registrados en sitio que servirán para validar los resultados que se obtengan de las simulaciones.

Para el caso de la *Planta Fotovoltaica del Posgrado de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México*, se contemplaron datos medidos de radiación incidente sobre el plano inclinado y la generación de energía eléctrica del año 2015 y 2016. En este caso de estudio se explica a detalle el procedimiento que se siguió para la simulación, con la finalidad de que pueda replicarse en otros proyectos.

En segundo lugar, los resultados de la simulación de los *Sistemas Fotovoltaicos del Edificio del Centro de Ciencias de la Complejidad de la Universidad Nacional Autónoma de México C3-*

*UNAM*, se compararon con los datos de generación de energía eléctrica medidos en la planta en el periodo de marzo a septiembre del año 2016.

En ambos casos, se analiza la correlación de los resultados de las simulaciones con los datos registrados en sitio para establecer la cercanía con la que describe el modelo de las simulaciones a las mediciones de generación de electricidad real.

*3.2.2.5.1. Sistema Fotovoltaico del Posgrado de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México. Toluca, Estado de México*

*Ubicación.* Edificio de *Posgrado de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México (UAEMex)*. Facultad de Ingeniería Cerro de Coatepec, Paseo Universidad s/n, Universitaria, 50130 Toluca de Lerdo, Méx.

*Descripción del sistema*<sup>13</sup>:

- Capacidad: 10 kWp
- Número de inversores: 1
- Capacidad de inversor: 8.5 – 11.5 kW
- Marca/modelo de inversor: Fronius 10.0-1 IG Plus
- Número de paneles: 44 (Ilustración 15).
- Potencia de cada panel: 230 W
- Marca/modelo de paneles: ERDM Solar/policristalino 230 W
- Orientación: 197° (Sur)
- Inclinación: 20°
- Ubicación geográfica: 19.28°N; 99.67°O
- Arreglo: 4 hileras de 9 paneles y 2 hileras de 4 paneles (Ilustración 16)

---

<sup>13</sup> La información ingresada forma parte de una visita de campo que se realizó con el apoyo del Dr. Bernd Weber. Profesor de tiempo completo del *Posgrado de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México*.

- Estatus: En operación (Inicio de operación diciembre 2011)

El sistema fotovoltaico del Edificio del Posgrado de Ingeniería de la UAEM se ubica en la azotea del mismo. Este sistema cuenta con 44 paneles de 230W como se observa en la Ilustración 15. El arreglo fotovoltaico se encuentra dispuesto en 4 hileras de nueve paneles cada uno y 2 hileras más de 4 paneles, el diagrama de funcionamiento se presenta en la Ilustración 15.



Ilustración 15. Planta Fotovoltaica de 10 kW del Posgrado de Ingeniería. Elaboración propia.

### *Diagrama del sistema fotovoltaico*

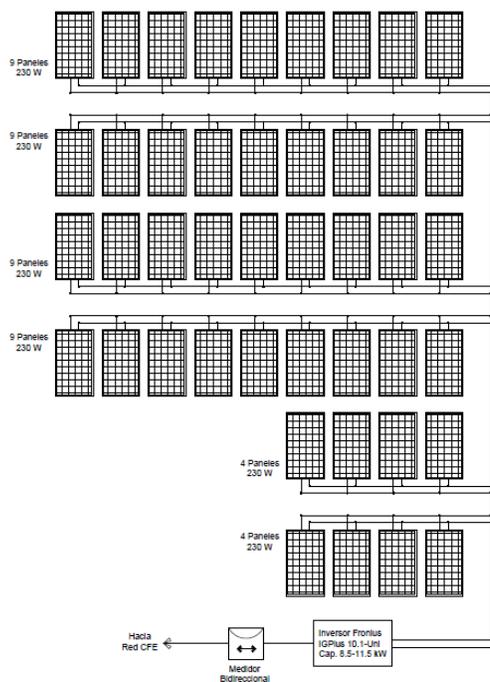


Ilustración 16. Diagrama de Funcionamiento de Planta Fotovoltaica de 10 kW del Posgrado de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México. Elaboración propia.

*Datos ingresados.* El programa requiere el ingreso de datos para correr la simulación y generar los resultados. Para el caso de estudio se determinó la utilización del modelo *Detailed Photovoltaic* y se ingresaron los datos requeridos en diferentes secciones, como a continuación se presenta:

a. Ubicación y recurso solar

En cuanto a la ubicación y el recurso solar disponible, el programa no cuenta con ubicaciones predeterminadas en México. Por lo que se optó por descargar el archivo de clima en formato *SAM CSV* de la base de datos de radiación solar en línea del NREL (*National Solar Radiation Data Base NSRDB*).

b. Módulo e Inversor (Especificaciones de panel fotovoltaico)

Para el ingreso de las especificaciones técnicas de los equipos, es decir, de los paneles y el inversor, se eligió la opción en la que se permite ingresar las especificaciones que se encuentran en la ficha técnica del fabricante, ya que los modelos no se encuentran en las librerías predeterminadas del programa.

Para el panel fotovoltaico se escogió la opción de modelo *CEC Performance Model with User Entered Specifications* y se ingresaron los datos de un panel fotovoltaico de la marca *ERDM-SOLAR* el modelo de *Panel Solar Policristalino de 230 W (Mod. ERDM 230P6)* que corresponde al tipo de panel que se encuentra en arreglo fotovoltaico del sistema. La Ilustración 17 presenta la captura de pantalla con el ingreso de las especificaciones que se consultaron en la ficha técnica del proveedor del equipo (Ver *Anexo 7. Fichas técnicas de equipos utilizados en las simulaciones*).

General Information	Nominal Maximum Power Point Ratings at STC
Module description: Generic polycrystalline silicon module	Power: 230.929 Wdc
Cell type: multiSi	Efficiency: 15.7416 %
Module area: 1.467 m <sup>2</sup>	
Nominal operating cell temperature: 25 °C	
Electrical Specifications	Current-Voltage (I-V) Curve at STC
Maximum power point voltage (Vmp): 27.89 V	<div style="text-align: center;"> <input type="button" value="Calculate and plot"/> </div> <p>Generic polycrystalline silicon module</p>
Maximum power point current (Imp): 8.28 A	
Open circuit voltage (Voc): 33.34 V	
Short circuit current (Isc): 8.76 A	
Temperature coefficient of Voc: -0.34 %/°C	
Temperature coefficient of Isc: 0.05 %/°C	
Temperature coefficient of max. power point: -0.45 %/°C	
Number of cells in series: 54	
Mounting Configuration	
Standoff height: Ground or rack mounted	
Approximate installation height: Two story building height or higher	

Ilustración 17. Captura de pantalla de los datos del panel solar ingresados en el programa

En el caso del inversor se seleccionó el modelo *Inverter Datasheet* que ofrece el programa para ingresar directamente las características y especificaciones de la ficha técnica del proveedor como se observa en la Ilustración 18. Se ingresaron los datos del inversor de la marca *Fornuis* de la línea *IG Plus PV Inverter modelo 10.0-1 UNI* con una capacidad de 10 kilowatt pico (kWp) (Ver Anexo 7. *Fichas técnicas de equipos utilizados en las simulaciones*).

Power Ratings	You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.	
Maximum AC output power: 9995 Wac	<input type="radio"/> Weighted efficiency: 96	
	<input checked="" type="radio"/> Manufacturer efficiency: 96.5	
Maximum DC input power: 10357.5 Wdc		
Operating Ranges		
Nominal AC voltage: 240 Vac	Minimum MPPT DC voltage: 230 Vdc	
Maximum DC voltage: 600 Vdc	Nominal DC voltage: 245 Vdc	
Maximum DC current: 120 Adc	Maximum MPPT DC voltage: 500 Vdc	
Losses		
Power consumption during operation: 20 Wdc	Suggested value: 79.96 Wdc	If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.
Power consumption at night: 1.5 Wac	Suggested value: 2.49875 Wac	

Ilustración 18. Captura de pantalla de los datos del inversor ingresados en el programa

c. Diseño del sistema

En la sección de diseño del sistema, se seleccionó la opción en la que se especifica el acomodo de los paneles solares y el número de inversores. Existe la opción de especificar el tamaño deseado de arreglo fotovoltaico, sin embargo, debido a que se compararán los resultados de la simulación con una planta fotovoltaica existente, ya se conocen los datos del diseño del arreglo y el número de inversores. En este apartado, se encontró como limitante del programa, que sólo permite ingresar un diseño de sistema en el que todos los sub-arreglos tengan el mismo número de hileras de paneles y de paneles conectados en paralelo por hilera.

El caso de estudio presenta características de diseño que no se pueden definir en el programa, ya que, siendo un único arreglo tiene una sección con un menor número de paneles por hilera que el resto (Ilustración 16). Para poder ingresar los datos en el programa, se consideraron 4 hileras de paneles con 11 paneles cada una, con la finalidad de que se tomaran en cuenta los 44 paneles que conforman el sistema. Por último, se ingresaron los datos de tipo de arreglo “*fixed*” debido a que el arreglo no cuenta con un seguidor, así como la inclinación ( $20^\circ$ ), la orientación del arreglo ( $189^\circ$ ) y la proporción de cobertura del suelo (*ground coverage ratio*) que se refiere a la proporción del área de la superficie en la que se encuentra el arreglo con respecto al área que están realmente cubriendo los paneles, y que en este caso corresponde a 0.65. Esto significa que entre más cercano sea el número a uno (1), las hileras se encuentran más próximas entre sí y están cubriendo una mayor cantidad de superficie. El resto de los valores que se muestran en la (Ilustración 19) son calculados por el programa, entre ellos: la capacidad pico total del sistema, el área total de los

módulos, la capacidad del inversor, entre otras características del sistema que son determinados por los datos ingresados en las secciones previas.

### System Sizing

Specify desired array size  
 Specify modules and inverters

Desired array size:  kWdc  
 DC to AC ratio:

Modules per string:   
 Strings in parallel:   
 Number of inverters:

---

### Configuration at Reference Conditions

Modules		Inverters	
Nameplate capacity	<input type="text" value="10.161"/> kWdc	Total capacity	<input type="text" value="9.995"/> kWac
Number of modules	<input type="text" value="44"/>	Total capacity	<input type="text" value="10.358"/> kWdc
Modules per string	<input type="text" value="11"/>	Number of inverters	<input type="text" value="1"/>
Strings in parallel	<input type="text" value="4"/>	Maximum DC voltage	<input type="text" value="600.0"/> Vdc
Total module area	<input type="text" value="64.5"/> m <sup>2</sup>	Minimum MPPT voltage	<input type="text" value="230.0"/> Vdc
String Voc	<input type="text" value="356.7"/> V	Maximum MPPT voltage	<input type="text" value="500.0"/> Vdc
String Vmp	<input type="text" value="306.8"/> V	Battery maximum power	<input type="text" value="0.000"/> kWdc

Sizing messages (see Help for details):

Actual DC to AC ratio is 1.02.

Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

---

### DC Subarrays

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
<b>-String Configuration</b>	Strings in array: <input type="text" value="4"/> (always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
	Strings allocated to subarray: <input type="text" value="4"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="0"/>
<b>-Tracking &amp; Orientation</b>	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude Tilt (deg): <input type="text" value="20"/> Azimuth (deg): <input type="text" value="189"/> Ground coverage ratio (GCR): <input type="text" value="0.65"/> Tracker rotation limit (deg): <input type="text" value="45"/> Backtracking: <input type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude Tilt (deg): <input type="text" value="20"/> Azimuth (deg): <input type="text" value="189"/> GCR: <input type="text" value="0.5"/> Tracker rotation limit (deg): <input type="text" value="45"/> Backtracking: <input type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude Tilt (deg): <input type="text" value="20"/> Azimuth (deg): <input type="text" value="189"/> GCR: <input type="text" value="0.5"/> Tracker rotation limit (deg): <input type="text" value="45"/> Backtracking: <input type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude Tilt (deg): <input type="text" value="20"/> Azimuth (deg): <input type="text" value="180"/> GCR: <input type="text" value="0.3"/> Tracker rotation limit (deg): <input type="text" value="45"/> Backtracking: <input type="checkbox"/> Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

---

### Estimate of Overall Land Usage

Total module area:  m<sup>2</sup>  
 Total land area:  acres

SAM uses the total land area only when you specify a \$/acre cost on the System Costs page: Total land area = total module area + GCR × 0.0002471 (1 m<sup>2</sup> = 0.0002471 acre).

Ilustración 19. Captura de pantalla de los datos del diseño del sistema fotovoltaico en el programa

Por último, en esta sección el programa permite indicar si se deben contemplar pérdidas por disparidad. Como se revisó en capítulos anteriores, estas pérdidas se presentan cuando existen sub-arreglos en un mismo sistema con diferentes orientaciones e inclinaciones interconectadas que pueden estar afectando a la totalidad del sistema. En el caso de estudio, todo el sistema cuenta con las mismas características de orientación e inclinación, por lo que no se contempla el cálculo de pérdidas de rendimiento por factor de disparidad.

#### d. Sombreado y nieve

En esta sección se determinan y calculan las pérdidas anuales de rendimiento generadas por sombreado (exterior y propio del sistema) y por la caída de nieve. Las pérdidas por sombreado exterior se refieren a edificios, árboles, cubiertas y cualquier objeto que bloquee la radiación solar incidente en el arreglo y se encuentre en el contexto cercano del mismo. *SAM* realiza el cálculo de las pérdidas por sombreado por medio del ingreso del porcentaje de sombreado sobre el arreglo fotovoltaico por hora. A partir de dicho porcentaje, *SAM* reduce la radiación solar incidente proveniente del archivo de clima de *SAM CSV* que se ingresó en un inicio.

El cálculo de pérdidas por sombreado puede realizarse por medio del ingreso manual de datos en las tablas de pérdidas de irradiancia por sombreado, tanto de radiación directa como difusa, o bien, se pueden importar archivos de sombreado de los siguientes softwares: *PVsyst*, *Solametric Sun Eye* y *Solar Path Finder*. Por último, *SAM* permite hacer el cálculo de pérdidas por sombreado con la herramienta Calculadora de sombras 3D (*3D Shade Calculator*).

En el caso de estudio, los obstáculos que ocasionan sombreado son dos árboles y un edificio de tres niveles al norte del edificio en el que se ubica el arreglo, por lo que se elaboró el modelo del edificio, el arreglo fotovoltaico y los árboles en la Calculadora de sombras 3D (*3D Shade*

*Calculator*) integrada en el software para estimar las pérdidas por sombreado de manera automática en el sistema como se observa en la Ilustración 20.

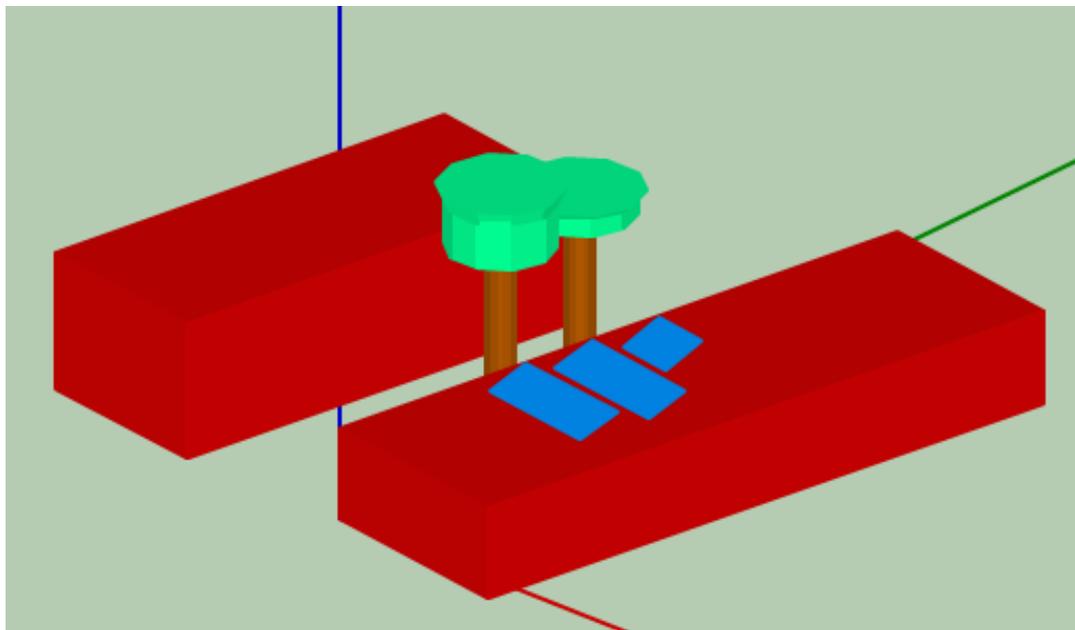


Ilustración 20. Modelo 3d para cálculo de pérdidas por sombreado

Por último, el cálculo de sombreado por el mismo sistema lo estima de manera automática el programa por medio del ingreso de datos del diseño del arreglo. En el caso de estudio se indicaron dos módulos en el sentido vertical del arreglo y once en el sentido horizontal. Finalmente se ingresó la relación entre el largo y ancho del módulo que corresponde al cociente del largo del módulo (1.57 m) entre el ancho del mismo (0.92) lo que resulta 1.7 m.

Finalmente, debido a que el estudio de caso se encuentra en la Ciudad de Toluca donde no se presentan nevadas a lo largo del año, de acuerdo con el archivo de clima, el programa descarta pérdidas por este factor.

e. Pérdidas

Los campos de la sección de pérdidas de rendimiento del sistema se ingresan de manera manual y dependerán de la experiencia o estudios previos realizados. Las pérdidas se deben a suciedad o polvo (Weber, Quiñones, Almanza, & Duran, 2014), degradación (Jordan & Kurtz, 2012) y otros factores (temperatura, reflexión angular, tolerancia y degradación, sombreado, disparidad, baja irradiancia y pérdida óhmica) cuyo valores típicos los resumen Alonso-Abella y Chenlo (2004); todos estos factores se explicaron a detalle previamente en el *Capítulo 2. Revisión de la Literatura*: En el caso de las pérdidas por suciedad o polvo, se consideró un promedio de 3.6% de pérdidas anuales (Weber, Quiñones, Almanza, & Duran, 2014) que corresponde a los resultados de un estudio realizado en la Ciudad de México y se utilizan debido a la cercanía entre ambas ciudades y a que ambas presentan características urbanas similares.

Como segunda opción, el programa permite el ingreso de datos por default dependiendo del tipo de tecnología del sistema. Los valores por default están definidos para sistemas con inversores por cada hilera del arreglo, para arreglos con microinversor en cada módulo y aquellos que cuentan con optimizadores de corriente directa. Es importante destacar que, en caso de que se utilicen los factores por default, se deberá elegir el modelo primero e ingresar posteriormente el porcentaje de pérdidas por errores de seguimiento y el porcentaje de pérdidas de acuerdo con la capacidad especificada por el fabricante.

Debido a que el estudio de caso no encaja en las descripciones que arrojan valores por default en el programa se consideraron las diversas referencias indicadas previamente (Weber et al., 2014), (Jordan & Kurtz, 2012) y (Alonso-Abella & Chenlo, 2004) que se presentan en la Tabla 42.

Tabla 42. Valores ingresados en la sección de pérdidas del programa SAM

<b>Factor de pérdidas</b>	<b>%</b>
<b>Pérdidas por disparidad</b>	0% (El arreglo está compuesto por paneles iguales con la misma inclinación y orientación)
<b>Diodos y conexiones</b>	1%
<b>Cableado de corriente directa</b>	1%
<b>Error de seguimiento</b>	0% (El arreglo no cuenta con sistema de seguimiento)
<b>Capacidad del panel</b>	3% (Tolerancia de potencia indicada por el fabricante)
<b>Pérdidas en optimizadores de corriente directa</b>	0% (El arreglo no cuenta con optimizadores)
<b>Disminución de capacidad anual del panel por degradación</b>	0.6%
<b>Pérdidas por transformador</b>	0% (En arreglos de pequeña escala no se generan pérdidas por este factor)

*f. Baterías*

Debido a que se trata de un sistema fotovoltaico conectado a la red, por default esta sección del proyecto está deshabilitada.

*g. Costos del sistema*

Los costos del sistema, tanto de los paneles como del inversor se solicitaron al fabricante. Los costos de instalación y mantenimiento de los módulos se solicitaron igualmente al fabricante. Estos datos se ingresaron como se presenta en la Ilustración 21.

Direct Capital Costs						
Module	44 units	0.2 kWdc/unit	10.2 kWdc	0.58	\$/Wdc	\$ 5,893.31
Inverter	1 units	10.0 kWac/unit	10.0 kWac	4,471.40	\$/Unit	\$ 4,471.40
Battery bank	0.0 kWh dc			0.85	\$/kWh dc	\$ 0.00
		\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>		
Balance of system equipment		100.00	0.00	0.00		\$ 100.00
Installation labor		100.00	0.00	0.00		\$ 100.00
Installer margin and overhead		0.00	0.00	0.00		\$ 0.00
						Subtotal \$ 10,564.71
-Contingency						
			Contingency	0.5 % of subtotal		\$ 52.82
						<b>Total direct cost \$ 10,617.54</b>

Indirect Capital Costs						
		% of direct cost	\$/Wdc	\$		
Permitting and environmental studies		0	0.00	2,500.00		\$ 2,500.00
Engineering and developer overhead		0	0.00	2,500.00		\$ 2,500.00
Grid interconnection		0	0.00	0.00		\$ 0.00
- Land Costs						
Land area	0.0 acres					
Land purchase	\$ 0/acre	0	0.00	0.00		\$ 0.00
Land prep. & transmission	\$ 0/acre	0	0.00	0.00		\$ 0.00
- Sales Tax						
Sales tax basis, percent of direct cost		16 %	Sales tax rate	5.0 %		\$ 84.94
						<b>Total indirect cost \$ 5,084.94</b>

Ilustración 21. Captura de pantalla de los costos del sistema fotovoltaico en el programa

*h. Tarifa de consumo*

Sobre la tarifa eléctrica se utilizaron los datos proporcionados por la CFE correspondientes a la tarifa *Gran Demanda en Baja Tensión GDTB*, anteriormente tarifa 3, para edificios de servicios generales con demandas mayores a 25 kW.

*i. Consumo eléctrico*

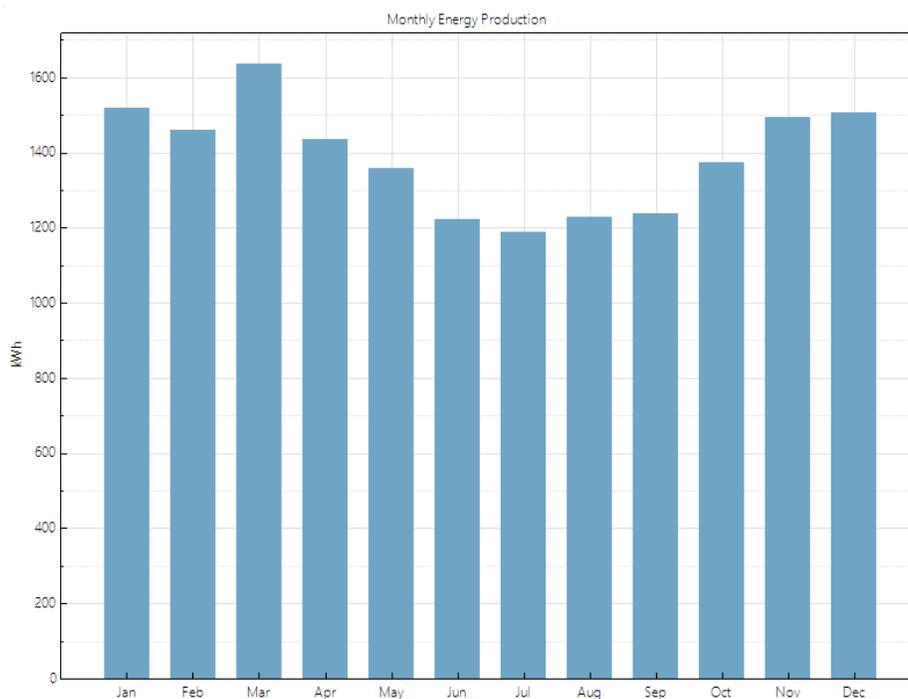
Debido a que no se cuenta con los datos de consumo exactos del edificio, se tomó en cuenta el consumo anual promedio nacional entre los años 1995-2011 para escuelas (García, 2011).

*Resultados.* A continuación, en la Tabla 43 se presentan los resultados de la simulación realizada en SAM del sistema fotovoltaico localizado en la azotea del edificio del *Posgrado de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México (UAEMex)*.

Tabla 43. Resumen de Resultados de la Simulación del Sistema Fotovoltaico de la Azotea del Posgrado de Ingeniería de la UAEMex

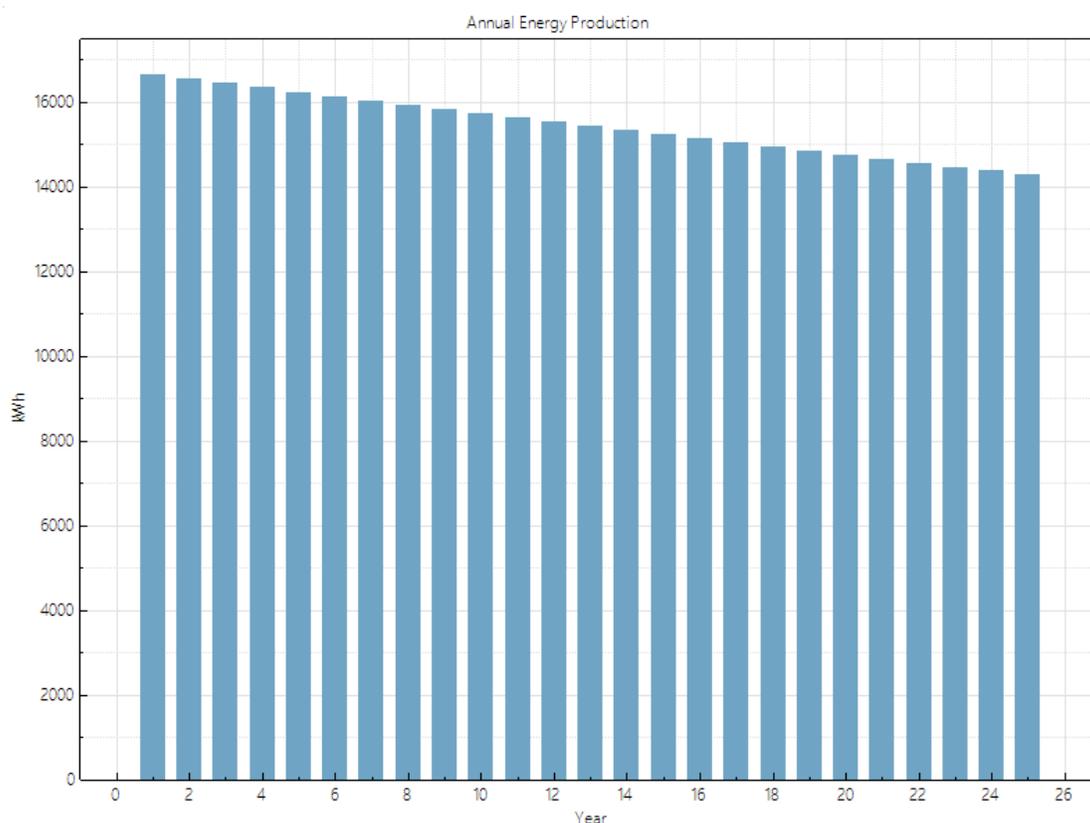
<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Energía anual generada (<i>Annual energy</i>)</b>	16,664 kWh
<b>Factor de capacidad (<i>Capacity factor</i>)</b>	18.7%
<b>Productividad energética (<i>Energy yield</i>)</b>	1,640 kWh/kW
<b>Porcentaje de rendimiento (<i>Performance ratio</i>)</b>	0.73
<b>Periodo de recuperación de la inversión (<i>Payback period</i>)</b>	3.4 años

Como se observa en la Gráfica 3, el mes más favorable para la generación de energía eléctrica es marzo con una generación de energía eléctrica de 1,636.83 kWh. El mes en el sistema fotovoltaico que produce menor electricidad es julio con 1,188.87 kWh.



