

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BAJA CALIFORNIA
INSTITUTO DE INGENIERÍA

MAESTRÍA Y DOCTORADO EN CIENCIAS E INGENIERÍA



**“ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE TECNOLOGÍAS
FOTOVOLTAICAS EN MEXICALI, BAJA CALIFORNIA”**

TESIS

que para obtener el grado de: **DOCTOR EN CIENCIAS**

JOSÉ FRANCISCO ARMENDÁRIZ LÓPEZ

DIRECTOR DE TESIS

DR. ANÍBAL LUNA LEÓN

CO-DIRECTOR DE TESIS

DR. PABLO ALEJANDRO ARENA GRANADOS

Mexicali, B.C.

Agosto, 2017

DEDICATORIA

A mi madre, a mis hermanos, a mi tío Raymundo y a mi amigo Gonzalo Bojorquez.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por todas las experiencias vividas a lo largo de mi vida.

A mi mamá, por todos sus consejos y regaños, pero sobre todo por su gran ejemplo entrega y dedicación.

A mi familia, en especial a mis hermanos Sissi y Raymundo y a mi tío Raymundo por todo el apoyo que siempre me han dado.

A mi director de tesis, Dr. Aníbal Luna León, por su paciencia, sus consejos, enseñarme a dar siempre el extra y por compartir sus conocimientos de manera desinteresada.

A mi codirector de tesis, Dr. Alejandro Pablo Arena Granados, por sus consejos, su disponibilidad y por compartir sus conocimientos de manera desinteresada.

A CONACyT, por beneficiarme como becario.

A la UABC por todas las facilidades como estudiante y por el apoyo para realizar el intercambio a la UTN en Mendoza, Argentina.

A todos mis profesores por ayudarme a evolucionar como persona y como estudiante; muy especialmente al Dr. Nicolás Velázquez, sus enseñanzas han sido invaluable para mi crecimiento académico, profesional y personal.

A todos mis amigos por su compañía en los buenos y malos momentos, en especial mis amigos Gonzalo Bojorquez, Marcos González y Daniel Olvera por compartir sus conocimientos, su tiempo y ayuda de todo tipo en todos estos años.

A mis compañeros, especialmente a Manuel, Alejandro, Gabriel, Edgar, Federico, Ramsés, Carlos y Sonia.

A los revisores de este documento, sus observaciones son de gran valor para que el documento alcance una mayor calidad.

RESUMEN

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) y el Costo de Ciclo de Vida (CCV) son dos metodologías que tienen el propósito de identificar el impacto ambiental y los beneficios económicos de los diferentes productos y servicios.

La intención de este trabajo es realizar un ACV y un CCV de las tecnologías fotovoltaicas monocristalina, policristalina, amorfa, CdTe y CIS considerando su utilización en un edificio de uso comercial, a partir de un estudio detallado del recurso solar de la ciudad de Mexicali, con la finalidad de identificar orientaciones geométricas de los sistemas fotovoltaicos que tengan un comportamiento similar al identificado como óptimo tanto para el aspecto ambiental como para el aspecto económico.

El recurso solar y la producción de energía se estimaron en TRNSYS v17 de acuerdo a un archivo meteorológico TMY2 generado en METEONORM v6.0. Adicionalmente se comparó la fórmula simplificada para estimar la producción de energía eléctrica recomendada por la Agencia Internacional de Energía (AIE). Para el cálculo del impacto ambiental se utilizó SimaPro v8.1 a partir de la base de datos Ecoinvent v3.1 y para el estudio económico se consideró la tarifa 3 de CFE.

Como resultado, se observó que la fórmula de la AIE subestima entre 10-20% la energía producida por los sistemas fotovoltaicos. Además, el análisis detallado del recurso solar demostró que las cinco tecnologías analizadas cuentan con una amplia variedad de orientaciones con desempeño económico y ambiental similar al identificado como óptimo. Asimismo, las tecnologías fotovoltaicas representan una opción viable de inversión económica en edificios de uso comercial y una alternativa ambiental significativa como fuente de generación eléctrica.

ABSTRACT

The life cycle analysis (LCA) and the life cycle cost (LCC) are two methodologies which purpose is to identify the environmental impact and economic benefits of products and services.

The purpose of this research was to develop a LCA and LCC of photovoltaic technologies, monocrystalline, polycrystalline, amorphous, CdTe and CIS, considering their applicability on commercial buildings facility, conducted throughout a detailed study solar resource of Mexicali, in order to identify geometrical orientations of photovoltaic systems, consistent to behavior identified as optimum for both environmental and economic sides.

Solar resource and energy production were estimated in TRNSYS v17 according to a typical meteorological year file (TMY2) generated on METEONORM v6.0. Additionally a simplified formula recommended by International Energy Agency was evaluated to estimate power energy production. SimaPro v8.1 was used for environmental impact estimation with Ecoinvent v3.1 database, as well as electric bill rate 3 of CFE for economical assessment.

It was observed as a result, that the IEA's formula, underestimates between 10-20% of energy produced by photovoltaic systems. In addition, the detailed analysis of the solar resource proved that 5 of the analyzed technologies provide a wide variety of orientations with economic and environmental performance similar to the optimum method. The photovoltaic technologies represent a viable source of investment on commercial facilities and a significant source of electric generation.

INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	1
ABSTRACT	2
Dedicatoria	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
INDICE DE CONTENIDOS	3
INDICE DE TABLAS	6
INDICE DE Graficas.....	8
INDICE DE FIGURAS	12
1. INTRODUCCIÓN	13
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
JUSTIFICACIÓN	14
1.1.1 Pregunta de investigación e hipótesis	16
1.1.2 Objetivos	17
1.1.2.1 Objetivo general	17
1.1.2.2 Objetivos particulares.....	17
2. ANTECEDENTES.....	18
2.1 Tecnologías fotovoltaicas	18
2.1.1 Eficiencias de las tecnologías fotovoltaicas	18
2.1.2 Proceso de fabricación de las tecnologías fotovoltaicas	19
2.2 Metodología del ACV	21
2.2.1 Normatividad de los ACV y directrices de la AIE	21
2.2.2 Fases	22
2.2.3 Etapas.....	22

2.3	Software especializado y bases de datos.....	24
2.4	Criterios de evaluación de impacto.....	26
2.4.1	Modelos de análisis	26
2.4.2	Mercado y transformación	27
2.4.3	Clasificación y caracterización de los resultados.....	28
2.5	Categorías de impacto ambiental	29
2.5.1	Salud humana	29
2.5.2	Ecosistemas.....	31
2.5.3	Recursos.....	32
2.6	Métodos de evaluación de impacto	33
2.6.1	Métodos de evaluación europeos	34
2.6.2	Métodos de evaluación norteamericanos	36
2.6.3	Métodos de evaluación específicos	36
3.	ESTUDIOS DE CICLO DE VIDA EN LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS	39
3.1	CCV de tecnologías fotovoltaicas	39
3.2	ACV de tecnologías fotovoltaicas	48
3.3	Orientación óptima de las tecnologías fotovoltaicas.....	62
3.4	Modelos del cálculo de radiación en planos inclinados	66
3.1	Mix eléctrico	72
3.1.1	Mix eléctrico nacional.....	72
3.1.2	Mix eléctrico de la Zona Noroeste de CFE	75
3.1.3	Mix eléctrico de Baja California.....	79
4.	METODOLÓGÍA	82

4.1	Caracterización del clima en Mexicali.....	82
4.2	Caracterización del Mix eléctrico	82
4.3	Evaluación de los modelos de cálculo de radiación en planos inclinados y del recurso solar en Mexicali.....	83
4.4	Procedimiento para el CCV de las tecnologías fotovoltaicas	85
4.5	Procedimiento para el ACV de las tecnologías fotovoltaicas	89
5.	RESULTADOS.....	93
5.1	El clima en Mexicali	93
5.1.1	Temperatura y oscilación térmica	93
5.1.2	Humedad	95
5.1.3	Precipitación y evaporación	96
5.1.4	Nubosidad.....	96
5.1.5	Viento.....	97
5.1.6	Radiación	99
5.2	Comportamiento y selección del modelo de cálculo de radiación en planos inclinados a usar	100
5.3	Recurso Solar en la ciudad de Mexicali.....	106
5.4	CCV de las tecnologías fotovoltaicas	125
5.5	ACV de las tecnologías fotovoltaicas	132
5.5.1	Impactos ambientales	132
5.5.2	Tiempo de retorno de la energía (TRE).....	140
5.5.3	Huella de carbono.....	153
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	159
	BIBLIOGRAFÍA	166

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de los ACV de la tecnología monocristalina.....	57
Tabla 2. Resumen de los ACV de la tecnología policristalina.....	58
Tabla 3. Resumen de los ACV de la tecnología amorfa.....	59
Tabla 4. Resumen de los ACV de la tecnología ribbon.....	59
Tabla 5. Resumen de los ACV de la tecnología CdTe.....	60
Tabla 6. Resumen de los ACV de la tecnología CIS.....	61
Tabla 7. Resumen de orientaciones óptimas para tecnologías fotovoltaicas.....	64
Tabla 8. Mix eléctrico en la Zona Noroeste en 2010.....	96
Tabla 9. Orientación e inclinación para el recurso solar mayor anual para los diferentes modelos de cálculo de radiación en planos inclinados.....	102
Tabla 10. Distribución de horas pico durante un año en un plano horizontal.....	124
Tabla 11. Distribución de horas pico en un año en una inclinación a 16° con orientación sur.....	124
Tabla 12. Distribución de horas pico en un año en una inclinación a 32° con orientación sur.....	125
Tabla 13. Distribución de horas pico en un año en una inclinación a 48° con orientación sur.....	125
Tabla 14. Indicadores económicos para la orientación con mayor generación de energía eléctrica en Mexicali (orientación sur franco e inclinación de 31°) de las tecnologías fotovoltaicas.....	127

Tabla 15. Comparativo de Indicadores económicos en relación a las formulas recomendadas por la AIE y las fórmulas procesadas en TRNSYS.....	128
Tabla 16. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología monocristalina.....	129
Tabla 17. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología policristalina.....	129
Tabla 18. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología amorfa.....	130
Tabla 19. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología CdTe.....	130
Tabla 20. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología CIS.....	131
Tabla 21. Resumen del rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología las tecnologías fotovoltaicas.....	131
Tabla 22. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología monocristalina procesado en TRNSYS.....	132
Tabla 23. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología policristalina procesado en TRNSYS.....	132
Tabla 24. Comparativo del rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para las tecnologías monocristalinas y policristalinas según las fórmulas analizadas.....	133
Tabla 25. Recurso solar en kWh/m ² /año que tiene un TRE similar al óptimo.....	150
Tabla 26. Comparativo de TRE similar al óptimo en base al recurso solar en kWh/m ² /año a partir de la fórmula de la AIE y TRNSYS.....	151

Tabla 27. Recurso solar en kWh/m ² /año que tiene un TRENr similar al óptimo..	154
Tabla 28. Comparativo de TRENr similar al óptimo en base al recurso solar en kWh/m ² /año a partir de la fórmula de la AIE y TRNSYS.....	155
Tabla 29. Recurso solar en kWh/m ² /año que tiene emisiones de GEI similar al óptimo.	158
Tabla 30. Comparativo de GEI similar al óptimo en base al recurso solar en kWh/m ² /año a partir de la fórmula de la AIE y TRNSYS.....	159

INDICE DE GRAFICAS

Gráfica 1. Comparativo de generación bruta y ventas internas de energía eléctrica a nivel Nacional para el periodo 2002-2013.....	74
Gráfica 2. Generación de electricidad por tecnología a nivel nacional en gigawatts-hora en 2014.....	75
Gráfica 3. Porcentajes de generación de electricidad por tecnología a nivel nacional en 2014.....	76
Gráfica 4. Porcentaje de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía a nivel nacional en 2014.....	77
Gráfica 5. Porcentaje de generación de electricidad por tecnología en la Zona Noroeste de CFE en 2014.....	79
Gráfica 6. Generación de electricidad por tecnología en gigawatts-hora en la Zona Noroeste en 2014.....	80
Gráfica 7. Porcentaje de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía en la Zona Noroeste en 2014.....	80

Gráfica 8. Comparativo de generación bruta y ventas internas de energía eléctrica en Baja California para el periodo 2002-2013.....	81
Gráfica 9. Ventas internas mensuales de energía eléctrica en Baja California para el periodo 2002-2013.....	82
Gráfica 10. Estimación del porcentaje de generación de electricidad por tecnología en Baja California en 2010.....	83
Gráfica 11. Consumo eléctrico anual del edificio de uso comercial en Mexicali.....	87
Gráfica 12. Temperaturas mensuales y umbral de confort térmico para la ciudad de Mexicali.....	96
Gráfica 13. Humedad relativa mensual para la ciudad de Mexicali.....	97
Gráfica 14. Precipitación pluvial y evaporación mensual para la ciudad de Mexicali.	98
Gráfica 15. Nubosidad mensual para la ciudad de Mexicali.....	99
Gráfica 16. Velocidades de viento mensuales para la ciudad de Mexicali.....	100
Gráfica 17. Velocidades de viento media mensual para la ciudad de Mexicali.....	100
Gráfica 18. Radiación mensual para la ciudad de Mexicali.....	101
Gráfica 19. Irradiación óptima mensual para los modelos de cálculo de radiación en planos inclinados.....	103
Gráfica 20. Estimación de los diferentes modelos de estimación de la radiación en planos inclinados para una inclinación de 30° en diferentes acimuts.....	104
Gráfica 21. Estimación de los diferentes modelos de estimación de la radiación en planos inclinados para una inclinación de 15° y orientación sur.....	105

Gráfica 22. Estimación de los diferentes modelos de estimación de la radiación en planos inclinados para una inclinación de 30° y orientación sur.....	106
Gráfica 22. Estimación de los diferentes modelos de estimación de la radiación en planos inclinados para una inclinación de 45° y orientación sur.....	107
Gráfica 23. Energía anual en kWh/m ² año.....	108
Gráfica 24. Horas solares pico anuales.....	109
Gráfica 25. Energía en enero en kWh/m ² mes.....	110
Gráfica 26. Horas solares pico en enero.....	110
Gráfica 27. Energía en febrero en kWh/m ² mes.....	111
Gráfica 28. Horas solares pico en febrero.....	112
Gráfica 29. Energía en marzo en kWh/m ² mes.....	112
Gráfica 29. Horas solares pico en marzo.....	113
Gráfica 30. Energía en abril en kWh/m ² mes.....	114
Gráfica 31. Horas solares pico en abril.....	114
Gráfica 32. Energía en mayo en kWh/m ² mes.....	115
Gráfica 33. Horas solares pico en mayo.....	116
Gráfica 34. Energía en junio en kWh/m ² mes.....	116
Gráfica 35. Horas solares pico en junio.....	116
Gráfica 36. Energía en julio en kWh/m ² mes.....	117
Gráfica 37. Horas solares pico en julio.....	117
Gráfica 38. Energía en agosto en kWh/m ² mes.....	118

Gráfica 39. Horas solares pico en agosto.....	119
Gráfica 40. Energía en septiembre en kWh/m ² mes.....	119
Gráfica 41. Horas solares pico en septiembre.....	120
Gráfica 42. Energía en octubre en kWh/m ² mes.....	120
Gráfica 43. Horas solares pico en octubre.....	121
Gráfica 44. Energía en noviembre en kWh/m ² mes.....	121
Gráfica 45. Horas solares pico en noviembre.....	122
Gráfica 46. Energía en diciembre en kWh/m ² mes.....	122
Gráfica 47. Horas solares pico en diciembre.....	123
Gráfica 48. Años de vida ajustados por discapacidad de las tecnologías fotovoltaicas.....	134
Gráfica 49. Impacto ambiental en especies año de las tecnologías fotovoltaicas..	135
Gráfica 50. Costo por agotamiento de metales y agotamiento de fósiles.....	136
Gráfica 51. Impacto ambiental por categoría de la tecnología monocristalina.....	137
Gráfica 52. Impacto ambiental por categoría de la tecnología policristalina.....	138
Gráfica 53. Impacto ambiental por categoría de la tecnología amorfa.....	139
Gráfica 54. Impacto ambiental por categoría de la tecnología CdTe.....	140
Gráfica 55. Impacto ambiental por categoría de la tecnología CIS.....	141
Gráfica 56. Impacto ambiental por categoría por tecnología fotovoltaica.....	142
Gráfica 57. DEA por fuente de energía, tecnología monocristalina.....	143

Gráfica 58. DEA por fuente de energía, tecnología policristalina.....	144
Gráfica 59. DEA por fuente de energía, tecnología amorfa.....	145
Gráfica 60. DEA por fuente de energía, tecnología CdTe.....	146
Gráfica 61. DEA por fuente de energía, tecnología CIS.....	147
Gráfica 62. DEA por fuente de energía, tecnologías fotovoltaicas.....	148
Gráfica 63. TRE de las diferentes tecnologías fotovoltaicas, caso Mexicali.....	149
Gráfica 64. DEANR por componente por tecnología fotovoltaica.....	152
Gráfica 65. TRENr de las diferentes tecnologías fotovoltaicas, caso Mexicali.....	153
Gráfica 66. Huella de carbono por proceso por tecnología.....	156
Gráfica 67. Relación de GEI emitidos por producción por kWh producido de por vida para 1kWp fotovoltaico.....	157
Gráfica 68. Comparativo de GEI por mix eléctrico en gCO ₂ -eq./kWp.....	160

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Clasificación de las tecnologías fotovoltaicas.....	27
Figura 2. Las cinco etapas para los ACV de las tecnologías fotovoltaicas.....	33
Figura 3. Categorías de impacto ambiental de los ACV.....	41
Figura 4. Metodología para determinar el CCV de las tecnologías fotovoltaicas.....	81
Figura 5. Metodología para determinar el ACV de las tecnologías fotovoltaicas.....	84

1. INTRODUCCIÓN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El rápido aumento del consumo de energía de los últimos años, ha impactado en el debilitamiento de la capa de ozono y ocasionado el calentamiento global. Además, existe una creciente preocupación por el agotamiento de recursos energéticos y la dificultad de suministro.

Se estima que los edificios consumen a nivel mundial alrededor del 40% de la energía, el 16% de agua dulce y 25% de la madera forestal; mientras que son también responsables de casi el 70% de las emisiones de óxidos de azufre y 50% de las emisiones de dióxido de carbono (Ghiaus e Inard, 2004)

Se espera que la problemática se agrave ya que los países con economías emergentes han crecido a una tasa media anual del 3.2% y superarán en 2020 a los países desarrollados en un 1.1% en promedio. Asimismo, se estima que la demanda de energía mundial se incremente un 71% entre el año 2003 y el 2030 (International Energy Agency, 2006).

Entre los objetivos fijados en el *Protocolo de Kioto*, se encuentra reducir las emisiones contaminantes en un 20% para el año 2020 (*Protocolo de Kioto* de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, 1998).

Con este fin se han impuesto a nivel internacional diversos códigos de eficiencia energética en los edificios, como la *ISO 13790:2008* referente al “Rendimiento energético de los edificios, cálculo del uso de energía para calentamiento y enfriamiento”, y la *UNE-EN 15603:2008* sobre la “Eficiencia energética de los edificios. Consumo global de energía y definición de las evaluaciones energéticas”. En México también se han elaborado la norma *NOM-ENER-008-2001*, referente a la “Eficiencia energética en edificaciones, envolvente de edificios no residenciales”.

También se han elaborado códigos de edificación sustentable alrededor del mundo, tales como *LEED* en Estados Unidos, *BREAM* en Reino Unido, *CASBEE* en Japón,

entre otros. Por otra parte, en los últimos años se han desarrollado conceptos como “*Zero Energy*”, que tiene como objetivo lograr nulas emisiones contaminantes durante la vida útil del edificio y “*Net Zero*”, que toma en cuenta el consumo de energía desde la producción de los materiales (Hernández y Kenny. 2010).

Los Estados Unidos tienen el objetivo de que todos los edificios que se construyan a partir del año 2030 también sean de cero emisiones. Mientras que la directiva de construcción de la Unión Europea establece que los Estados miembros deberán adoptar las medidas necesarias para garantizar niveles óptimos en el consumo de energía desde una perspectiva de rentabilidad económica.

Por otro lado, el Estado de Baja California tiene altos consumos de energía debido principalmente a su clima y a sus actividades económicas, (Romero, 2002). En Mexicali, el consumo per cápita es de 5.924 MWh/año, 3.5 veces más que el promedio nacional (Romero et al 2013).

Para lograr disminuir el consumo energético a nivel local y mundial, es necesario que las reglas y normas correspondan a los beneficios, para no afectar la economía y por ende el contexto social. En este sentido, las energías renovables representan una alternativa que está captando mayor interés, por ser fuentes de energía que no generan emisiones contaminantes al ambiente durante su operación. Igualmente, los recursos necesarios para producir tecnologías que aprovechan las energías renovables son finitos. Por ello, es necesario evaluar las tecnologías a base fuentes de energía renovable desde una perspectiva regional, ambiental y económica.

JUSTIFICACIÓN

La herramienta más confiable para llevar a cabo evaluaciones de impacto ambiental de los diferentes productos y servicios es el Análisis del Ciclo de Vida (ACV). Este método elabora comparaciones rigurosas de materiales, componentes y servicios alternativos desde el punto de vista de emisiones contaminantes (Jungbluth et al. 2005). Asimismo, el Costo de Ciclo de Vida (CCV) es una herramienta que evalúa

económicamente cada uno de los procesos, con el objetivo que hacerlos más eficientes (Raugei y Frankl, 2009).

El ACV es una herramienta que se utiliza para evaluar el impacto ambiental de productos y actividades, desde el eco-etiquetado para el diseño de productos, así como los sistemas de energía, producción de alimentos y alternativas de transporte (Ecoinvent Centre en <http://www.ecoinvent.org/>).

Las empresas que se preocupan por la utilización del ACV están interesadas principalmente en aspectos de mejora de calidad. Actualmente se desarrollan diversos procedimientos y métodos para llevar a cabo los ACV para los diferentes tipos productos y servicios (Ecoinvent Centre en <http://www.ecoinvent.org/>).

El ACV puede ayudar a:

- Identificar oportunidades para mejorar el desempeño ambiental de los productos en cada una de las etapas de su ciclo de vida.
- Informar al sector industrial, gubernamental u organizaciones no gubernamentales acerca de tópicos que ayuden a tomar decisiones de la planificación estratégica, orden de prioridad, producto o proceso de diseño o rediseño más oportunos.
- Seleccionar indicadores pertinentes de comportamiento medioambiental, incluyendo sus respectivas técnicas de medición.
- Mercadeo; es decir, la implementación de un sistema de etiquetado ecológico, la creación de una declaración ambiental general o la elaboración de una declaración ambiental de un producto.

El nivel de detalle de estos estudios depende del tema y del propósito para el que se realiza, por lo que su profundidad y amplitud pueden variar considerablemente. Además de evaluar de forma fiable el impacto ambiental total, el ACV permite evaluar la situación de desempeño de los productos y servicios en vías de mejorar

el proceso de fabricación o selección de materiales (de Wild-Scholten y Alsema, 2005).

En relación al aspecto económico, el CCV es un método para el cálculo de los costos de un sistema a lo largo de su vida útil. Incluye el precio inicial de compra, los costos de instalación, mantenimiento, consumo de energía y distribución (Agrawal et al. 2010):

- *El Costo de Capital.-* Incluye el gasto para el diseño, ingeniería e instalación de un sistema. Este costo es considerado como un pago único.
- *El Costo de Mantenimiento.-* Es la suma de todos los costos anuales de operación. Los costos de combustible o sustitución de equipo generalmente no son incluidos. Los costos incluyen elementos como el salario de operarios, inspecciones, seguros, impuesto sobre la propiedad y todo el mantenimiento programado.
- *El Costo de Energía.-* Es la suma del costo anual de combustible.
- *El Valor Residual.-* Es su valor neto en el último año del período del ciclo de vida. Si se considera este factor, es común asignar un valor residual equivalente al 20% del costo original para equipo mecánico.

Los resultados que se obtengan de la utilización de estas dos herramientas para el análisis de tecnologías fotovoltaicas susceptibles de utilizarse en edificios en la ciudad de Mexicali, ofrecerán una perspectiva en cuanto a sus alcances desde el punto de vista económico y ambiental, a fin de aportar a la solución de la problemática de suministro de energía ambientalmente responsable en la localidad.

1.1.1 Pregunta de investigación e hipótesis

Se han desarrollado tecnologías fotovoltaicas que tienen el potencial de disminuir el impacto ambiental ocasionado por la generación de energía. Sin embargo, debido a la extracción de materias primas, su proceso de fabricación, transporte y deposición

final hace necesario evaluar su beneficio ambiental real. A su vez, es necesario valorar a las tecnologías fotovoltaicas a partir de un enfoque de costo de ciclo de vida.

En base a éste planteamiento se realiza la siguiente *Pregunta de Investigación*:

¿Cuál de las tecnologías fotovoltaicas representan una mejor opción energética y de costo beneficio desde una perspectiva de análisis y costo de ciclo de vida para la Ciudad de Mexicali?

Considerando la situación actual de las tecnologías fotovoltaicas y las condiciones climáticas de Mexicali se plantea la siguiente *Hipótesis*:

Una tecnología fotovoltaica de Teluro de Cadmio (CdTe) representa una mejor opción energética y de costo beneficio desde una perspectiva de análisis y costo de ciclo de vida para la ciudad de Mexicali.

1.1.2 Objetivos

1.1.2.1 Objetivo general

Identificar los impactos ambientales y los beneficios económicos de tecnologías fotovoltaicas para la Ciudad de Mexicali, Baja California a lo largo de su ciclo de vida.

1.1.2.2 Objetivos particulares

- Realizar simulaciones con el software TRNSYS de tecnologías fotovoltaicas (monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe y CIS) para identificar su desempeño energético en relación a las condiciones climáticas de la Ciudad de Mexicali, Baja California,
- Elaborar un CCV de las tecnologías fotovoltaicas monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe y CIS comerciales en la Ciudad de Mexicali, Baja California.
- Elaborar un ACV de las tecnologías fotovoltaicas monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe y CIS comerciales en la Ciudad de Mexicali, Baja California.

2. ANTECEDENTES

2.1 *Tecnologías fotovoltaicas*

2.1.1 Eficiencias de las tecnologías fotovoltaicas

La energía fotovoltaica se genera a partir de materiales semiconductores (celda fotovoltaica) que convierten los fotones en electricidad. Cuando los fotones; es decir la luz del sol, incide sobre los electrones de los materiales semiconductores, estos alcanzan cierta longitud de onda haciendo que fluyan para producir electricidad. Las tecnologías fotovoltaicas de Silicio son las de mayor posicionamiento en el mercado. Su eficiencia varía en relación a la pureza del lingote de silicio con el que son fabricadas, es decir, a mayor pureza, mayor es la eficiencia de conversión de energía eléctrica (Fthenakis et al. 2008).

Las tecnologías a base de Silicio son los módulos monocristalinos, que tienen una eficiencia aproximada de 20% -entre 75 y 155 Watts por metro cuadrado-, los módulos policristalinos de entre 14% y 18% -entre 40 y 65 Watts por metro cuadrado- y los módulos amorfos, cuya eficiencia ronda entre 4% y 10%. Existe otra tecnología que empieza a entrar en el mercado hecha con Silicio denominada Ribbon cast que cuenta con una eficiencia entre 16.8% y 18.3% (Jelle et al. 2012).

La fabricación de tecnologías fotovoltaicas a partir de otros materiales se denominan tecnologías de “película delgada”. Las tecnologías de película delgada que se encuentran actualmente posicionadas en el mercado son la de Telurio de Cadmio (CdTe), cuya eficiencia varía entre 9.4% y 13.8% y el Cobre Indio Galio Seleniuro (CIS, o también abreviado como CIGS) que tienen una eficiencia entre 11% y 18.7% (Jelle et al. 2012).

Existen otras tecnologías que están en proceso de desarrollo, como los dispositivos orgánicos que producen electricidad a partir del proceso de fotosíntesis de las plantas; los dispositivos de concentración cuentan con una geometría que concentra la irradiación solar en un punto donde se encuentra la celda fotovoltaica y; los dispositivos cuánticos, que utiliza puntos cuánticos en sustitución del Silicio o los

materiales utilizados por las tecnologías de película delgada, que cuentan con un mayor rango de captación de niveles de energía (Jelle et al. 2012).

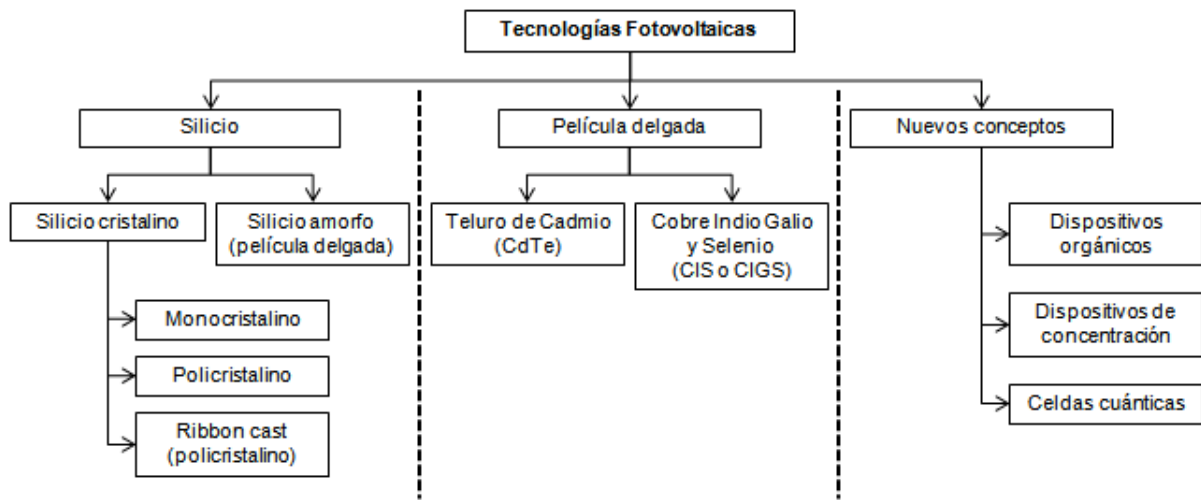


Figura 1. Clasificación de las tecnologías fotovoltaicas

Fuente: Elaboración propia basado en Jelle et. al 2012

Los módulos fotovoltaicos pueden estar integrados en los edificios, con la finalidad de sustituir materiales en algunas partes de la construcción, como techos, claraboyas o fachadas. El costo total de un de integrar los módulos fotovoltaicos en los edificios es mucho mayor que cundo no se tiene ese propósito, debido a que un se debe contar con una estructura especial para su montaje.

2.1.2 Proceso de fabricación de las tecnologías fotovoltaicas

De acuerdo a Alsema et al. (2006), Fthenakis et al. (2008) y Sherwani (2010), el proceso de fabricación de los módulos fotovoltaicos que es de la siguiente manera:

- De la silica se reduce a Silicio por medio de la quema de carbón, carbón vegetal, coques o restos de madera.
- La producción del Silicio de alta pureza se realiza a través del proceso UCC, que se basa en la purificación del Silicio con la tecnología de lecho fluidizado.

- El proceso de fundición, se realiza a partir de convertir el Silicio de alta pureza en grandes bloques (lingotes) de Silicio policristalino.
- Las obleas se cortan en cuadros de 10*10, 12.5*12.5 o 15*15 cm y su espesor varia de entre 156 y 250 mm, utilizando tecnologia de ultima generación.
- La capa emisora tipo “n” se forma en la oblea, por lo general por la difusión de atomos de fosforo. Este proceso se logra con temperaturas de 850-900°C y el exedente de pentoxido de fosforo (P_2O_5) se elimina con floururo de hidrógeno.
- En la etapa de metalización, los contactos son aplicados por una pantalla de impresión. Se imprime una capa uniforme de aluminio y plata que contiene una pasta sobre la parte trasera de la celda (es decir, el Back Surface Field – BSF).
- En el proceso de pasivación, los atomos de hidrogeno creados en el plasma se difunden sobre la oblea a los centros de recombianción inactivos.
- La superficie frontal también facilita el proceso de recombianción. el uso de una capa de Nitruro de Silico tambien puede actuar como un revestimiento antirreflejo.
- Después de que se hace el proceso de conformación de las celdas se procede a ponerlas a prueba. Se estima que sólo se descarta el 5% de las celdas durante esta etapa (prueba de calidad). El procedimiento consiste en evaluar su funcionamiento eléctrico y sus respuestas al calor, a cargas mecánicas y estáticas.
- A continuación, las celdas son encapsuladas en un módulo. Nuevamente, las celdas su prueban en un arreglo interconectado en cuatro series, usando tiras de Cobre recubierto con Estaño.
- La última etapa consiste en incorporar las celdas al EVA (Acetato de Vinil-Etileno) con una lámina de copolímero. La laminación se realiza a una tempratura de entre 120 y 150°C y se sella el módulo con elastomero de polisulfuro. Finalmente, se lava y se seca el modulo para terminar colocando una caja de conexión de poliester y con el emarcado de aluminio.

2.2 Metodología del ACV

2.2.1 Normatividad de los ACV y directrices de la AIE

Para la realizar un ACV es necesario seguir la estructura que se ha establecido en la normatividad. La serie de normas ISO 14000, está enfocada a cuestiones relacionadas con el medio ambiente tanto de productos como de organizaciones. Las normas que permanecen vigentes de esta serie ISO para la evaluación ambiental de productos son las siguientes:

- La norma ISO 14040:2006.- Describe los principios y la estructura para elaborar ACV. Esta norma no refiere la técnica en detalle ni especifica una metodología para cada una de las fases del ACV.
- La norma ISO 14044:2006.- Especifica requerimientos y proporciona pautas para la elaboración de ACV. Define los requisitos y recomendaciones de esta norma internacional, con la excepción de las disposiciones relativas a la evaluación de impacto. Estos requisitos y recomendaciones también se aplican a los estudios de inventario de los productos.

Conforme se fueron realizando ACV de tecnologías fotovoltaicas, se vio la necesidad de unificar criterios para su elaboración con la finalidad de poder realizar comparaciones objetivas sobre bases solidas. En este sentido, la Agencia Internacional de Energía, a través del Programa de Energía Fotovoltaica (PVPS) y el proyecto Task 12, propuso una serie de directrices que ofrecen una orientación para mejorar la calidad, coherencia y credibilidad de los resultados de los ACV de la energía fotovoltaica.

Las directrices de la AIE representan un consenso entre los expertos en el ACV de las tecnologías fotovoltaicas en los Estados Unidos, Europa y Asia, sobre supuestos del rendimiento de los módulos fotovoltaicos, procesos de entrada, asignación de emisiones, métodos de análisis y la divulgación de resultados.

2.2.2 Fases

Los ACV establecen cuatro fases de estudio (ISO 14040:2006 e ISO 14044:2006):

- Definición de Objetivos y Alcances.- Establece la finalidad y limitaciones del estudio, qué producto o servicio se va a analizar y los datos necesarios para realizar la revisión crítica.
- Inventario de los Componentes.- Cuantifica todos los flujos entrantes y salientes del sistema durante su vida útil desde la extracción de la materia prima, la eficiencia energética de sus componentes y las emisiones producidas de cada uno de los procesos. A esta fase también se le conoce como inventario de ciclo de vida (ICV).
- Evaluación de los Impactos.- Clasifica y evalúa los resultados a partir de una comparación de los efectos observables de acuerdo con el análisis del inventario con la finalidad de comprender mejor su significado ambiental.
- Interpretación de la Información.- Los resultados de las fases anteriores son evaluados desde el punto de vista de los objetivos y alcances definidos al inicio del estudio con la finalidad de sacar conclusiones y recomendaciones para tomar decisiones futuras.

2.2.3 Etapas

En los ACV se utilizan términos como “de la cuna a la tumba” y “de la cuna a la cuna”; el primero hace referencia a los productos que se desechan en vertederos, mientras que el segundo se refiere a los productos reciclados. Para llegar a ese nivel de análisis, los ACV contemplan 5 etapas de análisis (ISO 14040:2006 e ISO 14044:2006).

Las etapas de los productos describen la forma en que se producen, se usan y se desechan, considerando la influencia de la localización de la distribución de los

productos, especialmente en relación al impacto ambiental producido por su transporte.

A continuación se describen las cinco etapas de análisis de productos:

- Montaje, submontaje.- Describe los materiales, la producción, el transporte y los procesos energéticos que se necesitan para fabricar un producto. Un subconjunto puede ser visto como un componente o parte del producto.
- Ciclo de vida.- Describe todo el ciclo de vida. Esta etapa del producto combina la producción (definido en “montaje, submontaje”), la fase de uso (que se pueden especificar como procesos o como ciclos de vida adicionales) y los residuos o los escenarios de eliminación.
- Desmontaje.- Describe en qué partes un producto se desmonta y a donde van las piezas desmontadas (al final de su vida útil).
- Escenario de eliminación.- Es la etapa en donde se describe el escenario final de los productos que se han desmontado o han sido reutilizados al final de su vida.
- Escenario de residuos.- El escenario de residuos define el flujo (destino final) de los desechos. Los desechos pueden depositarse en vertederos, incinerarse o reciclarse. Es importante no confundir la reutilización con la de reciclaje. Por ejemplo, si se limpian y se rellenan botellas, se estarán reutilizando. No obstante, si las botellas están rotas y se someten a un proceso, estarán siendo recicladas.

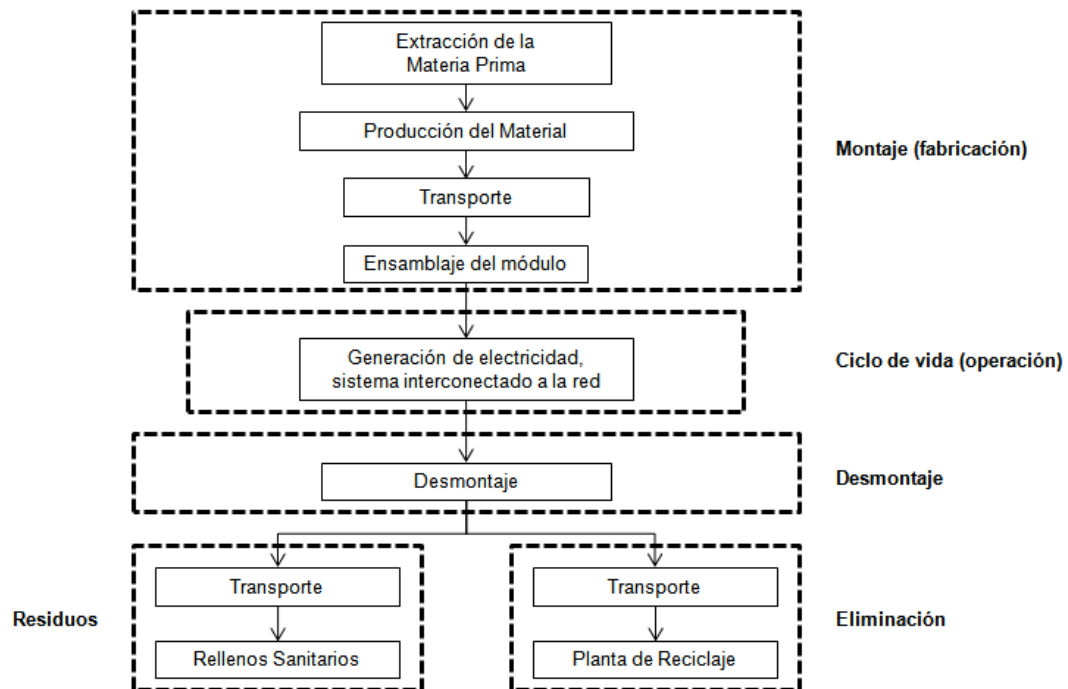


Figura 2. Las cinco etapas para los ACV de las tecnologías fotovoltaicas

Fuente: Elaborción propia

2.3 Software especializado y bases de datos

Por otro lado, existen distintos programas informáticos para la aplicación del ACV. A pesar de que cada uno de ellos tiene sus propias características, casi todos ellos se basan en la misma metodología y presentan rasgos comunes. Sus aplicaciones cambian en función de la etapa del ciclo de vida; desde el desarrollo de un concepto de producto, hasta que el producto está listo para salir al mercado o si debe ser desmontado para su reutilización o deposición final. Los software de ACV más conocidos son SimaPro, Umberto, ECO-it, ECO-edit, EcoScan 3.0, TEAM™, EcoLab, ATHENA Model, KCL-ECO 3.01, Design System 4.0, GaBi 4, LCAiT - CIT Ekologik, PTLaser.

SimaPro es el programa más utilizado, fue desarrollado por la empresa holandesa PRé Consultants. Realiza los ACV mediante el uso de metodologías y bases de datos de inventario creadas por organizaciones especializadas o que han sido desarrolladas por los propios usuarios. El software SimaPro permite almacenar,

analizar y realizar un seguimiento del rendimiento ambiental de sus productos y/o servicios. Con esta herramienta se facilita el análisis y la representación gráfica de la información de una manera sistemática y transparente.

Se han desarrollado diversos inventarios de ciclo de vida (ICV) que ofrecen información de los materiales y procesos más utilizados en los diferentes productos, que se necesitan para realizar estudios de ACV. Las diferentes bases de datos más populares son Ecoinvent, US LCI, ELCD, US Input Output, EU and Danish Input Output, Dutch Input Output, LCA Food, Industry data e IVAM.

Dichas bases de datos contienen información de contaminantes y una descripción de los procesos y los flujos característicos de las materias primas y productos a lo largo de todo su ciclo, incluyendo las áreas de energía y bioenergía, transporte, gestión de residuos, construcción, productos químicos, detergentes, papel, agricultura, electrónica e ingeniería mecánica.

La base de datos Ecoinvent es la líder a nivel mundial de datos de inventario para los ACV y otras metodologías para el cuidado del medio ambiente como la Declaración Ambiental de Producto, la Huella de Carbono, el Diseño para el Medio Ambiente, el Etiquetado Ecológico, entre otras.

Los datos ecoinvent contienen datos de inventario del ciclo de la energía (electricidad, petróleo, carbón, gas natural, biomasa, biocombustibles, bioenergía, hidroeléctrica, nuclear, fotovoltaica, eólica, biogas), materiales (productos químicos, metales, minerales, plásticos, papel, biomasa, biomateriales), gestión de residuos (incineración, vertedero, tratamiento de aguas residuales), medios de transporte (carretera, ferrocarril, aéreo, barcos), productos agrícolas y procesos electrónicos, de metales y de ventilación de un edificio.

2.4 Criterios de evaluación de impacto

Generalmente, las bases de datos establecen criterios con el fin de asegurar la obtención de resultados coherentes en los ACV. Estos criterios de evaluación tienen diferentes objetivos y alcances y parten de dos criterios generales que se denominan de *punto medio* y de *punto final*.

La diferencia entre los métodos de punto medio y de punto final radica en que el método de punto final establece de manera general el impacto que se alcanza en el consumo de recursos, la calidad de los ecosistemas o en la salud humana, sin indicar cuál o cuáles son las causas de que un impacto sea mayor que otro. El método de punto medio por el contrario, permite identificar ventajas y desventajas de un caso en particular; por ejemplo, en la comparación de dos productos, uno puede tener un impacto alto en la categoría de cambio climático y el otro un impacto alto en la categoría de agotamiento de la capa de ozono. Es decir; el método de punto medio está orientado a la evaluación del problema y el método de punto final está orientado a los daños.

2.4.1 Modelos de análisis

El Ecoinvent 3.1 cuenta con tres modelos de análisis que se basan en diferentes decisiones en base a los objetivos que se tienen en un ACV. Dichos modelos se describen a continuación:

- Modelo de asignación por defecto.- Se basa en dos decisiones metodológicas:
 - Utiliza el suministro medio. En este caso, no se tienen restricciones de mercados y/o tecnologías de los productos. En este modelo, el producto, material o servicio puede proporcionarse siempre, incluso si es escaso.
 - Utiliza la asignación. Los productos y subproductos se describen económicamente de acuerdo con sus valores en el mercado. De esta manera, se convierten los conjuntos de datos de múltiples productos a conjuntos de datos de un solo producto.

- Modelo de asignación con contenido reciclado.- Utiliza las mismos dos decisiones anteriores, con la diferencia de que la asignación no considera beneficios por el reciclaje del material.

En este modelo, no se da ningún crédito a los productores de residuos por el reciclaje o la reutilización de los productos de cualquier tratamiento de residuos. En este caso, el beneficio a partir de materiales de reciclaje se atribuye a los procesos de mercado que proporcionan los materiales secundarios o subproductos.

- Modelo consecuencial.- Maneja dos decisiones metodológicas diferentes a las utilizadas en los dos modelos de asignación:
 - Utiliza una oferta limitada de productos, basado en los datos de actividad del mercado y en la información sobre el nivel de tecnología.
 - Convierte las bases de datos de diversos productos en conjuntos de datos de un solo producto.

En un mercado limitado, un cambio en la demanda no da como resultado un cambio correspondiente en el suministro sino en un cambio en el consumo en otro lugar. Por ejemplo, los mercados de subproductos se ven limitados debido a que sus volúmenes de producción dependen de los volúmenes de producción de los productos de referencia. Este modelo pretende reflejar las consecuencias de las decisiones de pequeña escala, a largo plazo, teniendo en cuenta las restricciones que se aplican a esta escala y en el horizonte del tiempo.

2.4.2 Mercado y transformación

La base de datos Ecoinvent cuenta con procesos para el análisis que representan los mercados nacionales, regionales o mundiales de los diferentes productos. Los procesos de análisis se clasifican en dos:

- Procesos de mercado.- Incluyen las aportaciones de la producción en varios países, así como los insumos de los procesos de transporte.
- Procesos de transformación.- Contienen todos los insumos necesarios para la fabricación de un producto o servicio, excepto la información relacionada con el transporte y las emisiones asociadas por la extracción de recursos.

Ambos procesos clasifican la información de manera regional (por ejemplo: Oceanía, África, Asia y Pacífico, Europa, Latinoamérica y el Caribe o Norte de América) o nacional dependiendo de los objetivos y alcances del análisis que se realice. No obstante, el proceso de mercado realiza una estimación adicional, en donde se consideran las aportaciones de manera global para la elaboración de un producto o servicio; mientras que el proceso de transformación hace una estimación de las aportaciones del resto del mundo en relación a las diferentes regiones de origen consideradas principales para la elaboración del producto o servicio.

2.4.3 Clasificación y caracterización de los resultados

Para la realización de comparaciones de los productos y servicios, los diferentes inventarios ofrecen una serie de opciones de análisis que se describen a continuación (Software SimaPro):

- Caracterización.- Representa la contribución de una sustancia a una determinada categoría de impacto en relación a la sustancia de referencia de dicha categoría. Por ejemplo, el Dióxido de Carbono (CO₂) es la sustancia de referencia para la categoría de Calentamiento Global. Si el producto que se está analizando emite Metano (CH₄), que es un GEI 21 veces más potente que el CO₂ dentro de la categoría de Calentamiento Global, entonces se realiza la equivalencia correspondiente.
- Normalización.- El propósito de la normalización es representar el grado de contribución de cada categoría de impacto sobre el problema medioambiental

local. Para ello, se realiza una conversión a unidades globales neutras de los resultados de caracterización.

- Agrupación.- Realiza una clasificación de las categorías de impacto en grupos con efectos similares.
- Ponderación.- Elabora una conversión de los resultados de caracterización a una unidad común, de manera tal que permita obtener una puntuación única total de impacto ambiental del sistema.

2.5 Categorías de impacto ambiental

Existen una serie de categorías de impacto ambiental, cuya selección depende del objetivo del estudio de ACV, hacia a qué tipo de público estará dirigida la información y la exactitud de resultados requerida.

La Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC) es una organización líder a nivel mundial en cuanto a investigaciones y discusiones relacionadas al ACV. La SETAC ha caracterizado tres categorías generales de impacto ambiental que permiten tener una visión más clara de las consecuencias de las actividades de los seres humanos en el medio ambiente.

2.5.1 Salud humana

Se mide en "años de vida ajustados por discapacidad" (AVAD)¹; es decir, se ponderan las incapacidades causadas por enfermedades. Los AVAD son una variante de "años de vida ajustados con calidad" (AVAC)², en el que se expresan los años de vida perdidos por muerte prematura, los años vividos con alguna discapacidad severa y su duración específica. La Organización Mundial de la Salud

¹ En inglés "disability-adjusted life years" (DALY).

² En inglés "quality-adjusted life years" (QALY).

recomienda los AVAD para cuantificar la gravedad de las enfermedades y sus respectivas secuelas en las poblaciones humanas.

Las subcategorías que se evalúan son las siguientes (Software SimaPro):

- Cambio climático.- Tiene consecuencias en la salud humana y en los ecosistemas. Considera el efecto por la adición de una cantidad relativamente pequeña de CO₂ u otros gases de efecto invernadero y no el impacto de todas las emisiones.
- Agotamiento de la capa de ozono.- Evalúa los efectos negativos sobre la capacidad de protección de la capa de ozono frente a la radiación ultravioleta del sol. La capa de ozono contiene el 90% del ozono total en la atmosfera. Su importancia radica en su capacidad de absorber la radiación ultravioleta, causante de enfermedades en la piel como cáncer y cataratas, envejecimiento prematuro, daños en el sistema inmunológico; el debilitamiento de la capa de ozono también puede provocar daños en plantas terrestres y ecosistemas acuáticos.
- Toxicidad.- Se refiere a la capacidad que tiene una sustancia para producir efectos nocivos en los seres vivos al tener contacto con él. Esta categoría considera la sustancia química, su persistencia en el medio ambiente y el grado de exposición por la acumulación en la cadena alimentaria humana.
- Formación de oxidantes fotoquímicos.- Son una serie de compuestos denominados precursores, que al entrar en contacto con la luz solar incidente, dan lugar a la formación de los oxidantes fotoquímicos, entre los que destaca el ozono (O₃) por su abundancia y toxicidad.
- Formación de materia particulada.- Las partículas finas con un diámetro de menos de 10 micras (PM10) representan una mezcla compleja de sustancias orgánicas e inorgánicas. La materia particulada causa problemas de salud a medida que alcanza la parte superior de las vías respiratorias y los pulmones

cuando se inhalan. Los problemas de salud varían de acuerdo al tamaño de las partículas.

- Radiación ionizante.- Se refiere a los daños a la salud humana relacionados con la energía liberada por el suelo, el agua o la vegetación, así como rayos “X” y por otros dispositivos médicos. La radiación ionizante es un tipo de energía liberada por átomos en forma de ondas electromagnéticas o partículas. Cuando se supera cierto nivel de radiación, puede causar quemaduras cutáneas o síndrome de irradiación aguda (SIA)³. Aún y cuando las dosis sean bajas, a largo plazo pueden causar cáncer.

2.5.2 Ecosistemas

Llevar a cabo una evaluación de un ecosistema es complicado dado la importancia que tiene cada uno de sus elementos para la humanidad, tales como la biodiversidad, sus funciones ecológicas, así como su aporte de recursos.

Para determinar la calidad de un ecosistema se utiliza un enfoque de cuantificación en términos de energía, materia y flujos de información. La afectación de un ecosistema se mide en relación a la extinción completa, reversible o irreversible de una especie en una determinada región durante un periodo determinado de tiempo.

