



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INGENIERÍA EN ENERGÍA - SISTEMAS ENERGÉTICOS

**CARACTERIZACIÓN DE LOS PARQUES SOLARES  
FOTOVOLTAICOS EN LAS DIFERENTES REGIONES DEL  
PAÍS PARA LA EXPANSIÓN ÓPTIMA DE GENERACIÓN**

## **TESIS**

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

**PRESENTA:**

MARIBEL VANEGAS BAÑOL

**TUTOR PRINCIPAL:**

DRA. CECILIA MARTIN DEL CAMPO  
Facultad de Ingeniería

Ciudad Universitaria, CD. MX. - diciembre del 2018



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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



**JURADO ASIGNADO:**

**Presidente: Dr. Pablo Watkins Álvarez**

**Secretario: M. en I. Fabiola Amaro Rodiles**

**1er. Vocal: Dra. Cecilia Martín Del Campo Márquez**

**2do. Vocal: M. en I. Abel Clemente Reyes**

**3er. Vocal: M. en C. José Luis Lezama Campos**

Lugar donde se realizó la tesis:  
Ciudad Universitaria, CD. MX.

**TUTOR DE TESIS:**

**DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ**

---

FIRMA



# Agradecimientos

Quiero agradecer al Posgrado en Ingeniería en Energía en su área de Sistemas Energéticos por brindarme la oportunidad de realizar mis estudios. Un agradecimiento especial a la Dra. Cecilia Martín del Campo por brindarme la oportunidad de desarrollar este trabajo bajo su tutoría, por sus valiosos aportes y correcciones.

De igual manera, agradezco a la Ing. Elizabeth Jiménez no solo por su asesoría sino porque me brindo su confianza y amabilidad, permitiéndome el acercamiento a sus colegas del sector. A los ingenieros Ivan Michel Sales Manager de *Jinko Solar*, José Alcalá Sales Manager de *ET Solar*, Manuel Soberanes Sales Manager de *Schneider Electric*, y a Kevin Gutiérrez Director General de *Ingeteam S.A.*, les agradezco el tiempo y su cordialidad al facilitarme sus conocimientos e información.

Quiero agradecer al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (*CONACYT*) por el apoyo económico sin el cual hubiera sido imposible llevar a cabo mis estudios, mediante la beca asignada a través de la convocatoria *CONACYT - SENER* Sustentabilidad Energética 2017.

A mi familia por todo su apoyo incondicional y comprensión a pesar de la distancia, a mis amigos mexicanos que me enseñaron la calidad de personas que tiene este país. Y finalmente, le agradezco a mi esposo Jeison Méndez por ser mi principal ejemplo a seguir, por ofrecerme no solo la oportunidad de acompañarlo en sus logros sino también por permitirme cosechar mis propios objetivos. Gracias por confiar en mi como nadie más lo hace.



# Resumen

La tecnología solar fotovoltaica fue una de las tecnologías limpias que consiguió ser líder en capacidad contratada alrededor de las tres subastas de energía. Por esta razón, el presente trabajo consideró evaluar la viabilidad energética y financiera de las plantas solares teniendo como base las características presentes en los proyectos ganadores de las subastas. Uno de los métodos más reconocidos para evaluar el costo de producir energía por medio de diferentes tecnologías es el Costo Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés). El cálculo del LCOE permitió conocer la viabilidad de los parques solares en México. Dado que fue uno de los parámetros más importantes en el presente estudio, se buscó disminuir la incertidumbre en los supuestos de entrada. Para esto se evaluó el recurso solar por medio del análisis P50/P90 y se identificó la tecnología (monocristalino o policristalina) que presentaba un mejor rendimiento. Adicionalmente, se evaluó por medio de un análisis de sensibilidad los principales parámetros financieros. Tanto la caracterización de los parques solares como los respectivos análisis se realizaron en el software System Advisor Model. Los resultados del modelo de desempeño de las plantas solares aunado a la probabilidad del 90% de excedencia de obtener durante la vida útil de las plantas la producción esperada, permiten sugerir que el rendimiento energético de las plantas solares presentan las condiciones necesarias para contribuir de manera satisfactoria con la demanda energética de México. A pesar de que los resultados del modelo de desempeño se hallaron por debajo de los valores expuestos por los promotores de los proyectos ganadores de las subastas. La experiencia y bancabilidad de las empresas ofertantes en el mercado eléctrico mexicano sumado al desempeño de los parques solares permiten sugerir que los proyectos solares fotovoltaicos en México cuentan con los suficientes elementos y características para respaldar los riesgos financieros adquiridos por los inversionistas, y por tanto contribuir con la planeación energética.



# Abstract

The increasing participation of clean energy in Mexico in the last 5 years is due to the policies established in the "Energy Reform", which has been a fundamental pillar to give a favourable environment for investments in clean technologies. The "Energy Reform", together with the good levels of solar irradiation in the Mexican territory, provide one of the best markets for investments in clean energy. The above was reflected in the results of the three long-term tenders carried out so far. Photovoltaic solar technology was one of the clean technologies that had the greatest participation in the contracted capacity among the three energy tenders. For this reason, the present work focuses on the evaluation of the energy and financial viability of solar plants, based on the technical characteristics of the winning projects of the tenders. One of the most widely used methods to evaluate the cost of energy production through different technologies is the levelized cost of energy - LCOE. The LCOE allows to know the viability of solar plants in Mexico. Given that it was one of the most important parameters in the present study, we seek to reduce the uncertainty within the assumptions of the inputs. Due to this, the solar resource was evaluated by the method known as Analysis P50 / P90, and the technology, ie monocrystalline or polycrystalline, was identified based on the best performance. In addition, the main financial parameters were evaluated through a sensitivity analysis. Both the characterization of the solar plants and the subsequent analysis were carried out using the System Advisor Model (SAM) software. Even though the results of the performance model carried out by the SAM model were below the values declared by the promoters of the winning projects of the energy bids, the results of the solar plant performance, and the probability of exceeding 90% the expected production during the useful period of the solar plant, suggest that the solar plants achieve good conditions to contribute to the energy demand of Mexico. The experience and feasibility of offering companies in the Mexican electricity market along with the performance of solar plants suggest that solar photovoltaic projects in Mexico have enough positive aspects and good characteristics to support the financial risks acquired by investors and, therefore, contribute to energy planning.



# Contenido

Resumen	vii
Abstract	ix
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Antecedentes</b>	<b>5</b>
2.1 Reforma Energética . . . . .	5
2.2 Las energías renovables en México . . . . .	9
2.3 Potencial de la energía solar fotovoltaica . . . . .	13
2.4 Situación actual de la energía solar fotov. en México . . . . .	15
2.5 Impacto social, económico y ambiental . . . . .	18
<b>3 Características de los parques fotovoltaicos</b>	<b>23</b>
3.1 Diseño de la planta de energía solar fotovoltaica . . . . .	24
3.1.1 Tecnología solar fotovoltaica . . . . .	25
3.1.2 Configuración de los módulos fotovoltaicos . . . . .	29
3.1.3 Recurso solar . . . . .	30
3.1.4 Rendimiento energético . . . . .	31
3.1.5 Selección de la ubicación de la planta solar fotovoltaica . . . . .	33
3.2 Implementación del proyecto . . . . .	34
3.3 Aspectos comerciales y financieros . . . . .	37
<b>4 Evaluación de los parques fotovoltaicos</b>	<b>43</b>
4.1 Uso del software System Advisor Model, SAM . . . . .	44
4.1.1 Parámetros de entrada para la simulación de proyectos solares fotovoltaicos en SAM . . . . .	46
4.2 Evaluación de los parques solares fotovoltaicos . . . . .	51

4.2.1	Evaluación de la tecnología a usar en las simulaciones . . . . .	55
4.2.2	Evaluación del recurso solar . . . . .	60
<b>5</b>	<b>Resultados de las simulaciones en SAM</b>	<b>67</b>
5.1	Resultados de las simulaciones . . . . .	70
5.2	Análisis del Costo nivelado de la energía, LCOE . . . . .	79
5.3	Análisis de sensibilidad . . . . .	83
5.3.1	Resultados del análisis de sensibilidad . . . . .	84
<b>6</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>91</b>
<b>A</b>	<b>Hojas técnicas del módulo e inversor</b>	<b>97</b>
<b>B</b>	<b>Energía mensual y anual de los proyectos evaluados</b>	<b>103</b>
<b>C</b>	<b>Traducción pérdidas del sistema</b>	<b>111</b>
	<b>Referencias</b>	<b>113</b>

# Lista de Tablas

2.1	Potencial de generación eléctrica con energías limpias en México. Las cifras se encuentran en unidades de GWh/a. Información a junio de 2015	11
2.2	Empresas involucradas en energía solar fotovoltaica . . . . .	18
3.1	Eficiencias para diferentes tecnologías . . . . .	26
3.2	Resumen de las estructuras financieras . . . . .	41
4.1	Resumen de la capacidad contratada por tecnología en las subastas . .	44
4.2	Parámetros financieros usados en las simulaciones en SAM . . . . .	54
4.3	Resultados de las simulaciones realizadas en SAM para el estado de Aguascalientes. . . . .	56
4.4	Parejas de tecnologías . . . . .	59
4.5	Resultados del análisis P50/P90 realizado en SAM para el estado de Aguascalientes . . . . .	61
4.6	Parámetros de la distribución normal . . . . .	61
4.7	Resultados del análisis P50/P90 realizado en SAM para el estado de Chihuahua . . . . .	65
4.8	Resultados del análisis P50/P90 realizado en SAM para el estado de Coahuila . . . . .	65
4.9	Resultados del análisis P50/P90 realizado en SAM para el estado de Sonora	65
5.1	Resultados de las simulaciones en SAM. Primera subasta de energía . .	71
5.2	a) Comparación de la energía anual de los proyectos ganadores de la primera subasta de energía y los resultados de SAM. b) Comparación entre el factor de planta resultado de SAM y el factor de planta calculado para los proyectos ganadores de la primera subasta de energía. . . . .	72
5.3	Resultados de las simulaciones en SAM. Segunda subasta de energía. .	73

5.4 a) Comparación entre la energía anual de los proyectos ganadores de la segunda subasta de energía y los resultados de SAM. b) comparación del factor de planta de SAM y el factor de planta calculado para los proyectos ganadores de la segunda subasta de energía. . . . . 74

5.5 Resultados de las simulaciones en SAM. Tercera subasta de energía. . . 75

5.6 a) comparación entre la energía anual de los proyectos ganadores de la tercera subasta de energía y los resultados de SAM. b) comparación del factor de planta de SAM y el factor de planta calculado para los proyectos ganadores de la tercera subasta de energía. . . . . 75

# Lista de figuras

2.1	Estructura de la industria eléctrica en México antes de la Reforma Energética. . . . .	6
2.2	Plan de implementación de la Reforma Energética . . . . .	7
2.3	Nueva estructura del mercado eléctrico en México . . . . .	8
2.4	Crecimiento de la capacidad instalada en energías limpias en México . .	12
2.5	Capacidad instalada de energía renovable al 30 de Junio de 2017 . . . .	12
2.6	Crecimiento de la generación de energía limpia en México . . . . .	12
2.7	Generación de energía renovable al 30 de Junio de 2017 . . . . .	13
2.8	Atlas de zonas con alta calidad solar . . . . .	14
2.9	Capacidad instalada a nivel mundial 2005-2015 . . . . .	15
2.10	Evolución histórica de la energía solar fotovoltaica en México . . . . .	16
2.11	Capacidad y generación en centrales solares 2016 . . . . .	17
2.12	Capacidad instalada de fabricación de paneles fotovoltaicos en México (MW) . . . . .	18
3.1	Clases de tecnologías fotovoltaicas . . . . .	25
3.2	Tipos de inversores . . . . .	27
3.3	Diagrama ángulo de sombreado . . . . .	30
4.1	Pasos para modelar un sistema de energía renovable en SAM . . . . .	46
4.2	Estructura financiera: project financing. . . . .	53
4.3	Comparación entre las tecnologías en el estado de Aguascalientes . . . .	56
4.4	Comparación entre las tecnologías en el estado de Sonora . . . . .	57
4.5	Comparación entre las tecnologías en el estado de Chihuahua . . . . .	58
4.6	Comparación en el número de módulos policristalinos. . . . .	58
4.7	Rendimiento energético. Resultado del análisis P50/P90 en SAM. . . .	62
4.8	Energía generada en el período de 1998-2015 en el estado de Aguascalientes.	63

4.9	Energía generada en el período de 1998-2015 en el estado de Coahuila. .	64
4.10	Energía anual en los estados de Sonora y Chihuahua . . . . .	64
5.1	Resultado de SAM para las pérdidas del proyecto Ticul 1 ubicado en Yucatán. . . . .	76
5.2	Resultado de SAM para las pérdidas del proyecto AT Solar I ubicado en Sonora. . . . .	76
5.3	Resultado de SAM para las pérdidas del proyecto Pachama ubicado en Aguascalientes. . . . .	76
5.4	Producción mensual y anual de la energía generada por el proyecto Las Viborrillas ubicado en Jalisco. . . . .	78
5.5	Producción mensual y anual de la energía generada por el proyecto Alten 6 ubicado en Aguascalientes. . . . .	79
5.6	Producción mensual y anual de la energía generada por el proyecto Bacabachi I ubicado en Sonora. . . . .	79
5.7	LCOE para los proyectos ganadores de la primera subasta . . . . .	81
5.8	LCOE para los proyectos ganadores de la segunda subasta . . . . .	82
5.9	LCOE para los proyectos ganadores de la tercera subasta . . . . .	82
5.10	Resultado del análisis paramétrico entre la Tasa de Descuento y el LCOE. . . . .	85
5.11	Resultado del análisis paramétrico entre la TIR y el LCOE. . . . .	87
5.12	Resultado del análisis paramétrico entre la TIR target y la Tax investor after tax VPN. . . . .	87
5.13	Resultado del análisis paramétrico entre el Porcentaje de deuda y el LCOE. . . . .	88
5.14	Resultado del análisis paramétrico entre DC to AC ratio y el LCOE. . . . .	89
5.15	Resultado del análisis paramétrico entre DC to AC ratio y la energía anual. . . . .	90
B.1	Producción mensual y anual de la energía generada por el parque solar Villanueva. Coahuila. . . . .	103
B.2	Producción mensual y anual de la energía generada por el parque solar Villanueva 3. Coahuila. . . . .	104
B.3	Producción mensual y anual de la energía generada por el parque solar Don José. Guanajuato. . . . .	104
B.4	Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Guajiro II. Guanajuato. . . . .	105

B.5	Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Ticul 1. Yucatán. . . . .	105
B.6	Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Trompezon. Aguascalientes. . . . .	106
B.7	Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Tepezala II. Aguascalientes. . . . .	106
B.8	Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Santa Maria. Chihuahua. . . . .	107
B.9	Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Torreón HQ1CO. Coahuila. . . . .	107
B.10	Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Potosi Solar. San Luis Potosí. . . . .	108
B.11	Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Orejana. Sonora. . . . .	108
B.12	Producción mensual y anual de la energía generada por la planta AT Solar I. Sonora. . . . .	109
B.13	Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Pachama. Aguascalientes. . . . .	109
B.14	Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Villa Ahumada. Chihuahua. . . . .	110
B.15	Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Calpulalpan. Tlaxcala. . . . .	110



# Capítulo 1

## Introducción

En México la Reforma Energética creó y modificó leyes, reglamentos y normas para incentivar el uso de energías limpias, disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y acelerar la transición energética hacia tecnologías más limpias. Por lo tanto, la Reforma Energética se presenta como un factor que impulsa el desarrollo de las energías limpias, por medio de la implementación de leyes que instauran lineamientos claros hacia la consecución de las metas de energías limpias comprometidas por el gobierno mexicano. Con el objetivo de cumplir dichas metas se hace indispensable una adecuada planeación energética que permita responder a la nueva estructura del mercado eléctrico y al propósito de aumentar la generación eléctrica proveniente de fuentes limpias.

Bajo este escenario, la planeación energética desempeña un rol primordial respecto a la seguridad y confiabilidad energética. Dicha planeación se encarga de definir las obras e inversiones a realizar, tanto en generación como en transmisión eléctrica, con el objetivo de satisfacer la demanda futura de forma segura y confiable. Una de las etapas que forma parte de la planeación energética es la caracterización de tecnologías, puesto que es indispensable estudiar y valorar las características que poseen cada una de las tecnologías que se proponen para competir con otras en el despacho de energía. La caracterización de estas tecnologías va a permitir tener un aprovechamiento eficiente del recurso energético, identificando la tecnología que mejor se adapte al recurso, a su vez establece uno de los factores más importantes, los costos asociados al sistema. El costo nivelado de la energía es un referente al momento de clasificar las plantas que ofertarán energía. Asimismo, la caracterización permitirá conocer las externalidades o impactos ambientales y sociales que pueda llegar a generar la tecnología a usar.

Conforme a lo anterior, las energías renovables son una excelente opción en el

ámbito ambiental. En los últimos años estas tecnologías han representado grandes avances en materia tecnológica y económica. Los efectos visibles del cambio climático han despertado el interés por estas tecnologías que gracias a incentivos económicos y políticos se muestran actualmente como tecnologías competitivas frente a tecnologías provenientes de fuentes fósiles. La energía solar fotovoltaica es una de las principales tecnologías que evidencian la evolución en lo referente a costos y a desarrollo tecnológico, además de que su participación en la matriz energética mundial es cada vez más importante.

En México, el recurso solar es clasificado como uno de los mejores a nivel mundial, siendo esto una de las razones principales para que la tecnología solar fotovoltaica se presente como una buena opción para contribuir a la generación de energía limpia. Asimismo, la disminución en los costos de los módulos fotovoltaicos ha permitido que esta tecnología haya avanzado, de las aplicaciones rurales y comerciales, a la escala de prestación de servicios públicos. Sin embargo, apenas inicia la transición al Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano, por lo que es indispensable conocer y estudiar las principales características que trae consigo, de tal manera que logre un adecuado desarrollo tanto económico como ambiental y social.

Por consiguiente, el tema de estudio del presente trabajo consiste en identificar las principales características de los parques solares fotovoltaicos, teniendo como base los resultados de las pasadas subastas de energía celebradas en México. De tal manera que se establezcan diferentes parámetros en el desempeño energético y financiero de los parques solares. Para llevar a cabo lo anterior, se empleó el software *System Advisor Model*, dicho software permite el análisis de sistemas basados en tecnologías limpias, a través de la simulación de la producción de energía, los flujos de efectivo, entre otros parámetros de salida. El Costo Nivelado de la Energía es uno de los parámetros de salida más relevantes para este trabajo porque considera la energía generada y los costos involucrados durante la vida útil de la planta, para estimar un costo por unidad de energía generada.

Para la evaluación de los parques solares fotovoltaicos a gran escala se consideraron las diferentes etapas claves en la puesta en marcha de este tipo de proyectos. Asimismo, se realizaron varios análisis, algunos de éstos se enfocaron en las variables de entrada del modelo de rendimiento energético, como el recurso solar y la tecnología a usar. Posteriormente, se analizaron algunos de los parámetros de entrada del modelo financiero a través de un análisis de sensibilidad.

Este documento está organizado de la siguiente manera: el primer capítulo enseña el

panorama general de la tecnología solar fotovoltaica en México. En el segundo capítulo se describen las características más importantes en proyectos solares fotovoltaicos a gran escala. El tercer capítulo presenta los requerimientos de entrada del software *System Advisor Model* y las evaluaciones de la tecnología a usar y del recurso solar. En el capítulo cuatro se presentan los resultados de las simulaciones realizadas y el análisis de sensibilidad concerniente a los parámetros que mayormente influyen en el Costo Nivelado de la Energía.



# Capítulo 2

## Antecedentes

### 2.1 Reforma Energética

Antes de la Reforma Energética México contaba con un sistema tradicional, es decir, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se encontraba verticalmente integrado, como se ilustra en la Figura 2.1. La Comisión Federal de Energía (CFE), era la responsable de desarrollar todas las actividades que conformaban la cadena de la industria eléctrica, desde la generación hasta el suministro a usuarios finales. La participación de empresas o agentes privados en estas actividades no estaba permitida. El sector privado podía generar electricidad como productor externo de energía si cumplía ciertos permisos por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Federal de Energía (CFE).

La forma en la que se encontraba integrado el SEN propició un panorama en el cual la CFE presentaba incapacidad para incrementar la eficiencia y la competitividad dentro del sector, debido principalmente a la carga fiscal y al sostenimiento de subsidios en las tarifas eléctricas [1]. Por lo tanto, se dificultaba que la CFE realizara inversiones en infraestructura y mantenimiento, asimismo inversión en generación de energía por medio de energías renovables. Adicionalmente, tanto en el pasado como en la actualidad se registra un elevado porcentaje de pérdidas de electricidad en los procesos de transmisión y distribución, lo cual representa un problema de grandes dimensiones que afecta la viabilidad económica de las empresas productivas del estado [2].

Aunado a eso último, la baja producción y aprovechamiento de energía por medio de fuentes renovables es uno de los problemas al que pretende dar solución la Reforma Energética. El poco aprovechamiento y producción mediante estas fuentes limpias se

debe a la falta de inversión para desarrollar este tipo de proyectos [1]. Adicionalmente, el marco legal que prevalecía antes de la Reforma Energética, desincentivaba la inversión privada en proyectos de producción de electricidad con energías renovables.

Lo anterior, expone algunos de los principales problemas del sector eléctrico y los grandes retos que se tienen para generar una industria más eficiente y competitiva, para ofrecer un servicio de calidad a precios razonables, y para mejorar su operación a fin de disminuir pérdidas técnicas y económicas. La Reforma Energética busca dar solución a este tipo de problemas [1].

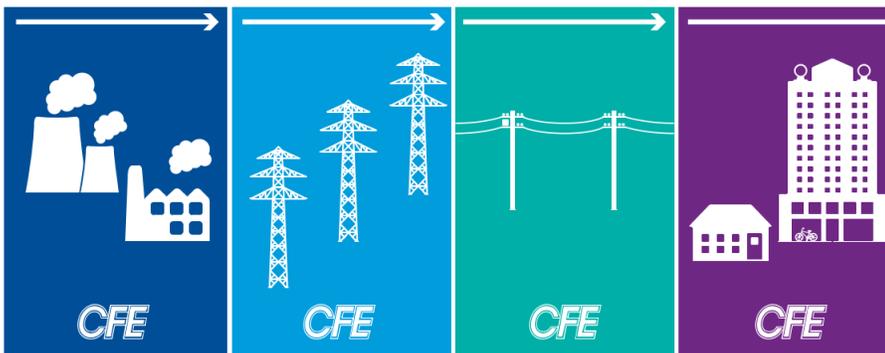


Figura 2.1: Estructura de la industria eléctrica en México antes de la Reforma Energética [3].

La Reforma Energética considera importantes cambios en la planeación y operación del SEN, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN; de igual forma da especial relevancia a las energías limpias [2].

Los cambios para el sector eléctrico se pueden clasificar dentro de tres áreas: marco institucional, de operación, y en ingresos, gastos e inversiones. En cuanto a los cambios operativos, la Reforma Energética preserva el control de la nación en la planeación y control del SEN, así como también la transmisión y distribución de electricidad y abrió la libre competencia a las actividades de generación y comercialización. También prevé que el estado pueda realizar contratos con particulares que permitan expandir y mejorar las redes de transmisión y distribución. De esta manera, se busca la reducción de los costos de producción y una mayor participación de energías limpias y más eficientes. En el sector de energías renovables, los principales cambios se pueden agrupar en las modificaciones realizadas en términos de regulación e incentivos [1].