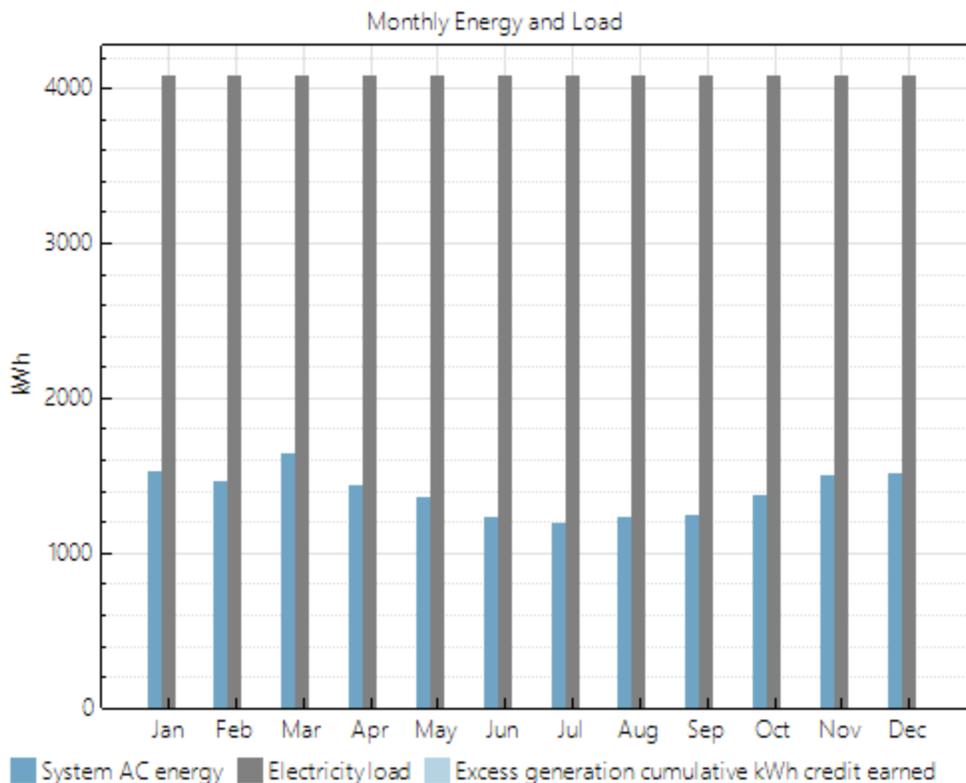
Gráfica 3. Producción Mensual de Energía Eléctrica.

Como se revisó en el *Capítulo 2. Revisión de la literatura*, los sistemas fotovoltaicos sufren pérdidas anuales por degradación. La simulación consideró un periodo de vida de 25 años para cada panel. De acuerdo con los resultados presentados en la Gráfica 4, las pérdidas por degradación del año 1 (uno) al año 25 representan un 14.2%.



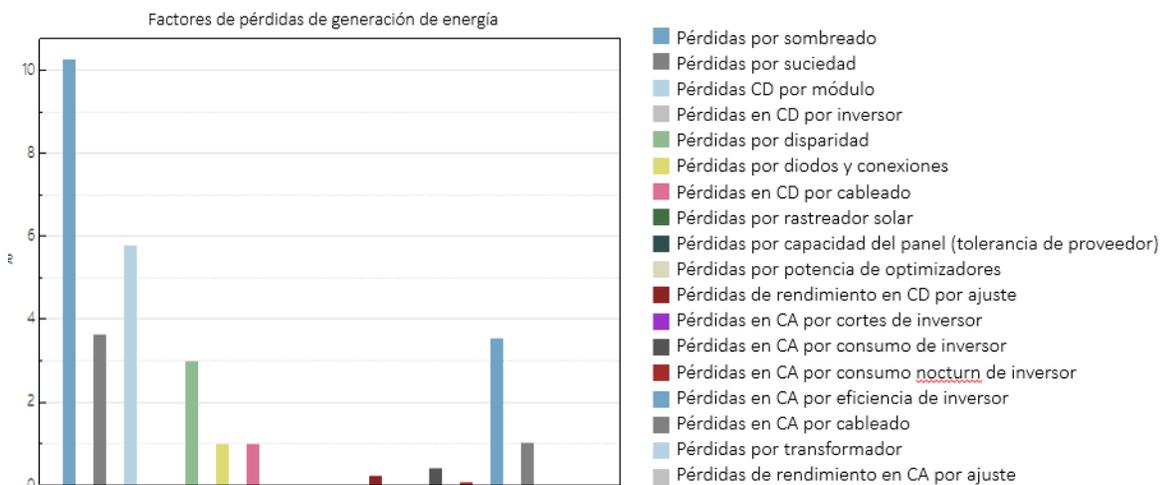
Gráfica 4. Producción Anual de Energía Eléctrica

Como se mencionó anteriormente, el consumo eléctrico del edificio se determinó a partir de los datos de consumo anual promedio nacional entre los años 1995-2011 para escuelas (García, 2011) que indica 40.56 kWh/m<sup>2</sup> al año que multiplicado por 1,200 m<sup>2</sup> de construcción del Edificio del Posgrado de Ingeniería, resultó un consumo anual de 48,912 kWh. La Gráfica 5, muestra la comparación entre la generación de energía y el consumo eléctrico del edificio, donde se observa que el sistema fotovoltaico produce 34% de la electricidad que utiliza el edificio.



Gráfica 5. Producción y Consumo Eléctrico Mensual

Como se observa en la Gráfica 6, los factores de pérdidas más representativos en la disminución del rendimiento del sistema son el sombreado, las pérdidas de corriente directa en el módulo y las pérdidas por eficiencia del inversor. La suma de las pérdidas equivale a 2,476 kWh.



Gráfica 6. Factores de Pérdidas de Generación de Energía

A continuación, en la Ilustración 22 se presenta un diagrama de pérdidas del rendimiento del sistema, donde se muestra el orden como se presentan las pérdidas, la relación entre las mismas y el análisis cuantitativo de su impacto. El total de pérdidas es de 14.5%

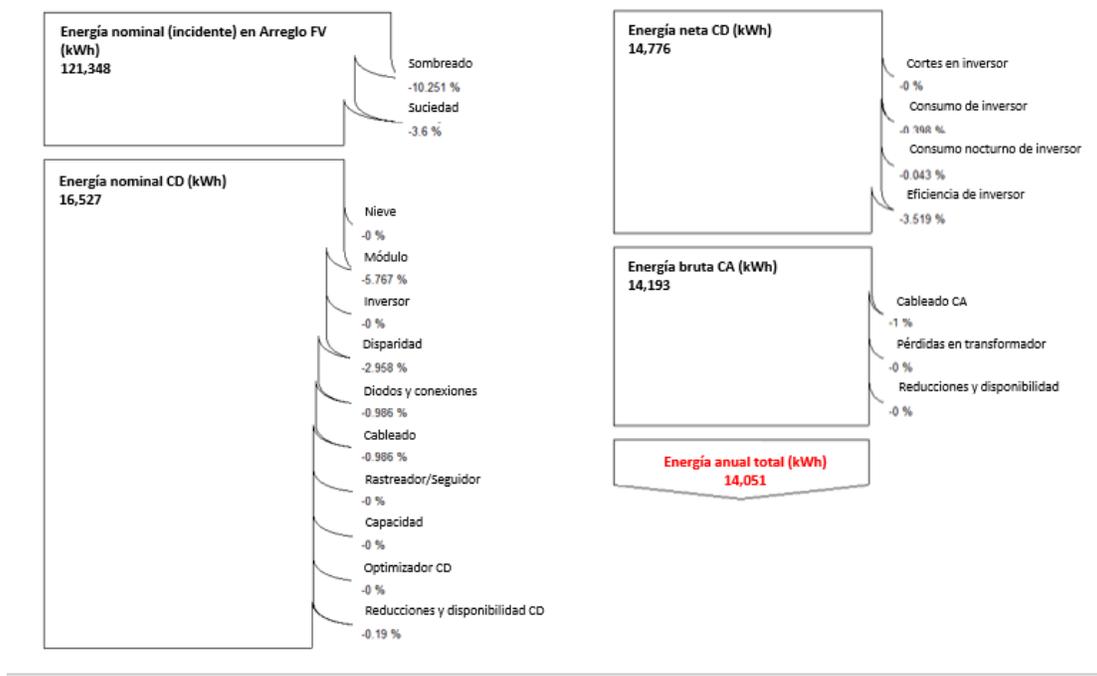
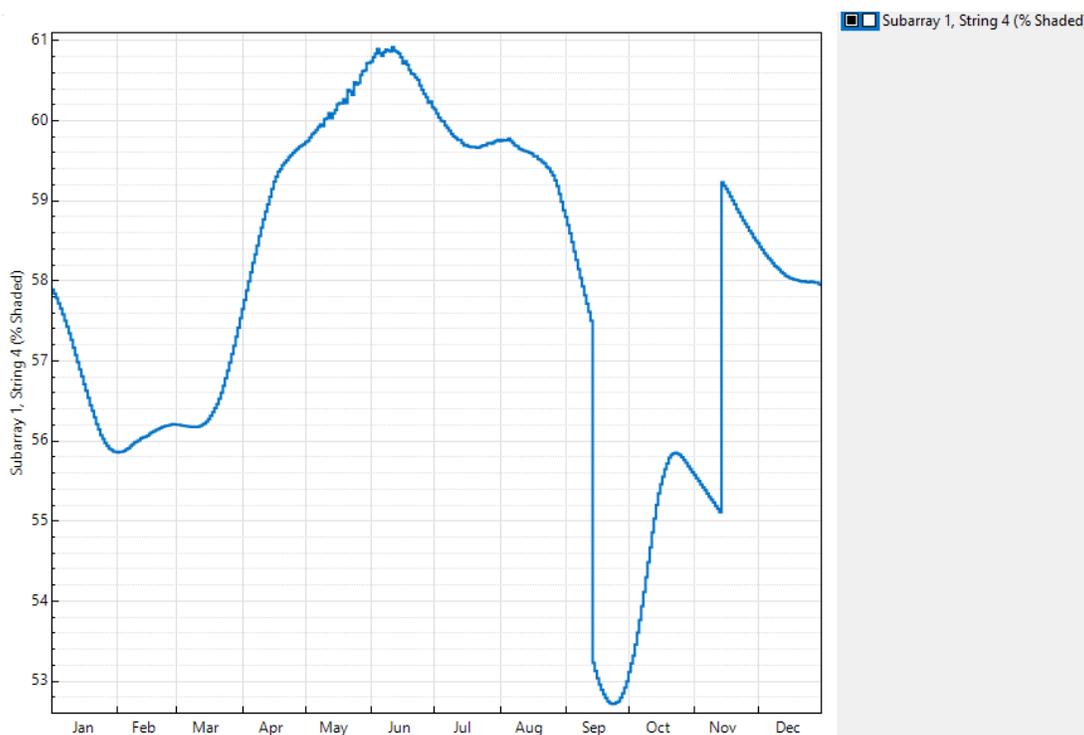


Ilustración 22. Diagrama de Pérdidas de Generación de Energía

*Pérdidas por sombreado.* Las pérdidas totales por sombreado corresponden a un 6.71% de acuerdo con el modelo 3D que se ingresó en la Calculadora de sombras 3D (*3D Shade Calculator*). El sistema sufre de pérdidas por sombreado debido a la existencia de dos árboles cerca de la fachada norte. Estas pérdidas no son despreciables, a pesar de ello no son demasiado elevadas. A

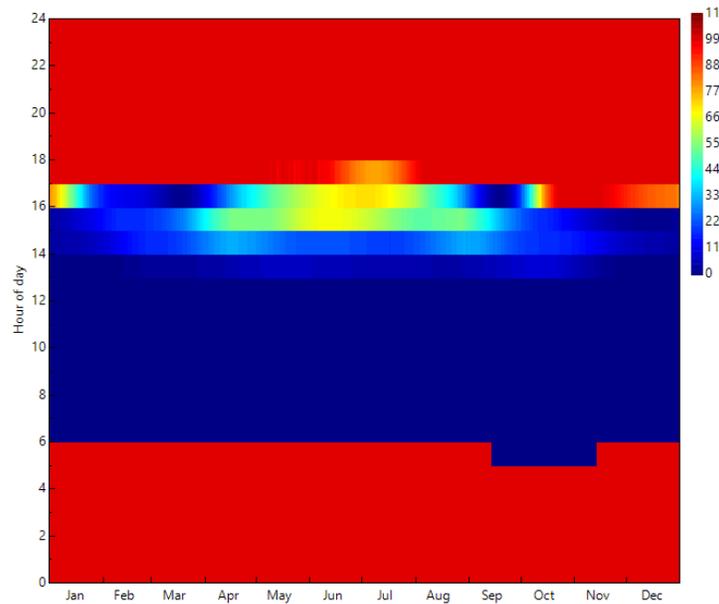
continuación, se presenta una serie de gráficos que representan el comportamiento y efectos de este factor de pérdidas.

La Gráfica 7 representa el porcentaje de sombreado mensual del arreglo fotovoltaico. Como se observa los meses en los que se genera mayor sombreado por los árboles cerca de la fachada norte del edificio son los meses entre mayo y julio, en los que se alcanza hasta un 61%.



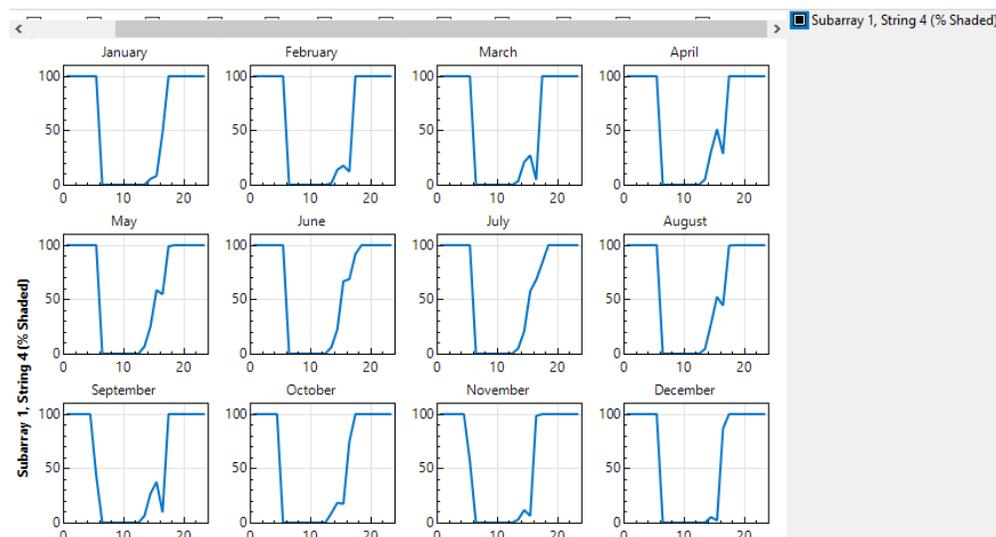
Gráfica 7. Pérdidas por sombreado mensuales

La Gráfica 8 presenta las pérdidas por sombreado mensuales por hora. Como se observa, además de los periodos nocturnos, los horarios en los que se presenta mayor sombreado son entre las 15:00 y 17:00 hrs. a lo largo del año, a excepción de julio en donde el sombreado se extiende hasta las 18:00 hrs.



Gráfica 8. Pérdidas por sombreado mensuales por hora

En la Gráfica 9 se presentan los perfiles de sombreado a lo largo los doce meses del año. En el eje X se presentan los meses del año y en el eje Y las horas del día. En ellos se puede observar los horarios que se ven mayormente afectados por el sombreado en cada mes. En estos perfiles se observa, nuevamente, que los meses de mayo, junio y julio, son los que presentan la mayor cantidad de sombreado en el arreglo por las tardes.



Gráfica 9. Perfiles de pérdidas por sombreado al mes

Finalmente, la Tabla 44 presenta numéricamente el porcentaje de sombreado del arreglo en los doce meses del año a lo largo de las 24 horas del día. Como se observa, el horario con la mayor afectación de sombra, descartando las horas del día en las que ya no hay sol, es entre 15:00 hrs. y 17:00 hrs. del mes de julio con un porcentaje entre el 58.06% a 80.09%.

Tabla 44. Porcentaje horario de sombreado mensual

Subarray 1, String 4 Shade Loss (%): 0=no shade, 100=fully shaded

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm
Jan	100	100	100	100	100	100	0.0266054	0	0	0	0	0	0	0.0395118	4.89597	7.73905	50.4813	100
Feb	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	1.29612	14.2957	18.1725	11.6742	100
Mar	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	3.26078	19.7843	24.8275	1.72827	100
Apr	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	4.79335	32.2877	53.395	28.9419	100
May	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	6.8514	25.0803	57.2151	54.987	98.9639
Jun	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	5.93898	22.5737	67.5172	69.086	93.7552
Jul	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	4.89891	19.8003	58.0622	69.5674	80.099
Aug	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	4.28332	27.2098	52.2637	46.4608	100
Sep	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	6.28568	27.4074	37.9598	3.251	100
Oct	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	9.41851	18.4669	17.9869	82.2772	100
Nov	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	2.72685	11.9069	6.16643	99.5903	100
Dec	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0.00768041	5.02719	1.62398	86.424	100

*Validación de resultados.* Para realizar la validación del empleo del programa *SAM* como parte del Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Integrados a los Edificios, en la Tabla 45 se compararon los resultados obtenidos de la simulación del caso de estudio con los datos históricos registrados en sitio.

Como se observa en la Tabla 45 la diferencia entre los datos medidos en sitio y los resultados de la simulación es menor a un 1% en la generación de energía y menor a un 7% respecto a la insolación diaria promedio, por lo que se puede concluir que los resultados otorgados por el programa *SAM* para el cálculo de la generación de electricidad a partir de un sistema fotovoltaico tienen un elevado grado de confiabilidad.

Tabla 45. Comparación de resultados de la simulación con datos históricos

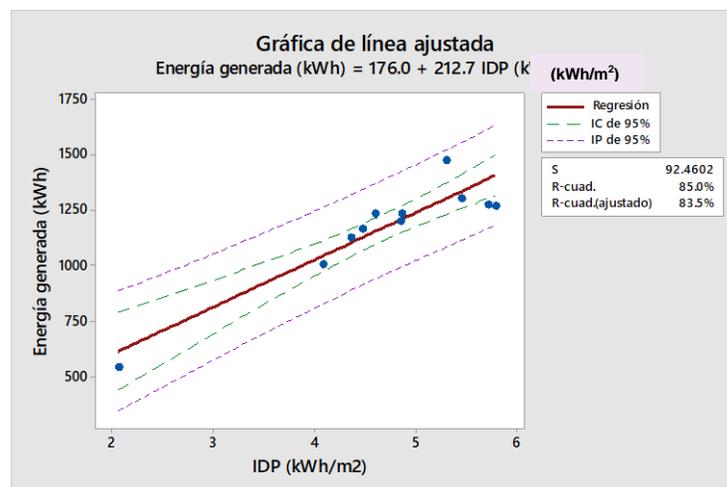
Mes	Datos históricos		Simulado	
	Insolación diaria promedio kWh/m <sup>2</sup>	Energía total kWh	Insolación diaria promedio kWh/m <sup>2</sup>	Energía total kWh
<b>Enero</b>	4.86	1,234.04	4.13	1,162.04
<b>Febrero</b>	5.71	1,270.41	4.74	1,132.74
<b>Marzo</b>	5.45	1,303.98	5.44	1,325.08
<b>Abril</b>	5.78	1,269.39	5.70	1,250.89
<b>Mayo</b>	4.84	1,196.26	5.63	1,172.71
<b>Junio</b>	4.08	1,006.15	5.63	1,138
<b>Julio</b>	2.06	539.44	5.52	1,192.03
<b>Agosto</b>	4.47	1,161.70	5.64	1,262.97
<b>Septiembre</b>	4.36	1,123.06	5.10	1,168.87
<b>Octubre</b>	4.59	1,234.40	4.65	1,195.53
<b>Noviembre</b>	4.59	1,234.40	4.01	1,074.46
<b>Diciembre</b>	5.30	1,473.14	3.52	975.659
<b>Anual</b>	<b>1,703.28</b>	<b>14,046.38</b>	<b>1,816.58</b>	<b>14,050.97</b>
<b>Promedio</b>	<b>4.68</b>		<b>4.98</b>	

#### *Correlación de variables*

*a. Datos históricos (2016): Energía total mensual generada dependiendo de la insolación diaria promedio (IDP)*

*Análisis de regresión: Energía generada (kWh) vs. IDP (kWh/m<sup>2</sup>)*

La Gráfica 10 presenta el modelo de regresión lineal ajustado donde se observa el comportamiento de las variables y se ratifica que la Insolación Diaria Promedio influye de manera elevada en la generación de energía eléctrica.



Gráfica 10. Gráfica de línea ajustada (Modelo de regresión lineal). Elaboración propia utilizando Minitab 18®

Como se observa en la Tabla 46, el valor de  $r^2$  es de 84.99% lo que representa un coeficiente de correlación de 92.19%, obtenido a partir de la raíz cuadrada del valor  $r^2$ . Por tanto, el coeficiente de correlación es mayor a 90% lo que indica que la relación entre las variables presentadas (Energía generada e Insolación Diaria Promedio) es elevada por lo que a partir de la variable independiente (IDP) se puede pronosticar el comportamiento de la variable dependiente (Energía Generada) a partir del modelo obtenido en la ecuación de regresión:

La ecuación de regresión es: Energía generada (kWh) = 176.0 + 212.7 IDP (kWh/m<sup>2</sup>)

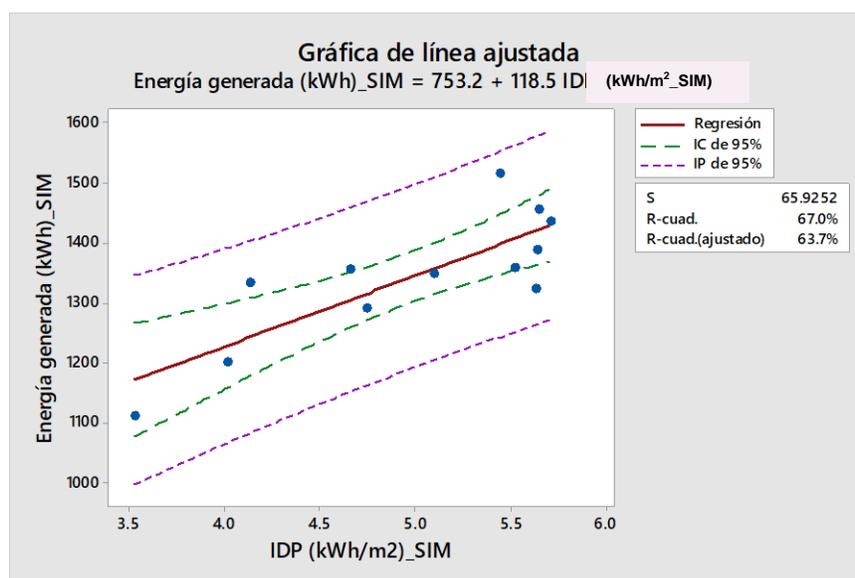
Tabla 46. Resumen del modelo. Elaboración propia utilizando Minitab 18®

S	R-cuadrada	R-cuadrada (ajustado)
<b>92.4602</b>	84.99%	83.49%

b. *Resultados de simulación: Energía total mensual generada dependiendo de la insolación diaria promedio*

*Análisis de regresión: Energía generada (kWh) vs. IDP (kWh/m<sup>2</sup>)*

La Gráfica 11 presenta el modelo de regresión lineal ajustado donde se observa el comportamiento de las variables. Como se observa, la Insolación Diaria Promedio influye en la generación de energía eléctrica.



Gráfica 11. Gráfica de línea ajustada (Modelo de regresión lineal). Elaboración propia utilizando Minitab 18®

Como se observa en la Tabla 47, el valor de  $r^2$  es de 67% lo que representa un coeficiente de correlación de 81.85%, obtenido a partir de la raíz cuadrada del valor  $r^2$ . Por tanto, el coeficiente de correlación es menor a 90% lo que indica que la relación entre las variables presentadas (Energía generada e Insolación Diaria Promedio) resultado de la generación en SAM es relativamente baja por lo que se considera que el modelo de regresión que se presenta a continuación no necesariamente pronostica el comportamiento de ambas variables.

La ecuación de regresión es: Energía generada (kWh) = 753.2 + 118.5 IDP (kWh/m<sup>2</sup>)

Tabla 47. Resumen del modelo. Elaboración propia utilizando Minitab 18®

S	R-cuadrada	R-cuadrada (ajustado)
<b>65.9252</b>	67.00%	63.70%

3.2.2.6.2. *Sistemas Fotovoltaicos en cubierta e integrado a la fachada del Centro de Ciencias de la Complejidad, Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.*

*Ubicación.* Edificio del *Centro de Ciencias de la Complejidad de la Universidad Nacional Autónoma de México (C3-UNAM)*. Circuito Mario de la Cueva 20, Insurgentes Cuicuilco, Ciudad de México, D.F., México.

*Descripción del sistema*<sup>14</sup>: El sistema está dividido en dos subsistemas integrados a los edificios con capacidades y características diferentes (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Uno de ellos está en la azotea del edificio y otro está integrado en la fachada sur.



Ilustración 23. Sistemas Fotovoltaicos del Edificio C3-UNAM. Elaboración Propia

---

<sup>14</sup> La información ingresada forma parte de una visita de campo que se realizó con el apoyo de la Arq. María Teresa Gómez Herrera, superintendente del edificio del Centro de Ciencias de la Complejidad y la información se obtuvo mediante un oficio.

A continuación, se presenta la descripción y los resultados de la simulación de generación de energía eléctrica de ambos sistemas: A) *Sistema de Azotea* y B) *Sistema de Fachada Sur*.