La tasa potencial de extinción de especies, se mide en “especies-año”. Esta unidad se basa en que si existen un millón de especies en el planeta, entonces se espera que se extinga una especie cada año. Visto de otra manera, si sólo existiera una especie, se esperaría que se extinga en un millón de años (SimaPro. PREConsultants).

Las subcategorías que se evalúan son las siguientes (Software SimaPro):

- Acidificación.- Es el cambio en la acidez del suelo por la deposición atmosférica de sustancias inorgánicas como sulfatos, nitratos y fosfatos. La

³ En ingles “acute radiation syndrome” (ARS).

mayor parte de la especies tienen un grado óptimo de acidez, por lo que un cambio en los niveles de acidificación causa cambios en la presencia de especies. Los acidificantes principales son los óxidos nitrosos (NO_x), el amoníaco (NH₃) y el bióxido de azufre (SO₂).

- Eutrofización.- Fenómeno que se presenta cuando existe un crecimiento excesivo de la población de algas originado por el enriquecimiento artificial de las aguas de ríos y embalses debido al uso excesivo de fertilizantes y detergentes, que estimula un alto consumo de oxígeno del agua.
- Ecotoxicidad.- Similar a la toxicidad de salud humana; mide el porcentaje de especies presentes en el medio ambiente que viven bajo el estrés tóxico.
- Ocupación y transformación del suelo.- El impacto por el uso de la tierra refleja el daño a los ecosistemas debido a los efectos de su ocupación o transformación. Estos efectos son diferentes si se realizan cambios sobre una superficie que ya ha sido ocupada previamente. Es importante considerar el potencial agrícola que tienen los suelos, así como el tiempo que durarán los impactos por la ocupación o transformación del suelo.

2.5.3 Recursos

Este impacto se enfoca al riesgo de que la humanidad se quede sin recursos, especialmente desde el punto de vista de la capacidad de generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades. Por ello, es importante determinar la disponibilidad y destino que puede tener cada material.

Las subcategorías que se evalúan son las siguientes:

- Agotamiento de fósiles.- Los combustibles fósiles líquidos y gaseosos son recursos que contienen hidrocarburos, cuyo proceso de formación tiene su origen hace más de 230 millones de años. Más allá del impacto ambiental que se cuantifica en cambio climático, la extracción de combustibles fósiles

se ha hecho cada vez más costosa en los últimos años debido a que se necesita excavar cada vez más profundo para poderlos extraer. La cuantificación de este tipo de combustibles es importante para estimar la factibilidad económica de la explotación de otros tipos de recursos alternativos.

- **Agotamiento de metales.-** Estrictamente hablando, los metales no se agotan, únicamente se transforman en algún producto. Se denomina agotamiento de metales a la escasez de bancos de materiales en donde aún permanecen en estado virgen. La cantidad de energía requerida para la extracción de metales se incrementa constantemente por el aumento de la dificultad de obtener una nueva tonelada del material.

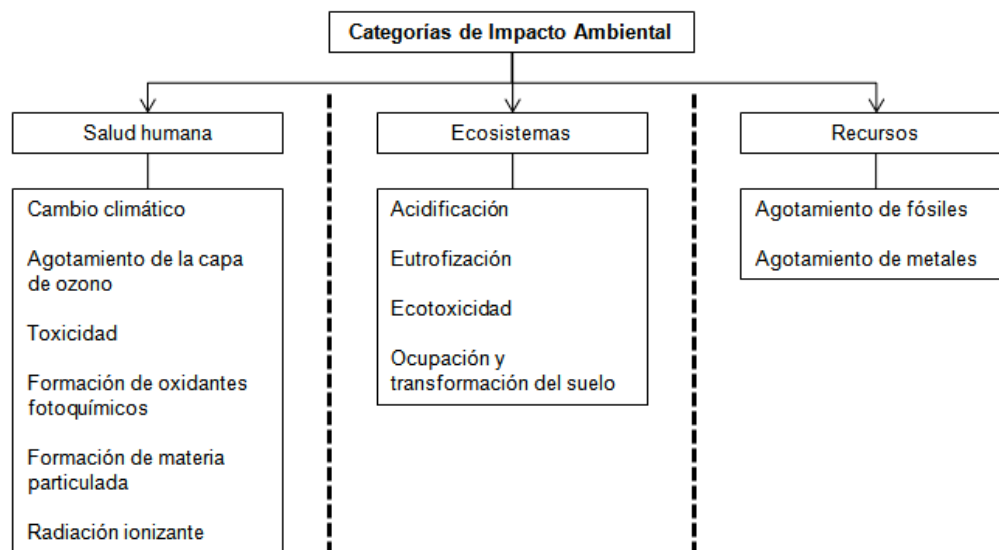


Figura 3. Categorías de impacto ambiental de los ACV.

Fuente: Elaboración propia.

2.6 Métodos de evaluación de impacto

El método de punto medio alcanza una mayor precisión y por lo tanto es ideal para el uso de analistas que toman decisiones sobre los procesos de fabricación de los productos; no obstante, requiere de un amplio conocimiento de los efectos

ambientales para poder interpretar correctamente los resultados. De esta manera, el uso del método de punto final es recomendable cuando se quiere conocer el impacto ambiental de un producto de manera más general; por ejemplo, un comparativo entre las diferentes tecnologías que hacen uso de fuentes renovables de energía.

Los métodos de evaluación de impactos se pueden clasificar por su origen en europeos y norteamericanos o como de impactos específicos y se describen a continuación (SimaPro. PREConsultants).

2.6.1 Métodos de evaluación europeos

- CML-IA.- El Centro de Ciencias Ambientales de la Universidad de Leiden (CML) propuso en 2001 una serie de categorías de impacto y métodos de caracterización para la evaluación de impacto. El método CML-IA es un enfoque de punto medio. Se realiza una normalización, pero no una ponderación ni adición. En SimaPro hay dos versiones de este método: una versión de “línea base” con 10 categorías de impacto y una versión extendida con todas las categorías de impacto.
- Ecological scarcity 2013 (Escasez Ecológica).- Este método cuantifica las emisiones contaminantes y el consumo de recursos a través de “ecofactores”. El eco-factor de una sustancia se deriva de la legislación ambiental o de objetivos políticos establecidos. El nivel de emisiones o el consumo de recursos se expresa en eco-puntos. Un eco-factor procede de la caracterización, normalización y ponderación, conforme se establece en la norma ISO 14044.
- EDIP 2003.- Su modelado incluye las principales categorías de impacto no globales; es decir, cuantifica los impactos en el sitio.

- EPD (2013).- Es útil para la creación de las declaraciones de productos medioambientales, que se elaboran de acuerdo con el Consejo de Gestión Ambiental de Suecia.
- EPS 2000.- Se refiere a estrategias de prioridad ambiental en el diseño de un producto y está orientado a la cuantificación de daños. En el sistema de EPS, la disposición a pagar para restaurar los cambios realizados se adoptó como medida monetaria. La unidad del indicador es la “unidad de carga medioambiental”, que incluye la caracterización, normalización y ponderación.
- Impact 2002+.- Su función es evaluar el impacto de químicos tóxicos. Este método efectúa la combinación de 14 categorías de punto medio con cuatro categorías de daño para la cuantificación de los impactos.
- ReCiPe.- Su objetivo original era integrar el “enfoque orientado a problemas” de la CML-IA y el "enfoque orientado daños" del Eco-indicador 99. El inconveniente de esta solución es que lleva a muchas categorías de impacto que hace que la elaboración de conclusiones sea compleja. El Eco-indicador 99 sólo cuenta con tres categorías de impacto, haciendo que la interpretación de los resultados sea sencilla, pero con una mayor incertidumbre en los resultados. ReCiPe implementa estrategias de evaluación de impacto tanto de punto medio (orientado al problema) como de punto final (orientado al daño). En este método, los factores de caracterización de punto medio se multiplican por factores perjudiciales, para obtener los valores de caracterización de punto final.
- ILCD 2011 Midpoint.- La Comisión Europea (EC-JRC-IES, 2011) analizó varias metodologías para los análisis de impactos y procuró lograr la interconexión entre ellas. Los métodos de punto final no se incluyen ya que se considera que la información no es lo suficientemente completa. No proporciona recomendaciones para la ponderación de las distintas categorías

de impacto, ni para la normalización dentro de una categoría determinada en relación con impactos en una región determinada.

2.6.2 Métodos de evaluación norteamericanos

- BEES.- Combina un ACV parcial y un CCV para un edificio y para los materiales de construcción. Los resultados se presentan como el impacto de ACV, costos o una combinación de ambos. Su propósito es ayudar a arquitectos, ingenieros o compradores a elegir soluciones económicamente rentables que a su vez protejan el medio ambiente.
- TRACI 2.1.- Su propósito es evaluar y reducir químicos y otros impactos ambientales. Fue desarrollado por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos y considera únicamente localidades de ese país. Cuando la ubicación es indeterminada, se hace uso de un promedio.

2.6.3 Métodos de evaluación específicos

- Demanda de Energía Acumulada⁴.- La demanda de energía acumulada (DEA) cuantifica los insumos de energía primaria de las fases de producción, uso y eliminación de un producto. La DEA es un parámetro base de otros tipos de evaluación energéticos como el tiempo de recuperación de energía (TRE)⁵.
- Demanda de Exergía Acumulada⁶.- La demanda de exergía acumulada (DExA) se introdujo para describir la eliminación total de exergía de la naturaleza para entregar un producto, cuantificando la exergía de todos los recursos necesarios.

⁴ En inglés “cumulative energy demand” (CED).

⁵ En inglés “energy payback time” (EPBT).

⁶ En inglés “cumulative exergy demand” (CExD).

- Huella ecológica⁷.- La huella ecológica se define como la tierra biológicamente productiva y el agua que requiere una población para producir los recursos que consume y para absorber parte de los residuos generados por el consumo de combustible de origen fósil y/o nuclear.
- Potencial de daño a los ecosistemas⁸.- El potencial de destrucción de un ecosistema (PDE) caracteriza la ocupación del suelo y su transformación y evalúa su impacto sobre la diversidad de especies. Este método fue desarrollado por el Instituto Federal Suizo de Tecnología (ETH), Zurich.
- Protocolo de Gases de Efecto Invernadero⁹.- El protocolo de gases de efecto invernadero (PGEI) contabiliza las emisiones de gases de efecto invernadero. Este método se basa en el proyecto de informe Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard que fue desarrollado por el Instituto de World Resources Institute (WRI) y por el World Business Council for Sustainable Development (WBCSD).
- IPCC 2013.- El IPCC 2013 enumera los factores de cambio climático del IPCC en plazos de 20, 100 y 500 años. Es una actualización del método IPCC 2007 elaborado por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.
- Resultados de Inventarios de Ciclo de Vida Seleccionados¹⁰.- Los inventarios de ciclo de vida seleccionados son, en la mayoría de los casos, la lista de las sustancias seleccionadas emitidas por todos los diferentes sub-apartados. Los indicadores que han sido seleccionados en un ICV se dividen en dos listas. La primera contiene el conjunto común de flujos elementales que se muestran en la discusión de los resultados de los informes ecoinvent; por

⁷ En inglés “ecological footprint”.

⁸ En inglés “ecosystem damage potential”.

⁹ En inglés “greenhouse gas protocol”.

¹⁰ En inglés “selected LCI results”.

ejemplo, las "emisiones fósiles de CO₂ a la atmósfera". La segunda es lista ampliada que contiene flujos adicionales utilizados en al menos uno de los informes ecoinvent; por ejemplo, los "actínidos emitidos al agua".

- USEtox.- Caracteriza impactos humanos y ecotoxicológicos en los ACV y en los Análisis de Riesgo Comparativo¹¹. Describe el destino, la exposición y los efectos de los productos químicos con la finalidad de mejorar la comprensión y la gestión de los productos químicos en el medio ambiente mundial. Este método aún se encuentra en revisión y está siendo desarrollado por el Task Force on Toxic Impacts bajo la iniciativa de ciclo de vida de la UNEP-SETAC.

¹¹ En inglés "comparative risk assessment".

3. ESTUDIOS DE CICLO DE VIDA EN LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS

La importancia de realizar estudios de ciclo de vida desde una perspectiva ambiental y/o económica es fundamental para la formulación de criterios, políticas o estrategias en general que permitan su propagación entre la población.

Desde el punto de vista económico, un Costo de Ciclo de Vida (CCV) permite analizar los diferentes procesos desde la fabricación hasta la deposición final de los productos con la finalidad de hacer mejoras que permitan reducir los costos. De esta manera también se facilita mejorar la competitividad económica de un producto frente a los demás que se encuentran en el mercado que satisfacen las mismas necesidades.

3.1 *CCV de tecnologías fotovoltaicas*

La evaluación económica de las tecnologías fotovoltaicas ha sido una constante en los últimos años. Una de las técnicas de análisis económico más frecuente es el Costo Nivelado de Energía (CNE)¹², en la que se compara el costo requerido para la producción de un kWh de electricidad por alguna tecnología que utilice alguna fuente renovable de energía, frente al costo requerido para la producción de un kWh de electricidad a partir de energías fósiles. Cuando la tecnología que utiliza una o más fuentes renovables de energía tiene un costo igual o menor que el precio de las fuentes fósiles, se dice que tiene un CNE (de La Tour et al. 2013).

En este apartado se describen una serie de trabajos publicados sobre el análisis general o de aspectos específicos de las tecnologías fotovoltaicas instaladas en diversas localidades, con la finalidad de identificar aspectos susceptibles de mejorarse a lo largo de su ciclo de vida.

¹² En inglés Levelized Cost of Energy (LCOE).

Celik (2006) evaluó económicamente una instalación fotovoltaica aislada de la red en una casa habitación en Ankara, Turquía. El estudio reveló que el costo de la electricidad por kWh de la instalación fotovoltaica es de 3 a 4 veces mayor que la electricidad de la red debido a que el gobierno no compra la energía subida a la red. En caso de que el gobierno aplicara una política de recompra, los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red alcanzarían la paridad con la red o incluso tendría un costo menor. Los autores también resaltan que el costo de los módulos fotovoltaicos es alrededor de un 40% más caro que en el resto de Europa, que la electricidad fotovoltaica no está exenta de impuestos y que no existe ninguna clase de subsidios.

Ullal y von Roedern (2007) describieron aspectos importantes para la comercialización de tecnologías fotovoltaicas de película delgada. Mencionaron que se estimaba una capacidad de producción a nivel mundial mayor de 3,700 MW para el año 2010. Otras empresas como First Solar se planteó el objetivo de producir una capacidad de 450 MW para el año 2009 y Sharp de más de 1000 MW para el año 2010. Concluyeron que esta capacidad de producción debería reducir los costos de fabricación de los productos fotovoltaicos de película delgada y hacer que la electricidad fotovoltaica alcance precios competitivos frente a la producción de energía eléctrica convencional en el futuro próximo.

Benghanem (2009) propuso la transmisión de alta frecuencia de los datos obtenidos por el microcontrolador de una instalación fotovoltaica aislada de la red a un ordenador central que manipula la información con la intención de controlar el funcionamiento del sistema fotovoltaico y de esta manera poder reducir los costos de gestión del sistema.

Li et al. (2009) evaluaron el rendimiento energético y económico de un sistema fotovoltaico semitransparente en un edificio de oficinas en Hong Kong. El análisis consideró el ahorro de electricidad, la ganancia de radiación y luz visible. El retorno simple de la inversión fue de 15 años. El ahorro anual de la construcción fue de 1,203 MWh y la reducción de la carga de enfriamiento máximo fue de 450 kW.

Desde el punto de vista ambiental, se estimó que se evitan 852 toneladas de CO₂, 2.62 toneladas de SO₂ y 1.45 toneladas de NO_x por año.

Li et al. (2009) evaluaron el rendimiento energético y económico de un arreglo fotovoltaico semitransparente con y sin oscurecimiento, colocado en un edificio de oficinas en Hong Kong. El análisis consideró el ahorro de electricidad, la ganancia de radiación y luz visible. El retorno simple de la inversión fue 23 años. El ahorro anual de la construcción fue de 56.9 MWh y la reducción de la carga de enfriamiento máximo fue de 29.3 kW. Desde el punto de vista ambiental, se estimó que se evitan 40,300 kilogramos de CO₂, 124 kilogramos de SO₂ y 68.5 kilogramos de NO_x.

Raugei y Frankl (2009) evaluaron los costos y la penetración en el mercado de los sistemas fotovoltaicos en el presente, así como su proyección en el futuro. Mencionan que si los incentivos económicos son adecuados, se puede lograr que la energía fotovoltaica forme parte importante en el mix energético en un periodo de entre 10 y 20 años.

Bhandari y Stadler (2009) realizaron una estimación del año en que se alcanzaría la paridad con la red por parte de los sistemas fotovoltaicos en viviendas en Colonia, Alemania. Los escenarios que se plantearon son con tiempos de vida útil de las tecnologías fotovoltaicas de 25, 30 y 40 años, así como avances en las curvas de experiencia de entre 75 y 90%. Considerando un tiempo de vida de los sistemas fotovoltaicos de 25 años y el avance de la curva de experiencia de 2009 de 80%, se estimó que para el año 2021 se alcanzará la paridad con la red.

Poullikkas (2009) evaluó la factibilidad económica de la instalación de sistemas fotovoltaicos en parques de Chipre. Los resultados demostraron que sólo 70 de los 1,440 parques contemplados alcanzan a recuperar la inversión en un periodo inferior a los 15 años de duración del contrato con la Autoridad Eléctrica de Chipre. En la mayoría de los casos en que la inversión es rentable, la instalación debe contar con dos ejes de seguimiento. El autor señaló que la orientación del parque, con la correspondiente capacidad del sistema fotovoltaico y el consumo de energía

requerido son fundamentales para que la inversión económica llegue a ser redituable.

Fathi et al. (2009) realizaron un estudio del costo final de sistemas fotovoltaicos de silicio a granel (mono y policristalino) y de película delgada con el objetivo de generar estrategias que permitan reducir los costos de estas tecnologías. Los resultados sugieren que la industria de las celdas de silicio a granel continuará creciendo con un equilibrio entre su costo y su rendimiento. Mientras tanto, las tecnologías de película delgada han estado creciendo muy rápido, pero sufren de una menor eficiencia y de baja estabilidad.

Raugei y Frankl (2009) realizaron un estado del arte y desarrollaron tres escenarios –pesimista, moderado y optimista- a futuro en relación a los costos a futuro, penetración en el mercado y desempeño ambiental de las tecnologías fotovoltaicas a partir de un ACV. Los sistemas fueron modelados utilizando el software SimaPro y para identificar los cambios tecnológicos se utilizó la base de datos del Ecoinvent v.1.3. Los autores comentan que existe una tendencia hacia la viabilidad de grandes sistemas de almacenamiento de energía en conjunto con grandes instalaciones fotovoltaicas aún en los escenarios más pesimistas. Asimismo, destacaron que en términos de impacto ambiental y potencial de calentamiento global es más benéfico que el actual mix eléctrico europeo y aún más si se le comparan con la generación de electricidad a base de carbón. Señalan que si se mantienen los incentivos económicos en el sector fotovoltaico, en el futuro cubrirán una proporción considerablemente mayor de la demanda mundial en relación a su estado actual.

Singh y Singh (2010) propusieron un método para estimar el costo real de generación de electricidad a partir de sistemas fotovoltaicos en la India. Los resultados demostraron que el costo actual real de la generación de electricidad fotovoltaica con el método propuesto para un periodo de 30 años es de 9.51¢ / kWh y en lugar de 28.92 ¢ / kWh que se obtiene a partir de un costo nivelado de energía. Según los autores esto se debe a que el préstamo es artificialmente alto en comparación con el precio vigente de la electricidad de la red, que no obstante

disminuye, a la vez que la capacidad de pago de los consumidores aumenta con el tiempo.

Ramadhan y Naseeb (2011) evaluaron el costo beneficio de la instalación de una planta fotovoltaica de 1 MW en Kuwait. Los autores señalan que la viabilidad económica de la planta se puede alcanzar con un costo de \$5 por Watt y una eficiencia de los módulos del 15%, siempre y cuando el costo del barril de petróleo sea de alrededor de \$100 (dólares). El costo nivelado de energía para la planta fotovoltaica de 1 MW es de \$0.20/kWh. No obstante, el costo beneficio indicó que se ahorra 0.09 \$/kWh por la producción de electricidad y un costo de 0.02\$/kWh por el costo de emisiones de CO₂, bajando el costo nivelado de energía a 0.17-0.05 \$/kWh. En un plazo de 20 años, el ahorro de recursos energéticos sería de \$2.6 millones y por concepto de emisiones de CO₂ se ahorrarían \$134,000. Los autores concluyeron que bajo estos supuestos considerados realistas, la instalación fotovoltaica sería económicamente viable.

Harder y Gibson (2011) realizaron una evaluación económica de una planta fotovoltaica de 10 MW en Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos. Los resultados demostraron un potencial de producción de energía eléctrica fotovoltaica de 24 GWh y un ahorro de 10,000 toneladas de emisiones de gases de efecto invernadero al año. Pese a ello, la planta fotovoltaica no es redituable económicamente a menos que se tomen en cuenta los beneficios ambientales. De otra manera, los costos iniciales tendrían que reducirse en un 55% para alcanzar la viabilidad del proyecto.

Cucchiella et al. (2012) evaluaron económicamente un sistema fotovoltaico integrado a la edificación e interconectado a la red de 11.52 kWp instalados en un edificio habitacional localizado en la ciudad de Roma, Italia. El periodo de recuperación de la inversión se estimó de aproximadamente 14 años y con una Tasa Interna de Retorno (TIR) de entre 8% y 16%, dependiendo del porcentaje de financiación (0, 50 o 100%).

Lee et al. (2012) evaluaron económicamente el comportamiento de dos diferentes configuraciones de sistemas fotovoltaicos instalados en el techo de una nave

industrial que consume 5.51 kWh/m^2 en Palermo, Italia. El beneficio económico fue muy similar, ya que la solución 1 devuelve 9.631 € / m^2 al año, mientras que la solución 2 devuelve 9.626 € / m^2 por año. Los autores aclaran que la incertidumbre en la tasa de infiltración es clave en la confiabilidad de los resultados, ya que si existe una mayor o menor tasa de infiltración resultará en que una solución sea mejor que la otra.

Chandrasekharan y Brownson (2012) evaluaron el potencial del Estaño para desplazar el CdTe para la fabricación de tecnologías fotovoltaicas. Sus cálculos estiman que el uso del Teluro en el sector fotovoltaico (2011) constituye $\$0.058$ dólares por Wp de los costos de fabricación de los módulos y consume alrededor del 20% de la producción mundial anual estimada de Teluro. Por otro lado, el uso de sulfuro de estaño tendría un costo de $\$0.049$ dólares por Wp utilizando el 1% de la producción mundial anual del estaño. De esta manera, el estaño representa una opción de facilitar la reducción de costos de las tecnologías fotovoltaicas de CdTe.

Dereli et al. (2013) propusieron una metodología para evitar el sombreado de árboles sobre los sistemas fotovoltaicos instalados en techos. La metodología tiene como finalidad definir distancias mínimas en función de la orientación de la instalación fotovoltaica y de la especie de árbol, a partir de considerar su altura, el ancho de su corona y su tasa de crecimiento. Los autores señalaron que la metodología propuesta representa una herramienta para la elaboración de una normatividad para la plantación de árboles cercanos a las diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas.

Dubey et al. (2013) elaboraron un comparativo de los impactos positivos y negativos de las tecnologías fotovoltaicas en relación al uso de la tierra y el impacto en el paisaje, la infraestructura, el mercado de la energía, la industria, la educación, el sector público y político. Los autores concluyen que los impactos negativos son pequeños y que pueden ser mitigados a través de políticas y estrategias adecuadas.

Khalid y Junaidi (2013) llevaron a cabo un estudio de viabilidad económica de una planta fotovoltaica de entre ocho localidades en Pakistán. La localidad de Quetta demostró tener el mayor potencial solar de entre las localidades analizadas, a pesar de que en general tenían un potencial muy similar. En Quetta, se puede producir alrededor de 23,206 GWh al año empleando un sistema de seguimiento de un eje a partir de una planta de 10 MW. No obstante, la planta no resulta rentable desde el punto de vista económico, ya que el precio de la planta es 30.8% más caro que la electricidad suministrada por la red.

Dong y Wiser (2013) evaluaron el impacto económico de los procesos de autorización en más de 3,000 instalaciones fotovoltaicas en 44 ciudades de California en 2011. Los resultados indican que con prácticas más favorables, se pueden reducir los costos entre un 4% y un 12%. Esto es equivalente a un ahorro de \$1,000 para una instalación de 4kWp.

Swift (2013) comparó el costo y rendimiento financiero con y sin incentivos estatales y federales de los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red de 50 kWp instalados en cuatro localidades de Estados Unidos (Honolulu, Hawaii; Newark, Nueva Jersey; Phoenix, Arizona; y Minneapolis, Minnesota). Los costos y rendimientos financieros variaron significativamente entre las diferentes localidades. En los casos analizados, Honolulu registro la paridad con la red más alta, debido al precio elevado de la electricidad. Honolulu alcanzó una TIR de 31.60%, mientras que la TIR mas baja la tuvo Minneapolis con 8.27%. El autor concluye que sin incentivos, la instalación de sistemas fotovoltaicos tendría que disminuir sustancialmente para lograr la paridad con la red.

Cucchiella et al. (2013) evaluó económica y ambientalmente los sistemas fotovoltaicos integrados a la edificación en diferentes regiones de Italia. El escenario caracterizado por la instalación de 134 MW, consigue un ahorro de 8,5 tCO₂ por kW instalado. Los autores destacan que las zonas meridionales y con mayor recurso solar alcanzaron los mejores rendimientos económicos, representando de esta manera una opción de inversión real.

Nottrott et al. (2013) propusieron una programación lineal para modelar y optimizar los horarios de suministro y almacenamiento de energía de un sistema fotovoltaico-baterías interconectado a la red en California. Los resultados mostraron que las baterías de litio no son económicamente viables. Para que ello suceda, su costo de instalación debe ser de aproximadamente del 45% de los precios del mercado en 2011.

de La Tour et al. (2013) elaboraron una predicción del costo de los módulos fotovoltaicos para el año 2020. El modelo desarrollado predice una disminución del 67% de los costos de los módulos fotovoltaicos entre los años 2011 y 2020. De esta manera, se alcanzaría un costo nivelado de energía en lugares en donde la radiación supera los 2,000 kWh año, tales como California, Italia y España.

Liu et al. (2014) evaluaron la conveniencia de comprar o alquilar sistemas fotovoltaicos en California desde una perspectiva de costo beneficio. Los resultados demostraron que el alquiler es considerablemente más económico debido a la falta de reducción de impuestos por la compra de los sistemas fotovoltaicos y a que los intereses de los préstamos no son lo suficientemente competitivos.

Stefanovic et al. (2014) evaluaron la factibilidad de que una casa sin aislamiento en Serbia pueda tener costos nulos por el requerimiento de energía a partir del aislamiento de muros y/o techos y de la instalación de un sistema fotovoltaico. Los resultados demostraron que las diferentes estrategias de aislamiento son más rentables que la instalación del sistema fotovoltaico. Cuando se combinó con alguna estrategia de aislamiento en techos y/o muros, el retorno de la inversión de los sistemas fotovoltaicos varió entre 8 y 12 años.

Wei et al. (2014) evaluó el costo beneficio de un sistema doméstico de calentamiento de agua y sistema fotovoltaico integrado a la edificación, considerando diferentes áreas de azotea de casas en la ciudad de Xi'an, China. Los resultados demostraron que el sistema de calentamiento de agua fue generalmente más rentable, incluso en techos un área disponible de 14m² o incluso superiores, que sólo representan el 18% del total de los techos existentes en Xián.

Muhammad-Sukki et al. (2014) analizaron la perspectiva a futuro de las tecnologías fotovoltaicas en Japón y la compararon con la de Alemania, Italia y Reino Unido. En el sector residencial se consideró una instalación de 4 kWp instalados, en éste escenario, Japón tiene un costo de instalación más alto al de Reino Unido y Alemania. Sin embargo, Japón requiere 7,7 años para recuperar la inversión, mientras que los países europeos necesitan entre 7.8 y 13.9 años. En el caso del sector no residencial se consideró una instalación de 100 kWp. En ella, Japón tiene el costo de instalación más elevado. No obstante, Japón requiere de 8 años para recuperar la inversión, que es menor al de los países europeos, que requieren entre 9 y 15 años. Los autores señalan que estos resultados se deben al sistema de incentivos que ha manejado Japón desde la década de los noventas.

Talavera et al. (2014) simularon varios sistemas fotovoltaicos, en techos y estacionamientos de la Ciudad Universitaria de Jaén, España. El costo nivelado de energía medio obtenido fue de 0.125 € / kWh, con un tiempo de amortización de 17.5 años o menos y una tasa interna de retorno de 8.48% en el peor de los casos.

Lakhani, et al. (2014) realizaron un costo de ciclo de vida de sistemas fotovoltaicos instalados en la azotea de una zona residencial y en edificios de uso comercial en Los Ángeles, California. Asimismo, se instaló un sistema fotovoltaico en la población rural Blythe, con la finalidad de suministrar energía eléctrica a una zona residencial. Los resultados demostraron que la instalación en la zona rural es la más efectiva (14.2 ¢/kWh), seguida por la residencial (18.8 ¢/kWh), que tiene una pequeña diferencia con la instalación en edificios de uso comercial (18.9 ¢/kWh).

Pillai et al. (2014) evaluaron los beneficios económicos de la instalación de sistemas fotovoltaicos residenciales interconectados a la red en diferentes lugares de Reino Unido y de la India. Los resultados demostraron que en la mayoría de los lugares de la India se obtienen beneficios económicos a corto plazo. En contraparte, para la mayoría de los lugares de Reino Unido no se alcanza a obtener beneficios a corto plazo, debido principalmente a la baja captación de radiación solar.

van Sark et al. (2014) elaboraron inventarios trimestrales para todo el año 2012 de los costos de los sistemas fotovoltaicos con el fin de seguir la evolución en el mercado holandés. Se encontró que los precios de venta de los módulos, inversores y sistemas instalados en techos disminuyó entre 7.3 y 10.2% respectivamente entre 2012 en relación al 2011. Los precios medios de venta son de 1.26 € / Wp, 0.41 €/ Wp, y 1.46 € / Wp para módulos, inversores y sistemas en techos inclinados respectivamente al final de 2012. El costo promedio de instalación es de alrededor de 0.43 € / Wp, mientras que el rendimiento energético es de 900 kWh por kWp instalado. El costo nivelado de energía es entre 10 y 15 centavos de Euro menor que el de la red, siempre y cuando se instale el sistema fotovoltaico en una orientación óptima.

Spertino et al. (2014) analizaron las principales limitaciones para alcanzar la paridad con la red en el sector residencial y terciario en diversas ciudades de Alemania e Italia. Los resultados demostraron que la paridad con la red se logra en el sector terciario en ambos países y para el caso del sector residencial en bloques de departamentos en Alemania. En el caso del sector residencial en Italia, las tarifas actuales no permiten la viabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas. Los autores señalan que independientemente del recurso solar de cada localidad, el factor clave es la tasa de interés de cada país, mientras que en Alemania 3.6%, en Italia es de entre 4 y 10%.

3.2 ACV de tecnologías fotovoltaicas

En general, el principal inconveniente para la realización de los ACV de las tecnologías fotovoltaicas radica en la dificultad para conseguir la información de los fabricantes. Cada empresa que fabrica módulos fotovoltaicos incrementa la eficiencia de sus diferentes productos constantemente y no es sencillo conseguir que faciliten información sobre sus procesos de fabricación y patentes (de Wild-Scholten, 2009).

Fthenakis et al. (2005) realizaron una revisión de las percepciones, necesidades y retos que envuelven a los ACV en las tecnologías fotovoltaicas. Mencionaron que la mayor parte de las evaluaciones ambientales de los sistemas fotovoltaicos son realizadas en base a datos obsoletos, además de realizar comparaciones de flujos de materiales y energía sin considerar costos externos relacionados con la seguridad energética, el agotamiento de combustibles, la minería y los accidentes de transporte de combustible. Por otro lado, mencionaron que la industria fotovoltaica ha hecho grandes esfuerzos por ser respetuosos con el medio ambiente; pese a ello, le ha faltado proyectar esa imagen.

Con la intención de solventar la problemática de los inventarios de las tecnologías fotovoltaicas, De Wild-Sholten y Alsema (2005) elaboraron un inventario de ciclo de vida de tecnologías fotovoltaicas de silicio monocristalino, policristalino y de listón (ribbon) a partir de la información proporcionada por 11 empresas europeas y estadounidenses. El inventario consideró la producción de silicio en todas sus etapas y los datos se basan en información de al menos tres empresas en cada una de las etapas. Los autores mencionaron que con esta estrategia de recogida de datos se genera un inventario de ciclo de vida confiable a la vez que se protege la información confidencial de las empresas.

Afortunadamente, a partir del proyecto CRYSTAL CLEAR ha sido posible contar con información de los procesos de fabricación de las diferentes empresas. CRYSTAL CLEAR (CC) fue un proyecto de investigación y desarrollo centrado en la tecnología de silicio cristalino que se llevó a cabo dentro del 6º Programa Marco de la Unión Europea. Estuvo en funciones desde enero de 2004 hasta diciembre de 2008 y contó con la colaboración de 16 socios (9 empresas, 3 universidades y 4 institutos de investigación).

Posteriormente, empresas que fabrican tecnologías de película delgada también han comenzado a compartir su información con los especialistas, especialmente por las mejoras que se han ido alcanzando en las tecnologías de silicio cristalino una vez que han sido analizadas por los expertos en los estudios de ciclo de vida.

Actualmente, la información de los inventarios de las tecnologías fotovoltaicas ha sido integrada a las bases de datos Ecoinvent.

Los primeros ACV de tecnologías fotovoltaicas aparecieron a mediados de la década de los 70's del siglo pasado y se han empezado a realizar con mayor frecuencia a partir del año 2000 basándose en la normas ISO 14040/14044.

En 2009, se publicaron las directrices para la elaboración de ACV de tecnologías fotovoltaicas del grupo Task 12 del Programa PVPS de la Agencia Internacional de Energía. Estas directrices se actualizaron en 2011 y han servido para facilitar la comparación de los resultados de los diferentes estudios. No obstante, dichas directrices aun ofrecen una amplia gama de opciones que no permiten del todo una unificación de los criterios.

En vista de lo anterior, Zhang y Dornfeld (2010) señalaron, la importancia de estructurar una metodología de ACV de las tecnologías fotovoltaicas con la finalidad de unificar los criterios de evaluación. A continuación se describen los elementos que sirven de referencia para elaborar estos estudios de acuerdo con dichos autores:

- **Materiales.-** Los materiales representan una porción significativa de los impactos de los productos fotovoltaicos. Sin embargo, las fuentes comunes de información ambiental para materiales de alimentación no siempre incluyen el transporte, envases, u otros elementos de la cadena de suministro de materiales.
- **Uso de la electricidad en la etapa de fabricación.-** Al igual que los materiales, los procesos de fabricación son abordados en las evaluaciones del ciclo de vida de PV, pero los detalles de los procesos que se incluyen puede variar mucho, sobre todo en relación al consumo de electricidad.
- **Instalaciones y gastos generales de fabricación.-** Los impactos ambientales de las instalaciones de fabricación y los gastos generales no deberían ser incluidos en muchos de los estudios de energía de las tecnologías fotovoltaicas. Las instalaciones de fabricación proporcionan herramientas

para este proceso, incluyendo el control del clima, agua desionizada, nitrógeno, entre otros. Se sabe que los impactos de las instalaciones pueden representar casi la mitad de los impactos ambientales totales de fabricación de semiconductores.

- Infraestructura de producción.- Son los gastos no recurrentes de la fabricación fotovoltaica, fabricación de equipos y construcción de edificios. La contribución de la infraestructura de fabricación es directamente proporcional a la vida funcional de la infraestructura. Pocos investigadores discuten explícitamente la fabricación de equipo. La fabricación de equipos fotovoltaicos puede utilizar grandes cantidades de materiales monolíticos, motores bombas y componentes mecánicos.
- Transporte.- Teniendo en cuenta la cadena de suministro global para productos terminados de energía fotovoltaica, grandes cantidades de los materiales pueden ser transportados largas distancias a través de transporte marítimo o terrestre. Al final de su vida útil, los módulos deben ser transportados de nuevo para su eliminación, reciclaje o remanufactura.
- Instalación de los sistemas de equilibrio.- Los impactos de un sistema de esta naturaleza dependen de la elección de la instalación y de la estructura necesaria.
- Operación, mantenimiento y transmisión.- La cuantificación de los impactos ambientales por la operación de los sistemas es particularmente importante para los trackers, debido al uso eléctrico y a las necesidades de mantenimiento de los componentes.
- Final de la vida útil.- Se han hecho pocas evaluaciones de los impactos del final de vida útil de los productos fotovoltaicos, debido a su vida prolongada y a la falta de alternativas de reciclaje establecidas. Las opciones de procesamiento al final de su vida útil tendrán una fuerte influencia sobre los requisitos de transporte finales.

Por último, los autores señalan que a pesar de que los ACV pueden tener diversos objetivos, los investigadores deben ser más explícitos sobre los supuestos,

alcances y metodología empleada, a fin de que las comparaciones entre los diferentes estudios puedan hacerse de manera objetiva.

Los estudios de ACV de las tecnologías fotovoltaicas reportados hasta el momento incluyen tanto a las tecnologías de silicio cristalino como a las tecnologías de película delgada. Sherwani et al. (2010) elaboraron una revisión del estado del arte de los ACV de las tecnologías fotovoltaicas. Los autores señalaron que las celdas fotovoltaicas de silicio amorfo son las que menos requerimientos de energía necesitan para su producción. La TRE para las tecnologías de silicio amorfo, monocristalino y policristalino se han estimado de 2.5 a 3.2, 3.2 a 15.5 y 1.05 a 5.07, respectivamente. Por otro lado, las emisiones de GEI reportadas varían entre 15.6 a 50, 44 a 280 y 9.4 a 104, respectivamente. Los autores concluyen que los sistemas fotovoltaicos representan una buena alternativa para el ahorro de recursos energéticos y para la reducción de emisiones de CO₂.

Fthenakis y Kim (2011) elaboraron una revisión del estado del arte de los ACV de tecnologías fotovoltaicas. En el trabajo se destaca la importancia de la actualización y presentación de informes de los cambios que van teniendo las tecnologías fotovoltaicas. Se menciona que bajo condiciones promedio en Estados Unidos y el sur de Europa (con una radiación de 1700 kWh/m² año), el TRE de las tecnologías ribbon, policristalina, monocristalina y CdTe se estima en 1.7, 2.2, 2.7, y 1.0-1.1 años respectivamente.

Peng et al. (2013) hicieron una revisión del estado del arte de los sistemas fotovoltaicos monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe y CIS. Los resultados demostraron que la tecnología de CdTe presenta un mejor desempeño ambiental con un rango de TRE de 0.75 a 3.5 años y unas emisiones de GEI que verían entre 10.5 y 50 g de CO₂-eq. / kWh. La tecnología monocristalina es la que ha presentado peor desempeño al tener rangos de TRE entre 1.7 y 2.7 años con tasa de emisión de GEI de entre 29 y 45 g de CO₂-eq. / kWh. No obstante, la energía fotovoltaica muestra una menor magnitud de impacto ambiental en relación a la generación de electricidad por medio de combustibles fósiles.

También Gerbinet et al. (2014) elaboraron una revisión de la literatura en relación a los ACV realizados sobre tecnologías fotovoltaicas. Los autores señalaron la necesidad de evaluar las propiedades electrónicas del módulo fotovoltaico. Reportan que la metodología de impacto más utilizada es la del Ecoindicador 99, seguida por la CML; mientras que ReCiPe al ser la más actualizada, apenas se ha comenzado a usar. Asimismo identificaron parámetros que pueden afectar los resultados de los ACV de tecnologías fotovoltaicas:

- El rendimiento electrónico, incluyendo la degradación del rendimiento del panel.
- Los componentes del sistema (cables, inversor, medidor, etc.), generalmente se desprecia y cuando se incluye, se fija su rendimiento entre 75% y 80%.
- El final de ciclo de vida, tampoco suele incluirse por la falta de datos. Sin embargo, puede ejercer una influencia considerable sobre los resultados.
- Los estudios se realizan principalmente para zonas de alta irradiación.
- Las categorías de impacto utilizadas con mayor frecuencia son la demanda de energía acumulada (DEA) y el tiempo de retorno de la energía (TRE) principalmente.

Las tablas 1, 2, 3, 4 y 5 se presentan resúmenes de los resultados de ACV de las principales tecnologías fotovoltaicas; es decir, monocristalina, policristalina, amorfa, listón (ribbon), CdTe y CIS. Los resúmenes contienen información del país en donde se realizó el estudio, el recurso solar de la localidad, la eficiencia del módulo fotovoltaico que se consideró, los años de vida útil estimados, el TRE y los GEI, así como los autores y el año de realización del ACV. El software de análisis utilizados fueron SimaPro y Gabi; sin embargo, este último fue utilizado en una proporción considerablemente menor. El método que predomina para la estimación del TRE es el de DEA y el método que predomina para la estimación de los GEI es el del IPCC; especialmente durante los últimos 10 años.

Los ACV de las diferentes tecnologías fotovoltaicas se realizan con mayor frecuencia para el sur de Europa, en donde el recurso solar de la zona es de 1700

kWh/m² año y el mix eléctrico está conformado por un 50% a partir de energía hidroeléctrica y un 50% a partir de carbón y el recurso solar. También se han realizado diversos estudios para diferentes países de Asia; sin embargo, aún no se han reportado datos de África, Oceanía y para los países en vías de desarrollo de América.

Las tecnologías de película delgada son las que cuentan con un mejor desempeño ambiental en relación a las tecnologías de silicio cristalino. Con base en los resultados, se puede afirmar que la tecnología mejor posicionada es la CdTe, seguida de las tecnologías CIS, ribbon, silicio amorfo, policristalino y monocristalino respectivamente. Ver Tablas 1, 2, 3, 4, 5 y 6.

Tabla 1. Resumen de los ACV de la tecnología monocristalina.

Localidad / Irradiación (kWh/m ² / año)	Eficiencia del módulo	Vida útil (años)	Relación de Rendimiento	TRE (años)	GEI g CO ₂ -eq./kWh	Autor / año
Estados Unidos / N/A	8.5%	30	N/A	N/A	280.0	Kreith et al. 1990
Alemania / N/A	14.0%	30	N/A	3.2	62.0	Schaefer y Hagedorn 1992
Reino Unido / 572-1253	12.0%	20	0.80	7.4-12.1	N/A	Wilson y Young 1996
Japón / N/A	N/A	20	N/A	15.5	91.0	Kato et al. 1997
Japón / 1427	12.2%	20	0.81	8.9	61.0	Kato et al. 1998
Suiza / 1117	16.5%	30	N/A	N/A	114.0	Dones y Frischknecht 1998
Francia / 1700	11.2%	25	0.90	9.0	200.0	Frankl et al. 1998
Italia / 1700	13.0%	30	0.75	3.2	60.0	Alsema 2000
Sur de Europa / 1700	13.7%	30	0.75	2.6	41.0	Alsema y de Wild-Sholten 2000
India / N/A	13.0%	25	N/A	N/A	64.8	Mathur et al. 2002
Sur de Europa / 1700	14.0%	30	0.75	2.1	35.0	Alsema y de Wild-Sholten 2005
Suiza / 1117	14.8%	30	0.75	3.6	110.0	Jungbluth et al. 2005
Estados Unidos / 1700	14.8%	30	0.75	2.7	45.0	Fthenakis y Alsema 2005
Singapur / 1635	10.6%	25	N/A	4.5	165.0	Kannan et al. 2006
Singapur / 1635	7.3-8.9%	25	N/A	5.87	217.0	Kannan et al. 2006
Escocia / 800	11.5%	30	0.75	8.0	44.0	Muneer et al. 2006
Sur de Europa / 1700	10.6%	30	0.75	1.75	165.0	de Wild-Sholten 2008
Sur de Europa / 1700	14.0%	30	0.75	1.8	30.0	Sinke et al. 2009
China / 1702	14.0%	N/A	0.75	2.5	30.0	Ito et al. 2010
Norte de Europa, Canadá / 900-1000	N/A	30-20	0.75	2.8-4.9	8.0-47.0	Laleman et al. 2011
Europa (varios) / 1700	N/A	20	0.75	3.81	37.1-73.0	Bravi et. al 2011
España / 1400-1930	14.0%	30	0.75	7.08-9.57	N/A	Sumper et al. 2011
Estados Unidos y Sur de Europa / 1700	14.0%	30	0.75	2.7	N/A	Fthenakis y Kim 2011
Italia / 1383-1623	15.0%	30	0.75	2.4-2.8	71.0-84.0	Cucchiella y Dádamo 2012
Tailandia / N/A	14.8%	30	0.75	N/A	60.9	Kittner et al 2013
Sur de Europa	15.4%	30	0.78	1.96	38.1	de Wild Sholten 2013
Malasia / 1810	N/A	30	0.80	N/A	38.7	Kim et al. 2014
China / 772-2100	16.0%	25	0.78	2.22-6.05	50.0	Fu et al. 2014

Tabla 2. Resumen de los ACV de la tecnología policristalina.

Localidad / Irradiación (kWh/m ² / año)	Eficiencia del módulo	Vida útil (años)	Relación de Rendimiento	TRE (años)	GEI g CO ₂ -eq./kWh	Autor / año
Sur de Europa / 1700	13.0%	25	0.75	2.7	N/A	Phylipsen y Alsema 1990
Alemania / N/A	12.0%	30	N/A	2.9	60.0	Schaefer y Hagedorn 1992
Japón / 1427	11.6%	20	0.81	2.4	20.0	Kato et al. 1998
Sur de Europa / 1700	13.0%	30	0.75	3.2	60.0	Alsema 2000
China / 1675	12.8%	30	0.78	1.7	12.0	Ito et al. 2003
Italia / 1530	10.7%	20	0.80	3.3	26.4	Battisti y Corrado 2005
Grecia / N/A	N/A	20	N/A	2.9	104.0	Tripanagnostopoulos 2005
Estados Unidos / 1700	13.0%	30	0.75	2.2	37.0	Fthenakis y Alsema 2005
Sur de Europa / 1700	13.2%	30	0.75	1.9	32.0	Alsema y de Wild-Scholten 2005
Suiza / 1117	13.2%	30	0.75	2.9	N/A	Jungbluth et al. 2005
Estados Unidos / 1359	12.9%	20	N/A	2.1	72.4 / 54.6	Pacca et al. 2007
China / 2017	12.8%	30	0.78	1.9	12.1	Ito et al. 2008
China / 2017	15.0%	30	0.78	1.5	9.4	Ito et al. 2008
Sur de Europa / 1700	14.0%	20	0.75	2.4	72.0	Raugei et al. 2007
Italia / 1700	16.0%	28	N/A	2.1	80.0	Stoppato 2008
Sur de Europa / 1700	13.2%	30	0.75	1.75	29.0	de Wild-Scholten 2008
China / 1702	N/A	N/A	0.75	2.0	43.0	Ito et al. 2010
Norte de Europa, Canadá / 900-1000	13.2%	20-30	0.75	2.5-4.3	8.0-47.0	Laleman et al. 2011
Europa (varios) / 1700	N/A	20	0.75	3.47	32.6-64.1	Bravi et al. 2011
España / 1400-1930	N/A	30	0.75	3.67-4.94	N/A	Sumpter et al. 2011
Estados Unidos y Sur de Europa / 1700	13.2%	30	0.75	2.2	N/A	Fthenakis y Kim 2011
Italia / N/A	14.4%	25	0.80	4.17	N/A	Desideri et al. 2012
Italia / 1383-1623	13.2%	30	0.75	2.5-2.9	72.0-84.0	Cucchiella y Dádamo 2012
Sur de Europa / 1700	14.1%	30	0.78	1.24	27.2	de Wild-Scholten 2013
Malasia / 1810	13.5%	30	0.80	N/A	36.2	Kim et al. 2014
China / 772-2100	N/A	25	0.78	2.22-6.05	50.0	Fu et al. 2014

Tabla 3. Resumen de los ACV de la tecnología amorfa.

Localidad / Irradiación (kWh/m ² / año)	Eficiencia del módulo	Vida útil (años)	Relación de Rendimiento	TRE (años)	GEI g CO2-eq./kWh	Autor / año
Alemania / N/A	6.0%	30	N/A	19.0	36.0	Schaefer y Hagedorn 1992
Alemania / N/A	10.0%	20	N/A	N/A	47.0	Niewlaar et al. 1996
Holanda / N/A	5.0%	25	N/A	3.0	N/A	Lewis y Keoleian 1997
Estados Unidos / 1974	6.0%	N/A	0.75	3.2	N/A	Alsema 2000
Italia / 1700	7.0%	30	0.75	2.5-3.0	50.0	Alsema 2000
Estados Unidos	5.7%	30	N/A	N/A	39.0	Meier 2002
Japón /	6.5%	30	0.75	3.1	N/A	Hondo 2005
Estados Unidos / 1359	6.3%	20	N/A	3.2	34.3	Pacca et al. 2007
China / 2017	6.9%	30	0.77	2.5	15.6	Ito et al. 2008
Sur de Europa / 1700	6.5%	30	0.75	N/A	30.0	de Wild-Scholten y Schottler 2008
Sur de Europa / 1700	6.6%	30	0.75	1.4	24.0	de Wild-Scholten 2008
Norte de Europa, Canadá / 900-1000	6.5%	20-30	0.75	2.3-4.2	8.0-47.0	Laleman et al. 2011
Europa (varios) / 1700	N/A	20	0.75	2.47	32.2-63.5	Bravi et al. 2011
España / 1400-1930	N/A	30	0.75	3.43-4.45	N/A	Sumpter et al. 2011
Tailandia / N/A	7.0%	30	0.75	N/A	60.9	Kittner et al. 2013
Sur de Europa / 1700	7.0%	30	0.78	1.39	34.8	de Wild-Scholten 2013
Malasia / 1810	6.45%	30	0.80	N/A	40.4	Kim et al. 2014

Tabla 4. Resumen de los ACV de la tecnología ribbon.

Localidad / Irradiación (kWh/m ² / año)	Eficiencia del módulo	Vida útil (años)	Relación de Rendimiento	TRE (años)	GEI g CO2-eq./kWh	Autor / año
Sur de Europa / 1700	11.5%	30	0.75	2.1-4.0	30.0	Alsema y de Wild-Scholten 2005
Norte de Europa, Canadá / 900-1000	12.0%	20-30	0.75	1.7	8.0-47.0	Laleman et al 2011
Estados Unidos y Sur de Europa / 1700	11.5%	30	0.75	1.7	N/A	Fthenakis y Kim 2011
Malasia / 1810	15.0%	30	0.80	N/A	28.0	Kim et al. 2014

Tabla 5. Resumen de los ACV de la tecnología CdTe.