Dichos cambios buscan generar una mayor eficiencia en el sector eléctrico, puesto que la competencia entre actores que participen en los distintos procesos de la

cadena productiva de la industria eléctrica, podría reducir las tarifas eléctricas. Adicionalmente, se abre la posibilidad de aumentar la generación eléctrica con energías limpias, de tal forma que la Reforma Energética, se convierte en una medida clave para enfrentar los compromisos en materia de reducción de emisiones a nivel nacional e internacional, adquiridos por el gobierno mexicano.

Por consiguiente, la reforma busca establecer una nueva estructura en el sector eléctrico que, en conjunto, permita al sector productivo adquirir electricidad a precios competitivos del mercado eléctrico mayorista, que a su vez, cuente con un marco legal que permita a los entes o instituciones reguladoras desarrollar ese mercado eficiente y competitivo y finalmente que sirva como sustento para dar fuerza a una industria energética con enormes desafíos, atrayendo recursos privados para el desarrollo [3].

A partir de 2014 y 2015 se observó el inicio del proceso de implementación de la Reforma Energética. Este proceso se concentra en tres áreas: mercado eléctrico, transmisión y distribución de energía eléctrica y energías limpias. Las instituciones encargadas de la planeación y los cambios previstos en la ley son: la SENER, la CRE y el CENACE [1]. La ejecución de la Reforma Energética se llevará a cabo por etapas, por lo que en la actualidad se continúa con dicha implementación. Como se puede ver en la Figura 2.2.

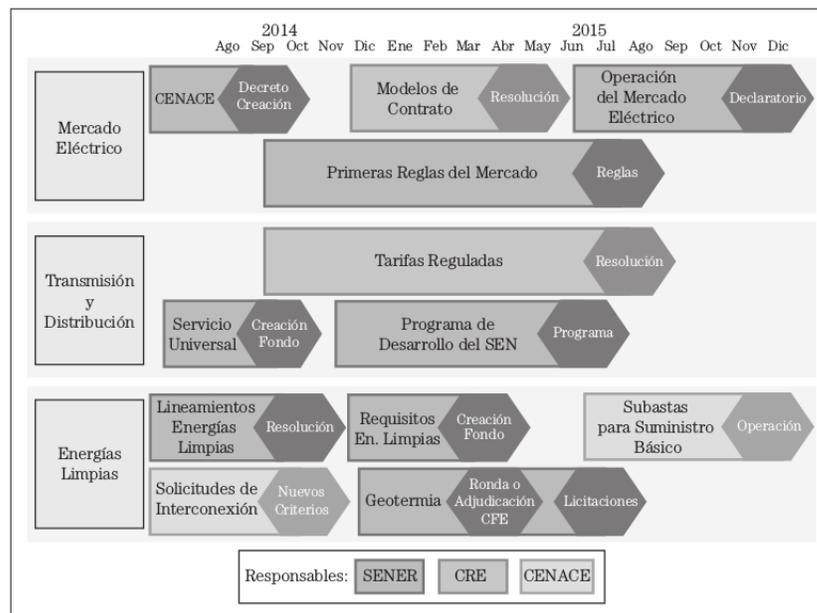


Figura 2.2: Plan de implementación de la Reforma Energética [1].

El mercado eléctrico inició operaciones en 2016, en esta nueva estructura los grandes

consumidores de energía pueden satisfacer sus necesidades de electricidad a partir de una serie de opciones disponibles, marcando un fuerte precedente con respecto al pasado. Asimismo, los usuarios calificados pueden participar en un entorno competitivo para seleccionar el proveedor que mejor se adapte a sus necesidades. La nueva organización del mercado y sus nuevos participantes se ilustran en la Figura 2.3.

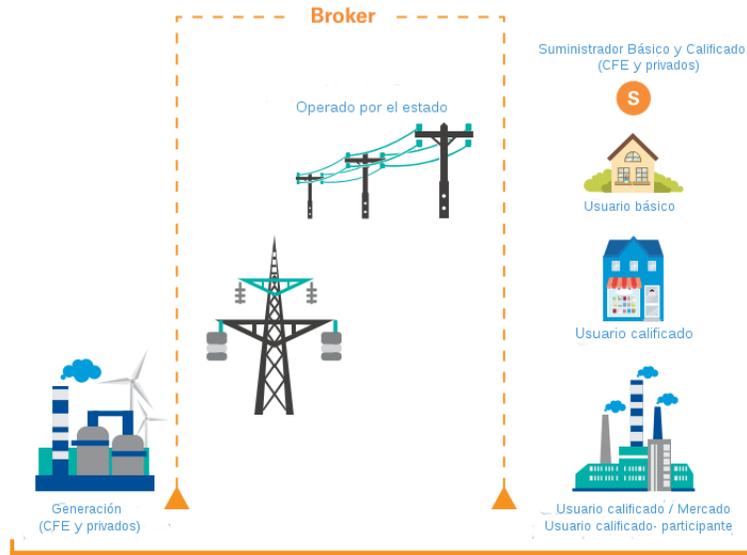


Figura 2.3: Nueva estructura del mercado eléctrico en México [3].

Como se indica en [3], uno de los mecanismos del cual hace uso el nuevo mercado eléctrico son las subastas. Las subastas se encuentran divididas en: subastas de largo plazo y mediano plazo. Las subastas de largo plazo fueron reservadas para tecnologías limpias, el término del contrato consiste entre 15 y 20 años. Los generadores presentan ofertas de venta especificando el ingreso deseado para cada producto, lo cual se desarrolla en un “paquete”. Estos generadores pueden decidir el monto total de la energía ofertada en la subasta. Adicionalmente, las subastas de largo plazo están diseñadas para asegurar un precio estable para los usuarios de suministro básico, aunque los suministradores calificados también tienen derecho a participar por dicha energía pero bajo condiciones establecidas. En cuanto a las subastas de mediano plazo, estas incluyen todo tipo de tecnologías hasta generación por combustibles fósiles. Los productos o “paquetes” que serán ofrecidos por los generadores estarán dados en contratos con una duración de 3 años. Ambos tipos de subastas fueron diseñadas para garantizar una estabilidad para los usuarios de suministro básico y evitar su exposición a la volatilidad de los precios. Sin embargo, los suministradores de usuarios calificados

tienen derecho a participar si así lo deciden.

Adicionalmente, los Certificados de Energía Limpia (CELs) desempeñan un papel importante en la implementación del nuevo mercado eléctrico. Los CELs buscan que los generadores de energía limpia obtengan ingresos adicionales. De tal manera que se incentive la inversión en tecnologías de generación limpia además de incrementar su competitividad. El mercado determinará el precio de los CELs, lo cual se espera que cubra la diferencia entre los costos de generación limpia y generación con combustibles fósiles, sin generar ingresos excesivos para los generadores de energía limpia. Se espera que las fuentes limpias sean más competitivas a mediano plazo, reduciendo el precio de los CELs y, a su vez, bajando el costo de lograr los objetivos de generación de energía limpia [3].

Por otra parte, la publicación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), representa el avance más significativo, dado que resulta ser un elemento clave para la implementación de todos los cambios en el sector eléctrico y para la determinación de las asociaciones o contratos para la ejecución de los proyectos de inversión en las áreas de generación, transmisión y distribución. El PRODESEN presenta el programa de expansión del sector eléctrico para un período de 15 años. Hasta el momento han sido publicados tres programas, el último para el período 2017 al 2031.

Finalmente, el proceso de implementación de la Reforma Energética se encuentra en sus inicios, por lo cual, será necesario esperar la evolución de esta nueva estructura para evaluar con suficiente evidencia y rigor el impacto de la Reforma Energética en la problemática del sector energético. Asimismo, deberá evaluarse la posible afectación al clima, el medio ambiente, los ecosistemas, la biodiversidad y la calidad de vida de las personas que pudieran resentir los impactos de los diversos proyectos energéticos.

## 2.2 Las energías renovables en México

En los últimos años se ha producido un gran impulso hacia las energías renovables alrededor del mundo. Debido principalmente a la situación que enfrentan las fuentes fósiles y a los visibles impactos del cambio climático. De acuerdo con [4], México es el décimo mayor productor de petróleo y gas natural del mundo. Sin embargo, las importaciones de gas natural son crecientes. Lo anterior, aunado a la necesidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero han sido fuente de motivación

para generar ambientes políticos y normativos hacia un cambio de modelo energético en México. De esta forma, se ha propiciado un panorama en el cual se reflexione acerca de la importancia de incluir las energías renovables en la matriz energética.

Uno de los instrumentos aprobados para llevar a cabo la transformación en el sector energético fue la Reforma Energética, la cual busca incrementar gradualmente la participación de las energías renovables en la industria eléctrica. Dado que el sector eléctrico concentra el mayor potencial de explotación de las energías renovables.

Paralelamente a los esfuerzos realizados en todo el mundo para asegurar un ambiente más limpio, la Reforma Energética en México, junto con sus leyes secundarias, busca alcanzar las metas ambientales estableciendo un porcentaje mínimo de generación de electricidad a partir de fuentes limpias. En la Ley General de Cambio Climático, se establece las metas de generación de energías limpias; 35% al 2024, 40% al 2035 y el 50% de la generación eléctrica total al 2050. Por lo que se espera que dichas metas contribuyan de forma positiva en la toma de decisiones en el sector eléctrico.

La reforma permitió ingresar inversión privada al país, por lo cual, entre 2010 y 2014, México recibió aproximadamente 45 proyectos de inversión extranjera directa en la industria de energías renovables. Tanto desarrolladoras de proyectos como empresas proveedoras de equipo tienen presencia en el país [5].

Dada la posibilidad de mayor inversión en la industria de energías renovables es fundamental conocer el potencial de los recursos para afianzar dichas inversiones. La CFE estableció una serie de criterios generales para instaurar un lenguaje común en materia de identificación del potencial real para el aprovechamiento de los recursos renovables, el cual lo clasifica en las siguientes categorías:

- **Probado.** Es la capacidad identificada mediante estudios técnicos y económicos para comprobar la factibilidad de su aprovechamiento.
- **Probable.** Es la capacidad reconocida mediante estudios directos e indirectos de campo pero sobre la que no se tiene suficiente información para determinar su factibilidad económica o técnica.
- **Posible.** Es el valor teórico de la capacidad instalable y de la generación ligada que se obtiene a partir de estudios indirectos, basados en supuestos. No implica estudios de campo para comprobar su factibilidad técnica o económica.

En el documento [6] realizado por la Secretaría de Energía (SENER), se indica el estado de cada uno de los recursos renovables, como se puede ver en la Tabla 2.1.

Conforme a lo anterior, se observa que el mayor potencial probado, corresponde a las energías eólica y solar. El mayor potencial probable identificado, corresponde a los recursos geotérmicos. Mientras el mayor potencial posible pertenece a la energía solar seguida de la eólica.

Recursos	Eólica	Solar	Hidráulica	Geotérmica	Biomasa
Probado	19,805.0	16,351.0	4,796.0	2,355.0	2,396.0
Probable	-	-	23,028.0	45,207.0	391.0
Posible	87,600.0	6,500,000.0	44,180.0	52,013.0	11,485.0

Tabla 2.1: Potencial de generación eléctrica con energías limpias en México. Las cifras se encuentran en unidades de GWh/a. Información a junio de 2015 [6].

De acuerdo con el Reporte de Avance de Energías Limpias [7], en el período de 2016 y 2017 se observó un crecimiento en capacidad instalada en las energías eólica y solar fotovoltaica, siendo esta última una de las energías que presenta un crecimiento más dinámico con 70.56% debido a la instalación de más de 190.66 MW, igualmente la energía eólica presenta un incremento en capacidad instalada debido a la entrada de operación de 206.8 MW. Sin embargo, la energía hidráulica continúa liderando el sector de energías renovables con una contribución de 17.06% del total en capacidad instalada a pesar de que durante el período de 2016-2017 solo registró un aumento del 0.35%, mientras que la energías eólica y solar contribuyen con 5.32% y 0.62% respectivamente. La energía geotérmica y energía obtenida por medio de bagazo de caña tuvieron una disminución en capacidad instalada durante este período. Como se puede observar en las siguientes Figuras 2.4, 2.5.

En cuanto a la generación por medio de energías renovables, la energía hidráulica continúa presentando una tendencia a la baja con -4.25%, debido a las bajas precipitaciones y escurrimientos en las principales cuencas hidrológicas. Por su parte, la energía solar fotovoltaica presentó el aumento más representativo en generación de energía limpia con 190.04% debido principalmente a la entrada en funcionamiento de nuevos proyectos, asimismo, la energía eólica continúa en aumento su crecimiento con 7.35%. Igualmente, energías como geotérmica y energía obtenida por medio de bagazo de caña lograron tener crecimientos del orden de 1.31% y 21.77% respectivamente. Como se puede observar en las Figuras 2.6 y 2.7.

Por último, es importante destacar que a pesar de que se disponen de instrumentos políticos como la Reforma Energética y la Estrategia Nacional de Energía, que tienen

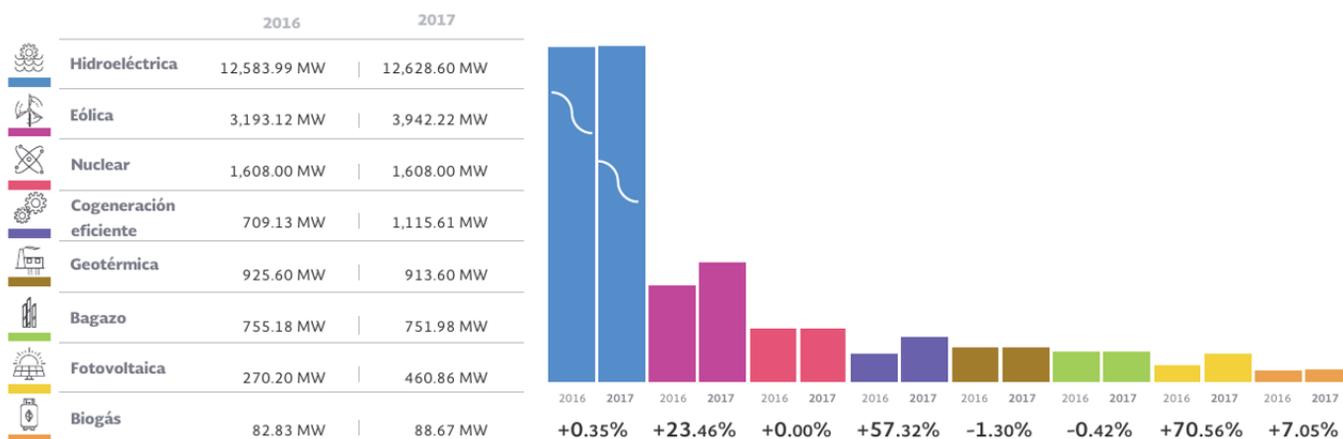


Figura 2.4: Crecimiento de la capacidad instalada en energías limpias en México [7].

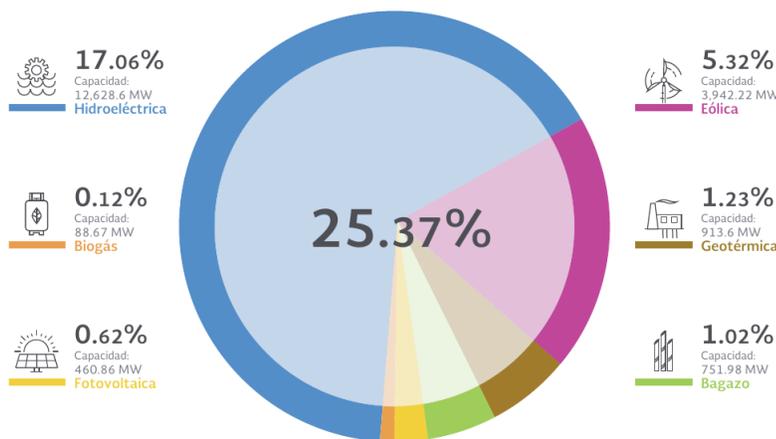


Figura 2.5: Capacidad instalada de energía renovable al 30 de Junio de 2017 [7].

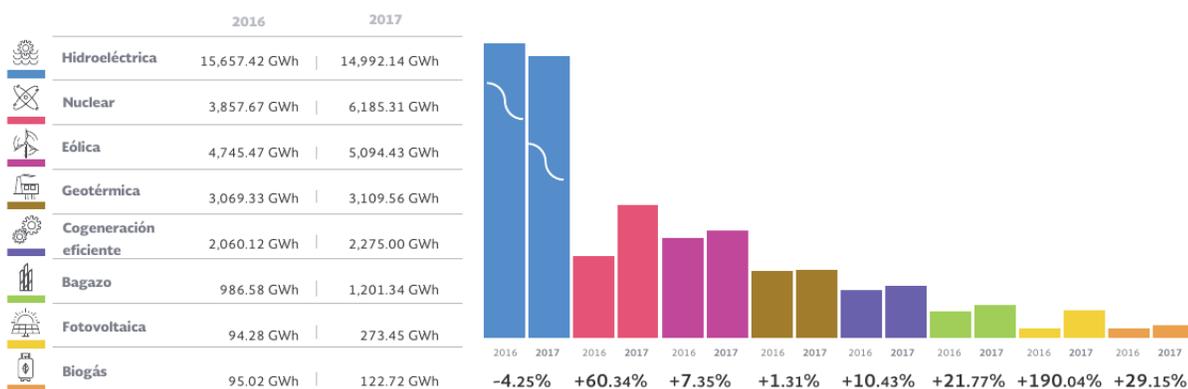


Figura 2.6: Crecimiento de la generación de energía limpia en México [7].

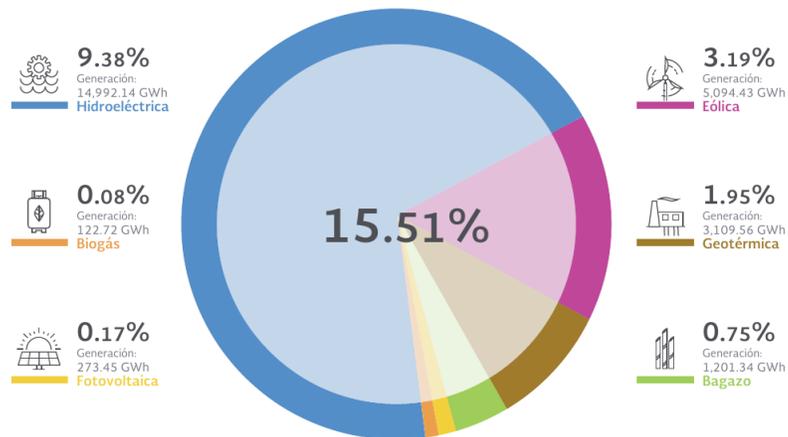


Figura 2.7: Generación de energía renovable al 30 de Junio de 2017 [7].

como objetivo impulsar el desarrollo de las energías renovables en México, se presenta en la actualidad ciertas barreras que limitan la penetración y desarrollo de las mismas en el sector eléctrico. La principal barrera es encontrar una solución para dar estabilidad al sistema eléctrico, cuando las energías renovables (intermitentes) se encuentran indisponibles. Otra de las barreras es el precio relativamente bajo del gas natural, lo cual proporciona una gran competencia en cuanto a la generación de energía eléctrica, sumado a la fuerte preferencia en los últimos años por la construcción de plantas de ciclo combinado de gas natural, las cuales ofrecen energía confiable y gestionable al sistema, esto puede limitar la inversión en el despliegue de las energías renovables. Por otra parte, uno de los principales obstáculos para el desarrollo de las energías renovables a gran escala, radica en la falta de capacidad de transmisión en las zonas donde se ubica un alto potencial de recursos renovables. Por tal motivo, se espera que los esquemas de planificación de las redes de transmisión sean más consistentes con las nuevas necesidades de los inversionistas que planean una capacidad de generación adicional especialmente en las zonas de alto potencial. Lo anterior tendrá implicaciones en la aplicación de tecnologías avanzadas como las llamadas "redes inteligentes" con sus consecuencias en los costos de inversión para el transporte y distribución de electricidad con la calidad requerida por los diferentes consumidores [2, 4].

## 2.3 Potencial de la energía solar fotovoltaica

La ubicación geográfica de México es ideal para la explotación de recursos solares. De acuerdo con [8], se ha establecido que la zona más favorable para la producción

de energía solar se encuentra entre los  $15^\circ$  N y  $35^\circ$  N. El territorio total de México se encuentra entre las latitudes  $14^\circ$  N y  $33^\circ$  N y las longitudes  $86^\circ$  O y  $119^\circ$  O, lo que indica que es uno de los pocos países que residen en la zona solar más favorable del planeta. Las regiones del noreste y norte del país presentan la mayor insolación del territorio nacional, como se puede observar en la Figura 2.8. Como se indica en [8], los rangos de radiación diaria oscilan entre  $4.4 \text{ kWh/m}^2$  y  $6.3 \text{ kWh/m}^2$  de energía solar, la media diaria se establece en  $5.5 \text{ kWh/m}^2$ . En el noroeste y Baja California, la radiación solar puede alcanzar los  $8.5 \text{ kWh/m}^2$ , sin embargo, según se indica en el Atlas de Recursos Renovables Eólicos y Solares de México, la región Norte-Occidente es la que presenta la mayor radiación solar en el país, principalmente la península de Baja California y las entidades de Sonora, Sinaloa, Durango, parte de Coahuila y Chihuahua. Igualmente, las regiones Sur, Centro y Centro-Occidente presentan zonas con alta radiación solar como lo son: Jalisco, Guerrero, Morelos y Puebla. En contraste, las entidades de Guerrero, Tabasco, Veracruz, Tamaulipas y gran parte de Nuevo León presentan los menores niveles de irradiación solar. Cabe notar que, mayores niveles de irradiación no garantizan el desempeño óptimo de una instalación fotovoltaica. Se requiere de una combinación de diversos factores climatológicos y geográficos que permitan que los módulos operen con eficiencia y con cierta regularidad [9, 10].

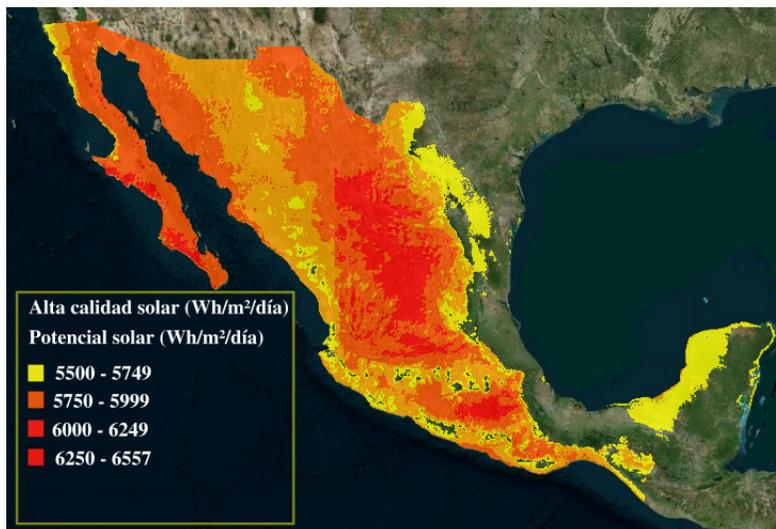


Figura 2.8: Atlas de zonas con alta calidad solar [11].