#### A) *Sistema de azotea*

- Capacidad: 22 kWp
- Número de inversores: 2
- Capacidad de cada inversor: 8.5 - 11.5 kW
- Capacidad máxima de inversores: 23 kW
- Marca/modelo de inversor: Fronius 10.0-1 IG Plus
- Número de paneles: 92
- Potencia de cada panel: 240 W
- Marca/modelo de paneles: *Solartec®/S60PC 240W policristalino*
- Orientación: 180° (Sur)
- Inclinación: 20°
- Ubicación geográfica: 19.31°N, 99.18°O
- Arreglo: 4 hileras de 23 paneles (Ilustración 24)
- Estatus: En operación (Inicio de operación mayo 2016)

#### *Diagrama del sistema de azotea*

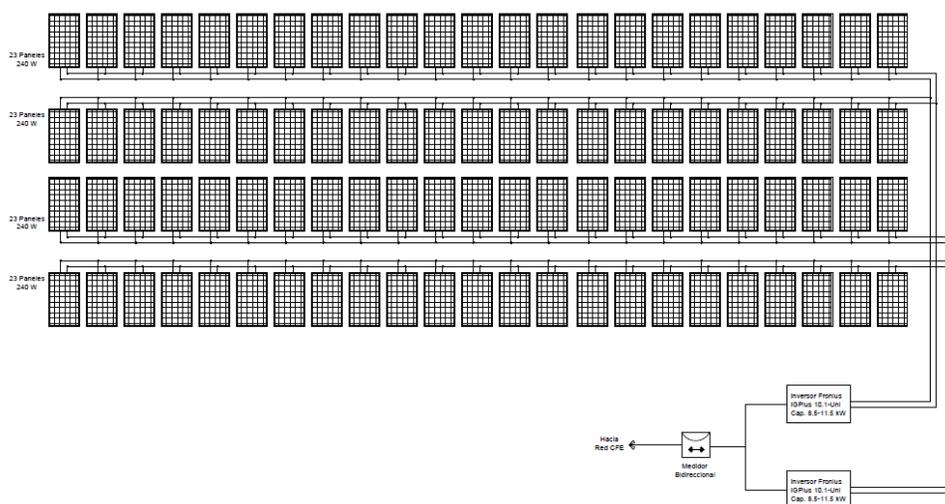


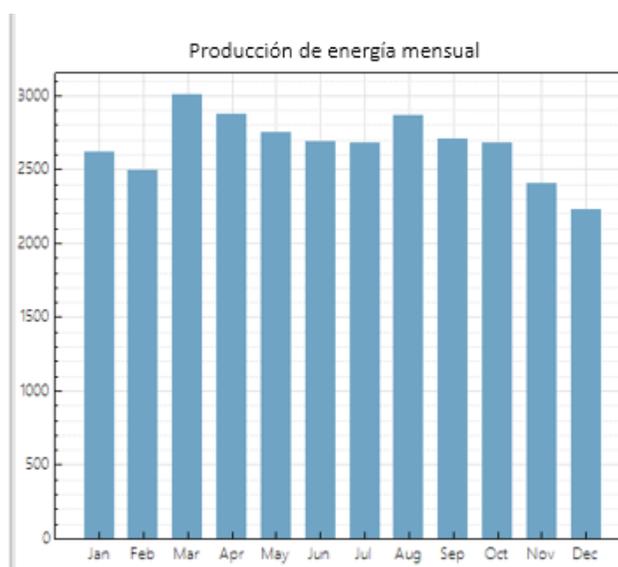
Ilustración 24. Diagrama de Funcionamiento de Planta Fotovoltaica de 22 kW de la Azotea del Centro de Ciencias de la Complejidad C3-UNAM, Universidad Nacional Autónoma de México. Elaboración Propia.

*Resultados.* A continuación, en la Tabla 48 se presentan los resultados de la simulación realizada en SAM del sistema fotovoltaico localizado en la azotea del edificio del *Edificio del Centro de Ciencias de la Complejidad C3-UNAM*. Como se observa, el sistema genera 26,206 kWh anuales y un periodo de recuperación de la inversión de 1.9 años.

Tabla 48. Resumen de Resultados de Simulación de la Azotea del C3-UNAM

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Energía anual generada (<i>Annual energy</i>)</b>	26,206 kWh
<b>Factor de capacidad (<i>Capacity factor</i>)</b>	13.5%
<b>Productividad energética (<i>Energy yield</i>)</b>	1,186 kWh/kW
<b>Porcentaje de rendimiento (<i>Performance ratio</i>)</b>	0.63
<b>Periodo de recuperación de la inversión (<i>Payback period</i>)</b>	1.9 años

Como se observa en la Gráfica 12 (eje “X” corresponde los meses del año y eje “Y” corresponde a los kWh generados) y en la Tabla 49, el mes más favorable para la generación de energía eléctrica es marzo con una generación de energía eléctrica de 3,004.76 kWh. El mes cuando el sistema fotovoltaico que produce menor electricidad es diciembre con 2,233.01 kWh.



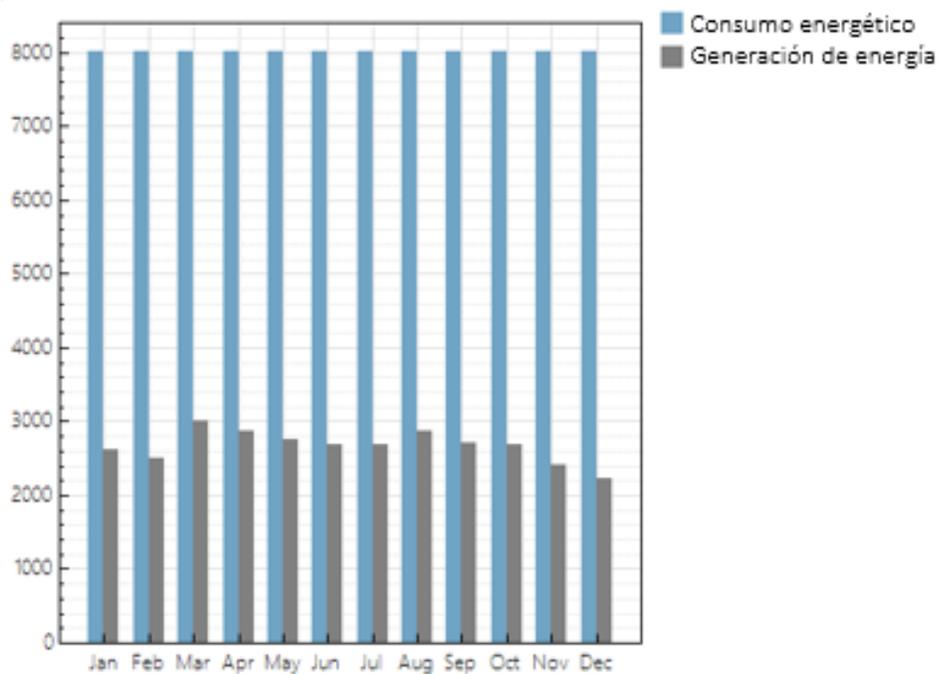
Gráfica 12. Producción de energía mensual

Tabla 49. Producción de energía mensual

<b>Mes</b>	<b>Energía producida CA (kWh)</b>
<b>Enero</b>	2,614.39
<b>Febrero</b>	2,495.59
<b>Marzo</b>	3,004.76
<b>Abril</b>	2,877.16
<b>Mayo</b>	2,754.20
<b>Junio</b>	2,688.14
<b>Julio</b>	2,677.45
<b>Agosto</b>	2,866.14
<b>Septiembre</b>	2,705.71
<b>Octubre</b>	2,679.27
<b>Noviembre</b>	2,409.92
<b>Diciembre</b>	2,233.01
<b>Anual</b>	<b>32,005.75</b>

El estudio de caso contempla para la simulación los datos de consumo eléctrico del edificio referentes al consumo anual promedio nacional entre los años 1995-2011 para escuelas en clima templado (García, 2011) que indica 40.56 kWh/m<sup>2</sup> al año que multiplicado por 4,716.49 m<sup>2</sup> de construcción del Edificio C3-UNAM resultó un consumo anual de 192,244.13 kWh, lo que representa un consumo promedio de 16,020 kWh/mes. Debido a que existen dos sistemas instalados en el edificio, se considera que cada uno atienda la mitad del consumo eléctrico total, por lo que el promedio mensual de consumo eléctrico que se incluyó en las simulaciones es de 8,010 kWh. La *Gráfica 13* y la

Tabla 50, muestra la comparación entre la generación de energía y el consumo eléctrico del edificio, donde se observa que el sistema fotovoltaico produce el 33% de la electricidad que utiliza el edificio al año.

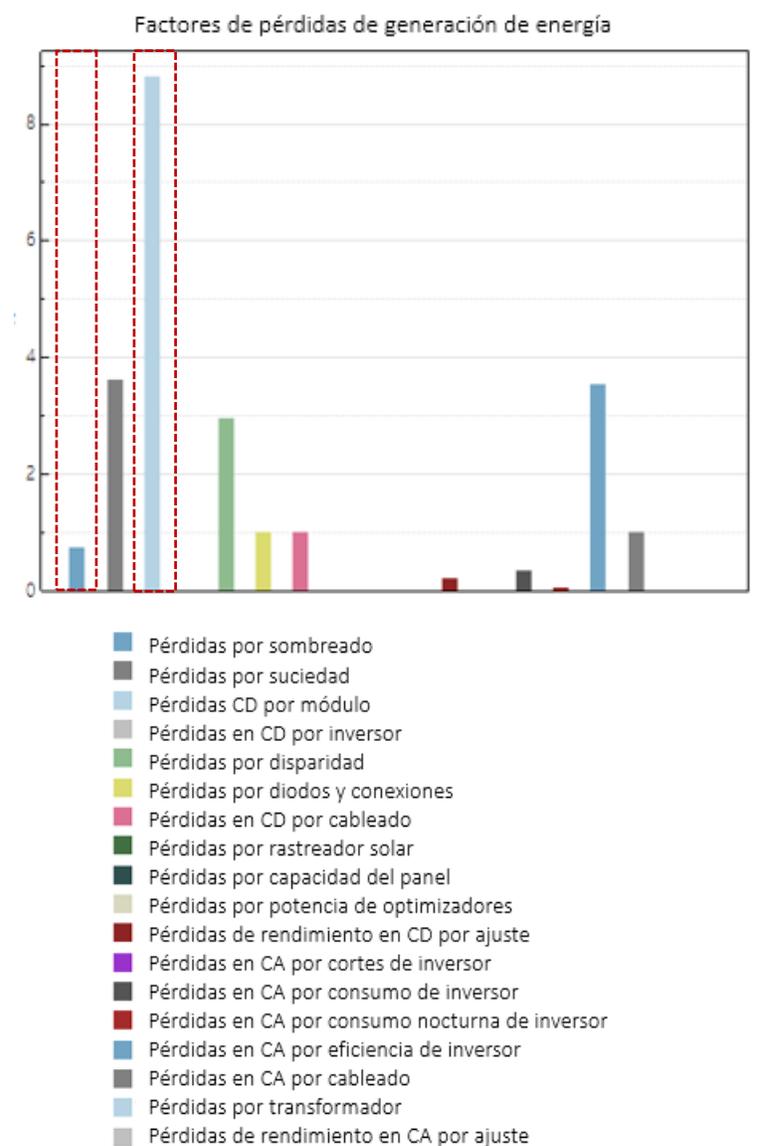


Gráfica 13. Generación de energía y consumo eléctrico mensual.

Tabla 50. Generación de energía y consumo eléctrico mensual

Mes	Consumo eléctrico (kWh)	Energía producida CA (kWh)	% de generación respecto a consumo
<b>Enero</b>	8,010	2,614.39	33%
<b>Febrero</b>	8,010	2,495.59	31%
<b>Marzo</b>	8,010	3,004.76	38%
<b>Abril</b>	8,010	2,877.16	36%
<b>Mayo</b>	8,010	2,754.20	34%
<b>Junio</b>	8,010	2,688.14	34%
<b>Julio</b>	8,010	2,677.45	33%
<b>Agosto</b>	8,010	2,866.14	36%
<b>Septiembre</b>	8,010	2,705.71	34%
<b>Octubre</b>	8,010	2,679.27	33%
<b>Noviembre</b>	8,010	2,409.92	30%
<b>Diciembre</b>	8,010	2,233.01	28%
<b>Anual</b>	<b>96,120.87</b>	<b>32,005.75</b>	<b>33%</b>

Como se observa en la Gráfica 14 (eje “X” corresponde a los factores de pérdidas y el eje “Y” corresponde al porcentaje de pérdidas que representa), las pérdidas por sombreado son menores al 1%, por lo que se consideran despreciables. En este caso el factor más representativo son las pérdidas en corriente directa en el módulo. Las pérdidas en el sistema fotovoltaico de la cubierta de acuerdo con las simulaciones de *SAM* representan un 0.89%. Debido a que son menores a 1%, se considera que no afectan de manera importante al rendimiento del sistema.



Gráfica 14. Factores de pérdidas de generación de energía

### B) Sistema de fachada sur

- Capacidad: 20 kWp
- Número de inversores: 2
- Capacidad de cada inversor: 8.0 – 12.0 kW
- Capacidad máxima de inversores: 24 kW
- Marca/modelo de inversor: Fronius Primo 10.0-1
- Número de paneles: 80
- Potencia de cada panel: 250 W
- Marca/modelo de paneles: Solartec®/S60PC 250W policristalino
- Orientación: 189° (Sur)
- Inclinación: 20°
- Ubicación geográfica: 19.31°N, 99.18°O
- Arreglo: 4 hileras de 23 paneles (Ilustración 25)
- Estatus: En operación (Inicio de operación mayo 2016)

### Diagrama del sistema de fachada

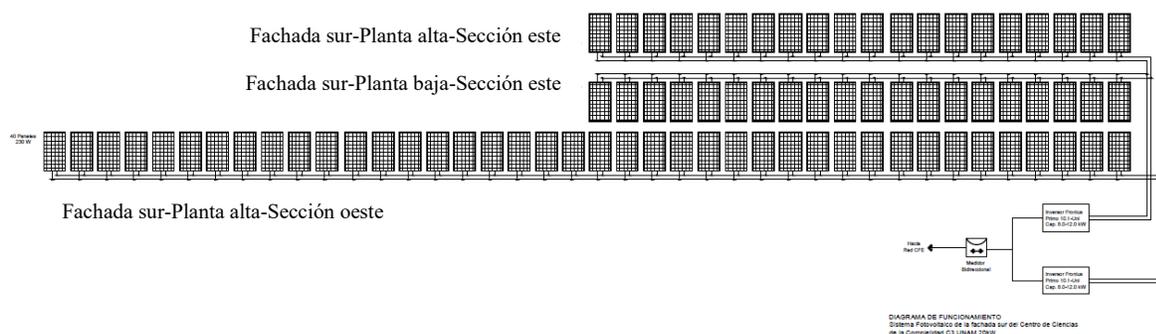


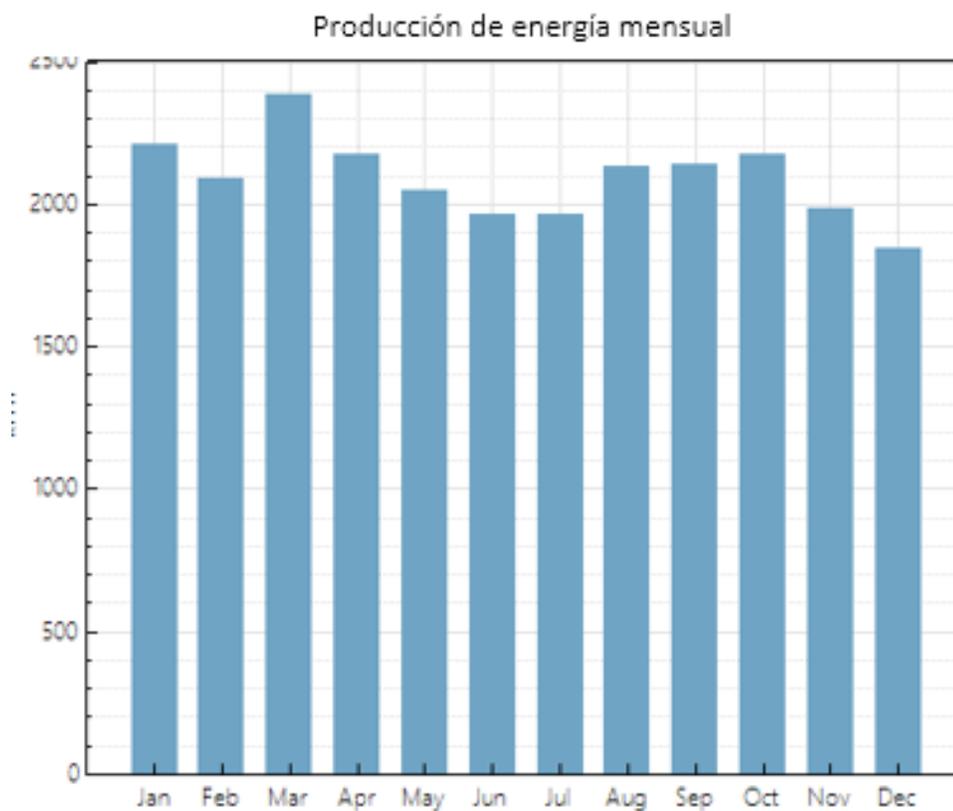
Ilustración 25. Diagrama de Funcionamiento de Planta Fotovoltaica de 20 kW de la Fachada del Centro de Ciencias de la Complejidad C3-UNAM, Universidad Nacional Autónoma de México. Elaboración Propia.

*Resultados.* A continuación, en la Tabla 51 se presentan los resultados de la simulación realizada en *SAM* del sistema fotovoltaico localizado en la azotea del edificio del *Posgrado de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México (UAEMex)*.

Tabla 51. Resumen de resultados de simulación de la Fachada Sur del C3-UNAM

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Energía anual generada (<i>Annual energy</i>)</b>	24,961 kWh
<b>Factor de capacidad (<i>Capacity factor</i>)</b>	14.8%
<b>Productividad energética (<i>Energy yield</i>)</b>	1,299 kWh/kW
<b>Porcentaje de rendimiento (<i>Performance ratio</i>)</b>	0.69
<b>Periodo de recuperación de la inversión (<i>Payback period</i>)</b>	6.2 años

Como se observa en la Tabla 52 y la Gráfica 15 (eje “X” corresponde a los meses del año y el eje “Y” corresponde a los kWh generados), el mes más favorable para la generación de energía eléctrica es marzo con una generación de energía eléctrica de 3,004.76 kWh. El mes en el sistema fotovoltaico produce menor electricidad es diciembre con 2,233.01 kWh.



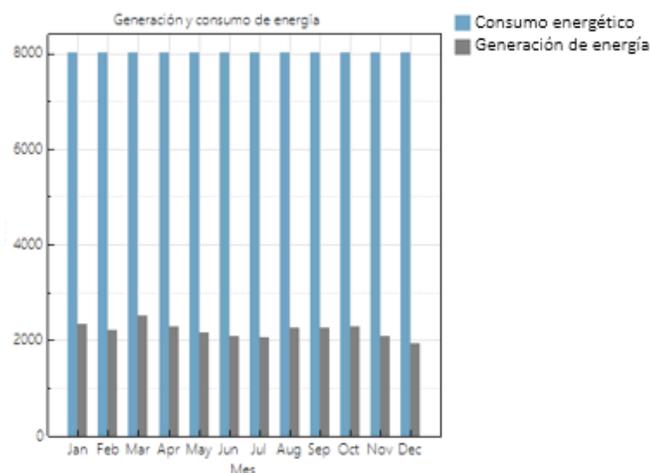
Gráfica 15. Generación mensual de energía

Tabla 52. Generación mensual de energía

<b>Mes</b>	<b>Energía Generada CA (kWh)</b>
<b>Enero</b>	2,124.31
<b>Febrero</b>	2,071.23
<b>Marzo</b>	2,466.62
<b>Abril</b>	2,355.69
<b>Mayo</b>	2,275.40
<b>Junio</b>	2,168.55
<b>Julio</b>	2,236.59
<b>Agosto</b>	2,377.22
<b>Septiembre</b>	2,182.26
<b>Octubre</b>	2,206.43
<b>Noviembre</b>	1,949.21
<b>Diciembre</b>	1,792.09
<b>Anual</b>	<b>26,205.60</b>

Al igual que en la simulación del sistema de cubierta, se contemplaron los datos de consumo eléctrico del edificio referentes al consumo anual promedio nacional entre los años 1995-2011 para escuelas en clima templado (García, 2011) lo que representa un consumo mensual promedio 8,010 kWh, tomando en cuenta que hay dos sistemas en el edificio. La

Gráfica 16 y la Tabla 53, muestra la comparación entre la generación de energía y el consumo eléctrico del edificio, donde se observa que el sistema fotovoltaico produce el 28% de la electricidad que utiliza el edificio al año.



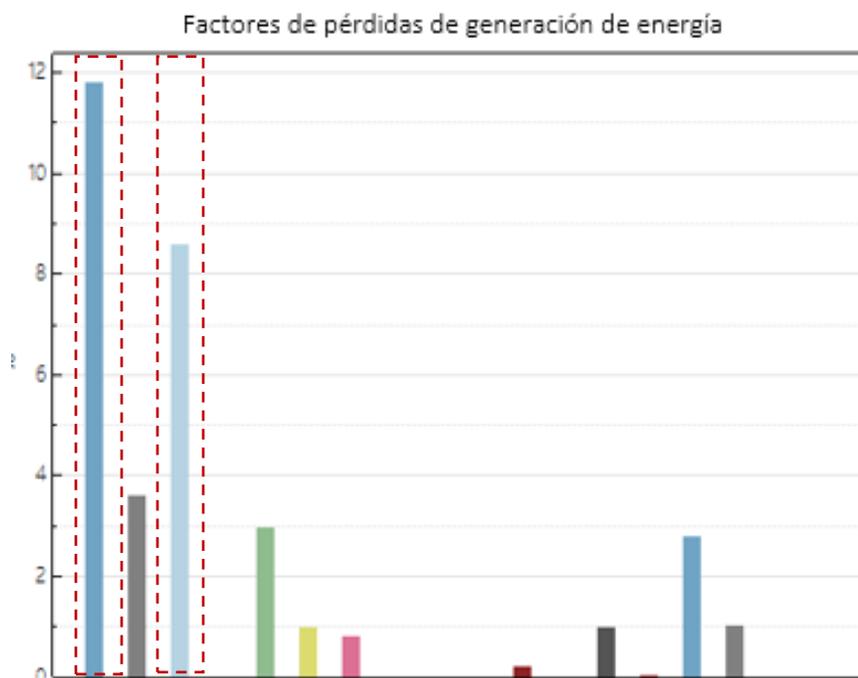
Gráfica 16. Generación de energía y consumo eléctrico mensual

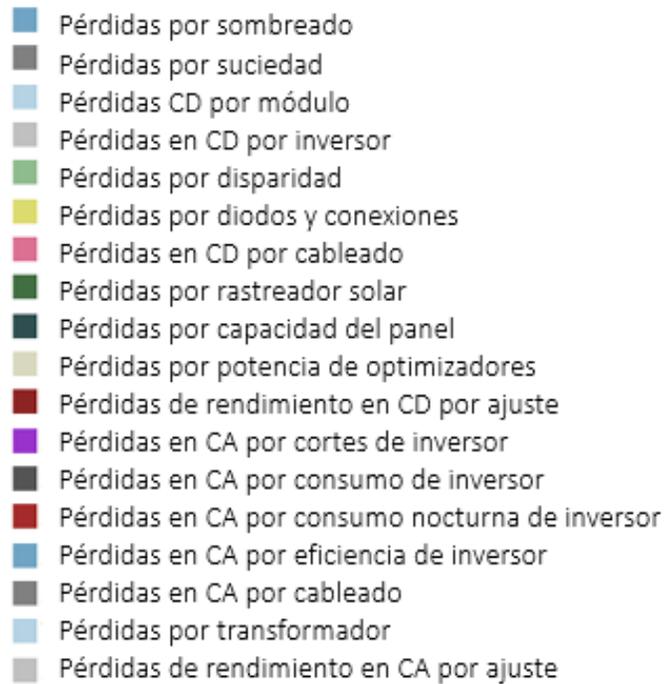
Tabla 53. Generación de energía y consumo eléctrico mensual

Mes	Consumo eléctrico (kWh)	Energía producida CA (kWh)	% de generación respecto a consumo
<b>Enero</b>	8,010	2,124.31	29%
<b>Febrero</b>	8,010	2,071.23	28%
<b>Marzo</b>	8,010	2,466.62	31%
<b>Abril</b>	8,010	2,355.69	29%
<b>Mayo</b>	8,010	2,275.40	27%
<b>Junio</b>	8,010	2,168.55	26%
<b>Julio</b>	8,010	2,236.59	26%
<b>Agosto</b>	8,010	2,377.22	28%
<b>Septiembre</b>	8,010	2,182.26	28%
<b>Octubre</b>	8,010	2,206.43	29%
<b>Noviembre</b>	8,010	1,949.21	26%
<b>Diciembre</b>	8,010	1,792.09	24%
<b>Anual</b>	<b>96,120.87</b>	<b>26,205.60</b>	<b>28%</b>

Como se observa en la siguiente página en la Gráfica 17 (eje “X” corresponde a los factores de pérdidas y el eje “Y” corresponde al porcentaje que representan), el factor más representativo de pérdidas en el sistema de fachada del edificio C3-UNAM son por sombreado, ya que ascienden a casi un 12%, le siguen las pérdidas en corriente directa en el módulo, como también ocurre en el

sistema de azotea. El alto porcentaje de pérdidas por sombreado se deben, sobre todo, a la sombra que proyectan los paneles fotovoltaicos ubicados en la planta alta al oriente del edificio sobre los paneles ubicados en planta baja. A continuación, se presenta un análisis a detalle del factor de pérdidas por sombreado en el sistema de fachada del C3-UNAM.





Gráfica 17. Factores de pérdidas de generación de energía

### *Pérdidas por sombreado*

Las pérdidas totales por sombreado corresponden a un 11.78% de acuerdo con el modelo 3D que se ingresó en la Calculadora de Sombras 3D (*3D Shade Calculator*) (Fig. 13). El sistema sufre de pérdidas por sombreado debido a que los paneles que se ubican en la sección oriente de la fachada sur en planta alta generan sombra los que se encuentran en planta baja.

El arreglo fotovoltaico de la fachada se divide en tres secciones y tienen diferentes porcentajes de sombreado:

Subsistema 1 (Planta Alta Poniente): 4.58%

Subsistema 2 (Planta Alta Oriente): 6.73%

### Subsistema 3 (Planta Baja): 33.19%

Como se revisó en la literatura, las pérdidas por sombreado que afectan al subsistema de la planta baja impactan el rendimiento integral del sistema. Por lo anterior, en este caso, la deficiencia en el diseño del sistema fotovoltaico integrado a la fachada es la causa raíz del problema de bajo rendimiento del mismo. El problema que se presenta en este sistema puede resolverse por medio de un diseño que considerara el movimiento del sol, así como la declinación y los diferentes ángulos del mismo.