Localidad / Irradiación (kWh/m ² / año)	Eficiencia del módulo	Vida útil (años)	Relación de Rendimiento	TRE (años)	GEI g CO ₂ -eq./kWh	Autor / año
Noroeste de Europa / 1000	6.0%	N/A	0.75	3.2	N/A	Alsema 1996
Japón / 1430	10.3%	20	0.81	1.7	14.0	Kato 1998
Estados Unidos / 1800	9.0%	30	0.80	1.2	23.6	Fthenakis y Kim 2000
Sur de Europa / 1700	9.0%	30	0.75	1.1	25.0	Alsema y de Wild-Scholten 2006
Suiza / 1117	7.1%	30	0.75	2.5	N/A	Jungbluth et al. 2005
Sur de Europa / 1700	9.0%	20	0.80	1.5	48.0	Raugei et al. 2007
Sur de Europa / 1700	10.9%	30	0.75	0.84	16.0	De Wild-Scholten 2008
Sur de Europa / 1700	10.9%	N/A	0.80	0.79	18.0	Fthenakis 2008
China / 2017	9.0%	30	0.77	1.9	12.8	Ito et al. 2008
China / 1702	N/A	30	0.78	2.1	50.0	Ito et al. 2010
Europa / 1200-1700	10.9%	30	0.80	0.7-1.1	19.0-30.0	Held 2010
Norte de Europa, Canadá / 900-1000	7.1%	20-30	0.75	2.3-4.1	8.0-47.0	Laleman et al. 2011
Europa (varios) / 1700	N/A	20	0.75	2.47	65.8-33.4	Bravi et al. 2011
Estados Unidos y Sur de Europa / 1700	9.0%	30	0.75	1.1	N/A	Fthenakis y Kim 2011
Italia / 1383-1623	9.0%	30	0.75	1.8-2.1	79.0-92.0	Cucchiella y Dádamo 2012
Sur de Europa / 1700	11.9%	30	0.78	0.92	15.8	de Wild-Scholten 2013
Malasia / 1810	11.2%	30	0.80	0.96	15.1	Kim et al. 2014

Tabla 6. Resumen de los ACV de la tecnología CIS.

Localidad / Irradiación (kWh/m ² / año)	Eficiencia del módulo	Vida útil (años)	Relación de Rendimiento	TRE (años)	GEI g CO ₂ -eq./kWh	Autor / año
Suiza / 1117	10.7%	30	0.75	2.9	N/A	Jungbluth et al. 2005
Sur de Europa / 1700	11.0%	20	0.80	2.8	95.0	Raugei et al. 2007
China / 2017	11.0%	30	N/A	1.6	10.5	Ito et al. 2008
Sur de Europa / 1700	10.5%	30	0.75	1.45	21.0	de Wild-Scholten 2008
China / 2017	11.0%	30	0.77	1.6	10.5	Ito et al. 2008
China / 1702	11.0%	30	0.78	1.8	46.0	Ito et al. 2010
Norte de Europa, Canadá / 900-1000	10.7%	20-30	0.75	2.3-4.1	8.0-47.0	Laleman et al. 2011
Europa (varios) / 1700	N/A	20	0.75	2.47	68.5-34.8	Bravi et al. 2011
Italia / 1383-1623	9.5%	30	0.75	2.4-2.8	77.0-90.0	Cucchiella y Dádamo 2012
Sur de Europa / 1700	11.7%	30	0.78	1.02	21.4	de Wild-Scholten 2013
Malasia / 1810	10.0%	30	0.80	N/A	37.9	Kim et al. 2014

Algunos ACV de tecnologías fotovoltaicas han combinado sus análisis con otras fuentes renovables de energía o con estrategias de diseño arquitectónico con perfil sustentable. Zhong et al. (2011) compararon los impactos ambientales de módulos fotovoltaicos policristalinos y una turbina de viento a partir de un ACV. El estudio contempla escenarios de vertedero y reciclaje. Los resultados demostraron que la turbina eólica tuvo los menores impactos ambientales en casi todas las categorías evaluadas.

Kittner et al. (2013) evaluaron los beneficios ambientales y económicos de tecnologías monocristalinas y de silicio amorfo a partir de su integración en el techo de un edificio en Bangkok. En el estudio se incluyó la producción del hormigón dentro de los límites del sistema, debido a la doble función del panel fotovoltaico como generador de electricidad y como teja. Como unidad funcional se fijó una producción eléctrica de 2,400 MWh, los inventarios se basaron en los datos de Jungbluth 2010 y van der Meulen 2011 y el reciclaje se asumió mediante pirolisis para la vaporización del EVA y para recuperar las obleas de silicio. Se plantearon escenarios de la importación de paneles originarios de China, Japón y Alemania, que son los principales proveedores en Tailandia. Los resultados demostraron que

la electricidad generada por los módulos fotovoltaicos es casi 30 veces menos que los GEI producidos por el mix eléctrico de Tailandia. Las emisiones de GEI de los paneles de película delgada fueron aproximadamente un tercio en relación a los monocristalinos para cada uno de los países de origen. Los módulos fotovoltaicos producidos en China tuvieron un mayor TRE.

Lamnatou y Chemisana (2014) elaboraron un ACV de una combinación de techos verdes con sistemas fotovoltaicos en Lleida, España. El TRE resultó ser de 7.2 años. Los autores destacan que la combinación de techos verdes con sistemas fotovoltaicos son prometedores desde el punto de vista ambiental y económico, especialmente en climas cálidos.

Entre los trabajos revisados, algunos abordan con profundidad la etapa de fabricación. La etapa de reciclaje ha logrado mayor atención al considerarla clave para la sostenibilidad de los módulos fotovoltaicos. Yue et al. (2014) elaboraron un comparativo de los escenarios de fabricación de tecnologías fotovoltaicas monocristalinas, policristalinas y ribbon en Europa y China. Los resultados demostraron que los sistemas fotovoltaicos fabricados en China consumen entre 28 y 48% más de recursos energéticos primarios que los fabricados en Europa. Los autores proponen la creación de un arancel tarifario de carbono, con la finalidad de equilibrar el comercio internacional de módulos fotovoltaicos y como estrategia para disminuir el riesgo de calentamiento global.

Berger et al. (2010) presentaron el desarrollo de dos estrategias para el reciclaje de módulos fotovoltaicos de película delgada CdTe y CIS: procesamiento mecánico (húmedo) o RS-1 y el método combinado térmico-mecánico o RS-2. Debido a los efectos positivos del reciclaje de vidrio, la técnica RS-1 logra un menor impacto ambiental que la técnica RS-2.

McDonald y Pearce (2010) cuantificaron el material reciclable por metro cuadrado de las tecnologías fotovoltaicas monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe y CIGS. Los resultados demostraron que el proceso de reciclaje de la mayoría de las tecnologías no representa una ventaja económica para las empresas fabricantes,

por lo que se deben promover políticas que promuevan el reciclaje en vías de minimizar el impacto ambiental y la producción de residuos sólidos de la industria fotovoltaica.

Giacchetta et al. (2013) presentaron resultados preliminares de un nuevo método propuesto para el reciclaje de módulos fotovoltaicos de película delgada de CdTe. El método propuesto demostró tener efectos positivos en el ambiente en la mayoría de las categorías de impacto a excepción de la ocupación de la tierra y la radiación ionizante.

Kreiger et al. (2013) elaboró un ACV de para el reciclaje del silicio de las tecnologías amorfas de unión simple y de amorfo microcristalino a escala de 1 GW a partir de la propuesta de técnicas de simbiosis industrial. Los resultados demostraron que con el método propuesto se alcanzaría un ahorro de 81.700 GJ y más de 4000 toneladas métricas de kg de CO₂ eq. al año para el caso de la tecnología de silicio amorfo. En el caso de la tecnología microcristalina, se ahorrarían 290,000 GJ de energía y 15.6 millones de kg de CO₂ eq. Los autores concluyen que el ahorro por el reciclaje del silicio también ofrece el potencial de reducir el costo nivelado de energía de estas tecnologías, lo que podría hacerla más competitiva en el mercado y aumentar el posicionamiento de las tecnologías fotovoltaicas en el mercado.

Granata et al. (2014) elaboran un comparativo de técnicas de reciclaje de dos rotores de cuchillas de trituración seguido por tratamiento térmico, dos rotores de cuchillas de trituración seguido por trituración con martillo y difracción de rayos X y fluorescencia de rayos X para los módulos fotovoltaicos policristalinos, amorfos y de CdTe. Los resultados demostraron que el método de dos rotores de chuchillas de trituración seguido por tratamiento térmico fue la mejor opción con el objetivo de una recuperación directa del vidrio.

Los resultados de los estudios de reciclaje se han considerado en las bases de datos de inventarios de ciclo de vida del Ecoinvent, a partir de su versión 3.0.

3.3 Orientación óptima de las tecnologías fotovoltaicas

Se han realizado diversos trabajos donde se estima la producción de energía de los arreglos fotovoltaicos para lugares con latitudes muy variadas. Generalmente, la latitud del lugar y la orientación directa al ecuador se asume como óptima para las tecnologías fotovoltaicas. No obstante, se han llevado a cabo diversos estudios que buscan verificar la veracidad de esta afirmación. El identificar la orientación óptima de las tecnologías fotovoltaicas juega un papel importante para que los estudios de ACV y de CCV alcancen un mayor grado de precisión.

La Tabla 7 presenta un resumen de orientaciones óptimas para tecnologías fotovoltaicas que se presenta a continuación son análisis realizados sin ejes de seguimiento.

Tabla 7. Resumen de orientaciones óptimas para tecnologías fotovoltaicas.

Localidad	Latitud	Longitud	Orientación óptima	Inclinación Óptima	Tecnología analizada	Autor / año
Londres, Inglaterra	51°30'26" N	0°7'39" O	Sur franco	30°	Monocristalina	Fordham et al. 1999
Teherán, Irán	35.71° N	51.41° E	N/E	29°	Monocristalina	Asl-Soleimani et al. 2001
Hamamatsu, Japón	34.45° N	137.41° E	Sur franco	30°	Monocristalina	Nakamura et al. 2001
El Cairo, Egipto	30°3'22" N	31°14'22" E	Sur franco	20°-30°	N/E	Hussein et al. 2004
Medina, Saudi Arabia	24.28° N	N/E	Sur franco	24°	N/E	Benghanem 2011
Brisbane, Australia	27.28° S	N/E	Norte franco	26°	N/E	Yan et al. 2013

También se han realizado una serie de análisis con diversas características. Hiraoka et al. (2003) analizaron el desempeño de tecnologías fotovoltaicas amorfo instaladas con un ángulo de inclinación de 26.51° al sur (monocristalino), 26.51° al norte (policristalino y silicio amorfo) y horizontalmente (silicio amorfo) en el techo del ROHM Memorial VLSI Research Center, de la Universidad de Ritsumeikan en Shinga, Japón (latitud 34.51° Norte y longitud 135.51° Este). Las mediciones del desempeño de las tecnologías se realizaron entre junio de 2000 y mayo de 2001. Los resultados demostraron que los datos anuales de todas las orientaciones representan aproximadamente el 70% en relación a los datos de la orientación sur. El silicio amorfo dispuesto horizontalmente tuvo el mejor desempeño en verano,

mientras que el monocristalino al orientado al sur tuvo el mejor desempeño en invierno.

Kacira et al. (2004) evaluaron la inclinación y orientación óptima para un panel fotovoltaico colocado en Sanliurfa, Turquía (latitud 37° Norte y longitud 38° Este) y se comparó con la ganancia que se obtuvo con un sistema de seguimiento a dos ejes. Las inclinaciones óptimas variaron durante todo el año con un valor mínimo de 13° en junio y un máximo de 61° en diciembre. El incremento de la captación de radiación del sistema de seguimiento fue 1.1% superior a lo largo del año comparado con el ajuste de la orientación óptima mensual y de 3.9% superior cuando se comparó con el ángulo de la latitud del lugar.

También se han llevado a cabo estudios donde se analiza el desempeño de los paneles fotovoltaicos integrados a la edificación. Yoon et al. (2011) examinaron la eficiencia de un panel fotovoltaico amorfo integrado a la edificación del R&D Institute building of Kolon Engineering and Construction, Co. Ltd., en Yongin city, Gyeonggi; región central de Corea (latitud 37.17° Norte). Las condiciones simuladas fueron orientando al suroeste con un acimut de 50° , sin ninguna sombra, orientado hacia el sur con sombra y orientado hacia el sur sin sombreado. De acuerdo con los datos obtenidos, la generación de energía eléctrica se puede mejorar un 9%, 34% y 47% respectivamente.

Hwang et al. (2012) calcularon la producción de energía eléctrica de módulos fotovoltaicos colocados en dos fachadas de un edificio típico de oficina en Corea, considerando la combinación apropiada del tipo de módulo fotovoltaico, orientación, inclinación y distancia entre los módulos. Los resultados demostraron que si se realiza una adecuada combinación de dichas consideraciones, la producción de energía debido a la utilización de la instalación fotovoltaica puede cubrir entre 1 y 5% del consumo de la energía del edificio estudiado.

Otros estudios han realizado análisis más detallados, al identificar el ángulo de inclinación y orientación óptimo en cada uno de los meses del año. Bakirci, K. (2012) elaboró un análisis para determinar el ángulo de inclinación óptimo para

aplicaciones de energía solar para ocho provincias de Turquía (las latitudes varían entre 36 y 41° principalmente). Se observó que el ángulo de inclinación óptimo alcanzó un mínimo de 0° en junio y julio y aumentaba durante los meses de invierno, llegando a un máximo en diciembre en todas las localidades.

En relación al desempeño de las diferentes tecnologías sólo se puede mencionar el trabajo de Haller et al. (2013), en el que los autores desarrollaron un modelo para analizar las diferencias en la orientación óptima de varias tecnologías de módulos fotovoltaicos. Los resultados obtenidos demostraron que la orientación óptima para las diferentes tecnologías (cristalinas y de película delgada) es la misma. Asimismo, en la orientación horizontal, los módulos de película delgada alcanzan una mayor producción de energía. No obstante, dicha ventaja es menor del 1% en relación a las tecnologías cristalinas.

En cuanto a trabajos experimentales reportados se encuentra el de Kaldellis y Zafirakis (2012), que realizaron un estudio experimental para determinar la producción de un panel fotovoltaico bajo diferentes ángulos de inclinación en Atenas, Grecia (37.58° Norte). Para ello, se variaron las inclinaciones del panel fotovoltaico entre 0°, 15°, 30°, 45°, 60° y 75° durante 20 días en verano. Los resultados demostraron que la inclinación de 15° produjo la mayor cantidad de energía eléctrica durante casi toda la temporada de verano.

También Kaldellis et al. (2012), realizaron un estudio teórico y experimental para determinar el ángulo de inclinación y orientación óptimo para satisfacer la necesidad de electricidad en localidades remotas, típicas en Grecia. De acuerdo con los resultados obtenidos, el ángulo de inclinación y orientación óptimo para satisfacer la demanda de energía de la localidad coincide con el ángulo que garantiza la máxima explotación durante el periodo de irradiación solar más baja del año. Los autores señalaron que para satisfacer un consumo de energía dado, no necesariamente se tiene que aumentar la capacidad del sistema, sino que se debe adecuar el ángulo de inclinación y orientación al patrón de consumo anual del caso particular.

Sólo Mondol et al. (2007), elaboró un estudio de costo beneficio a partir de hacer comparativos entre las diferentes orientaciones. Los autores simularon en TRNSYS con el modelo de 4 parámetros el desempeño de un arreglo fotovoltaico en climas marítimos de Irlanda del Norte. La mayor producción de energía se alcanzó con un ángulo de inclinación de 30° orientado al sur, aunque el ángulo óptimo de inclinación vario a lo largo del año entre 10° y 70° . En relación a las tarifas arancelarias en función al tiempo, se alcanzaron mayores ahorros con orientaciones hacia el oeste que en orientaciones hacia el este. No obstante, para las constantes arancelarias, el ahorro fue el mismo para las orientaciones este y oeste.

Michaelides y Eleftheriou (2011) desarrollaron una metodología de tres pasos para determinar el ángulo óptimo de inclinación y la orientación de los paneles solares fotovoltaicos con el fin de maximizar la radiación solar incidente. En el primer paso, los datos registrados se utilizan con el fin de seleccionar el modelo anisotrópico más preciso para la predicción de la irradiancia solar difusa en superficies inclinadas. En el segundo paso, los datos registrados y el modelo seleccionado se utilizan para construir una base de datos que contiene las medias y las varianzas de la irradiancia solar global por hora en las superficies inclinadas durante períodos específicos de tiempo, para diferentes ángulos de inclinación y orientaciones. En el tercer paso, la base de datos de la etapa anterior se utiliza para producir meta-modelos en donde se correlacionan el ángulo de inclinación y la orientación con la irradiancia media global y su varianza en las diferentes superficies inclinadas.

Como se puede ver, en trabajo de Michaelides y Eleftheriou (2011), la elección del modelo para el cálculo de la radiación en planos inclinados es fundamental para poder predecir con mayor precisión la mejor orientación para las instalaciones fotovoltaicas y determinar su potencial económico y de generación de energía eléctrica.

3.4 Modelos del cálculo de radiación en planos inclinados

Se han desarrollado diversos modelos para calcular la radiación solar en superficies inclinadas a partir de datos medidos de la irradiación total, directa, difusa y/o la irradiación reflejada sobre una superficie horizontal. La importancia de desarrollar esta clase de modelos radica en que las estaciones meteorológicas solo realizan mediciones de la radiación directa en el planos horizontal.

Los modelos para calcular la radiación en planos inclinados pueden clasificarse en isotrópicos y anisotrópicos. Los modelos isotrópicos son más simples, ya que asumen que la intensidad de la radiación difusa del cielo es uniforme, mientras que los anisotrópicos consideran que la radiación difusa del cielo no es uniforme.

Los modelos isotrópicos analizados más frecuentemente en la literatura son los siguientes:

- Isotrópico
- Liu-Jordan (1963)
- Jiménez-Castro (1986)
- Koronakis (1986)
- Tian et al. (2001)
- Badescu (2002)

En relación de los modelos anisotrópicos, los más estudiados en la literatura son los siguientes:

- Bugler (1977)
- Temps-Coulson (1977)
- Hay (1979)
- Klucher (1979)
- Skartveit-Olseth (1979)
- Hay-Davies (1980)
- Steven-Unsworth (1980)
- Willmot (1982)
- Ma-Iqbal (1983)
- Gueymard (1987)
- Pérez et al. (1987)
- Reindl et al. (1990)
- Pérez et al. (1990)

- Muneer (1997)
- Olmos et al. (1999)

Se han elaborado comparativos de la precisión de los diferentes modelos isotrópicos y anisotrópicos. Cucumo et al. (2007) evaluaron la precisión de los modelos Isotrópico, Hay-Davies, HDKR – Hay, Davies, Klucher y Reindl- y Pérez 1990 con 5 diferentes modelos de correlación para la división de los componentes de haz de radiación y radiación difusa. En general, las desviaciones medias estuvieron en un rango de 10% (con excepción de la orientación norte con un 20%) para todos los modelos. En la orientación sur el más preciso fue el modelo Isotrópico, en la orientación oeste el mejor fue el modelo de Hay y Davies y en la orientación norte, el mejor fue el modelo de Pérez 1990. Los autores señalaron en general el modelo que reportó mejor desempeño fue el de Pérez 1990.

Evseev y Kudish (2009) realizaron una modificación del modelo para el cálculo de radiación en superficies inclinadas de Olmo et al. de 1999 y lo compararon con los cálculos de los modelos de Gueymard, Muneer, Pérez de 1990, considerando datos medidos durante 24 meses en la Beer Sheva, Israel (latitud 31.15° norte, longitud 34.45° este y 315 metros sobre el nivel del mar). Los resultados demostraron que el modelo que alcanzó los resultados más precisos fue el modelo modificado de Olmo et al. de 1999, seguido por el modelo de Pérez de 1990.

Pandey y Katiyar (2009) presentaron un estudio comparativo de los modelos Circunsolar, Isotrópico, Klucher y Hay-Davies en relación a datos medidos en Lucknow, Uttar Pradesh, en La India (latitud 26.75° norte, longitud 80.85° este). A pesar de que los modelos de Klucher y de Hay-Davies tuvieron los mejores desempeños, el modelo de Klucher reportó el porcentaje de error más bajo (7%). Los autores destacan que la mayor precisión del modelo de Klucher se debe a que incorpora las condiciones de cielo nublado en sus cálculos.

Posadillo y López Luque (2009) evaluaron el rendimiento de los modelos Isotrópico, Hay y Reindl, en relación a datos medidos durante 3 años en la Universidad de Córdoba, España (latitud 37°51' Norte, longitud 4° 48' Oeste y una altura de 125

m). Los resultados mostraron que los tres modelos tuvieron una subestimación del cálculo de la radiación, donde el modelo Isotrópico tuvo el peor desempeño y el modelo de Reindl alcanzó los obtuvo resultados más precisos.

Mehler, E. D. et al. (2010) analizaron la precisión de modelos isotrópicos (Liu-Jordan, Koronakis, Jiménez-Castro, Badescu, Tian) y anisotrópicos (Bugler, Temps-Coulson, Klucher, Ma-Iqbal, Reindl) para la región de Atenas (latitud $38^{\circ}0'0''$ Norte y longitud $23^{\circ}43'0''$ Este). Asimismo, los autores elaboraron un modelo basado en técnicas de redes neuronales para la predicción de la radiación solar global sobre superficies inclinadas. Los modelos isotrópicos de Tian y Badescu y el modelo de redes neuronales mostraron ser más precisos de acuerdo con los valores registrados. En contraparte, el modelo anisotrópico de Ma-Iqbal y el modelo pseudo-isotrópico de Jiménez-Castro tuvieron los peores rendimientos en comparación con los demás modelos.

Demain et al. (2013) evaluaron 14 modelos de cálculo de la radiación en planos inclinados (Liu-Jordan, Koronakis, Badescu, Bugler, Ma-Iqbal, Hay, Skartveit-Olseth, Reindel et al., Temps-Coulson, Klucher, Pérez et al. de 1987, Muneer, Willmot y Gueymard) a partir de la comparación con datos medidos de 8 meses (de abril a noviembre de 2011) que incluyen diversas condiciones atmosféricas y la altura solar en el Real Instituto Meteorológico de Uccle, en Bruselas, Bélgica (latitud 50.79° norte, longitud 4.35° este). Los resultados demostraron que ninguno de los modelos se desempeñó igual bajo diferentes condiciones de cielo (totalmente nublado, nublado, parcialmente nublado, parcialmente despejado, despejado y cualquier tipo de cielo-general). Los modelos de Bugler, Pérez y Willmot estimaron mejor la radiación global para las superficies inclinadas orientadas al sur. El modelo de Bugler tuvo mejor rendimiento en condiciones generales y en cielo parcialmente despejado y despejado. El modelo de Willmot obtuvo mejores cálculos en condiciones de cielo parcialmente nublado y nublado. Mientras tanto, el modelo de Pérez fue el más preciso en condiciones de cielo totalmente nublado.

Khalil y Shaffie (2013) evaluaron los modelos isotrópicos Liu-Jordan, Koronakis, Tian et al. y Badescu; y los modelos anisotrópicos Temps-Coulson, Hay, Steven-Unsworth, Skartveit-Olseth, Pérez et al. 1987, Reindl et al. y Pérez et al. 1990; a partir de datos de radiación incidente directa y difusa total en una superficie horizontal y una superficie inclinada medidos a cada hora diariamente entre 1990 y 2010 en El Cairo, Egipto (latitud $30^{\circ} 105'$ Norte y longitud $115^{\circ} 31'$ Este). Los autores concluyeron que los modelos de Hay, Skartveit-Olseth y Pérez de 1990 dan las predicciones más precisas para la orientación sur y los modelos de Hay y Pérez et al. de 1990 fueron los más precisos para superficies orientadas hacia el oeste.

Otros trabajos realizan éste tipo de comparativos a partir de mediciones efectuadas en uno o varios planos inclinados. En Nijmeh y Mammlook (2000) se analizaron el desempeño de los modelos Hay y Liu-Jordan a partir de datos medidos en radiación en una superficie horizontal y sobre una superficie inclinada a 45° con orientación sur en Amman, Jordania (latitud $31^{\circ}59'$ y longitud $35^{\circ}59'$). El modelo de Liu-Jordan tuvo una variación entre 3.6% y 25.7% y el modelo de Hay entre 3.5% y 25.6%. En general, el modelo de Liu-Jordan dio resultados ligeramente mejores en los meses de verano y el modelo de Hay tuvo mejor desempeño en el resto de los meses. Los autores concluyen que a pesar de la limitada disponibilidad de datos, los modelos son recomendables para proponer una orientación óptima.

Diez-Mediavilla et al. (2005) compararon el desempeño de los modelos Gueymard, Hay, Klucher, Temps-Coulson, Bugler, Isotrópico, Muneer, Pérez, Reindl y Willmott considerando datos medidos desde el 1 de agosto de 1998 hasta el 15 de marzo del 2000, en una superficie orientada al sur con 42° de inclinación en el Laboratorio de la Universidad de Valladolid, España, a 35 kilómetros de la capital (latitud $41^{\circ}49'2''$ norte, $4^{\circ}56'15''$ este). Los resultados demostraron que los modelos de Gueymard, Hay, Klucher y Temps-Coulson sobreestimaron la radiación difusa recibida sobre la superficie inclinada y que los modelos de Bugler, Isotrópico, Muneer, Pérez, Reindl y Willmott la subestimaron, aunque en general las variaciones fueron mínimas. El mejor desempeño lo tuvo el modelo de Hay, seguido por los modelos de Willmott y Muneer. Cabe destacar, que en esta evaluación, los autores realizaron una

modificación en los coeficientes utilizados por el modelo de Pérez, por los resultados presentados para este modelo no pueden considerarse validos.

Evseev y Kudish (2009) compararon el desempeño de los modelos Muneer, Hay, Klucher, Reindl, Liu–Jordan, Skartveit–Olseth, Gueymard, Willmott, Pérez, Ma–Iqbal y Temps–Coulson; a partir de datos medidos para una superficie inclinada a 40° al sur en Beer Sheva, Israel (latitud 31.15° norte, longitud 34.45° este) durante el año 2005 y con 4 tipos de cielo (despejado, parcialmente nublado, nublado y cualquier tipo de cielo-general). Los resultados demostraron que el modelo de Muneer fue el mejor para las condiciones de cielo nublado, mientras que el de Ma-Iqbal fue el mejor para las condiciones de cielo parcialmente nublado y despejado. En cuanto a las condiciones generales, el modelo de Ma-Iqbal fue el que obtuvo datos más precisos, seguido por el modelo de Pérez.

Gueymard (2009) comparó los modelos ASHRAE, Gueymard, Hay, Isotrópico, Klucher, Muneer, Pérez, Reindl, Skartveit y Temps a partir de datos medidos de radiación global en un plano con orientación sur y 40° de inclinación y un seguidor solar a 2 ejes en las instalaciones del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL por sus siglas en inglés) en Golden, Colorado (latitud 39.74° Norte y longitud 105.18° Oeste). Cuando se consideraron condiciones de cielo despejado y se tomaron en cuenta la radiación directa, difusa y el albedo, los modelos de Gueymard y de Pérez proporcionaron estimaciones con diferencias aleatorias más bajas en una orientación sur e inclinaciones de 40° y 90° respectivamente. Cuando se consideraron las condiciones bajas de cielo claro y soleado, todos los modelos disminuyeron su precisión, principalmente para el caso del plano vertical orientado al sur (en este último caso, el modelo de Reindl fue el que mejor desempeño alcanzó). Cuando las condiciones eran subóptimas; es decir, cuando sólo se proporcionaba la irradiancia horizontal y era necesario estimar la radiación difusa, los modelos de Hay, Reindl y Skartveit, tuvieron los mejores desempeños.

Padovan y Del Col (2010) analizaron los modelos Liu-Jordan, Klucher, Pérez 1990 y HDKR –Hay, Davies, Klucher y Reindl- a partir de datos medidos en planos inclinados a 20° y 40° con orientación sur y planos inclinados a 45° y 65° con orientación este en Padova, Italia (latitud 45.4° norte, longitud 11.9° este). Los autores concluyeron que la precisión de la predicción depende en gran medida de las características del cielo, puesto que en todas las correlaciones se sobreestimaron el promedio de la irradiancia difusa. Todos los modelos calcularon la irradiancia en los planos inclinados orientados al sur con una precisión similar, mientras que para la orientación este, los modelos de Pérez y HDKR proporcionaron las predicciones más precisas.

David et al. (2013) evaluaron el desempeño de los modelos Skartveit-Olseth, Hay, Gueymard y Pérez de 1990 para la estimación de la radiación difusa en planos inclinados en Reunion Island (latitud 21° 20' sur, longitud 55° 29' este y una altura de 76 m). Los resultados se compararon con datos medidos en la plataforma de Saint-Pierre en 14 diferentes planos inclinados (inclinación de 20° y 40° y acimuts de 90°, 60°, 30°, 0° -30°, -60° y -90°). En general, el modelo de Pérez tuvo el mejor rendimiento con una media de sesgo de -6.8 W/m².

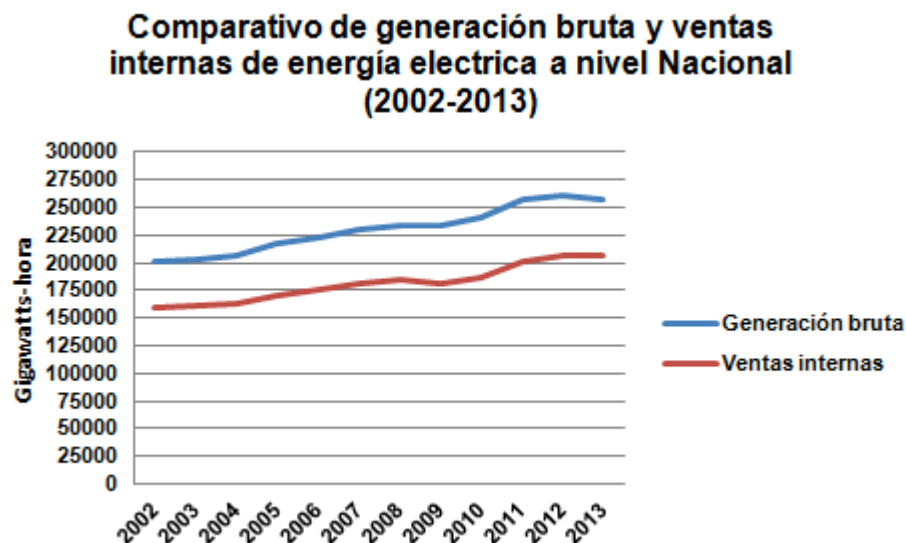
También se han realizado los comparativos de modelos de cálculo de la radiación en planos inclinados a partir de diferentes softwares de simulación. Loutzenhiser et al. (2007) evaluaron la precisión del cálculo de la radiación solar en superficies verticales de los modelos Isotropico, Klucher, Hay-Davies, Reindl, Muneer, Pérez 1987 y Pérez 1990 para predecir con mayor fiabilidad el comportamiento térmico de las cargas de enfriamiento en edificios en Dübendorf, Suiza (latitud 47°23'53" Norte y longitud 8°37'10" Este). Para la validación de los modelos de radiación se utilizaron los softwares EnergyPlus, DOE 2.1e, TRNSYS-TUD y ESP-r. Asimismo, se utilizaron datos de radiación solar de 25 días en los periodos de octubre y marzo/abril, en donde se incluían diversas condiciones atmosféricas y las altitudes solares. Los autores concluyen que los cálculos con los modelos de Pérez realizadas con el TRNSYS-TUD fueron los más precisos.

3.1 Mix eléctrico

3.1.1 Mix eléctrico nacional

México cuenta una amplia red de suministro eléctrico que le permite cubrir su demanda interna. En 2013, se exportaron 26,480 petajoules y en contraparte se importaron 5,942 petajoules. Los países a los que se exporta la electricidad son Estados Unidos, Guatemala y Belice, y los países de los que se importa la electricidad son Estados Unidos y Guatemala. No obstante, no hay suficiente información disponible para determinar la cantidad ni los porcentajes correspondientes de cada país al que se exporta o se importa la electricidad.

En el periodo que va de 2002 a 2013, México tuvo una generación bruta superior a las ventas internas de energía eléctrica en un promedio de 27.15% anual como se muestra en la Gráfica 1.

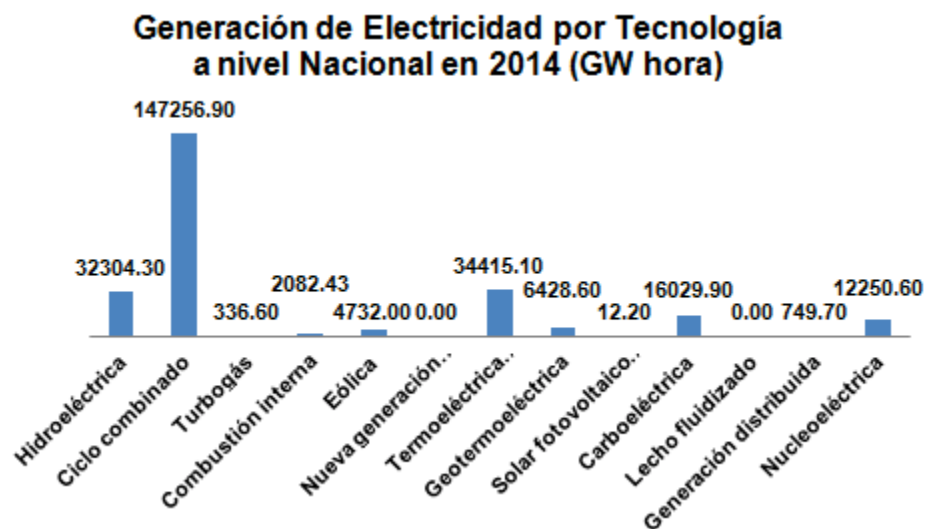


Gráfica 1. Comparativo de generación bruta y ventas internas de energía eléctrica a nivel Nacional para el periodo 2002-2013.

A pesar de que el porcentaje de usuarios se ha incrementado a un ritmo de 3.4% anual durante el mismo periodo, la generación bruta y las ventas internas sólo se han incrementado en un promedio anual de 2.34%. La generación bruta energía eléctrica fue de 257,860.10 gigawatts hora año y las ventas internas de energía

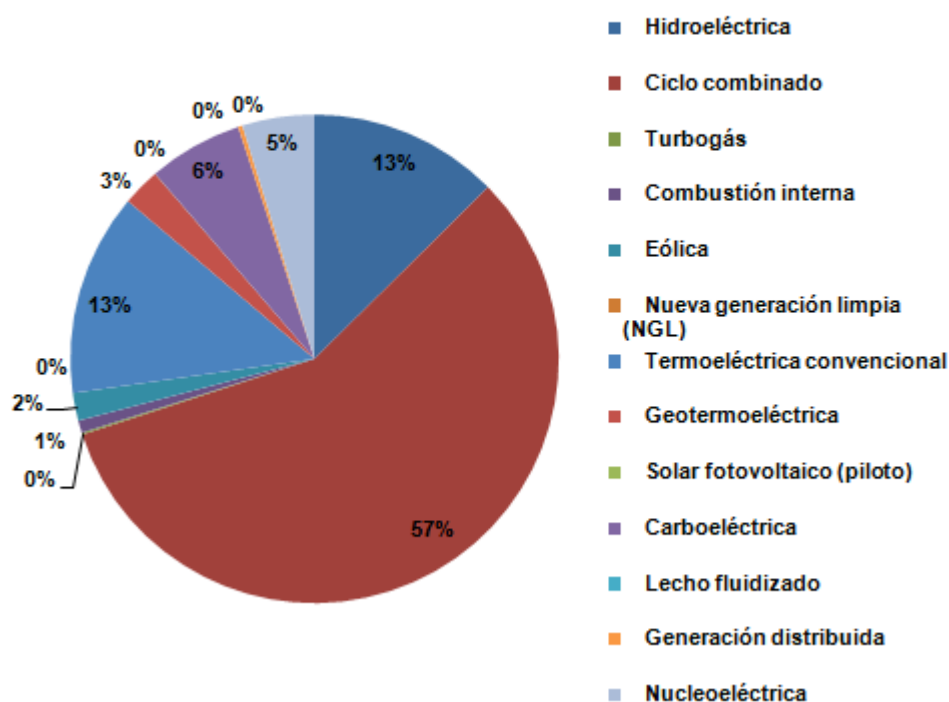
eléctrica fueron de 206,129.99 gigawatts hora año en 2013. Esto quiere decir que aunque se ha incrementado el número de usuarios, se consume menos energía por usuario, manteniendo de esta manera constante el incremento de la demanda y por lo tanto, el incremento de las ventas.

Las plantas eléctricas están distribuidas por todo el territorio nacional y son de muy variadas tecnologías. Las plantas de ciclo combinado en 2014 tienen una capacidad de generación de 146,256 gigawatts-hora año y representan el 57% a nivel nacional. La tecnología termoeléctrica y la tecnología hidroeléctrica generan 34,415.10 y 32,304.30 gigawatts-hora año respectivamente en 2014. En las Gráficas 2 y 3 se pueden observar la generación de electricidad por cada tipo de tecnología y su respectiva proporción porcentual actual.



Gráfica 2. Generación de electricidad por tecnología a nivel nacional en gigawatts-hora en 2014.

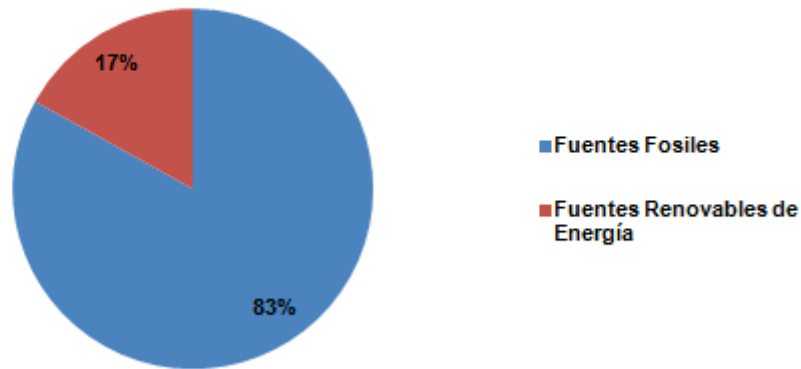
Generación de Electricidad por Tecnología a nivel Nacional 2014 (%)



Gráfica 3. Porcentajes de generación de electricidad por tecnología a nivel nacional en 2014.

La generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía representa cerca del 16.94% a nivel nacional en el mix eléctrico en 2014. El 12.59% es a partir de energía hidroeléctrica, el 2.51% de energía geotermoeléctrica, 1.84% de energía eólica y el piloto de energía solar fotovoltaica es prácticamente nulo. Ver Gráfica 4.

Porcentaje de Fuentes Renovables en el sector eléctrico Nacional en 2014



Gráfica 4. Porcentaje de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía a nivel nacional en 2014.

3.1.2 Mix eléctrico de la Zona Noroeste de CFE

El sector eléctrico nacional está dividido en cinco zonas: noroeste, noreste, centro-occidente, centro y sur-sureste. La zona noroeste está conformada por los estados de Baja California, Baja California Sur, Sonora y Sinaloa.

Según el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) para el periodo 2012-2026, el mix eléctrico de la Zona Noroeste en 2010 estaba conformado como se indica en la Tabla 8.

Tabla 8. Mix eléctrico en la Zona Noroeste en 2010.

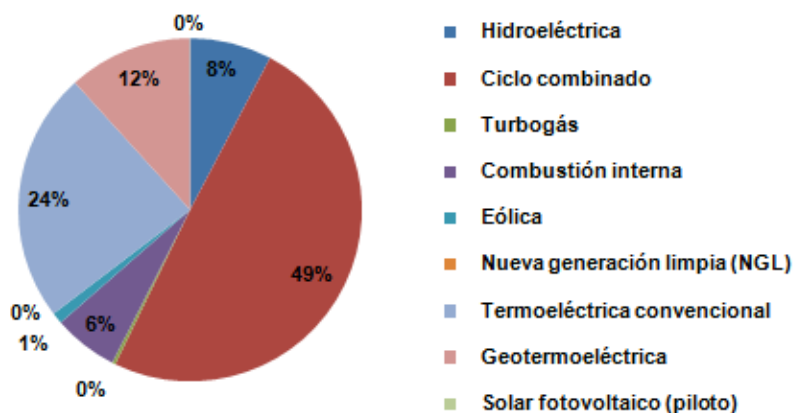
Nombre de la Central	Estado	Municipio	Tecnología	Combustible	Capacidad efectiva (MW)	Generación bruta (GWh)
Presidente Juárez	B. California	Rosarito	TC, CC, TG	COM y GAS	1,303	4,873.00
Mexicali (PIE)	B. California	Mexicali	CC	GAS	489	1,876.00
Cerro Prieto	B. California	Mexicali	GEO		720	4,710.00
Punta Prieta	B. California Sur	La Paz	TC, CC, TG	COM	113	638.00
San Carlos	B. California Sur	San Carlos	CI	COM y DIE	104	673.00
B. California Sur I	B. California Sur	La Paz	CI	COM y DIE	79	495.00
Huites	Sinaloa	Choix	HID		422	1,074.00
Mazatlán II	Sinaloa	Mazatlán	TC	COM	616	2,386.00
Topolobampo II	Sinaloa	Ahome	TC	COM	320	1,606.00
El Novillo	Sonora	Soyopa	HID		135	647.00
Puerto Libertad	Sonora	Piquito	TC	COM	632	2,447.00
Guaymas II	Sonora	Guaymas	TC	COM	484	1,283.00
Hermosillo	Sonora	Hermosillo	CC	GAS	227	1,586.00
Hermosillo (PIE)	Sonora	Hermosillo	CC	GAS	250	1,976.00
Naco Nogales (PIE)	Sonora	Agua Prieta	CC	GAS	258	2,269.00

PIE= Productor independiente de energía.

TC=Termoeléctrica convencional, CC=Ciclo combinado, TG= Turbogas, HID= Hidroeléctrica, GAS= Gas, DIE= Diesel, COM= Combustóleo.

El mix eléctrico de la zona Noroeste en 2014 se conforma principalmente por la tecnología de ciclo combinado (49.47%), termoeléctrica convencional (23.64%), geotérmica (11.67%), hidroeléctrica (7.71%) y combustión interna (6.09%). Ver Gráfica 5.

Generación de Electricidad por Tecnología en la Zona Noroeste en 2014 (%)

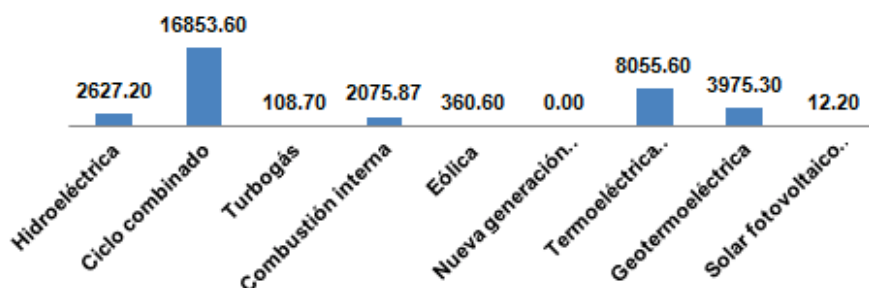


Gráfica 5. Porcentaje de generación de electricidad por tecnología en la Zona Noroeste de CFE en 2014.

La tecnología de ciclo combinado tiene una generación de 16853.6 gigawatts hora año y es por si misma 141.62% mayor que el total de la suma de las tecnologías de fuentes renovables de energía (6975.3 gigawatts hora año) utilizadas el mix eléctrico de la zona.

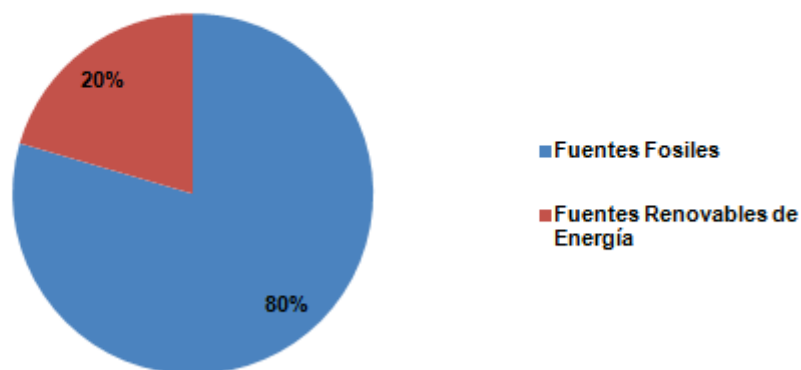
No obstante, el porcentaje de las energías renovables en el mix eléctrico de la zona noroeste es 3% mayor que el del mix eléctrico nacional. En las Gráficas 6 y 7 se muestra la participación de las diferentes tecnologías para la generación de energía eléctrica en la zona noroeste y los porcentajes correspondientes a las fuentes fósiles y renovables de energía.

Generación de Electricidad por Tecnología en la Zona Noroeste en 2014 (GW hora)



Gráfica 6. Generación de electricidad por tecnología en gigawatts-hora en la Zona Noroeste en 2014.

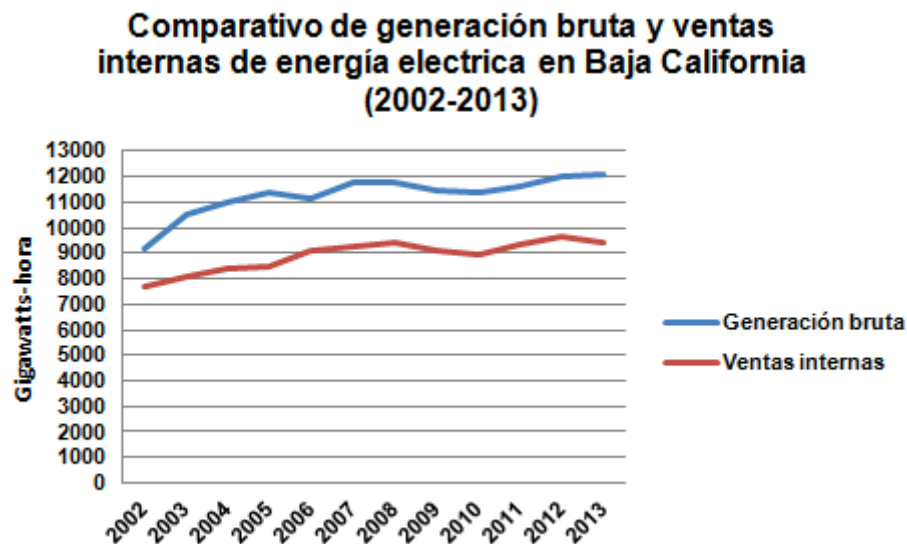
Porcentaje de Fuentes Renovables de Energía en la Zona Noroeste en 2014 (%)



Gráfica 7. Porcentaje de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía en la Zona Noroeste en 2014.

3.1.3 Mix eléctrico de Baja California

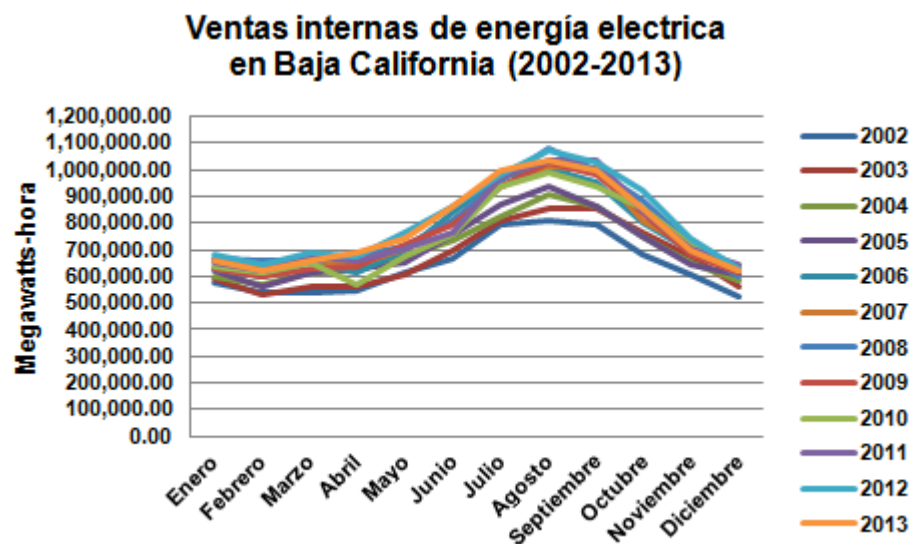
El porcentaje de usuarios se ha incrementado a un ritmo de 3.50% anual durante el periodo de 2002-2013, mientras que la generación bruta y las ventas internas de energía eléctrica sólo se han incrementado en un promedio anual de 2.66% y 1.93% respectivamente. En este periodo Baja California tuvo una generación bruta superior a las ventas internas de energía eléctrica en un promedio de 26.75% anual. Ver Gráfica 8.



Gráfica 8. Comparativo de generación bruta y ventas internas de energía eléctrica en Baja California para el periodo 2002-2013.

En 2013, la generación bruta de energía eléctrica fue de 12,088.26 gigawatts hora año y las ventas internas de energía eléctrica fueron de 9,426.15 gigawatts hora año. Asimismo, la generación bruta de energía eléctrica de Baja California representó ese año el 4.69% de la generación bruta nacional.

Baja California contó con el 3.08% de usuarios de energía eléctrica a nivel nacional en 2013. En la gráfica 9 se presenta el comportamiento de las ventas internas de energía eléctrica en el Estado en el periodo que va del año 2002 al año 2013. Ver Gráfica 9.



Gráfica 9. Ventas internas mensuales de energía eléctrica
en Baja California para el periodo 2002-2013.

Las ventas internas mensuales de energía eléctrica en Baja California se incrementan considerablemente en los meses de julio agosto y septiembre, al alcanzar un porcentaje superior al promedio anual de 18.81%, 24.19% y 21.13% respectivamente. En contraparte, los meses en que bajan mas las ventas internas de energía eléctrica son los de febrero y diciembre, que alcanzan un porcentaje inferior al promedio anual de 23.91% y 22.49% respectivamente.

El Estado de Baja California tiene uno de los potenciales eólicos y solares más importantes del país. Además, la central de Cerro Prieto contaba con el 75% de la capacidad geotermoeléctrica instalada a nivel nacional en 2010.

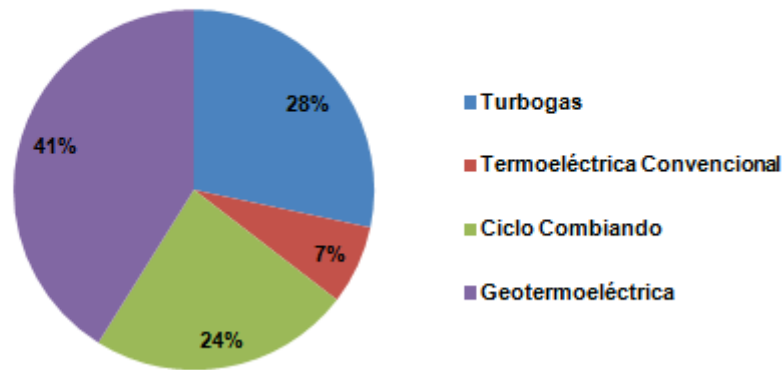
Asimismo, se esperaba que para 2013 se pusieran en marcha los proyectos Baja California II con tecnología de turbogas y Baja California III con tecnología de ciclo combinado con capacidad de 124 y 294 megawatts respectivamente. No obstante, ninguno de los dos proyectos entró en fase de operación en 2014.