## 2.4 Situación actual de la energía solar fotovoltaica en México

A través de los últimos años la energía solar fotovoltaica ha logrado uno de los desarrollos más dinámicos. Las aplicaciones iniciales de esta tecnología se encontraban muy dominadas por el sector rural y por las instalaciones domésticas (*off-grid*). Sin embargo, gracias al incremento en la competitividad en la industria de módulos fotovoltaicos alrededor del mundo, así como también al interés a nivel mundial por disminuir los impactos ambientales asociados al cambio climático, se han dispuesto programas gubernamentales en favor de políticas que impulsen el desarrollo de energías limpias. Uno de los resultados de estas medidas fue la disminución en los costos de los módulos fotovoltaicos, lo cual propició un aumento sustancial en la capacidad instalada de esta tecnología, logrando competir con los costos de los combustibles fósiles en México. El 2015 fue histórico en el mercado de la energía solar fotovoltaica, debido a que se presentó un crecimiento de 25% en la capacidad instalada mundial con respecto al 2014. Como se puede apreciar en la Figura 2.9. En el 2015 se instalaron más de 50 GW, logrando así una capacidad instalada mundial de 227 GW [12, 13]. De esta manera, la energía solar fotovoltaica consiguió ubicarse por encima de la energía hidroeléctrica, que cuenta con muchos años de desarrollo, y la energía eólica, que ha registrado un crecimiento sostenido desde la década de 1990. Durante 2015, las inversiones en tecnología solar para la generación de electricidad y calor, superaron a las energías eólica y solamente se encuentran por debajo de la energía hidroeléctrica que presenta costos de capital elevados [13]. En este mismo año, los países líderes en capacidad instalada fueron: China, Alemania, Japón y Estados Unidos.

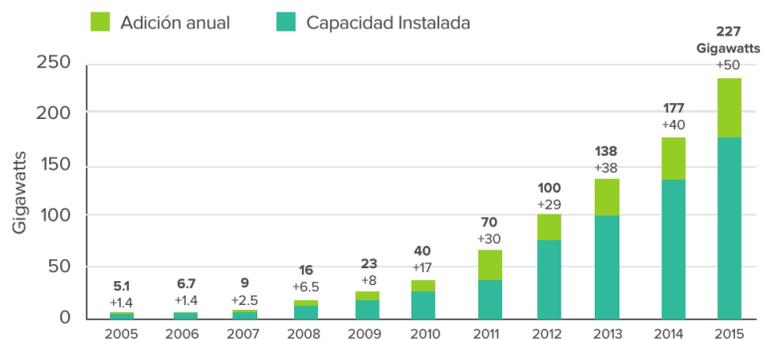


Figura 2.9: Capacidad instalada a nivel mundial 2005-2015 [12].

México, como se mencionó anteriormente, es un país que gracias a sus favorables índices de radiación solar se muestra atractivo para la inversión en proyectos de energía solar fotovoltaica y mucho más con la liberación del mercado eléctrico. Debido a este tipo de factores, esta tecnología evidenció una marcada evolución. Pasó de concentrar la mayor parte de su mercado en instalaciones de media y baja generación eléctrica, a obtener el 54% de generación eléctrica en los resultados de la segunda subasta de energía [6, 5]. La evolución en cuanto a generación y capacidad instalada de esta energía se puede observar en la Figura 2.10. La disminución en los costos totales de instalación en sistemas fotovoltaicos a gran escala, entre un 29% y 65%, es una de las razones para que la energía solar fotovoltaica haya conseguido estos resultados en las pasadas subastas de energía [5].

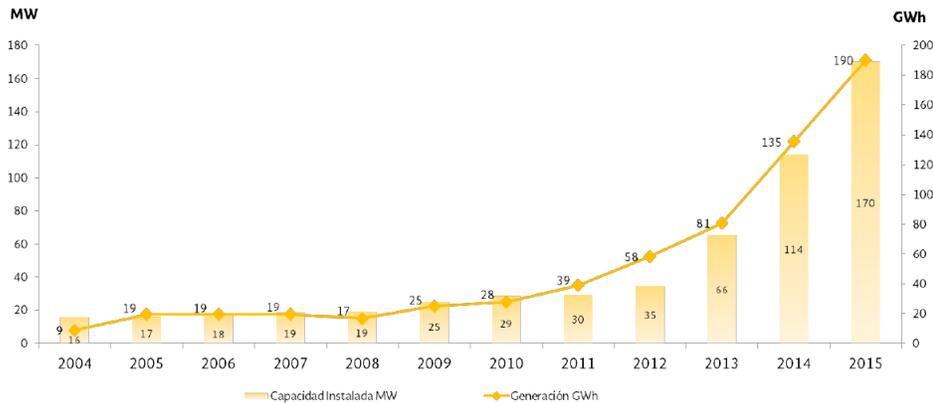


Figura 2.10: Evolución histórica de la energía solar fotovoltaica en México [14].

De acuerdo con [6, 7], para 2016 la capacidad instalada fue de 270.20 MW. La generación bruta en 2015 se registró de 190.26 GWhs. Se espera que la capacidad instalada y la generación de energía solar fotovoltaica aumente en los próximos años gracias a los resultados obtenidos en las subastas de energía. Actualmente se conoce que la primera y segunda subasta contribuirán en capacidad instalada con 1,691 MW y 1,853 MW respectivamente [6, 7]. La nueva capacidad instalada de energía solar fotovoltaica se concentrará principalmente en siete estados del país; Coahuila, Aguascalientes, Yucatán, Sonora, San Luis Potosí y Chihuahua, que abarcarán, en conjunto, 93% de la nueva capacidad resultado de la primera y segunda subastas (3,310 MW); el 7% restante será instalado en los estados de Jalisco, Morelos, Baja California y Baja California Sur [13]. Como se puede ver en la Figura 2.11.

Lo anterior ha permitido que México aumente su perfil de manufactura en tecnología



Figura 2.11: Capacidad y generación en centrales solares 2016 [9].

fotovoltaica, sin embargo, en comparación con otras economías, los niveles de valor agregado directo en la cadena de suministro de las energías fotovoltaica y eólica en México aún son bajos. A pesar de esto, en 2014, la fabricación de módulos fotovoltaicos c-Si aportó 367 millones de dólares a la economía mexicana [13]. En el sector comercial, las exportaciones desde México de módulos fotovoltaicos ascendieron a 534 millones de dólares, mientras que las importaciones tuvieron un valor de 132 millones de dólares para 2014. En este mismo año, México importó 574 millones de dólares en células fotovoltaicas, principalmente de China. La importación de este componente es esencial para el ensamblaje y fabricación de los módulos fotovoltaicos, además de esta forma se mantiene el flujo de exportación de módulos fotovoltaicos terminados al mercado estadounidense. Esto último permite indicar que en México no se fabrican los componentes de mayor valor agregado en la cadena de valor de la tecnología fotovoltaica. Por lo tanto, existe una gran oportunidad de innovación en lo referente a la fabricación de células fotovoltaicas [13].

La gráfica 2.12 muestra para finales de 2015 la capacidad instalada en México para manufacturar paneles fotovoltaicos. La gran mayoría de empresas que se observan son empresas extranjeras con excepción de Solartec e IUSASOL. De igual forma, en los últimos años se ha incrementado la presencia de empresas extranjeras en México relacionadas con el desarrollo y operación de proyectos fotovoltaicos [5]. La tabla 2.2 muestra algunas de las empresas vinculadas al sector de la energía solar fotovoltaica.

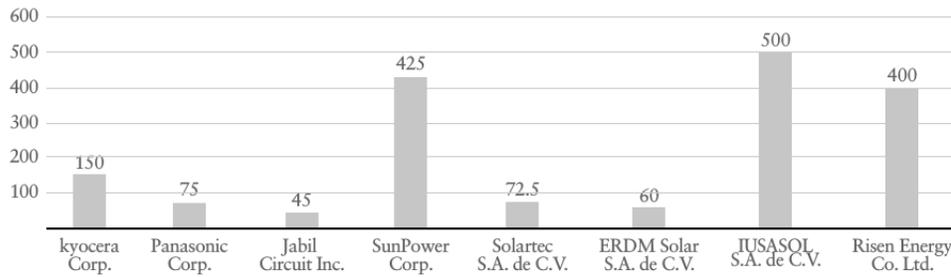


Figura 2.12: Capacidad instalada de fabricación de paneles fotovoltaicos en México (MW) [13].

Empresa	País
Acciona	España
Aeroluz	México
Aleph Capital	España
Alten Energy	España
Apromer	México
Barlovento	España
Baz Energy and Services	México
Consorcio Energía Limpia	México
EDF (Blumex Power)	Francia
Enerl Green Power	Italia
Energreen	México
Engie (Solairedirect, Tractebel)	Francia
Eosol Energy México	España
ERDM	México
Fenix	Portugal
First Solar	EUA
Fisterra Energy	España
FRV	España
Gauss Energia	México
Grenergy	México

Tabla 2.2: Empresas involucradas en energía solar fotovoltaica [5].

## 2.5 Impacto social, económico y ambiental relacionado al desarrollo de la energía solar fotovoltaica

Como se ha descrito anteriormente, la implementación de la gran mayoría de parques solares para generación de energía eléctrica se ha dado a partir de la entrada en vigor de la Reforma Energética, lo cual implica que el tiempo de operación de la mayoría de instalaciones solares es reciente. Debido a esto, son pocas las fuentes bibliográficas que reportan impactos en las diferentes áreas de interés. Tomando como referencia algunos de los proyectos más citados en la bibliografía se describe a continuación algunos de los

impactos en instalaciones solares ubicadas en Baja California Sur y Durango.

Los impactos generados por este tipo de proyectos están condicionados a la situación económica, social y ambiental de la región en donde se ubique la instalación solar. El estado de Baja California Sur presenta ciertas condiciones socioeconómicas y ambientales que permiten suponer que se pueden generar impactos positivos mediante las instalaciones solares. Las características geográficas del estado traen consigo que no se encuentre interconectado a la red eléctrica nacional, razón por la cual debe importar todos sus energéticos y producir la totalidad de su electricidad de manera local. La importación de combustibles y el tipo de combustibles (combustóleo y diésel), vía marítima hacen que el sector eléctrico en Baja California Sur se convierta en un sistema con altos costos de operación y que requiera de grandes subsidios en las tarifas eléctricas; además de ser altamente contaminante [15]. Por consiguiente, la implementación de proyectos con fuentes renovables posibilita que el estado limite su dependencia a la importación de combustibles para la generación de energía eléctrica, al igual que la disminución de los subsidios de las tarifas eléctricas. De tal manera que con la instalación, operación y mantenimiento de parques solares se fomenta la generación de empleo y se fortalece otros sectores diferentes al sector turístico (principal fuente de empleo), además de implementarse procesos educativos que permitan formar profesionales en el área de energías renovables. De igual forma, la diversificación de las fuentes energéticas genera mayores oportunidades para disminuir la huella ambiental generada a partir del transporte y quema de combustibles fósiles.

De acuerdo con [9], se registra en Baja California Sur la operación de varias centrales solares con una capacidad instalada de 31 MW en conjunto. En 2014 se inauguró Aura Solar I ubicado en la Paz, Baja California Sur. Con una capacidad de 30 MW, este proyecto prometió abastecer el consumo de 164,000 habitantes (64% de la población de La Paz). El proyecto cubre una superficie de 100 hectáreas, con una instalación de 131,800 módulos fotovoltaicos y una vida útil de 30 años. Se destaca que el terreno usado para este proyecto contó con el certificado de inafectabilidad agrícola, lo cual implicó que la instalación del parque no generó ninguna afectación ambiental en la zona. Asimismo, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) determinó que la superficie no presentaba vegetación forestal alguna que pudiera ser afectada. La ejecución de este proyecto significó la reducción significativa de la quema de combustibles fósiles. También permitió mitigar los riesgos logísticos de la importación y el transporte de hidrocarburos a través de áreas ambientalmente sensibles como el mar. Este proyecto fue eje de desarrollo económico y social, al generar más de 400

empleos directos durante su construcción [16]. Sin embargo, en la actualidad el parque Aura solar se encuentra en total abandono debido a los fuertes estragos que sufrió la estructura en el huracán Odile.

Durango es uno de los estados que se proyecta como líder en la generación de energías renovables para el sector industrial y doméstico. El proyecto Tai Durango, es uno de los más grandes que se ha logrado poner en marcha y con mayor proyección. Inicialmente proyectado como el parque solar más grande de México y en su momento el único que se encontraba conectado a la red de energía eléctrica del país. La primera fase, Tai Durango I fue concebida con los siguientes parámetros: una superficie de 30 hectáreas en la zona del Centro Logístico Industrial de Durango y una capacidad de 17 MW. En 2015, se dio inicio a la segunda fase de este proyecto compuesto por más de 100 hectáreas, 207 mil paneles fotovoltaicos y una capacidad de 50 MW. Este proyecto se dio gracias a la inversión del grupo desarrollador español Eosol Energy. Cabe destacar que para 2018 se planea continuar con más fases de este proyecto. De acuerdo con el boletín presentado por la SENER, el conjunto de fases puestas en marcha por Eosol, permitiría emplear en la fase de construcción cerca de 700 empleos, lo cual se espera que beneficie a cerca de 184 mil hogares en Durango [17, 18].

Estos dos proyectos muestran parcialmente algunos de los beneficios obtenidos en la implementación de parques solares. Como se mencionó anteriormente, la gran mayoría de proyectos ganadores en las subastas de energía se encuentran en proceso de obtención de permisos y en etapa de construcción. De acuerdo con [9], en 2016 se registran en operación 17 plantas solares y en 2017 se registran 18 proyectos en proceso de construcción o por iniciar obras. En diciembre de 2017, la SENER, anunció que el parque solar fotovoltaico Villanueva 3 de Enel Green Power México había empezado las operaciones comerciales, convirtiéndose en el primer proyecto ganador de la primera subasta energética de largo plazo del país que proporcionaría energía al SEN [19]. Por otra parte, varias plantas solares se están construyendo fuera de las subastas, como el proyecto Hermosillo de 105 MW en Sonora, que venderá su energía en el mercado a clientes privados, y el parque solar Pima de 110 MW de IEnova en el mismo estado, que igualmente venderá toda la energía a una compañía siderúrgica [19]. Ambos proyectos planean empezar a funcionar en 2018.

En la revisión bibliográfica se logró observar que no se encuentran problemáticas tan visibles, como en el caso de la obtención de los terrenos para la operación de proyectos eólicos en el Istmo de Tehuantepec. Sin embargo, una posible inconformidad se debería al hecho de que no se ofrece una estabilidad laboral, dado que la oferta de trabajo se

requiere principalmente en la etapa de construcción del parque solar. En las etapas contiguas el personal disminuye y se requiere de conocimientos específicos al sector solar. Por otra parte, se remarca que la sociedad en general en los últimos años tiene una imagen favorable de la tecnología solar debido a que inicialmente el mercado de esta tecnología se enfocaba en el sector residencial y rural. En este último, cumpliendo con la función social y ambiental, pues con los módulos fotovoltaicos muchas comunidades apartadas tuvieron acceso a electricidad.



## Capítulo 3

# Principales características de la tecnología solar fotovoltaica a gran escala

La tecnología solar fotovoltaica comienza a mostrarse competitiva en cuanto a generación de energía a gran escala. La reducción de los costos asociados a la tecnología solar fotovoltaica han mejorado el nivel de competencia, reduciendo la necesidad de subsidios [20]. En la actualidad algunas economías en desarrollo están intentando adoptar políticas que les permitan el desarrollo de la industria solar, dado que la tecnología solar fotovoltaica representa distintos beneficios tanto para sus economías como para el medio ambiente y su seguridad energética. Así mismo, el tiempo de construcción de estas plantas solares es relativamente corto comparado con el de tecnologías como hidroeléctricas y algunos proyectos de fuentes fósiles.

Dentro del desarrollo del proyecto (planta de energía solar) se plantean diferentes actividades que, a su vez se encuentran relacionadas y con frecuencia, se llevan a cabo en paralelo. Los aspectos técnicos que determinan el diseño de la planta y el rendimiento energético van acompañados de esfuerzos para asegurar permisos, licencias y financiamiento. Adicionalmente, se tiene la finalidad de determinar si el proyecto reúne los requerimientos del inversionista. Los aspectos claves para desarrollar un proyecto de energía solar fotovoltaica a gran escala, según [20], incluyen las etapas de:

- Diseño de la planta de energía solar
- Implementación del proyecto

- Aspectos financieros y comerciales

### **3.1 Diseño de la planta de energía solar fotovoltaica**

Esta etapa requiere de especial estudio pues contempla decisiones que afectarán de forma directa el costo de la energía y la viabilidad financiera de la planta solar. Por esta razón se evalúa el diseño de la planta dentro de las etapas de prefactibilidad y factibilidad del proyecto [20]. De forma que se logre conocer y analizar plenamente el lugar donde se piensa ubicar la planta solar, el recurso solar, la tecnología a usar y su configuración; además de realizar estimaciones del rendimiento energético y tener en cuenta consideraciones ambientales y sociales. Por consiguiente, se espera encontrar un balance entre el costo de la instalación solar y el rendimiento energético necesario para que el proyecto se considere viable financieramente.

De acuerdo con [20], las características claves dentro del diseño de la planta solar incluyen el tipo de módulo fotovoltaico a usar, ángulo de inclinación de los módulos, distribución de los módulos, tipo de inversor; además de evaluar el uso de sistemas de seguimiento al sol o por el contrario un sistema fijo. La optimización del diseño de la planta implica considerar variables como el sombreado, porcentaje de degradación en el desempeño de la instalación y el rendimiento energético. Este último parámetro es fundamental pues incidirá directamente en la viabilidad financiera del proyecto. Al reducir las pérdidas aumenta el rendimiento energético anual y por lo tanto los ingresos, aunque en algunos casos pueda aumentar el costo de la planta. Para la gran mayoría de grandes instalaciones solares fotovoltaicas, la reducción del costo nivelado de la electricidad es uno de los criterios de diseño más importantes.

El objetivo del diseño de la planta es minimizar el costo y al mismo tiempo obtener los máximos ingresos posibles. Para este fin se deberá tener en cuenta las condiciones específicas del sitio y a su vez tratar de reducir al máximo posibles pérdidas, como sombreado entre módulos y pérdidas eléctricas, así como, la configuración del módulo, lo cual incluye el ángulo de inclinación de forma que se logre una orientación de producción máxima de energía. En las siguientes secciones se describirán algunas de las características más relevantes dentro de la etapa de diseño de la planta fotovoltaica.

### 3.1.1 Tecnología solar fotovoltaica

Las celdas fotovoltaicas convierten la radiación solar directamente en electricidad a través del efecto fotovoltaico. La luz que llega en forma de fotones, impacta sobre una superficie generalmente de silicio, éste emite electrones que al ser capturados producen una corriente eléctrica [21].

Las propiedades semiconductoras requeridas para las células fotovoltaicas limitan las materias primas de las cuales pueden fabricarse. Cada material posee propiedades únicas que impactan en el desempeño de la célula, en el método de fabricación y en el costo. Las células fotovoltaicas se encuentran divididas en cristalinas y en película delgada (Thin-Film). Como se puede observar en la Figura 3.1.

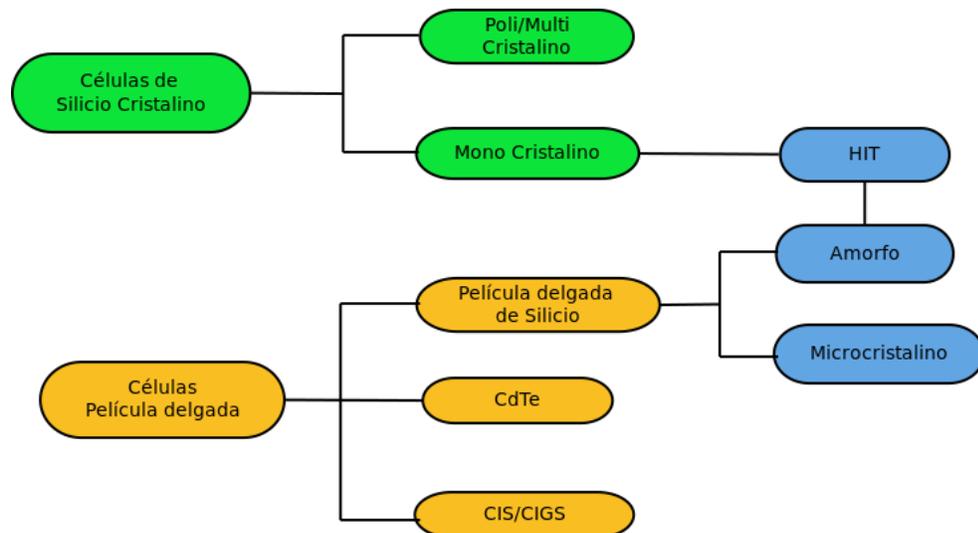


Figura 3.1: Clases de tecnologías fotovoltaicas [20].

Las células de Silicio-Cristalino se clasifican en multi-cristalinas y en mono-cristalinas. La diferencia entre ambas células se encuentra en el proceso de fabricación. Las multi-cristalinas tienen una gran variedad de técnicas para su obtención, sin embargo, no son tan eficientes. Por el contrario, las células mono-cristalinas presentan mayores eficiencias pero su proceso de fabricación es relativamente más costoso. Aunque en los últimos años los precios para ambas células han descendido notoriamente. Por otra parte, se encuentran las tipo *Thin-Film* que se caracterizan por ser baratas debido a los materiales utilizados y al proceso de fabricación más simple. Sin embargo, las células Thin-film son menos eficientes. Debido a los costos de fabricación y la madurez de la tecnología, se espera que los módulos cristalinos mantengan una participación en

el mercado de hasta 80% hasta el 2017 [20].

Uno de los aspectos más relevantes en cuanto a la selección del módulo fotovoltaico es su desempeño, el cual decrecerá a lo largo de la vida útil del módulo. La degradación del módulo depende de diferentes efectos tales como humedad, temperatura y polarización del voltaje. Igualmente, dependerá del proceso de fabricación y la calidad de ensamblaje de las células en el módulo. Es importante notar que el mantenimiento de los módulos tiene poco efecto sobre la tasa de degradación, de tal manera que dependerá mayoritariamente de las características específicas del módulo y de las condiciones climáticas. En el caso de los módulos cristalinos la tasa de degradación suele ser mayor en el primer año tras la exposición inicial a la luz y luego se estabiliza [20].

Generalmente, según [20], los módulos fotovoltaicos tienen una tasa de degradación entre 0.3% y 1.0% por año. Los módulos cristalinos a menudo se les considera una tasa de degradación de 0.4% anual. Se espera que los módulos fotovoltaicos tengan una vida útil de 25 a 30 años. Más allá de este período incrementa el riesgo de tener un porcentaje más alto de degradación.

La eficiencia del módulo desempeña un papel fundamental dado que ésta presenta una relación directa con el costo de la instalación. Entre mayor eficiencia del módulo el costo será más elevado, sin embargo, menor eficiencia del módulo puede verse reflejado en la necesidad de requerir extensiones más grandes de tierra para producir la misma potencia. En la Tabla 3.1 se presentan diferentes eficiencias para distintas tecnologías [20].

Tecnología	Silicio Cristalino	Heterounión con película delgada intrínseca	Silicio Amorfo	Cadmio Telluride	Di-Seleniuro de Cobre Indio Galio
Categoría	c-Si	HIT	a-Si	CdTe	CIGS or CIS
Eficiencia comercial (aprox)	13%-21%	18%-20%	6%-9%	8%-16%	8%-14%
Coefficiente de temperatura (típicos)	-0.45%/°C	0.29%/°C	-0.21%/°C	-0.25%/°C	-0.35%/°C

Tabla 3.1: Eficiencias para diferentes tecnologías [20].