Una posible solución, es cambiar la orientación de los módulos y colocar el lado largo de los mismos adyacente a la fachada. De esta manera los paneles en la planta alta generarían menos sombreado y las pérdidas por este factor serían representativas únicamente en los meses de verano. Para conocer las pérdidas por sombreado se modeló el sistema en la Calculadora de sombras 3D (*3D Shade Calculator*), como se aprecia en la Ilustración 26, donde en color azul, se observan los paneles fotovoltaicos que componen el sistema de fachada al sur del edificio C3-UNAM, además

se modelaron dos árboles que se encuentran a 9 metros del edificio. A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones de las pérdidas por sombreado:

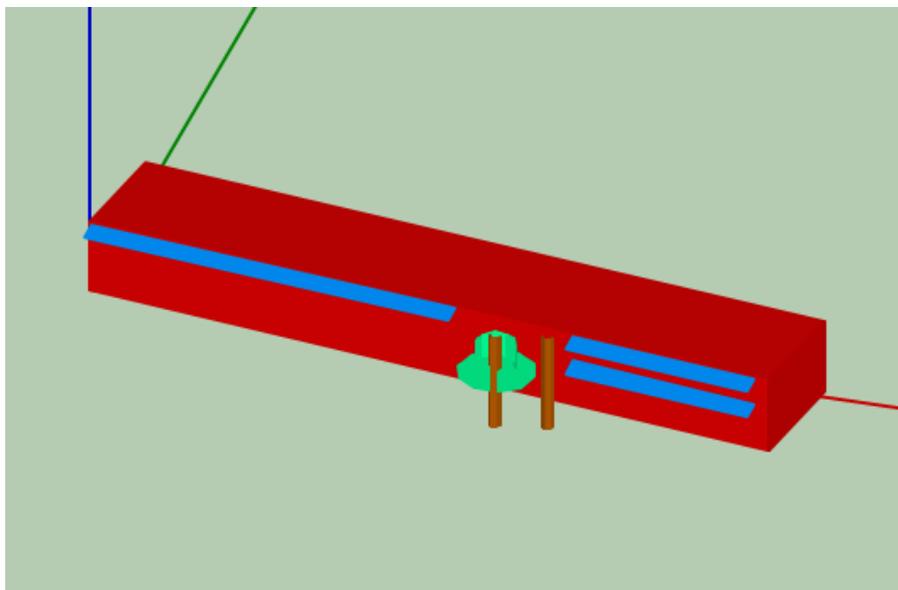
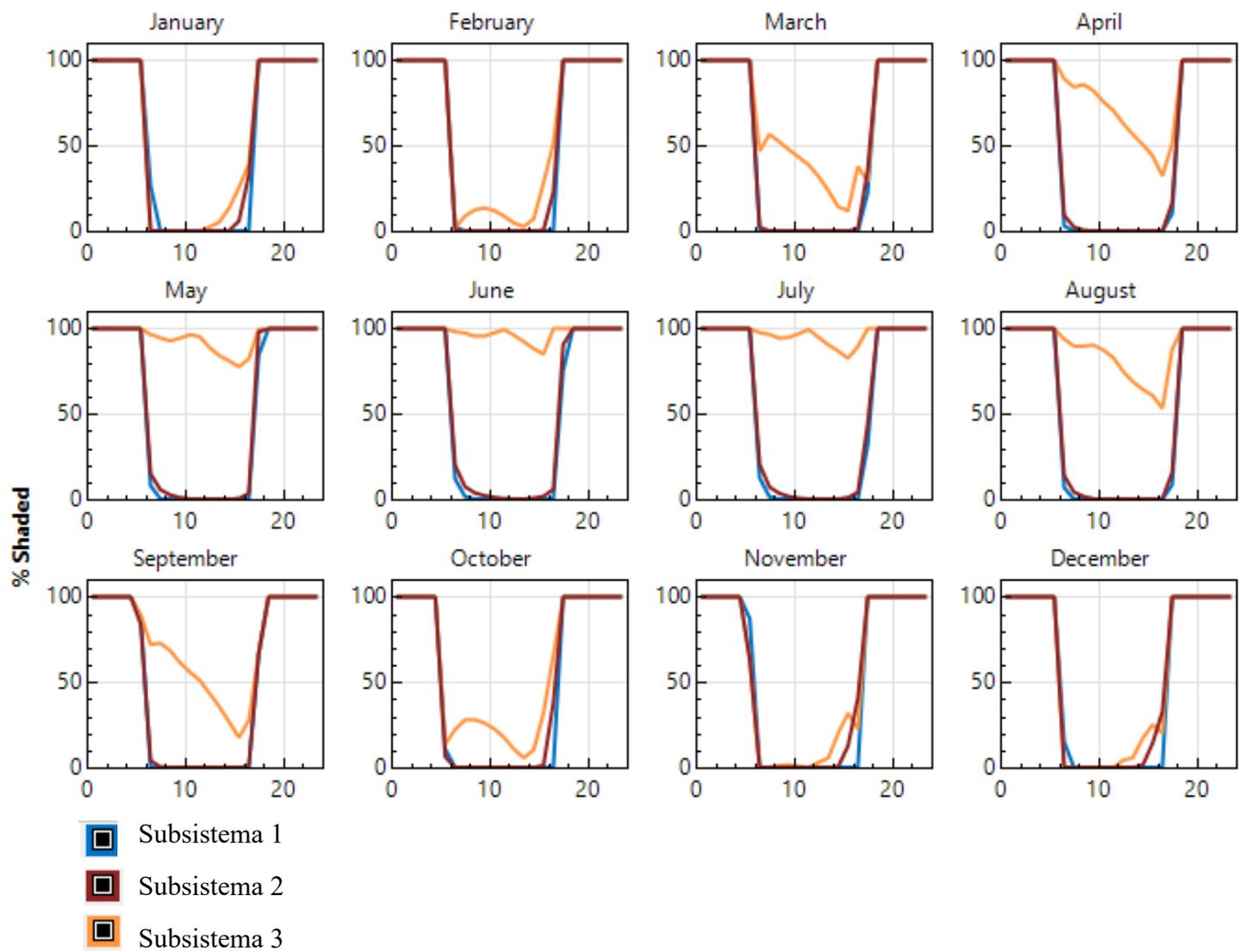


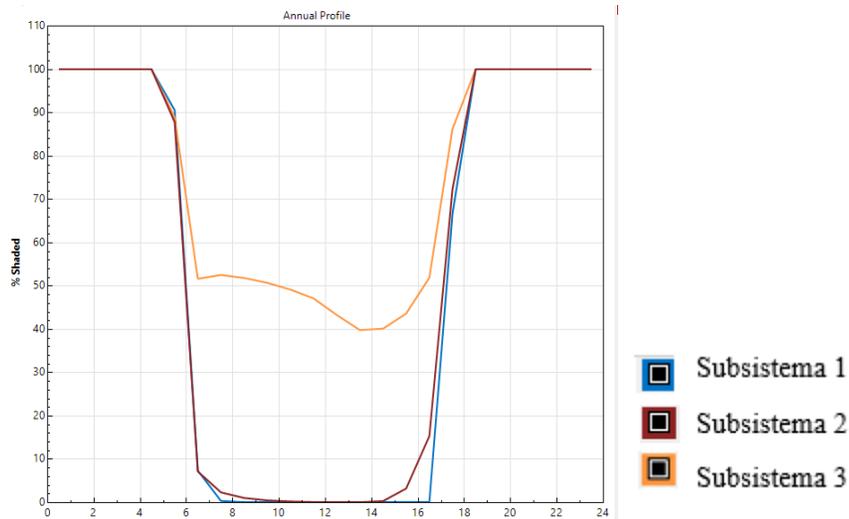
Ilustración 26. Modelo 3D para cálculo de sombreado

En la Gráfica 18, se presentan los perfiles de sombreado a lo largo los doce meses del año en los tres subsistemas (eje “X” corresponde a los días del mes y el eje “Y” corresponde al porcentaje de sombreado que presenta el arreglo fotovoltaico). En ellos se observa, como el subsistema 3, indicado en color naranja (Planta Baja Oriente) sufre la mayor afectación de sombreado, sobre todo en los meses de mayo a julio. En estos meses el subsistema en planta baja se encuentra sombreado casi al 100% a lo largo de todo el día, por lo que en esos meses la aportación de energía eléctrica del mismo al edificio es prácticamente nula. En los otros dos subsistemas, el sombreado es depreciable, a pesar de que los árboles afectan por las tardes de invierno al subsistema 2 indicado en color rojo (Planta Alta Oriente).



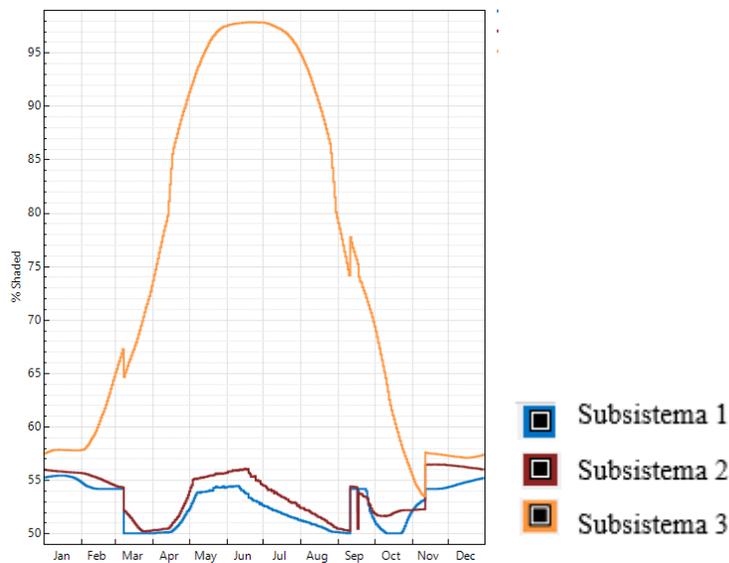
Gráfica 18. Perfiles de pérdidas por hora-mes.

Como se observa en la Gráfica 19, las pérdidas en el subsistema 3, el horario en el que se presenta el mayor sombreado a lo largo del año es entre las 12:00 y 14:00 hrs.



Gráfica 19. Pérdidas anuales por sombreado de acuerdo con la hora

A continuación, en la Gráfica 20 se observa nuevamente que los meses de mayo, junio y julio, el subsistema 3 alcanza el mayor porcentaje de sombreado. En comparación con los subsistemas 1 y 2, en el subsistema 3, el sombreado es mayor a un 95% en la temporada de verano.



Gráfica 20. Porcentaje de pérdidas mensuales-diaras

A continuación, se presentan los perfiles de pérdidas hora-mes de cada subsistema del sistema fotovoltaico en fachada del edificio C3-UNAM, con el propósito de comparar los efectos que tiene el sombreado en cada uno de ellos.

En el caso del subsistema 1 (color azul) en la planta alta sección poniente, como se observa en la Tabla 54 el sombreado es mínimo a cualquier hora en todo el año. Esta sección del sistema es la que está generando la mayor parte de la energía del mismo y gracias a que se encuentra conectada a un inversor independiente no sufre afectaciones por consecuencia de las pérdidas del resto de los subsistemas.

Tabla 54. Perfil de pérdidas hora-mes en subsistema Fachada Sur-Planta Alta-Sección Oeste (40 módulos)

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	100	100	100	100	100	100	100	48.0908	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Feb	100	100	100	100	100	100	100	2.39718	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
Mar	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
Apr	100	100	100	100	100	100	100	7.06876	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
May	100	100	100	100	100	100	100	12.4738	1.12251	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16.6254	100	100	100	100	100
Jun	100	100	100	100	100	100	100	19.4195	3.4694	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20.6809	100	100	100	100	100
Jul	100	100	100	100	100	100	100	20.0709	3.11345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.11	100	100	100	100	100
Aug	100	100	100	100	100	100	100	12.8463	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
Sep	100	100	100	100	100	100	100	0.37197	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
Oct	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Nov	100	100	100	100	100	100	100	3.03343	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Dec	100	100	100	100	100	100	100	30.7712	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100

La Tabla 55, demuestra que en el caso del subsistema 2 (color rojo) en la planta alta sección oriente el sombreado es poco representativo a cualquier hora en todo el año. La diferencia entre el sombreado que se presenta en esta sección respecto a la sección poniente de los paneles en planta alta (subsistema 1, color azul) es causada por la existencia de árboles al frente de la fachada sur en su lado oriente.

Tabla 55. Perfil de pérdidas hora-mes en subsistema en Fachada Sur-Planta Alta-Sección Oeste (20 módulos.)

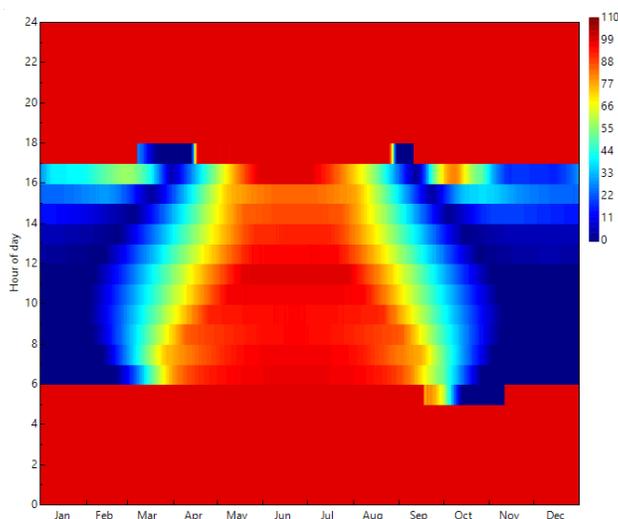
	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0623362	3.23684	30.3914	100	100	100	100	100	100
Feb	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0294209	11.7774	52.4182	100	100	100	100	100
Mar	100	100	100	100	100	100	100	3.92098	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35.6211	100	100	100	100	100
Apr	100	100	100	100	100	100	100	12.8396	3.33314	0.665981	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
May	100	100	100	100	100	100	100	20.7406	6.64679	3.44051	1.32123	0	0	0	0	0	0	2.6386	24.1888	100	100	100	100	100
Jun	100	100	100	100	100	100	100	27.4142	7.88012	4.50049	2.27407	1.53743	0.656604	0	0	0	1.57808	4.57228	30.8167	100	100	100	100	100
Jul	100	100	100	100	100	100	100	30.0843	8.73087	4.18212	1.97819	0.638246	0	0.324496	0.195059	0	1.00311	3.3635	18.8349	100	100	100	100	100
Aug	100	100	100	100	100	100	100	21.3338	5.5792	2.04666	0.329519	0	0	0	0	0	0	0	6.11535	100	100	100	100	100
Sep	100	100	100	100	100	100	100	6.63717	0.329637	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
Oct	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0408756	25.1004	100	100	100	100	100	100
Nov	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0.102745	6.96571	38.6718	100	100	100	100	100	100
Dec	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0.00148867	0.820792	8.63797	30.4713	100	100	100	100	100	100

En el caso del subsistema 3 (color naranja) que se encuentra en la planta baja, como se presenta en la Tabla 56, las pérdidas por el sombreado que generan los paneles en planta alta y los árboles al frente de la fachada son sumamente elevadas. En los meses de mayo, junio y julio, el subsistema 3 (color naranja) se encuentra sombreado a lo largo de todo el día.

Tabla 56. Perfil de pérdidas hora-mes en subsistema en planta baja Ote. (20 mód.)

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	1.32454	5.09082	10.2778	23.6676	33.8014	100	100	100	100	100	100
Feb	100	100	100	100	100	100	100	0	4.01252	12.2629	14.1632	13.567	9.57989	3.77763	1.35981	4.53472	25.2782	45.7446	15.5216	100	100	100	100	100
Mar	100	100	100	100	100	100	100	43.7819	57.7227	53.0153	48.0619	43.9559	39.2087	33.1078	25.0498	14.8124	3.96989	29.6681	33.0069	100	100	100	100	100
Apr	100	100	100	100	100	100	100	91.2701	84.8952	86.8357	84.7661	77.3775	72.338	64.6716	58.3674	52.1583	45.9569	36.5556	100	100	100	100	100	100
May	100	100	100	100	100	100	100	97.1689	95.5608	92.8956	94.1752	96.6689	99.1085	90.9657	85.4346	82.8777	79.791	77.918	100	100	100	100	100	100
Jun	100	100	100	100	100	100	100	98.5983	97.6732	96.2711	95.6009	97.2354	99.8722	97.3785	93.4922	89.4354	85.8141	94.4478	100	100	100	100	100	100
Jul	100	100	100	100	100	100	100	98.422	96.9839	95.0449	94.984	96.5799	99.4609	97.1296	93.3611	88.9199	83.8571	85.2524	100	100	100	100	100	100
Aug	100	100	100	100	100	100	100	94.94	91.9462	89.6735	91.8296	90.519	84.5206	77.5021	70.7132	66.3948	62.8961	58.6299	100	100	100	100	100	100
Sep	100	100	100	100	100	100	100	76.4334	75.6883	70.3535	63.0341	57.0442	52.0117	45.0162	37.5205	28.7369	16.9935	8.68754	0	100	100	100	100	100
Oct	100	100	100	100	100	100	100	18.6004	27.7557	28.5548	26.723	23.4437	19.6728	12.1042	2.9565	6.16326	30.2249	70.8999	100	100	100	100	100	100
Nov	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	2.74295	5.27098	16.7761	28.9621	42.7212	100	100	100	100	100	100
Dec	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	3.02843	5.63203	14.2031	23.5354	36.3681	100	100	100	100	100	100

Como se observa en la Gráfica 21, desde el mes de marzo hasta el mes de octubre, las pérdidas son elevadas y, en específico, como se ha mencionado, entre los meses de mayo y agosto la irradiancia en el arreglo fotovoltaico es prácticamente nula a cualquier hora del día por lo que el rendimiento de este sistema se ve afectado de manera importante.



Gráfica 21. Porcentaje de pérdidas mensuales-diarias en subsistema en planta baja Ote. (20 mód.)

Validación de resultados de simulación con datos históricos. Con el objetivo de validar los resultados obtenidos a partir de la simulación de los sistemas de cubierta y fachada del edificio C3-UNAM, se realizó un análisis comparativo entre los datos arrojados en la simulación y la información que se obtuvo con la Superintendencia del edificio C3-UNAM. En el caso de sistema de azotea, como se observa en la Tabla 57 la diferencia entre los resultados de la simulación y los datos históricos es de menor a un 10% redondeado; mientras que la diferencia en el sistema de la fachada (Tabla 58) es de 40% redondeado.

*a. Sistema Fotovoltaico en azotea del edificio C3-UNAM*

Tabla 57. Análisis comparativo entre resultados de la simulación y datos históricos del sistema de azotea

<b>Mes</b>	<b>Resultados de simulación (kWh)</b>	<b>Datos históricos (mayo a septiembre 2016)</b>
<b>Mayo</b>	2,754.2	
<b>Junio</b>	2,688.14	
<b>Julio</b>	2,677.46	
<b>Agosto</b>	2,866.14	
<b>Septiembre</b>	2,705.71	
<b>Total</b>	13,691.65	12,438

b. Sistema Fotovoltaico en fachada sur del edificio C3-UNAM

Tabla 58. Análisis comparativo entre resultados de la simulación y datos históricos del sistema de fachada

Mes	Resultados de simulación (kWh)	Datos históricos (mayo a septiembre 2016)
Mayo	2,159.2	
Junio	2,072.14	
Julio	2,072.23	
Agosto	2,251.01	
Septiembre	2,254.07	
<b>Total</b>	10,808.65	6,564.36

**3.2.3. Evaluación de proyectos de inversión.** Como complemento al análisis económico que se realizó por medio de simulación en *SAM*, se sugiere evaluar las alternativas por medio de la metodología propuesta por el Dr. Fidel Sánchez Bautista (F. Sánchez, comunicación personal, 2017), que se presentó en el *Subcapítulo 2.2.3. Evaluación de proyectos de inversión*, en el *Capítulo 2. Revisión de la literatura*.

**3.2.4. Cálculo de beneficios ambientales.** En este subcapítulo se presentan los indicadores energéticos que se utilizan para la evaluación ambiental de un sistema *BIPV* como parte del Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos. El factor del indicador deberá multiplicarse por la estimación de generación de energía eléctrica del sistema que se diseñe para calcular el beneficio ambiental anual que traerá consigo su instalación. El indicador de los GEI evitados se calcula por medio de dos metodologías diferentes, que se presentan a continuación.

**3.2.4.1. Cálculo de GEI evitados de acuerdo con la metodología CONUEE.** De acuerdo con la metodología explicada en el subcapítulo de indicadores ambientales establecida por la CONUEE (2009), se realizó el cálculo de las toneladas de CO<sub>2</sub>e que se evitan emitir a la atmósfera de acuerdo con la matriz energética del país como se observa en la Tabla 59. Lo anterior resulta en un factor

de 0.191 toneladas de CO<sub>2</sub>e por cada 1 kWh generado a partir de energías limpias. Para conocer el beneficio ambiental del proyecto fotovoltaico se deberá multiplicar la generación de energía eléctrica por el factor resultante.

Tabla 59. Factores de potencial de emisiones de GEI evitados por generación de energía a partir de energías renovables

Factores de potencial de emisiones de GEI evitados por generación de energía a partir de energías renovables										
Fuente Primaria	%	Ahorro consumo electricidad (TJ)	Factor de emisión estándar (kg de GEI/TJ)			Emisiones totales de GEI (kg de GEI)			Total	Aportación
			CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O		
Diesel	0.50	0.01	74,100	3	0.6	1,333.8	0.054	0.010	1,333.86	0.70%
Combustóleo	15.90	0.57	77,400	3	0.6	44,303.76	1.71	0.343	44,305.82	23.15%
Carbón	12.90	0.46	94,600	1	1.5	43,932.24	0.46	0.696	43,933.40	22.96%
Gas natural	50.40	1.81	56,100	1	0.1	101,787.84	1.81	0.181	101,789.84	53.19%
		<b>3.6</b>							<b>TOTAL 191,362.9</b>	<b>100%</b>

1 MWh	=	3.6 TJ	=	191,362.9 kg de GEI
1 kWh	=	0.0036 TJ	=	0.191 Ton de GEI

A continuación, se presentan el cálculo de CO<sub>2</sub>e que se evitan emitir a la atmósfera al año por medio de la metodología CONUEE para los estudios de caso:

- a) Sistema Fotovoltaico del Edificio del Posgrado de Ingeniería de la UAEM: 16,664 kWh  
x 0.191 = **3,182.82 ton CO<sub>2</sub>e**
- b) Sistema Fotovoltaico en Azotea del Edificio de Centro de Ciencias de Complejidad de la UNAM: 32,006 kWh x 0.191 = **6,113.146 ton CO<sub>2</sub>e**
- c) Sistema Fotovoltaico en Fachada del Edificio de Centro de Ciencias de Complejidad de la UNAM: 26,478 kWh x 0.191 = **5,057.29 ton CO<sub>2</sub>e**

**3.2.4.2. Cálculo de GEI evitados de acuerdo con el Inventario de Gases de Efecto Invernadero del INECC.** De acuerdo con la metodología explicada en el subcapítulo de indicadores ambientales que toma en cuenta los datos provenientes del Inventario de Gases de Efecto Invernadero (INECC, 2016) emitidos por la transformación de fuentes combustibles en energía eléctrica. Como se observa en la Tabla 60, se realizó el cálculo de las toneladas de GEI que se evitan emitir a la atmósfera de acuerdo con los procesos de transformación de energías primarias utilizados para generar energía eléctrica en el año 2014. Lo anterior resulta en un factor de 0.458 toneladas de CO<sub>2</sub>e por cada 1 kWh generado a partir de energías limpias.

Tabla 60. Factores de Potencial de emisiones de GEI evitados por generación de energía a partir de energías renovables. Elaboración Propia con base en el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del INECC

Ciclo de transformación	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	Total Gg en CO <sub>2</sub> eq	Aportación
Carboeléctrica	19,055.3	5.28	74.59	19,135.269	16.52%
Ciclo combinado CFE	21,334.1	22.20	127.31	21,483.654	18.55%
Combustión interna	920.4	6.159	1.97	928.554	0.80%
Dual	11,880.4	3.28	46.38	11,930.157	10.30%
Termoeléctrica	24,286.5	25.47	46.76	24,358.795	21.03%
Turbogas	1,956.6	1.84	9.88	1,968.435	1.70%
Ciclo combinado PIE	35,767.6	36.99	209.87	36,014.491	31.10%
	<b>115,201</b>	<b>101.2</b>	<b>51,679</b>	<b>115,819.355</b>	<b>100%</b>

1 MWh	=	3.6 TJ	=	457,723.70	kg de GEI
1 kWh	=	0.0036 TJ	=	0.458	Ton de GEI

A continuación, se presenta el cálculo de CO<sub>2</sub>e que se evitan emitir a la atmósfera al año por medio de la metodología del Inventario de Gases de Efecto Invernadero del INECC para los estudios de caso:

- a) Sistema Fotovoltaico del Edificio del Posgrado de Ingeniería de la UAEM: 16,664 kWh x 0.458 = **7,632.11 ton CO<sub>2</sub>e**

b) Sistema Fotovoltaico en Azotea del Edificio de Centro de Ciencias de Complejidad de la

$$\text{UNAM: } 32,006 \text{ kWh} \times 0.458 = \mathbf{14,658.74 \text{ ton CO}_2\text{e}}$$

c) Sistema Fotovoltaico en Fachada del Edificio de Centro de Ciencias de Complejidad de la

$$\text{UNAM: } 26,478 \text{ kWh} \times 0.458 = \mathbf{12,126.92 \text{ ton CO}_2\text{e}}$$

**3.2.4.3. Cálculo de ICEE.** Como se revisó en el *Capítulo 2. Revisión de la literatura*, el ICEE refiere la relación entre el consumo total de energía eléctrica en un año por la superficie construida expresado en kWh/m<sup>2</sup> año. A continuación, se presentan los cálculos del ICEE para los 2 estudios de caso:

a) Edificio del Posgrado de Ingeniería de la UAEM:

$$\text{ICEE} = 48,912 / 1,200 = \mathbf{40.76 \text{ kWh/m}^2 \text{ año}}$$

b) Edificio de Centro de Ciencias de Complejidad de la UNAM:

$$\text{ICEE} = 192,244.13 / 4,716.49 = \mathbf{40.76 \text{ kWh/m}^2 \text{ año}}$$

### **3.3. Presentación de resultados de evaluación integral y definición de BIPV**

Para evaluar la viabilidad de un proyecto fotovoltaico se propone el criterio establecido por el sistema de certificación *Leadership in Energy and Environmental Design* (LEED) (GBES, 2014). LEED es un sistema de certificación para edificios de alto rendimiento y vecindarios sustentable. LEED maneja diferentes sistemas de valoración de acuerdo con el tipo de proyecto. Para proyectos de sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios, se pueden contemplar dos sistemas de valoración LEED: 1) Diseño y Construcción de Nuevos Edificios y 2) Operación y Mantenimiento. A continuación, se describen los créditos relacionados con energías renovables para cada sistema de valoración de acuerdo con la versión 4.0 de LEED:

a) Diseño y Construcción de Nuevos Edificios (*Building Design and Construction, BD+C*):

Este sistema de certificación cuenta con el Crédito por Producción de Energía Renovable (*Renewable Energy Production*) en la Categoría de Energía y Atmósfera. El crédito otorga entre 1 y 3 puntos dependiendo del porcentaje de energía generada a partir de fuentes renovables respecto a la energía consumida por el edificio. El número de puntos otorgado depende del porcentaje de energía generada en comparación con la electricidad que consume en el edificio (Tabla 61).

Tabla 61. Puntuación LEED por Generación de Energía Renovable Categoría BD+C

<b>Porcentaje de Energía Renovable</b>	<b>Puntos</b>
1%	1
5%	2
10%	3

b) Operación y Mantenimiento (*Operations and Maintenance, O+M*): Este sistema de valoración es aplicable a edificios en los que se va a hacer una mejora o pequeña construcción. Este sistema cuenta con el Crédito Energía Renovable y Contrarresta de Carbono en la Categoría de Energía y Atmósfera (*Green Power and Carbon Offsets*). El crédito otorga entre 1 y 5 puntos, para calcular el total de puntos se utiliza la Ecuación 3:

Ecuación 3. Cálculo de puntos LEED por uso de energías renovables

$$\text{Puntos} = [(\text{Energía generada} / \text{Energía total consumida})\%] / 1.5 \quad (3)$$

A continuación, en la Tabla 62 se presentan los resultados de la aplicación del método en los tres estudios de caso:

Tabla 62. Resultados de la evaluación integral de los estudios de caso

<b>Resultados</b>	<b>Sistema Fotovoltaico Posgrado de Ingeniería UAEM (10kWp)</b>	<b>Sistema Fotovoltaico en Azotea del C3-UNAM (22kWp)</b>	<b>Sistema Fotovoltaico en Fachada Sur del C3-UNAM (20 kWp)</b>
<b>Consumo eléctrico anual actual del edificio (kWh)</b>	48,912	96,122.06	96,122.06
<b>Generación de energía eléctrica anual (kWh)</b>	16,664 kWh	32,006 kWh	26,478 kWh
<b>Porcentaje de energía generado por sistema fotovoltaico</b>	34%	33%	27.5%
<b>Tiempo de recuperación de la inversión (años)</b>	3.4	1.9	6.2
<b>Puntos LEED por BIPV</b>	5	5	5
<b>Emisiones evitadas (ton CO<sub>2</sub>e). Metodología CONUEE</b>	3,182.82	6,113.146	5,057.29
<b>Emisiones evitadas (ton CO<sub>2</sub>e). Metodología Inventario GEI INECC</b>	7,632.11	14,658.74	12,126.92
<b>ICEE actual del edificio (kWh/m<sup>2</sup> año)</b>	40.76	40.76	40.76
<b>ICEE indicado en el reglamento APF del edificio (kWh/m<sup>2</sup> año)</b>	50	50	50

Derivado de lo anterior, se confirma que los tres proyectos son viables debido a que todos aportan un porcentaje de energía generada a partir de energías renovables a la carga eléctrica del

edificio. Para la aplicación del método de estudio en un proyecto nuevo, se propone que se seleccione la alternativa de BIPV que aporte el mayor porcentaje de energía eléctrica generada por el mismo.