Es difícil determinar la proporción de generación de electricidad por tecnología en Baja California actualmente, debido a que no se especifica el aporte de cada tecnología en la planta Presidente Benito Juárez en Rosarito. Sin embargo, en la

Manifestación de Impacto Ambiental se hace referencia que la tecnología de turbogas aporta dos terceras parte de la generación total de electricidad de la planta. Especulando en que tanto la tecnología termoeléctrica como la de ciclo combinado generen el 50% de la tercera parte de la electricidad restante, el mix eléctrico de Baja California en 2010 habría estado constituido como se muestra en la gráfica 18.

De esta manera, la geotermoeléctrica habría aportado en 2010 el 41.10% de la generación de electricidad en Baja California, seguida por las tecnologías de turbogas (28.35%), ciclo combinado (23.46%) y termoeléctrica convencional (7.09%). Ver Gráfica 10.

Estimación de Generación de Electricidad por Tecnología en Baja California en 2010 (%)



Gráfica 10. Estimación del porcentaje de generación de electricidad por tecnología en Baja California en 2010.

4. METODOLOGÍA

4.1 Caracterización del clima en Mexicali

El municipio de Mexicali se encuentra al noreste del Estado de Baja California y es frontera con Calexico, California. Sus coordenadas geográficas son 32°38'latitud norte y 115°28'longitud oeste, con una altura de 3 metros sobre el nivel del mar.

El archivo climatológico empleado para el análisis climático de la ciudad de Mexicali es un "TMY3" generado en METEONORM 6.0. Dicho software elabora los archivos a partir de la latitud, longitud, huso horario, altura sobre el nivel del mar y clasificación de la conformación territorial de una localidad. Como herramienta auxiliar para la interpretación de la información se utilizó la hoja BAT (Bioclimatic Analysis Tool) desarrollada por el M.D. Julio Cesar Rincón Martínez y el Dr. Arq. Victor Fuentes Freixanet de la Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Azcapotzalco.

El propósito principal de éste análisis es caracterizar el clima de la ciudad de Mexicali. Esta caracterización es importante para identificar factores climáticos que afectan el funcionamiento de las diferentes tecnologías fotovoltaicas. Igualmente, la caracterización climática puede ayudar a tomar decisiones para optimizar el aprovechamiento económico de las tecnologías.

4.2 Caracterización del Mix eléctrico

La energía eléctrica se puede generar a partir de diversas tecnologías tanto de fuentes fósiles como de fuentes renovables. A la variedad de tecnologías utilizadas para generar y satisfacer la demanda eléctrica de una región determinada se le denomina mix eléctrico.

La creciente demanda de energía eléctrica, la problemática ambiental y la disponibilidad de recursos influyen en un constante incremento del mix eléctrico. Los estudios de factibilidad económica, de disponibilidad de recursos, impacto

social y ambiental son fundamentales para elegir las tecnologías más oportunas para incluir en el mix eléctrico de cada región.

En relación a los ACV, la caracterización del mix eléctrico de una región es fundamental para elaborar comparaciones de los beneficios ambientales por el uso de tecnologías que generan electricidad por una u otra fuente, sea de origen fósil o renovable.

Por ello, se determinará el mix eléctrico de México, de la zona Noroeste de la Secretaría de Energía (SENER) y del estado de Baja California para el año 2014. La base de datos a utilizar para definir el mix eléctrico es el Sistema de Información Energética de la SENER y la información publicada por el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) en los últimos años. Dichas fuentes de información tienen mayor fiabilidad y son consistentes en cuanto a la energía eléctrica en relación a otras fuentes de información que generalmente se contradicen en cuanto a las fuentes de generación de electricidad, tales como el INEGI, CFE, los Balances Nacionales de Energía y demás dependencias y documentos publicados del Gobierno Federal.

Los análisis y conclusiones derivadas de la caracterización del mix eléctrico de México, la zona noroeste de CFE y del estado de Baja California serán de utilidad para identificar los beneficios ambientales de las tecnologías fotovoltaicas.

4.3 Evaluación de los modelos de cálculo de radiación en planos inclinados y del recurso solar en Mexicali

Para realizar el análisis de los modelos de cálculo de radiación sobre superficies inclinadas, se utilizarán los modelos Isotrópico, Hay-Davies, Reindl, Pérez 1988 y Pérez 1999 que se encuentran preestablecidos en el software TRNSYS. Con la excepción del modelo Isotrópico, los modelos mencionados son los más precisos de acuerdo a la bibliografía referida anteriormente acerca de los modelos para el cálculo de la radiación en planos inclinados.

Se continúa utilizando el archivo de normales climatológicas TMY3 para la ciudad de Mexicali elaborado con el software METEONORM 6.0. En esta ocasión se procesa la información con el software TRNSYS 17 para determinar el recurso solar de Mexicali a partir de planos orientados a cada 5 grados de inclinación (de 0 a 90 grados) y a cada 10 grados de acimut (de 0 a 360 grados). El software TRNSYS se basa en la interconexión de componentes que llevan a cabo diversas funciones. A estos componentes se les denomina “types”.

Los types utilizados para determinar el recurso solar de las diferentes orientaciones e inclinaciones en Mexicali son los siguientes:

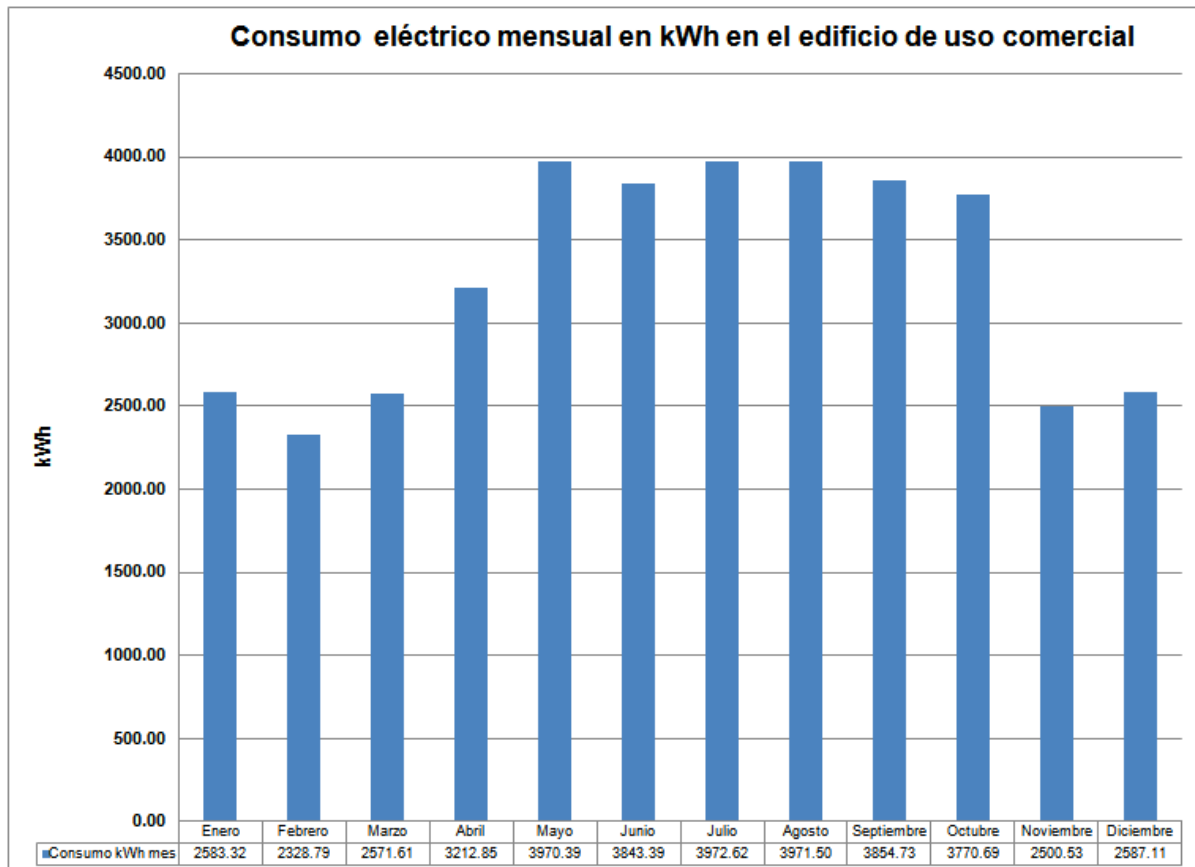
- Type 15.- Se trata de un formato estándar de lectura y procesamiento de datos meteorológicos. En este caso, el archivo utilizado fue TMY3 obtenido a partir de la interpolación de normales climatológicas de diversas estaciones meteorológicas en el software METEONORM.
- Type 57.- Es un convertidor de unidades. Éste type se utilizó para convertir KJh/m^2 a W/m^2 .
- Calculadora.- Es una calculadora convencional. Fue usada con el objetivo de convertir W/m^2 a kW/m^2 .
- Type 24.- Se usa para integrar información diaria, mensual, anual y otro tipo de información que se requiera para periodos de tiempo específicos. En el presente análisis se clasificó la información de forma anual y mensual.
- Type 25d.- Sirve para guardar la información en diversos archivos externos. La información obtenida de éste type se vinculó con archivos de Excel.

Posterior a la elección del modelo para el cálculo de la radiación en planos inclinados a utilizar, se procederá a realizar un análisis detallado del comportamiento mensual y anual de la radiación, con la finalidad de identificar orientaciones e inclinaciones de los sistemas fotovoltaicos que podrían tener beneficios económicos y ambientales similares a la considerada óptima.

4.4 Procedimiento para el CCV de las tecnologías fotovoltaicas

Para la elaboración del CCV se caracterizó el consumo eléctrico de un edificio de uso comercial, similar al utilizado en una zapatería o una tienda de ropa. La Tarifa e cobro de CFE es la número 3 para el estado de Baja California, correspondiente a comercios de alto consumo en baja tensión.

Para la caracterización del consumo se consideraron luminarias de alta eficiencia, el uso de computadoras, impresoras y electrónicos para uso de los empleados. El consumo de las luminarias exteriores se vario de acuerdo al requerimiento por la puesta del sol. La caracterización del consumo eléctrico del local comercial se muestra en la Gráfica 11.



Gráfica 11. Consumo eléctrico anual del edificio de uso comercial en Mexicali.

Durante los meses de enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre el consumo de energía es relativamente bajo en relación al resto de los meses, debido a que en esta temporada del año no es necesario utilizar algún equipo de climatización artificial. En contraparte, los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre son los que presentan mayor consumo energético, especialmente los meses de julio y agosto, debido principalmente al uso de los equipos de climatización artificial. Los meses de abril y octubre tienen un consumo moderado en relación a los de mayor y menor consumo. Los datos presentados son congruentes con el consumo energético característico en la ciudad de Mexicali.

En una evaluación financiera es importante considerar el valor del dinero en el tiempo. Cuando no se usa este indicador económico, los resultados pueden ser engañosos, ya que no se considera el tiempo de recuperación de la inversión ni la duración del proyecto. Para obtener el valor presente neto, es necesario descontar los flujos netos de efectivo, al valor resultante se le resta la inversión inicial neta. La fórmula para calcular el Valor Presente Neto (VPN) es la siguiente:

$$VPN = VAN = FNE_1/(1+i)^1 + FNE_2/(1+i)^2 + FNE_3/(1+i)^3 + \dots + FNE_n/(1+i)^n - [IIN - VS/(1+i)^n]$$

Donde:

- VPN.- Valor presente neto
- VAN.- Valor actual neto
- FNE.- Flujo neto de efectivo
- IIN.- Inversión inicial neta
- i.- Tasa de interés a la que se descuentan los flujos de efectivo
- VS.- Valor de salvamento
- n.- Conciérne al año en que se genera el flujo de efectivo

Un proyecto de inversión es rentable si el VPN es igual o mayor a cero. En el caso particular de las tecnologías fotovoltaicas, el VPN debe ser igual o mayor a cero en un periodo no mayor a 30 años; por lo tanto, el VPN es igual a la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Otro indicador a tomar en cuenta es el Factor de Costo-Beneficio (CB), que mide los flujos netos de efectivo que se tienen después de recuperar la tasa de interés exigida en el proyecto de inversión. Los excedentes de flujo de efectivo respecto al monto de la inversión representan la ganancia adicional en porcentaje de la inversión inicial actualizada.

El CB es la suma de los flujos de efectivo a valor presente, divididos entre la inversión inicial neta a valor presente menos 1 por 100. La fórmula para obtener el CB se presenta a continuación.

$$CB = [\sum (FNE/(1+i)^n) / (IIN - (VS/(1+i)^n)) - 1] * 100$$

Cuando el CB es un valor negativo, se interpreta que existe un porcentaje de la inversión faltante. Es decir, que el CB no cubre en este caso la inversión.

La inflación general en México en los últimos 10 años se ha incrementado en un 7.89% en promedio (INEGI). En relación a la inflación del costo de la electricidad para la tarifa correspondiente para comercios en Baja California ha tenido un incremento de 4.22% en promedio en los últimos 10 años. (SENER, Sistema de Información Energética).

Los proveedores locales de módulos fotovoltaicos cotizan en 4 dólares el watt instalado. Dicho precio incluye el inversor, la estructura de soporte y los componentes eléctricos. En el estudio no se consideró un préstamo para la compra de paneles fotovoltaicos. Asimismo, se consideran dos reposiciones del inversor, la primera a 10 años y la segunda a 20 años.

En relación a la estimación de la energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos, se realizan las siguientes asunciones:

- Relación de rendimiento.- Se establece una relación de rendimiento del 75%.
- Para el cálculo de la generación de electricidad durante el periodo de vida útil del sistema fotovoltaico se empleará la fórmula simplificada establecida en las directrices del Task 12:

$$G = E \times I \times RR \times L$$

Donde:

G= Generación total de electricidad por metro cuadrado de por vida. En la actualidad, el área requerida para alcanzar una capacidad instalada de 1 kWp es de 6.56 m² para las tecnologías monocristalinas y policristalinas, así como de 11.44 m², 8.4 m² y 8.55 m² para la tecnología amorfa, CdTe y CIS respectivamente.

E= Eficiencia de conversión.

I= Irradiación.

RR= Relación de rendimiento.

L= Vida útil.

Con la finalidad de comparar la precisión de esta última fórmula, se simulará con TRNSYS 17 para determinar la generación de electricidad para las tecnologías monocristalina y policristalina de la misma manera que se realiza el estudio de CCV.

- Degradación.- Se asume una eficiencia inicial de 18.5%, 16.3%, 11.9%, 15.6% y 14.7% para las tecnologías monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe, y CIS respectivamente. Adicionalmente, se utilizan los datos publicados por Jordan y Kurtz (2011) en relación a la degradación de las tecnologías fotovoltaicas a lo largo de su vida útil en Estados Unidos, Europa, Japón y Australia durante los últimos 40 años previos a la publicación del trabajo. Después del año 2000, la media de degradación de los sistemas fotovoltaicos ha sido de 0.23%, 0.59%, 0.95%, 0.3% y 0.02%, para las tecnologías monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe, y CIS respectivamente.

La metodología empleada se resume en la Figura 4:

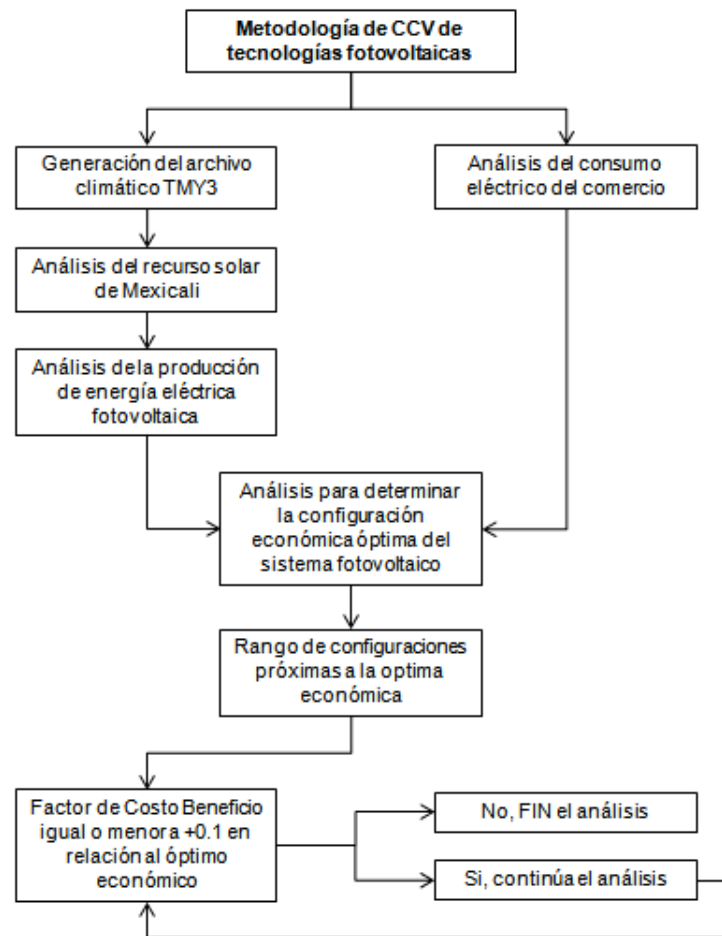


Figura 4. Metodología para determinar el CCV de las tecnologías fotovoltaicas.

4.5 Procedimiento para el ACV de las tecnologías fotovoltaicas

Todos los estudios de ACV deben ser elaborados conforme a los lineamientos establecidos en las normas ISO 14040 y 14044. No obstante, la Agencia Internacional de Energía (EIA) ha elaborado una serie de directrices a través del proyecto Task 12 del Programa de Energía Fotovoltaica, con la intención de elaborar comparaciones de los ACV de sistemas fotovoltaicos con mayor calidad, coherencia y credibilidad.

Las directrices están estructuradas en tres áreas principales relativas a las características técnicas de los sistemas fotovoltaicos; los enfoques de modelado en el análisis del inventario de ciclo de vida y la evaluación del impacto del ciclo de vida; y por último, a los aspectos referentes a la presentación de informes y a su divulgación.

En este trabajo, se elaboran los ACV de las tecnologías fotovoltaicas de silicio monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe y CIS considerando la información global para su fabricación y su operación en la ciudad de Mexicali. Los supuestos considerados en este trabajo se detallan a continuación, de acuerdo con las directrices del Task 12:

- Esperanza de vida.- Se estima una vida útil para los módulos fotovoltaicos de 30 años y de 10 años para los inversores.
- Irradiación.- Se asume una orientación óptima de sur franco con de 31° de inclinación, de acuerdo a datos de la ciudad de Mexicali obtenidos del software METEONORM 6.0 y procesados con un estudio previo elaborado con el software TRNSYS.
- Relación de rendimiento.- Al igual que en el análisis económico, la relación de rendimiento se establece del 75%.
- Generación de electricidad durante el periodo de vida útil del sistema fotovoltaico.- Igualmente se empleará la fórmula simplificada establecida en las directrices del Task 12. Asimismo, también con la finalidad de comparar la precisión de esta última fórmula, se simulará con TRNSYS 17 para determinar la generación de electricidad para las tecnologías monocristalina y policristalina de la misma manera que en el estudio de CCV.
- Degradación.- Se asume una eficiencia inicial de 18.5%, 16.3%, 11.9%, 15.6% y 14.7% para las tecnologías monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe, y CIS respectivamente. adicionalmente, se utilizan los datos publicados por Jordan y Kurtz (2011) en relación a la degradación de las tecnologías fotovoltaicas a lo largo de su vida útil en Estados Unidos, Europa, Japón y Australia durante los últimos 40 años previos a la publicación del

trabajo. Después del año 2000, la media de degradación de los sistemas fotovoltaicos ha sido de 0.23%, 0.59%, 0.95%, 0.3% y 0.02%, para las tecnologías monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe, y CIS respectivamente.

- Sistemas de almacenamiento.- No se contempla sistema de almacenamiento, al ser un sistema interconectado a la red.

En relación a los aspectos de modelización, se consideran las siguientes especificaciones:

- Modelización del sistema.- Se elaborará la comparación de las tecnologías a partir de la generación de electricidad.
- Unidad y referencia de flujo funcional.- Se utilizará el kWp (potencial nominal) para cuantificar el impacto ambiental de los módulos y las piezas eléctricas, incluyendo inversor y cables.
- Límites del sistema.- Las etapas del ciclo de vida (límites del sistema) considerados en este trabajo son los contemplados por mercado, etc..
- Bases de datos.- La base de datos a utilizar es el Ecoinvent 3.1.
- Evaluación del impacto de ciclo de vida.- Para las categorías de impacto ambiental se utilizará la metodología ReCiPe por ser la más actualizada. Para los impactos energéticos se utilizarán las metodologías Demanda de Energía Acumulada (DEA) para determinar el tiempo de retorno de la energía (TRE) y el tiempo de retorno de la energía no renovable (TRENr) –en años- y la metodología IPCC 100a para estimar los Gases de Efecto Invernadero (GEI) -en gramos de CO₂ equivalente por kWh.

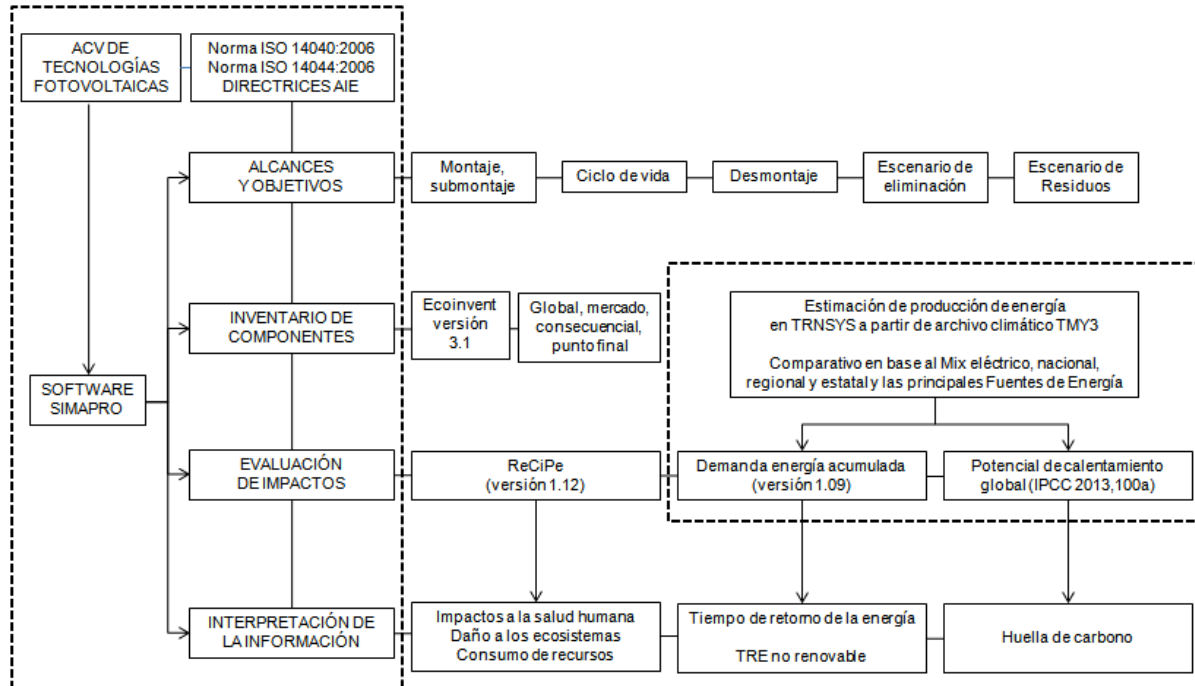
La fórmula para estimar el TRE es la siguiente:

Tiempo de retorno de la energía = $(E_{\text{mat}} + E_{\text{manuf}} + E_{\text{trans}} + E_{\text{EOL}}) / ((E_{\text{agen}} / n_G) - E_{\text{O\&M}})$. En donde:

- E_{mat} : Demanda de energía primaria para producir los materiales que comprenden el sistema fotovoltaico.
- E_{manuf} : Demanda de energía primaria para la fabricación del sistema fotovoltaico.

- E_{trans} : Demanda de energía primaria de los materiales utilizados durante el ciclo de vida del transporte.
- E_{inst} : Demanda de energía primaria para la instalación del sistema.
- E_{EOL} : Demanda de energía primaria para la gestión de fin de vida.
- $E_{age n}$: Generación anual de electricidad.
- $E_{O\&M}$: Demanda de energía primaria anual de operación y mantenimiento
- n_G : Eficiencia de la red, la energía primaria promedio a la eficiencia de conversión de energía eléctrica hacia a la demanda. En México las perdidas alcanzan hasta un 20% por transmisión y robo de energía. (Campbell et al. 2011). No obstante, se fija este valor en 12%, por ser el más aceptado a nivel internacional y a que los robos de energía no son considerados en los ACV.

Figura 5. Metodología para determinar el ACV de las tecnologías fotovoltaicas.



Adicionalmente, se realizará un barrido de las orientaciones que presentan un rendimiento similar al óptimo en relación al TRE (+0.1), TRENR (+0.1) y GEI (+1.0)

5. RESULTADOS

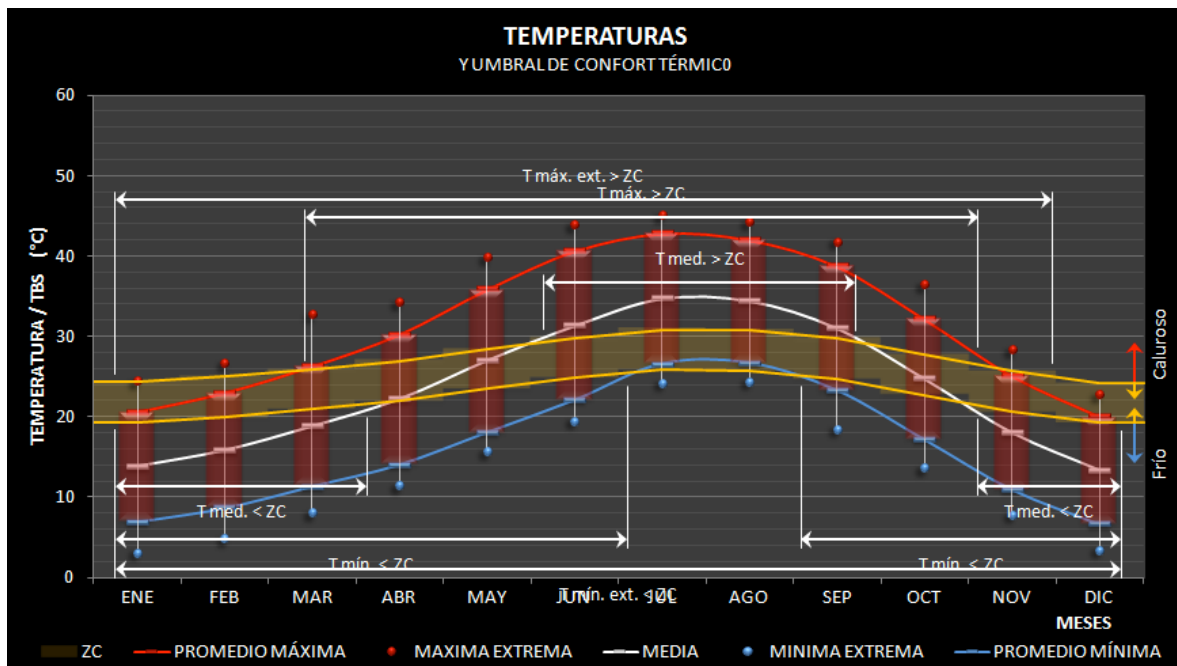
5.1 *El clima en Mexicali*

5.1.1 Temperatura y oscilación térmica

La temperatura media anual en la ciudad de Mexicali es de 23.8 °C. El mes más caluroso es julio, con una temperatura media de 34.7 °C y una promedio máxima de 40.6 °C. El mes más frío es enero con una temperatura media de 13.3 °C y una promedio mínima de 6.7 °C.

La temperatura neutra u óptima de confort (según el modelo de Auliciems y Szokolay 1997¹³) es de 25°C con un rango de ± 2.5 °C; por lo que la zona de confort se encuentra entre los 27.5 y 22.5 °C. Tomando como referencia éste rango, se puede apreciar que las tardes entre los meses de abril a octubre superan el límite de confort. Las tardes de marzo y noviembre se encuentran dentro del rango de confort y las tardes de enero, febrero y diciembre están por debajo del rango de confort. Ver Gráfica 12.

¹³ Auliciems y Szokolay (1997) plantean que entre mayor sea el tiempo de adaptación, el rango de confort es más amplio dado que en ese periodo pueden presentarse temperaturas más extremas. Es decir, entre más reducido sea el periodo de adaptación, la oscilación de temperaturas será más estable, ya que los extremos quedarían fuera de ese lapso. Así, proponen una variación de ± 2 K para periodos anuales y de ± 1.75 K cuando el periodo es mensual o menor.



Gráfica 12. Temperaturas mensuales y umbral de confort térmico para la ciudad de Mexicali.

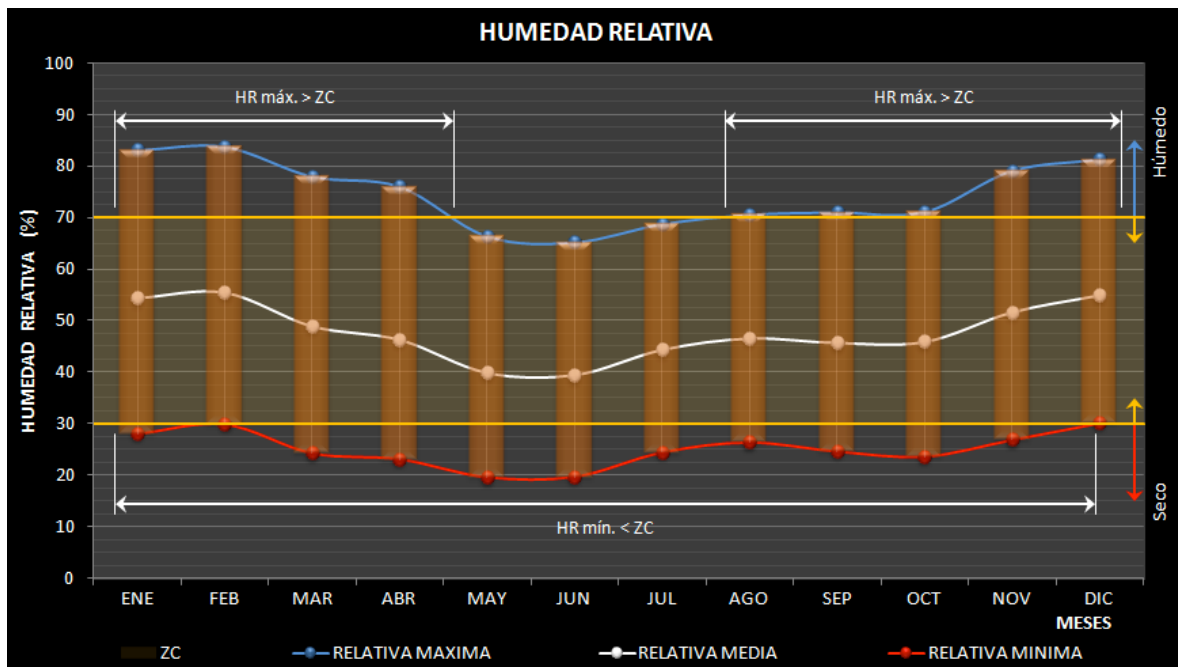
Las temperaturas medias de abril, mayo y octubre se encuentran en la zona de confort, sin embargo, el mes de abril apenas alcanza el límite inferior. Entre junio y septiembre las temperaturas medias se encuentran por encima de la zona de confort, por lo que es necesario enfriar. Esta información concuerda con los consumos de energía eléctrica destinada para enfriar en el local de uso comercial. Los meses de enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre tienen una temperatura media por debajo de la zona de confort, por lo que es necesario calentar.

La temperatura máxima extrema en el mes de julio es de 45.0°C, y en agosto de 44.2°C, por lo que durante estos meses pueden llegar a presentarse temperaturas muy elevadas, en donde a ventilación natural empieza a dejar de ser una estrategia de climatización recomendable. Con excepción de los meses de julio y agosto, las temperaturas promedio mínimas mensuales se encuentran por debajo del rango de confort, por lo que es necesario el calentamiento.

La oscilación diaria promedio anual es de 15.3°C; la mayor oscilación se presenta en junio con 18.5°C y la menor en diciembre con 13.2°C.

5.1.2 Humedad

El rango de confort de humedad relativa se considera generalmente entre el 30% y el 70%. La humedad relativa media anual es de 47.7% y por lo tanto, se encuentra dentro del rango de confort. De la misma manera la humedad relativa media durante todos los meses se encuentra en confort. Ver Gráfica 13.



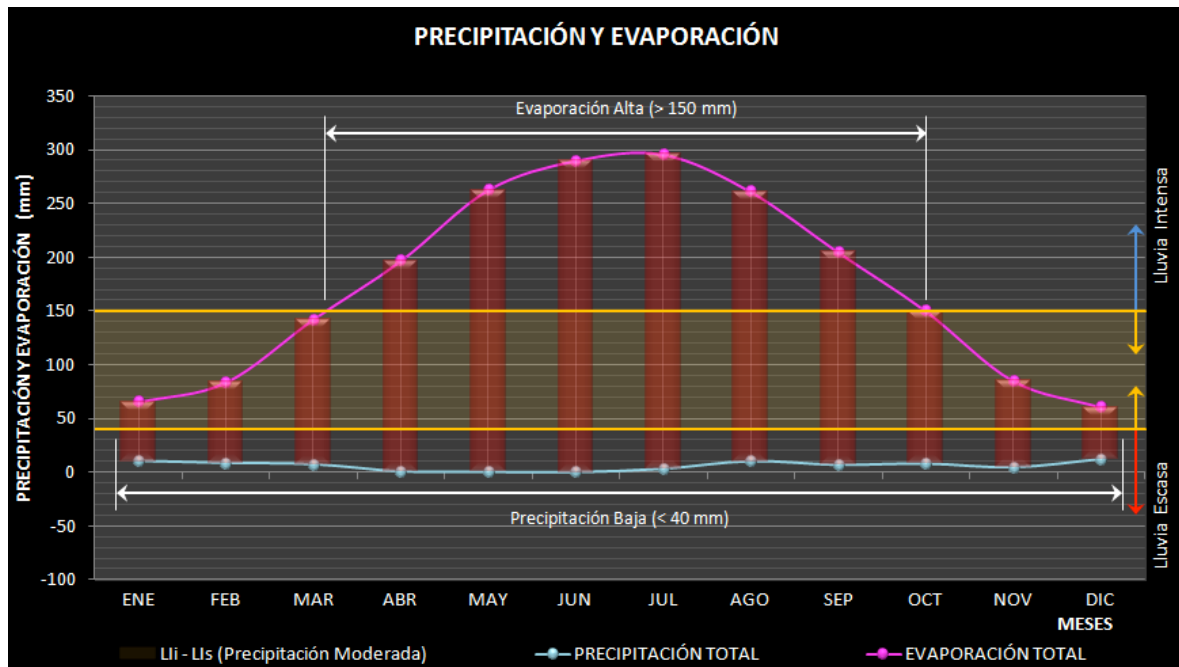
Gráfica 13. Humedad relativa mensual para la ciudad de Mexicali.

Los meses más húmedos son de enero, febrero y diciembre, en donde se presentan humedades relativas máximas superiores al 80% en las madrugadas. En estos meses es muy posible que se presente condensación de agua en las superficies. Los meses más secos son mayo y junio con una humedad relativa mínima de 19.5% y 19.6% respectivamente.

Como se puede apreciar, existe una gran amplitud en la humedad, llegando a variaciones del 55% en un día. Esto se debe a la estrecha relación con la temperatura y a las amplias oscilaciones térmicas. Por lo tanto los días son muy húmedos en las primeras horas del día y secos por las tardes.

5.1.3 Precipitación y evaporación

Las lluvias son escasas durante todo el año, la precipitación total anual es de apenas 71.5 mm. El mes de diciembre es el de mayor precipitación, con un total de 11.8 mm. De abril a junio se tiene una precipitación inferior a 1 milímetro. Ver Gráfica 14.



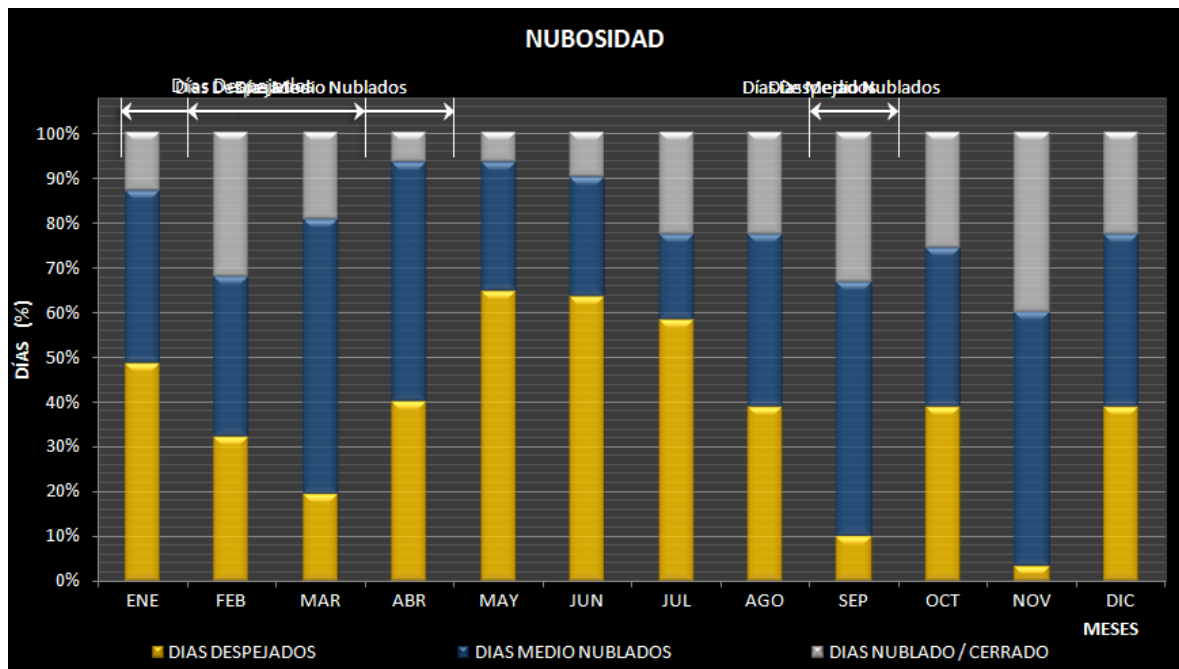
Gráfica 14. Precipitación pluvial y evaporación mensual para la ciudad de Mexicali.

Los meses de junio y julio presentan la evaporación total más altas con 290 mm y 295.8 mm respectivamente. El mes de menor evaporación total es diciembre con 60.8 mm.

5.1.4 Nubosidad

Los días medio nublados son predominantes durante todo el año. El cielo despejado predomina de mayo a julio, y en el cielo medio nublado en los meses de marzo, abril, septiembre y noviembre. Noviembre alcanza es el mes con mas días

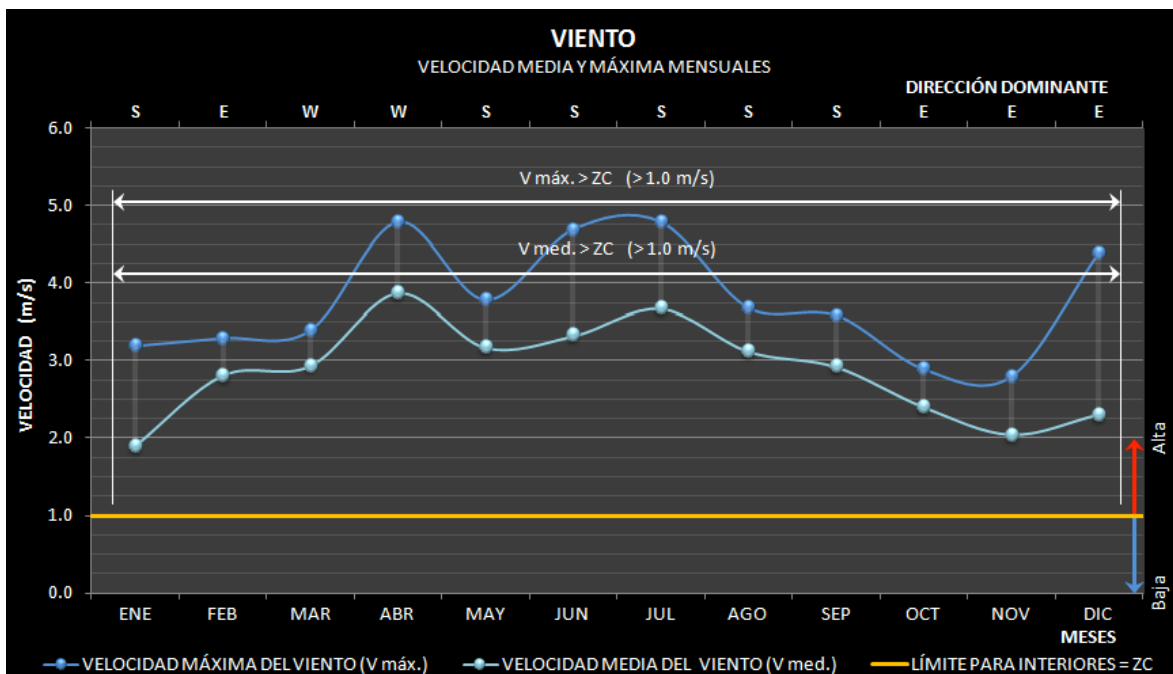
nublados, con un total de 12. En total, los días despejados son 149, medio nublados 139 y nublados 77. Ver Gráfica 15.



Gráfica 15. Nubosidad mensual para la ciudad de Mexicali.

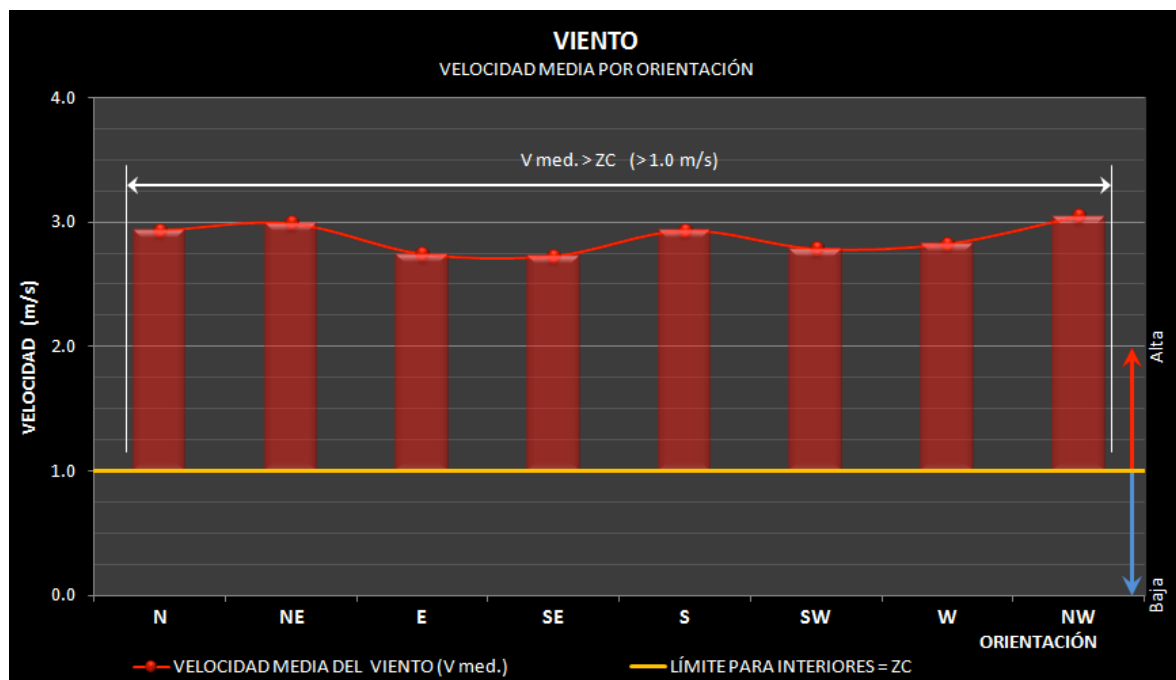
5.1.5 Viento

La velocidad media rebasa el límite para interiores (1 m/s) durante todos los meses del año. Las velocidades máximas alcanzan los 4.8 m/s en los meses de abril y julio y los 4.7 m/s en junio. Entre abril y agosto la velocidad promedio del viento supera los 3 m/s, mientras que enero presenta la velocidad promedio más baja con 1.9 m/s. Ver Gráfica 16.



Gráfica 16. Velocidades de viento mensuales para la ciudad de Mexicali.

La velocidad del viento es similar entre las diferentes orientaciones. La orientación este y sur este tienen una velocidad promedio anual menor con 2.7 m/s y la orientación noroeste la mayor con 3.1 m/s. Ver Gráfica 17.



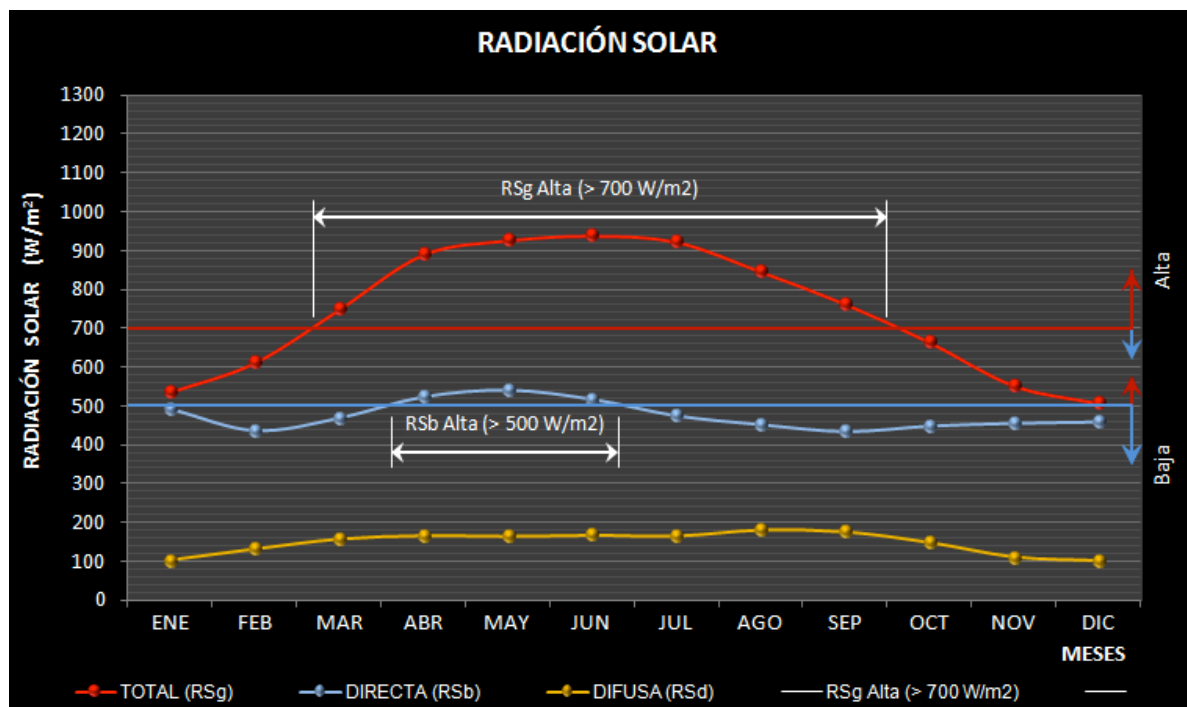
Gráfica 17. Velocidades de viento media mensual para la ciudad de Mexicali.

La orientación sur es la que mayor frecuencia tiene a lo largo del año y alcanza el 29%. Las orientaciones noreste, noroeste y sureste son las de menor frecuencia anual y ninguna supera el 6%.

Cabe destacar que el software METEONORM no es preciso determinando la dirección del viento. No obstante, las velocidades de viento proporcionadas si son confiables.

5.1.6 Radiación

Todos los meses presentan una radiación directa superior a 400 W/m². Los meses de febrero y septiembre tienen la radiación directa más baja con 434.8 y 432 W/m² respectivamente. Ver Gráfica 18.



Gráfica 18. Radiación mensual para la ciudad de Mexicali.

La radiación difusa se encuentra todo el año entre 100 y 180 W/m², por lo que todos los meses se encuentran debajo del confort. La radiación directa máxima se encuentra la mayoría del año por debajo de los límites de confort, con excepción de

los meses de abril, mayo y junio. No obstante, la radiación máxima total, en los meses de marzo a septiembre se encuentra por encima del límite de confort.

5.2 Comportamiento y selección del modelo de cálculo de radiación en planos inclinados a usar

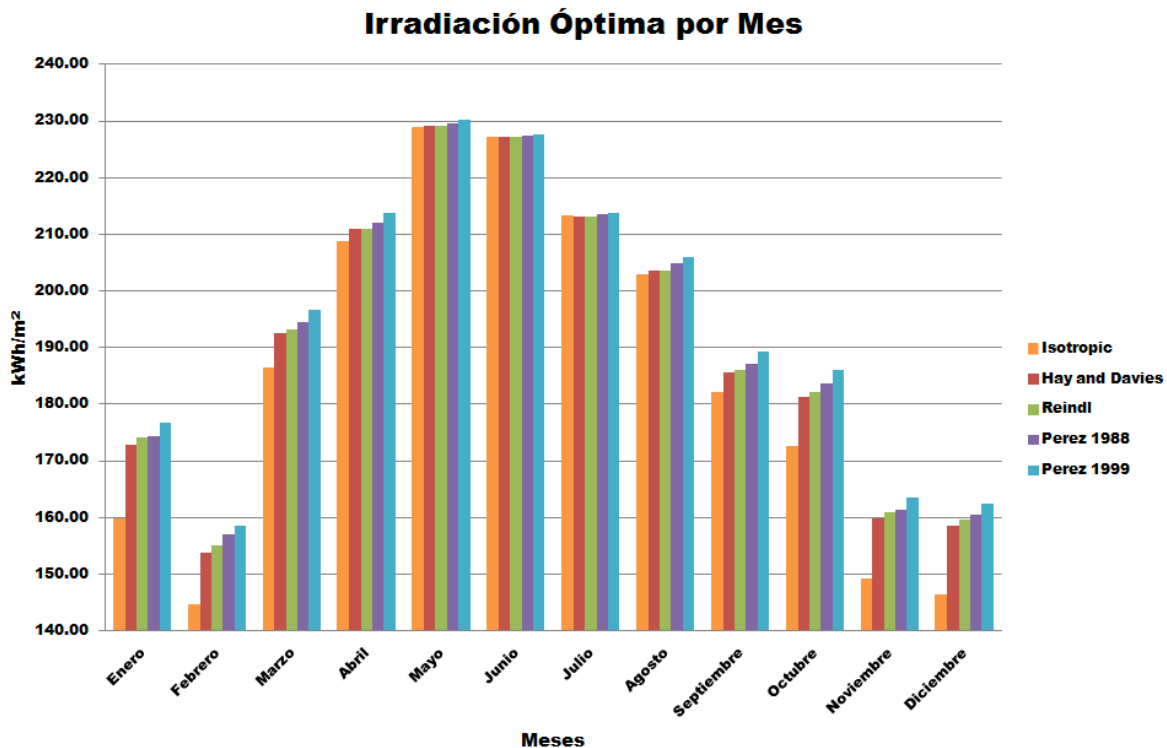
Al elaborar los cálculos para determinar la orientación con mayor cantidad de recurso solar a lo largo del año, se encontró que la mayor parte de los modelos determinaron la orientación sur como la mejor, aunque hubo variación en cuanto a la inclinación óptima. En la tabla 9 se presenta el acimut e inclinación óptima para cada uno de los modelos, así como la cantidad de kWh/m² de recurso solar.