Otro de los parámetros que permiten tener mayor confiabilidad en el desempeño del módulo fotovoltaico son las certificaciones que llega a cumplir. La *International Electrotechnical Commission (IEC)* emite normas internacionalmente aceptadas para módulos fotovoltaicos. Generalmente, estas normas evalúan el ciclo térmico, humedad, resistencia al granizo, esfuerzo mecánico, torsión y el rendimiento en condiciones

controladas [20]. En 2011, la *IEC* dispuso de una nueva metodología para determinar el rendimiento del módulo de forma más detallada. Conjuntamente a los módulos fotovoltaicos se encuentran los inversores, componente indispensable en una instalación fotovoltaica.

## Inversores

Los inversores son los dispositivos encargados de convertir la electricidad generada por los módulos de corriente continua en corriente alterna conforme los requerimientos de la red local. Estos dispositivos cumplen con diversas tareas que tienen como finalidad maximizar la producción de la planta. Entre las tareas que desempeña el inversor se encuentra la optimización del voltaje a través de las filas de los módulos, el registro de datos, protección y aislamiento del equipo en caso de irregularidades en la red o con los módulos fotovoltaicos [20]. Los inversores se encuentran divididos en dos tipos: inversor central e inversor de cadena o fila, como se puede observar en la Figura 3.2.

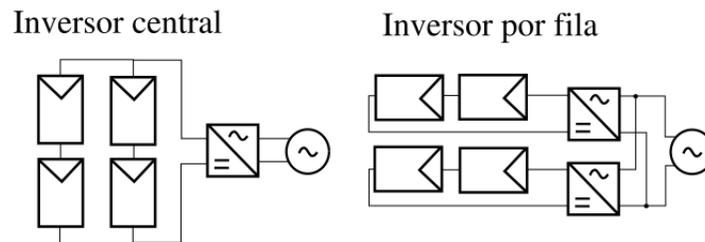


Figura 3.2: Tipos de inversores [20].

De acuerdo con [20], el inversor central es la primera opción para instalaciones solares de mediana y gran escala. Éstos ofrecen alta confiabilidad y simplicidad al momento de la instalación. Sin embargo, al integrar el transformador, el inversor se hace más voluminoso y pesado. Presenta como desventajas, pérdidas debidas a los módulos fotovoltaicos con diferentes perfiles de corriente/voltaje que se utilizan en un mismo conjunto, a esto se le conoce como pérdidas por desajuste, asimismo ausencia de *Maximum Power Point Tracking (MPPT)* para cada cadena de módulos. El *MPPT* es la capacidad del inversor de ajustar su impedancia para que la cadena de módulos esté a una tensión de funcionamiento que maximice la potencia de salida. Esto último puede llegar a afectar mucho más a arreglos que tienen diferentes ángulos de inclinación, diferentes tipos de módulos y que sufren de sombreado. Una de las ventajas que tiene

es la capacidad de repartir la carga entre los demás inversores centrales por lo que el tiempo de operación se distribuye de forma general, aumentando la vida útil de cada inversor central.

El inversor de cadena focaliza su labor en cada cadena de módulos lo cual es beneficioso cuando se tiene diferentes módulos o diferente orientación. En este caso el transformador es independiente del inversor lo que aumenta los costos, dado que se requiere del transformador para intensificar el voltaje, además de que este dispositivo permite la reducción de corrientes de fuga. Una de las ventajas que presenta es la facilidad para ser atendido o reemplazado sin necesidad de personal especializado.

La eficiencia en los inversores está dada por las pérdidas experimentadas durante la conversión de corriente continua a corriente alterna. La eficiencia de conversión no es constante, depende de la tensión de funcionamiento y de las condiciones climáticas entre otras. Existe una gran variedad de métodos que definen la eficiencia del inversor, uno de los más aceptados es la *European Efficiency*. Esta eficiencia se calcula por medio de una distribución de potencias correspondientes a las condiciones operativas y climáticas dentro de Europa Central. Los inversores pueden tener una *European Efficiency* típica del 95% y eficiencias máximas de hasta el 98%. Otro de los métodos reconocidos es *Californian Efficiency*, al igual que el método pasado usa el mismo razonamiento la diferencia consiste en que se calibra para ubicaciones con mayor irradiación promedio.

Los criterios a tener en cuenta al momento de seleccionar el inversor se basan en la capacidad de la planta, la eficiencia del inversor y el MPPT [20]. Este último parámetro facilita tener flexibilidad en el diseño de la planta. Igualmente, el voltaje que alcanza el inversor su máxima eficiencia es una variable importante en el diseño de la planta, dado que permitirá optimizar el cableado del sistema. Al igual que los módulos fotovoltaicos, los inversores deben de cumplir con ciertos parámetros de calidad para garantizar un alto rendimiento y minimizar el riesgo de falla. Los requisitos en términos de cumplimiento de normas dependen de la ubicación del proyecto y el tipo de inversor. En la medida que cumplan más estándares de calidad su precio puede aumentar. Otro punto de referencia en cuanto a calidad, consiste en la garantía que puede proveer el equipo. Los inversores generalmente tienen una garantía que cubre un período de cinco años, aunque, si se desea, se puede extender la garantía por veinte años más. En la mayoría de las ocasiones esta opción implica un costo adicional.

Uno de los grandes retos que se pretende responder en la etapa de diseño de la planta es la disposición o configuración de los módulos fotovoltaicos. En el siguiente apartado se dan a conocer elementos básicos en cuanto a la configuración de los módulos

fotovoltaicos.

### 3.1.2 Configuración de los módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deben estar soportados en una estructura que mantenga la orientación correcta y que proporcione apoyo estructural. Dependiendo de las condiciones climáticas del lugar se evaluará si la estructura de los módulos debe ser fija o si deberá tener un seguidor. Los sistemas de seguimiento siguen al sol. Por lo general, éstas son las únicas piezas móviles que se emplean en una planta de energía solar fotovoltaica. En algunas ocasiones el seguidor puede aumentar el rendimiento energético anual en un 27% dependiendo de la irradiación solar de la ubicación [20]. Cada ubicación tendrá un ángulo de inclinación óptimo que maximiza la irradiación anual. Dicho ángulo depende de la latitud del sitio principalmente en sistemas fijos. La dirección en la que se posiciona el sistema se denomina azimut. El azimut ideal para un sistema en el hemisferio norte es el sur geográfico y viceversa [20].

Al momento de configurar los módulos fotovoltaicos se deberá tener en cuenta el efecto de sombreado. El sombreado puede ser causado por diferentes razones como obstáculos que rodean y dan sombra o el sombreado que se puede presentar entre los módulos. El sombreado entre módulos consiste en que los módulos más altos proporcionan sombreado a los módulos de atrás. El sombreado afecta el rendimiento energético de la instalación solar por lo cual, una de las formas que se plantea para combatir el sombreado entre módulos es disponer los módulos en un ángulo  $\alpha$  que indicará el límite del sombreado, si la elevación del sol es menor que  $\alpha$  entonces, una parte del módulo estará sombreada, como se puede ver en la Figura 3.3. Este efecto se verá reflejado en la producción eléctrica de la planta de forma no lineal. Las diferentes tecnologías reaccionarán de manera diferente al efecto de sombreado, por ejemplo, algunos módulos de película delgada se ven menos afectados por el sombreado que las tecnologías cristalinas [20]. La configuración de los módulos, es decir, horizontal o vertical y la forma en que las filas de los módulos se conecten entre sí también afectarán la forma en que el sistema experimenta los efectos de sombreado. Los módulos instalados en una configuración horizontal generalmente tienen pérdidas por sombreado más pequeñas que un sistema que usa una configuración vertical. Sin embargo, se puede considerar una configuración vertical si el sombreado proveniente tanto del este y oeste es particularmente prevalente [20].

La elección de la tecnología y su configuración buscan dentro del diseño de la instalación

solar reducir al mínimo las pérdidas que pueda sufrir el sistema. El objetivo principal es obtener un alto rendimiento energético. Complementario y fundamental para el desarrollo del proyecto es conocer el recurso solar con el cual cuenta la ubicación de la planta de energía solar.

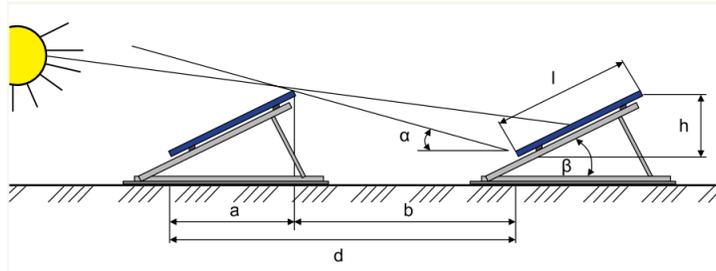


Figura 3.3: Diagrama ángulo de sombreado [20].

### 3.1.3 Recurso solar

Uno de los principales factores que se debe estudiar para determinar la viabilidad de un proyecto solar fotovoltaico es el recurso solar que el sistema puede aprovechar. La primera aproximación de la potencia de salida de una planta fotovoltaica depende del plano de irradiancia en el sistema o arreglo [20]. El recurso solar esperado durante la vida útil de la planta se estima con mayor precisión mediante el análisis de los datos históricos del recurso solar de la ubicación de la planta. Dado que el recurso solar es intrínsecamente variable es necesario poder reunir la mayor cantidad de datos históricos, de tal manera que el pronóstico sea confiable. La obtención de este tipo de datos es uno de los pasos cruciales tanto en el proceso de desarrollo como para la parte de financiación del proyecto. El recurso solar de un lugar se define generalmente por la irradiación normal directa, la irradiación horizontal difusa y la irradiación global.

- *Irradiación normal directa*: se refiere a la componente de energía del haz recibido en un área de superficie dirigida hacia al sol. Es de particular interés para las instalaciones solares que tienen sistema de seguimiento al sol y para sistemas de concentración solar.
- *Irradiación horizontal difusa*: se refiere a la energía recibida por unidad de área en una superficie horizontal proveniente de la radiación que se dispersa fuera de la atmósfera.

- *Irradiación global*: es la energía solar total recibida por unidad de área en una superficie horizontal. Por consiguiente incluye la energía del sol que se recibe en un haz directo y difuso. La suma anual de la irradiación global tiene una particular relevancia para las plantas de energía fotovoltaica pues pueden hacer uso de las diferentes componentes de la irradiación.

Al momento de aprovechar el recurso solar es necesario tener en cuenta el ángulo de inclinación del módulo. De tal manera que, en el hemisferio norte, una superficie inclinada en un ángulo hacia el sur recibe una irradiación anual más alta que una superficie paralela al suelo. Esto se debe a que la superficie inclinada hacia el sur recibe directamente la radiación solar durante un período de tiempo más prolongado. En el hemisferio sur una superficie inclinada hacia el norte recibe una irradiación global anual total más alta.

El enfoque tradicional para la medición de recurso solar es usar sensores terrestres. El uso de sensores implica el correspondiente mantenimiento y calibración de los equipos de modo que las mediciones tengan un grado de confiabilidad. Esto último puede comprometer un poco más de trabajo por lo cual otra forma de obtener el recurso solar es hacer uso de datos satelitales, por medio de esta forma es mucho más sencillo tener un histórico de datos además de tener una amplia cobertura geográfica. La elección de la forma de adquirir los datos de recurso solar dependerá de los intereses de cada proyecto.

A partir de los parámetros anteriormente analizados (recurso solar, configuración de módulos e inversores) es posible determinar la energía eléctrica esperada o rendimiento energético. El rendimiento energético corresponde a uno de los parámetros más decisivos en la etapa de diseño de la planta.

### 3.1.4 Rendimiento energético

Como se había mencionado anteriormente un paso importante para evaluar la factibilidad del proyecto y atraer financiamiento es realizar el cálculo de la energía eléctrica generada por la planta solar fotovoltaica. La predicción del rendimiento energético proporciona la base para calcular los ingresos del proyecto. El objetivo es predecir la producción de energía anual promedio durante la vida útil de la planta, generalmente en un período de 25 a 30 años. Para estimar con mayor exactitud la energía producida a partir de una planta de energía fotovoltaica se necesita información sobre el recurso solar, especificaciones técnicas de los componentes de la planta, además

del diseño o configuración de los módulos e inversores. Por lo general, el procedimiento para predecir el rendimiento energético de una planta fotovoltaica hace uso de software que permite la simulación de los parámetros ya mencionados. Este proceso consiste generalmente en los siguientes pasos:

- Obtención de datos ambientales como la irradiancia, velocidad del viento y temperatura. Lo cual permitirá conocer las condiciones ambientales típicas en la ubicación del proyecto.
- Cálculo de la irradiación en el plano de los módulos.
- Modelar el rendimiento de la planta con respecto a la variación de la irradiancia y temperatura.
- Aplicar las pérdidas del módulo, inversor y transformador; así como también características del diseño del sitio y configuración de los módulos. Igualmente, se deberá considerar las pérdidas en el cableado eléctrico y el tiempo de inactividad.
- Finalmente, aplicar un análisis estadístico de los datos del recurso y evaluar la incertidumbre en los valores de entrada para derivar la incertidumbre correspondiente en la predicción del rendimiento energético final.

El uso de software para determinar el rendimiento energético de una planta es una de las etapas que se debe llevar a cabo para calcular la energía eléctrica esperada. La simulación permite saber la eficiencia con la cual, la planta convierte la radiación solar en energía de corriente alterna y las pérdidas asociadas a esta conversión. Asimismo, es necesario predecir y analizar los datos históricos de la ubicación de la planta, para tener idea del comportamiento del recurso solar durante la vida útil del proyecto.

En algunos proyectos dependiendo del tipo de estructura financiera elegida, el rendimiento energético deberá estar acompañado de un intervalo de confianza. Si el rendimiento energético es calculado por medio de una simulación entonces, la incertidumbre del rendimiento estará dada por cada una de las etapas de modelado y la incertidumbre en las variables de entrada. El software podría generar por defecto una incertidumbre del 2 al 3% [20].

Dado que existe una dependencia lineal entre el rendimiento energético y la irradiancia del sistema, la incertidumbre asociada a los datos de recurso solar tendrá una gran influencia en la incertidumbre del rendimiento energético.

### 3.1.5 Selección de la ubicación de la planta solar fotovoltaica

Dentro del proceso de selección del sitio no existen reglas definidas, sin embargo, es necesario considerar las limitaciones del lugar, pues éstas afectarán el costo de la electricidad generada. Se debe contemplar restricciones como bajo recurso solar, cercanía de la planta a la red, o área insuficiente para instalar los módulos. Sin embargo, un bajo recurso solar podría ser compensado por altos incentivos financieros locales que podrían convertir el proyecto en viable. Las principales consideraciones que deben evaluarse incluyen:

*Recurso solar:* un promedio anual de irradiación global alto es la consideración más básica para desarrollar un proyecto de energía solar. Cuanto mayor sea el recurso solar, mayor será el rendimiento energético. Es fundamental evitar el sombreado, ya que incluso pequeñas áreas de sombra pueden afectar significativamente la salida del módulo o toda una serie de módulos.

*Área disponible:* el área requerida por cada kW de capacidad instalada dependerá de la tecnología elegida. Es necesario tener en cuenta la distancia entre filas de módulos para evitar el sombreado entre éstos, por consiguiente, el sitio debe considerar un área suficiente que permita instalar la capacidad requerida.

*Clima local:* complementario a un buen recurso solar, el clima no debe presentar condiciones extremas que puedan aumentar el riesgo de daño o llevar a la inactividad de la planta. Los eventos meteorológicos que pueden necesitar consideración son: inundaciones, altas velocidades de viento, nieve, altas temperaturas, contaminantes del aire, entre otros. Todos estos fenómenos implican la reducción considerable del rendimiento energético además de un inminente daño a los componentes de la instalación fotovoltaica.

*Uso de la tierra:* teniendo en cuenta el tiempo de vida útil de una planta fotovoltaica las mejores ubicaciones para éstas son usualmente terrenos previamente ocupados para fines industriales porque a menudo tienen la red de energía cerca. Cuando los terrenos han sido usados para fines agrícolas puede ser más conveniente volver a clasificar el terreno como de uso industrial.

*Consideraciones sociales y ambientales:* este aspecto dependerá del país donde se piense ubicar la planta de energía, la mayoría de los regímenes regulatorios incluyen algún tipo de evaluación de impacto ambiental y social. De acuerdo con esta evaluación se toma la decisión sobre si se requiere más estudios o por el contrario no se puede establecer ningún tipo de planta de generación de energía. En cualquier caso, el proceso de ubicación debe considerar los siguientes criterios ambientales y sociales: biodiversidad, se debe evitar hábitats y la perturbación de la fauna y la flora, en cuanto a los impactos sociales se deberá evitar generar impactos visuales, ubicar lugares que sean patrimonio cultural y territorio de pueblos indígenas.

*Conexión a la red:* para poder desempeñar la principal actividad de la planta se requiere de una conexión a la red con suficiente capacidad para permitir la exportación de energía. La viabilidad de la conexión a la red dependerá de factores como la capacidad, la proximidad, la estabilidad de la red y la disponibilidad de la red. Es fundamental tener en cuenta este aspecto porque los costos de conexión imprevistos podrían afectar seriamente la viabilidad del proyecto.

*Incentivos financieros:* los incentivos dependen en gran medida del país donde se ubique el proyecto. En muchas ocasiones son de gran influencia en la parte financiera de un proyecto. En el caso de que el proyecto sea beneficiario de alguno de estos incentivos se recomienda a los desarrolladores ser cautelosos y considerar la sostenibilidad de esos incentivos, además de los impactos en el proyecto si estos incentivos se retiran en cualquier etapa del proyecto. Los incentivos financieros generalmente consisten en disminución de impuestos, exenciones en depreciación, entre otros.

Al igual que las consideraciones que se acaban de describir también es necesario considerar la topografía, riesgos geopolíticos, accesibilidad, disponibilidad de agua y condiciones geotécnicas.

## **3.2 Implementación del proyecto**

Desarrollar un proyecto fotovoltaico es un proceso que involucra muchas etapas y requiere de un equipo multidisciplinario de expertos. Sin embargo, el enfoque adoptado en cada proyecto dependerá de los parámetros específicos del sitio, las prioridades del

desarrollador, la capacidad de riesgo que desee asumir el desarrollador, los requisitos reglamentarios y los mecanismos de apoyo financiero.

Esta etapa tiene como objetivo principal finalizar el proyecto según lo programado y dentro del presupuesto asignado; aunado a una planta de energía fotovoltaica que opere de forma eficiente y confiable, es decir que genere la energía e ingresos esperados. Los aspectos claves de la implementación del proyecto, según [20] incluyen: permisos y licencias, selección y contratación de la empresa de *Engineering, procurement and construction (EPC)*, construcción y operación de la planta de energía y finalmente el mantenimiento de la planta.

Los permisos y las licencias a menudo son un proceso muy burocrático que involucra a múltiples agencias dependiendo del país donde se ubique la planta. La lista de permisos o licencias necesarias dependerá de la ubicación y el tamaño de la planta. Para instalaciones a gran escala los requisitos son mucho más amplios que para las instalaciones solares fotovoltaicas pequeñas. Los permisos, licencias y acuerdos claves que normalmente se requieren para proyectos de energía renovable, de acuerdo con [20] incluyen:

- Acuerdo de renta de tierras
- Permiso de acceso al sitio
- Permiso de construcción
- Permiso ambiental
- Acuerdo de conexión a la red.
- Licencia de operación-generación.

A continuación, se describirán los acuerdos, permisos y licencias con mayor relevancia.

#### *Acuerdo de renta de tierras*

Dentro de este acuerdo es importante tener en cuenta el periodo por el cual se piensa rentar la tierra, generalmente el acuerdo presenta una duración de 25 años y usualmente contiene una cláusula de extensión. Asimismo, este acuerdo debe incluir restricciones sobre los desarrollos que se ejecuten en los terrenos vecinos dado que podrían tener un

efecto sobre el rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

#### *Permiso ambiental*

Es uno de los permisos más importantes que debe solicitar el desarrollador antes de comenzar la construcción de la planta y si es el caso se deben tomar medidas para mitigar los posibles efectos adversos. Los permisos ambientales son específicos del país y del proyecto. Los permisos y licencias ambientales que pueden requerirse incluyen:

- Permiso de evaluación de impacto ambiental.
- Licencia de especie en peligro-protegida
- Permisos de protección agrícola
- Permisos de preservación histórica
- Permisos forestales

#### *Acuerdo de conexión a la red*

Dentro de este acuerdo se especifica el punto de conexión y se confirma el nivel de voltaje que se despachará en dicho punto. Generalmente, la solicitud de conexión a la red debe enviarse a la empresa de servicios de transmisión y distribución de energía eléctrica. Se recomienda obtener este permiso antes de la fecha en que se requiera la primera exportación de energía.

#### *Licencia de generación de electricidad*

Esta licencia permite que el operador de la planta de energía pueda generar, distribuir y suministrar electricidad. Los desarrolladores deben conocer los requisitos específicos del país y los plazos requeridos para obtener la licencia de generación. Por ejemplo, en muchos países europeos y asiáticos, se obtiene la licencia de generación eléctrica después de la construcción de la planta, mientras que en algunos países africanos la licencia se requiere al principio del proceso de desarrollo del proyecto.

El segundo aspecto clave, de acuerdo con [20], dentro de la implementación del proyecto es la selección de la empresa desarrolladora, es decir, la empresa encargada de la instalación, operación y mantenimiento de la planta solar fotovoltaica. Dicha empresa tiene como objeto llevar a cabo el diseño de ingeniería del proyecto, adquirir

los equipos y materiales necesarios para luego construir y poner en marcha la planta. Por medio de un contrato este tipo de compañías denominadas EPC se comprometen a entregar la planta totalmente lista para operación y en una fecha garantizada. Este tipo de acuerdos o contratos son frecuentes en proyectos de energía solar fotovoltaica, dado que, la empresa EPC asume toda la responsabilidad de las actividades de diseño, ingeniería, adquisición de equipos, construcción y puesta en marcha de la planta; lo cual representa un beneficio para el inversionista. Una de las formas que tiene el inversionista o propietario del proyecto para confirmar que la planta tiene un desempeño óptimo, es mediante la prueba de rendimiento de la planta, para lo cual dentro de un período generalmente de cinco días se mide la eficiencia y confiabilidad de la planta.

En la fase de construcción de la planta de energía fotovoltaica se busca gestionar que el proyecto alcance los estándares de calidad requeridos dentro de los límites de tiempo y costo. En esta fase es de especial cuidado cuestiones como el impacto ambiental y la seguridad del personal de trabajo. La mayoría de los problemas que se puedan presentar en esta fase pueden ser evitados mediante el diseño, monitoreo, control de calidad y pruebas apropiadas en el sitio. La conexión a la red es un asunto de especial atención, pues de no realizarse a tiempo esta tarea podría llevar a un retraso la operación comercial de la planta [20].

En comparación con otras tecnologías de generación de energía, las plantas de energía solar fotovoltaica tienen bajos requisitos de mantenimiento y servicio. Sin embargo, el mantenimiento adecuado de una planta fotovoltaica es esencial para maximizar tanto el rendimiento energético como la vida útil de la planta. Para este tipo de tarea es útil la presencia de un contrato de operación y mantenimiento en el cual se definan actividades como mantenimiento preventivo y correctivo, monitoreo del desempeño de la planta y la presentación de informes [20].