## CAPÍTULO 4. Caso de estudio: Edificios de Oficinas del Ayuntamiento de Toluca

### 4.1 Caracterización de edificios y definición del caso de estudio

El Ayuntamiento de Toluca cuenta con un total de 193 edificios<sup>15</sup>. Del total de inmuebles: 32 de ellos son rentados y 161 son propiedad del ayuntamiento. Los usos finales de los inmuebles, así como el tipo de propiedad, se presentan en la Tabla 63.

Tabla 63. Usos Finales y Tipo de Propiedad de los Inmuebles del Ayuntamiento de Toluca

<b>Inmueble</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Propiedad</b>
<b>Edificios de subdelegaciones</b>	17	Propio
<b>Panteones</b>	34	Propio
<b>Módulos de policía</b>	44	Propio
<b>Edificios delegacionales</b>	17	Propio
<b>Unidades médica de Sistemas Integrales de Atención Médica Asistencial (SIAMAS)</b>	3	Propio
<b>Edificios de mercado o comercio</b>	10	Propio
<b>Oficialías del registro civil</b>	5	Propio
<b>Rastros</b>	2	Propio
<b>Edificios de oficinas administrativas</b>	10	Propio
<b>Bibliotecas</b>	3	Propio
<b>Casas de cultura y complejos de desarrollo ciudadano</b>	7	Propio
<b>Edificios del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia (DIF)</b>	4	Propio
<b>Centro Antirrábico</b>	1	Propio
<b>Casa de salud del Centro de Atención Para las Adicciones (CAPA)</b>	1	Propio
<b>Colegio de policía</b>	1	Propio
<b>Unidad deportiva</b>	1	Propio
<b>Preceptoría juvenil</b>	1	Propio
<b>Inmuebles propiedad del ayuntamiento</b>	161	
<b>Oficinas</b>	20	Rentado
<b>Estacionamientos</b>	4	Rentado
<b>Bodegas y almacenes</b>	6	Rentado
<b>Taller</b>	1	Rentado
<b>Centro de acopio de residuos sólidos</b>	1	Rentado

<sup>15</sup> De acuerdo con el Inventario de Inmuebles Municipales y la información emitida por medio del Sistema de Acceso a la Información Mexiquense

<b>Inmuebles rentados</b>	32
<b>Total de inmuebles</b>	193

Para la definición de los casos de estudio, se analizarán los edificios de oficinas propiedad del ayuntamiento, con mayor consumo eléctrico de acuerdo con el consumo indicado en su tarifa eléctrica<sup>16</sup>. En la siguiente página, se presenta la Tabla 64 con los consumos eléctricos de siete edificios de oficinas administrativas del año 2015 en kWh y la Tabla 65 con el gasto económico que generaron.

Derivado del análisis de los edificios de oficinas de los que se cuenta con su consumo eléctrico, las dimensiones y características de los mismos, se determinó como de estudio el Edificio de la Presidencia Municipal para aplicarle el método y generar una propuesta de BIPV para el mismo.

#### **4.2 Aplicación del método**

El *Método de Cálculo y Simulación Integral para el Diseño del Sistema Fotovoltaicos Integrados a los Edificios* se aplica a continuación en el caso de estudio del *Edificio de Presidencia del Ayuntamiento de Toluca*. En primer lugar, se describen los datos generales del edificio, posteriormente se aplica el método partiendo de la definición de las alternativas para evaluarlas desde el aspecto técnico, económico y ambiental. Finalmente se presentan los resultados y la propuesta de BIPV óptima para el proyecto.

---

<sup>16</sup> Información obtenida por medio del Sistema de Acceso a la Información Mexiquense (SAIMEX)

Tabla 64. Consumo de energía eléctrica (kWh) del año 2015 en ocho edificios de oficinas del Ayuntamiento de Toluca

**ENERGÍA CONSUMIDA (KWH)**

<b>EDIFICIO</b>	<b>ENE</b>	<b>FEB</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAY</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SEP</b>	<b>OCT</b>	<b>NOV</b>	<b>DIC</b>	<b>ANUAL</b>
<b>Palacio Municipal</b>	19320	20556	20280	20395	20220	22490	22620	21908	22680	20554	19920	24013	<b>254956</b>
<b>Edificio A</b>	0	6173	0	6879	0	6762	0	6423	0	6996	0	6762	<b>39995</b>
<b>Edificio B</b>	0	13921	0	15400	0	15299	0	15273	0	14593	0	14529	<b>89015</b>
<b>Edificio C</b>	0	26155	0	26824	0	25248	0	17720	0	16533	0	27456	<b>139936</b>
<b>Edificio D</b>	4372	5151	4546	4511	4596	5215	5439	5083	3894	4489	4321	4785	<b>56402</b>
<b>Oficinas DUyM</b>	1913	0	2174	0	2160	0	2232		2281	0	2491	0	<b>13251</b>
<b>Oficinas HUIZI</b>	2132	0	2094	0	2034	0	1824	0	853	0	602	0	<b>9539</b>

Tabla 65. Gasto por consumo eléctrico (\$) del año 2015 en ocho edificios de oficinas del Ayuntamiento de Toluca

**GASTO POR CONSUMO ELÉCTRICO (\$)**

<b>EDIFICIO</b>	<b>ENE</b>	<b>FEB</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAY</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SEP</b>	<b>OCT</b>	<b>NOV</b>	<b>DIC</b>	<b>ANUAL</b>
<b>Palacio Municipal</b>	\$52,997	\$54,792	\$52,579	\$51,410	\$48,548	\$52,207	\$51,744	\$51,813	\$52,308	\$50,606	\$48,510	\$54,113	<b>\$621,627.00</b>
<b>Edificio A</b>	0	\$20,825	0	\$22,335	0	\$21,324	0	\$20,012	0	\$22,775	0	\$21,251	<b>\$128,522.00</b>
<b>Edificio B</b>	0	\$46,961	0	\$50,223	0	\$48,430	0	\$47,854	0	\$47,715	0	\$45,682	<b>\$286,865.00</b>
<b>Edificio C</b>	0	\$91,920	0	\$90,798	0	\$83,234	0	\$58,194	0	\$54,747	0	\$86,179	<b>\$465,072.00</b>
<b>Edificio D</b>	\$14,772	\$15,801	\$14,466	\$14,294	\$13,818	\$14,444	\$14,912	\$14,689	\$12,004	\$13,126	\$12,694	\$12,811	<b>\$167,831.00</b>
<b>Oficinas DUyM</b>	\$7,190	0	\$7,883	0	\$7,450	0	\$7,583	0	\$7,784	0	\$8,722	0	<b>\$46,612.00</b>
<b>Oficinas HUIZI</b>	\$8,012	0	\$7,593	0	\$7,017	0	\$6,202	0	\$2,925	0	\$2,126	0	<b>\$33,875.00</b>

#### 4.2.1. Datos generales

En la Tabla 66 se presentan las características generales del *Edificio de Presidencia Municipal del Ayuntamiento de Toluca* (Ilustración 27). La información descrita incluye datos de la propiedad y catalogación del edificio, características arquitectónicas y su comportamiento energético.

Tabla 66. Datos generales del edificio de la Presidencia Municipal del Ayuntamiento de Toluca

Ubicación	Av. Independencia # 207 Col. Centro. Toluca, Estado de México.
Propiedad	Municipal
Edificio catalogado	No catalogado, colindante con edificio catalogado
Orientación	Norte 0° (Fachada principal)
Dimensiones y superficie de azotea	36 m x 50 m 1,800 m <sup>2</sup> ; sin patios: 1520 m <sup>2</sup> ; 50%= 760 m <sup>2</sup>
Tipo de azotea	Plana
Dimensiones de patios	Patio 1: 14 m x 14 m= 196 Patio 2: 14 m x 6 m= 84
Número de niveles	2 niveles + 1 subterráneo
Alturas de nivel	7.60 m
Superficie construida	3,600 m <sup>2</sup>
Colindancias	Ninguna
Fachada sur %macizo - %vano	60%-40%
Fachada oriente %macizo - %vano	50%-50%
Fachada poniente %macizo - %vano	50%-50%
Consumo eléctrico anual	254,956 kWh/año
Factura eléctrica anual	\$621,627.00
ICEE	70.82 kWh/m <sup>2</sup>



Ilustración 27. Edificio de oficinas de la Presidencia Municipal del Ayuntamiento de Toluca

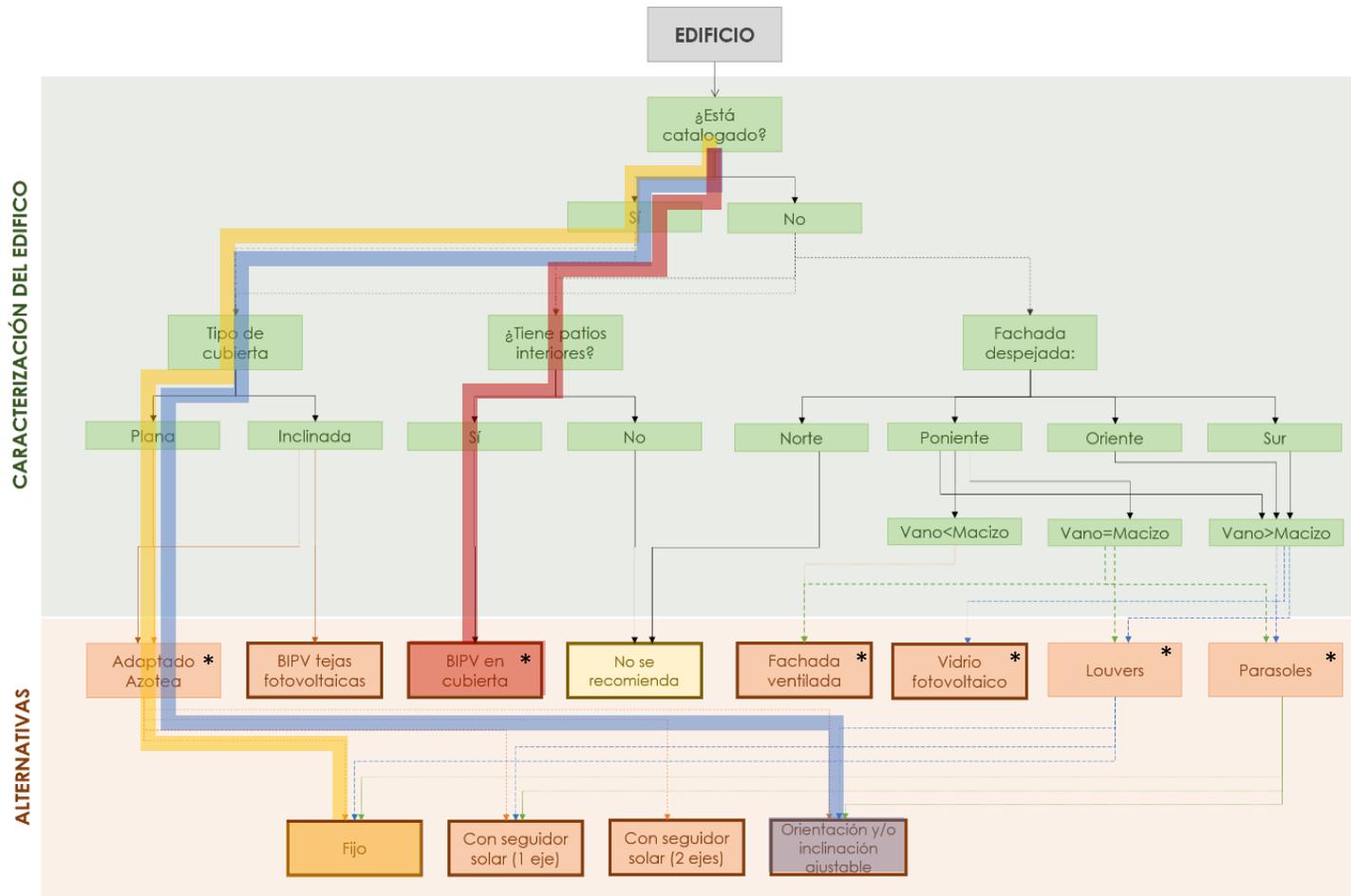


Ilustración 28. Diagrama de selección de alternativas de sistema fotovoltaico de caso de estudio

#### **4.2.2. Definición de alternativas**

La definición de las alternativas de sistema fotovoltaico integrado depende de las características del edificio y se determina por medio del diagrama de flujo para la selección de alternativas de sistemas fotovoltaicos que se presenta en la página anterior en Ilustración 28<sup>17</sup>.

#### **4.2.3. Evaluación técnica**

Alternativas de sistemas fotovoltaicos:

- A. Adaptado en azotea con estructura independiente fijo (80 kW)
- B. Adaptado en azotea con estructura independiente con inclinación ajustable (manual) (80 kW)
- C. Integrado en cubierta transparente de patio (48 kW de vidrio fotovoltaico)

### **4.3. Resultados**

Las diferentes alternativas se simularon por medio del programa *SAM* del NREL para determinar la viabilidad técnica y económica de cada una. A continuación, se presenta el resumen de resultados de cada alternativa.

#### **4.3.1. Resumen de resultados por alternativa**

A partir de los resultados en las tablas Tabla 67, Tabla 67 y Tabla 68, se seleccionó la alternativa “A” debido a que presenta la mayor generación de energía por kW instalado a que representa mayor generación de energía por kW instalado.

---

<sup>17</sup> Los tipos de sistemas que están indicados con un \* se encuentran en la referencia (Martín & Fernández, 2007), los demás tipos se complementaron a partir de las alternativas que ofrece el programa *SAM*.

El sistema seleccionado (Alternativa “A”) se especifica a continuación:

- Capacidad: 80 kWp
- Número de inversores: 7
- Número de paneles: 350
- Capacidad del sistema: 80 kW (Corriente Directa)
- Orientación: 180° (Sur)
- Inclinación: 20°
- Arreglo: 25 hileras de 14 paneles

Tabla 67. Alternativa “A”: Sistema Adaptado en Azotea con Estructura Independiente Fijo (80 kW)

Metric	Value
Annual energy (year 1)	122,365 kWh
Capacity factor (year 1)	17.3%
Energy yield (year 1)	1,514 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.81
Battery efficiency	0.00%
Levelized COE (nominal)	10.73 ¢/kWh
Levelized COE (real)	8.23 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$35,144
Electricity bill with system (year 1)	\$23,276
Net savings with system (year 1)	\$11,867
Net present value	\$13,257
Payback period	9.7 years
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$165,417
Equity	\$0
Debt	\$165,417

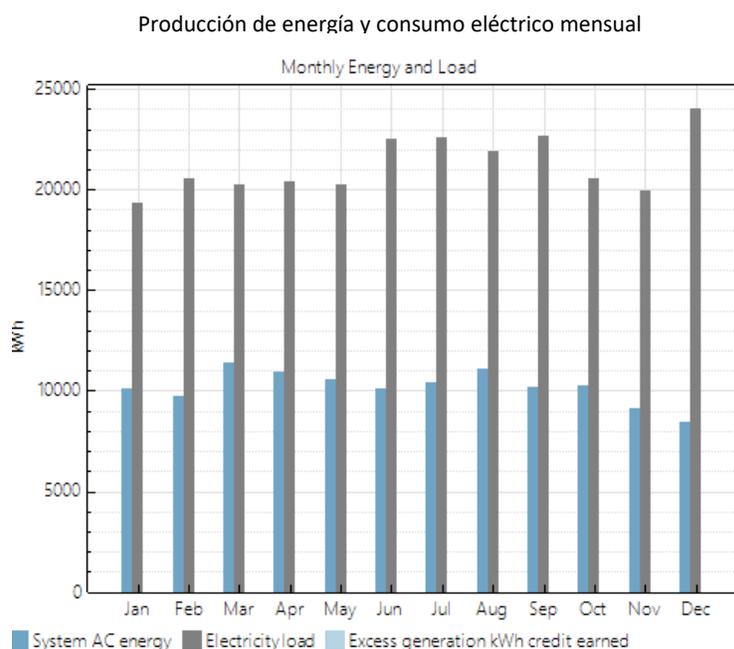
Tabla 68. Alternativa “B”: Sistema Adaptado en Azotea con Estructura Independiente con Inclinación Ajustable (80 kW)

Metric	Value
Annual energy (year 1)	123,315 kWh
Capacity factor (year 1)	17.4%
Energy yield (year 1)	1,526 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.80
Battery efficiency	0.00%
Levelized COE (nominal)	10.69 ¢/kWh
Levelized COE (real)	8.20 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$35,144
Electricity bill with system (year 1)	\$23,184
Net savings with system (year 1)	\$11,960
Net present value	\$13,687
Payback period	9.7 years
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$166,167
Equity	\$0
Debt	\$166,167

Tabla 69. Alternativa “C”: Sistema Integrado en Cubierta Transparente de Patio Central (48 kW de vidrio fotovoltaico)

Metric	Value
Annual energy (year 1)	71,809 kWh
Capacity factor (year 1)	16.8%
Energy yield (year 1)	1,474 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.81
Battery efficiency	0.00%
Levelized COE (nominal)	11.12 ¢/kWh
Levelized COE (real)	8.48 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$35,144
Electricity bill with system (year 1)	\$28,179
Net savings with system (year 1)	\$6,964
Net present value	\$6,204
Payback period	10.1 years
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$99,635
Equity	\$0
Debt	\$99,635

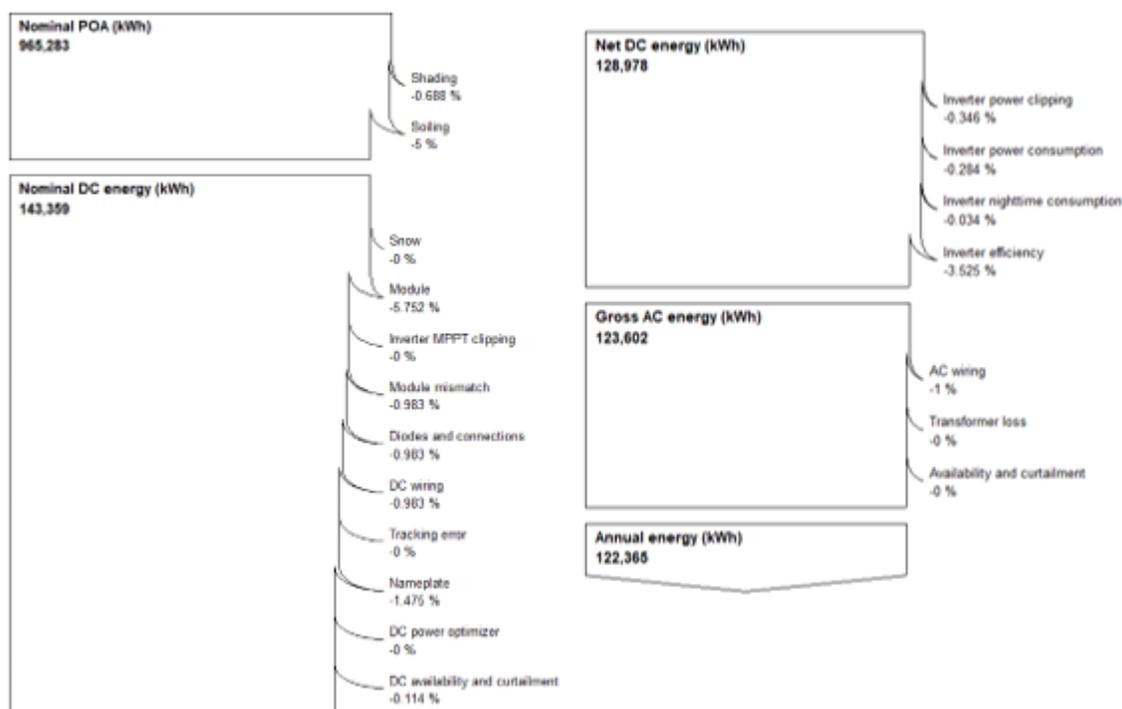
**4.3.2. Definición de propuesta de sistema BIPV para el Edificio de Presidencia del Ayuntamiento de Toluca.** Como se mencionó la Alternativa seleccionada para instalarse en el estudio de caso es la Alternativa “A” Sistema Adaptado en Azotea con Estructura Independiente Fijo (80 kW). A continuación, en la Gráfica 22, se presenta la relación entre la producción de energía y el consumo eléctrico. mensual.



Gráfica 22. Producción de energía y consumo eléctrico mensual

Como se observa en la Gráfica 22, la generación de energía eléctrica estimada a partir de la simulación del sistema adaptado en la azotea corresponde casi al 50% del consumo eléctrico del edificio. Lo anterior indica que el consumo eléctrico del edificio de la red de CFE se reduciría de 254,956 kWh año a 132,591 kWh año (47%) lo que significa que ICEE del edificio podría reducirse de 70.82 kWh/m<sup>2</sup> a 36.83 kWh/m<sup>2</sup> (47%) únicamente por la generación de energía eléctrica a partir de energía solar. En cuanto a las pérdidas en el

rendimiento del sistema, el diseño propuesto las evita al máximo, menos de 15%, como se presenta en la Gráfica 23.



Gráfica 23. Factores de pérdidas en el rendimiento del sistema propuesto

Como se observa, en la Gráfica 23, los factores de pérdidas que afectan en mayor medida a la propuesta seleccionada (Alternativa “A”) son las pérdidas en corriente directa que se generan en el panel fotovoltaico y la eficiencia del inversor. Estas pérdidas no representan una afectación importante y son comunes ya que están asociadas con la eficiencia de los equipos (por ejemplo: los paneles solares y los inversores), es decir, no intervienen condiciones externas ni criterios de diseño, por lo que no es necesario hacer modificaciones en la propuesta.

En cuanto a los beneficios ambientales que traería consigo la instalación de este sistema en el edificio, de acuerdo con la metodología de la CONUEE, el sistema evitaría la emisión

de 23,371.71 Ton CO<sub>2</sub>e a la atmósfera anualmente (122,365 kWh generados por el sistema fotovoltaico por 0.191 Ton CO<sub>2</sub>e) y, de acuerdo con el inventario de gases de efecto invernadero del INECC la cantidad de Ton CO<sub>2</sub>e evitadas correspondería a 56,043.17 Ton CO<sub>2</sub>e (122,365 kWh generados por el sistema fotovoltaico por 0.1458 Ton CO<sub>2</sub>e.). Lo anterior representa un beneficio ambiental relevante ya que los GEI emitidos por el edificio debido al consumo eléctrico del edificio se verían reducidos en más del 45%.

## CAPÍTULO 5. Conclusiones

Actualmente, el empleo de energías renovables para la generación de energía está en aumento. En el caso de México, el crecimiento es menos acelerado que en otros países como España y Alemania (IEA, 2017). Sin embargo, existen diferentes mecanismos legales (SENER, 2014) que se han establecido a nivel nacional con la intención de reforzar y fomentar la implementación de sistemas tecnológicos de aprovechamiento de este tipo de energías.

En el caso de la energía solar, nuestro país cuenta con una ubicación privilegiada debido a la disponibilidad del recurso solar que hay en su territorio (SMN, 2017). Los sistemas de transformación de energía solar en energía eléctrica que tienen mayor auge a nivel nacional son los sistemas fotovoltaicos (SENER, 2017). Como se presentó en el *Capítulo 2. Revisión de la Literatura*, los sistemas fotovoltaicos pueden ser aislados o interconectados y, a la vez, se dividen en plantas fotovoltaicas y sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios.

En cuanto a los sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios, *BIPV (Building Integrated Photovoltaics*, por sus siglas en inglés), un diseño adecuado es transcendental para evitar al máximo las pérdidas en su rendimiento. Existen varios factores que pueden generar pérdidas en el rendimiento de sistemas fotovoltaicos, en el caso del *BIPV* los más representativos y que requieren mayor atención son las pérdidas anuales por orientación e inclinación del arreglo fotovoltaico, así como las pérdidas por sombreado. Estos factores son los que pueden afectar en mayor grado el rendimiento de los *BIPV* debido a que una de las características de este tipo de sistemas es que cumplen una doble función, por un lado, la generación de energía y, por otro, la sustitución de un elemento arquitectónico, por ejemplo:

ventana, fachada ventilada, cubierta, parasoles, etc. Por ello, el diseño de los *BIPV*'s puede no contar con una inclinación u orientación óptima.

En el caso de las pérdidas por sombreado, el análisis de este factor es trascendental ya que estos sistemas se encuentran en entornos urbanos lo que propicia que existan elementos como edificios, espectaculares, árboles, etc., en su contexto inmediato lo que bloquea y disminuye la radiación incidente sobre el arreglo.

De acuerdo con los resultados del experimento y simulaciones realizadas con el *Plug-in Insight 360 de Revit 2018*® para el artículo *Influence of Shading on a BIPV System ' s Performance in an Urban Context : Case Study of BIPV Systems of the Science Center of Complexity Building of the National and Autonomous University of Mexico in Mexico City* (Ardura Perea & Bermúdez Alcocer, 2018) el sistema fotovoltaico integrado en la fachada sur que se encuentra en condiciones de ubicación, orientación, inclinación y potencia pico similares al sistema instalado en la cubierta del edificio *C3-UNAM*, el sombreado que afecta a la sección de paneles ubicados en la planta baja produjo una reducción en la irradiancia incidente de un 69% menos de energía solar en dicha sección del sistema. La afectación al sistema integral en fachada fue de 22.2% menos irradiancia que el de la cubierta (2.9% debido a la diferencia de 9° en la orientación y 19.3% de pérdidas por sombreado). Sin embargo, de acuerdo con los registros de medición las pérdidas totales ascienden a 42%, por la disparidad causada por el sombreado.

Además de las condicionantes técnicas mencionadas como la optimización del rendimiento del sistema, se debe tener en cuenta la rentabilidad del mismo. Las variables

económicas son trascendentales al momento de definir y diseñar el sistema que se va a implementar ya que debe ser costeable para el dueño del edificio.

Existen diferentes métodos para diseñar sistemas fotovoltaicos. Por un lado, están los modelos y métodos matemáticos, que han propuesto varios autores (*Ver Síntesis de Métodos y Modelos Matemáticos Existentes en el Capítulo 3*) y que permiten definir la eficiencia del sistema y evalúan diferentes variables. Por otro lado, como se revisó en capítulos anteriores, existe una amplia variedad de softwares, tanto comerciales como institucionales, dedicados al diseño de sistemas fotovoltaicos. Con la finalidad de analizar sus ventajas y limitaciones, así como las variables que evalúan se realizó una síntesis comparativa de 19 softwares diferentes (*Ver Síntesis de Softwares Existentes en el Capítulo 3*), a partir de la cual se determinó que los programas con mayor alcance de acuerdo con las necesidades del diseño de BIPV son *SAM (System Advisor Model)*, *PV Syst* y *PV Sol*. Debido a la disponibilidad de los programas se definió utilizar el programa *SAM* para analizar dos casos de estudio de sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios de los cuales se cuenta con registro de datos históricos medidos en sitio de generación de energía eléctrica e irradiancia.