Tabla 9. Orientación e inclinación para el recurso solar mayor anual para los diferentes modelos de cálculo de radiación en planos inclinados.

Modelo	Orientación	Anual Óptimo
Isotrópico	Acimut	-1
	Inclinación	27
	kWh/m ² /año	2115.10
Hay-Davies	Acimut	Sur
	Inclinación	29
	kWh/m ² /año	2159.69
Reindl	Acimut	Sur
	Inclinación	29
	kWh/m ² /año	2163.73
Pérez 1988	Acimut	Sur
	Inclinación	30
	kWh/m ² /año	2179.29
Pérez 1999	Acimut	Sur
	Inclinación	31
	kWh/m ² /año	2200.15

La diferencia de kWh/m² entre los modelos que reportaron mayor y menor recurso solar anual -el modelo de Pérez de 1999 y el modelo Isotrópico respectivamente-, es cercana a 85. No obstante, entre el modelo de Hay-Davies (segundo recurso solar menor) y el modelo de Pérez de 1999 la diferencia es de 40 kWh/m². Asimismo, el acimut y la inclinación óptima de los cuatro modelos que registraron mayor recurso solar fueron próximos.

La siguiente gráfica muestra el mayor recurso solar para los diferentes meses de los modelos de cálculo de radiación inclinada probados. Cabe mencionar que las orientaciones óptimas para cada mes y modelo no eran las mismas en todos los casos. Ver Gráfica 19.

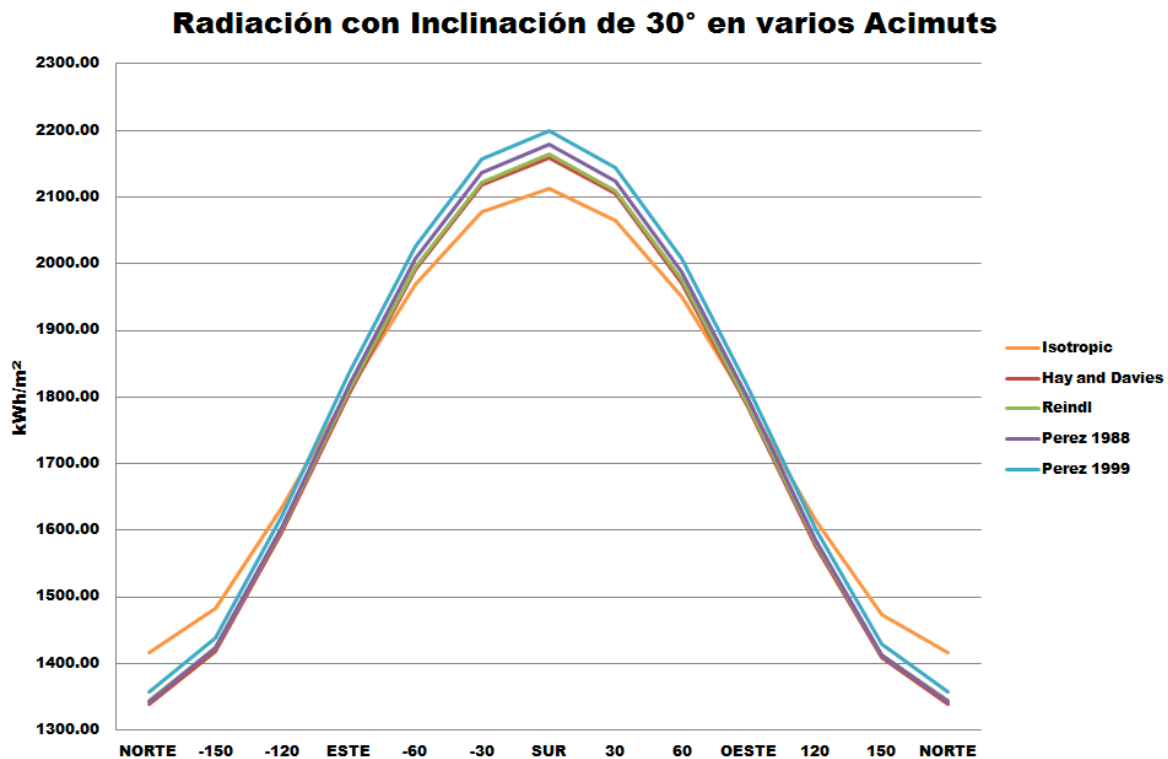


Gráfica 19. Irradiación óptima mensual para los modelos de cálculo de radiación en planos inclinados

Durante los meses que van de mayo a julio, que corresponden a los de mayor recurso solar, la irradiación calculada los cinco modelos fue muy similar. Pese a ello, durante los meses restantes se observaron variaciones mayores. En todos los

meses, el modelo de Pérez de 1999 calculó una cantidad de kWh/m² más elevada que los modelos restantes.

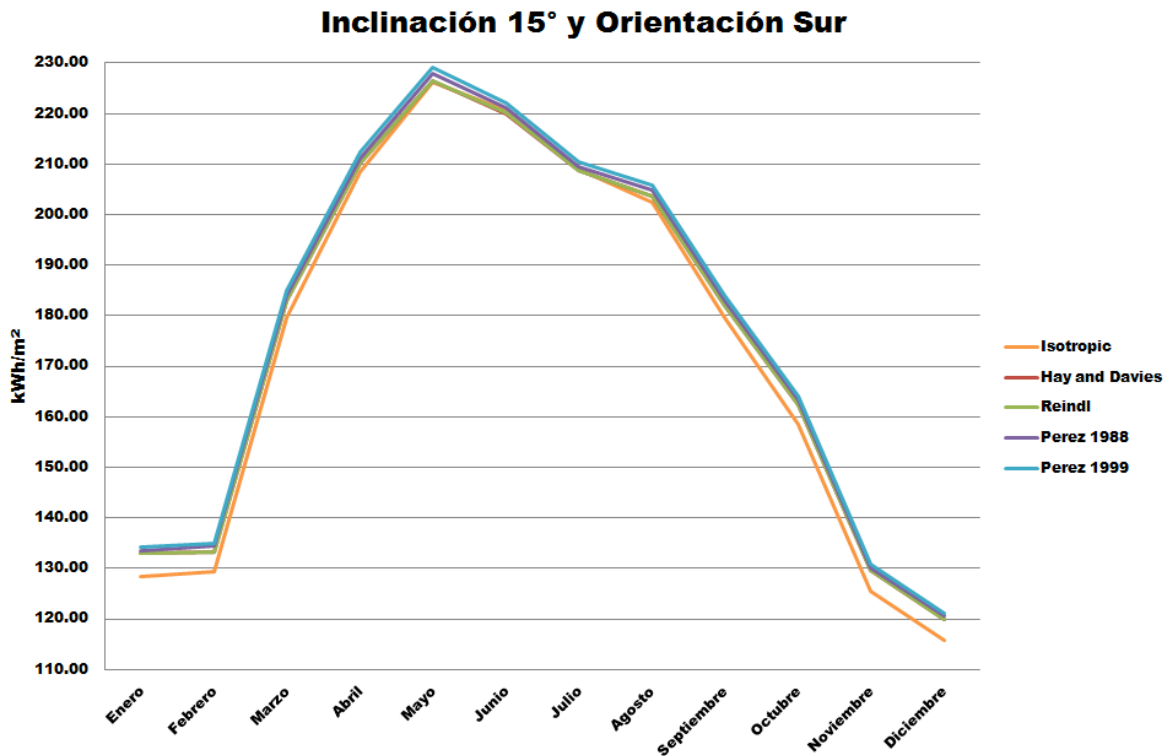
En la Gráfica 20 se registra el recurso solar estimado por los cinco modelos en una inclinación de 30° y diferentes acimuts.



Gráfica 20. Estimación de los diferentes modelos de estimación de la radiación en planos inclinados para una inclinación de 30° en diferentes acimuts.

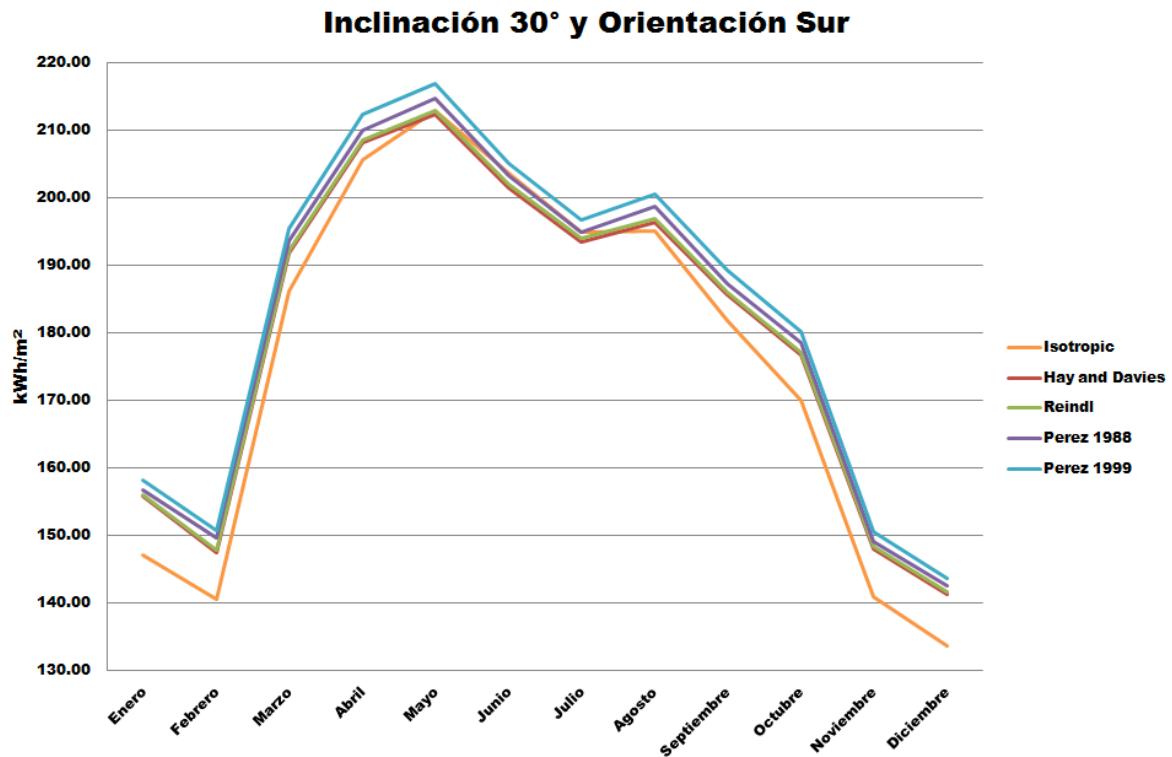
Como se aprecia en la gráfica anterior, el modelo Isotrópico estima un recurso solar más elevado en el rango de orientación noreste-noroeste y más bajo en el rango de orientación sureste-suroeste. Igualmente, en las orientaciones próximas al este y oeste, los 5 modelos realizaron una estimación del recurso solar muy similar. Por último, en las orientaciones próximas al sur franco, se repitió el comportamiento observado en la Gráfica 20.

Las Gráficas 21, 22 y 23 representan el comportamiento de la radiación calculada por los cinco modelos a lo largo de todo el año con una orientación sur y variaciones en la inclinación.



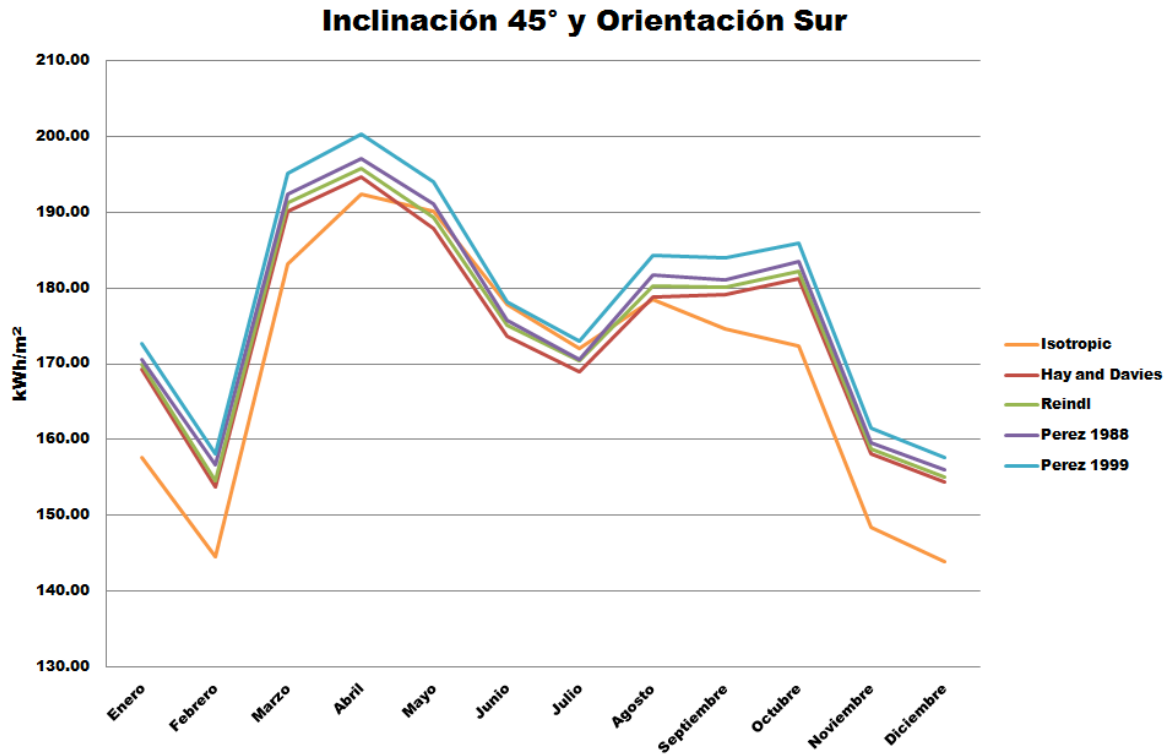
Gráfica 21. Estimación de los diferentes modelos de estimación de la radiación en planos inclinados para una inclinación de 15° y orientación sur.

La Gráfica 21 muestra que las estimaciones de radiación mensual por los cinco modelos de cálculo de radiación en planos inclinados son muy similares. Sin embargo, el modelo Isotrópico tiende a ofrecer valores menores que los demás modelos durante la mayor parte del año.



Gráfica 22. Estimación de los diferentes modelos de estimación de la radiación en planos inclinados para una inclinación de 15° y orientación sur.

La Gráfica 22 muestra una variación más significativa entre los cálculos realizados por los diferentes modelos. Nuevamente el modelo Isotrópico reporta el menor recurso solar y el modelo de Pérez de 1999 tiene los registros de radiación mayores.



Gráfica 22. Estimación de los diferentes modelos de estimación de la radiación en planos inclinados para una inclinación de 45° y orientación sur.

En la Gráfica 22 se aprecia una variación más marcada entre los cinco modelos. En una inclinación a 45°, el modelo Isotrópico reportó alrededor de 15 kWh/m² menos que el modelo de Pérez de 1999 que fue el que entregó registros más altos del recurso solar. Cabe destacar que las diferencias entre los modelos de Hay-Davies, Reindl, Pérez 1988 y Pérez 1999 son próximas a lo largo del año.

La mayor cantidad de los estudios reportados en la literatura revisados en este trabajo fueron realizados en latitudes entre 30° y 40° norte principalmente y generalmente reportan que los modelos preestablecidos en TRNSYS 17 son los que mejores estimaciones realizan de la irradiación sobre planos inclinados, con la única excepción del modelo Isotrópico.

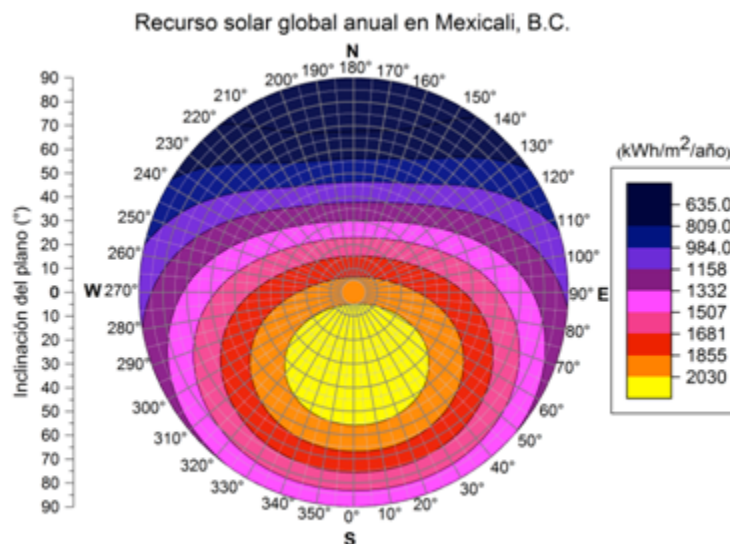
De acuerdo con la información reportada en los diferentes artículos revisados, se puede afirmar que el modelo de Pérez es el que realiza mejores estimaciones de la radiación incidente a lo largo del año sobre un plano inclinado a partir de los datos

medidos de radiación incidente en un plano horizontal; especialmente en condiciones de cielo despejado, como las que prevalecen en la ciudad de Mexicali.

Pese a que los modelos de Hay-Davies y de Reindl realizan estimaciones de mayor precisión en orientaciones este y oeste, los análisis presentados en este trabajo muestran que las diferencias entre los cálculos de dichos modelos y los de Pérez no son significativas. Por lo tanto, se puede concluir que para el caso de la ciudad de Mexicali el modelo más confiable es el de Pérez de 1999.

5.3 *Recurso Solar en la ciudad de Mexicali*

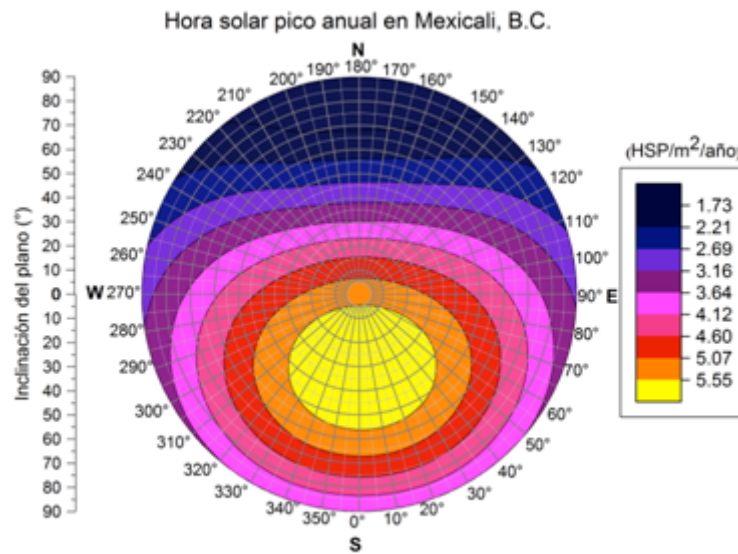
En el análisis efectuado se encontró que entre el acimut -70° (Sureste) y el acimut 290° (Suroeste) y los ángulos de inclinación entre 5° y 50° se alcanza una irradiación superior a los 2000 kWh/m^2 . Asimismo, en la Gráfica 23, se puede apreciar que la irradiación supera los 1750 kWh/m^2 en todas las inclinaciones inferiores a los 10° .



Gráfica 23. Energía anual en kWh/m^2 año

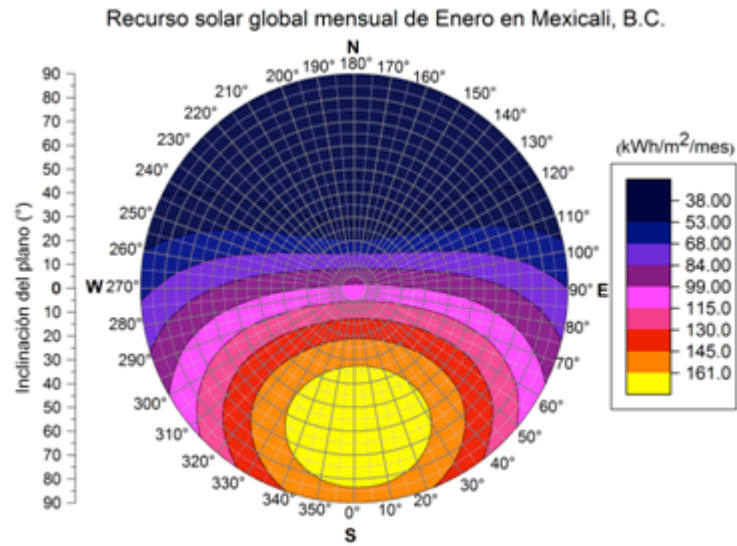
Al efectuar un estudio detallado sobre los planos de mayor incidencia solar se encontró que en un acimut de sur franco y en una inclinación de 31° se obtiene la mayor irradiancia anual; es decir, 2200.15 kWh/m^2 (Ver siguiente gráfica).

En relación a las horas solares pico anuales, en la Gráfica 24 se puede observar que se obtienen hasta más de 6 horas pico en la zona de entre 25° y 35° de inclinación y $\pm 10^\circ$ de acimut.



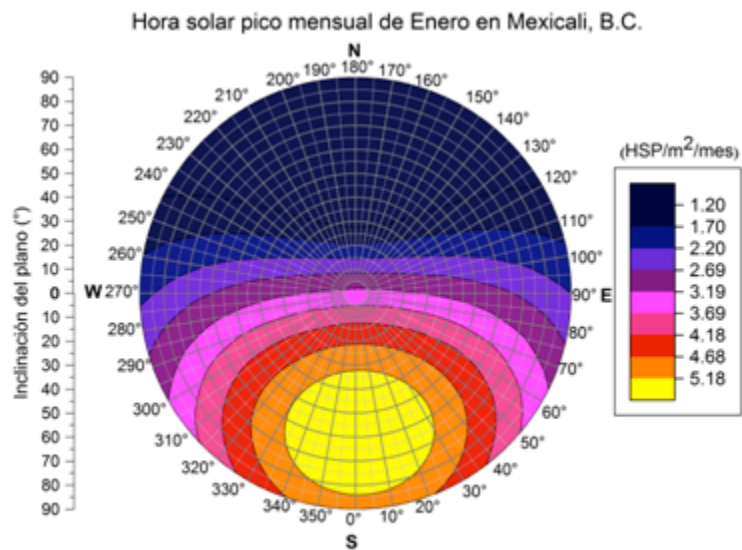
Gráfica 24. Horas solares pico anuales

Durante el mes de enero, la irradiancia supera los 175 kWh/m^2 entre el acimut 30° (Sureste) y el acimut 350° (Suroeste) y los ángulos de inclinación entre 50° y 65° . Igualmente, se puede observar en color amarillo en la Gráfica 25, una irradiancia superior a los 161 kWh/m^2 .



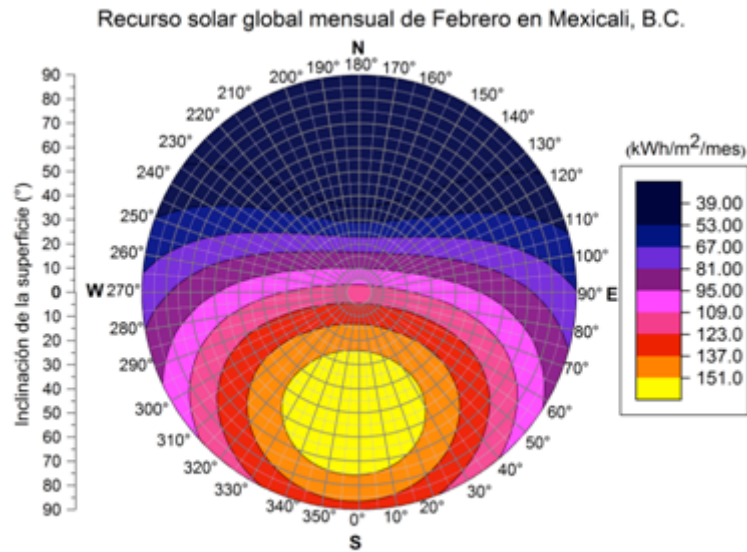
Gráfica 25. Energía en enero en kWh/m² mes

Respecto a las horas solares pico en el mes de enero, en la Gráfica 26 se puede apreciar que se obtienen más de 5.15 horas solares pico en la zona de mayor irradiancia.



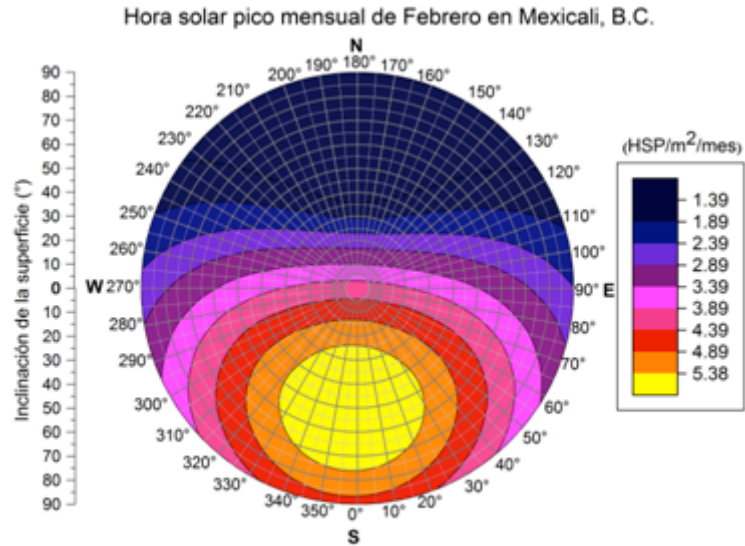
Gráfica 26. Horas solares pico en enero

En el mes de febrero, la irradiancia supera los 151 kWh/m² entre el acimut 30° (Sureste) y el acimut 320° (Suroeste) y los ángulos de inclinación entre 30° y 70°. Asimismo, en la Gráfica 27, se puede apreciar que la irradiación supera los 100 kWh/m² en todas las inclinaciones inferiores a los 5°.



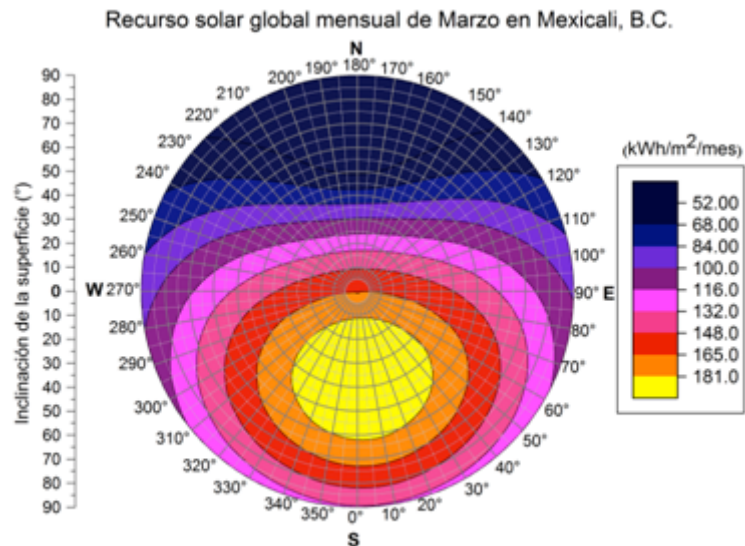
Gráfica 27. Energía en febrero en kWh/m² mes

En relación a las horas pico en el mes de febrero, se obtienen más de 5.38 horas solares pico en la zona de mayor irradiancia. Ver Gráfica 28.



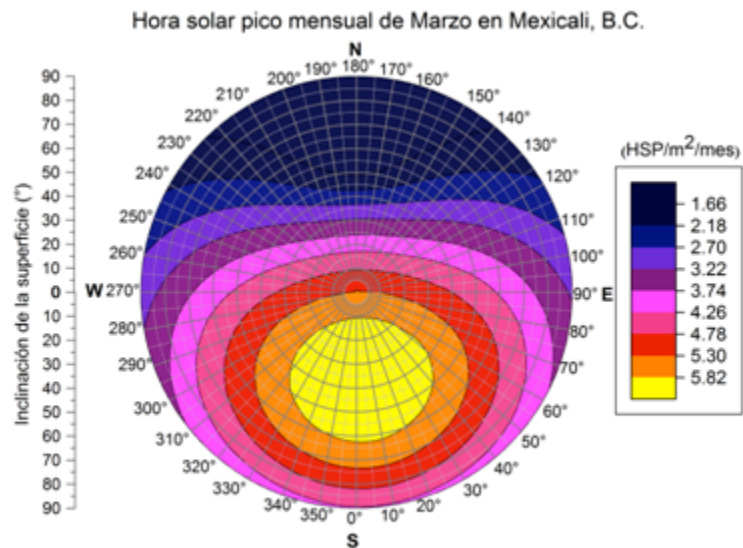
Gráfica 28. Horas solares pico en febrero

En el mes de marzo, la irradiancia supera los 181 kWh/m² entre el acimut 50° (Sureste) y el acimut 320° (Suroeste) y los ángulos de inclinación entre 10° y 60°. Ver Gráfica 29.



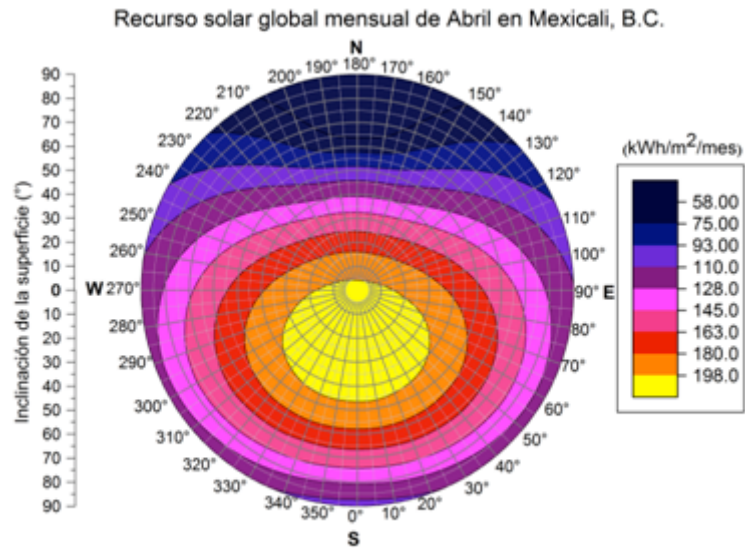
Gráfica 29. Energía en marzo en kWh/m² mes

En relación a las horas pico en el mes de marzo, en la siguiente gráfica se puede apreciar que se obtienen más de 5.82 horas solares pico en la zona de mayor irradiancia.



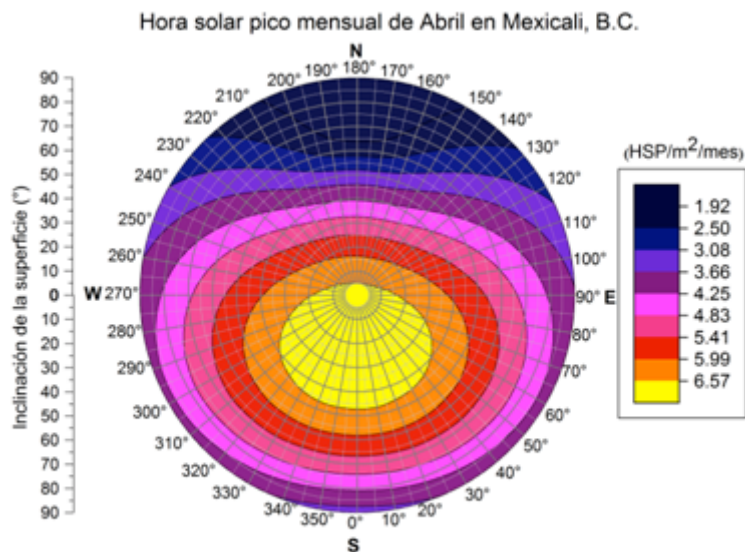
Gráfica 29. Horas solares pico en marzo

En el mes de abril, la irradiancia supera los 198 kWh/m² en todas las inclinaciones inferiores la zona de amarillo. La irradiancia más alta (213.80 kWh/m²) se obtiene con un ángulo de inclinación de 25° y una orientación sur franco. Ver Gráfica 30.



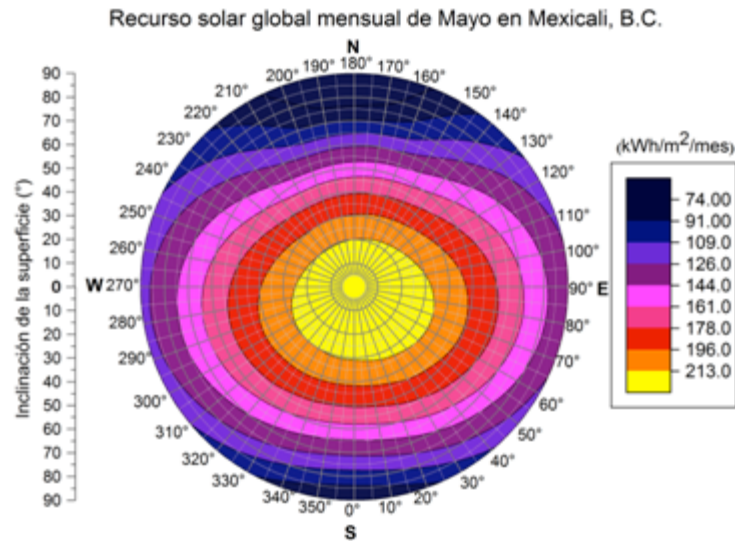
Gráfica 30. Energía en abril en kWh/m² mes

En relación a las horas solares pico en el mes de abril, en la siguiente gráfica se puede apreciar que se obtienen más de 6.57 horas pico en la zona de mayor irradiancia. Ver Gráfica 31.

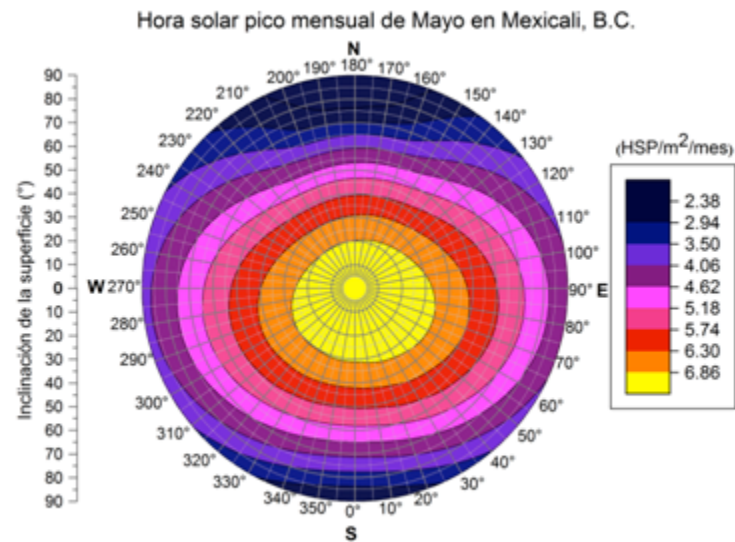


Gráfica 31. Horas solares pico en abril

En el mes de mayo, la irradiancia supera los 213 kWh/m² en todas las inclinaciones superiores a los 20°. La irradiancia más alta (230.23 kWh/m²) se obtiene con un ángulo de inclinación de 10° y con orientación sur (ver grafica 32). En el mes de mayo, en la Gráfica 33 se puede apreciar que se obtienen más de 6.86 horas solares pico en la zona de mayor irradiancia.

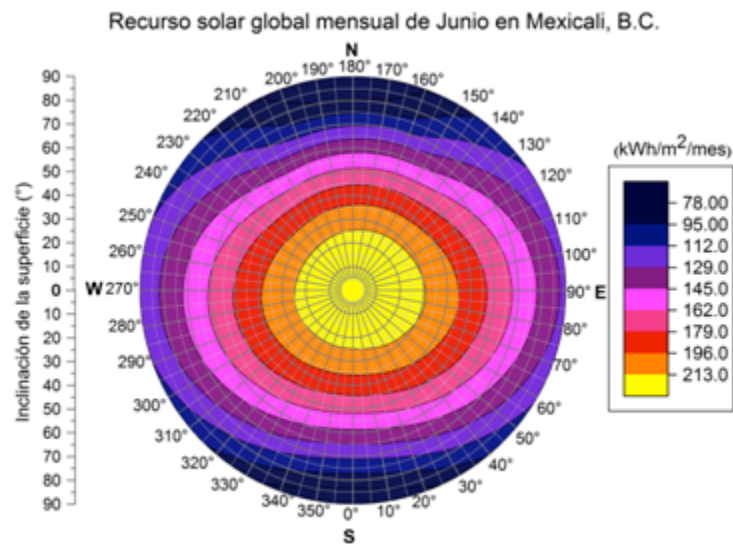


Gráfica 32. Energía en mayo en kWh/m² mes

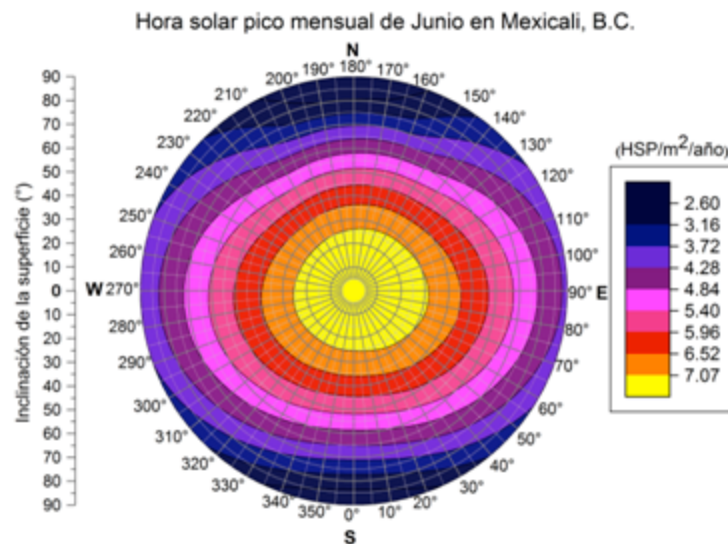


Gráfica 33. Horas solares pico en mayo

En el mes de junio, la irradiancia supera los 213 kWh/m² en todas las inclinaciones inferiores a los 10°. La irradiancia más alta (227.70 kWh/m²) se obtiene con un ángulo de inclinación de 5° y una orientación 100° (Este). Ver grafica 34. Asimismo, se obtienen más de 7.07 horas solares pico en la zona de mayor irradiancia. Ver Gráfica 35.

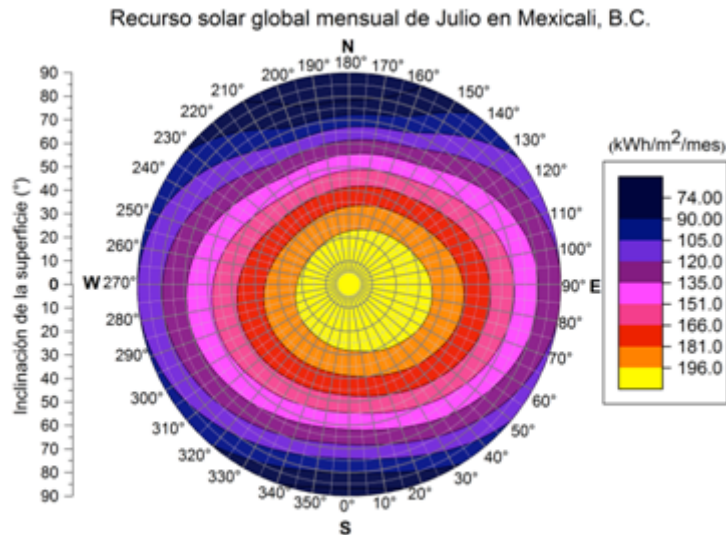


Gráfica 34. Energía en junio en kWh/m² mes

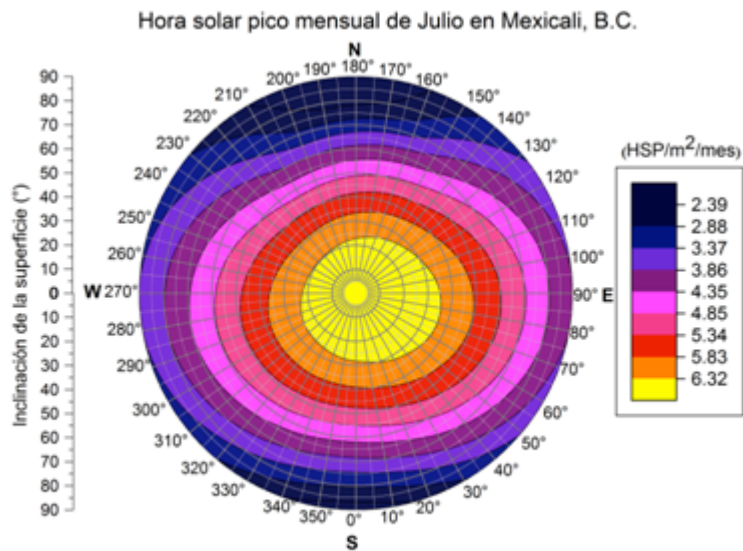


Gráfica 35. Horas solares pico en junio

Según la Gráfica 36, en el mes de julio, la irradiancia supera los 200 kWh/m² en todas las inclinaciones inferiores a los 10°. La irradiancia más alta (213.03 kWh/m²) se obtiene con un ángulo de inclinación de 5° y una orientación 50 (Sureste). En relación a las horas solares, en la gráfica 37 se puede apreciar que se obtienen más de 6.32 horas pico en la zona de mayor irradiancia. Ver Gráfica 37.

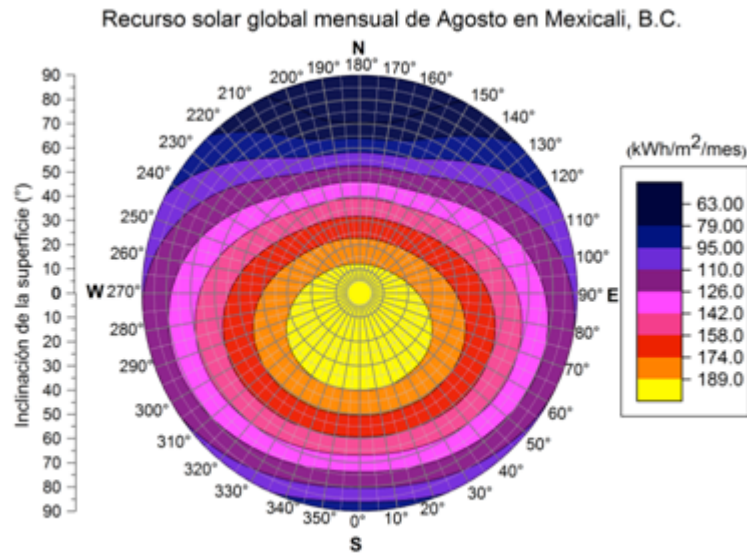


Gráfica 36. Energía en julio en kWh/m² mes



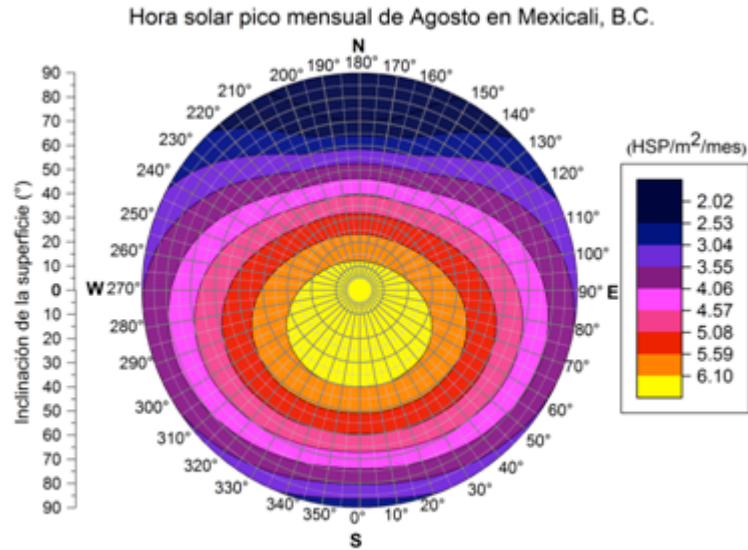
Gráfica 37. Horas solares pico en julio

En la Gráfica 38, se aprecia que en el mes de agosto, la irradiancia supera los 189 kWh/m² en todas las inclinaciones inferiores a los 5°. La irradiancia más alta (205.94 kWh/m²) se obtiene con un ángulo de inclinación de 15° y una orientación Sur. En relación a las horas solares pico, se obtienen más de 6.1 horas pico en la zona de mayor irradiancia. Ver Gráfica 39.



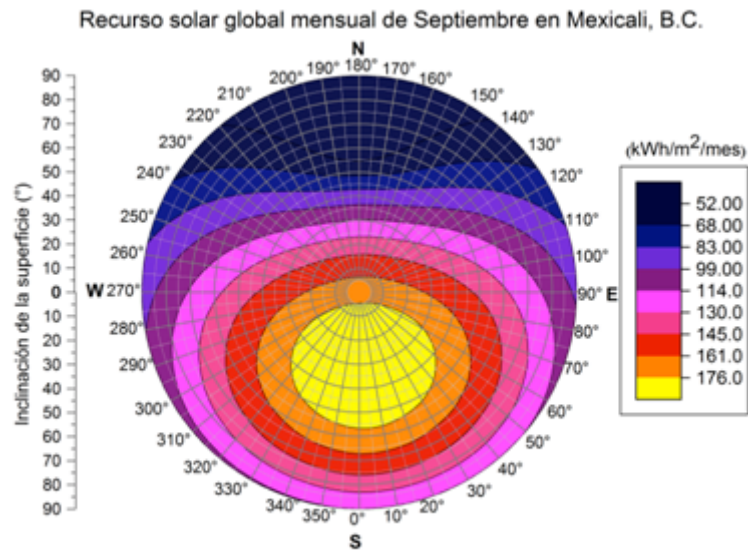
Gráfica 38. Energía en agosto en kWh/m² mes

En el mes de septiembre, la irradiancia supera los 176 kWh/m² entre el acimut 60° (Sureste) y el acimut 300° (Suroeste) y los ángulos de inclinación entre 5° y 55°. Ver Gráfica 39.

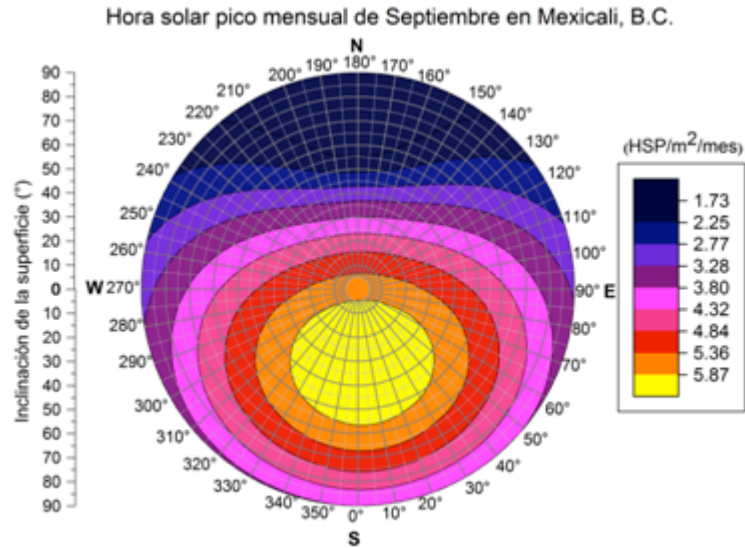


Gráfica 39. Horas solares pico en agosto

En la Gráfica 40 se puede apreciar que se obtienen más de 5.87 horas pico en la zona de mayor irradiancia en el mes de Septiembre.

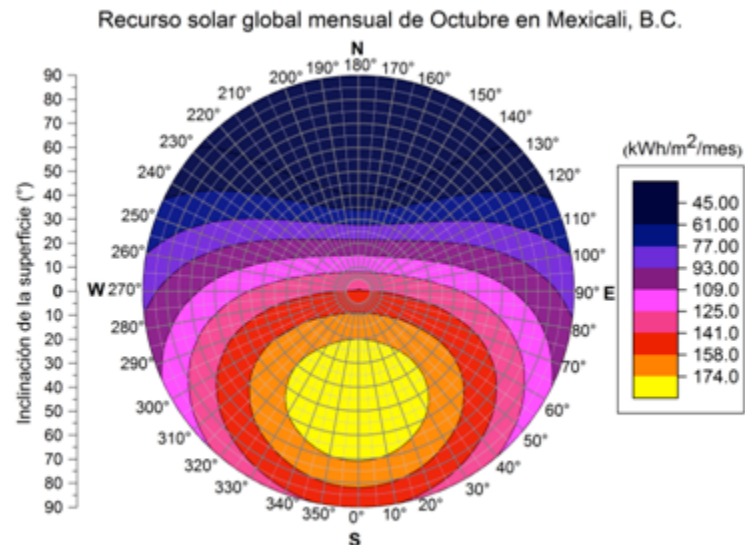


Gráfica 40. Energía en septiembre en kWh/m² mes

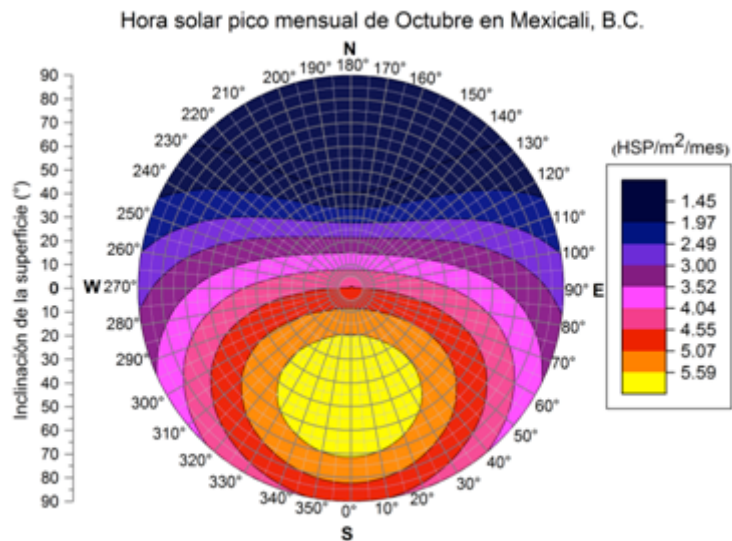


Gráfica 41. Horas solares pico en septiembre

En octubre (Gráfica 42), la irradiancia supera los 174 kWh/m² entre el acimut 40° (Sureste) y el acimut 320° (Suroeste) y los ángulos de inclinación entre 20° y 70°. En relación a las horas solares pico, se puede apreciar que se obtienen más de 5.59 horas pico en la zona de mayor irradiancia. Ver grafica 42.