### **3.3 Aspectos comerciales y financieros**

Las actividades relacionadas con el financiamiento del proyecto se ejecutan casi paralelamente a las etapas de diseño e implementación del proyecto. A medida que el desarrollador del proyecto da inicio a actividades básicas como la selección del sitio, el contrato de arrendamiento de tierras, permisos y licencias; deberá tener en cuenta los fondos y los esquemas de financiación disponibles para completar dichas actividades iniciales. Generalmente, la financiación del capital es usado para explorar y desarrollar

la oportunidad de proyecto, a partir de esto, si es necesario se hace uso de la deuda para pasar a la fase de construcción del proyecto. Para esto, el desarrollador se pondrá en contacto con posibles financiadores de deuda a medida que avance el proyecto. La experiencia y solidez que pueda representar el desarrollador será fundamental para obtener financiamiento atractivo.

Cabe destacar que el financiamiento del proyecto sólo es posible cuando la planta de energía solar fotovoltaica es capaz de generar suficientes ingresos para pagar las obligaciones de la deuda, los costos generales de operación y mantenimiento y para generar un rendimiento razonable sobre el capital invertido. La decisión de proceder con el desarrollo de un proyecto de energía solar fotovoltaica depende de la viabilidad comercial del proyecto, según lo determinado a través de un análisis financiero. Este análisis tiene en cuenta los costos, requisitos de inversión y los costos de operación y mantenimiento, así como los ingresos. Las entradas clave dentro de este análisis financiero son las inversiones requeridas y las suposiciones sobre el rendimiento energético futuro de la planta de energía solar fotovoltaica. Estas entradas deben estar basadas en datos verificables y recopilados objetivamente.

La gran mayoría de proyectos de energía a gran escala hacen uso de un acuerdo de energía denominado *Power Purchase Agreement, PPA*. El *PPA* es el acuerdo más importante para financiar un proyecto de energía solar, por esta razón los demás acuerdos deben estar relacionados con éste [20]. El *PPA* es un acuerdo legal que vincula al vendedor de energía y a la empresa de energía. La parte que vende la energía es comúnmente el propietario de la planta solar y el comprador podría ser una compañía eléctrica, una empresa comercializadora de electricidad o un consumidor individual, todo depende de la estructura del mercado de energía. En el *PPA* se definen todos los términos comerciales que afectan la venta de la electricidad incluyendo la fecha en que el proyecto comenzará sus operaciones comerciales, el horario para la entrega de la electricidad, la tarifa, el volumen de energía que se espera entregar, las condiciones de pago y las sanciones por bajo rendimiento, además de las disposiciones en caso de incumplimiento entre las partes [20]. Entre más se logre especificar los derechos y responsabilidades para cada uno de los participantes dentro del acuerdo, habrá más probabilidad de minimizar riesgos en el proyecto y habrá mayor certeza entorno a los ingresos del proyecto. A partir de la firma del *PPA*, el desarrollador tiene una base más sólida para firmar contratos, rentar o comprar.

El acuerdo de financiación más apropiado depende de las características de cada proyecto fotovoltaico y el nivel de riesgo que deseen asumir los inversionistas.

Generalmente, en este tipo de acuerdo se dispone de al menos 30% de capital y el resto como deuda [20, 22]. Sin embargo, en algunas ocasiones puede ser necesario la financiación total del proyecto. De acuerdo con algunos expertos, la deuda a nivel proyecto ayuda en la disminución de los costos del proyecto, sin embargo, para algunos proyectos más pequeños resulta más benéfico contar con el capital porque esto hace que el desarrollo del proyecto sea más rápido (por ejemplo, se evitan largos trámites), lo cual es de gran ayuda al momento de recibir incentivos.

El acuerdo de energía *PPA*, se encuentra relacionado directamente con la estructura financiera que debe adoptar el proyecto. De acuerdo con la bibliografía, se pueden observar una gran variedad de estructuras financieras, sin embargo, la estructura que más se ajusta a la tecnología solar fotovoltaica es *Project Financing* [20]. El enfoque usado por esta estructura se encuentra más relacionado con proyectos a gran escala que requieren de financiamiento a largo plazo. Dentro de esta estructura puede existir uno o más inversionistas, la deuda generalmente es adquirida a través de un consorcio de bancos, razón por la cual es muy necesario poseer un *PPA*. Es importante anotar que la estructura financiera más apropiada dependerá de la necesidades comerciales y financieras de los inversionistas y desarrolladores del proyecto, así como también del mercado y los incentivos disponibles en el país para este tipo de proyectos. Dado que el presente trabajo hace uso del software System Advisor Model se presentarán las cuatro estructuras financieras que se encuentran dentro del software [22].

#### *Single Owner- Único propietario*

Esta estructura involucra a un propietario del proyecto que puede ser el desarrollador del proyecto. Esta estructura es ampliamente utilizada para proyectos de energía renovable y representa uno de los métodos más simples de poseer y operar un proyecto. El propietario puede adquirir una deuda a nivel de proyecto u obtener financiación a nivel de compañía.

#### *All- Equity partnership flip – Sociedad igualitaria*

También conocida como sociedad pre-post impuestos, involucra dos tipos de inversionistas: inversionista y desarrollador. La participación del inversionista en el capital del proyecto está dada por el costo total instalado, a la vez que dicha participación influye en el monto que registra el desarrollador. Esta estructura tiene como cualidad que no incluye deuda a nivel del proyecto. Dentro de esta estructura es necesario establecer la división de los ingresos del proyecto entre el inversionista y el

desarrollador antes y después del año de *flip*. Este año estará dado por la tasa interna de retorno del proyecto.

*Leveraged partnership flip- Sociedad apalancada*

Esta estructura es muy similar a la anterior, sin embargo, se diferencia en que incluye deuda a nivel proyecto. Los términos de la deuda estarán dados por el flujo de efectivo generado por el proyecto y por los límites impuestos por la entidad financiera. Al igual que en la estructura *All- partnership flip*, la asignación de los beneficios económicos entre ambos inversionistas estará dada por la tasa interna de retorno del proyecto. La deuda generalmente se encuentra asegurada con los activos del proyecto.

*Sale leaseback- Venta por medio de renta*

Dentro de esta estructura el inversionista obtiene el proyecto a partir de un desarrollador que decide ceder o vender el proyecto, el inversionista después de comprar el proyecto nuevamente lo arrienda. De esta forma el inversionista recibe los pagos por el arrendamiento. El arrendatario opera el proyecto y recibe los ingresos de las ventas de la electricidad generada y adicionalmente retiene usualmente el exceso de flujo de efectivo después de que se realizan los costos de operación y mantenimiento, lo cual le proporciona un incentivo para operar el proyecto de forma eficiente.

En la Tabla 3.2 se muestra un resumen de las principales características de cada una de las estructuras financieras mencionadas.

	<b>Único propietario</b>	<b>Sociedad igualitaria</b>	<b>Sociedad apalancada</b>	<b>Venta por renta</b>
Sociedad de propietarios	Desarrollador	Inversionista; desarrollador	Inversionista; desarrollador	Inversionista (arrendador)
Deuda Proyecto	Si (opción propietario)	Ninguna	Si	Ninguna
Objetivo de retorno	Propietario después de la TIR	Inversionista después de TIR (objetivo <i>flip</i> )	Inversionista después de TIR (objetivo <i>flip</i> )	Arrendador después de TIR
División efectivo	Propietario: 100% de efectivo del proyecto	Pre- <i>flip</i> : todo para el inversionista después de la recuperación del costo del desarrollador. Post- <i>flip</i> : principalmente para el desarrollador.	Pre- <i>flip</i> : proporcional a la inversión después de la recuperación del costo del desarrollador. Post- <i>flip</i> : principalmente para el desarrollador.	Arrendador: recibe el pago del alquiler. Arrendatario: recibe el presupuesto operativo, margen del proyecto.
División beneficios tributarios	Propietario: 100% de beneficios fiscales	Pre- <i>flip</i> : principalmente inversionista. Post- <i>flip</i> : principalmente desarrollador	Pre- <i>flip</i> : principalmente inversionista. Post- <i>flip</i> : principalmente desarrollador	Arrendador y arrendatario diferentes ingresos; ITC y depreciación para el arrendador

Tabla 3.2: Resumen de las estructuras financieras [22].



## Capítulo 4

# Evaluación de los parques solares fotovoltaicos

Anteriormente se mencionó la importancia de la Reforma Energética así como también de las leyes que se derivaron a partir de ésta. Gracias a estas medidas, el sector de las energías renovables ha registrado un gran desarrollo e impulso. Tal avance se puede observar en los resultados de las subastas de energía eléctrica. Las barreras relativamente bajas alentaron a los inversionistas privados a ingresar al mercado de las energías renovables en México, lo cual contribuyó a una fuerte competencia que desencadenó en la oferta de precios relativamente bajos para la energía en conjunto con los CEL's [19]. En la actualidad se han llevado a cabo tres subastas de energía de largo plazo, en las cuales los principales proyectos participantes y ganadores fueron proyectos de energía solar fotovoltaica y eólica. De acuerdo con [23], se puede observar la gran predominancia que obtuvieron los proyectos solares fotovoltaicos en la primera, segunda y tercera subastas de energía, varios factores influyeron para que se hayan presentado estos resultados, como se puede observar en la Tabla 4.1. Una de las principales razones, es el gran potencial del recurso solar que tiene México con respecto a otras partes del mundo [8, 19]. Adicionalmente, varios fabricantes de paneles solares participaron como desarrolladores de proyectos de forma que lograron ofrecer precios muy competitivos.

La fuerte competencia presentada en las primeras subastas de energía es un factor que llevó a ofertar precios muy bajos, lo cual podría considerarse positivo, sin embargo, esto acarrea el riesgo de que los proyectos no se logren llevar a cabo. De igual forma, existen factores que podrían poner en riesgo la construcción de este tipo de proyectos, estos pueden ser: devaluación del peso, el aumento en el costo del capital,

Capacidad contratada	Primera subasta	Segunda subasta	Tercera subasta
Solar	1,691 MW	1,853 MW	1,323 MW
Eólica	394 MW	1,038 MW	689 MW
Geotérmica		25 MW	
Gas			550 MW
Precio medio por MWh	USD 41.8	USD 33.47	USD 20.57

Tabla 4.1: Resumen de la capacidad contratada por tecnología en las subastas [19] [24].

las evaluaciones de impacto ambiental y la conexión a la red [23]. En consecuencia, las diferentes consideraciones a tener en cuenta al momento de examinar la factibilidad de este tipo de proyectos son fundamentales, en tanto, que puedan permitir la ejecución del proyecto. La finalidad es que las energías renovables sean fuentes de energía duraderas y confiables para el presente y futuro. Por tal razón, se hace necesario un estudio que permita simular el costo de producir energía, teniendo en cuenta los diferentes parámetros implicados en este tipo de proyectos. El presente trabajo busca conocer el costo nivelado de la energía producida por los parques solares fotovoltaicos con base en los resultados de las pasadas subastas de energía y a su vez considerando el recurso solar y la infraestructura de generación en las diferentes regiones de México. Lo anterior se busca solucionar a través de la simulación de las principales características de dichos parques solares en el software System Advisor Model, SAM. Se consideró el uso del software SAM dado que en la actualidad es una de las herramientas más completas para modelar proyectos en energías renovables. El uso de esta herramienta es primordial para el presente trabajo, por lo tanto, en la siguiente sección se ahondará en el uso del SAM. Se describirán los parámetros de entrada del SAM con el objetivo de crear un panorama más amplio de las características que hacen parte de la evaluación de proyectos solares fotovoltaicos.

## 4.1 Uso del software System Advisor Model, SAM

El software SAM permite realizar estimaciones del rendimiento y estimaciones del costo de la energía en proyectos de energía conectados a la red, en función de los costos de instalación, operación y parámetros técnicos del sistema. Los proyectos a ser simulados pueden ir desde un usuario básico que puede comprar o vender electricidad, a un proyecto a gran escala que vende electricidad a través de un Acuerdo de Compra de

Energía (PPA, por sus siglas en inglés, *Power Purchase Agreement*). Por lo tanto, el software está diseñado para servir de apoyo a la comunidad involucrada en la industria de las energías renovables al momento de la toma de decisiones [25]. En la actualidad este software es uno de los más usados entre desarrolladores, ingenieros, investigadores y estudiantes en el área de energías renovables. Su uso permite comparar tecnologías, ubicaciones y/o configuraciones de un sistema, a partir del costo nivelado de la energía y otros parámetros de salida. De acuerdo a [26], se estima que cerca de 35,000 usuarios de este paquete se encuentran activos en más de 130 países, lo cual implica que muchas de las investigaciones en el sector de las energías renovables están siendo estudiadas en el software SAM.

Inicialmente, el software fue concebido como herramienta para la tecnología solar fotovoltaica, sin embargo en la actualidad pueden ser simuladas distintas tecnologías como: eólica, energía de concentración solar, geotérmica, biomasa y calentamiento solar de agua. Una de sus principales características es que permite integrar al análisis, un modelo financiero que dependerá del tipo de proyecto que se pretenda simular. Dentro del SAM es posible simular los siguientes modelos financieros [26]:

Cuando se encuentra cerca al medidor. Hace referencia a los proyectos que pueden comprar y vender electricidad a precios minoristas.

- Residencial (Residential)
- Comercial (Commercial)
- Propiedad de terceros (Third party ownership)

Cuando son proyectos a gran escala que venden electricidad a un precio negociado a través de un acuerdo de compra, PPA.

- Propietario Único (Single Owner)
- Inversión apalancada de la sociedad (Equity Flips )
- Venta con arrendamiento posterior (Sale Leaseback)
- Calculador simple de LCOE (Simple LCOE calculator)

El SAM fue desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables, NREL. Es un software libre y se encuentra disponible para los diferentes sistemas operativos. A continuación, se describen las entradas que requiere el SAM para realizar la simulación de un proyecto de energía solar fotovoltaica a gran escala.

### 4.1.1 Parámetros de entrada para la simulación de proyectos solares fotovoltaicos en SAM

Los parámetros de entrada del SAM se describen con el objetivo de crear un panorama más amplio de las características que hacen parte de la evaluación de proyectos solares fotovoltaicos. La creación de un archivo en SAM involucra la elección de un modelo de rendimiento y un modelo financiero que represente el proyecto. El SAM rellena automáticamente las variables de entrada con un conjunto de valores predeterminados en función de sus opciones [25]. Después de crear el archivo, el usuario puede modificar las entradas para proporcionar información sobre la ubicación del proyecto, el tipo de tecnología en el sistema, el costo de instalación y operación del sistema, así como las suposiciones financieras e incentivos propios del proyecto. A partir del ingreso correspondiente de cada una de las variables, el SAM modela hora por hora la producción eléctrica del sistema, a su vez, tiene en cuenta las posibles pérdidas derivadas de los diferentes componentes del sistema. Conforme el software estima la producción anual de energía se obtiene el Costo Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés), Valor Presente Neto (VPN), y los flujos de efectivo del proyecto, entre otros; como se puede apreciar en el esquema de la Figura 4.1.

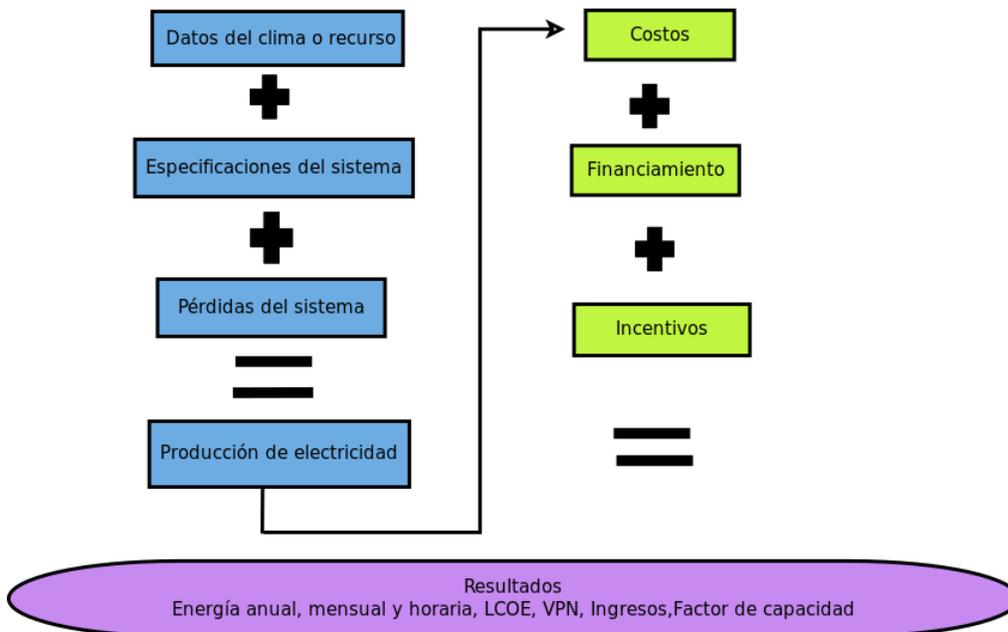


Figura 4.1: Pasos para modelar un sistema de energía renovable en SAM [26].

### ***Location and Resource (Ubicación y Recurso)***

El recurso solar es una de las variables más importantes en la etapa de diseño de la planta de energía solar debido a que se relaciona directamente con el rendimiento energético de la planta y por ende con el costo de la energía. La forma en la que se obtienen los datos meteorológicos es una parte primordial en la evaluación del proyecto, dichos datos pueden ofrecer certeza en el estudio que se esté realizando o agregar un porcentaje de incertidumbre en los resultados finales.

El SAM dispone de varias herramientas que permiten obtener el recurso de una ubicación en particular. Por un lado, se encuentra un extenso conjunto de perfiles solares para distintas ubicaciones del mundo, sin embargo, son pocos los archivos disponibles para México y América Central. Por otra parte, está la opción de descargar desde el SAM el perfil solar requerido, ingresando el nombre de la ubicación o sus coordenadas (latitud, longitud). Estos archivos son parte de la base de datos NSRD (siglas de, *National Solar Radiation Database*) del NREL. De acuerdo con [27], esta base cuenta con datos para el periodo comprendido entre los años 1998 a 2016 y una resolución espacial de 4 km. De igual forma, los datos meteorológicos pueden haberse recopilado a partir de mediciones en el terreno, datos de un satélite o una combinación de ambos métodos.

### ***Module and Inverter (Módulo e inversor)***

El software SAM dispone de varias opciones para la elección de las características técnicas del módulo e inversor. Los modelos de desempeño, tanto para el módulo como el inversor, pueden ser elegidos de la base de datos (*Sandia National Laboratories*) incluida en el software, la cual contiene una gran variedad en modelos de desempeño. Los modelos fueron diseñados con base en datos tomados en condiciones reales de operación al aire libre [25]. Del mismo modo, el usuario también tiene la opción de ingresar manualmente las características técnicas principales del módulo e inversor. Dentro de las opciones que se tienen para elegir las especificaciones técnicas del módulo, el SAM cuenta con un modelo de eficiencia simple, este modelo es el menos preciso para predecir el rendimiento de un módulo en específico en comparación con las demás opciones que se presentan, sin embargo, es útil para el análisis del rendimiento del sistema y el costo de la energía, porque permite que el usuario ingrese la eficiencia del módulo.

### ***System Design (Diseño del sistema)***

En esta sección del software es necesario especificar las características claves de la instalación solar a simular, como la capacidad del sistema o el número de módulos e inversores que se requiere. El usuario deberá ingresar alguna de estas dos opciones, de tal manera que el software calcule la configuración óptima para el sistema. La configuración del sistema hace referencia a la disposición de módulos e inversores. Por consiguiente, el SAM calcula el número de módulos dispuestos en cada una de las filas en paralelo, el número de filas en paralelo, el ángulo de inclinación óptimo para los módulos y parámetros eléctricos como voltaje y corriente generados por el sistema. Posteriormente, se debe especificar si el sistema será fijo o contará con seguidor. Si la instalación simulada es fija, es importante incluir las coordenadas de la ubicación de la planta, dado que en este caso la latitud del sitio es el ángulo de inclinación de los módulos.

### ***Shading and snow (Sombreado y nieve)***

Como ya se había mencionado, el sombreado en una instalación solar puede ser causado por diferentes razones, una de ellas es el sombreado provocado por los módulos vecinos entre las filas de módulos. El SAM puede estimar este tipo de sombreado para sistemas fijos o con seguimiento de un eje. Por esta razón, se debe especificar el número de filas paralelas y el número de módulos por fila dentro del sistema. Seleccionar la orientación del módulo es otra de las características en esta sección. El módulo puede estar orientado de forma horizontal o vertical, la elección deberá estar sustentada en generar menores pérdidas. Las pérdidas por nieve no se consideraron en este estudio debido a que los archivos meteorológicos obtenidos del SAM no contienen información referente a nieve.

### ***Losses (Pérdidas)***

Esta entrada tiene en cuenta las pérdidas eléctricas y las pérdidas debidas a la suciedad en los módulos. Después de ejecutar la simulación se puede observar el efecto de estas pérdidas dentro del sistema. El objetivo fundamental es reducir las pérdidas del sistema lo mayor posible en tanto que el rendimiento de la instalación no se vea afectado por éstas. Dentro de las pérdidas eléctricas se tienen en cuenta las pequeñas diferencias entre el rendimiento de los módulos, las pérdidas resistivas en el cableado del sistema,

así como también las pérdidas debidas al sistema de seguimiento, entre otras.

### ***System costs* (Costos del sistema)**

El software requiere del ingreso de los costos del sistema dado que calcula el costo de inversión del proyecto y los costos operativos anuales que se indican en el flujo de efectivo del proyecto. Los costos del sistema se encuentran divididos entre los costos directos, costos indirectos y costos de operación y mantenimiento. Los costos directos hacen referencia al costo de los módulos e inversores. Los costos indirectos se refieren al costo por permisos y estudios ambientales, la ingeniería y desarrollo de la instalación solar, el costo del terreno a ocupar y el costo por conexión a la red. La suma de los costos directos más los costos indirectos resultan en el costo total de la instalación. Estas categorías están diseñadas para que el usuario se le facilite el registro de los costos del sistema. El usuario puede ingresar los datos de la forma que más tengan sentido para su análisis, al final deberá verificar que el costo del sistema esté acorde con lo esperado, dado que el valor del costo total de la instalación afecta los cálculos del flujo de efectivo. Por otra parte, los costos referidos a la adquisición de la deuda se especifican en la parte de parámetros financieros.

### ***Financial parameters* (Parámetros financieros)**

Dentro de esta sección, los parámetros financieros de entrada estarán dados por la estructura financiera que se elija al inicio de la simulación. El modo de solución determina si el software calcula un precio de PPA basado en el objetivo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) del inversionista, la cual puede ser establecida por el usuario o puede estar basada en el valor de PPA ingresado por el usuario. El PPA se refiere al precio que el proyecto recibe por cada unidad de electricidad generada por el sistema, mientras la TIR se refiere a la tasa de descuento nominal en la que el valor presente neto es cero, además de ser una medida de la rentabilidad del proyecto. El motivo por el cual se requiere el ingreso de la TIR es debido a que el SAM utiliza un algoritmo iterativo para buscar el precio de PPA que cumpla con el objetivo de la TIR en el año especificado.

Posteriormente, se determina la estructura de capital, es decir, la división de los ingresos del proyecto entre el inversionista y el desarrollador antes y después del año del salto o *flip*. El año *flip* es el año donde el flujo de efectivo del proyecto alcanza el objetivo de la TIR del inversionista. Por lo general, la mayoría de los beneficios del

proyecto se asignan al inversionista antes del año *flip* y al desarrollador después del año *flip*. Por otra parte, es necesario especificar algunos parámetros que contribuyen al análisis financiero. Estos parámetros son: el período de análisis, la tasa de inflación y la tasa de descuento real. A partir de estos parámetros el SAM calcula la tasa de descuento nominal, de tal manera que las variables financieras de salida pueden ser de tipo nominal o real. El período de análisis establece el número de años en el flujo de efectivo del proyecto y generalmente equivale a la vida del proyecto. El SAM usa la tasa de inflación, establecida por el usuario o el valor por defecto, para calcular el valor de los costos en los dos años posteriores al flujo de caja del proyecto según los valores del dólar al año. El valor que asigna el SAM por defecto es de 2.5%. En cuanto a la tasa de descuento real, el SAM la usa para calcular el valor presente de los flujos de efectivo del proyecto y para calcular los costos anualizados, por lo tanto, esta tasa incide directamente en los resultados del modelo financiero, por lo cual debe considerarse con detalle.