A partir de los resultados de las simulaciones y su validación con los datos históricos, se determina que el programa *SAM* cuenta con un elevado grado de precisión. Una de las mayores ventajas del programa es que permite obtener valores individuales de cada factor de pérdida en el rendimiento del sistema, lo que brinda al usuario la posibilidad de aumentar el

rendimiento del sistema fotovoltaico que está diseñando por medio de la modificación de una o más variables fáciles de ubicar.

Por otro lado, el programa también permite realizar el análisis de rentabilidad de la instalación de los sistemas. Esto aumenta su alcance y permite al usuario comparar varias propuestas para tomar decisiones sobre el sistema y los equipos instalados.

A pesar del amplio alcance del programa, cuenta con algunas limitaciones como el hecho de que no cuente con archivos y clima integrados de nuestro país. El programa permite importar archivos de clima descargados en la computadora. En los casos de estudio de la Ciudad de México, se utilizó el archivo de clima \*.EPW de la Ciudad de México que se descargó del sitio *Energy Plus*<sup>®</sup>. Este sitio únicamente cuenta con archivos de clima de tres ciudades del país. Para los casos de estudio de la Ciudad de Toluca, se emplearon los archivos de clima en formato *SAM CSV* descargados de la Base de Radiación Solar del *NREL*.

Por otro lado, en el aspecto económico, la rentabilidad está determinada en función de los diferentes impuestos e incentivos que existen en Estados Unidos, por lo que el ingreso de la información respecto a incentivos que brinda el gobierno y otras instituciones es complicado y es preferible no ingresarlos con la intención de no afectar el cálculo de variables como la Tasa Interna de retorno (TIR), Valor Presente Neto (VPN) y el periodo de recuperación de la inversión. Se propone se emplee el método de evaluación de proyectos de inversión ((F. Sánchez, comunicación personal, 2017)), presentado en el *Capítulo 2. Revisión de la Literatura*, para estimar estos parámetros y de esta manera contar con resultados económicos acorde a los parámetros financieros del país.

Dentro del método propuesto, se definieron los criterios y unidades de análisis para determinar la viabilidad de la instalación de los sistemas en tres esferas: técnica, ambiental y

económica. A partir de las herramientas propuestas por el método como el uso del diagrama de selección y alternativas, el empleo del software propuesto y los métodos para el cálculo de GEI que se evitan emitir a la atmósfera, se podrá evaluar la viabilidad integral de los proyectos fotovoltaicos de una manera más sencilla y, más relevante aún, optimizar el rendimiento y beneficios de los sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios a partir del análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones.

Por lo anterior, el nuevo método de cálculo y simulación integral para el diseño de sistemas fotovoltaicos integrados a los edificios propuesto cumple con el objetivo establecido por la investigación de permitir determinar la alternativa de sistema de aprovechamiento de energía solar óptima y eficiente que mejor responda a la necesidad de la generación de energía limpia de cada proyecto.

Finalmente, la presente tesis propone como estudios a futuro el análisis de cada uno de los factores de pérdidas en el rendimiento de un sistema *BIPV* desde una metodología de investigación experimental, con la finalidad de proponer modelos matemáticos que permitan estimar estas pérdidas a partir del conocimiento de las condiciones climáticas del sitio, y con ello, optimizar el rendimiento de los proyectos fotovoltaicos que se propongan.

## Referencias

Alonso-Abella, M., & Chenlo, F. A. (2004). *A model for energy production estimation of PV grid connected systems based on energetic losses and experimental data*. On site diagnosis, Eupoean Photovoltaic Solar energy Conference, 2447-2450.

ANES. (2010). *Asociación Nacional de Energía Solar*. Obtenido de <http://www.anes.org/anes>

Ardura Perea, V. E., & Bermúdez Alcocer, J. L. (2018). *Influence of Shading on a BIPV System ' s Performance in an Urban Context : Case Study of BIPV Systems of the Science Center of Complexity Building of the National and Autonomous University of Mexico in Mexico City*. World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Energy and Power Engineering, 12(4), 303–313.

CCA. (2008). *Edificación Sustentable en América del Norte*. Oportunidades y Retos. Canadá: Comisión para la Cooperación Ambiental.

CFE. (2018). *Actualización de tarifas que aplicará Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero del 2018 al 31 de diciembre del 2018*. Ciudad de México.

CONUEE. (2009). *Metodología para la cuantificación de emisiones de gases de efecto invernadero y de consumos energéticos evitados por el aprovechamiento sustentable de la energía*. Ciudad de México: Comisión Nacional para el Ahorro y Uso Eficiente de la Energía.

CONUEE. (2017). *Programa de Eficiencia Energética de la Administración Pública Federal (APF)*. México.

Cox, R. A., Drews, M., Rode, C., & Balslev, S. (2015). *Simple future weather files for estimating heating and cooling demand*. *Building and Environment*, 83, 104–114. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2014.04.006>

CRE. (2017). *Disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida*. Diario Oficial de la Federación.

Daniels, K. (1997). *Technology of ecological building*. Boston: Birkhauser.

Dobos, A. P. (2014). *Standard Time Series Data File Format*, 3–6.

DOE. (2015). *Department of Energy*. Obtenido de <https://www.eere.energy.gov>

DOF. (2008). *Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía*. México.

Ebrahimpour, A., & Maerefat, M. (2010). *A method for generation of typical meteorological year*. *Energy Conversion and Management*, 51(3), 410–417. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2009.10.002>

Fernández Zayas, J. L., & Estrada-Cajigal, V. (1983). *Cálculo de la Radiación solar instantánea en la República Mexicana*. Ciudad de México.

Figuroa, A., Marinci, I., Ochoa, M., & Rojas, J. (2010). *Energías Alternas: Propuesta de Investigación y Desarrollo Tecnológico para México*. In *Energías Alternas: Propuesta de Investigación y Desarrollo Tecnológico para México* (p. 152). Ciudad de México.

Galindo, I., Castro, S., & Valdes, M. (1991). *Satellite derived solar irradiance over Mexico*. Atmosfera.

García, I. K. (2011). *Línea base del uso final de la energía eléctrica en edificios comerciales y de servicios de la República Mexicana*. Universidad Nacional Autónoma de México.

GBES, G. B. E. S. (2014). *Green Associate Study Guide Exam Preparation LEED V4 Edition*, Texas.

Gómez, M. T. (2016). *Datos de sistemas fotovoltaicos del edificio de Centro de Ciencias de la Complejidad C3*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México .

Hausladen, G., Saldanha, M., & Lield, P. (2008). *Climate Skin: Building-skin Concepts that Can Do More with Less Energy*. Munich: Birkhäuser.

Huacuz Villamar, J. M. (2013). *El inventario de las energías renovables en el marco de la transición de México*. Boletín IEE, 92-100.

IEA. (2017). *International Energy Agency*. Estadísticas por país. Obtenido de <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?year=2014&country=MEXICO&product=ElectricityandHeat>

INECC. (2016). *Inventario nacional de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero*. Ciudad de México.

INERE. (15 de Mayo de 2017). *Inventario Nacional de Energías Renovables*. Obtenido de <https://dgel.energia.gob.mx/inere/>

Iqbal, M. (1983). *An introduction to solar radiation*. Canadá: Academic Press Canada.

Jaramillo, O. A., Martínez, M., Tenorio, J. A., & del Río, J. A. (2015). *Estrategia de Transición para promover el uso de Tecnologías y Combustibles más limpios en el tema de*

*energía solar (Vol. 290)*. Ciudad de México: Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México.

Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2012). *Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review*, (June).

Martín, N., & Fernández, I. (2007). *La envolvente fotovoltaica en la arquitectura*. Barcelona: Reverté.

Meinel, A. B., & Meinel, M. (1982). *Aplicaciones de la energía solar*. Barcelona: Reverté.

Morillón, D., Escobedo, A., & García, I. (2015). *Retos y oportunidades para la sustentabilidad energética en edificios de México: Consumo y uso final de energía en edificios residenciales , comerciales y de servicio*. Serie Investigación Y Desarrollo, 134.

NASA. (2018). *National Aeronautics and Space Administration*. Obtenido de NASA Surface meteorology and Solar Energy-Location: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>

NASA/GISS. (2018). *Global Temperature. Global Climate Change, Vital Signs of the Planet. California, Estados Unidos: National Aeronautics and Space Administration, NASA's Goddard Institute for Space Studies (GISS)*.

NREL. (2018). *National Solar Radiation Data Base Sata Viewer*. Obtenido de <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/?aL=UdPEX9%255Bv%255D%3Dt%268VWYIh%255Bv%255D%3Dt%268VWYIh%255Bd%255D%3D1&bL=groad&cE=8VWYIh.0.0.1%255Ba%255D%3Df&IR=0&mC=19.289251216783324%2C-99.66174602508545&zL=15>

Oglesby, R., & Grünwaldt, A. (2010). *La ciencia del cambio climático. Manual práctico para Versión original en inglés: La ciencia del cambio climático Manual práctico para*. Nueva York. Retrieved from [https://www.unclearn.org/sites/default/files/inventory/idb26\\_spn\\_0.pdf](https://www.unclearn.org/sites/default/files/inventory/idb26_spn_0.pdf)

ONU, O. d. (2009). *Earth Summit Agenda 21*. Naciones Unidas.

Pierre, R. (23 de noviembre de 2015). *Impuesto a energía solar frena desarrollo*. El Universal.

Plus, E. (2018). Obtenido de <https://energyplus.net/weather>

Schoen, T. J. (2001). *Building-integrated PV installations in the Netherlands: examples and operational experiences*. *Solar Energy*, 467-477.

SEMARNAT. (2007). *¿Y el medio ambiente? Problemas en México y el mundo*. México.

SENER. (2014). *Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018*. México.

SENER. (2015a). *Ley de Transición Energética. Diario Oficial de La Federación*, 1-37.

SENER. (2015b). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029*. Ciudad de México.

SENER. (2017a). *Balance Nacional de Energía 2016*.

SENER. (2017b). *Prospectiva de Energías Renovables 2017-2031*. Ciudad de México. Retrieved from [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284342/Prospectiva\\_de\\_Energ\\_as\\_Renovables\\_2017.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284342/Prospectiva_de_Energ_as_Renovables_2017.pdf)

SENER. (2017c). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2017-2031*. Ciudad de México.

SIMEC, G. (2010). *Proyecto SIMEC Chile*. Obtenido de [https://www.unglobalcompact.org/system/attachments/8146/original/Proyecto\\_Simec\\_Chile.pdf?1287789602](https://www.unglobalcompact.org/system/attachments/8146/original/Proyecto_Simec_Chile.pdf?1287789602)

SMN. (2010). Obtenido de Normales Climatológicas: <http://smn.cna.gob.mx/es/climatologia/informacion-climatologica>

SMN. (2018). *Servicio Meteorológico Nacional*. Obtenido de <http://smn.cna.gob.mx>

Solartronic. (2014). *Evaluación de la radiación solar*. Obtenido de <http://www.solartronic.com/servicios/evaluacion-de-la-relacion-solar>

UNEP. (2009). *Reporte anual 2009*. Obtenido de UN Environment: <https://www.unenvironment.org/es>

Uriarte, A. (2003). *Historia del clima en la Tierra*. País Vasco: Servicio Central del Gobierno Vasco.

Weber, B., Quiñones, A., Almanza, R., & Duran, M. D. (2014). *Performance reduction of PV systems by dust deposition*. *Energy Procedia*, 57, 99–108. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.013>

Wilcox, S., & Marion, W. (2008). *Users Manual for TMY3 Data Sets Users*. Colorado.

Zepeda López, J. E. (2015). *Potencial estimado de generación de energía por sistemas fotovoltaicos integrados en superficies de edificios*. Universidad Nacional Autónoma de México.

## ANEXOS

### ANEXO 1. Principios físicos de la energía solar

La energía solar es una fuente de energía prácticamente inagotable y con un potencial muy elevado de aprovechamiento. La energía solar se produce a partir de la fusión nuclear del Hidrógeno que se lleva a cabo en el núcleo del Sol. Dicha energía llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética, desde los rayos ultravioleta, de 200 nm<sup>18</sup> de longitud de onda, hasta las ondas infrarrojas de 3,000 nm de longitud; sin embargo, el máximo de radiación se da a los 500 nm (Szokolay, 1978). Cada año el Sol irradia aproximadamente cinco mil veces la energía anual consumida en el mundo (Daniels, 1997).

La intensidad con la que la radiación solar alcanza un lugar depende del punto de la superficie terrestre donde éste se localice. Lo anterior se debe, principalmente, a la forma elíptica de la órbita que describe la trayectoria de nuestro planeta alrededor del Sol, así como a la inclinación del eje de rotación terrestre con respecto al plano orbital (23°27') (Fuentes, 2015). Otros factores que afectan a la intensidad de la radiación solar son la nubosidad, los aerosoles que se encuentran en la atmósfera, el albedo, la altitud y la masa de aire atmosférica (IMN, 2016).

Un aspecto importante que considerar cuando se habla de radiación solar son los ángulos solares. El ángulo que forma la línea recta entre los centros del Sol y la Tierra con respecto al plano ecuatorial se conoce como declinación solar (Ilustración 29). Éste ángulo permite conocer la ubicación del Sol y varía según las estaciones del año, debido a la inclinación del eje de rotación terrestre que ya se había mencionado (Iqbal, 1983).

---

<sup>18</sup> 1 nanómetro (nm) equivale a  $1 \times 10^{-9}$  m

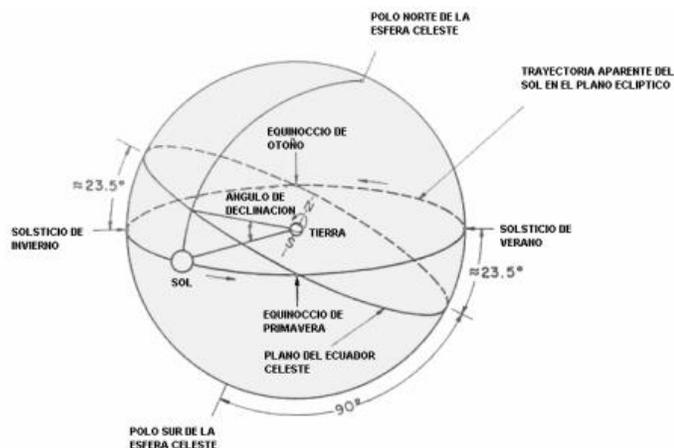


Ilustración 29. Declinación solar (Iqbal, 1983)

Finalmente, existen distintos ángulos solares con respecto a la ubicación del observador (Ilustración 30). El ángulo cenital es el ángulo entre el cenit local y la línea que une al observador y el sol. La altura solar es la altura angular del sol sobre el horizonte del observador, es el ángulo complementario del ángulo cenital. El acimut es el ángulo en el cenit local que se forma entre el plano del meridiano donde se ubica el observador y el y el plano de un gran círculo que pasa por a través del cenit. El ángulo horario es el ángulo medido entre el meridiano del observador y el meridiano del sol (Iqbal, 1983).

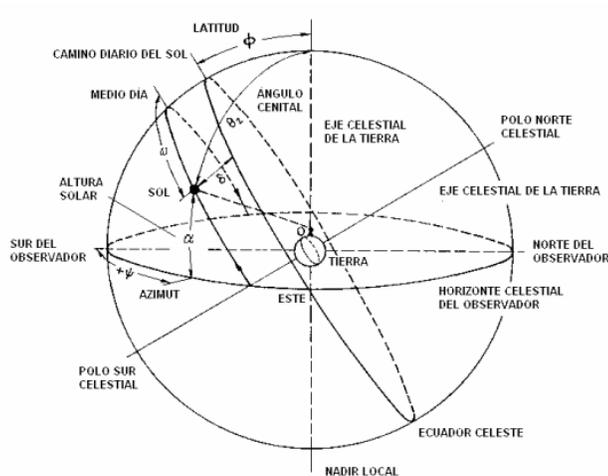


Ilustración 30 Ángulos solares (Iqbal, 1983)

## ANEXO 2. Estimación de irradiancia solar

La radiación solar no sufre pérdidas apreciables en su trayecto a través del espacio vacío. Sin embargo, la densidad del flujo radiante solar, conocida como irradiancia, se ve afectada por la distancia Tierra-Sol ya que parte de la misma es interceptada por la Tierra. Por lo tanto, la irradiancia es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética (W/m<sup>2</sup>).

Para estimar la irradiancia que incidirá sobre la superficie receptora de rayos solares para la generación de energía eléctrica dentro de un sistema, es necesario distinguir las tres componentes de la irradiación solar (Zepeda, 2015), que son:

- a. *Radiación directa*: Representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta del Sol.
- b. *Radiación difusa*: Incluye la cuantificación de todos los rayos solares dispersados por la atmósfera. Es el total de la radiación procedente de todo el cielo salvo en línea directa con el Sol.
- c. *Radiación del albedo*: Es aquella fracción de radiación procedente de la reflexión en el suelo. Comúnmente representa una contribución muy pequeña y tiende a ser despreciada en la mayoría de las aplicaciones.

La suma de las tres componentes constituye la *irradiancia global*, por lo que ésta se puede definir como lo indica la Ecuación 4:

$$\text{Ecuación 4. Cálculo de la irradiancia global} \\ G=rD+rd+ra \quad (4)$$

Donde:

G= Irradiancia Global (W/m<sup>2</sup>)

rD= Radiación directa (W/m<sup>2</sup>)

rd= Radiación difusa ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

ra= Radiación del albedo ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

Por lo tanto, cada componente representa un porcentaje de la irradiancia global, dicho porcentaje varía en función de la nubosidad que se presente a lo largo del periodo de medición. Normalmente, la radiación solar directa es la componente de mayor trascendencia de la irradiancia global, ya que representa el mayor porcentaje de energía dentro de la misma. Así mismo, es de suponerse, que la radiación global tenderá a tener valores similares a la radiación difusa en días nublados.

### **ANEXO 3. Generación de energía eléctrica a partir de energía solar**

La conversión directa de energía solar a energía eléctrica se lleva a cabo por tres efectos, dependiendo del tipo de energía que se esté aprovechando: el efecto fotoeléctrico, el efecto termoeléctrico y el efecto termoiónico.

Por su parte, los efectos termoeléctrico y termoiónico generan energía eléctrica a través del aprovechamiento de la energía calorífica del sol. El efecto termoeléctrico se obtiene por medio de la aplicación de calor a la unión o soldadura de dos materiales diferentes, mientras que el efecto termoiónico se presenta cuando un metal que se encuentra al vacío se calienta a una temperatura muy alta (Meinel y Meinel, 1982).

A continuación, se presentan algunas aplicaciones que aprovechan los efectos previamente mencionados para la generación de energía eléctrica a partir de energía solar, sus características y ejemplos de proyectos en los que se han empleado estos sistemas.

#### **Sistemas Fotovoltaicos**

La unidad básica de los sistemas fotovoltaicos se conoce como células o celdas solares. Al conjunto interconectado de varias celdas solares se le conoce como panel solar. A su vez, la interconexión de una serie de paneles solares da lugar a un sistema fotovoltaico (Martín y Fernández, 2007).

**Celdas solares.** Las celdas solares transforman la energía solar en energía eléctrica gracias al efecto fotoeléctrico. Existen dos tipos de efectos fotoeléctricos: interno y externo. Debido al bajo rendimiento del efecto externo, presente en metales dentro de recipientes al vacío, las celdas solares utilizan el efecto fotoeléctrico interno que se presenta en materiales semiconductores. El rendimiento del efecto fotoeléctrico interno es del 100%, sin embargo, el rendimiento de una celda solar siempre es menor debido a diferentes causas que se mencionarán más adelante (Meinel y Meinel, 1982).

El proceso mediante el cual se convierte la energía solar de manera directa en energía eléctrica en las celdas solares se presenta cuando un fotón de la energía lumínica proveniente del sol alcanza a un átomo de algún material (en este caso un semiconductor), el átomo absorbe la energía del fotón lo que genera la excitación de un electrón que queda liberado y permite que se mueva. La liberación libre de varios electrones puede producir una corriente eléctrica generando energía eléctrica a partir de la energía solar (Gracia Piña, 2014).

Existen diferentes tecnologías empleadas para la fabricación de celdas solares. El rendimiento de las celdas solares depende, en mayor medida, a la tecnología empleada durante su fabricación (Tabla 70 y Tabla 70). A continuación, se enlistan las diferentes tecnologías junto con sus características principales:

- a) *Celdas de silicio monocristalino*: Físicamente, tienen una apariencia oscura ya que la superficie está texturizada para absorber la luz de mejor manera. Cuentan con una rejilla de conductores finos que recogen la fotocorriente y con las esquinas biseladas, ya que se obtienen del corte de barras de silicio de sección circular. Esta tecnología ofrece el mayor rendimiento de las celdas y paneles solares. Para lograr un mejor rendimiento es necesaria una elevada pureza y perfección cristalina en su proceso de fabricación, por lo que su costo es mayor al de otras tecnologías.
- b) *Celdas de silicio policristalino*: Su aspecto es menos oscuro que las celdas de silicio monocristalino. Su costo de producción es menor a las celdas de silicio monocristalinas, sin embargo, ofrecen un rendimiento menor.
- c) *Celdas de silicio amorfo opaco y silicio amorfo semitransparente*: Es la tecnología más consolidada de las láminas delgadas. Los paneles que utilizan esta tecnología ahorran material y tiempo en cuanto durante su fabricación, con respecto a las celdas de silicio monocristalinas y policristalinas. Como desventaja, presentan un rendimiento menor al resto de las tecnologías, sin embargo, su empleo como

alternativa de generación de energía eléctrica en edificios es cada vez más común debido a su aspecto, versatilidad y posibilidad de diferentes grados de transparencia.

- d) *Celdas de sulfuro de cadmio (CdS)*: Como su nombre lo indica, están formadas de sulfuro de cadmio, además de una capa de sulfuro de cobre. Este tipo de celdas no es tan comercial debido al bajo rendimiento que tienen en comparación con las celdas de silicio y a la toxicidad del cadmio, sin embargo, su producción mediante técnicas de deposición en película delgada hace que su fabricación sea más económica.
- e) *Celdas de arseniuro de galio (GaAs)*: Este tipo de celdas cuentan con varias ventajas con respecto a otras tecnologías. Cuenta con el mayor porcentaje de rendimiento entre el resto de las tecnologías. Tiene una elevada absorbancia lo que permite una mayor absorción de fotones dentro de la longitud de difusión de la unión. Además, este material es resistente a elevadas temperaturas, lo que evita pérdidas de rendimiento.
- f) *Celdas EFG*: Denominada así por sus siglas en inglés (Edge Defined filmed Grown), estas celdas cristalinas “de crecimiento en cinta sustentado por el borde” cuenta con propiedades eléctricas parecidas a las celdas de silicio policristalino pero pueden tener forma rectangular y tienen un aspecto más homogéneo.

Tabla 70. Rendimiento de celdas fotovoltaicas de acuerdo a su tecnología

<b>Tecnología</b>	<b>Rendimiento</b>
<b>Silicio monocristalino</b>	12-15 % (Martín y Fernández 2007)
<b>Silicio policristalino</b>	11-13 % (Martín y Fernández 2007)
<b>Silicio amorfo opaco</b>	5% (Daniels, 1997)
<b>Silicio amorfo semitransparente</b>	4% (Daniels, 1997)

Tabla 71. Rendimiento de celdas fotovoltaicas de acuerdo a su tecnología (Continuación)

<b>Tecnología</b>	<b>Rendimiento</b>
<b>Sulfuro de Cadmio CdS</b>	5-8% (Meinel y Meinel, 1982)
<b>Arseniuro de Galio</b>	16-20% (Meinel y Meinel, 1982)
<b>Celdas EFG</b>	10-15% (Meinel y Meinel, 1982)

**Paneles fotovoltaicos.** Como se mencionó, el conjunto interconectado y encapsulado de varias celdas solares se le conoce como panel o módulo solar (Martín y Fernández, 2007). Generalmente, las celdas solares tienen un área aproximada de 100 cm<sup>2</sup> con un voltaje relativamente estable de aproximadamente 0.55 V. Las celdas solares se conectan para lograr valores de tensión más elevados y de esta manera poder utilizarse en diferentes aplicaciones.

La conexión de las células puede hacerse de dos maneras: en serie y en paralelo. Si lo que se busca es lograr una corriente mayor, deberán utilizarse paneles cuyas celdas estén conectadas en paralelo. Por otro lado, si la aplicación para la que está siendo diseñado el sistema requiere de elevados valores de tensión (voltaje) entonces las celdas deberán estar interconectadas en serie. Es importante tomar en cuenta que el voltaje de salida del módulo, en caso de que se esté utilizando un sistema de almacenamiento de energía (baterías), deberá ser relativamente mayor al voltaje de la batería.

El tamaño de los paneles fotovoltaicos varía, las dimensiones más comunes pueden ir desde los 0.5 m<sup>2</sup> a los 1.30 m<sup>2</sup>. Normalmente cada panel está constituido por 36, 60 ó 72 celdas solares conectadas entre sí en serie (López, Mondragón, 2011). La potencia de un

panel fotovoltaico puede ir desde 50 Wp<sup>19</sup> hasta 320 Wp dependiendo de la tecnología que empleen, sus dimensiones y la cantidad de celdas solares que lo compongan.

***Características eléctricas de los paneles fotovoltaicos.*** Para realizar el diseño de un sistema fotovoltaico, se deben tomar en cuenta las características eléctricas de los paneles fotovoltaicos que lo conforman, dichas características se encuentran normalmente en las fichas técnicas proporcionadas por el proveedor o fabricante del panel.

- a) Potencia pico (Wp): Se refiere a la potencia máxima que un panel fotovoltaico es capaz de generar en condiciones estándar de iluminación y temperatura. Se consideran condiciones estándar a una irradiancia solar de 1000 W/m<sup>2</sup> de, una atmósfera estándar (cielo despejado) y una temperatura de 25°C.
- b) Rendimiento o eficiencia: Se define como el cociente de la potencia máxima entre la potencia luminosa que recibe el módulo. Por ejemplo, un módulo de 1 m<sup>2</sup> con un 15% de rendimiento genera una potencia de 150 W bajo un sol de 1000 W/m<sup>2</sup> (Martín y Fernández, 2007). El rendimiento del panel depende de la tecnología empleada en la fabricación del mismo y se puede ver afectado por una serie de factores que se mencionan más adelante.
- c) Potencia de salida (Voc): Se refiere al voltaje máximo que genera un módulo fotovoltaico expresado en Volts (V). También se conoce como voltaje a circuito abierto.
- d) Corriente eléctrica a corto circuito (Isc): Se define como la corriente máxima generada. Se expresa en amperes (A) y está relacionada con la radiación luminosa y el área superficial del panel.

---

<sup>19</sup> Wp = Watts de potencia pico

- e) Factor de forma (FF -Fill Factor-): Se refiere a la relación de la potencia de real de las celdas solares ( $V_{pmax} \times I_{pmax}$ ) con la salida de potencia en corto circuito ( $V_{oc} \times I_{sc}$ ). Los fabricantes otorgan este parámetro para obtener el rendimiento real de una celda solar (Jellea y Breivikb, 2012).