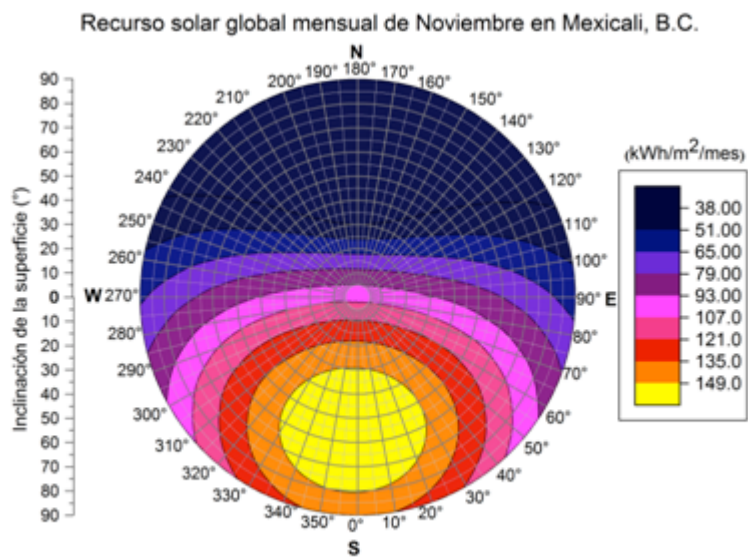


Gráfica 42. Energía en octubre en kWh/m² mes



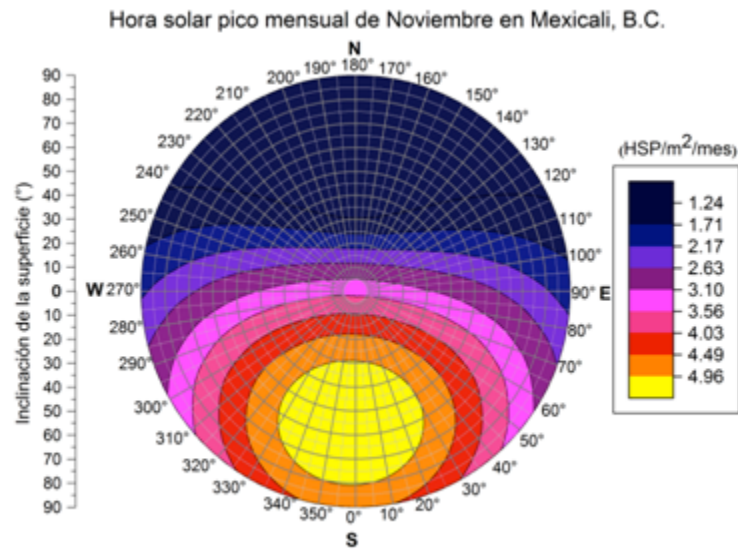
Gráfica 43. Horas solares pico en octubre

En la Gráfica 43, en noviembre, la irradiancia supera los 150 kWh/m² entre el acimut 30° (Sureste) y el acimut 330° (Suroeste) y los ángulos de inclinación entre 30° y 80°.



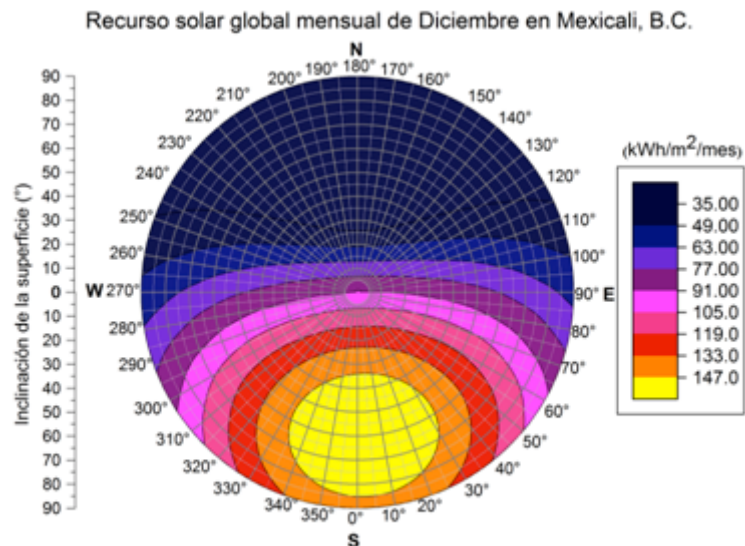
Gráfica 44. Energía en noviembre en kWh/m² mes

En la gráfica 45 se puede apreciar que se obtienen más de 4.96 horas solares pico en la zona de mayor irradiancia.



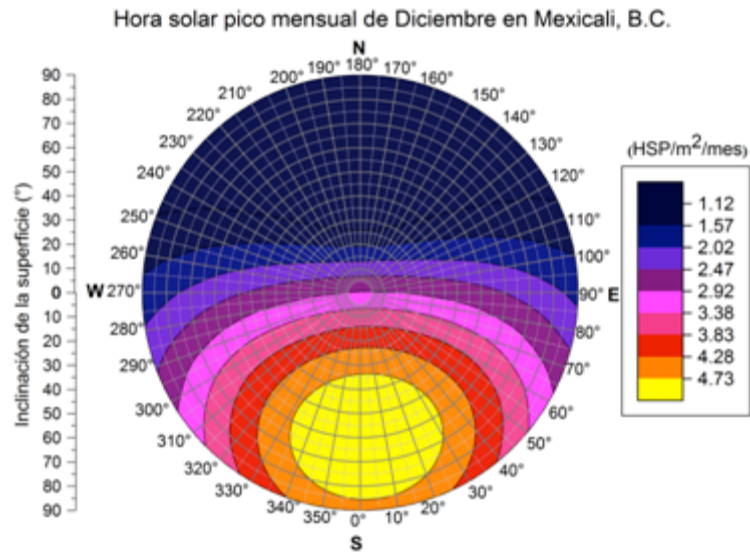
Gráfica 45. Horas solares pico en noviembre

En noviembre (Gráfica 46), la irradiancia supera los 147 kWh/m² entre el acimut 30° (Sureste) y el acimut 330° (Suroeste) y los ángulos de inclinación entre 35° y 85°.



Gráfica 46. Energía en diciembre en kWh/m² mes

En la Gráfica 47 se puede apreciar que se obtienen más de 4.73 horas pico en la zona de mayor irradiancia.



Gráfica 47. Horas solares pico en diciembre

Adicionalmente, se realizó un análisis sobre la cantidad de horas pico que se tienen en el plano horizontal y en las orientaciones que suelen recomendarse en instalaciones con inclinaciones fijas (Tabla 10); es decir, la inclinación óptima anual (igual a la latitud) y para las épocas de verano e invierno (la mitad de la latitud y la latitud más un medio respectivamente).

Tabla 10. Distribución de horas pico durante un año en un plano horizontal

Horas solares pico	Plano horizontal												TOTAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
8	-	-	-	-	4	12	7	-	-	-	-	-	23
7	-	-	-	17	21	12	12	11	2	-	-	-	75
6	-	-	10	9	5	3	6	13	14	-	-	-	60
5	-	2	9	2	-	3	-	4	8	10	-	-	38
4	6	11	8	1	1	-	3	1	1	12	5	-	49
3	15	13	3	-	-	-	3	2	3	8	18	18	83
2	9	2	-	1	-	-	-	-	1	1	6	11	31
1	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-	1	2	5
Menos de 1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
TOTAL	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365

En el caso de un plano horizontal, se obtienen un total de 83 días con 3 horas pico, concentrándose la 64 de ellos en los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre. En éste mismo plano, se alcanzan más de 5 horas pico en 157 días durante los meses que van de mayo a octubre. Ver Tabla 11.

Tabla 11. Distribución de horas pico en un año en una inclinación a 16° con orientación sur.

Horas solares pico	Inclinación 16°, orientación sur												TOTAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
8	-	-	-	-	4	7	5	-	-	-	-	-	16
7	-	-	7	21	19	13	12	13	10	-	-	-	95
6	-	3	10	5	6	6	7	12	11	9	-	-	69
5	9	9	7	2	1	4	1	3	3	11	7	2	59
4	10	7	3	1	1	-	3	1	1	5	13	14	59
3	8	7	3	-	-	-	3	2	3	5	3	8	42
2	3	2	-	1	-	-	-	-	1	1	6	5	19
1	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-	1	2	5
Menos de 1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
TOTAL	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365

En un plano inclinado a 16° con orientación sur, las horas pico que predominan son 7, durante 95 días del año. Es destacable que durante 16 días se alcanzan 8 horas

pico entre los meses de mayo y julio. En total, para este plano inclinado se tienen 139 días con 5 o más horas pico entre los meses de mayo y octubre. Ver Tabla 12.

Tabla 12. Distribución de horas pico en un año en una inclinación a 32° con orientación sur.

Horas solares pico	Inclinación 32°, orientación sur												TOTAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
7	-	1	11	18	14	12	12	9	11	2	-	-	90
6	5	6	6	8	15	12	10	13	10	14	6	2	107
5	9	6	8	2	1	6	3	6	3	5	10	11	70
4	10	8	2	1	1	-	1	1	1	4	6	6	41
3	6	6	3	-	-	-	5	2	2	5	1	6	36
2	-	1	-	1	-	-	-	-	2	1	6	4	15
1	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-	1	2	5
Menos de 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
TOTAL	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365

En un plano inclinado a 32° con orientación sur, las horas pico que predominan son 6, durante 107 días del año. En total, se tienen 267 días con más de 5 horas pico. En general, se trata de una inclinación y orientación bastante buena, ya que solamente durante 21 días se tienen menos de 3 horas pico. Ver Tabla 13.

Tabla 13. Distribución de horas pico en un año en una inclinación a 48° con orientación sur

Horas solares pico	Inclinación 48°, orientación sur												TOTAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23
7	1	5	10	6	-	-	-	-	6	5	1	-	75
6	10	5	7	17	17	11	13	13	15	11	9	8	60
5	7	4	6	3	12	14	10	12	2	5	9	8	38
4	8	7	4	3	1	5	2	3	2	2	3	4	49
3	4	5	3	-	1	-	6	3	1	7	1	5	83
2	-	2	-	1	-	-	-	-	3	1	6	4	31
1	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-	1	2	5
Menos de 1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
TOTAL	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365

En un plano inclinado a 48° con orientación sur, las horas pico que predominan son 6, durante 136 días del año. A pesar de tener una cantidad similar de horas pico superior a 5 (262 días), sólo 34 de ellos son de más de 7 horas pico, mientras que en el plano inclinado a 32° son 90 días con más de 7 horas pico. Se puede destacar que durante los meses que van de enero a marzo y de octubre a diciembre se tienen 111 días con más de 5 horas pico.

De acuerdo con los resultados obtenidos, la orientación óptima anual es un ángulo de inclinación de 31° y una orientación sur, misma en la que se alcanza una irradiancia de 2200.15 kWh/m^2 , que representa un promedio de 6.03 horas pico a lo largo del año.

Un plano horizontal capta el 89% de irradiancia anual en relación a la orientación óptima anual. El plano horizontal tiene un porcentaje de 57% el mes de diciembre, en relación a la orientación óptima del mismo mes y llega a ser cercano al 100% en los meses de junio y julio.

La mayor cantidad de horas pico promedio se presenta en el mes de abril en una inclinación de 25 grados y una orientación sur (7.08 horas pico). Mientras que la menor cantidad de horas pico promedio se presenta en el mes de diciembre en un plano vertical con orientación norte (0.75 horas pico). Esta misma orientación norte, en el plano vertical, es donde se presenta el menor promedio de horas pico anual; sin embargo, en éste caso supera las 1.36 horas pico.

El análisis de la cantidad de horas pico que se tienen en el plano horizontal y/o con planos inclinados a 16° , 32° y 48° con orientación sur amplían el panorama para la identificación de las alternativas generales más adecuadas para el presente proyecto.

5.4 CCV de las tecnologías fotovoltaicas

El rendimiento en términos de generación de energía eléctrica y de desempeño económico por kWp instalado de las diferentes tecnologías fotovoltaicas se resume en la Tabla 14.

Tabla 14. Indicadores económicos para la orientación con mayor generación de energía eléctrica en Mexicali (orientación sur franco e inclinación de 31°) de las tecnologías fotovoltaicas.

Tecnología	kWh/año por kWp	kWh/kWp a 30 años con degradación	Factor Costo-Beneficio	Retorno de la Inversión	Capacidad instalada ideal (kWp)
Monocristalina	1983.98	57,576.39	2.63	15.45	17.00
Policristalina	1748.05	48,192.63	2.11	17.62	17.00
Amorfa	2225.54	58,334.82	2.49	15.02	10.00
CdTe	2142.23	61,548.01	2.82	14.56	17.00
CIS	2054.69	61,462.28	2.84	14.81	17.00

El menor tiempo de retorno de la inversión (14.56) lo alcanzó la tecnología CdTe con una capacidad instalada de 17 kWp. El comportamiento de la tecnología CIS también es digno de destacar, ya que su tiempo de retorno de la inversión fue de 14.81 años.

Por otro lado, a pesar que la tecnología amorfa produce mayor cantidad de energía eléctrica fotovoltaica en el primer año, su porcentaje de degradación anual perjudica no le permite alcanzar un mejor desempeño. Sin embargo, su desempeño económico es competitivo en relación a las tecnologías CdTe y CIS, especialmente si se considera que su desempeño óptimo lo alcanza con una capacidad instalada de 10 kWp.

La tecnología con el peor desempeño económico lo presentó la tecnología policristalina, con un factor de Costo-Beneficio de 2.11 y un tiempo de retorno de la inversión de 17.62 años.

Para el comparativo de la producción de energía eléctrica de las tecnologías monocristalina y policristalina con la formula simplificada y los modelos de Pérez y

de cuatro parámetros procesados en TRNSYS se observó la información presentada en la Tabla 15.

Tabla 15. Comparativo de Indicadores económicos en relación a las formulas recomendadas por la AIE y las fórmulas procesadas en TRNSYS.

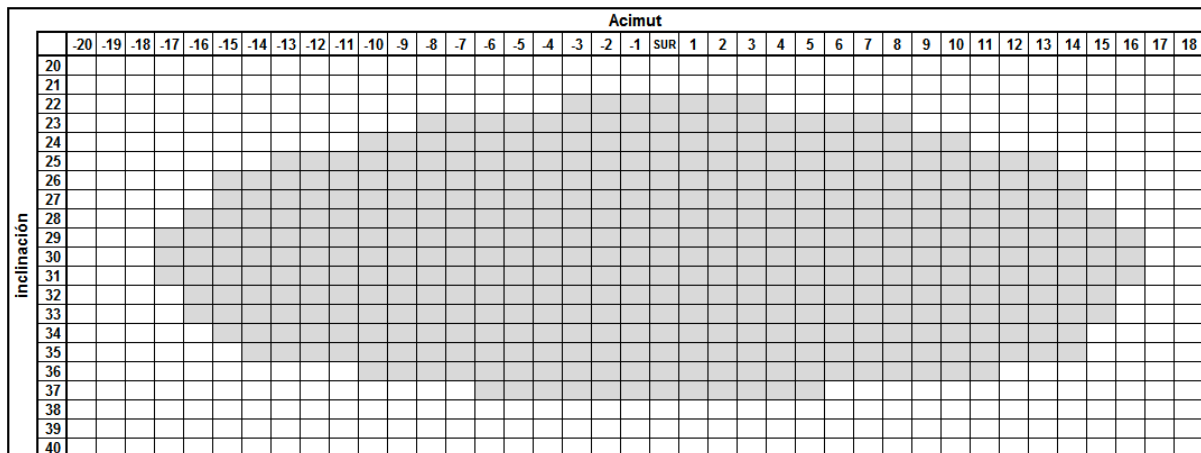
Tecnología	kWh/año por kWp	kWh/kWp a 30 años con degradación	Factor Costo-Beneficio	Retorno de la Inversión	Capacidad instalada ideal (kWp)
Monocristalina	1983.98	57,576.39	2.63	15.45	17.00
Monocristalina TRNSYS	2253.05	65,384.97	2.89	14.38	17.00
Policristalina	1748.05	48,192.63	2.11	17.62	17.00
Policristalina TRNSYS	2217.18	61,116.39	2.64	14.93	17.00

De acuerdo a los resultados obtenidos con los modelos de Pérez para el cálculo de la radiación en planos inclinados y el modelo de cuatro parámetros para el cálculo de la producción de energía eléctrica, se encontró que la formula simplificada recomendada por la AIE subestima la producción de energía de un módulo fotovoltaico de la tecnología monocristalina un 13.5%; esto es más de un año menos para el tiempo de retorno de la inversión (de 15.45 a 14.36 años). En el caso de la tecnología policristalina, la formula simplificada de la AIE subestima la producción de energía un 26.8%, por lo que el tiempo de retorno de la inversión baja de 17.62 a 14.93 años.

En el análisis de orientaciones de las tecnologías fotovoltaicas que cuentan con un desempeño similar al óptimo, el rango fue similar en las cinco tecnologías. Las tablas 16, 17, 18, 19 y 20 muestran el rango de orientaciones con retornos de inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para las diferentes tecnologías fotovoltaicas.

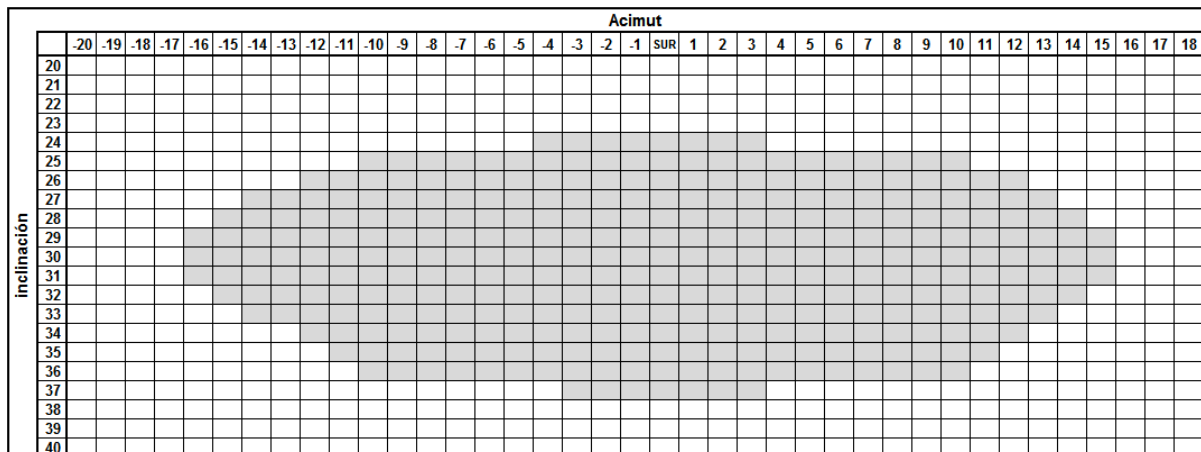
El rango de retorno de inversión similar en el caso de la tecnología monocristalina va de los 22° a los 37° de inclinación y entre -17° a los 16° de acimut, tomando el sur como acimut 0°. Ver Tabla 16.

Tabla 16. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología monocristalina.



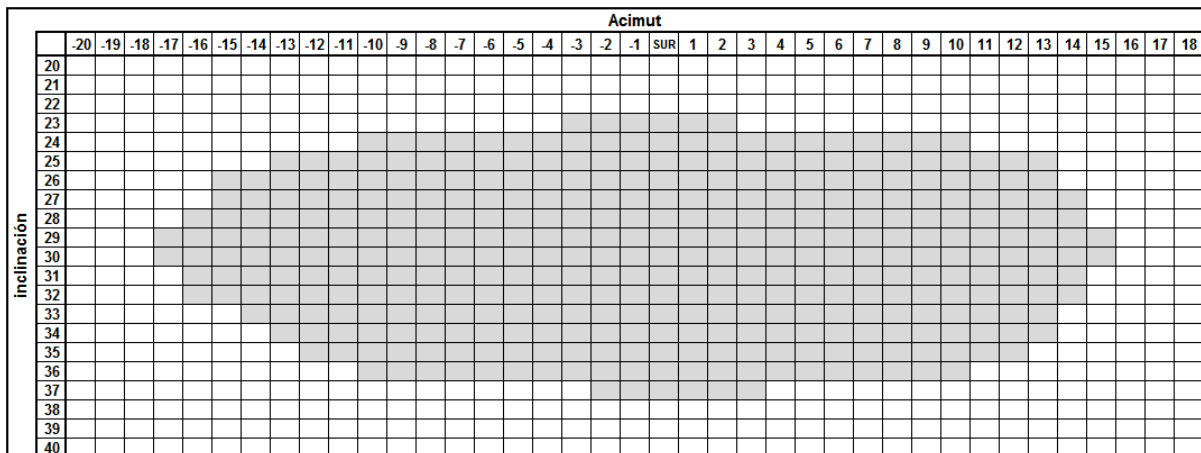
En el caso de la tecnología policristalina, el rango de retorno de inversión similar en va de los 24° a los 37° de inclinación y entre -16° a los 15° de acimut. Ver Tabla 17.

Tabla 17. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología policristalina.



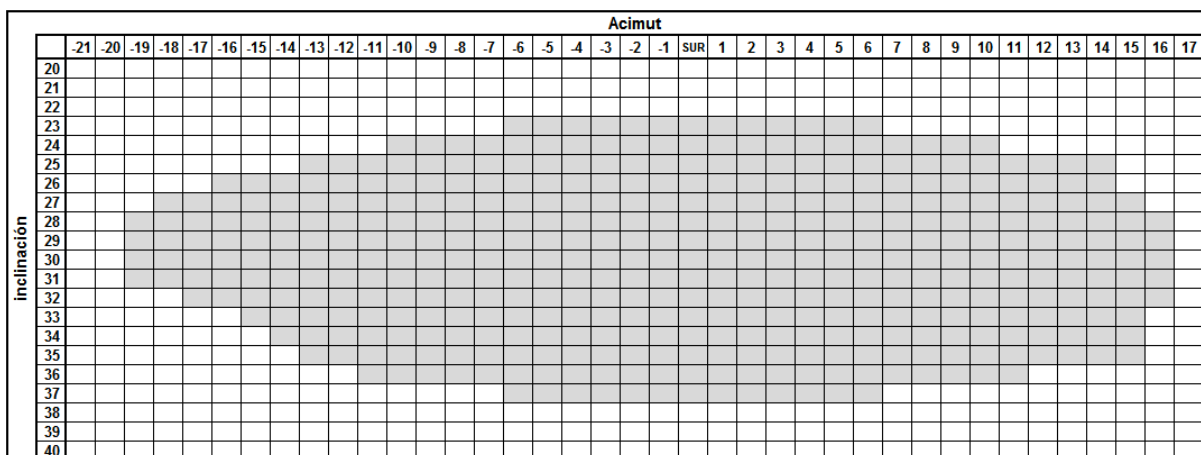
La tecnología amorfa cuenta con un rango que va de los 23° a los 37° de inclinación y entre -17 a los 15° de acimut. Ver Tabla 18.

Tabla 18. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología amorfa.



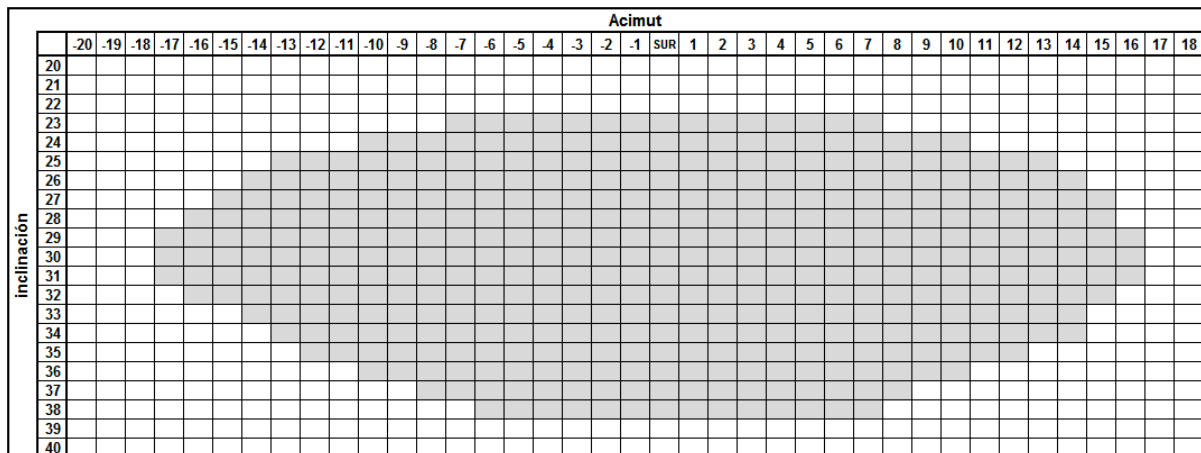
En relación a la tecnología CdTe, el rango de retorno de inversión similar al óptimo se encuentra entre los 23° a los 37° de inclinación y entre -19° a los 16° de acimut. Ver Tabla 19.

Tabla 19. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología CdTe.



El rango de la tecnología CIS varía entre los 23° a los 38° de inclinación y entre -17° a los 16° de acimut. Ver Tabla 20.

Tabla 20. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología CIS.



No obstante la similitud en el rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo; la tecnología CdTe cuenta con 89 configuraciones más que la tecnología policristalina, que es la que cuenta con un menor rango. Igualmente, la tecnología CdTe tiene 8 configuraciones más que las tecnologías monocristalina y CIS que es las que le siguen en cuanto a cantidad de orientaciones similares al retorno de inversión similar al óptimo. La tecnología policristalina tiene un total de 342 orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo. En la siguiente tabla se resume la información de las tablas anteriores. Ver Tabla 21.

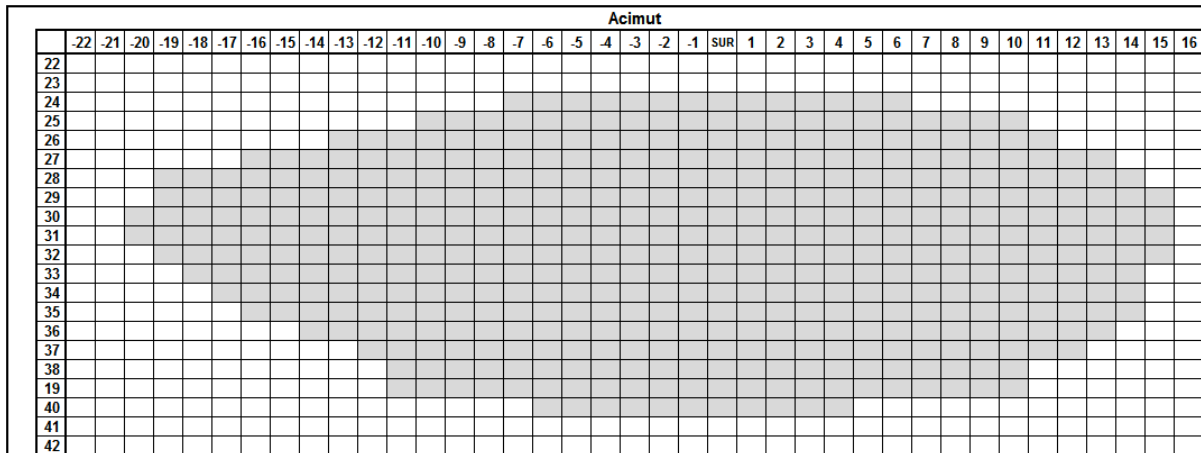
Tabla 21. Resumen del rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología las tecnologías fotovoltaicas.

Información	Monocristalina	Policristalina	Amorfa	CdTe	CIS
Rango de retorno de la inversión	15.45-15.55	17.62-17.72	15.02-15.12	14.56-14.66	14.81-14.91
Rango de orientaciones con retorno de la inversión similar al óptimo (+0.1)	423	342	379	431	423

En relación a la evaluación económica a partir del modelo de Pérez para el cálculo de la radiación en planos inclinados y el modelo de cuatro parámetros para la estimación de la generación de energía fotovoltaica, el rango de retorno de

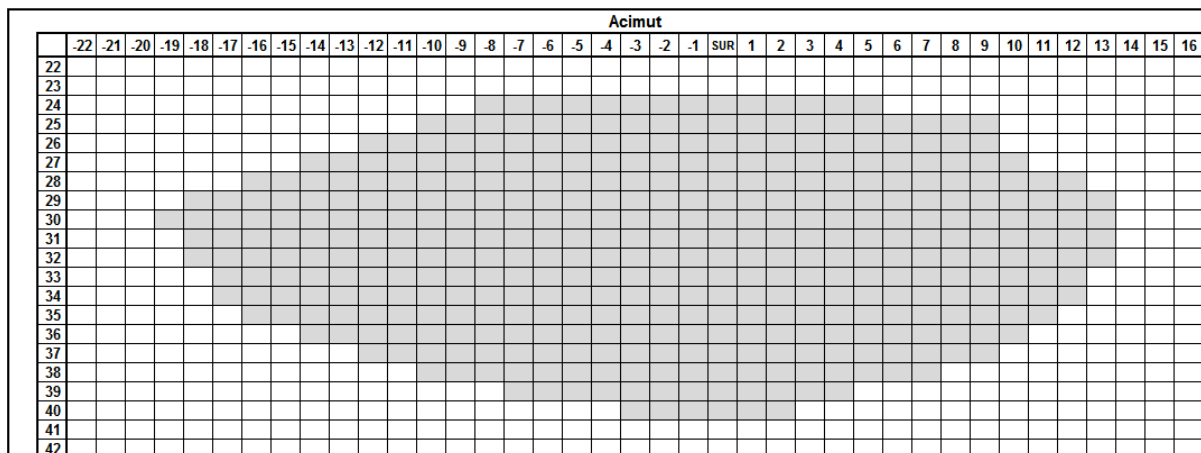
inversión similar en el caso de la tecnología monocristalina va de los 24° a los 40° de inclinación y entre -17 a los 16° de acimut, tomando el sur como acimut 0°. Ver Tabla 22.

Tabla 22. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología monocristalina procesado en TRNSYS.



En el caso de la tecnología policristalina, el rango de retorno de inversión similar en va de los 24° a los 40° de inclinación y entre -19° a los 13° de acimut. Ver Tabla 23.

Tabla 23. Rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para la tecnología policristalina procesado en TRNSYS.



En ambos casos, se aprecia que el rango de orientaciones similares al desempeño económico óptimo tiende a alcanzar ángulos de inclinación de mayor verticalidad en relación al análisis económico a partir de la fórmula simplificada de la AIE.

El comparativo económico realizado a partir de la fórmula de la AIE y a partir de los modelos de Pérez para el cálculo de la radiación en planos inclinados y del modelo de cuatro parámetros para la estimación de la generación de energía fotovoltaica, demuestran un menor tiempo de recuperación de la inversión inicial y un rango de orientaciones similares al óptimo de mayor amplitud. Estos resultados se resumen en la tabla 24.

Tabla 24. Comparativo del rango de orientaciones con un retorno de la inversión similar al óptimo (hasta +0.1) para las tecnologías monocristalinas y policristalinas según las fórmulas analizadas.

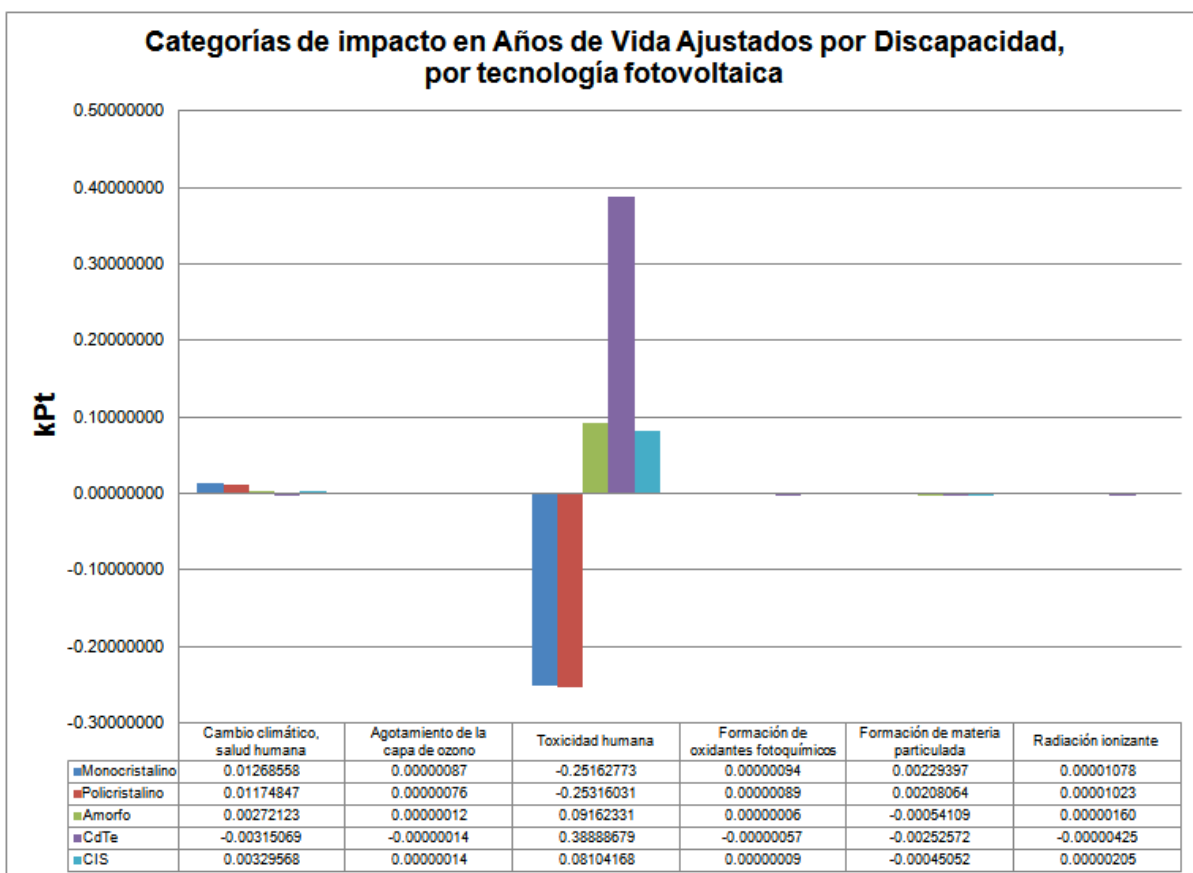
Información	Monocristalina	Monocristalina TRNSYS	Policristalina	Policristalina TRNSYS
Rango de retorno de la inversión	15.45-15.55	14.38-14.48	17.62-17.72	14.93-15.03
Rango de orientaciones con retorno de la inversión similar al óptimo (+0.1)	423	470	342	410

Los resultados de la tecnología policristalina son los que mas llaman la atención, al disminuir el tiempo de retorno de la inversión de 17.62 a 14.93 años y un rango de orientaciones similares al optimo de 342 a 410. Estos resultados indican que el beneficio económico de las tecnologías fotovoltaicas es mayor al que se puede estimar a partir de la fórmula simplificada de la AIE.

5.5 ACV de las tecnologías fotovoltaicas

5.5.1 Impactos ambientales

El mayor impacto en años de vida ajustados por discapacidad (AVAD) de las tecnologías fotovoltaicas se presenta en la subcategoría de toxicidad humana. La tecnología de CdTe alcanza un valor 0.3888, mientras que la tecnología CIS tiene el valor más bajo entre las diferentes tecnologías fotovoltaicas con 0.0810.

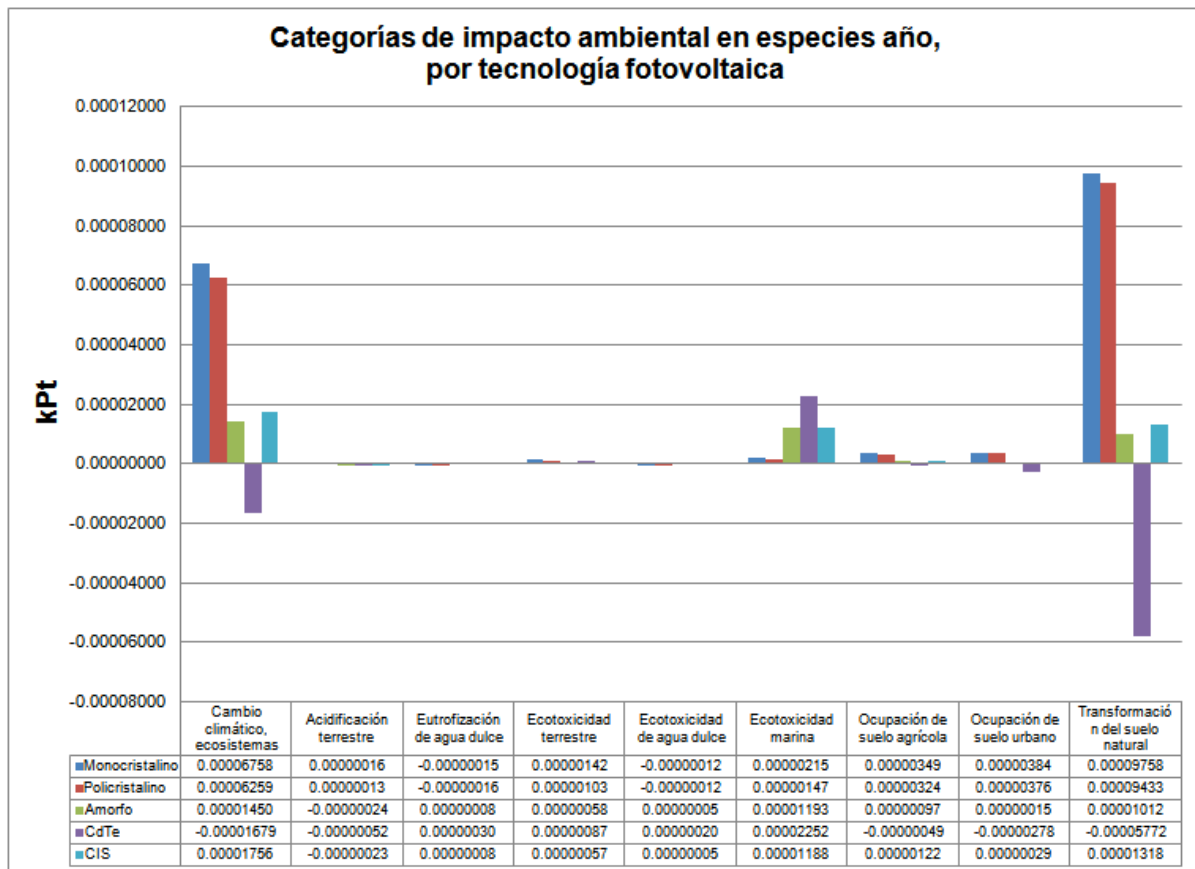


Gráfica 48. Años de vida ajustados por discapacidad de las tecnologías fotovoltaicas

En términos generales, la subcategoría que alcanza mayor impacto es la de cambio climático, salud humana; sin embargo, es considerablemente inferior al impacto alcanzado por la subcategoría de toxicidad humana.

Por otro lado, en cuanto a especies año, las subcategorías que alcanzan mayor impacto ambiental son las de transformación del suelo natural; cambio climático,

ecosistemas y; ecotoxicidad humana respectivamente. En los primeros dos casos, la tecnología monocristalina es la que tiene valores más altos (0.000097 y 0.000067 respectivamente), seguida por la tecnología policristalina (0.000094 y 0.000064 respectivamente). En la subcategoría de ecotoxicidad marina la tecnología CdTe es la que alcanza un valor más alto (0.000022).

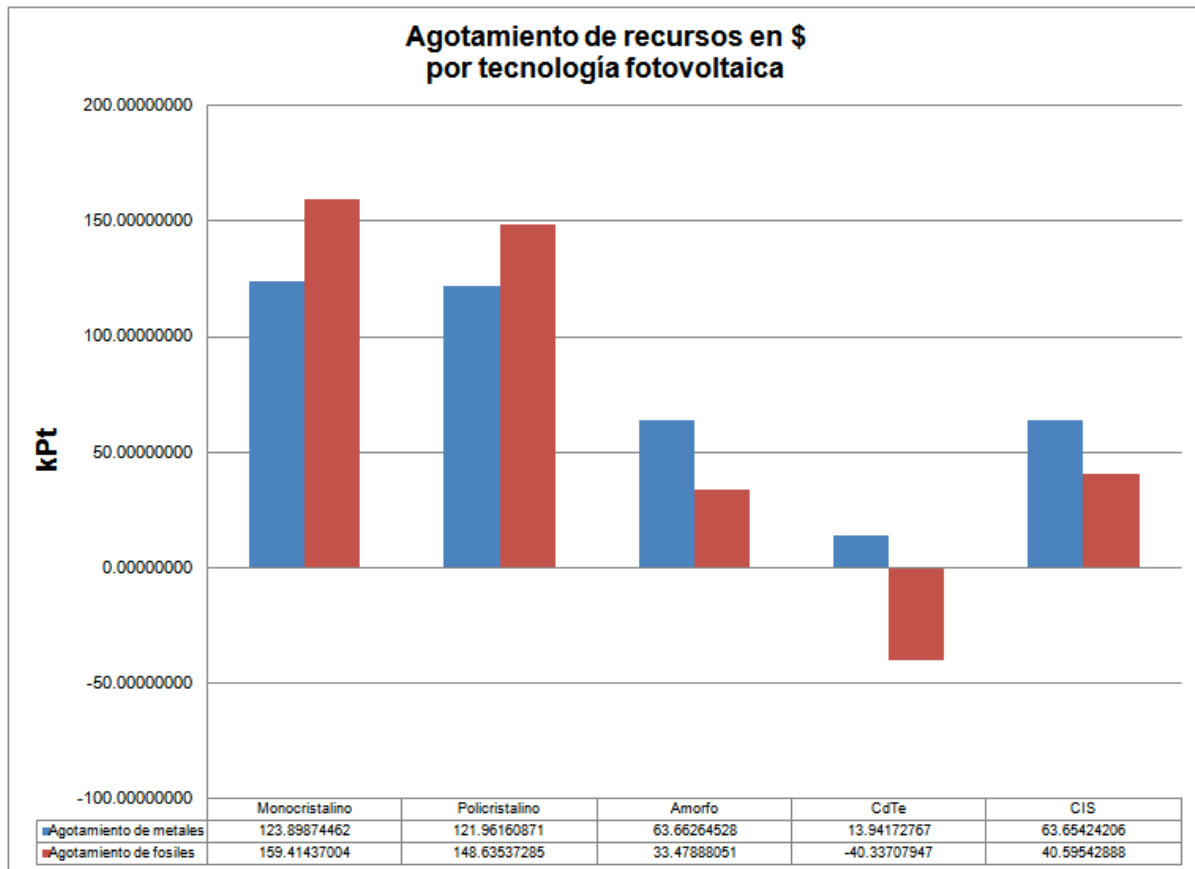


Gráfica 49. Impacto ambiental en especies año de las tecnologías fotovoltaicas

El agotamiento de metales es superior en el caso de las tecnologías monocristalina (123.89) y policristalina (121.96). La diferencia en dicha categoría es mínima entre las tecnología Amorfa y CIS (63.66 y 63.65 respectivamente). Asimismo, la tecnología de CdTe tiene menor impacto con un valor de 13.94.

El agotamiento de fósiles también está encabezado por las tecnologías monocristalina (159.41) y policristalina (148.63). Al igual que en el agotamiento de

metales, las tecnologías de película delgada son las que tienen valores menores; es decir, CIS (40.59), Amorfo (33.47) y CdTe (-40.33).

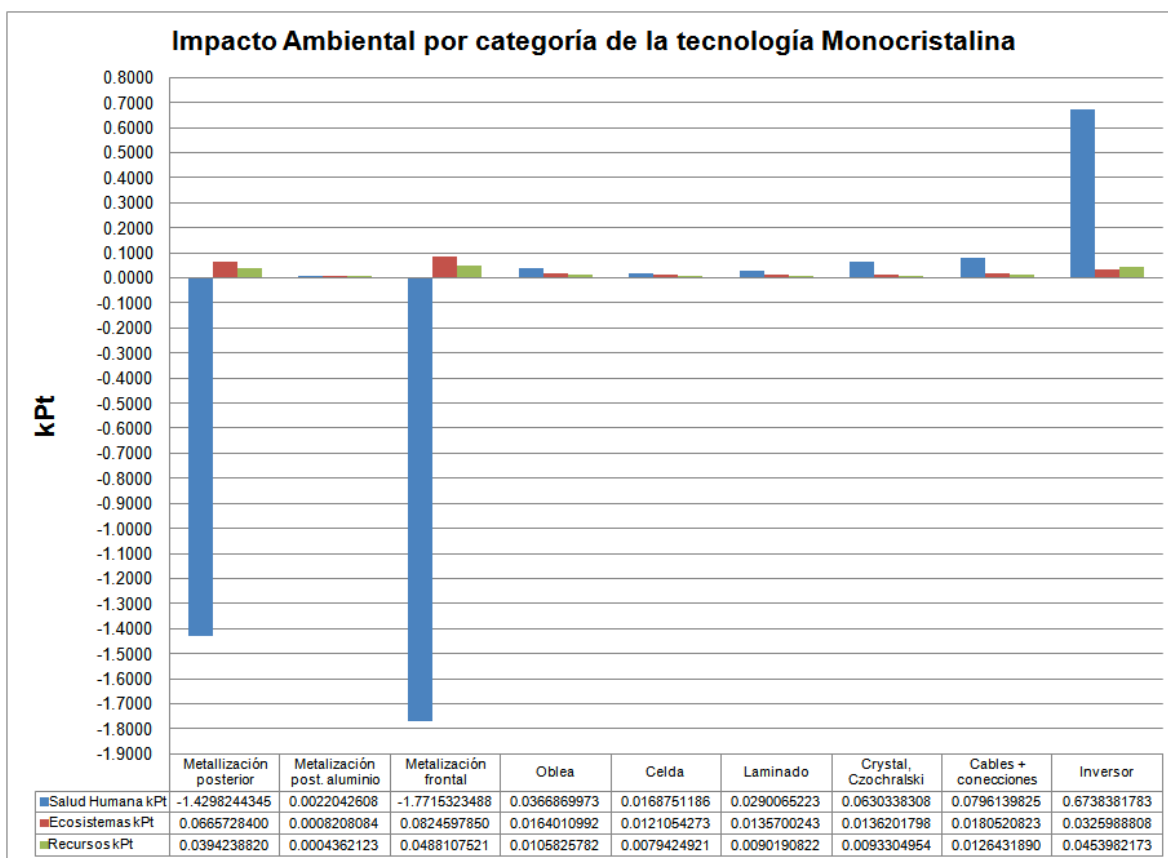


Gráfica 50. Costo por agotamiento de metales y agotamiento de fósiles

La tecnología monocristalina tiene un menor impacto por la metalización posterior (-1.42 kPt) y frontal (-1.77 kPt) en relación a la categoría de salud humana. No obstante, el inversor tiene mayor impacto en salud humana (0.67 kPt). Sin considerar a este último, los cables y conexiones (0.0796 kPt), así como el cristal (0.0630 kPt), tienen mayor impacto en la categoría de salud humana.

La categoría de ecosistemas, la metalización posterior y metalización frontal tienen los valores más altos en (0.0665 kPt y 0.0824 kPt respectivamente).

Es interesante observar que la celda también es la que tiene valores menores en las categorías de salud humana, ecosistemas y recursos.



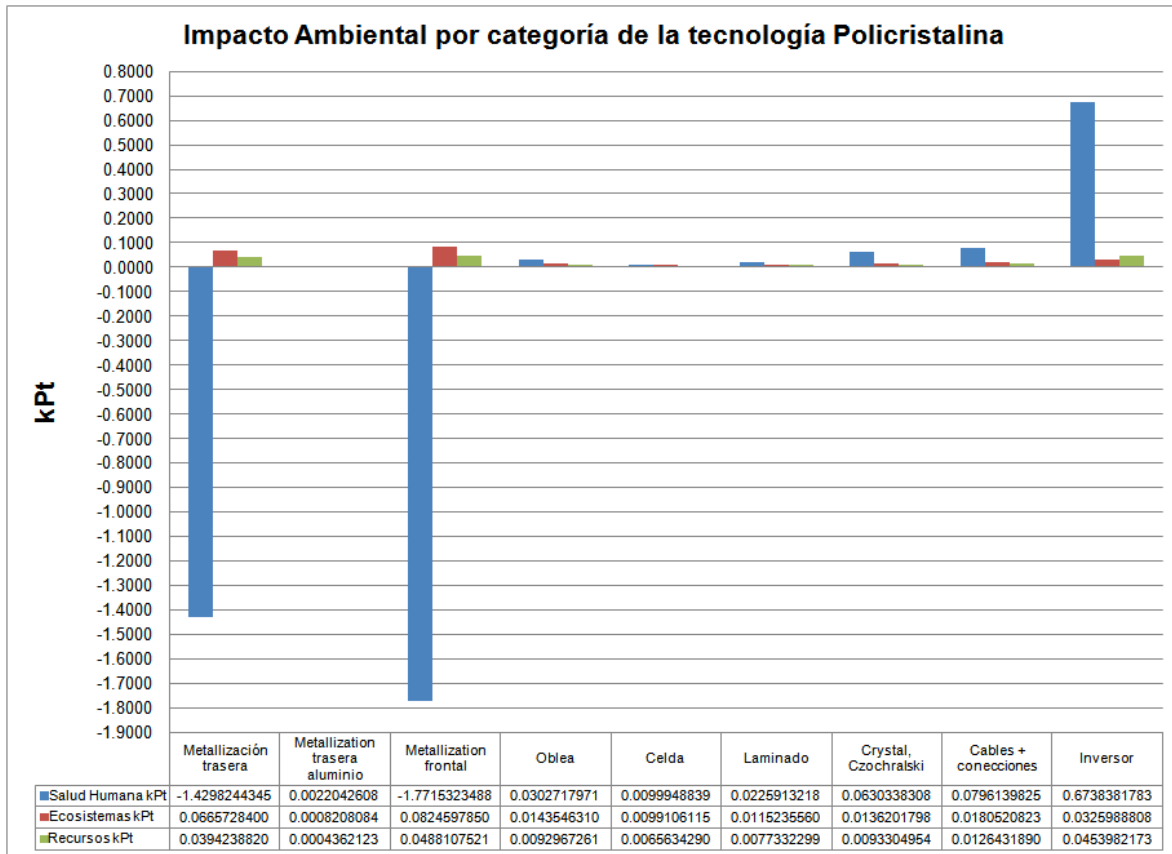
Gráfica 51. Impacto ambiental por categoría de la tecnología monocristalina.