De igual forma, se debe especificar la tasa anual del impuesto sobre la renta, la cual se aplica a los ingresos gravables, además de servir para calcular los beneficios y pasivos del proyecto. Asimismo, se deberá establecer un valor para el impuesto a las ventas. El SAM también presenta la opción de hacer uso del valor de rescate, el cual está determinado como un porcentaje del costo total instalado que se sumará en el último año del flujo de efectivo del proyecto.

Debido a que la estructura financiera elegida en el presente trabajo hace uso de la deuda, en esta sección se deberá especificar el porcentaje de deuda y los costos relacionados con ésta. Aunado a lo anterior, se deberá ingresar el costo de asegurar la deuda y el costo de asegurar la participación de los inversionistas. El SAM incluye el costo de financiamiento en el costo de capital del proyecto. Finalmente, se tiene las cuentas reservadas que tienen como objetivo cubrir costos inesperados. Todas las salidas referentes al modelo financiero se encuentran en dólares.

### ***Incentives (Incentivos)***

Muchos de los proyectos relacionados con energías renovables han sido impulsados gracias a los incentivos. Los incentivos pueden proceder de la adquisición de créditos fiscales (deuda) o del flujo de efectivo del proyecto. Por esta razón, el SAM permite especificar si los incentivos están basados en la inversión, en la capacidad o en la producción de energía. En México el incentivo más claro para las energías limpias

consiste en la venta y compra de Certificados de Energías Limpias (CELs) por parte de los participantes del sector energético. Los proyectos de energías limpias deben expedir CELs y los principales consumidores de energía y minoristas energéticos deberán adquirir CELs por un valor del 5% del total del consumo de electricidad a lo largo del año, para 2018 [19].

### ***Depreciation (Depreciación)***

El SAM dispone de diferentes clases de depreciación de modo que el usuario pueda elegir la más cercana a su proyecto. En México la depreciación para proyectos de energías limpias consiste en depreciar el 100% de las inversiones en maquinaria y equipo en el primer año. Este tipo de depreciación se denomina depreciación acelerada.

## **4.2 Evaluación de los parques solares fotovoltaicos**

De acuerdo con la bibliografía cada proyecto tiene características propias, de manera que dependiendo de la ubicación, recurso solar, incentivos disponibles, nivel de la deuda y capacidad de riesgo del inversionista; se presentará un modelo único para el proyecto. Como se indicó anteriormente, la evaluación del proyecto depende del modelo de desempeño el cual se encuentra en función de variables como recurso, tecnología, pérdidas del sistema y configuración de los elementos del sistema. Asimismo, depende del modelo financiero el cual permitirá saber si el proyecto es financieramente viable. La elección y la calidad del tipo de datos que se ingresan al SAM llevará a resultados con mayor o menor incertidumbre. Teniendo en cuenta que el recurso solar es una de las principales variables en la evaluación de una planta de energía solar, se decidió evaluar el recurso solar con el objetivo de tener un nivel de fiabilidad de los datos correspondientes al recurso y al rendimiento de la planta. En la Sección 4.2.2 se detalla el estudio realizado. Los perfiles solares usados en las simulaciones corresponden a la base de datos de NSRD del NREL. Se eligió esta opción principalmente por la facilidad para obtener los datos y a su vez con el propósito de corroborar la pertinencia de hacer uso de los datos disponibles para México. A pesar de que en la actualidad muchas investigaciones en energías renovables se encuentran avaladas por el uso del software SAM, las frecuentes actualizaciones y su gran cobertura en cuanto a recurso hacen del SAM una herramienta muy completa al momento de evaluar las aplicaciones de la tecnología solar fotovoltaica.

De acuerdo con el propósito de ingresar información confiable al software y tratando de que la evaluación se acercara a la realidad de los parques solares ganadores de las subastas, se consultaron empresas proveedoras de módulos e inversores en México. Las empresas consultadas para módulos fueron Jinko Solar y ET Solar, mientras en el caso de los inversores se consultó a Schneider Electric Solar e Ingeteam. Dichas empresas suministraron información referente a los costos de las tecnologías ofertadas en el mercado con énfasis en las subastas. Las empresas proveedoras de módulos fotovoltaicos ofrecen un gran catálogo de tecnologías, sin embargo se optó por módulos basados en células de Silicio- cristalino, dada la disminución en el costo de fabricación de este tipo de células, asimismo porque presentan eficiencias de desempeño del orden de 16% a 18% aproximadamente. Igualmente, se hizo uso del inversor de tipo *central inverter* debido a que tanto los proveedores como la bibliografía reportan este tipo de inversor como el más adecuado para proyectos solares a gran escala. En el Apéndice A se encuentran las hojas técnicas del módulo e inversor.

Dado que el trabajo tiene como objetivo específico la identificación de la tecnología más conveniente para diferentes estados de la República Mexicana, se realizó un estudio en el cual se comparó principalmente el rendimiento energético generado por los módulos e inversores ofertados por las empresas mencionadas. Tanto el módulo como el inversor se agruparon en parejas. Se realizaron diferentes combinaciones de parejas con el propósito de determinar qué tecnología presentaba mejores resultados, tanto en rendimiento energético como factor de capacidad y energía producida. De acuerdo con este estudio se identificó la tecnología más idónea a usar en las simulaciones de las plantas solares fotovoltaicas. Posteriormente, en la Sección 4.2.1 se realiza una descripción más detallada del estudio mencionado.

Continuando con los parámetros requeridos por el modelo de desempeño, se consideraron las diferentes pérdidas del sistema, enfatizando en las pérdidas por sombreado de módulos vecinos. Los módulos fueron dispuestos de forma horizontal debido a que esta configuración arrojó menores pérdidas en términos de la energía eléctrica producida con respecto a la configuración vertical. Igualmente, se consideró un sistema fijo siendo el ángulo óptimo para los módulos la latitud de la ubicación de la instalación. La opción de incluir un seguidor al sol no fue considerada en este trabajo debido al incremento de costos que implica este elemento.

El modelo financiero se encuentra ligado a la estructura financiera que se elija. El presente trabajo hizo uso de la estructura financiera *Leveraged partnership flip*. Inicialmente porque es la estructura que más se asemeja a las características de la

estructura *Project Financing*. Anteriormente, en el Capítulo 2 se indicó como la estructura *Project Financing* es la más aconsejable para proyectos de energía solar fotovoltaica a gran escala. La decisión de emplear una estructura financiera en la simulación de los parques solares radica en que estos proyectos comparten los mismos lineamientos de los proyectos de infraestructura. Inicialmente, los proyectos de infraestructura fueron los que dieron lugar al uso de las estructuras financieras. De acuerdo a [28], se deberá hacer uso de la estructura de financiamiento cuando el financiamiento está fuera del balance de las empresas y del balance de los gobiernos; donde existe un alto apalancamiento del proyecto, los flujos libres futuros de caja serán la fuente de pago y no existen garantías externas más que los propios flujos del proyecto. Con esta técnica los participantes (bancos, desarrolladores, inversionistas y gobierno) organizan su participación desde los diferentes ángulos en los cuales cada uno juega su rol, como se puede ver en la Figura 4.2.

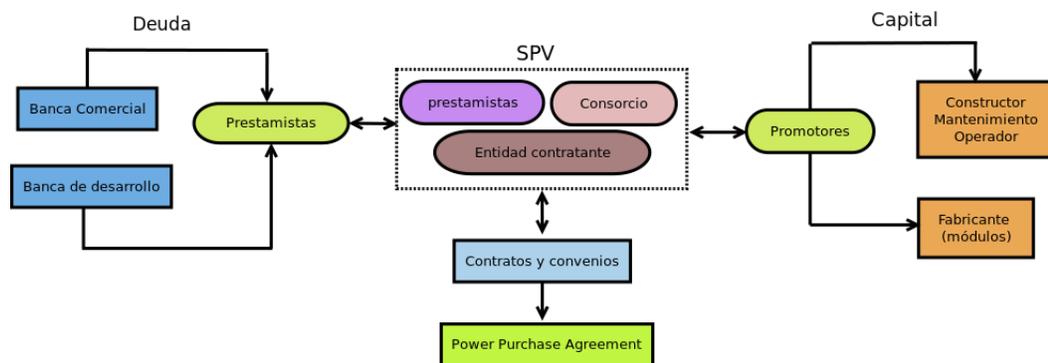


Figura 4.2: Estructura financiera: project financing [28].

De igual manera, como se expresa en [28], las estructuras financieras fueron diseñadas con el objetivo de servir como medio de vinculación entre los diferentes mecanismos de apoyo e incentivos gubernamentales para las energías renovables y la inversión privada. Igualmente, diferentes estudios han concluido que el uso de la estructura financiera que incluye deuda, generalmente produce un menor costo nivelado de energía en comparación con las estructuras financieras que no incluyen deuda. El modo de solución del modelo financiero fue la introducción de la TIR objetivo del inversionista, debido a la imposibilidad de conocer el valor del PPA. La información concerniente a la deuda y el interés generado por la adquisición de la deuda por parte del inversionista fue consultada con expertos en el sector. En el caso de la tasa de inflación se hizo uso del valor por defecto que genera SAM y no se incluyó ningún porcentaje para el valor de rescate. En la Tabla 4.2 se muestran algunos de los parámetros usados

en la investigación.

TIR nominal inversionista	11%
Tasa de inflación	2.5%/yr
Porcentaje de deuda	40% (% del costo total de capital)
Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)	8.11%

Tabla 4.2: Parámetros financieros usados en las simulaciones en SAM. Elaboración propia.

Debido a la naturaleza de este tipo de proyectos (privados) y la fuerte competencia manifestada en las subastas pasadas, la información proveniente de estos proyectos es de difícil acceso y poco probable que se encuentre de forma pública. Por tal razón, los costos fueron consultados en el reporte publicado para los Estados Unidos en 2017 para energía solar fotovoltaica (*U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017*). En este reporte se presentan tanto costos directos como indirectos en las diferentes clasificaciones de proyectos solares fotovoltaicos, es decir residencial, comercial y gran escala. Los costos se presentan desde la perspectiva del desarrollador o instalador. Este documento es frecuentemente citado ya que expone información actual en las diferentes modalidades de la tecnología solar fotovoltaica.

Anteriormente, se hizo mención a los CEL's como uno de los incentivos a las energías limpias. Este es un incentivo emitido en México por la Comisión Reguladora de Energía, el cual acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias. Tendrán derecho a recibir CEL por un período de veinte años los generadores limpios que acrediten los lineamientos de acuerdo con [29]. Debido a que los CEL's son un instrumento del mercado su precio no es fijo, dependen de la oferta y la demanda. Adicionalmente, los CEL's no presentan una caducidad establecida, su vigencia dependerá del momento en que se ejecute su compra por parte de los consumidores finales. Lo anterior, plantea la imposibilidad de ingresar este tipo de mecanismo en el software, principalmente porque ni el período de tiempo ni su precio son fijos, tal como lo requiere el SAM. En lo referente a la depreciación se trató de ingresar la información concerniente a ésta, sin embargo, los resultados fueron incoherentes por lo tanto se prefirió trabajar con los valores que vienen por defecto en el software.

De esta manera, se evaluaron los proyectos ganadores en las tres subastas de energía celebradas hasta el momento. Se simularon las plantas generadoras con una capacidad igual o superior a 100 MW. Los parámetros establecidos en ambos modelos fueron

condiciones generales en todos los proyectos simulados. Los resultados obtenidos en dichas simulaciones se presentan en el Capítulo 5.

### 4.2.1 Evaluación de la tecnología a usar en las simulaciones

Se realizó la evaluación de las tecnologías policristalinas y monocristalinas en los estados donde se presenta mayor capacidad instalada de acuerdo con los resultados de las subastas de energía: Aguascalientes, Sonora y Chihuahua. Para esto se conformaron parejas de módulo e inversor, como se puede ver en la Tabla 4.4. Con el propósito de identificar el mejor desempeño de cada pareja a nivel de rendimiento energético, factor de capacidad y energía anual producida.

Se intentó que los módulos e inversores de las empresas que hacen parte del estudio tuvieran características similares, principalmente que la potencia nominal fuera la misma, sin embargo, se debió considerar el módulo policristalino de la empresa ET Solar con una potencia menor (325 W), dado que era la potencia más cercana a la potencia nominal considerada (335 W) en los demás módulos.

Los parámetros considerados dentro de la simulación en SAM fueron estándar para cada una de las simulaciones realizadas dentro de este estudio. Los módulos evaluados en este estudio hacen parte del catálogo de las empresas proveedoras Jinko Solar y ET solar. Los inversores de tipo central pertenecen a la oferta de las empresas Schneider Electric e Ingeteam.

Los resultados obtenidos en el estado de Aguascalientes sugieren que la tecnología policristalina destaca en todos los casos. El rendimiento energético, factor de capacidad y la energía anual son superiores en cada una de las combinaciones que involucran un módulo policristalino. Como se puede ver en la Tabla 4.3. Las parejas 2 y 4 presentan el menor desempeño, sin embargo, en ambas parejas sobresale el módulo policristalino que a pesar de que su potencia nominal es de 325 W con respecto al módulo monocristalino que tiene una potencia nominal de 335 W, obtuvo mejores resultados. Las parejas 2 y 4 hacen uso de los módulos ofertados por la empresa ET Solar (ver Figura 4.3).

De igual forma, se observa que los mejores resultados con respecto a la energía producida pertenecen a las parejas 1 y 3, las cuales involucran módulos de la empresa Jinko Solar. En consecuencia, aunque se registra un mejor desempeño de los módulos policristalinos, la diferencia entre los resultados de ambas tecnologías es pequeña. La diferencia en el factor de planta entre ambas tecnologías (policristalina y monocristalina) es de 0.43% en todas las parejas. La energía generada por las tecnologías en las cuatro

Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Número de módulos	Número de inversores	Energía Anual (kWh)	Factor de capacidad (%)	Rendimiento energético (kWh/kW)
P1-poli	100	298,344	42	205,865,984	23.5	2,059
P1-mono	100	298,623	42	205,199,168	23.4	2,052
P2-poli	100	307,603	57	205,605,376	23.5	2,056
P2-mono	100	298,497	57	204,733,616	23.4	2,047
P3-poli	100	298,352	57	205,892,448	23.5	2,059
P3-mono	100	298,620	57	205,217,296	23.4	2,052
P4-poli	100	307,584	42	205,574,928	23.5	2,056
P4-mono	100	298,468	42	204,694,432	23.4	2,047

Tabla 4.3: Resultados de las simulaciones realizadas en SAM para el estado de Aguascalientes.

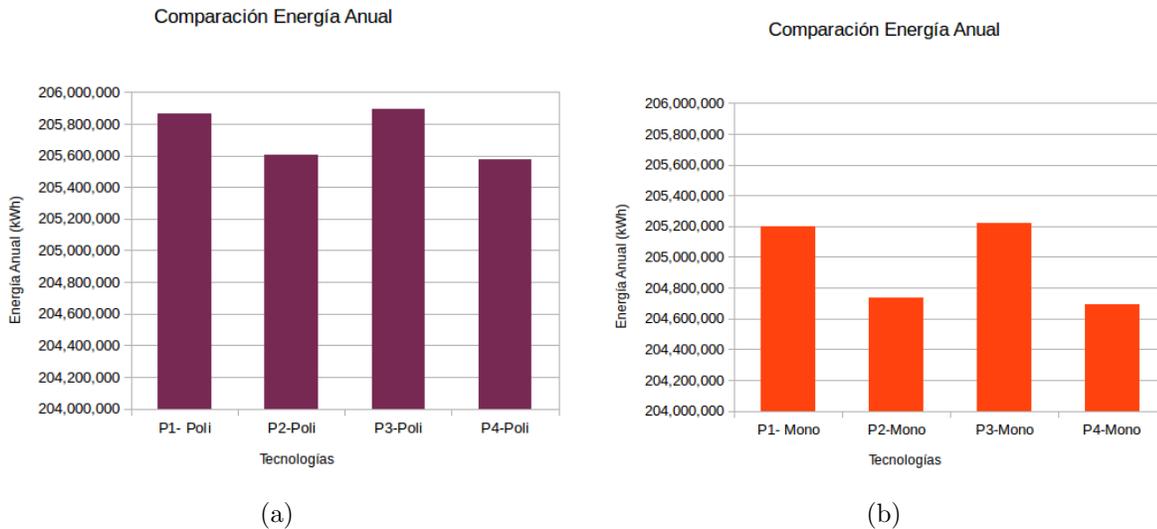


Figura 4.3: Comparación entre las tecnologías en el estado de Aguascalientes. a) Tec. Policristalina b) Tec. Monocristalina.

parejas presenta una diferencia promedio de 0.38%. Un comportamiento muy similar presenta la tecnología monocristalina, los mejores rendimientos energéticos corresponde a las parejas 1 y 3, mientras las parejas 2 y 4 presentan resultados inferiores. En este caso todas las parejas presentaban las mismas condiciones en cuanto a potencia nominal de los módulos. Finalmente, se puede observar que la pareja 3 presenta el mejor pronóstico de la energía anual con ambas tecnologías. Sin embargo, es relativamente mayor el pronóstico de la energía eléctrica cuando se usa el módulo policristalino. El caso opuesto pertenece a la pareja 4, la cual es la que genera menor energía anual con ambas tecnologías.

En el caso de los estados de Sonora y Chihuahua se observó un comportamiento muy

similar al obtenido en el estado de Aguascalientes. Como lo evidencian las Figuras 4.4 y 4.5. Una leve diferencia se halló en los resultados referentes al estado de Chihuahua. La pareja 3 en los estados de Aguascalientes y Sonora presentó el mejor desempeño con ambas tecnologías, sin embargo, el desempeño de la pareja 3 fue superado por la pareja 1, en el caso que refiere al módulo monocristalino en el estado de Chihuahua. La diferencia promedio en la energía anual producida por ambas tecnologías fue de 0.43% en el estado de Sonora, mientras para Chihuahua se encontró una diferencia promedio de 0.38% para la energía anual.

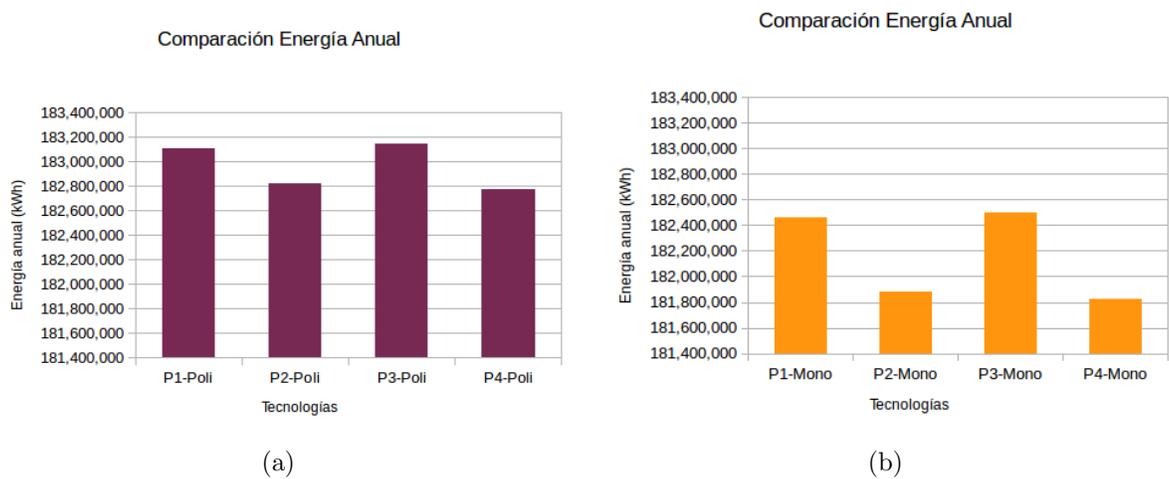


Figura 4.4: Comparación entre las tecnologías en el estado de Sonora. a) Tec. Policristalina b) Tec. Monocristalina.

Los resultados presentados permiten inferir que los módulos policristalinos de la empresa Jinko Solar que hacían parte de las parejas 1 y 3 representan no solo una ventaja competitiva a nivel de desempeño energético, sino que además representan un ahorro monetario; en tanto que las simulaciones realizadas arrojaron que dichas parejas obtuvieron un menor número de módulos a instalar con respecto a las parejas 2 y 4, como se puede ver en la Figura 4.6. Lo anterior fue recurrente en los estados analizados.

De acuerdo con la bibliografía, la tecnología monocristalina se oferta a un precio superior con respecto a la tecnología policristalina, debido a que el proceso de fabricación de las células monocristalinas es relativamente más complejo y el desempeño de estas células es superior comparado con las células policristalinas. Sin embargo, en el presente estudio se puede observar que la tecnología policristalina obtiene mejores resultados con respecto a la tecnología monocristalina. Analizando las hojas de datos de

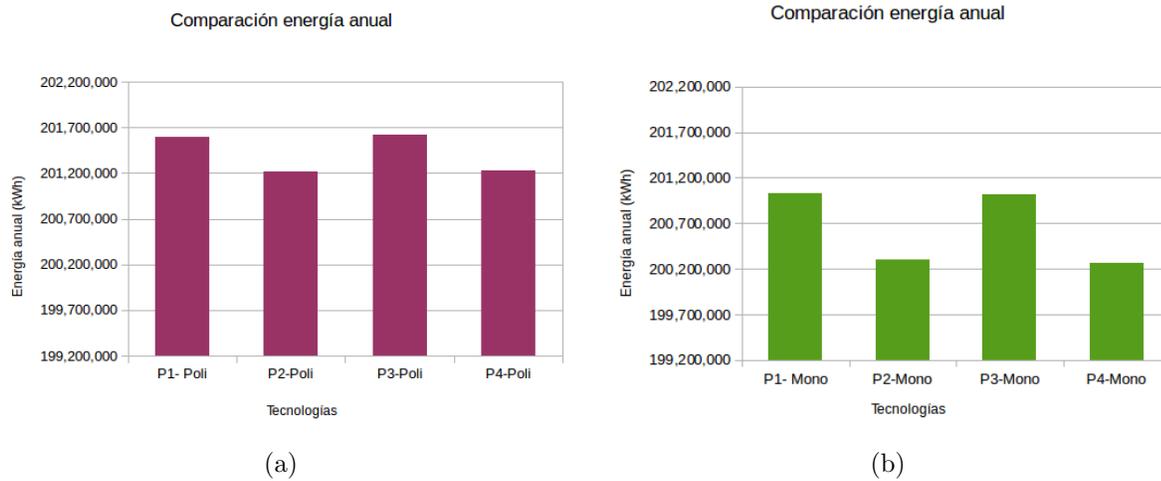


Figura 4.5: Comparación entre las tecnologías en el estado de Chihuahua. a) Tec. Policristalina b) Tec. Monocristalina.

cada una de estas tecnologías, se puede ver cómo la tecnología policristalina en ambas empresas presentan características técnicas superiores en comparación con la tecnología monocristalina. Lo anterior puede ser usado como evidencia que soporta los resultados de este experimento.