**Características mecánicas y estructura.** El panel fotovoltaico permite proteger las celdas solares de las condiciones de la intemperie. La estructura de un panel fotovoltaico convencional comercial normalmente consta de un marco o soporte, vidrio templado, encapsulante, celdas solares, contacto eléctrico, otra capa de encapsulante y una cubierta posterior. A continuación se describe de manera más detallada cada elemento (Martín y Fernández, 2007):

- a) *Vidrio:* Se utiliza vidrio templado para resistir los esfuerzos térmicos. El vidrio que se utilice debe contar con una alta transmittancia luminosa para permitir pasar la mayor cantidad de radiación solar al sistema. El espesor del vidrio varía entre 3 y 4 milímetros.
- b) *Encapsulante:* Normalmente, se emplea el etil-vinil-acetato (EVA) que es un polímero transparente. Algunos paneles utilizan resinas como encapsulante para su fabricación.
- c) *Cubierta posterior:* Esta capa también es visible desde la parte frontal del panel entre las celdas solares, por lo que su aspecto interviene en la estética final del edificio si los paneles se utilizan en un sistema de fachada. Comúnmente, la cubierta posterior está constituida por Tedlar<sup>20</sup> de color blanco, aunque los hay en varios colores, incluso

---

<sup>20</sup> Laminado de fluoruro de polivinilo

transparente. Esta cubierta también puede ser de vidrio lo que aumenta la transparencia del panel.

Los materiales con los que están fabricados los módulos o paneles fotovoltaicos es de gran trascendencia para el tema de investigación de la tesis, ya que sus características térmicas pueden generar pérdidas significativas en el rendimiento del panel en caso de que éste absorba demasiada energía térmica.

**Sistemas fotovoltaicos.** Se conoce como sistema fotovoltaico al conjunto de paneles fotovoltaicos interconectados y los diferentes elementos necesarios para transformar la energía solar. Estos sistemas pueden o no estar conectados directamente a la red de energía eléctrica local.

a) *Sistemas conectados a la red:* En este tipo de sistemas la instalación permanece conectada a la red en la totalidad de su tiempo de operación. En caso de que el edificio o proyecto donde se encuentre la instalación no consuma el total de la energía eléctrica al momento de ser producida, ésta se manda a la red y se distribuye a los usuarios que lo requieran. La ventaja de este tipo de instalación es que no será necesario almacenar energía. Durante las horas en las que no hay sol, el sistema tomará energía eléctrica de la red como lo haría comúnmente (Grupo Simec Chile SRL, 2010).

Este tipo de sistemas requieren de medidores bidireccionales que permitan medir la energía que se recibe de la red y la energía que se envía a ésta con la finalidad de medir el consumo real del edificio proveniente de la red o, incluso, definir si el edificio está generando más energía eléctrica de la que consume (Grupo Simec Chile SRL, 2010). Los sistemas conectados a la red se consideran más fiables ya que en caso de una avería o de

falta de insolación suficiente para abastecer el inmueble, se cuenta con una fuente alternativa de alimentación (López, 2011).

b) *Sistemas aislados*: Los sistemas no conectados a la red eléctrica local se conocen como sistemas aislados. En este tipo de instalaciones el sistema debe contar con un sistema de acumulación para poder almacenar la energía eléctrica generada que no es utilizada durante las horas de insolación. El sistema de acumulación está constituido por un conjunto de acumuladores recargables (baterías) cuya dimensión está en función del consumo del edificio para garantizar la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica del mismo (López, 2011).

Si se está proyectando un sistema aislado, deberá proponerse baterías con un bajo valor de autodescarga, larga vida útil, que requieran de bajo o nulo mantenimiento y que cuenten con un elevado número de ciclos de carga-descarga (López, Mondragón, 2011).

Este tipo de sistemas es ideal para edificios o proyectos que se encuentren alejados de los servicios públicos o que no cuenten con el servicio de energía eléctrica. La instalación de sistemas aislados en inmuebles alejados de los servicios supone un ahorro significativo en cuanto a la instalación de infraestructura eléctrica necesaria como canalización y cableado de largas distancias. Una alternativa para el empleo de este tipo de sistemas es la creación de granjas solares<sup>21</sup> para satisfacer las necesidades de toda una comunidad que no cuente con energía eléctrica.

---

<sup>21</sup> Arreglos fotovoltaicos que pueden abarcar superficies de varias hectáreas y con un alcance de distribución de energía eléctrica mayor (Zweibel, Mason, & Fthenakis, 2007)

### **Componentes del sistema**

Para generar energía eléctrica se requiere que el sistema cumpla con funciones de captación de energía solar, transformación, almacenamiento (depende del proyecto) y distribución. A continuación, se enlistan los diferentes componentes de un sistema fotovoltaico, así como sus características y funciones principales (Martín y Fernández; Grupo Simec Chile SRL, 2010).

**Generador o arreglo fotovoltaico.** Se conoce así al conjunto de paneles fotovoltaicos interconectados que tienen como función captar la irradiancia y transformarla en energía eléctrica. Normalmente, está conformado por varios paneles, a excepción de las aplicaciones que no requieren de valores elevados de tensión y corriente, por ejemplo, las luminarias urbanas solares. Los paneles fotovoltaicos se conectan en serie (hileras) hasta alcanzar los niveles de tensión o voltaje deseados. Posteriormente, se realiza la conexión en paralelo de tantas hileras como sea necesario para alcanzar la corriente o intensidad necesaria del sistema. El arreglo fotovoltaico genera corriente continua en baja tensión (12, 24, 32, 36 o 48 volts). Además de los paneles, el arreglo fotovoltaico también está compuesto por elementos como el cableado, cajas de conexión, diodos de bloqueo, diodos de paso y fusibles.

Es importante recordar que el sistema fotovoltaico siempre tendrá un rendimiento menor al de los paneles fotovoltaicos debido a los factores que influyen en el comportamiento de los mismos que se presentaron en el capítulo anterior.

**Inversor.** Componente del sistema cuya función es transformar la corriente continua de baja tensión generada por el arreglo fotovoltaico en corriente alterna de una magnitud y frecuencia según los parámetros de la red y los aparatos eléctricos de cada país. En el caso

de México los inversores transforman la corriente continua en corriente alterna a 110 volts o 220 volts y 60 Hertz (Hz) de frecuencia.

El inversor está conformado por tres etapas:

- 1) *Etapa osciladora*: Su función es generar pulsos a una frecuencia similar a la de la red eléctrica local.
- 2) *Etapa amplificadora*: Tiene la función de amplificar la señal pulsante de la etapa osciladora. Está conformada por transistores.
- 3) *Etapa elevadora de voltaje*: Durante esta etapa un transformador de voltaje eleva la tensión a 110 o 220 volts para poder conectar los aparatos eléctricos que trabajan a ese voltaje con una frecuencia de 60 Hz.

Los parámetros que definen el comportamiento del inversor son los siguientes:

*Rendimiento*: Cociente entre la potencia que suministra el inversor y la potencia continua que recibe. Los rendimientos máximos de un inversor se encuentran entre un 90% y 95%.

*Seguimiento del punto de máxima potencia*: Estrategia implementada en los inversores con el objetivo de buscar el máximo aprovechamiento de la energía producida por los paneles.

*Calidad de onda*: Los valores de frecuencia y voltaje deberán mantenerse sobre los límites que le permitan ser aprovechados en las aplicaciones deseadas.

**Baterías y regulador.** Estos dos elementos son necesarios cuando se pretende que el sistema cumpla con la función de almacenar energía eléctrica para utilizarla en un momento posterior a su captación, por ejemplo, durante la noche. Estos componentes normalmente se

descartan cuando se emplean sistemas conectados a la red. Por un lado, las baterías de ciclo profundo

tienen la función de almacenar la energía eléctrica que generaron los paneles fotovoltaicos. Estas baterías en su máximo estado de carga pueden proveer hasta 20 horas continuas de energía eléctrica.

Por su parte, el regulador tiene como objetivo controlar el ciclo de carga y descarga del banco de baterías. Además, tiene la función de proteger a las baterías en caso de una sobrecarga o descarga excesiva. El regulador es necesario para evitar la disminución de la vida útil de las baterías y reducir los riesgos de incendio por explosión de una batería. En caso de una sobrecarga o descarga, el regulador puede funcionar por medio de un cierre automático del flujo de corriente hacia o desde las baterías, o bien, emitir una señal visible o sonora.

### **Parámetros eléctricos del sistema**

Para conocer el potencial de generación de energía eléctrica de un sistema fotovoltaico se deberán tomar en cuenta, por un lado, los condicionantes particulares del proyecto. El lugar (recurso solar disponible, horas de asoleamiento anuales y parámetros climáticos del sitio) y la ubicación concreta de los paneles (orientación y generadores externos de sombreado). Por otro lado, se deberán analizar las características del sistema (independientemente de las condicionantes del proyecto) (Caamaño, 1998).

A continuación, se presentan algunos conceptos básicos establecidos por el Joint Research Centre (JRC-ESTI) de las Comunidades Europeas en Ispra, Italia para conocer el potencial de generación eléctrica de un sistema fotovoltaico.

- a) *Productividad del Generador fotovoltaico o Array Yield (YA)*: Se refiere a la energía producida por el panel fotovoltaico en un determinado periodo de tiempo ( $E_{GFV, \tau}$ ) por unidad de potencia instalada.

Ecuación 5. Cálculo de Productividad del Generador fotovoltaico

$$Y_A = \frac{E_{GFV, \tau}}{P_{nom, G}} \quad (\text{kWh.kW}_p^{-1} \leftrightarrow \text{h}) \quad (5)$$

- b) *Productividad Final o Final Yield (Yf)*: Se define como la energía útil producida por el panel en un periodo de tiempo determinado ( $E_{FV, \tau}$ ) por una unidad de potencia instalada.

Ecuación 6. Cálculo de Productividad Final

$$Y_F = \frac{E_{FV, \tau}}{P_{nom, G}} \quad (\text{kWh.kW}_p^{-1} \leftrightarrow \text{h}) \quad (6)$$

- c) *Productividad de Referencia, o Reference Yield (YR)*: Es el cociente de la irradiación solar incidente sobre el panel a lo largo de un cierto período de tiempo ( $G_{inc, \tau}$ ) entre la irradiancia en Condiciones Estándar ( $ISTC = 1 \text{ kW.m}^{-2}$ ):

Ecuación 7. Cálculo de Productividad de Referencia

$$Y_R = \frac{G_{inc, \tau}}{ISTC} \quad (\text{h}) \quad (7)$$

- d) *Rendimiento Global del Sistema, o Performance Ratio (PR)*: Relaciona la energía útil generada por el sistema con aquella teóricamente disponible. Este parámetro es independiente del tamaño del sistema y de su emplazamiento (a excepción de la temperatura ambiente):

Ecuación 8. Cálculo de Rendimiento Global del Sistema

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (8)$$

**Otros sistemas.** A pesar de no ser objeto de la presente investigación, existen otros medios, además del efecto fotovoltaico, por los cuales la energía solar puede ser transformada en energía eléctrica de diferentes maneras. A continuación, se presenta el funcionamiento de diferentes sistemas que aprovechan también el efecto termoeléctrico y termoiónico para generar energía eléctrica, así como los sistemas híbridos que combinan el aprovechamiento de las componentes fotovoltaica y térmica proveniente de la energía solar.

*Sistemas termoeléctricos.* Las celdas solares termoeléctricas generan corriente eléctrica debido a la tensión que resulta de la unión de dos materiales con temperaturas diferentes. La tensión que dicho dispositivo genera es linealmente proporcional a la diferencia de temperaturas entre las uniones fría y caliente (Meinel y Meinel, 1983) y su capacidad es conocida como coeficiente Seebeck. El efecto Seebeck se puede definir como la producción de un diferencial de voltaje entre dos conductores o semiconductores eléctricos (Yilmazoglu, 2016).

Los módulos termoeléctricos son resultado de la interconexión de varias celdas termoeléctricas. Los elementos termoeléctricos se conectan eléctricamente en serie y térmicamente en paralelo (Yilmazoglu, 2016). Estos sistemas permiten aprovechar la componente térmica proveniente de la radiación solar.

El empleo de estos sistemas es menos común que los fotovoltaicos debido a las complicaciones técnicas y de costo en función a su rendimiento. Debido al diferencial de temperatura entre los materiales, resulta complicada la unión de los materiales ya que tienen diferentes coeficientes de dilatación.

**Sistemas termoiónicos.** Las celdas solares termoiónicas aprovechan la corriente eléctrica que fluye resultado de la emisión de electrones de dos superficies metálicas a diferentes temperaturas. Las celdas son tubos al vacío que permite incrementar dicho efecto en un solo dispositivo.

La desventaja de este tipo de sistemas es la elevada temperatura que se requiere para que elevar la velocidad del movimiento de los electrones y con esto aumentar el rendimiento eléctrico del dispositivo. Este tipo de sistemas se emplean principalmente en aplicaciones espaciales.

**Sistemas de conversión directa térmica por cambio de fases.** Si durante el cambio de fases del sodio de líquido a gaseoso éste se pasa por un electrodo de alúmina, se produce una caída de presión suficiente para generar corriente. Este fenómeno es conocido como el ciclo de Weber. El rendimiento de conversión es más elevado que en los efectos fotovoltaico y termoeléctrico (hasta 20%) (Meinel y Meinel, 1983), sin embargo, no es comúnmente empleado en aplicaciones arquitectónicas.

En arquitectura, el fenómeno termodinámico de cambio de fases de materiales se emplea en el diseño de envolventes para disminuir la transferencia de calor del interior al exterior del edificio y viceversa. Igualmente, se utiliza para el almacenamiento de energía calorífica y su posterior uso en sistemas de climatización. El aprovechamiento de estos materiales en envolventes arquitectónicas con fines de incrementar el confort térmico al interior de los edificios y reducir el consumo de energía eléctrica se ha incrementado en los últimos años

(Souayfane, Fardoun, & Biwole, 2016). Estos sistemas reducen el consumo energético en los edificios, aunque no sean empleados para la generación directa de corriente eléctrica.

*Sistemas híbridos.* Con la finalidad de incrementar el rendimiento de los sistemas de energía solar, se han diseñado sistemas que combinan el aprovechamiento de la energía fotovoltaica y térmica. Estos sistemas permiten generar energía eléctrica, disipar el calor proveniente de los rayos solares para evitar pérdidas por aumento de temperatura en los paneles y utilizar la energía calorífica para el calentamiento de algún fluido (agua o aire normalmente) para dirigirla a un fin específico.

Este tipo de sistemas se pueden integrar a las envolventes de los edificios o bien como sistemas aislados en amplias superficies de tierra que permitan generar e inyectar energía eléctrica directamente a la red.

Existen varios estudios e investigaciones enfocadas al comportamiento y la estimación de la viabilidad técnica y económica de este tipo de sistemas (Buker, Mempouo, & Riffat, 2014) (Ji, 2006) sin embargo, la mayoría evalúa la viabilidad técnica y económica de proyectos experimentales y no comerciales. Estos estudios concluyen que este tipo de sistemas son una opción interesante para aplicaciones residenciales en diferentes condiciones climáticas, ya que cubren un porcentaje de la necesidad de calentamiento de agua para diferentes usos lo que se traduce en un mayor aprovechamiento de la energía solar, ya que se emplea el calor generada por la misma, además de la electricidad generada por el efecto fotovoltaico. Además, aumentan el rendimiento del panel fotovoltaico disminuyen la temperatura en su superficie lo que evita pérdidas.

Dentro de estos proyectos experimentales, también se han propuesto la integración de varios sistemas y estrategias con la finalidad de aumentar el rendimiento y la eficiencia de

los sistemas solares. La propuesta de combinar el uso de un sistema fotovoltaico/térmico con el aprovechamiento de cambio de fases de los materiales empleando un concentrado parabólico es quizá uno de los experimentos que integra más técnicas de aprovechamiento solar en un sistema (Al Imam, Beg, Rahman, & Khan, 2016). Este estudio indica que un sistema de dichas características podrá alcanzar una eficiencia de hasta 63% en un día soleado y hasta 55% en días nublados. Lo anterior, significa una mayor rentabilidad de la instalación de estos sistemas. A pesar de que este sistema no está integrado a los edificios, podría pensarse en un sistema similar que aproveche todas las ventajas de la energía solar.

A pesar de que actualmente los colectores fotovoltaicos/térmicos no se encuentran fácilmente en el mercado, Axapoulos y Fylladitakis, analizan la viabilidad técnica y económica de sistemas comerciales integrados a los edificios en un sistema de cubierta. Estos sistemas resultan económicamente más viables debido a que su inversión significa un ahorro en el consumo de energía eléctrica al igual que en el combustible empleado en para el calentamiento de agua. Este estudio determinó la viabilidad económica de los sistemas en Atenas y Munich, sin embargo, en la ciudad de Dundee el análisis de rentabilidad advierte que no es económicamente viable debido a la falta de apoyo e incentivos por parte del gobierno. Por lo anterior, dentro del análisis de rentabilidad de cualquiera de los sistemas, los incentivos fiscales y el costo de la electricidad en el sitio propuesto se convertirán en variables trascendentales.

En el caso de estudio de la presente investigación, en la Ciudad de Toluca, el subsidio que se tiene (no sólo en esta ciudad sino en el país) puede disminuir la viabilidad económica de los sistemas debido a que la inversión necesaria para su instalación podrá no verse amortizada

a corto plazo, lo que puede evitar desalentar su uso. Sin embargo, lo anterior se revisará en el análisis de rentabilidad mencionado más adelante.

## ANEXO 4. Formato de solicitud de datos del Servicio Meteorológico Nacional



### PROCEDIMIENTO PARA SOLICITUD DE DATOS METEOROLÓGICOS Y CLIMATOLÓGICOS DE LA COORDINACION GENERAL DEL SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL DE MEXICO

1. Podrán realizar el presente trámite, las instituciones federales, estatales, municipales, paraestatales, empresas, privadas, y toda aquella persona física o moral que requiera datos meteorológicos y/o climatológicos, en el entendido que al recibirlos, se comprometen a no hacer uso indebido de ellos y a responder legalmente a la autoridad correspondiente si incurriese en ello.
2. Los datos se proporcionarán de forma gratuita, debiendo gestionar por oficio ante la Ventanilla Única del Servicio Meteorológico Nacional, ubicada en Av. Observatorio 192, Col. Observatorio, Del. Miguel Hidalgo, CP 11860, México, D.F., Tel. (55) 2636-4600. Correo electrónico: [ventanillaunica@smn.conagua.gob.mx](mailto:ventanillaunica@smn.conagua.gob.mx), con el sello correspondiente y firmado por el titular de la institución, así como dirección, teléfono y correo electrónico, en donde se especificará entre otros aspectos lo siguiente:
  - a. Descripción detallada de los datos que requiere (Característica, tipo de datos, etc.).
  - b. Localidad.
  - c. Período de los datos que solicita (fecha inicial y final).
  - d. Nombre y tipo del proyecto en el que se incluirán los datos, así como resultados que se esperan obtener y la aplicación de estos.
  - e. Especificar claramente, que se comprometen a dar los créditos correspondientes a la Coordinación General del Servicio Meteorológico Nacional (CGSMN) de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) en todos los documentos, informes, notas, y otros similares en que se haya hecho uso de los datos proporcionados por la CGSMN, así como entregar una copia archivo digital e impreso a la CGSMN.
  - f. Fecha tentativa en la que el usuario enviará a la CGSMN lo mencionado en el inciso e).
  - g. En los casos en que los datos solicitados fueren utilizados en algún estudio o proceso diferente al declarado, deberá solicitar nuevamente a la Institución, la autorización correspondiente para su uso.
  - h. Su solicitud será turnada y enviada a la lista de espera. Los datos se podrán obtener en forma digital accediendo personalmente a la dirección de la CGSMN o en caso de que esta última lo determine factible, por medios electrónicos, debiendo para tal fin enviar el acuse de recibo de los datos que le hayan sido proporcionados. Es importante comentar que debido a que el SMN es una institución de servicio público, recibe un alto número de solicitudes y debe priorizarlas en términos de seguridad nacional, salvaguarda de vidas humanas, protección civil, y así sucesivamente.
3. Cualquier otra situación no prevista, será resuelta por la Coordinación del Servicio Meteorológico Nacional de la Comisión Nacional del Agua.

Para mayores informes podrá comunicarse a la Ventanilla Única del Servicio Meteorológico Nacional al correo: [ventanillaunica@smn.conagua.gob.mx](mailto:ventanillaunica@smn.conagua.gob.mx) o al teléfono(+52 55)2636 4600 ext. 3149 y 3336

## ANEXO 5. Métodos matemáticos para el diseño y análisis de proyectos fotovoltaicos

**Método de evaluación técnico-económica de colectores híbridos (FV/T) integrados en la cubierta de edificios (Buker et. al., 2014).** Como parte del resultado de la evaluación de un prototipo de un sistema híbrido, que aprovecha el efecto fotovoltaico y térmico de la energía solar sobre un colector instalado en la cubierta de un edificio en Reino Unido, los autores presentan, entre otros temas, un método para la evaluación técnico-económica de dicho prototipo.

Entre otros resultados, se exponen un modelo matemático para el cálculo de la eficiencia energética de un módulo fotovoltaico, basado en una ecuación inicial para el cálculo de la energía solar que es absorbida por las celdas fotovoltaicas:

Ecuación 9. Cálculo de la Eficiencia Energética de un Módulo Fotovoltaico

$$Q_{abs} = \tau_c \cdot \alpha_{abs} \cdot A_{eff} \cdot I \quad (9)$$

De acuerdo al procedimiento, se calcula el efecto de la temperatura en el rendimiento del panel, introducir los datos del recurso solar disponible, calcular el potencial de generación de energía eléctrica y el factor de almacenamiento del módulo fotovoltaico (Ecuación 10, Ecuación 11 y Ecuación 12, respectivamente). Los datos de irradiación fueron obtenidos del Centro Científico de Datos Atmosféricos de la Nasa.

Ecuación 10. Cálculo del Efecto de la Temperatura en el Rendimiento del Panel

$$\eta^e = \eta_{rc} (1 - \beta_p (T_c - T_{rc})) \quad (10)$$

Ecuación 11. Cálculo del Potencial de Generación de Energía Eléctrica del Panel

$$Q_e = (\alpha \tau) \cdot \xi \cdot I(t) \cdot A_{eff} \quad (11)$$

Ecuación 12. Cálculo del Factor de Almacenamiento del Panel

$$\xi = \frac{A_{cell}}{A_{coll}} \quad (12)$$

Por otro lado, los autores del Instituto de Tecnología de Energía Sustentable de la Universidad de Nottingham, presentan un método para la evaluación económica de la instalación de su prototipo de colector híbrido. Como parámetros emplea la inversión inicial del sistema que, en este caso, representa el 10% del costo total de la instalación del arreglo fotovoltaico, el capital financiado, el periodo del financiamiento, la tasa de interés y el promedio de inflación estimado. Por otro lado, toma en cuenta el costo de compra y venta de energía eléctrica y la estimación del incremento de la misma.

Todos estos parámetros se emplean para el cálculo del Costo de Ciclo de Vida. De esta manera se realiza la comparación entre el ahorro que supone el empleo del sistema contra la inversión inicial y el resto de los gastos que representa tomando el valor presente neto y el valor futuro de la inversión.

Este método puede emplearse para la realización de estudios preliminares y la valoración de la viabilidad de la instalación de un sistema. Nos permite realizar el diseño de una instalación FV calculando tomando en cuenta la necesidad energética del edificio y emplea el factor de pérdidas por temperatura. Sin embargo, a pesar de ser un procedimiento sencillo, los autores advierten que las ecuaciones presentadas pueden no ser las más precisas.

De acuerdo con la revisión de la literatura, las ecuaciones aquí presentadas son útiles, sin embargo, la inexactitud en el cálculo del potencial de generación de energía eléctrica se debe a que no se toman en cuenta el resto de los factores de pérdidas que influyen en la instalación de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios, así como la orientación e inclinación a la que está colocado el arreglo fotovoltaico. Por otro lado, en sus variables no se incluye el tipo de tecnología empleada, ni las especificaciones técnicas otorgadas por el fabricante.

Por otro lado, el análisis financiero es más completo que la evaluación técnica ya que incluye la inversión, el financiamiento, los gastos resultados de la operación y mantenimiento del sistema y la estimación del potencial de ahorro. En conclusión, desde un punto de vista técnico, las ecuaciones presentadas pueden utilizarse para realizar un cálculo sencillo y formarse un primer criterio sobre la viabilidad técnica del diseño, pero financieramente el método arroja resultados con un elevado grado de precisión.

**Método de integración de sistemas fotovoltaicos integrados en los edificios (Zepeda, 2015).** Dentro de su tesis sobre el potencial estimado de generación de energía eléctrica por sistemas fotovoltaicos integrados en superficies, el autor plantea un método para la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios. El método plantea cuatro pasos además de la evaluación en tres casos de estudio con condiciones climáticas y físicas diferentes.

La primera parte del método son los preliminares, donde se indica la ubicación geográfica (latitud), la irradiancia y la información sobre el entorno urbano del sitio del proyecto. En segundo lugar, realiza estudios de solarimetría por medio de geometría solar. Además, realiza la estimación de la radiación solar sin obstrucciones por medio de una ecuación (Ecuación 13) (Collares-Pererira y Rabl), 1979) e introduce los valores de irradiancia que se encuentran de los atlas de irradiancia solar en México (Almanza y Estrada-Cajigal, 2005):

$$\frac{I_g}{H_g} = \left(\frac{\pi}{24}\right) * \frac{(a+b)(\cos\omega - \cos\omega_s)}{\text{sen } \omega_s - \left(\frac{\pi\omega_s}{180}\right) * \cos\omega_s} \quad (10)$$

Donde:

$I_g$ =Irradiación global horaria

$H_g$ =Irradiación global horaria

$\omega_s$ = Ángulo horario al alba o al ocaso

$\omega_s$ = Arco seno (-tan  $\phi$  tan $\delta$ )

Para los valores de a y b:

$a=0.4090 + 0.5016\text{sen}(\omega_s-60)$

Dentro de este módulo también realiza estudios de disminución de irradiancia global por sombreado y propuesta de nomograma de irradiancia en superficies de edificios ubicados en diferentes densidades urbanas. Para este módulo utiliza como herramienta el software Ecotect y Biosol, cuyo funcionamiento y utilidad se presentará más adelante.

Continúa con el cálculo de la productividad de un sistema fotovoltaico, utilizando diferentes ecuaciones para la estimación e la energía anual producida (Ecuación 14) (Perpiñan, 2012) (Eiffert y Kiss, 2003), además de los parámetros eléctricos de este tipo de sistemas que se revisaron con anterioridad.

Ecuación 14. Cálculo de la Productividad de un Sistema Fotovoltaico

$$E_{ac} = P_g \times \frac{G_{efa}}{G_{stc}} \times PR \times (1 - FS) \quad (14)$$

Donde:

$E_{ac}$ =es la energía producida anual (kWh)

$P_g$ = es la potencia nominal del generador fotovoltaico (kWp)

$G_{efa}$ = irradiancia efectiva anual incidente en el plano del generador (kWh/m<sup>2</sup>)

$G_{stc}$ = irradiancia en condiciones estándar de medida

(STC,  $G_{stc}= 1 \text{ kW/m}^2$ ,  $T_c=25^\circ\text{C}$ )

$PR$ = rendimiento del sistema o performance ratio (%)

$FS$ = Factor de sombra (%)

Finalmente, realiza la estimación de los beneficios ambientales calculando la mitigación de CO<sub>2</sub> en la atmósfera por la integración de este tipo de sistemas. La evaluación se realiza con el uso de un indicador de alta y uno de media mitigación.