La tecnología policristalina tiene un menor impacto por la metalización posterior (-1.42 kPt) y frontal (-1.77 kPt) en relación a la categoría de salud humana. Independientemente del inversor y los cables y conexiones¹⁴, el cristal, es el que tienen mayor impacto en cuanto a salud humana con 0.0630 kPt.

Respecto a la categoría de ecosistemas, la metalización posterior y metalización frontal tienen los valores más altos en (0.0665 kPt y 0.0824 kPt respectivamente).

En este caso, la celda también es la que tiene valores menores en las categorías de salud humana, ecosistemas y recursos.

¹⁴ Tanto el inversor como los cables y conexiones son comunes para todas las tecnologías fotovoltaicas, por lo que se evita realizar comentarios repetitivos.



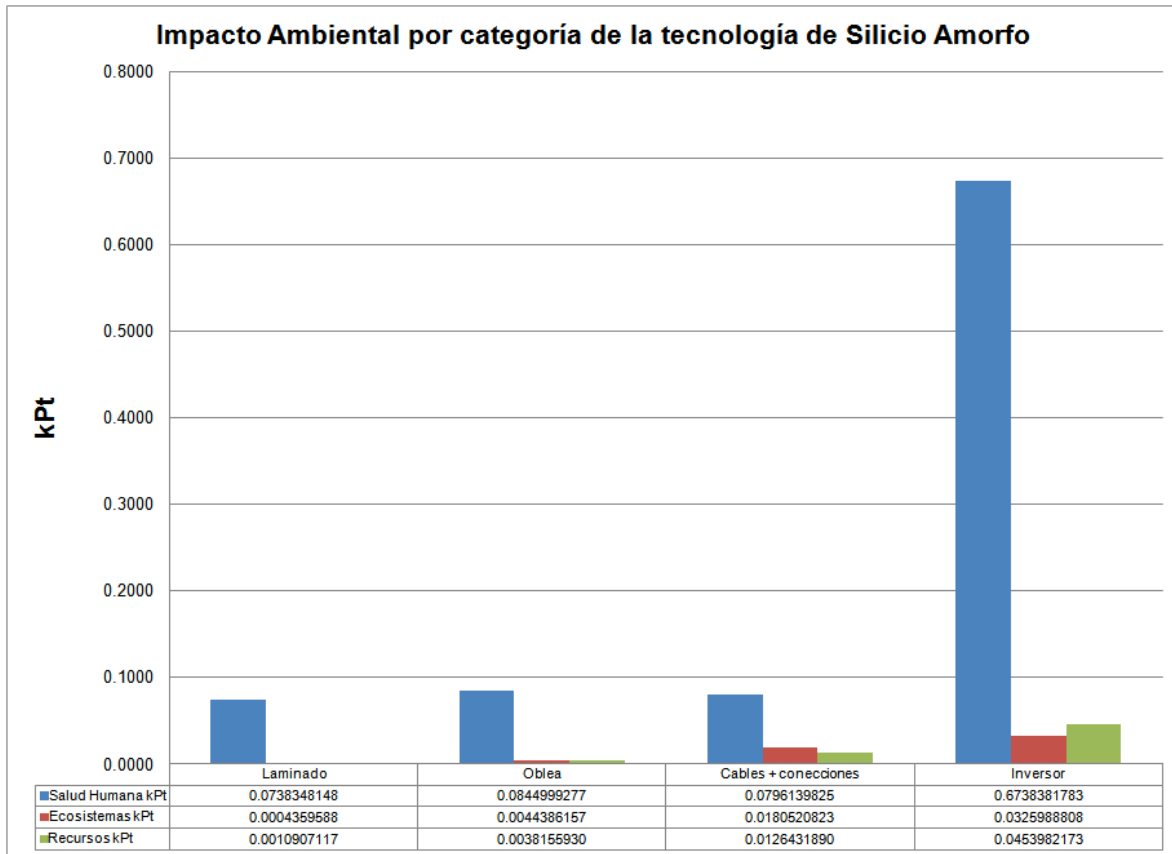
Gráfica 52. Impacto ambiental por categoría de la tecnología policristalina.

La tecnología amorfa presenta mayor impacto en la categoría de salud humana, seguida por la categoría de ecosistemas y finalmente por la categoría de recursos.

La oblea tiene mayor impacto en la categoría de salud humana con 0.0844 kPt, frente al laminado con 0.0738 kPt.

En la categoría de recursos humanos, el panel tiene un valor de 0.0044 kPt, frente a los 0.0004 kPt del laminado.

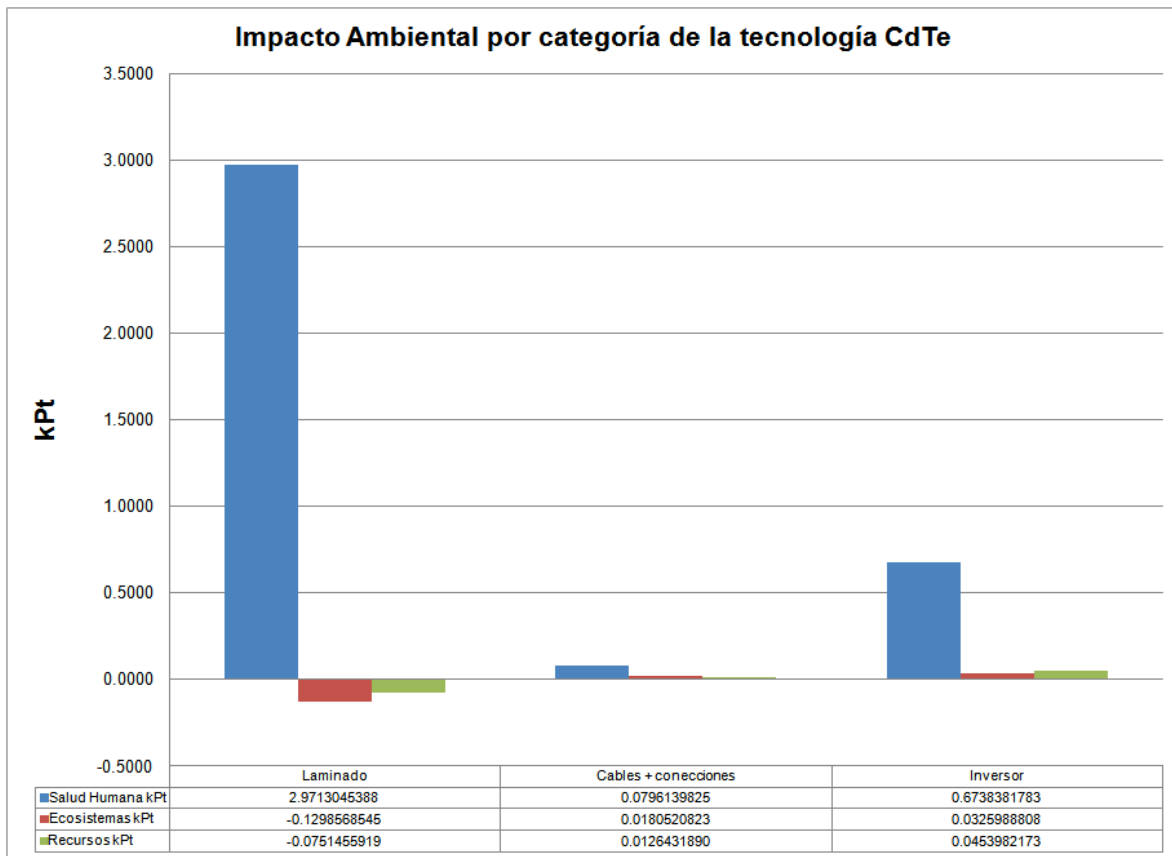
El impacto en la categoría de recursos también la oblea presenta un valor superior (0.0038 kPt) en relación al laminado (0.0010 kPt).



Gráfica 53. Impacto ambiental por categoría de la tecnología amorfa.

El laminado de la tecnología CdTe tiene un impacto de 2.97 kPt en salud humana, que es más de cuatro veces superior al del inversor. Es interesante observar que el inversor presenta el valor mayor en la categoría de salud humana en las demás tecnologías fotovoltaicas.

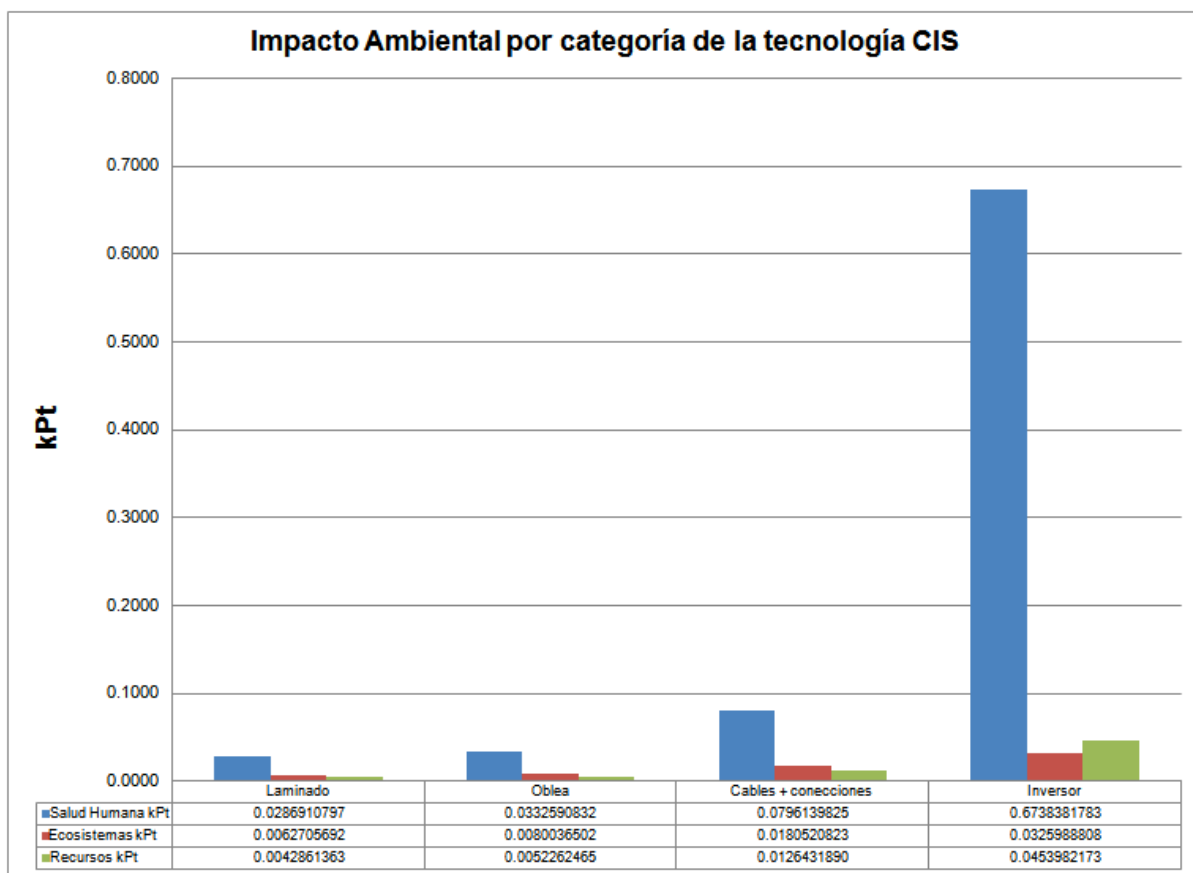
El menor impacto de la tecnología de CdTe es en la categoría de ecosistemas con - 0.1298 kPt, frente a -0.0751 kPt en la categoría de recursos.



Gráfica 54. Impacto ambiental por categoría de la tecnología CdTe.

La tecnología CIS presenta menores diferencias en los valores de los impactos de las diferentes categorías, en relación a las otras tecnologías. No obstante, el panel tiene valores mayores que el laminado.

Como en los casos anteriores, la categoría de salud humana es la que tiene valores mayores que las categorías de ecosistemas y recursos. Es decir, la oblea tiene 0.0332 kPt, frente a 0.0286 kPt del laminado en la categoría de salud humana. En la categoría de ecosistemas, la oblea tiene 0.0080 kPt y el laminado 0.0062 kPt. Finalmente, en la categoría de recursos, la oblea tiene 0.0062 kPt y el laminado 0.0042 kPt.



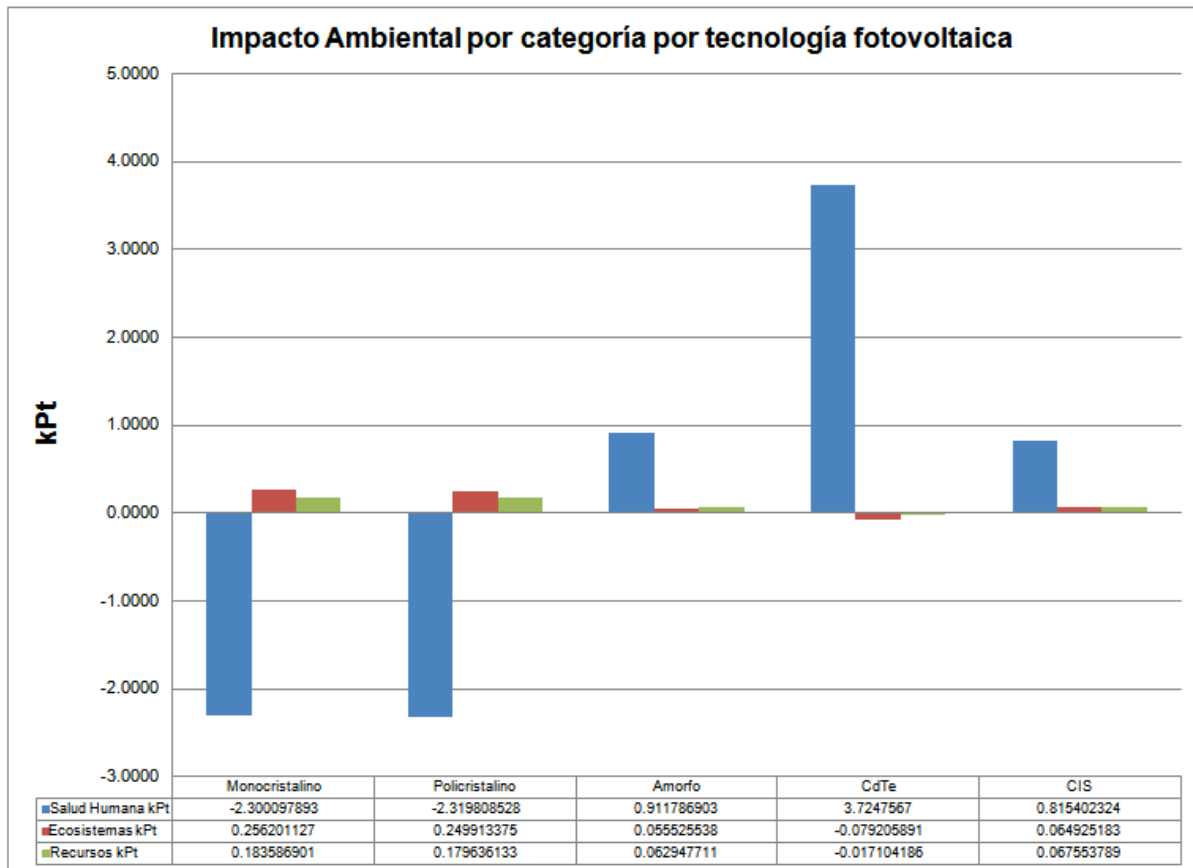
Gráfica 55. Impacto ambiental por categoría de la tecnología CIS.

En síntesis, el impacto ambiental de las tecnologías fotovoltaicas presenta diferencias entre las tecnologías monocristalina y policristalina y las de película delgada.

Las tecnologías monocristalinas y policristalinas tienen impactos negativos en la categoría de salud humana (-2.30 kPt y -2.31 kPt respectivamente), mientras que la tecnología de CdTe presenta el mayor impacto con 3.72 kPt. Tanto la tecnología amorfa como la tecnología CIS tienen valores intermedios con respecto a las tecnologías anteriormente mencionadas (es decir, 0.91 kPt y 0.81 kPt respectivamente).

En contraparte, las tecnologías monocristalina y policristalina cuentan con valores superiores en las categorías de ecosistemas y recursos (0.25 kPt y 0.18 kPt y; 0.24

kPt y 0.17 kPt respectivamente). Los valores menores en las categorías de ecosistemas y recursos los presenta la tecnología de CdTe (-0.07 kPt y 0.01 kPt respectivamente).

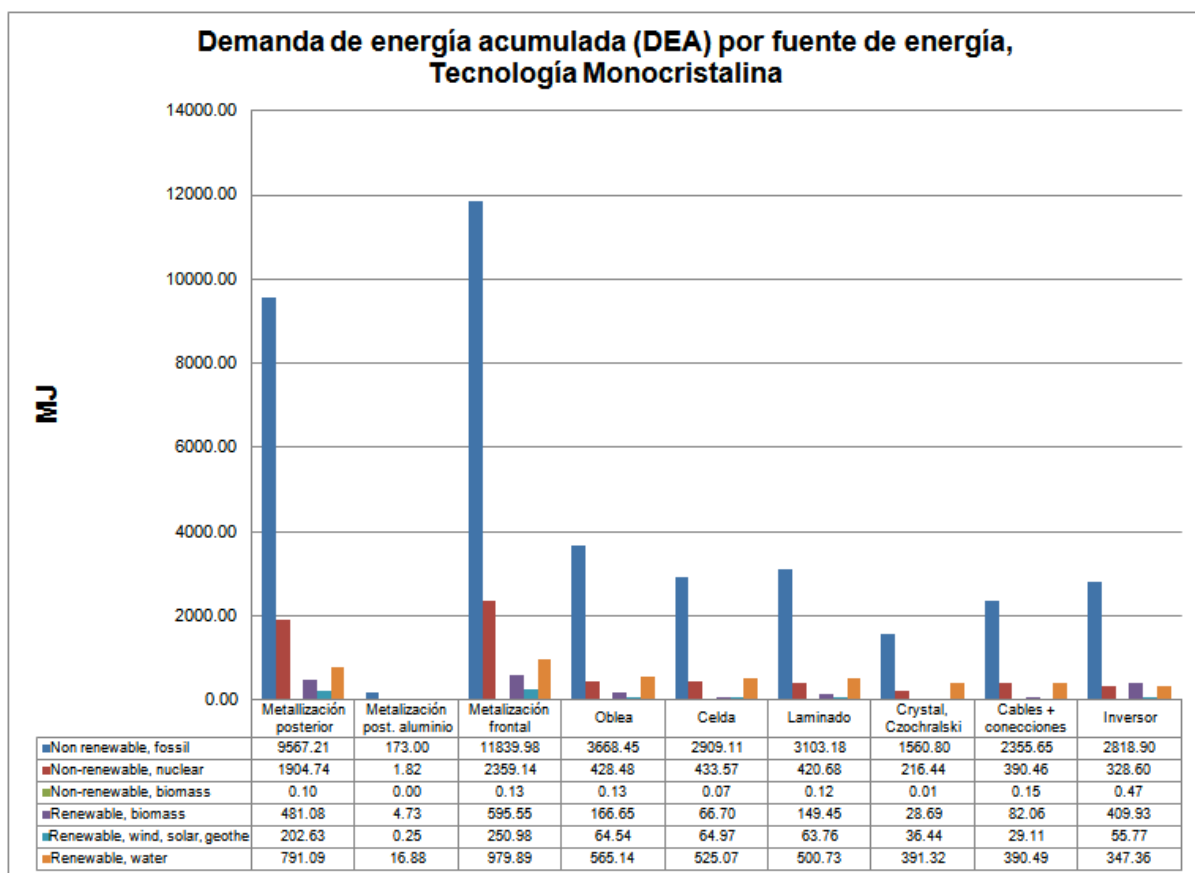


Gráfica 56. Impacto ambiental por categoría por tecnología fotovoltaica.

5.5.2 Tiempo de retorno de la energía (TRE)

La demanda de energía acumulada es necesaria para el cálculo del tiempo de retorno de la energía. En este apartado se presenta un análisis detallado de los requerimientos de energía por cada uno de los componentes de las diferentes tecnologías fotovoltaicas.

La energía utilizada para la fabricación de los componentes de la tecnología monocristalina proviene de principalmente de fuentes fósiles. La metalización de la parte frontal es la que requiere mayor cantidad de energía con 11,839.88 MJ, seguido por la metalización de la parte posterior con 9,567.21 MJ. La metalización posterior de aluminio es la de menor consumo de energía fósil con 173.00 MJ. La energía fósil representa el 73.43% de la DEA. En relación a la energía renovable, la hidroeléctrica representa el 8.71% de la DEA. El menor aporte de la DEA lo proporciona la energía de biomasa no renovable con 0.002%.

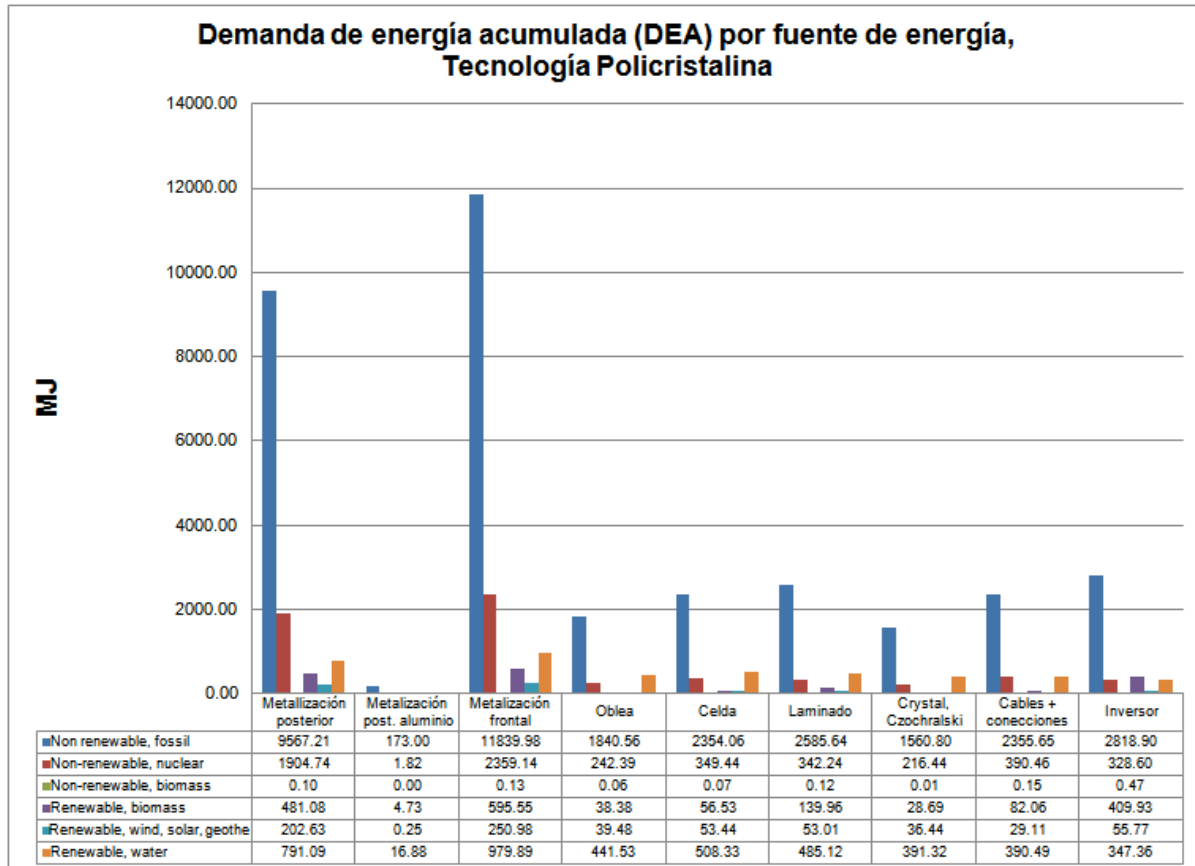


Gráfica 57. DEA por fuente de energía, tecnología monocristalina

En cuanto a la tecnología policristalina, la metalización de la parte frontal es la que requiere mayor cantidad de energía con 11,839.88 MJ, seguido por la metalización de la parte posterior con 9,567.21 MJ. La metalización posterior de aluminio es la de

menor consumo de energía fósil con 173.00 MJ. Es importante señalar que varios componentes de las tecnologías monocristalinas y policristalinas son idénticos.

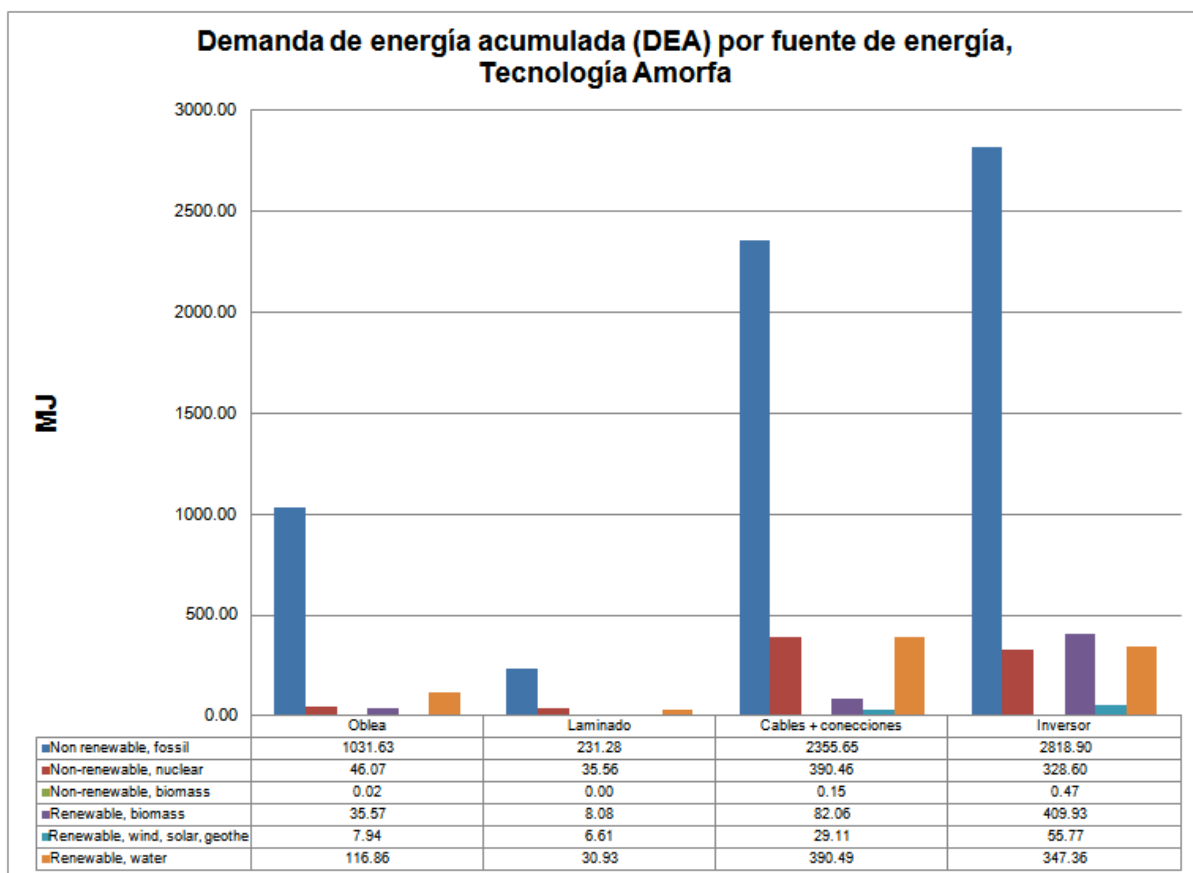
La energía fósil representa el 72.90% de la DEA. En relación a la energía renovable, la hidroeléctrica representa el 9.04% de la DEA. El menor aporte de la DEA lo proporciona la energía de biomasa no renovable con 0.002%.



Gráfica 58. DEA por fuente de energía, tecnología policristalina

En la tecnología amorfa, también presenta mayor demanda de energía fósil para su fabricación. Para el panel, la DEA de energía fósil es de 1,031.63 MJ, frente a 231.28 MJ del laminado.

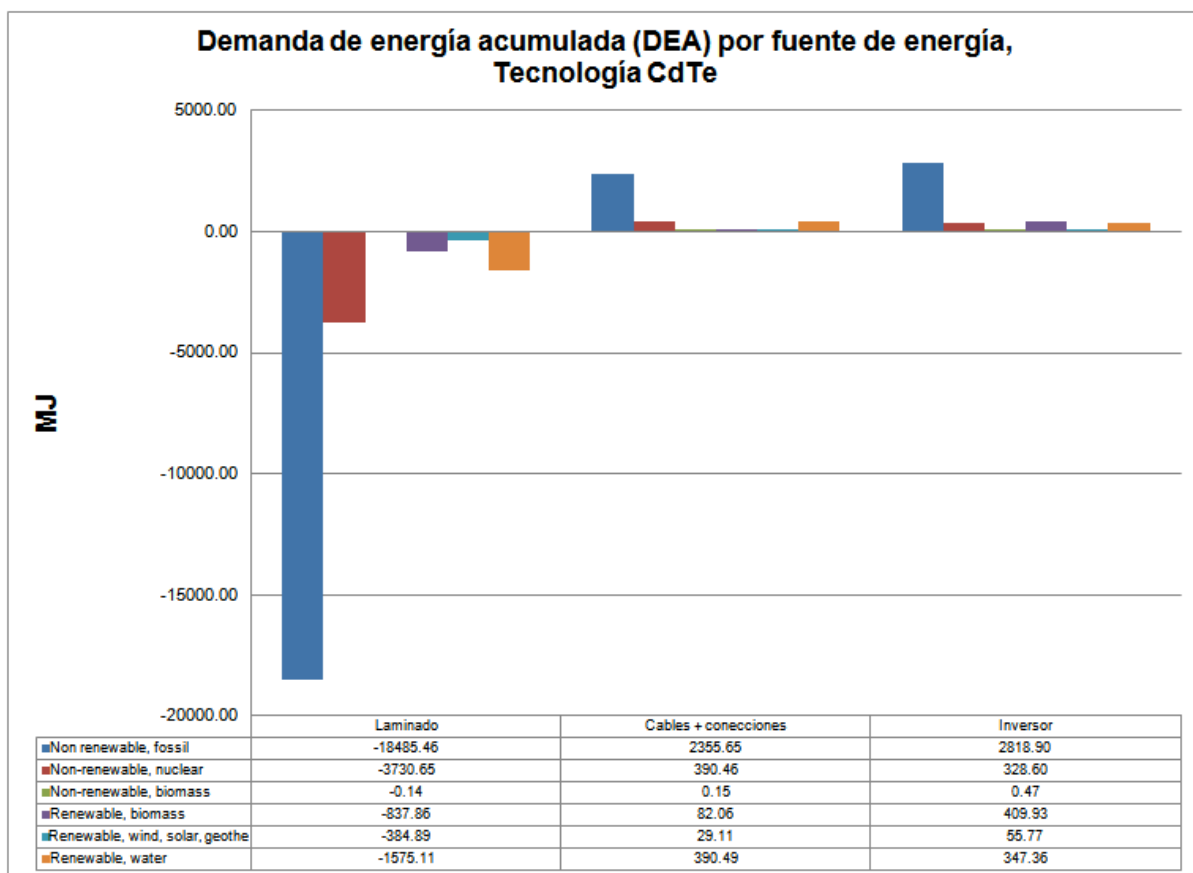
La energía fósil representa el 73.49% de la DEA. En relación a la energía renovable, la hidroeléctrica representa el 10.11% de la DEA. El menor aporte de la DEA lo proporciona la energía de biomasa no renovable con 0.007%.



Gráfica 59. DEA por fuente de energía, tecnología amorfa

El valor mayor de DEA para el laminado de la tecnología CdTe es de -18,485.46 MJ de energía fósil, seguido por la energía nuclear con -3,730.65 MJ. El mayor aporte de energía renovable es a partir de energía hidroeléctrica con -1,575.11 MJ.

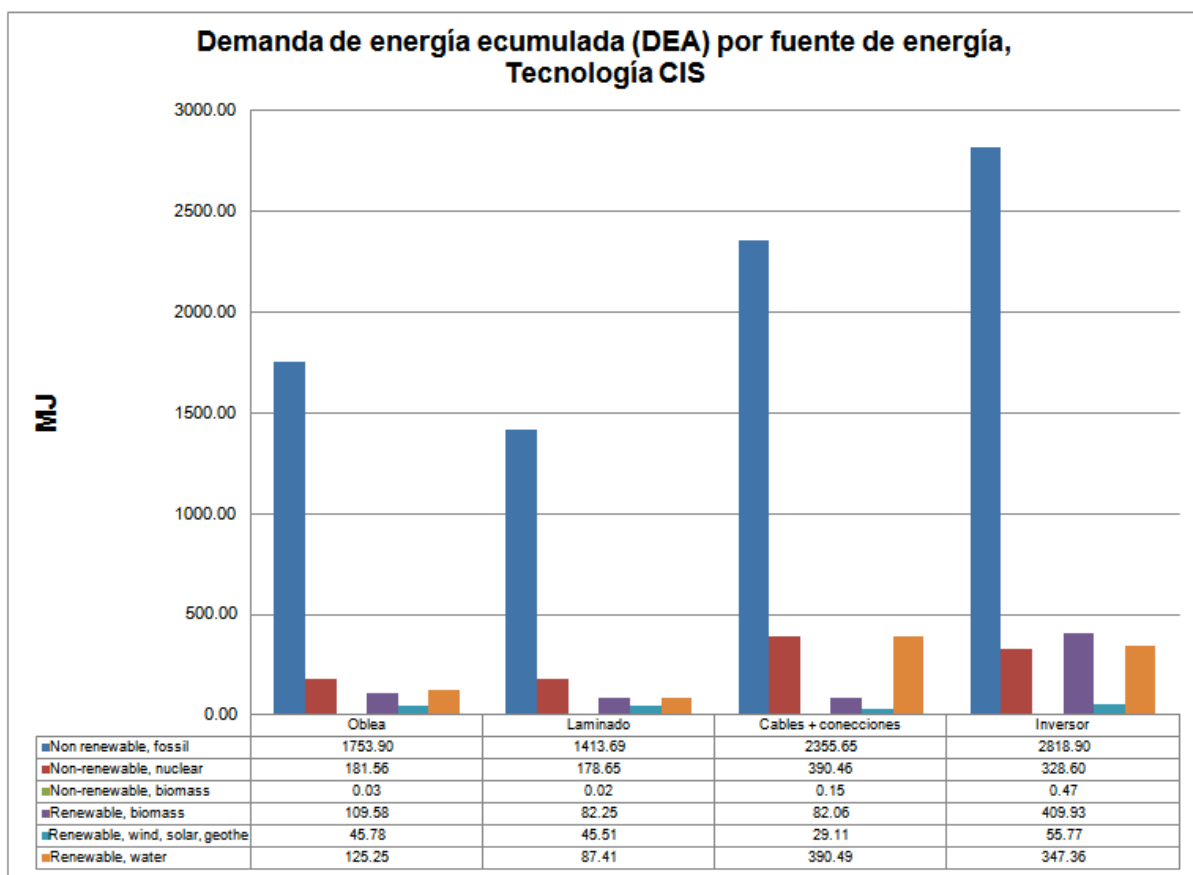
La energía fósil representa el 74.75% de la DEA. En relación a la energía renovable, la hidroeléctrica representa el 4.70% de la DEA. El menor aporte de la DEA lo proporciona la energía de biomasa no renovable con 0.003%.



Gráfica 60. DEA por fuente de energía, tecnología CdTe.

En la tecnología CIS, al igual que las demás tecnologías fotovoltaicas presenta mayor demanda de energía fósil para su fabricación. Para el panel, la DEA de energía fósil es de 1,753.90 MJ, frente a 1,413.69 MJ del laminado.

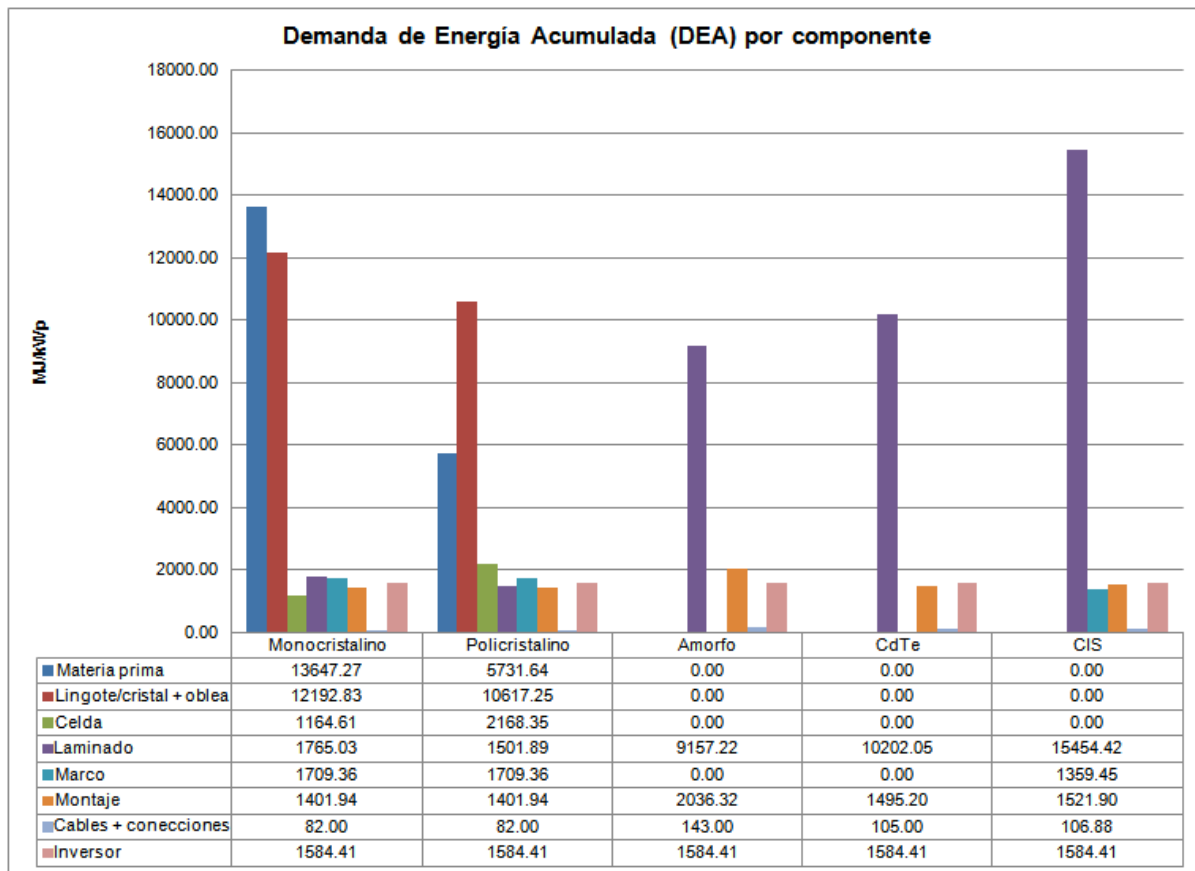
La energía fósil representa el 74.26% de la DEA. En relación a la energía renovable, la hidroeléctrica representa el 8.46% de la DEA. El menor aporte de la DEA lo proporciona la energía de biomasa no renovable con 0.006%.



Gráfica 61. DEA por fuente de energía, tecnología CIS.

La DEA de energía fósil requerida para los diferentes componentes de cada una de las tecnologías fotovoltaicas representa entre el 72.90% (tecnologías policristalina) y el 74.75% (tecnología CdTe); seguida por la DEA de energía nuclear que representa entre 9.14% (tecnología amorfa) y el 16.91% (tecnología CdTe).

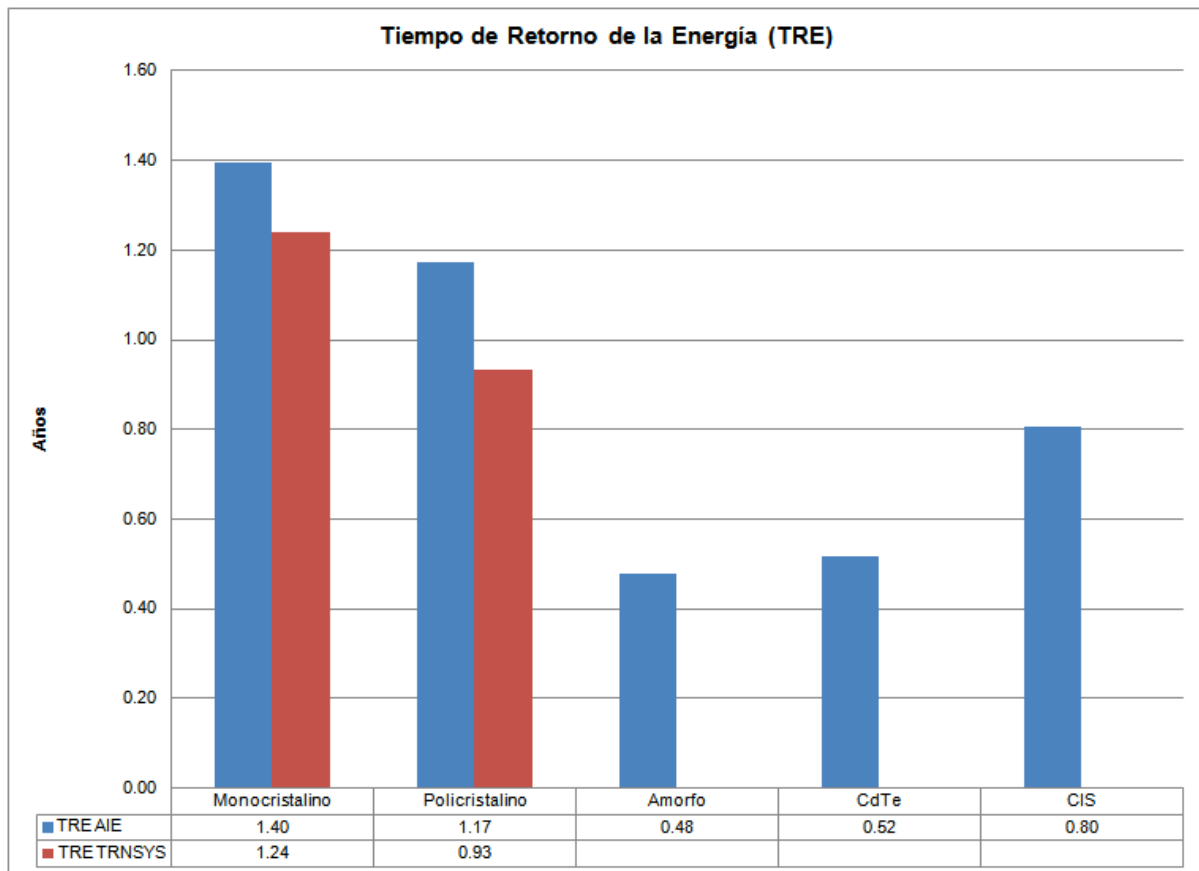
La mayor proporción de la DEA la aporta el energía hidroeléctrica con un mínimo de 4.70% (tecnología CdTe) y un máximo de 10.11% (tecnología amorfa). Por otro lado, menor proporción de la DEA la aporta el energía de biomasa no renovable con un mínimo de 0.0023% (tecnologías monocristalina y policristalina) y un máximo de 0.0073% (tecnología amorfa).



Gráfica 62. DEA por fuente de energía, tecnologías fotovoltaicas.

Con base a las directrices de la AIE, el TRE menor lo presenta la tecnología amorfa con 0.48 años, mientras que el mayor lo presenta la tecnología monocristalina con 1.40 años.

Sin embargo, cuando se estima la generación de electricidad con TRNSYS para las tecnologías monocristalina y policristalina, el TRE baja de 1.40 a 1.24 años y 1.17 a 0.93 años respectivamente. Esto representa un TRE 12.90% y 5.98% menor para las tecnologías monocristalina y policristalina respectivamente. De esta manera es evidente que estas dos tecnologías tienen un mejor comportamiento energético del que se viene reportando en la literatura.



Gráfica 63. TRE de las diferentes tecnologías fotovoltaicas, caso Mexicali

Asimismo, es importante observar que el recurso solar que cuenta con un comportamiento similar al óptimo en cuanto al TRE (+0.1) es considerable, ya que tecnología fotovoltaica podría instalarse en orientaciones con un recurso solar superior a los 2050 kWh/m² año para tener un desempeño ambiental similar al óptimo en cuanto al TRE. Ver Tabla 25.

Tabla 25. Recurso solar en kWh/m²/año que tiene un TRE similar al óptimo.

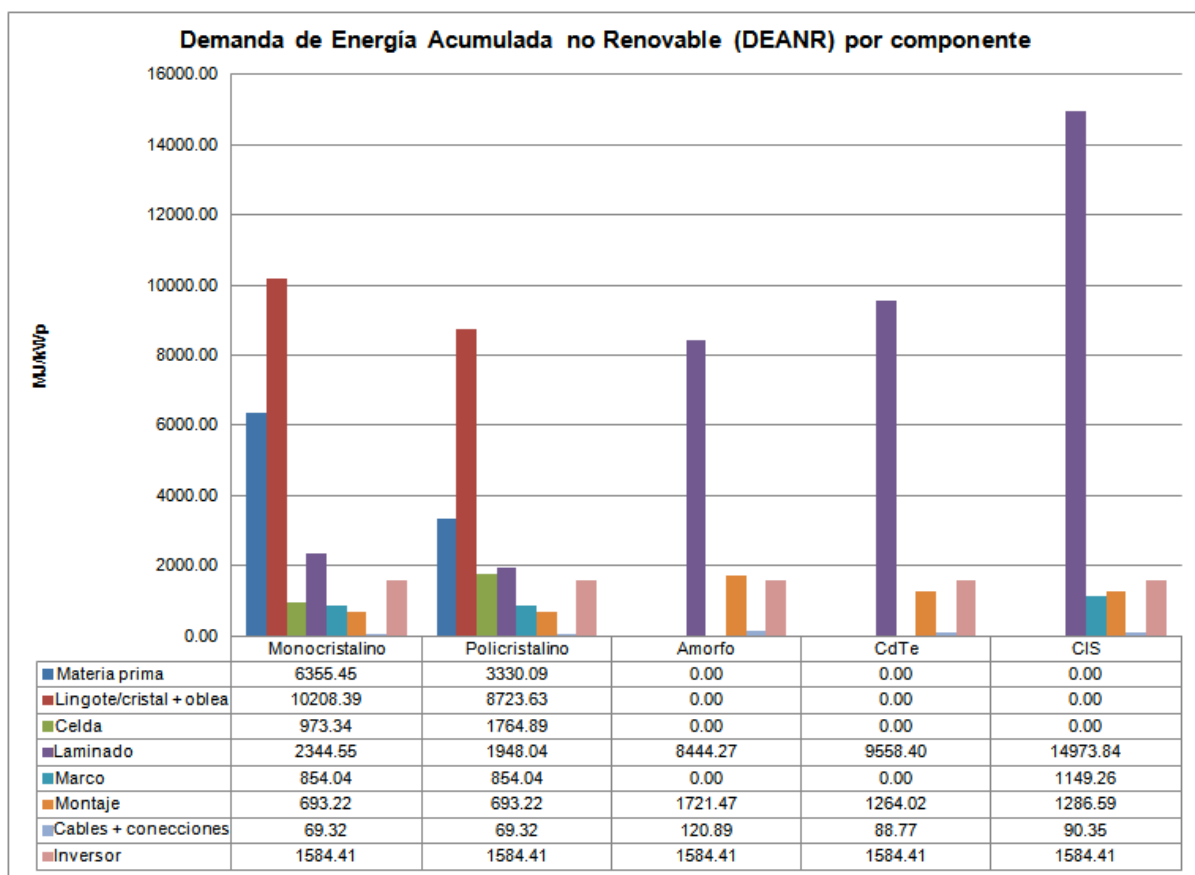
kWh/m ² /año	Tiempo de Retorno de la Energía (TRE) en años				
	Monocristalina	Policristalina	Amorfa	CdTe	CIS
2200	1.40	1.17	0.48	0.52	0.80
2175	1.41	1.18	0.48	0.52	0.81
2150	1.43	1.20	0.49	0.53	0.82
2125	1.45	1.21	0.50	0.53	0.83
2100	1.46	1.23	0.50	0.54	0.84
2075	1.48	1.24	0.51	0.55	0.85
2050	1.50	1.26	0.51	0.55	0.86
2025	1.52	1.27	0.52	0.56	0.87
2000	1.54	1.29	0.53	0.57	0.89
1975	1.56	1.30	0.53	0.57	0.90
1950	1.58	1.32	0.54	0.58	0.91
1925	1.6	1.34	0.55	0.59	0.92
1900	1.62	1.36	0.56	0.60	0.93
1875	1.64	1.37	0.56	0.61	0.94
1850	1.66	1.39	0.57	0.61	0.96
1825	1.68	1.41	0.58	0.62	0.97
1800	1.71	1.43	0.59	0.63	0.98

Resulta interesante observar que la tecnología amorfa y la tecnología CdTe alcanzan un TRE similar al óptimo aún en orientaciones con un recurso solar superiores a los 1825 kWh/m² año. Ver Tabla 26.