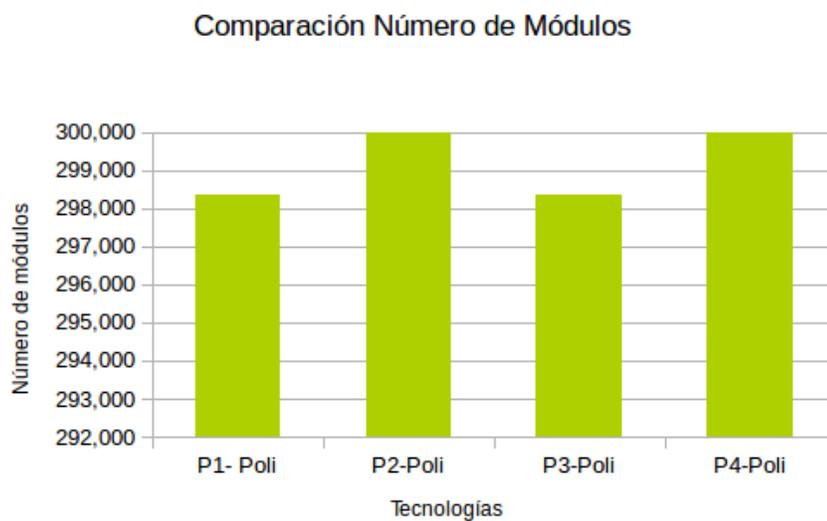


Figura 4.6: Comparación en el número de módulos policristalinos.

<b>Pareja 1</b>	
Módulo policristalino JKM335P-72	Potencia nominal 335 W
Inversor Conext Smart Gen CS200	Potencia nominal 2000 kVA

<b>Pareja 1</b>	
Módulo monocristalino JKM335M-72	Potencia nominal 335 W
Inversor Conext Smart Gen CS200	Potencia nominal 2000 kVA

<b>Pareja 2</b>	
Módulo policristalino ET-P672325WW/WB	Potencia nominal 325 W
Inversor Power Max B series 1640 TL B630	Potencia nominal 1473 kVA

<b>Pareja 2</b>	
Módulo monocristalino ET-M672335WW/WB	Potencia nominal 335 W
Inversor Power Max B series 1640 TL B630	Potencia nominal 1473 kVA

<b>Pareja 3</b>	
Módulo policristalino JKM335P-72	Potencia nominal 335 W
Inversor Power Max B series 1640 TL B630	Potencia nominal 1473 kVA

<b>Pareja 3</b>	
Módulo monocristalino JKM335M-72	Potencia nominal 335 W
Inversor Power Max B series 1640 TL B630	Potencia nominal 1473 kVA

<b>Pareja 4</b>	
Módulo policristalino ET-P672325WW/WB	Potencia nominal 325 W
Inversor Conext Smart Gen CS200	Potencia nominal 2000 kVA

<b>Pareja 4</b>	
Módulo monocristalino ET-M672335WW/WB	Potencia nominal 335 W
Inversor Conext Smart Gen CS200	Potencia nominal 2000 kVA

Tabla 4.4: Parejas de tecnologías.

### 4.2.2 Evaluación del recurso solar

Gran parte del éxito de un proyecto solar fotovoltaico corresponde al recurso solar, el vínculo entre el recurso solar y el rendimiento energético de la planta es de vital relevancia. En esta sección se evaluará el nivel de confianza de esta variable. El valor económico de una planta de energía solar depende de la disponibilidad del recurso solar. La radiación solar y otros factores como temperatura, humedad, presión atmosférica y velocidad del viento determinan el tiempo y la cantidad de energía que puede generar una instalación fotovoltaica [30]. Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario tanto para los inversionistas y para la planeación energética; evaluar el comportamiento del recurso solar y cuantificar el riesgo económico asociado a la variabilidad interanual del recurso solar. En consecuencia, se podrá proporcionar un nivel de confianza suficiente para determinar si el proyecto podrá cumplir con sus obligaciones financieras y costos operativos.

De acuerdo con [30], una manera de cuantificar el riesgo asociado a la variabilidad del recurso solar es por medio del cálculo de las probabilidades de excedencia que representan la cantidad de energía que se espera que una planta produzca. Se requieren de muchos años de radiación solar y datos meteorológicos para determinar estos valores, comúnmente denominados valores P50 o P90 por el nivel de certeza que representan. Como se indica en [30], el software SAM incluye el método P50/P90 para el análisis del recurso solar. Dentro de la metodología aplicada en SAM para el cálculo de las probabilidades de excedencia se tienen dos métodos. El primer método consiste en ajustar el conjunto de datos a una distribución de probabilidad estándar y calcular el valor P50 y P90 a partir de la Función de Distribución Acumulada (CDF, por sus siglas en inglés). Este método cobra mayor relevancia cuando los datos se distribuyen normalmente. El valor P50 es por definición el valor medio  $\mu$  y el valor P90 puede calcularse a partir de la CDF de una distribución normal. El segundo método no supone que una distribución de probabilidad se ajuste a los datos por el contrario se usa una CDF empírica para calcular los valores P50 y P90. La CDF empírica se determina clasificando los datos en orden ascendente y asignando a cada dato una fracción igual de la probabilidad total que es igual a uno. Cabe destacar que este método funciona mejor cuando los datos no se distribuyen normalmente como es el caso del recurso solar. Este último método será más confiable siempre que el conjunto de datos sea suficientemente grande. El SAM hace uso de ambos métodos para calcular los valores P50 y P90 de la producción de energía anual.

	<b>P10</b>	<b>P10-norm</b>	<b>P50</b>	<b>P50-norm</b>	<b>P90</b>	<b>P90-norm</b>
<b>Energía anual (MWh)</b>	628,047	628,287	611,868	611,640	592,813	594,994
<b>Energía anual - diferencia (%)</b>	0.04		0.04		0.37	
<b>Factor de capacidad (%)</b>	23.90	26.39	23.28	22.66	20.34	18.92
<b>Rendimiento energético (kWh/kW)</b>	2,094	2,312	2,040	1,985	1,781	1,658

Tabla 4.5: Resultados del análisis P50/P90 realizado en SAM para el estado de Aguascalientes.

	Min	Max	StdDev
<b>Energía anual (MWh)</b>	583,788	635,007	12,985
<b>Factor de capacidad (%)</b>	11.11	24.16	2.91
<b>Rendimiento energético (kWh/kW)</b>	973	2,117	255

Tabla 4.6: Parámetros de la distribución normal

Con el objetivo de ofrecer mayor confiabilidad en los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas en el software SAM, se decidió hacer uso de la herramienta de análisis P50/P90 y de esta forma evaluar el recurso solar usado en dichas simulaciones. El recurso solar se evaluó en los estados más recurrentes en las tres subastas de energía, es decir, Aguascalientes, Sonora, Chihuahua y Coahuila. Asimismo, se eligieron los proyectos que presentaban mayor capacidad instalada dentro de dichos estados. Se descargaron los archivos meteorológicos a partir del 1998 a 2014 en los estados de Sonora y Chihuahua mientras para los estados de Coahuila y Aguascalientes el período fue 1998 a 2015.

El proyecto elegido para evaluar el recurso solar en el estado de Aguascalientes es el proyecto ganador en la tercera ronda de subastas a largo plazo, con una capacidad instalada de 300 MW. En la Tabla 4.5 se presentan los valores P50 y P90 obtenidos con la CDF empírica y la CDF normal. Los parámetros de la distribución normal se muestran en la Tabla 4.6.

La diferencia entre los resultados obtenidos por ambos métodos es relativamente pequeña en tanto que se puede inferir un nivel más alto de certidumbre en los resultados. Los proyectos evaluados en el SAM contienen las mismas características técnicas y financieras, es decir, conservan características iguales tanto en el modelo de desempeño

como en el modelo financiero. De acuerdo con los resultados se observa que existe la probabilidad de excedencia del 90% de que dicho proyecto genera una energía anual superior a 592,813 MWh por año. Igualmente, se puede observar la probabilidad de excedencia del 10% de que el proyecto genere una energía superior a 628,047 MWh por año.

El análisis puede ser aprovechado para estudiar otros parámetros del proyecto, por lo tanto, los parámetros factor de capacidad y rendimiento energético fueron incluidos en este análisis. Para el factor de capacidad se obtuvo la probabilidad de excedencia del 90% para el valor de 20.34% y la probabilidad del 10% de excedencia para el valor de 23.90%. En cuanto al rendimiento energético, el valor P90 para este parámetro indica la probabilidad del 90% de exceder el valor de 1,781 kWh/kW. De igual manera, el valor P10 señala la probabilidad del 10% de exceder el valor de 2,094 kWh/kW, como se puede ver en la Figura 4.7.

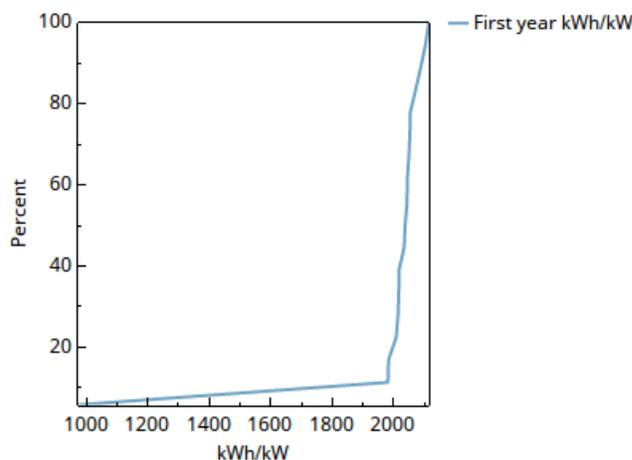


Figura 4.7: Rendimiento energético. Resultado del análisis P50/P90 en SAM.

Los resultados obtenidos en los distintos parámetros (factor de capacidad, rendimiento energético y la energía anual) son coherentes con los resultados iniciales de la simulación realizada en SAM. En la Figura 4.8 se puede observar el comportamiento de la energía generada a través del recurso solar correspondiente a diferentes años. Se observa que la variabilidad entre el uso del recurso solar de un año con respecto a otro es de  $(611,640\text{MWh} \pm 12,985\text{MWh})$ , siendo el valor de 611,640 MWh la media de los datos y 12,985 MWh la desviación estándar. En tanto que se puede concluir que dentro de este período de tiempo la variabilidad interanual no es muy significativa.

Continuando con la misma metodología se realizó la evaluación del recurso en los

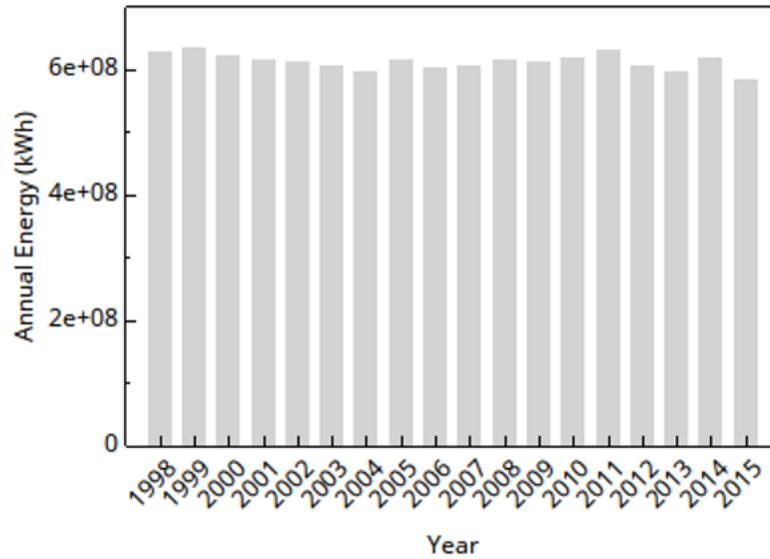


Figura 4.8: Energía generada en el período de 1998-2015 en el estado de Aguascalientes.

estados de Chihuahua, Coahuila y Sonora. Los estados de Aguascalientes y Coahuila presentan una variabilidad más notoria, sin embargo, no es muy significativa. Para Coahuila esta variabilidad es de  $(624.311MWh \pm 20,008MWh)$ , como se puede observar en la Figura 4.9. Por el contrario, los estados de Sonora y Chihuahua presentan una menor variabilidad interanual, como se puede ver en la Figura 4.10. La variabilidad en el recurso del estado de Sonora es de  $(397,048MWh \pm 8,586MWh)$ , mientras que la variabilidad del estado de Chihuahua es de  $(304,443MWh \pm 6,972MWh)$ .

Los valores P90, P50 y P10 para los estados de Chihuahua, Coahuila y Sonora se presentan en las Tablas 4.7,4.8,4.9. De forma general, se puede observar que los valores de la CDF empírica se acercan más a los resultados arrojados por las simulaciones de los proyectos realizadas en el SAM, por otra parte se pueden considerar como valores teóricos los valores de la CDF normal.

Asimismo, se puede observar que la diferencia presente entre los resultados de la CDF empírica y la CDF normal no superan el valor de 1% en la gran mayoría de los casos, lo cual indica que existe un buen nivel de confianza en los resultados del método de análisis P90/P50 del software SAM. Por otro lado, el comportamiento del recurso solar evaluado en los diferentes estados no presentó mayor variabilidad, lo cual indica que los resultados logrados a través de las simulaciones realizadas en SAM son consistentes y confiables. Por lo anterior, se infiere que no existe mayor riesgo económico asociado con la variabilidad del recurso, en tanto que dichos proyectos pueden dar cumplimiento

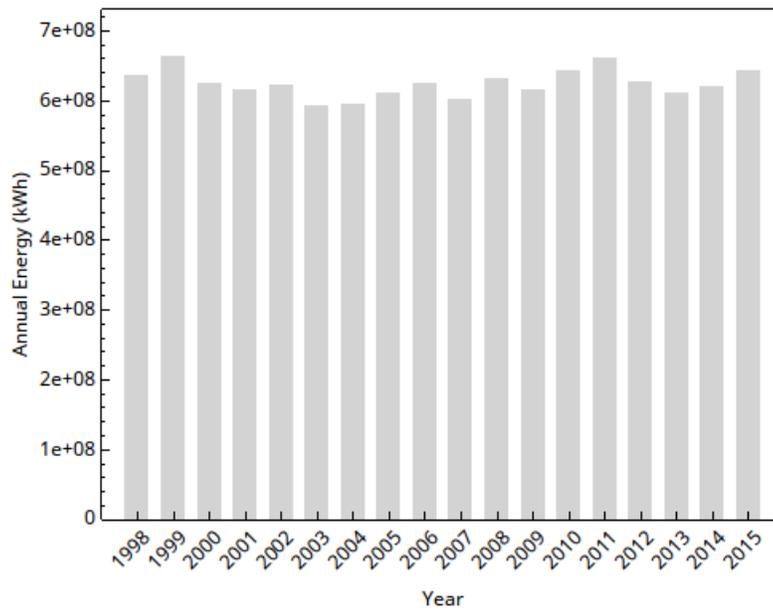


Figura 4.9: Energía generada en el período de 1998-2015 en el estado de Coahuila.

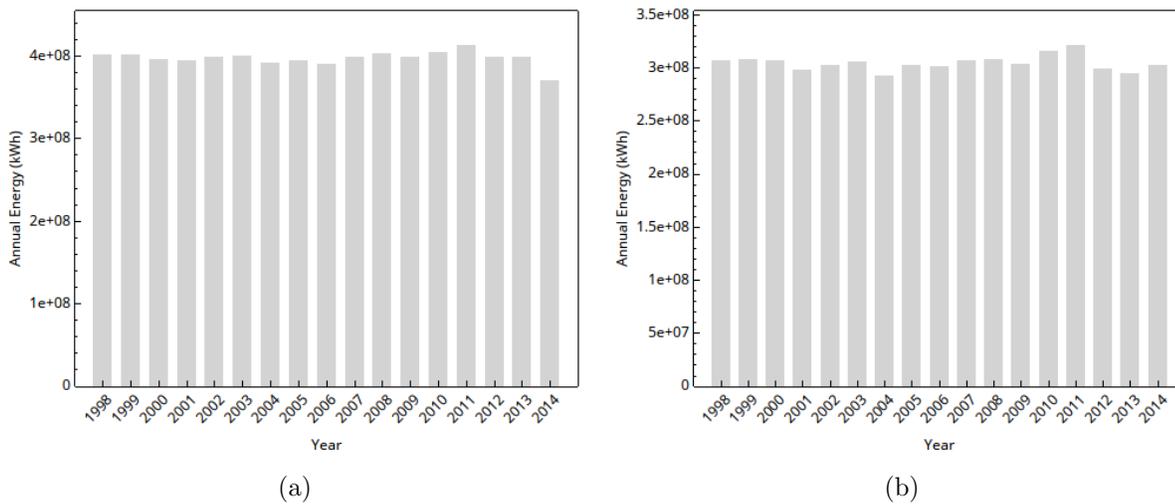


Figura 4.10: a) Energía Anual en el estado de Sonora b) Energía Anual en el estado de Chihuahua.

a sus obligaciones financieras y de desempeño energético.

	<b>P10</b>	<b>P10-norm</b>	<b>P50</b>	<b>P50-norm</b>	<b>P90</b>	<b>P90-norm</b>
<b>Energía anual (MWh)</b>	310,327	313,381	302,837	304,443	293,778	295,504
<b>Energía anual - diferencia (%)</b>	0.97		0.53		0.58	
<b>Factor de capacidad (%)</b>	23.62	23.85	23.05	23.17	22.36	22.49
<b>Rendimiento energético (kWh/kW)</b>	2,069	2,089	2,019	2,030	1,959	1,970

Tabla 4.7: Resultados del análisis P50/P90 realizado en SAM para el estado de Chihuahua.

	<b>P10</b>	<b>P10-norm</b>	<b>P50</b>	<b>P50-norm</b>	<b>P90</b>	<b>P90-norm</b>
<b>Energía anual (MWh)</b>	647,070	649,962	623,265	624,311	594,150	598,661
<b>Energía anual - diferencia (%)</b>	0.44		0.17		0.75	
<b>Factor de capacidad (%)</b>	22.38	24.26	21.45	20.98	18.63	17.10
<b>Rendimiento energético (kWh/kW)</b>	1,961	2,125	1,879	1,838	1,632	1,551

Tabla 4.8: Resultados del análisis P50/P90 realizado en SAM para el estado de Coahuila.

	<b>P10</b>	<b>P10-norm</b>	<b>P50</b>	<b>P50-norm</b>	<b>P90</b>	<b>P90-norm</b>
<b>Energía anual (MWh)</b>	402,626	408,055	398,447	397,048	384,136	386,040
<b>Energía anual - diferencia (%)</b>	1.33		0.35		0.49	
<b>Factor de capacidad (%)</b>	22.98	23.29	22.74	22.66	21.93	22.04
<b>Rendimiento energético (kWh/kW)</b>	2,103	2,040	1,992	1,985	1,921	1,930

Tabla 4.9: Resultados del análisis P50/P90 realizado en SAM para el estado de Sonora.



## Capítulo 5

# Resultados de las simulaciones en SAM

La actual participación de la energía solar fotovoltaica en el sector eléctrico de México permite dimensionar el nivel de madurez que ha logrado esta tecnología en los últimos años. Esto ha sido posible por una combinación de diferentes factores, entre ellos, la disminución en los costos de fabricación de los módulos fotovoltaicos es un hecho preponderante. Lo anterior se logró corroborar en los resultados de las tres subastas de energía, celebradas hasta la fecha, en las cuales los proyectos solares fotovoltaicos lograron una fuerte participación, en conjunto con la oferta de precios de energía bastantes competitivos con respecto a las tecnologías convencionales. Sin embargo, este proceso también obedece a la voluntad del gobierno mexicano en la adopción de políticas en favor de la participación de las energías limpias en la matriz energética de México. En tanto que la competencia entre tecnologías aún no es directa, se espera que en los próximos años las tecnologías limpias puedan competir libremente, es decir, sin ningún tipo de incentivo. La participación de las tecnologías limpias en el sector energético es fundamental para un futuro sostenible. Por consiguiente, se plantea la necesidad de evaluar el desempeño y la viabilidad de estos proyectos. Uno de los métodos más usados para evaluar de forma independiente los costos de producir energía por diferentes tecnologías es el Costo Nivelado de la Energía. De acuerdo con [31], la viabilidad económica de un proyecto de generación de energía puede ser evaluada usando varias métricas, sin embargo, el Costo Nivelado de la Energía es el más común cuando se comparan diferentes tecnologías de generación de energía. La metodología del costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) considera la energía y

los costos generados durante la vida útil de la planta para estimar un precio por unidad de energía generada [31]. Aunque esta metodología es bastante conocida, diversos autores han resaltado el hecho de que el cálculo del LCOE implica realizar diferentes suposiciones, las cuales en la mayoría de los casos no contienen el rigor requerido, por lo cual, muchos de los resultados del LCOE se encuentran sesgados además de contener una alta incertidumbre. Es de notable importancia especificar y tener claro las fuentes de procedencia de los datos que se van a utilizar en el cálculo del LCOE. Como se indica en [31, 32], el LCOE tiene una alta sensibilidad a los supuestos de entrada por lo que se recomienda realizar los respectivos análisis de sensibilidad. Debido a lo anterior, en [31] se presentó una metodología para calcular el Costo Nivelado de la Energía. El método de cálculo general para el LCOE que se presentó en [31], se expresa mediante las Ecuaciones 5.1, 5.2

$$\sum_{t=0}^T \left( \frac{LCOE_t}{(1+r)^t} E_t \right) = \sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (5.1)$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T C_t / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1+r)^t} \quad (5.2)$$

donde:

- $E_t$  es la energía producida en un año  $t$ ,
- $C_t$  es el costo neto del proyecto en un año  $t$ ,
- $r$  es la tasa de descuento en un año  $t$ ,

De acuerdo con la Ecuación 5.1, la suma del valor presente del LCOE multiplicado por la energía generada debe ser igual al valor presente de los costos netos. Reorganizando y asumiendo que el LCOE es un valor constante por año, se obtiene la Ecuación 5.2. Cabe señalar que el cálculo de la sumatoria comienza desde  $t = 0$  para incluir el costo del proyecto al comienzo del primer año. Otros métodos pueden incluir el costo inicial o el pago inicial fuera de la sumatoria, con  $t = 1$ .

Los costos netos ( $C_t$ ) incluirán salidas de efectivo como la inversión inicial ( $I_t$ ) ya sea por medio de capital o financiamiento de la deuda, además del pago de intereses si se financia la deuda y costos de operación y mantenimiento [31]. Los costos de mantenimiento, de operación y los gastos de intereses para el año  $t$  se indican como  $M_t$ ,  $O_t$  y  $F_t$  respectivamente, de manera que la Ecuación 5.2 se convierte en la Ecuación 5.3.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t)/(1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t/(1+r)^t} \quad (5.3)$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t)/(1+r)^t}{\sum_{t=0}^T S_t(1-d)^t/(1+r)^t}$$

Se debe tener en cuenta que si bien parece que la energía se descuenta, es solo un resultado aritmético de reorganizar la Ecuación 5.1. La energía generada en un año dado  $E_t$ , es la producción de energía nominal por año  $S_t$ , multiplicada por el factor de degradación  $(1-d)$  que disminuye la energía con el tiempo. Como se mencionó en [31], las suposiciones o parámetros de entrada producen un efecto en el cálculo del LCOE. La tasa de descuento, el costo promedio del sistema, el método de financiación, el tiempo de vida promedio del sistema y la tasa de degradación del sistema; son las principales suposiciones que se presentan los autores para tener en cuenta al momento del cálculo del LCOE.