El método se aplica en tres diferentes casos de estudios para la Ciudad de México, Hermosillo y Tuxtla Gutiérrez. Todo lo anterior tiene como resultado la creación de indicadores de generación de energía, mitigación de CO<sub>2</sub> y efecto del entorno urbano en la integración de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios de México.

Este método tiene la ventaja de ser muy completo para el análisis de viabilidad técnica de un proyecto fotovoltaico, ya que explica cubre una amplia gama de parámetros aplicables y toma en cuenta las variables necesarias para calcular el potencial de generación eléctrica, aunque no profundiza en el análisis de factores de pérdidas de rendimiento además del sombreado.

Por otro lado, la evaluación ambiental se ve limitada a la mitigación de CO<sub>2</sub> producto del empleo de los sistemas, sin tomar en cuenta el impacto ambiental resultado de la producción de los paneles en todo su ciclo de vida. El método tampoco hace mención de parámetros financieros ni aspectos relativos a la operación y mantenimiento de los sistemas, además de que está enfocado a la evaluación del potencial de generación de energía aplicado a casos de estudio específicos sin intervenir en la fase de diseño de los mismos.

**Métodos de cálculo para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos (Romo, 2015).** Como parte del Diplomado en línea en Arquitectura Bioclimática y Sustentable que ofrece la Universidad Nacional Autónoma de México, el autor plantea dos métodos de cálculo para el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica. El primero, es un método general y sencillo en el que únicamente se requieren datos de radiación horizontal global y

propone como fuente de dicha información los diferentes atlas de radiación solar en México disponibles. Entre las variables del método se encuentran el tipo de tecnología empleada en el sistema, el rendimiento nominal del panel y la superficie de captación del modelo seleccionado. Financieramente, únicamente analiza el costo de la inversión por medio del costo por watt instalado.

El autor propone un segundo método, más detallado. En éste, se contemplan los diferentes factores de pérdidas por medio del empleo de coeficientes. Además, dimensiona las baterías necesarias para el almacenamiento de la energía. Igualmente, toma en cuenta un coeficiente de corrección por la inclinación de los paneles.

En ambos métodos, se contempla el consumo energético del edificio para el dimensionamiento del sistema. En el primer método, el dato de consumo está dado, por lo que se puede intuir que se obtiene del recibo de luz. El segundo método incluye un diagnóstico por censo de los distintos equipos eléctricos que hay en el inmueble, así como la iluminación del mismo.

El método general, puede funcionar para tener un primer acercamiento con el dimensionamiento, como estudio preliminar, para determinar si la superficie disponible para la instalación del sistema será suficiente para la captación de la energía que representa el consumo del edificio en condiciones de orientación e inclinación óptimas. Éste sería un primer paso para descalificar el proyecto o continuar con un análisis más detallado que tome en cuenta la orientación, inclinación y los factores de pérdidas que pueden influir en el mismo.

En ninguno de los dos métodos se contempla una evaluación del beneficio ambiental o económico que representaría la ejecución del proyecto. Únicamente se calcula el número de paneles necesarios para cubrir un consumo determinado.

La presente propone como criterio para la continuación con el diseño de la instalación, que en caso de que no se cuente con el espacio físico suficiente para la instalación del número de paneles calculados, se invierta el procedimiento y determine el potencial de generación de energía eléctrica en la superficie disponible y de ser menor al 30% del total del consumo del edificio se califique al proyecto como técnica y económicamente inviable.

**Modelos para la estimación de radiación solar incidente sobre una superficie.** Existen varios autores que han implementado métodos para el modelo y cálculo de la irradiación incidente sobre una superficie. A continuación, se presentan tres de ellos. El Modelo Pérez (Pérez, et.al., 1990) presenta un método para la modelación de la disponibilidad de la iluminación solar y los componentes de irradiancia provenientes de de la radiación global directa y difusa. El modelo fotovoltaico de Reindl (Reindl, 1990) también evalúa el recurso solar incidente sobre una superficie calculando su disponibilidad de manera horaria. Finalmente, el modelo de Hay y Davies (Hay y Davis, 1980) establecieron un modelo para el cálculo de la radiación solar incidente en una superficie inclinada.

## ANEXO 6. Fichas técnicas de equipos utilizados en simulaciones

### Panel solar ubicado en la Planta Fotovoltaica del Posgrado de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México



215-230 Panel Solar  
Watts Policristalino

**Características Principales**

-  Proyecto de ley de alta calidad
-  Garantía módulo reforzado
-  Estructura reforzada
-  Ideal p/los sistemas montados en tierra

**Inversión Segura**

Los paneles ERDM-SOLAR "P6" son fabricados con celdas Policristalinas con potencia de 215 a 230 W/p. Estos paneles son laminados con celdas de 156mm x 156mm y están diseñados para sistemas aislados o de interconexión a la red.

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

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






Mangana No. 1  
Fraccionamiento El Rodeo  
San Andrés Tuxtla  
Veracruz, C.P. 95765  
Teléfono: +52 294.942.7520  
Fax: +52 294.942.7524  
E-mail: info@erdm-solar.com  
Web: www.erdm-solar.com  
Elaborado por el Departamento de  
producción.

Versión No.1  
Última revisión: Agosto del 2015

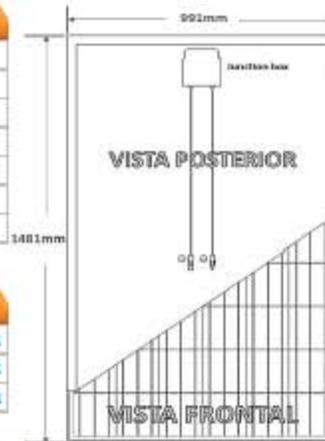
## Características Eléctricas

Características	ERDM 215P6	ERDM 220P6	ERDM 225P6	ERDM 230P6
Voltaje en Circuito Abierto (V <sub>oc</sub> )	32.55 V	32.76 V	33.02 V	33.34 V
Voltaje de Operación Óptima (V <sub>m p</sub> )	27.07 V	27.10 V	27.47 V	27.89 V
Corriente de Cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	8.56 A	8.62 A	8.70 A	8.76 A
Corriente de Operación Óptima (I <sub>m p</sub> )	8.05 A	8.12 A	8.21 A	8.28 A
Potencia Máxima en STC (P <sub>m a x</sub> )	215 W	220 W	225 W	230 W
Temperatura de Operación (°C)	-40 a 90	-40 a 90	-40 a 90	-40 a 90
Máximo Voltaje del Sistema	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
Máximo Valor del Fusible	15 A	15 A	15 A	15 A
Tolerancia de Potencia	+/-3 %	+/-3 %	+/-3 %	+/-3 %
Eficiencia	14.65%	14.99%	15.33%	15.67%

STC: Irradiancia 1000 W/m<sup>2</sup>, Temperatura del Módulo 25°C, AM=1.5

## Características Mecánicas

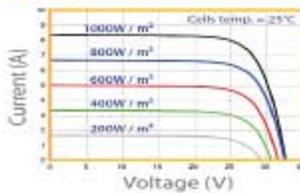
Celda solar	Policristalina
No. de celdas	54 (6 x 9)
Dimensiones	1481mm x 991mm x 50mm
Peso aprox.	20 Kg
Cristal frontal	Cristal Templado Estructurado de 3.2mm
Marco	Aluminio Anodizado
Caja de conexión	Junction Box for PV Module



## Coefficientes de Temperatura

Coefficiente de temperatura de potencia (P <sub>max</sub> )	-0.45 %/K
Coefficiente de temperatura de voltaje (V <sub>oc</sub> )	-0.34 %/K
Coefficiente de temperatura de corriente (I <sub>sc</sub> )	0.05 %/K

## Curvas IV



\* Deviation of V<sub>m p</sub> (V), I<sub>m p</sub> (A), V<sub>oc</sub> (V) and I<sub>sc</sub> (A) of ±2.5%.



**Inversor ubicado en la Planta Fotovoltaica del Posgrado de Ingeniería de la UAEMex y en el Sistema Fotovoltaico de la Azotea del Centro de Ciencias de la Complejidad de la UNAM.**



Maximum energy harvest –  
cloudy or clear



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

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



INPUT DATA															
Fronius 80 Plus V		3.0-4	3.8-4	5.0-4	5.8-4	6.0-4	7.5-4	10.0-4	11.4-4	10.0-3	11.4-3	10.0-3	11.4-3	10.0-3	11.4-3
Recommended DC Power [kW]		2.50 - 3.45	3.20 - 4.40	4.25 - 5.75	5.10 - 6.90	6.25 - 8.00	8.20 - 11.50	9.70 - 13.30	11.40 - 15.50	13.00 - 17.50	14.80 - 20.00	16.50 - 22.50	18.50 - 25.00	20.50 - 28.00	22.50 - 30.00
MPPT voltage range		230 ... 600 V													
DC startup voltage		240 V													
Max. input voltage (4 roots/100V)		600 V													
14 °F / 10 °C in open circuit operation)															
Nominal input current		8.3 A	10.5 A	13.6 A	16.5 A	20.7 A	27.6 A	33.4 A	37.6 A	33.4 A	27.6 A	31.4 A	27.6 A	31.4 A	33.1 A
Max. usable input current		14.0 A	17.8 A	23.4 A	28.1 A	35.1 A	46.7 A	48.7 A	53.3 A	46.7 A	40.7 A	53.3 A	46.7 A	53.3 A	56.1 A
Admissible conductor size [DC]		No. 14 - 6 AWG													
Number of DC input terminals		6													
Max. current per DC input terminal		20 A, Bus bar available for higher input currents													
OUTPUT DATA															
Fronius 80 Plus V		3.0-4	3.8-4	5.0-4	5.8-4	6.0-4	7.5-4	10.0-4	11.4-4	10.0-3	11.4-3	10.0-3	11.4-3	10.0-3	11.4-3
Nominal output power [P <sub>nom</sub> ]		3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W	9950 W	11400 W	9950 W	11400 W	9950 W	11400 W	9950 W	11400 W	12000 W
Max. continuous output power		3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W	9950 W	11400 W	9950 W	11400 W	9950 W	11400 W	9950 W	11400 W	12000 W
304 °F (140 °C) 200 V / 240 V / 277 V		3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W	9950 W	11400 W	9950 W	11400 W	9950 W	11400 W	9950 W	11400 W	12000 W
Nominal AC output voltage		200 V / 240 V / 277 V													
Operating AC voltage range		183 - 229 V [±12 / +10 %] 211 - 264 V [±12 / +10 %] (default) 244 - 305 V [±12 / +10 %]													
Max. continuous output current		14.4 A	18.2 A	24.0 A	28.8 A	36.1 A	48.1 A	48.1 A	54.8 A	48.1 A	41.6 A	47.5 A	41.6 A	47.5 A	51.6 A <sup>†</sup>
240 V		12.5 A	15.8 A	20.8 A	25.0 A	31.3 A	31.3 A	36.1 A	36.1 A	41.2 A	36.1 A	36.1 A	41.2 A	41.2 A	44.4 A <sup>†</sup>
277 V		10.8 A	13.7 A	18.1 A	21.7 A	27.1 A	27.1 A	26.1 A	26.1 A	31.1 A	26.1 A	26.1 A	31.1 A	31.1 A	33.1 A <sup>†</sup>
Number of phases		1													
Admissible conductor size [AC]		No. 14 - 4 AWG													
Max. continuous utility back feed current		0 A													
Nominal output frequency		60 Hz													
Operating frequency range		50.3 - 60.0 Hz													
Total harmonic distortion		< 3 %													
Power factor		1 (at nominal output power)													
GENERAL DATA															
Fronius 80 Plus V		3.0-4	3.8-4	5.0-4	5.8-4	6.0-4	7.5-4	10.0-4	11.4-4	10.0-3	11.4-3	10.0-3	11.4-3	10.0-3	11.4-3
Max. efficiency		96.0 %	96.0 %	95.5 %	95.5 %	96.0 %	96.2 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %
DC efficiency		95.5 %	95.5 %	96.0 %	96.0 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %	96.0 %	n.a.
277 V		96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	n.a.	96.0 %
Consumption in standby [high]		< 1.5 W													
Consumption during operation		14 W													
Cooling		Controlled forced ventilation, variable speed fan													
Enclosure type		NEMA 3R													
Unit dimensions [W x H x D]		17.1 x 26.5 x 9.5 in. 17.3 x 26.1 x 9.5 in. 17.1 x 46.7 x 9.5 in.													
Power stack weight		37 lbs. [14 kg] 37 lbs. [16 kg] 84 lbs. [38 kg]													
Wiring compartment weight		24 lbs. [11 kg] 24 lbs. [11 kg] 26 lbs. [12 kg]													
Admissible ambient operating temperature		-13 °F ... +131 °F [-25 °C ... +55 °C]													
Compliance		UL 1741-2010, IEEE 1547-2003, IEEE 1547-2010, ANS/IEEE C92.41, F52 Part 18 A,B, NED Article 680, C92.2 No. 1073-01 (Sept. 2007), California State Initiative - Program Handbook - Appendix C, Inverter Integral 5 % Motor Performance Specification													
PROTECTION DEVICES															
Fronius 80 Plus V		3.0-4	3.8-4	5.0-4	5.8-4	6.0-4	7.5-4	10.0-4	11.4-4	10.0-3	11.4-3	10.0-3	11.4-3	10.0-3	11.4-3
Ground fault protection		Internal, in accordance with UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 and NEC													
DC reverse polarity protection		Internal, OPV (Open Fault Detector Interrupter); in accordance with UL 1741-2010 and NEC Art. 690													
Surge protection		Internal, in accordance with UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 and NEC													
Over temperature		Output power derating / active cooling													
† per Phase															
** preliminary															



**Fronius USA, LLC**  
 10421 Casson Drive, Suite 1100  
 Brighton, MI 48116  
 E-Mail: [ps-usa@fronius.com](mailto:ps-usa@fronius.com)  
[www.fronius-usa.com](http://www.fronius-usa.com)

## Panel fotovoltaico ubicado en el Sistema Fotovoltaico de la Azotea y la Fachada Sur del Centro de Ciencias de la Complejidad de la UNAM.



**Solartec**  
Energía Renovable

**225 - 250W SOLAR PANEL**  
EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE /  
EFICIENCIA Y DISEÑO EXCEPCIONAL

**BENEFITS / BENEFICIOS**

**High Efficiency / Alta Eficiencia**  
High cell efficiency of up to 16.8%.  
Lider en la industria empleando celdas policristalinas con eficiencias de hasta 16.8%.

**More Power / Mayor Potencia**  
Delivers up to 50% more power per unit area than conventional solar panels and 100% more than thin film solar panels.  
Ofrece hasta un 50% más de potencia por unidad de área a comparación de los paneles solares convencionales y un 100% más que los paneles solares de película delgada.

**Reduces Installation Cost / Reducción en Costos de Instalación**  
More power per panel means fewer modules per installation. This saves both time and money.  
Mas potencia por panel representa menos módulos por instalación. Esto ahorra tanto tiempo como dinero.

**Reliable and Robust Design / Diseño Robusto y Confiable**  
Certified materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allows the module to operate reliably in multiple mounting configurations.  
Materiales certificados, cristal templado y un robusto marco anodizado el cual permite al módulo operar sin problema alguno y en multiples configuraciones de montaje.



**S60PC**  
60 Cell Modules

S60PC-225, S60PC-230, S60PC-240,  
S60PC-245, S60PC-250



**Solartec 225 - 250W solar modules provide industry leading efficiency and performance.**  
Utilizing 60 next generation solar cells and an optimized module design, Solartec S60PC solar module deliver an unprecedented total conversion efficiency of 15.29%. Solartec 225 - 250W modules reduced voltage - temperature coefficient, and exceptional low - light performance attributes, provide far higher energy delivery at peak power than conventional modules.

**Los módulos solares Solartec de 225 - 250W proveen un liderazgo incomparable en la industria gracias a su eficiencia y desempeño.**  
El módulo solar Solartec S60PC utiliza 60 celdas solares de última generación, aunado al óptimo diseño del módulo, permitiéndole ofrecer una eficiencia de hasta 15.29%. El reducido valor del coeficiente de voltaje-temperatura, y su desempeño excepcional en condiciones de baja iluminación permiten a los módulos de 225 - 250W entregar mucha mayor energía en condiciones de potencia máxima, en comparación con los módulos convencionales.

Tested Operating Conditions / Condiciones de Pruebas	
Temperature / Temperatura	-40°C to +90°C (-40°F to +194°F)
Max load / Carga máxima	50pp (2400 pasos) front and back
Impact Resistance / Resistencia al Impacto	Hail Ø-25mm (1 in.) at 23 m/s (52mph)
Complies with / Cumple con	IEC 61215 / IEC 61730 / NMX-1-618

**S60PC**

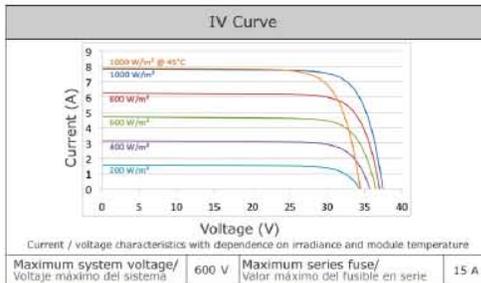
www.solartec.mx

**POLYCRYSTALLINE**



**225 - 250W SOLAR PANEL**  
EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE / EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

Specifications / Especificaciones	
Number of cells / Numero de celdas	60 (6 x 10)
Module dimensions/ Dimensiones del módulo	1640mm x 992mm
Weight / Peso	23.5 kg
Cable / Cable	90 cm long double XLPE layer, TÜV Certified, 4.0mm <sup>2</sup>
Connection / Conexión	IP65 Type IV Junction box with 6 bypass diodes, MC4 Type Plug, TÜV Certified.
Back Sheet / Hoja Trasera	White/Black/Blue TPT or Glass
Frame / Marco	Aluminium (40 mm) or Without frame
Fire Rating / Clasificación de flama	Class C

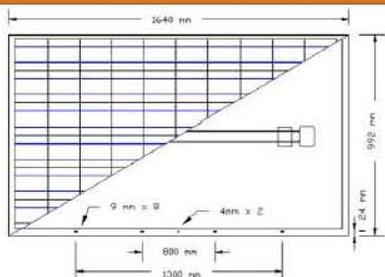


**156mm Polycrystalline Silicon Cells Solar Module / Panel Solar con Celdas de 156mm de Silicio Policristalino**

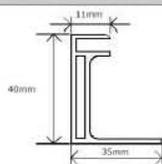
Model / Modelo	S60PC-225		S60PC-230		S60PC-240		S60PC-245		S60PC-250	
	STC	NOCT								
Open circuit voltage (Voc) / Voltaje de circuito abierto	37.00 V	34.10 V	37.17 V	34.30 V	37.51 V	34.60 V	37.68 V	34.80 V	37.85 V	35.00 V
Optimum operating voltage (Vmpp) / Voltaje en el punto de máxima potencia	29.12 V	27.10 V	29.32 V	27.40 V	29.72 V	28.10 V	29.92 V	28.30 V	30.12 V	28.60 V
Short circuit current (Isc) / Corriente de cortocircuito	8.23 A	6.66 A	8.31 A	6.73 A	8.48 A	6.86 A	8.57 A	6.94 A	8.65 A	7.00 A
Optimum operating current (Impp) / Corriente en el punto de máxima potencia	7.73 A	6.07 A	7.84 A	6.14 A	8.08 A	6.29 A	8.19 A	6.37 A	8.30 A	6.45 A
Maximum power (Pmax) / Potencia máxima	225 W	164.4 W	230 W	168.2 W	240 W	176.5 W	245 W	180.4 W	250 W	184.5 W
Module efficiency / Eficiencia del módulo	13.76%		14.07%		14.68%		14.98%		15.29%	

Temperature Coefficients / Coeficientes de Temperatura					
of Isc / de Isc (α)	+0.062% / °C	of Voc / de Voc (β)	-0.330% / °C	of Pmax / de Pmax (γ)	-0.45% / °C

**Dimensions / Dimensiones**



Aluminium Frame / Marco de Aluminio



**Guarantees / Garantías**

Materials comprising photovoltaic modules and any possible defects due to the manufacturing process for 10 years.  
Los materiales que componen los módulos fotovoltaicos y los posibles defectos que se deban al proceso de fabricación por un periodo de 10 años.

At least 90% output power provided by the photovoltaic module over 10 years.  
Generación mínima del 90% de la potencia de salida nominal del módulo a los 10 años.

At least 80% output power provided by the photovoltaic module over 25 years.  
Generación mínima del 80% de la potencia de salida nominal del módulo a los 25 años.

Measured under standard test conditions and normal operating cell temperature (STC:1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5. NOCT:800W/m<sup>2</sup>, 45±2°C, AM 1.5.)  
Medido bajo condiciones de prueba estándar y bajo condiciones de temperatura de operación nominal de la celda (OPS:1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5. TDNC:800W/m<sup>2</sup>, 45±2°C, AM 1.5.)

The electric characteristics of each photovoltaic module are individually monitored leaving the results available to the customer. Warranted Tolerance +3%.  
Las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico son monitoreadas individualmente dejando los resultados a disposición del cliente. Tolerancia Garantizada +3%.

Applications / Aplicaciones
Building Integration Integración arquitectural
Solar Power kits and Plants Plantas de energía solar
Solar Pumping Systems Sistemas de bombeo solar
Energy Bill Savings Reducción de costos en energía

Distributed by / Distribuido por



Contact / Contacto  
**Solartec S.A. de C.V.**  
info@solartec.mx

Carretera Libramiento Norte Km 4.6  
Lote No. 9, Parque Industrial Apolo  
Irapuato, Gto. México CP 36826  
Phone Number: +52 (462) 635 9828



www.solartec.mx

Specifications are subject to changes without any notice / Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso. CAUTION: Read installation manual before using the product. / PRECAUCIÓN: Lea el manual del usuario antes de utilizar el producto.

## Inversor ubicado en el Sistema Fotovoltaico de la Fachada Sur del Centro de Ciencias de la Complejidad de la UNAM.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

**FRONIUS**  
SHIFTING THE LIMITS

**FRONIUS PRIMO**  
/ The future of residential solar is here - Introducing the new Fronius Primo.



 / PC based replacement panel  
 / SnapInverter mounting system  
 / Wi-Fi\* interface  
 / Inverter Design  
 / Smart Grid Ready  
 / Anti-Pitch Circuit Interruption

/ With power categories ranging from 3.8 kW to 15.0 kW, the transformerless Fronius Primo is the ideal compact single-phase inverter for residential applications. The sleek design is equipped with the SnapINverter hinge mounting system which allows for lightweight, secure and convenient installation. The Fronius Primo has several integrated features that set it apart from competitors including dual powerpoint trackers, high system voltage, a wide input voltage range, Wi-Fi\* and SunSpec Modbus interface, and Fronius' online and mobile monitoring platform Fronius Solar.web. The Fronius Primo also works seamlessly with the Fronius Rapid Shutdown Box for a reliable NEC 2014 solution\*\* and offers a Revenue Grade Metering option completely integrated.

**TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO**

GENERAL DATA	FRONIUS PRIMO 3.8 - 8.2	FRONIUS PRIMO 10.0-15.0
Dimensions (width x height x depth)	14.9 x 24.7 x 8.1 in.	28.1 x 25.5 x 8.9 in.
Weight	47.28 lbs.	82.5 lbs.
Degree of protection		IP64A, 4E
High-line consumption		< 3 W
Inverter topology		Transformerless
Cooling		Variable speed fan
Installation		Indoor and outdoor installation
Ambient operating temperature range	-40 - 121°F (-40 - 50°C)	-40 - 149°F (-40 - 60°C)
Permitted humidity		0 - 100 %
DC connection terminals	4x DC+ and 4x DC- screw terminals for copper (solid / stranded / fine stranded) or aluminum (solid / stranded)	4x DC+L, 4x DC- and 4x DC- screw terminals for copper (solid / stranded / fine stranded) or aluminum (solid / stranded)
AC connection terminals		Screw terminals 13 - 6 AWG
Revenue Grade Metering		Optional (ANSI C12.2 accuracy)
Certificates and compliance with standards	UL 1741-2010, UL1998 (for functions: APFC and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C12.2 No. 1073-01 (September 2001), UL1699B Issue 2-2012, CSA T11.14-07 Issue 1-2013	UL 1741-2015, UL1998 (for functions: APFC, RCMU and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690-2014, C12.2 No. 1073-01 (September 2000), UL1699B Issue 2-2013, CSA T11.14-07 Issue 1-2013

PROTECTIVE DEVICES	STANDARD WITH ALL PRIMO MODELS
APFC & 2014 NEC Ready	Yes
Terminal Fault Protection with Isolation Monitor	Yes
Isomagnets	Yes
DC Disconnect	Yes
DC reverse polarity protection	Yes

INTERFACES	STANDARD WITH ALL PRIMO MODELS
Wi-Fi*/Ethernet*/Serial	Wireless standard 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SnapSpec Modbus TCP, SCGM / SnapSpec Modbus RTU
4 inputs or 4 digital inputs/outputs	External relay contacts
USB (A, male)	Data logging and/or updating via USB
3x RS485 (2x45 meters)	Fronius Solar Web, interface protocol
Data logger and Webserver	Included

\*The term Wi-Fi® is a registered trademark of the Wi-Fi Alliance.  
 \*\*Fronius Primo 10.0-15.0 kW requires an external disconnect fixture for code compliance.

INPUT DATA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Recommended PV power (kWp)		8.0 - 12.0 kW	9.1 - 13.7 kW	10.0 - 15.0 kW	12.0 - 18.0 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)		55.0 A / 16.0 A			
Total max. DC current		51 A			
Max. array short circuit current (1.25 I <sub>max</sub> ) (MPPT 1/MPPT 2)		41.3 A / 22.5 A			
Operating voltage range		80 V - 600 V			
Max. input voltage		600 V			
Nominal input voltage		415 V	420 V	425 V	440 V
Admissible conductor size DC		AWG 14 - AWG 8 copper direct, AWG 8 aluminum direct (AWG 10 copper or AWG 8 aluminium for overcurrent protective devices up to 60A, from 61 to 100A minimum AWG 8 for copper or AWG 6 aluminium has to be used), AWG 4 - AWG 2 copper or aluminium with optional input combiner			
MPP Voltage Range		220 - 480 V	240 - 480 V	260 - 480 V	320 - 480 V
Integrated DC string fuse holders		4- and 4+ for MPPT 1 / no fusing required on MPPT 2			
Number of MPPT		2			
OUTPUT DATA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Max. output power	240 V	9995 W	11400 W	12500 W	15000 W
	208 V	9995 W	11400 W	12500 W	13750 W
Max. continuous output current	240 V	41.6 A	47.5 A	52.1 A	62.5 A
	208 V	48.1 A	54.8 A	60.1 A	66.1 A
Recommended OCPD/AC breaker size	240 V	60 A	60 A	70 A	80 A
	208 V	70 A	70 A	80 A	90 A
Max. Efficiency		96.7 %			
CBC Efficiency		96.0 %			96.5 %
Admissible conductor size AC		AWG 10 - AWG 2 copper (solid / stranded / fine stranded) (AWG 10 copper or AWG 8 aluminium for overcurrent protective devices up to 60A, from 61 to 100A minimum AWG 8 for copper or AWG 6 aluminium has to be used) , AWG 6 - AWG 2 copper (solid / stranded) MultiContact Wiringable with AWG 12			
Grid connection		208 / 240 V			
Frequency		60 Hz			
Total harmonic distortion		< 2.5 %			
Power factor (cos $\phi_{ind}$ )		0.1 ind./cap.			