Tabla 26. Comparativo de TRE similar al óptimo en base al recurso solar en kWh/m²/año a partir de la fórmula de la AIE y TRNSYS.

kWh/m ² /año	Tiempo de Retorno de la Energía (TRE) en años			
	Monocristalina	Monocristalina TRNSYS	Policristalina	Policristalina TRNSYS
2200	1.40	1.24	1.17	0.93
2175	1.41	1.25	1.18	0.94
2150	1.43	1.27	1.20	0.96
2125	1.45	1.29	1.21	0.97
2100	1.46	1.31	1.23	0.98
2075	1.48	1.32	1.24	0.99
2050	1.50	1.34	1.26	1.01
2025	1.52	1.36	1.27	1.02
2000	1.54	1.38	1.29	1.03
1975	1.56	1.39	1.30	1.04
1950	1.58	1.41	1.32	1.05
1925	1.60	1.43	1.34	1.06
1900	1.62	1.45	1.36	1.07
1875	1.64	1.47	1.37	1.09
1850	1.66	1.49	1.39	1.11
1825	1.68	1.51	1.41	1.13
1800	1.71	1.53	1.43	1.15

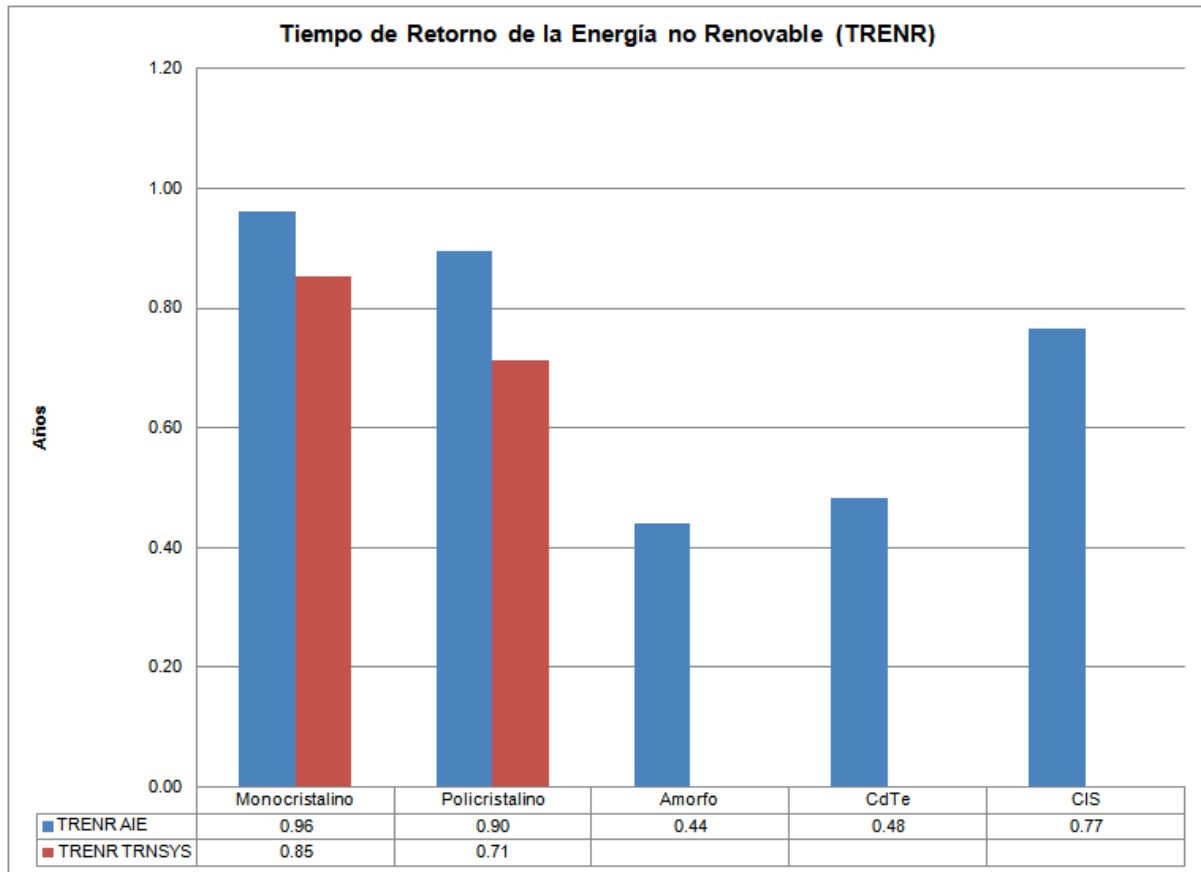
En términos generales el rango de orientaciones con un comportamiento similar de TRE entre los cálculos y análisis efectuado a partir de la fórmula simplificada propuesta por la AIE y el elaborado con el modelo de Pérez y el modelo de cuatro parámetros. Ver Tabla 27.



Gráfica 64. DEANR por componente por tecnología fotovoltaica.

Con base a las directrices de la AIE, el TRENr menor lo presenta la tecnología amorfa con 0.44 años, mientras que el mayor TRENr lo presentó la tecnología monocristalina con 0.96 años.

Sin embargo, cuando se estima la generación de electricidad con TRNSYS para las tecnologías monocristalina y policristalina, el TRENr baja de 0.96 a 0.85 años y 0.90 a 0.71 años respectivamente.



Gráfica 65. TRENr de las diferentes tecnologías fotovoltaicas, caso Mexicali.

El recurso solar que cuenta con un comportamiento similar al óptimo en cuanto al TRENr (+0.1) es considerable, ya que tecnología fotovoltaica podría instalarse en orientaciones con un recurso solar superior a los 2000 kWh/m² año para tener un desempeño ambiental similar al óptimo en cuanto al TRENr.

Asimismo, resulta interesante observar que la tecnología amorfa alcanza un TRENr similar al óptimo aún en orientaciones con un recurso solar superiores a los 1800 kWh/m² año. Ver tabla 26.

Tabla 27. Recurso solar en kWh/m²/año que tiene un TRENr similar al óptimo.

kWh/m ² /año	Tiempo de Retorno de la Energía No Renovable (TRENr) en años				CIS
	Monocristalina	Policristalina	Amorfa	CdTe	
2200	0.96	0.90	0.44	0.48	0.77
2175	0.97	0.91	0.45	0.49	0.78
2150	0.98	0.92	0.45	0.49	0.78
2125	0.99	0.93	0.46	0.50	0.79
2100	1.01	0.94	0.46	0.50	0.80
2075	1.02	0.95	0.47	0.51	0.81
2050	1.03	0.96	0.47	0.52	0.82
2025	1.04	0.97	0.48	0.52	0.83
2000	1.06	0.99	0.48	0.53	0.84
1975	1.07	1.00	0.49	0.54	0.85
1950	1.08	1.01	0.50	0.54	0.87
1925	1.10	1.02	0.50	0.55	0.88
1900	1.11	1.04	0.51	0.56	0.89
1875	1.13	1.05	0.52	0.57	0.90
1850	1.14	1.07	0.52	0.57	0.91
1825	1.16	1.08	0.53	0.58	0.92
1800	1.17	1.09	0.54	0.59	0.94

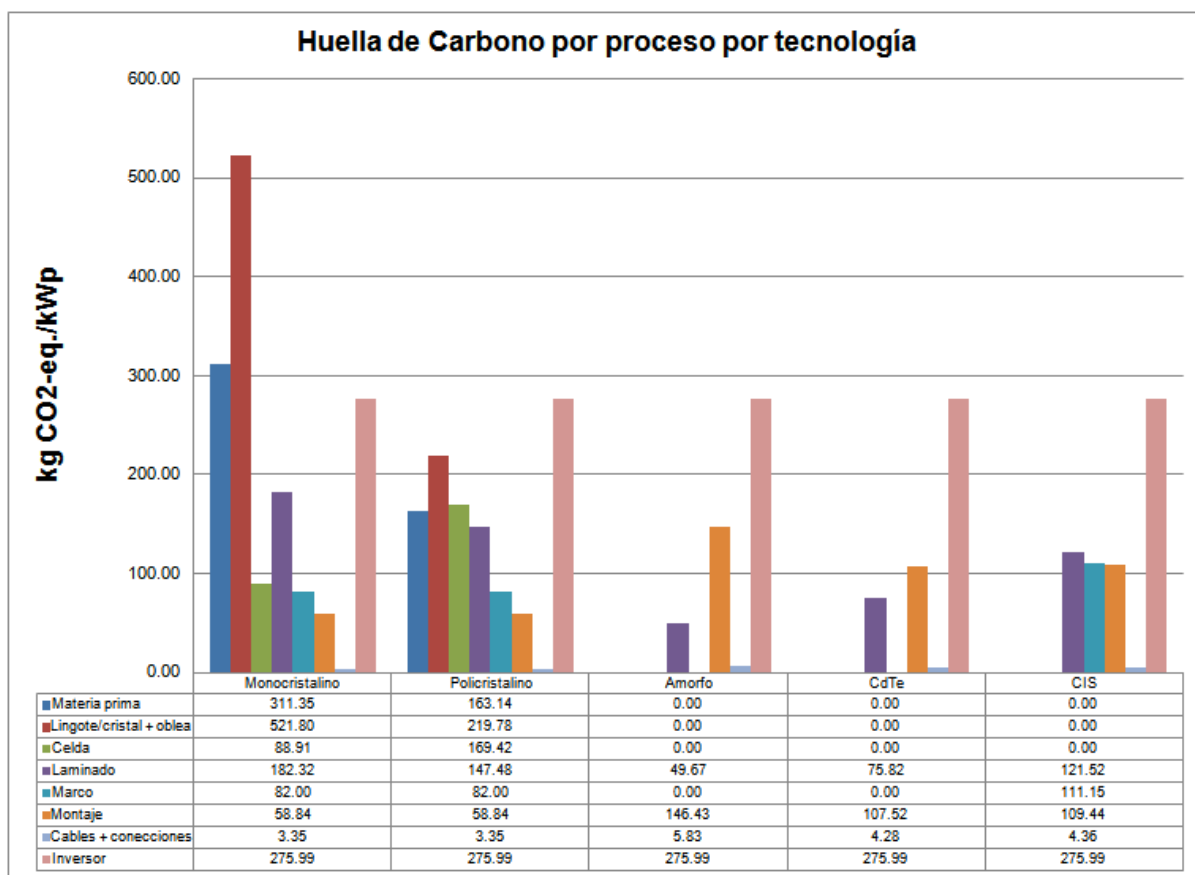
Al igual que en el análisis del el rango de orientaciones con un comportamiento similar para el TRE; en el TRENr, los cálculos y análisis efectuado a partir de la fórmula simplificada propuesta por la AIE y el elaborado con el modelo de Pérez y el modelo de cuatro parámetros son prácticamente iguales para la tecnología monocristalina y policristalina. Ver tabla 28.

Tabla 28. Comparativo de TRENr similar al óptimo en base al recurso solar en kWh/m²/año a partir de la fórmula de la AIE y TRNSYS.

kWh/m ² /año	Tiempo de Retorno de la Energía		No Renovable (TRENr) en años	
	Monocristalina	Monocristalina TRNSYS	Policristalina	Policristalina TRNSYS
2200	0.96	0.85	0.90	0.71
2175	0.97	0.86	0.91	0.72
2150	0.98	0.88	0.92	0.73
2125	0.99	0.89	0.93	0.74
2100	1.01	0.90	0.94	0.75
2075	1.02	0.91	0.95	0.76
2050	1.03	0.93	0.96	0.77
2025	1.04	0.94	0.97	0.78
2000	1.06	0.95	0.99	0.79
1975	1.07	0.96	1.00	0.80
1950	1.08	0.97	1.01	0.81
1925	1.10	0.99	1.02	0.82
1900	1.11	1.00	1.04	0.83
1875	1.13	1.01	1.05	0.84
1850	1.14	1.03	1.07	0.85
1825	1.16	1.05	1.08	0.87
1800	1.17	1.06	1.09	0.88

5.5.3 Huella de carbono

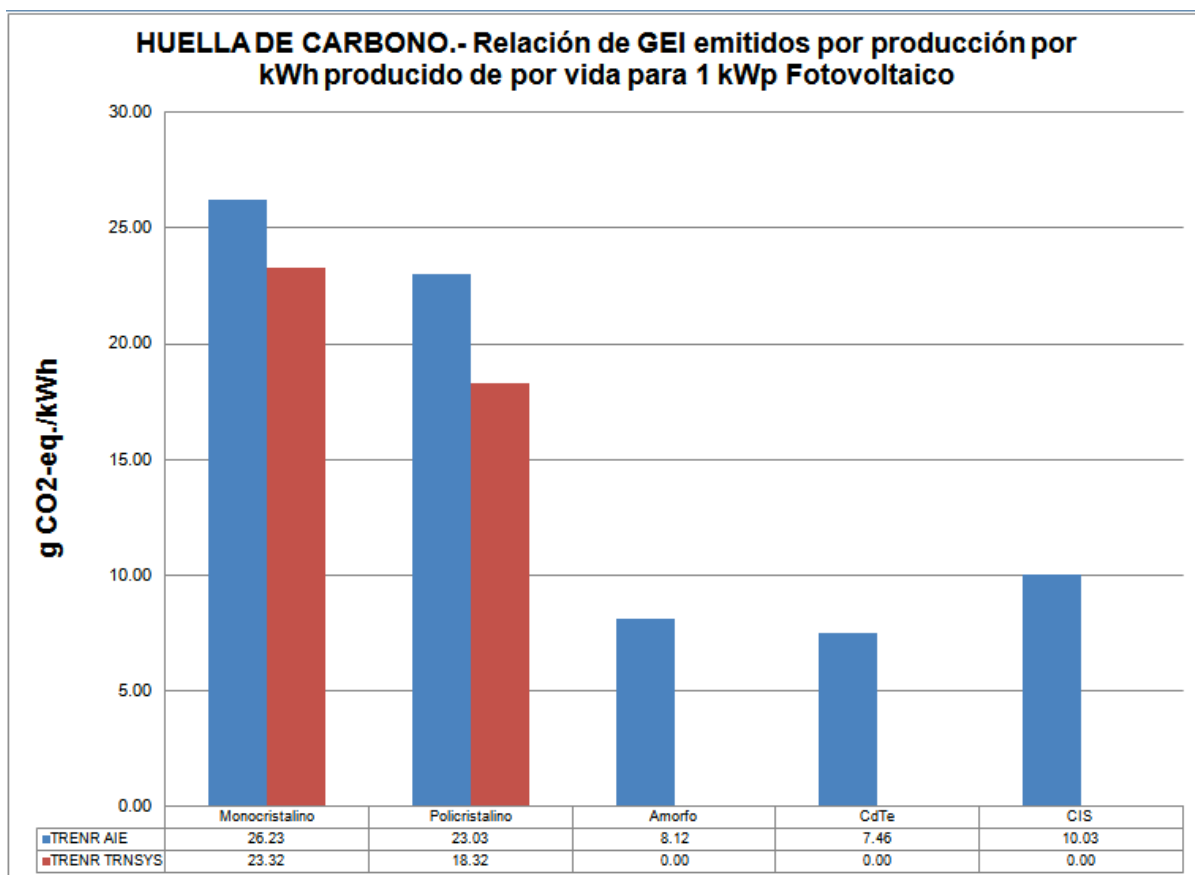
La purificación de la oblea es el proceso que mayor cantidad de GEI se emiten en el proceso de fabricación de las tecnologías monocristalina y policristalina con un total de 521.80 y 219.78 kgCO₂-eq./kWp respectivamente. Para el caso de las tecnologías de película delgada el montaje es la que mayor cantidad de GEI, con la excepción de la tecnología CIS, en donde el laminado es el proceso que alcanza mayor cantidad de emisiones de GEI.



Gráfica 66. Huella de carbono por proceso por tecnología.

Con base a las directrices de la AIE, la menor cantidad de GEI emitidos lo presenta la tecnología CdTe con 7.46 gCO₂-eq./kWh, mientras que el mayor lo presenta la tecnología monocristalina con 26.23 gCO₂-eq./kWh.

Sin embargo, cuando se estima la generación de electricidad con TRNSYS para las tecnologías monocristalina y policristalina, la cantidad de GEI emitidos baja de 26.23 gCO₂-eq./kWh a 23.32 gCO₂-eq./kWh y de 23.03 gCO₂-eq./kWh a 18.32 gCO₂-eq./kWh respectivamente.



Gráfica 67. Relación de GEI emitidos por producción por kWh producido de por vida para 1kWp fotovoltaico.

En la tabla 29 se muestra el rango de recurso solar en el que los GEI son 1.0 mayor en relación a la orientación óptima para las diferentes tecnologías. En este caso, la tecnología CdTe puede instalarse en orientaciones que superen los 1950 kWh/m² año tener un comportamiento similar al óptimo. En contraparte, las tecnologías monocristalinas y policristalinas sólo pueden orientarse en orientaciones que superen los 2125 kWh/m² año. Ver Tabla 29.

Tabla 29. Recurso solar en kWh/m²/año que tiene emisiones de GEI similar al óptimo.

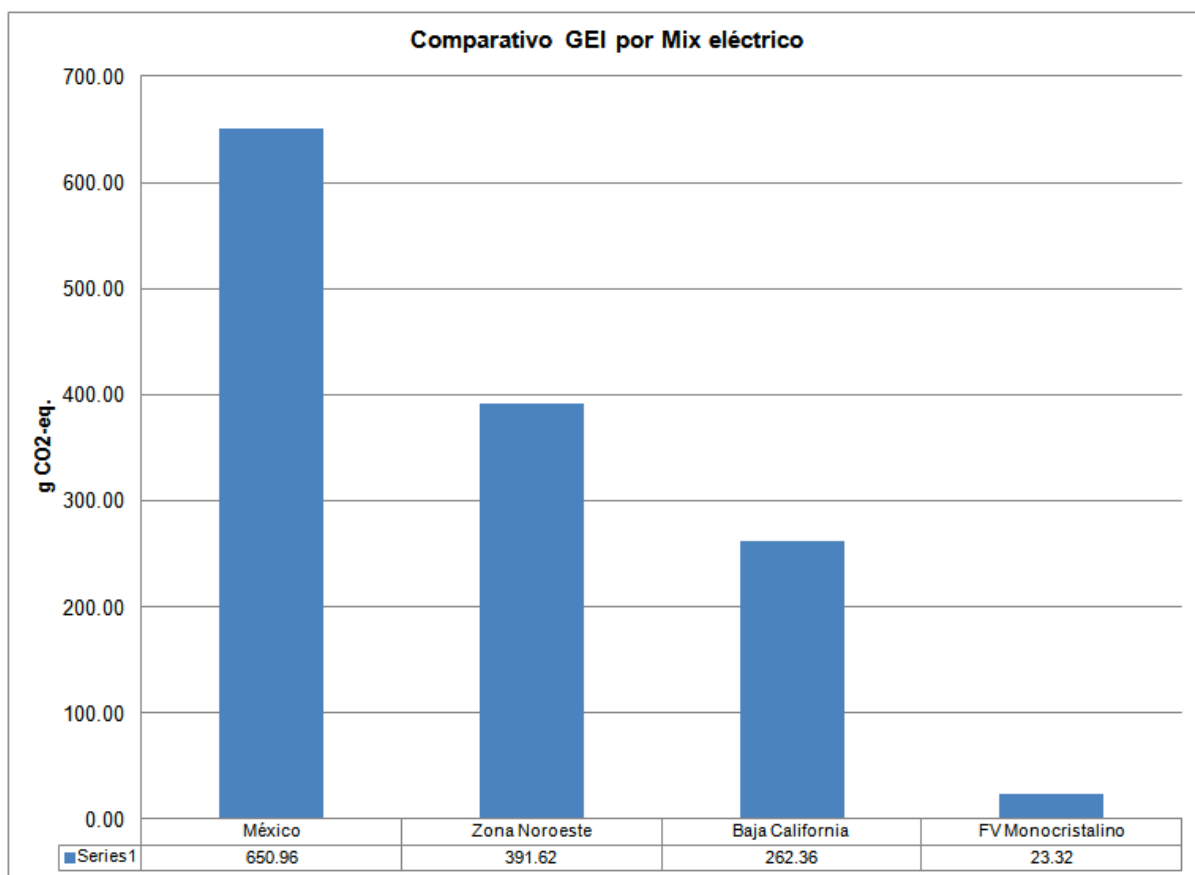
kWh/m ² /año	Gases de Efecto Invernadero (GEI) en gCO ₂ -eq./kWh				CIS
	Monocristalina	Policristalina	Amorfa	CdTe	
2200	26.23	23.03	8.12	7.46	10.03
2175	26.54	23.29	8.21	7.55	10.15
2150	26.85	23.56	8.31	7.64	10.27
2125	27.16	23.84	8.40	7.73	10.39
2100	27.48	24.12	8.50	7.82	10.51
2075	27.82	24.41	8.61	7.91	10.64
2050	28.15	24.71	8.71	8.01	10.77
2025	28.50	25.02	8.82	8.11	10.90
2000	28.86	25.33	8.93	8.21	11.04
1975	29.22	25.65	9.04	8.31	11.18
1950	29.60	25.98	9.16	8.42	11.32
1925	29.98	26.32	9.28	8.53	11.47
1900	30.38	26.66	9.40	8.64	11.62
1875	30.78	27.02	9.52	8.76	11.77
1850	31.20	27.38	9.65	8.88	11.93
1825	31.63	27.76	9.79	9.00	12.10
1800	32.06	28.14	9.92	9.12	12.26

En relación a las emisiones de GEI, los cálculos y análisis efectuado a partir de la fórmula simplificada propuesta por la AIE y el elaborado con el modelo de Pérez y el modelo de cuatro parámetros son prácticamente iguales para la tecnología monocristalina y policristalina. Ver tabla 30.

Tabla 30. Comparativo de GEI similar al óptimo en base al recurso solar en kWh/m²/año a partir de la fórmula de la AIE y TRNSYS.

kWh/m ² /año	Gases de Efecto Invernadero (GEI) en gCO ₂ -eq./kWh			
	Monocristalina	Monocristalina TRNSYS	Policristalina	Policristalina TRNSYS
2200	26.23	23.32	23.03	18.32
2175	26.54	23.65	23.29	18.57
2150	26.85	23.97	23.56	18.82
2125	27.16	24.31	23.84	19.06
2100	27.48	24.64	24.12	19.31
2075	27.82	24.96	24.41	19.56
2050	28.15	25.28	24.71	19.81
2025	28.50	25.60	25.02	20.06
2000	28.86	25.92	25.33	20.30
1975	29.22	26.25	25.65	20.59
1950	29.60	26.58	25.98	20.87
1925	29.98	26.91	26.32	21.16
1900	30.38	27.24	26.66	21.44
1875	30.78	27.64	27.02	22.01
1850	31.20	28.03	27.38	22.58
1825	31.63	28.43	27.76	22.61
1800	32.06	28.83	28.14	22.64

Finalmente, en el comparativo de GEI del Mix eléctrico nacional, de la zona noroeste de CFE y del Estado de Baja California queda de manifiesto el menor impacto ambiental de las tecnologías fotovoltaicas (ver gráfica 68). Las emisiones de GEI de la tecnología monocristalina representa sólo el 38.09% de las emisiones que genera la geotermia, que es la fuente de generación de energía renovable que más capacidad instalada tiene para abastecer al Estado de Baja California.



Gráfica 68. Comparativo de GEI por mix eléctrico en gCO₂-eq./kWh

Asimismo, es importante hacer notar que la menor emisión de GEI del mix eléctrico del Estado de Baja California se debe al relativamente bajo aporte de la energía geotérmica y en el caso del mix eléctrico de la zona noroeste de CFE al bajo aporte de la energía hidroeléctrica, eólica y la misma geotérmica.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El abastecimiento de energía eléctrica con fuentes renovables ha tomado un papel importante en los últimos años debido a la cada vez mayor dificultad para su abastecimiento y por la problemática de ambiental general.

Este trabajo ha desarrollado un Análisis de Ciclo de Vida y un Costo de Ciclo de Vida de las tecnologías fotovoltaicas (monocristalina, policristalina, amorfa, CdTe y CIS), aplicadas en edificios de uso comercial. Para llevar a cabo estos análisis de manera detallada se caracterizaron los siguientes aspectos:

- El clima de la ciudad de Mexicali.
- El recurso solar en diferentes configuraciones geométricas; para ello, adicionalmente se ha hecho un estudio de los modelos para el cálculo de la radiación en planos inclinados.
- El mix eléctrico a nivel nacional, regional y estatal con la finalidad de identificar las ventajas ambientales obtenidas por el uso de las tecnologías fotovoltaicas.

El clima de la ciudad de Mexicali de la ciudad de Mexicali es cálido seco con una temperatura media anual de 23.8°C y una humedad relativa media anual de 47.7%. El mes más caluroso es julio, con una temperatura media de 34.7 °C y una promedio máxima de 40.6 °C. El mes más frío es enero con una temperatura media de 13.3 °C y una promedio mínima de 6.7 °C. Dichas condiciones climáticas hacen que el consumo eléctrico sea especialmente elevado durante los meses de verano.

En base a la información proporcionada por el Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaria de energía se han identificado las diferentes fuentes de energía que contribuyen al mix eléctrico nacional, regional (zona noroeste) y del Estado de Baja California.

A nivel nacional, el mix eléctrico en 2014 estaba conformado principalmente por ciclo combinado (57%), hidroeléctrica (13%), termoeléctrica convencional (13%), carboeléctrica (6%) y nucleoeeléctrica (5%) principalmente. Las energías renovables aportaban en este año cerca del 17% de la energía total; esto es, 12.59% es a partir de energía hidroeléctrica, el 2.51% de energía geotermoeléctrica, 1.84% de energía eólica y el piloto de energía solar fotovoltaica es prácticamente nulo.

El mix eléctrico en la zona noroeste de CFE en 2014 estaba constituido por las tecnologías hidroeléctrica 8%, ciclo combinado 49%, combustión interna 6%, termoeléctrica convencional 24% y geotermoeléctrica 12% principalmente. En este caso, las fuentes renovables de energía representaban alrededor del 20% del total.

En relación al mix eléctrico en Baja California, el mix eléctrico en 2010 estaba conformado por turbogas (28%), termoeléctrica convencional (7%), ciclo combinado (24%) y geotermoeléctrica (41%).

La evaluación de los modelos para el cálculo de la radiación en planos inclinados se realizó con el fin de evaluar el recurso solar de la ciudad de Mexicali con mayor precisión. En este caso, los resultados arrojados por los diferentes modelos corresponden con las evaluaciones en campo realizadas alrededor del mundo. Por ello, se seleccionó el modelo de Pérez en donde el recurso solar alcanza un total de 2200.15 kWh/m² año en una orientación sur franco con 31° de inclinación. Respecto a las horas solares pico anuales, se observaron más de 6 horas pico en la zona de entre 25° y 35° de inclinación y +/-10° de acimut.

Una vez determinado el recurso solar y la producción de energía eléctrica a partir del modelo de de cuatro parámetros, se demostró que la fórmula recomendada por la AIE subestima la electricidad fotovoltaica de la tecnología monocristalina un 11.94% y un 21.15% de la tecnología policristalina, hecho que repercute en de manera considerable en el análisis económico y ambiental.

El CCV reveló que con la fórmula de la AIE el tiempo de retorno de la inversión para la tecnología monocristalina utilizada para abastecer de electricidad a un edificio de

uso comercial fue de 15.45 años con un rango de 423 orientaciones con un comportamiento similar (+0.1 años). Por otro lado, con el análisis con el modelo de Pérez y el modelo de 4 parámetros se estimó un tiempo de retorno de la inversión de 14.36 años con un total de 470 orientaciones con un comportamiento similar (+0.1 años).

Igualmente, la fórmula de la AIE estimó un tiempo de retorno de la inversión para la tecnología policristalina de 17.62 años con un rango de 342 orientaciones con un comportamiento similar (+0.1 años). En cuando al análisis con el modelo de Pérez y el modelo de 4 parámetros se estimó un tiempo de retorno de la inversión de 14.93 años con un total de 410 orientaciones con un comportamiento similar (+0.1 años).

Estos resultados demuestran que las opciones de configuraciones geométricas para la instalación de las tecnologías fotovoltaicas son amplias. En relación al tiempo de retorno de la inversión se pueden considerar como atractivos desde una perspectiva de inversión económica.

A falta de un modelo confiable para estimar la producción de energía eléctrica de las tecnologías de película delgada, se realizó el análisis económico sólo con la fórmula de AIE y el modelo de Pérez para el cálculo de la radiación en planos inclinados. El tiempo de retorno de la inversión fue de 15.02, 14.56 y 14.81, con un total de configuraciones geométricas de 379, 431 y 423 para la tecnología amorfa, CdTe y CIS respectivamente.

Pese a la imprecisión de la fórmula de la AIE, llama la atención que los datos de las diferentes tecnologías de película delgada son competitivos si se comparan con los datos obtenidos con los datos obtenidos para las tecnologías monocristalina y policristalina a partir de los modelos de mayor precisión, especialmente en el caso de la tecnología CdTe.

El ACV se dividió en impactos ambientales, tiempo de retorno de la energía (general y energía no renovables) y la huella de carbono.

Respecto a los impactos ambientales específicos, la tecnología de CdTe tuvo el mayor impacto de toxicidad humana y ecotoxicidad marina. No obstante, su situación es positiva en los impactos de cambio climático-ecosistemas, transformación del suelo natural y agotamiento de fósiles. En cambio, las tecnologías monocristalina y policristalina tuvieron un impacto positivo en toxicidad humana, pero alcanzaron los mayores impactos negativos en cambio climático-ecosistemas y transformación del suelo natural. Asimismo, ambas tecnologías tuvieron el mayor impacto en agotamiento de materiales y de fósiles.

En las categorías de impacto ambiental generales, la tecnología CdTe es la que mayor impacto tiene en la categoría de salud humana, mientras que las tecnologías monocristalina y policristalina tienen un impacto positivo. En contraparte, el mayor impacto en las categorías de ecosistemas y de recursos lo alcanzan las tecnologías monocristalina y policristalina, mientras que la tecnología CdTe tiene un impacto positivo. El impacto de la tecnología amorfa y la tecnología CIS son intermedios en relación a estas tres tecnologías en las categorías de salud humana, ecosistemas y recursos.

El TRE con el análisis realizado con la fórmula simplificada de la AIE fue de 1.40, 1.17, 0.48, 0.52 y 0.80 años para las tecnologías monocristalina, policristalina, amorfa, CdTe y CIS repetitivamente. El rango de configuraciones geométricas para la instalación de las tecnologías fotovoltaicas demostró ser amplio. Las tecnologías amorfa y CdTe tienen un TRE de hasta +0.1 años en orientaciones que superan los 1825 kWh/m²/año. Asimismo, el TRE de hasta +0.1 años es de 2050 kWh/m²/año para la tecnología monocristalina, 2025 kWh/m²/año para la tecnología policristalina y 1975 kWh/m²/año para la tecnología CIS.

En contraparte, con el análisis realizado con el modelo de cuatro parámetros, el TRE fue de 1.24 y 0.93 años para las tecnologías monocristalina y policristalina respectivamente. El rango de configuraciones geométricas para la instalación de estas tecnologías fue mayor, ya que el TRE de hasta +0.1 años es de 2025

kWh/m²/año para la tecnología monocristalina y de 2000 kWh/m²/año para la tecnología policristalina.

En lo que respecta al TRENr con el análisis realizado con la fórmula simplificada de la AIE fue de 0.96, 0.90, 0.44, 0.48 y 0.77 años para las tecnologías monocristalina, policristalina, amorfa, CdTe y CIS repetitivamente. El rango de configuraciones geométricas para la instalación de las tecnologías fotovoltaicas también demostró ser amplio. Las tecnologías amorfa tuvo el mayor rango de TRENr con hasta +0.1 años en orientaciones que superan los 1800 kWh/m²/año, seguido por la tecnología CdTe con orientaciones que superan los 1825 kWh/m²/año. Asimismo, el TRENr de hasta +0.1 años es de 2000 kWh/m²/año para la tecnología monocristalina, 1975 kWh/m²/año para la tecnología policristalina y 1950 kWh/m²/año para la tecnología CIS.

En contraparte, con el análisis realizado con el modelo de cuatro parámetros, el TRE fue de 1.24 y 0.93 años para las tecnologías monocristalina y policristalina respectivamente. El rango de configuraciones geométricas para la instalación de estas tecnologías fue mayor, ya que el TRENr de hasta +0.1 años es de 1975 kWh/m²/año para la tecnología monocristalina y de 1950 kWh/m²/año para la tecnología policristalina.

La huella de carbono con el análisis realizado con la fórmula simplificada de la AIE fue de 26.23, 23.03, 8.12, 7.46 y 10.02 gCO₂-eq./kWh para las tecnologías monocristalina, policristalina, amorfa, CdTe y CIS repetitivamente. El rango de configuraciones geométricas para la instalación de las tecnologías fotovoltaicas también demostró ser amplio. Las tecnologías CdTe tuvo el mayor rango de GEI con hasta +1 gCO₂-eq./kWh en orientaciones que superan los 1950 kWh/m²/año, seguido por la tecnología amorfa con orientaciones que superan los 1975 kWh/m²/año. Asimismo, el GEI de hasta +1 gCO₂-eq./kWh es de 2125 kWh/m²/año para la tecnología monocristalina y policristalina y 2025 kWh/m²/año para la tecnología CIS.

En contraparte, con el análisis realizado con el modelo de cuatro parámetros, la huella de carbono fue de 23.32 y 18.32 gCO₂-eq./kWh para las tecnologías monocristalina y policristalina respectivamente. El rango de configuraciones geométricas para la instalación de estas tecnologías fue similar, ya que los GEI de hasta +1 gCO₂-eq./kWh es de 2125 kWh/m²/año para la tecnología monocristalina y de 2100 kWh/m²/año para la tecnología policristalina.

En el presente trabajo también se ha realizado un comparativo del impacto ambiental por emisión de GEI entre el mix eléctrico nacional, regional (zona noroeste de CFE), el de Baja California y el uso de las tecnologías fotovoltaicas. Los resultados demostraron que las emisiones totales de GEI de la tecnología monocristalina representa 3.58%, 5.95% y 8.88% en relación al mix eléctrico nacional, de la zona noroeste de CFE y de Baja California respectivamente.

En relación a la hipótesis...

Una tecnología fotovoltaica de Teluro de Cadmio (CdTe) representa una mejor opción energética y de costo beneficio desde una perspectiva de análisis y costo de ciclo de vida para la ciudad de Mexicali

Se considera aceptada, ya que cuenta con el mejor desempeño ambiental en las categorías de impacto general de ecosistemas y recursos, con un TRE de 0.52 años, TRENr de 0.48 años, GEI de 7.46 gCO₂-eq./kWh y tiempo de retorno de la inversión de 14.56 años. Asimismo, en los aspectos evaluados cuenta con los mayores rangos de configuraciones geométricas que tienen un desempeño similar al identificado como óptimo, además de contar con la menor superficie requerida para 1kWp (8.4 m²), sólo por detrás de las tecnologías monocristalina y policristalina (ambas requieren 6.56 m² para un 1kWp).

A pesar de que la tecnología CdTe tiene los mayores impactos en las categorías de toxicidad humana y ecotoxicidad marina; las políticas internacionales y programas de las empresas fotovoltaicas para la reutilización y reciclaje de los componentes pueden demostrar un mejor desempeño de esta tecnología en estos aspectos.

Para futuras investigaciones se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- La constante mejora de eficiencia en las tecnologías fotovoltaicas.
- El cada vez menor requerimiento de componentes y de área para una capacidad instalada de 1 kWp.
- La consolidación de las diferentes tecnologías puede hacer que varíe el costo de instalación de cada una de ellas.
- La modificación en el mix eléctrico en los países de origen de las tecnologías fotovoltaicas, así como el de las regiones de destino.
- El futuro desarrollo de modelos confiables para la estimación de la producción de energía eléctrica de las tecnologías fotovoltaicas de película delgada.

Finalmente, los resultados de los estudios de CCV y al ACV demostraron que las configuraciones geométricas en que el comportamiento económico y ambiental es similar al identificado como óptimo son amplias. Asimismo, se ha demostrado que la metodología desarrollada por los expertos en estudios de ACV para la AIE es susceptible de mejorar, ya que se han estado reportando impactos ambientales mayores a los reales para cada una de las tecnologías fotovoltaicas, debido al uso de datos que subestiman el recurso solar y el cálculo la producción de energía eléctrica fotovoltaica.

BIBLIOGRAFÍA

Agencia Internacional de Energía (2011) Energy balance of OCDE countries y Energy balances of Non-OCDE countries. Disponible: <http://www.iea.org/media/training/presentations/statisticsmarch/balancesofnonoecdcountries.pdf>

Agencia para el Desarrollo Internacional (USAID) y la Comisión Estatal de Energía del Gobierno de Baja California, México. BAJA CALIFORNIA: PERFIL ENERGÉTICO 2010-2020 Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales (2010).

Alsema, E. A. (2010) Energy pay-back time and CO₂ emissions of PV systems. Progress in Photovoltaics. Research and Applications 8, 17–25.

Alsema, E.A. y Nieuwlaar, E. (2000) Energy viability of photovoltaic systems. Energy Policy 28, 999–1010.

Alsema, E. A. et al. Environmental impacts of PV electricity generation e a critical comparison of energy supply options. In: Proceedings of 21th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Dresden, Germany, 4-8 September 2006.

Alsema, E. A. y Wild-Scholten M. J. Environmental impacts of crystalline silicon photovoltaic module production. In: Proc. 13th CIRP international conference on life cycle engineering, LCE 2006. 2006.

Alsema, E. A. et al. (2009) Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity. International Energy Agency. Photovoltaic Power Systems Programme. Report IEA-PVPS T12-01:2009.

Auliciems, A. and Szokolay, S. (1997). Thermal Comfort. Notes of Passive and Low Energy Architecture International. No. 3. Brisbane: PLEA – University of Queensland.

Azzopardi, B. y Mutale, J. (2010) Life cycle analysis for future photovoltaic systems using hybrid solar cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14, 1130–1134.

Battisti, R. y Corrado, R. (2005) Evaluation of technical improvements of photovoltaic systems through life cycle assessment methodology. *Energy* 30, 952–967.

Benghanem, M. (2009) Low cost management for photovoltaic systems in isolated site with new IV characterization model proposed. *Energy Conversion and Management* 50, 748–755.

Berger, W. et al. (2010) A novel approach for the recycling of thin film photovoltaic modules. *Resources, Conservation and Recycling* 54, 711–718.

Bhandari, R. y Stadler I. (2009) Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves. *Solar Energy* 83, 1634–1644.

Bravi, M. et al. (2011) Life cycle assessment of a micromorph photovoltaic system. *Energy* 36, 4297–4306.

Campbell, H. et al. (2011) Efficient energy utilization and environmental issues applied to power planning. *Energy Policy* 39, 3630–3637.

Caselli, M. (2007) *La Contaminación Atmosférica: Causas y fuentes, efectos sobre el clima, la vegetación y los animales*. Siglo XXI Editores.

Centro de Investigación para el Desarrollo A.C. (CIDAC), *Renovando el futuro energético de México: Diagnóstico y propuestas para impulsar el desarrollo de las energías renovables en el país* (2013).

Celik, A. N. (2006) Present status of photovoltaic energy in Turkey and life cycle techno-economic analysis of a grid-connected photovoltaic-house. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 10, 370–387.

CISCO de Ensenada S.A. de C.V. *Manifestación de Impacto Ambiental CT PIEEE*
AES Rosarito. pp. 41-47. Disponible:
<http://sinat.semarnat.gob.mx/dgiraDocs/documentos/bc/estudios/2001/02BC2001E0011.pdf>

CFE (2008) Estadísticas por Entidad Federativa, Sector eléctrico nacional.
Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/>

CFE, 2010. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010–2024,
Documento Ejecutivo. Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/>

CFE, 2011. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011–2025,
Documento Ejecutivo. Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/>

CFE, 2012. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012–2026,
Documento Ejecutivo. Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/>

Cucchiella, F. et al. (2012) Renewable energy options for buildings: Performance evaluations of integrated photovoltaic systems. *Energy and Buildings* 55, 208–217.

Cucchiella, F. et al. (2015) Environmental and economic analysis of building integrated photovoltaic systems in Italian regions. *Journal of Cleaner Production* 98, 241-252.

de La Tour, A. et al. (2013) Predicting the costs of photovoltaic solar modules in 2020 using experience curve models. *Energy* 6, 341-348.

de Wild-Scholten M. J. y Alsema E. A. Environmental life cycle inventory of crystalline silicon photovoltaic module production. *Materials research society fall 2005 meeting*. 2005.

de Wild-Scholten, M. J. Energy payback times of PV modules and systems. In: *Workshop Photovoltaik-Modultechnik*. Köln, 26–27 Noviembre 2009.

Dereli, Z. et al. (2013) Simple and low-cost method of planning for tree growth and lifetime effects on solar photovoltaic systems performance. *Solar Energy* 95, 300–307.

Diario Oficial de la Nación 29/04/2014 Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018.

Disponible:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5342547&fecha=29/04/2014

Dones, R. y Frischknecht, R. (1998) Life cycle assessment of photovoltaic systems: results of Swiss studies on energy chains. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 6, 117–125.

Dong, C. y Wiser, R. (2013) The impact of city-level permitting processes on residential photovoltaic installation prices and development times: An empirical analysis of solar systems in California cities. *Energy Policy* 63, 531–542.

Dubey, S. et al. (2013) Socio-Economic and Environmental Impacts of Silicon Based Photovoltaic (PV) Technologies. *Energy Procedia* 33, 322 – 334.

Ecoinvent Centre. <http://www.ecoinvent.org/>

Frankl, P. et al. (1988) Simplified life-cycle analysis of PV systems in buildings: present situation and future trends. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 6, 137–146.

Fthenakis, V. M. et al. (2008) Emissions from Photovoltaic Life Cycles. *Environ. Sci. Technol.* 2008, 42, 2168–2174.

Fthenakis, V. M. et al. (2011) Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems. International Energy Agency. Photovoltaic Power Systems Programme. Report IEA-PVPS T12-02:2011.

Fthenakis, V. M. et al. (2011) Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity. International Energy Agency. Photovoltaic Power Systems Programme. Report IEA-PVPS T12-03:2011.

Fu, Y. et al. (2015) Life-cycle assessment of multi-crystalline photovoltaic (PV) systems in China. *Journal of Cleaner Production* 86, 180-190.

GaBi. University of Stuttgart, Germany. <http://www.gabi-software.com/>

Ghiaus e Inard (2004) Energy and environmental issues of smart buildings, en: A Handbook for Intelligent Building.

Giacchetta, G. et al. (2013) Evaluation of the environmental benefits of new high value process for the management of the end of life of thin film photovoltaic modules. *Journal of Cleaner Production* 51, 214-224.

Harder, E. y Gibson, J. M. (2011) The costs and benefits of large-scale solar photovoltaic power production in Abu Dhabi, United Arab Emirates. *Renewable Energy* 36, 789-796.

Hernandez, P. y Kenny, P. (2010) From net energy to zero energy buildings: Defining life cycle zero energy buildings (LC-ZEB). *Energy and Buildings* 42, 815-821.

Hondo H. (2005) Life cycle GHG emission analysis of power generation systems—Japanese case. *Energy* 30, 2042–2056.

INEGI 2014, inflación general de precios. Disponible: www.inegi.org.mx/sistemas/indiceprecios/CalculadoraInflacion.aspx

Ito, M. et al. (2003) A preliminary study on potential for very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system in the Gobi desert from economic and environmental view points. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 75, 507–517.

Ito, M. et al. (2008) A comparative study on cost and life-cycle analysis for 100MW very large-scale (VLS-PV) systems in deserts using m-si, a-si CdTe and CIS modules. *Progress in Photovoltaics Research and Applications* 16, 17–30.

Ito, M. et al. (2010) Life-cycle analyses of very-large scale PV systems using six types of PV modules. *Current Applied Physics* 10, 271-273.

Jungbluth, N. (2005) Life cycle assessment of crystalline photovoltaics in the Swissecoinvent database. *Progress in Photovoltaics Application and Research* 13, 429–446.

Jungbluth, N. et al. (2005) Life cycle assessment for emerging technologies: case studies for photovoltaic and wind power. *International Journal of LCA* 10, 24–34.

Kannan, R. et al (2006) Life cycle assessment study of solar PV systems: an example of a 2.7kWp distributed solar PV system in Singapore. *Solar Energy* 80, 555–563.

Kato, K. et al. (1997) An evaluation on the life cycle of photovoltaic energy system considering production energy of off-grade silicon. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 47, 95–100.

Kato, K. et al. (1998) Energy pay-back time and lifecycle CO₂ emission of residential PV Power system with silicon PV module. *Progress in Photovoltaics: Research and Application* 6, 105–115.

Khalid, A. y Junaidi, H. (2013) Study of economic viability of photovoltaic electric power for Quetta – Pakistan. *Renewable Energy* 50, 253-258.

Kissel, J. M. y Krauter, S. C. W. (2006) *Adaptations of renewable energy policies to unstable macroeconomic situations – case study: wind power in Brazil*. *Energy Policy* 34, 3591–3599.

Kreith, F. et al. (1990) A comparison of CO₂ emissions from fossil and solar power plants in the US. *Energy* 15, 1181–1198.

Lakhani, R. et al. (2014) Internalizing land use impacts for life cycle cost analysis of energy systems: A case of California's photovoltaic implementation. *Applied Energy* 116, 253–259.

Lee, B. et al. (2012) Rooftop photovoltaic (PV) systems for industrial halls: Achieving economic benefit via lowering energy demand. *Frontiers of Architectural Research* 1, 326–333.

Li, D. H. W. et al. (2009) Energy and cost analysis of semi-transparent photovoltaic in office buildings. *Applied Energy* 86, 722–729.

Li, D. H. W. et al. (2009) Energy and cost studies of semi-transparent photovoltaic skylight. *Energy Conversion and Management* 50, 1981–1990.

Liu, M. et al. (2010) *A generic model of Exergy Assessment for the Environmental Impact of Building Lifecycle*. *Energy and Buildings* 42, 1482-1490.

Liu, X. et al. (2014) Purchasing vs. leasing: A benefit-cost analysis of residential solar PV panel use in California. *Renewable Energy* 66, 770-774.

Lund, P. D. (2009) *Effects of energy policies on industry expansion in renewable energy*. *Renewable Energy* 34, 53–64.

Mathur, J. et al. (2002) Energy and environmental correlation for renewable energy systems in India. *Energy Sources* 24,19–26.

Mason, J.E. et al. (2004) Energy payback and life-cycle CO₂ emissions of the BOS in an optimized 3.5MW PV installation. *Progress in Photovoltaic Research and Applications* 14, 179–90.

Muhammad-Sukki, F. et al. (2014) Feed-in tariff for solar photovoltaic: The rise of Japan. *Renewable Energy* 68, 636-643.

Muneer, T. et al. (2006) Life cycle assessment of a medium sized photovoltaic facility at a high latitude location. *IMechE Journal of Power and Energy* 220, 517–524.

Muñoz, G. et al. 2012 Baja California: Perfil Energético 2010-2020 Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales.

Niewlaar, E. (1996) Using life cycle assessments for the environmental evaluation of greenhouse gas mitigation options. *Energy Conversion and Management* 37, 831–836.

Nottrott, A. et al. (2013) Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems. *Renewable Energy* 55, 230-240.

Oliver, M. y Jackson, T. (2000) The evolution of economic and environmental cost for crystalline silicon photovoltaics. *Energy Policy* 28, 1011–1021.

Pacca, S. et al. (2007) Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems. *Energy Policy* 35, 3316–3326.

Pierri, N. (2005) Historia del concepto de desarrollo sustentable, en Foladori, Guillermo y Pierri, Naína (coords.), *¿Sustentabilidad? Desacuerdos sobre el desarrollo sustentable*, México, Cámara de Diputados-Universidad Autónoma de Zacatecas-Miguel Ángel Porrúa.

Pillai, G. G. et al. (2014) Near-term economic benefits from grid-connected residential PV (photovoltaic) systems. *Energy* 68, 832-843.

Poullikkas, A. (2009) Parametric cost–benefit analysis for the installation of photovoltaic parks in the island of Cyprus. *Energy Policy* 37, 3673–3680.

Ramadhan, M. y Naseeb A. (2011) The cost benefit analysis of implementing photovoltaic solar system in the state of Kuwait. *Renewable Energy* 36, 1272-1276.

Raugei, M. et al. (2007) Life cycle assessment and energy pay-back time of advanced photovoltaic modules: CdTe and CIS compared to poly-Si. *Energy* 32, 1310–1318.

Raugei, M. y Frankl, P. (2009) Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks. *Energy* 34, 392–399.

Romero, R. (2002) *Implicaciones del acondicionamiento ambiental del sector residencial en el consumo de energía eléctrica bajo condiciones climáticas cálidas secas extremas: El caso Mexicali B.C.* Tesis Doctoral, Universidad Nacional Autónoma de México, México.

Romero, R. et al. (2013) *Energy and the occupant's thermal perception of low-income dwellings in hot-dry climate: Mexicali, México.* Renewable Energy 49, 267-270.

Schaefer, H. y Hagedorn, G. (1992) Hidden energy and correlated environmental characteristics of P.V. power generation. Renewable Energy 2, 159–166.

SENER (2012) Balance Nacional de Energía 2012. Disponible: www.gob.mx/sener/documentos/balance-nacional-de-energia

SENER (2013) Estrategia Nacional de Energía 2013-2027. Disponible: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/214/ENE.pdf>

SENER (2013) Balance Nacional de Energía 2013. Disponible: www.gob.mx/sener/documentos/balance-nacional-de-energia

SENER (2014) Balance Nacional de Energía 2014. Disponible: www.gob.mx/sener/documentos/balance-nacional-de-energia

SENER (2014) Sistema de Información energética. Disponible: <http://sie.energia.gob.mx/>

Sherwani, A. F. et al. (2010) Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, 540–544.

Shibasaki, M. et al. (2006) Recycling of thin-film solar modules life cycle assessment case study. 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 4-8 September, Dresden, Germany.

SimaPro. PREConsultants <http://www.pre.nl/pre/default.htm>

Singh, PP. y Singh S. (2010) Realistic generation cost of solar photovoltaic electricity. *Renewable Energy* 35, 563–569.

Solangi, K. H. et al. (2011) *A review on global solar energy policy*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 2149–2163.

Spertino, F. et al. (2014) Which are the constraints to the photovoltaic grid-parity in the main European markets. *Solar Energy* 105, 390–400.

Stefanovic, A. et al. (2014) Achieving net zero energy cost house from old thermallynon-insulated house using photovoltaic panels. *Energy and Buildings* 76, 57–63.

Swift, K. D. (2013) A comparison of the cost and financial returns for solar photovoltaic systems installed by businesses in different locations across the United States. *Renewable Energy* 57, 137-143.

Talavera, D. L. et al. (2014) Grid parity and self-consumption with photovoltaic systems under the present regulatory framework in Spain: The case of the University of Jaén Campus. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33, 752–771.

Tripanagnostopoules, Y. et al. (2005) Energy, cost and LCA results of PV and hybrid PV/T solar systems. *Progress in Photovoltaics Research and Applications* 13, 235–250.

Turk, A. et al. (2004) *Ecología, Contaminación, Medio Ambiente*. Editorial McGraw Hill.

Tyler-Miller, G. Jr. (2007) *Ciencia ambiental: Desarrollo sostenible, un enfoque integral*. Editorial Thomson.

Umberto. Institute for Environmental Informatics Hamburg GmbH, Germany.
<http://www.umberto.de/>

van Sark, W. G. J. H. M. et al. (2014) Price development of photovoltaic modules, inverters, and systems in the Netherlands in 2012. / Renewable Energy 71, 18-22.

Wei, H. et al. (2014) Cost-benefit comparison between Domestic Solar Water Heater (DSHW) and Building Integrated Photovoltaic (BIPV) systems for households in urban China. Applied Energy 126, 47–55.

Wilson, R. y Young, A. (1996) The embodied energy payback period of photovoltaic installations applied to buildings in the U.K. Building and Environment 31, 299-305.

Yue, D. et al. (2014) Domestic and overseas manufacturing scenarios of silicon-based photovoltaics: Life cycle energy and environmental comparative analysis. Solar Energy 105, 669–68.

Zhong, Z. W. et al. (2011) LCAs of a polycrystalline photovoltaic module and a wind turbine. Renewable Energy 36, 2227-2237.