Dado que el presente trabajo hace uso del software SAM para el cálculo del LCOE, se corroboró que los conceptos teóricos tuvieran relación con lo reportado en la bibliografía. Al igual que con la mayoría de los cálculos realizados en relación al LCOE, el SAM da como resultado un valor constante por año e igualmente incorpora intrínsecamente un conjunto de suposiciones. De acuerdo con [33], el LCOE en SAM depende de las siguientes suposiciones: energía generada por el sistema para cada año, costos de instalación y operación, parámetros financieros, incentivos y depreciación. La ecuación para el cálculo del LCOE en SAM está dada por:

$$\sum_{n=1}^N \frac{Q_n * LCOE}{(1+d)^n} = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n}, \quad (5.4)$$

donde:

$Q_n$  : es la energía generada en un año,

$C_n$  : es el costo anual del proyecto,

$d$ : es la tasa de descuento,

$n$ : es el número de años,

$N$ : es el período de análisis

El costo anual  $C_n$  incluye el efecto de la inflación, por lo que la tasa de descuento nominal es la forma correcta de usar en el lado derecho de la Ecuación 5.4, debido a que la tasa nominal incluye el efecto de la inflación, caso contrario de la tasa de

descuento real. La forma correcta de la tasa de descuento en el lado izquierdo de la Ecuación 5.4 depende si el LCOE es un valor real o nominal. La suma en el término del lado izquierdo de la Ecuación 5.4 comienza en  $n = 1$ , que es el primer año en que el sistema produce energía. La suma del lado derecho comienza en  $n = 0$  para incluir los costos de inversión en el cálculo. Resolviendo para el LCOE se obtiene la Ecuación 5.5.

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}} \quad (5.5)$$

En consecuencia, se puede observar que las suposiciones y la definición del LCOE en SAM son coherentes con lo reportado en la metodología del LCOE. A partir de lo anterior, en el presente capítulo se expondrán los resultados de las simulaciones realizadas en SAM para los proyectos ganadores de las subastas con capacidades iguales o superiores a 100 MW, con el propósito de conocer el costo nivelado de la energía para cada uno de los proyectos simulados. Igualmente, se busca conocer el rendimiento energético de estos proyectos.

## 5.1 Resultados de las simulaciones de los parques solares fotovoltaicos

En el capítulo 3, se describieron los parámetros de entrada necesarios para la simulación de los parques solares fotovoltaicos en el software SAM. Las simulaciones se realizaron con el objetivo de evaluar el desempeño energético y la viabilidad económica de los proyectos ganadores de las subastas de energía. En consecuencia, uno de los principales resultados que se desea analizar es el Costo Nivelado de la Energía. En la Tabla 5.1 se muestran los resultados obtenidos para la primera subasta de energía de largo plazo.

Los proyectos ganadores de la primera subasta de energía que presentaron una capacidad instalada igual o superior a 100 MW, se ubicaron en los estados de Guanajuato, Coahuila, Yucatán y Jalisco. Con el objetivo de verificar los resultados del modelo de desempeño de SAM, se realizó la comparación de la energía anual resultado de SAM con respecto a la energía anual esperada por los promotores de estos proyectos, se procedió de manera similar en lo relacionado con el factor de capacidad. Ver Tabla 5.2.

Se hallaron diferencias significativas entre lo reportado por los proyectos ganadores y

Plantas ganadoras	Ubicación /Recurso	Capacidad instalada (MW)	Número de módulos	Número de inversores	Energía anual (kWh)	Factor capacidad (%)	Rendimiento energético (kWh/kW)	PPA precio (c/kWh)	LCOE real (c/kWh)
Planta Guajiro II	Guanajuato	100	298,352	57	196,992,432	22.5	1,970	6.99	5.40
Parque solar Villanueva	Coahuila	330	984,579	187	620,997,568	21.5	1,882	7.40	5.73
Parque solar Villanueva III	Coahuila	250	745,909	141	470,184,416	21.5	1,881	7.41	5.73
Parque solar Don José	Guanajuato	207	617,613	117	407,189,600	22.5	1,967	6.98	5.40
Ticul I	Yucatán	500	1,491,818	283	840,855,808	19.2	1,682	8.15	6.30
Las Viborillas	Jalisco	100	298,352	57	192,839,808	22.0	1,928	7.14	5.52

Tabla 5.1: Resultados de las simulaciones en SAM. Primera subasta de energía

los resultados del SAM. La diferencia promedio para la energía anual fue de  $(28 \pm 0.09)\%$ . Para el factor de planta de las centrales de referencias se observó un valor promedio de 29.40% mientras el factor de planta promedio del SAM fue de 21.53%. Con respecto al factor de planta de las centrales de referencia, se realizó el cálculo de éste por medio de la energía anual y la capacidad instalada que ofertaron estos proyectos. Los resultados obtenidos permiten observar que los valores de la subasta son superiores con respecto a los valores de factor planta obtenidos con el SAM. (Ver Tabla 5.2). Lo anterior, permite inferir que probablemente las diferencias halladas en el modelo de desempeño energético provienen del recurso solar usado en el presente trabajo ya que es uno de los parámetros que pueden presentar mayor efecto sobre los modelos. Como parte de los resultados del modelo financiero, se obtuvo un LCOE real en promedio de 56.80 USD/MWh para la primera subasta de energía.

Los resultados de las simulaciones realizadas para los proyectos ganadores de la segunda subasta de largo plazo se presentan en la Tabla 5.3. Como se puede observar dichos proyectos se ubicaron en los estados de Chihuahua, Sonora, Aguascalientes, Coahuila y San Luis Potosí.

En este caso, al igual que se hizo con la primera subasta, se simularon los proyectos con capacidades superiores o iguales a 100 MW. Se halló una diferencia promedio de  $(26 \pm 0.06)\%$  entre la energía anual reportada por los proyectos ganadores y los resultados del SAM. Asimismo, se encontró que el factor de planta promedio resultado del SAM es de 22.9% mientras el promedio del factor de planta para los proyectos de referencia es de 31.7%. (Ver Tabla 5.4). El LCOE real promedio de los resultados del SAM es de 53.58 USD/MWh para la segunda subasta de energía de largo plazo.

Por último, los resultados de las simulaciones realizadas para la tercera subasta de energía se destacan debido a que se halló tanto para la energía anual como para el factor

<b>Guanajuato</b>	Planta Guajiro II	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	269,155	196,992	26.81 %	22.50	30.73
<b>Coahuila</b>	Parque Solar Villanueva	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	972,915	620,998	36.17 %	21.50	33.66
<b>Coahuila</b>	Parque Solar Villanueva 3	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	737,998	470,184	36.29 %	21.50	33.70
<b>Guanajuato</b>	Planta solar Don José	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	539,034	407,190	24.46 %	22.50	29.73
<b>Yucatán</b>	Ticul 1	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	740,135	840,856	13.61 %	19.20	16.90
<b>Jalisco</b>	Las Viborillas	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	277,490	192,840	30.51	22.00	31.68

a)

b)

Tabla 5.2: a) Comparación de la energía anual de los proyectos ganadores de la primera subasta de energía y los resultados de SAM. b) Comparación entre el factor de planta resultado de SAM y el factor de planta calculado para los proyectos ganadores de la primera subasta de energía.

Plantas ganadoras	Ubicación /Recurso	Capacidad instalada (MW)	Número de módulos	Número de inversores	Energía anual (kWh)	Factor capacidad (%)	Rendimiento energético (kWh/kW)	PPA precio (c/kWh)	LCOE real (c/kWh)
Planta Santa María	Chihuahua	149	444,541	84	300,382,240	23.0	2,016	6.82	5.27
Planta Orejana	Sonora	125	372,940	71	249,489,040	22.8	1,996	6.89	5.33
Planta AT Solar I	Sonora	180	537,051	102	359,161,184	22.8	1,995	6.88	5.32
Planta Alten 6	Aguascalientes	140	417,687	79	287,648,448	23.5	2,055	6.80	5.26
Planta Trompezón	Aguascalientes	126	375,927	71	258,809,376	23.4	2,054	6.80	5.26
Planta Tepezala II	Aguascalientes	100	298,352	57	205,892,240	23.5	2,059	6.79	5.25
Planta Torreón HQ1CO	Coahuila	101	301,339	57	189,965,328	21.5	1,881	7.44	5.75
Planta Potosí Solar	San Luis Potosí	300	895,085	170	587,382,912	22.4	1,958	7.00	5.42

Tabla 5.3: Resultados de las simulaciones en SAM. Segunda subasta de energía.

de capacidad diferencias menores. En tanto que, la diferencia promedio para la energía anual fue de  $(12 \pm 0.10)\%$ . El promedio para el factor de capacidad resultado del SAM es de 22.9%, el promedio del factor de capacidad calculado para los proyectos ganadores es de 26.2%. Los resultados de las simulaciones para los proyectos ganadores de la tercera subasta de energía se enseñan en la Tabla 5.5. Los resultados anteriores permiten inferir que los parámetros de entrada usados en el modelo de desempeño en el SAM se encuentran cercanos a los reportes expuestos por los promotores de estos proyectos y por tanto probablemente la diferencia radica en el recurso solar. (Ver Tabla 5.6). El LCOE real promedio para la tercera subasta de energía es de 53.25 USD/MWh.

Por otra parte, uno de los principales resultados de SAM son las pérdidas del sistema. En el capítulo anterior se resaltó la importancia de minimizar el efecto de las pérdidas principalmente porque las pérdidas en la energía generada se traducen en pérdidas económicas, por esta razón, el objetivo es que sean casi nulas. Dado que las simulaciones presentan características similares en el modelo de desempeño, las pérdidas de las plantas solares halladas por el SAM evidencian un comportamiento general en todos los proyectos evaluados.

En las Figuras 5.1, 5.2 y 5.3, se observa que las pérdidas eléctricas relacionadas con la corriente continua (CC), tanto para el módulo como el inversor, no superan el 1% en factores como: pérdida por cableado de CC (*DC wiring loss*), pérdida de ajuste de rendimiento de CC (*DC performance adjustment loss*), pérdidas de CC en diodos y conexiones (*DC diodes and connections loss*), entre otras. Sin embargo, el factor

<b>Chihuahua</b>	Planta Santa María	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	393,611	300,382	23.69 %	23.0	30.2
<b>Sonora</b>	Planta Orejana	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	353,466	249,489	29.42 %	22.8	32.3
<b>Sonora</b>	Planta AT Solar I	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	478,261	359,161	24.90 %	22.8	30.3
<b>Aguascalientes</b>	Planta Alten 6	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	348,467	287,648	17.45 %	23.5	28.4
<b>Aguascalientes</b>	Planta Trompezon	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	342,630	258,809	24.46 %	23.4	31.0
<b>Aguascalientes</b>	Planta Tepezala II	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	342,630	205,892	39.91 %	23.5	39.1
<b>Coahuila</b>	Planta Torreón HQ1CO	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	252,445	189,965	24.75 %	21.5	28.5
<b>San Luis Potosí</b>	Planta Potosí Solar	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	779,162	587,383	24.61 %	22.4	29.6

a)

b)

Tabla 5.4: a) Comparación entre la energía anual de los proyectos ganadores de la segunda subasta de energía y los resultados de SAM. b) Comparación del factor de planta de SAM y el factor de planta calculado para los proyectos ganadores de la segunda subasta de energía.

Plantas ganadoras	Ubicación /Recurso	Capacidad instalada (MW)	Número de módulos	Número de inversores	Energía anual (kWh)	Factor capacidad (%)	Rendimiento energético (kWh/kW)	PPA precio (c/kWh)	LCOE real (c/kWh)
Planta Pachamama	Aguas-calientes	300	895,085	170	616,962,880	23.5	2,057	6.78	5.24
Planta solar Bacabachi I	Sonora	200	596	113	398,893,088	22.8	1,995	6.88	5.32
Villa Ahumada	Chihuahua	150	447,528	85	302,700,352	23.0	2,018	6.81	5.27
Calpulalpan	Tlaxcala	200	596,704	113	388,011,936	22.1	1,940	7.08	5.47

Tabla 5.5: Resultados de las simulaciones en SAM. Tercera subasta de energía.

<b>Aguascalientes</b>	Planta Pachamama	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	616,692	616,693	0.04 %	23.5	23.5

<b>Sonora</b>	Planta solar Bacabachi I	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	435,354	398,893	8.38 %	22.8	24.8

<b>Chihuahua</b>	Villa Ahumada	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	379,603	302,700	20.26 %	23.0	28.9

<b>Tlaxcala</b>	Calpulalpan	Resultado SAM	Diferencia	Factor de planta - SAM	Factor de planta central
Energía Anual (MWh)	486,313	388,012	20.21 %	22.1	27.8

a) b)

Tabla 5.6: a) comparación entre la energía anual de los proyectos ganadores de la tercera subasta de energía y los resultados de SAM. b) comparación del factor de planta de SAM y el factor de planta calculado para los proyectos ganadores de la tercera subasta de energía.

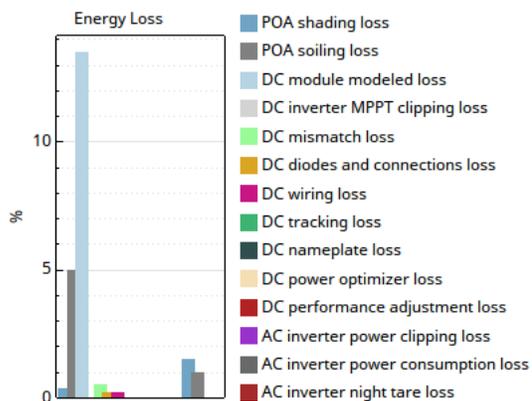


Figura 5.1: Resultado de SAM para las pérdidas del proyecto Ticul 1 ubicado en Yucatán. Primera subasta de energía

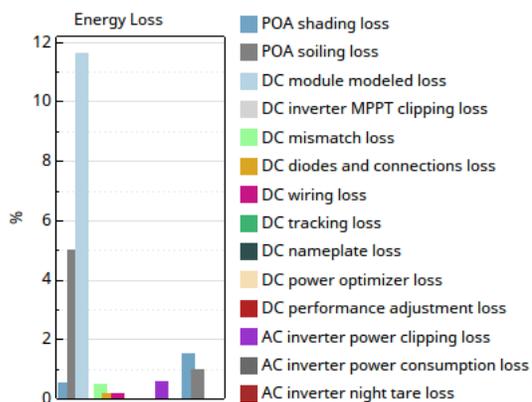


Figura 5.2: Resultado de SAM para las pérdidas del proyecto AT Solar I ubicado en Sonora. Segunda subasta de energía.

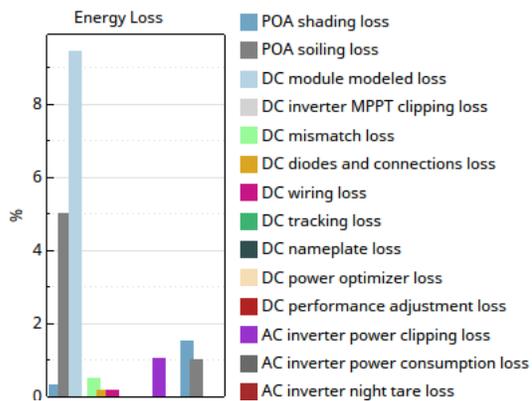


Figura 5.3: Resultado de SAM para las pérdidas del proyecto Pachama ubicado en Aguascalientes. Tercera subasta de energía

“pérdida modelada de corriente directa del módulo” (*DC module modeled loss*), es la principal pérdida en todas las simulaciones. Este tipo de pérdida incluye cualquier pérdida asociada con el módulo en el modelo de rendimiento fotovoltaico, por ejemplo, incluye el impacto de la temperatura en la celda fotovoltaica [34]. En la primera subasta se obtuvo en promedio 11% para el factor de pérdida modelada de CC del módulo, en la segunda y tercera subastas se obtuvo en promedio 10% para este mismo factor.

Las pérdidas debidas a la Irradiancia Incidente en la Matriz Fotovoltaica (Plane of Array irradiance, POA), se refieren a la energía solar que llega a la parte superior de la cubierta de los módulos; estas pérdidas se ven afectadas por el sombreado (*Shading*) y el ensuciamiento (*Soiling*), por lo tanto se denominan “*POA shading loss* y *POA soiling loss*”. De acuerdo con los resultados, se observa que las pérdidas POA por sombreado (*POA shading loss*) alcanzan un valor máximo de 0.55% en los proyectos evaluados, lo cual indica que los sistemas no presentan pérdidas significativas debido a este factor. Cabe destacar que en el Capítulo 3 se definieron las pérdidas debidas al sombreado por módulos vecinos, como las principales pérdidas debidas al efecto del sombreado en el sistema. Sin embargo, el sombreado por los módulos vecinos presenta un efecto único en la salida de corriente continua de cada matriz fotovoltaica, mas no en la irradiancia incidente POA, debido a que el efecto de sombreado por módulos vecinos sobre la irradiancia no es lineal [34].

Las pérdidas debidas al ensuciamiento en la irradiancia incidente (*POA soiling loss*) son constantes en todas las evaluaciones realizadas, con un valor del 5%. Este factor es el segundo más significativo (superior al 1%) dentro del conjunto de factores que abarcan las pérdidas totales del sistema, este valor es definido dentro de las entradas en SAM. En la presente investigación este factor no fue modificado, por tanto se trabajó con el valor por defecto en SAM.

La gran mayoría de factores que están relacionados a las pérdidas por corriente alterna (CA) son inferiores al 1%. El factor “pérdida de eficiencia del inversor en CA (*AC inverter efficiency loss*)” es el más representativo (mayor a 1%) con un valor promedio de 1.5% para los proyectos evaluados, seguido por el factor “pérdida en el cableado de CA (*AC wiring loss*)” con un valor constante para todos los proyectos simulados de 1%. En el Apéndice C, se encuentra la traducción de cada uno de los términos incluidos en las Figuras de pérdidas.

Dentro de las Tablas 5.1, 5.3 y 5.5, se presentaron los resultados obtenidos de SAM para la energía generada en cada uno de los proyectos simulados. Sin embargo, en éstas sólo se enseña el valor de la energía para el primer año. A continuación, se presenta el

comportamiento de la electricidad generada de forma mensual y anual. Las Figuras 5.4, 5.5 y 5.6 enseñan la energía generada de forma mensual y anual para los proyectos de las subastas de energía. De forma aleatoria se eligió un proyecto por cada subasta. En el Apéndice B, se incluyen los resultados para la energía mensual y anual de cada proyecto evaluado en SAM. El comportamiento que describe la producción mensual de energía está dada, en gran medida, por la irradiación presente en la ubicación de la planta solar fotovoltaica. El valor máximo de producción guarda relación con la capacidad instalada de la planta. El comportamiento de la producción de energía anual se evaluó dentro de un período de tiempo de 25 años dado que es el tiempo estimado de vida útil para las plantas de energía solar fotovoltaica. La pendiente negativa que se observa en cada una de las gráficas de la producción anual corresponde al efecto del factor de degradación. Este factor se aplica a la producción anual total (kWh) del sistema y en el caso del presente trabajo corresponde al factor de degradación que el fabricante de los módulos reporta en su hoja de datos (0.5%/año). De acuerdo con estos resultados se encuentra que las plantas solares simuladas presentan un comportamiento estable y acorde al recurso solar de cada una de las ubicaciones y por tanto estarían en capacidad de contribuir con los requisitos de demanda energética.

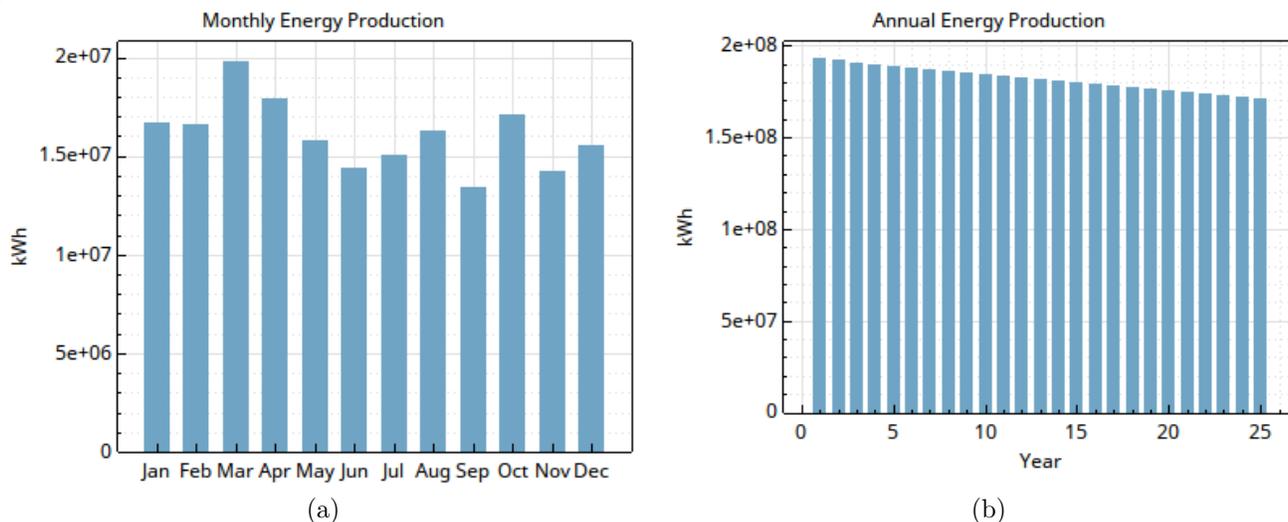


Figura 5.4: Producción mensual y anual de la energía generada por el proyecto Las Viborrillas ubicado en Jalisco. Primera subasta de energía.

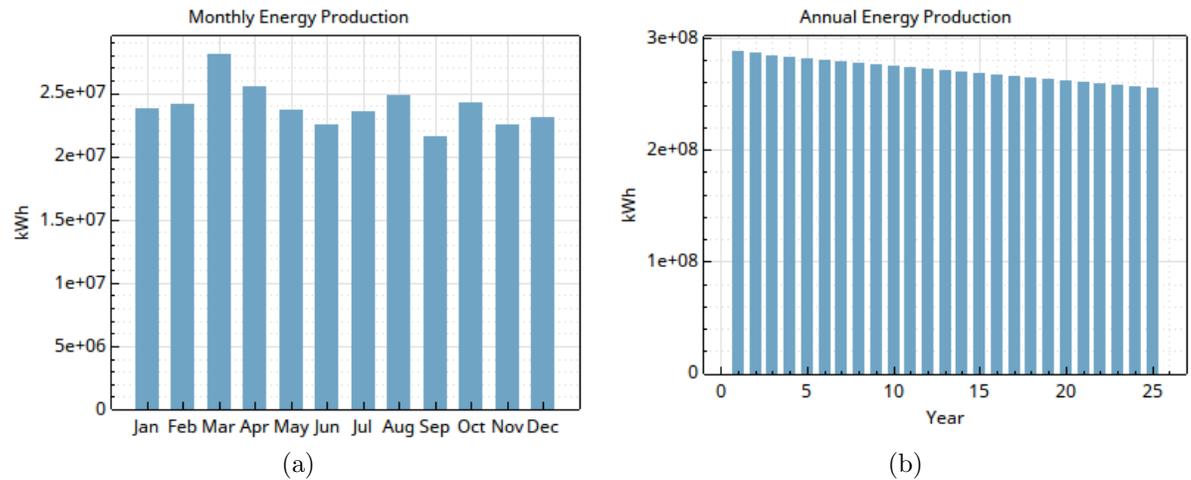


Figura 5.5: Producción mensual y anual de la energía generada por el proyecto Altén 6 ubicado en Aguascalientes. Segunda subasta de energía de largo plazo.

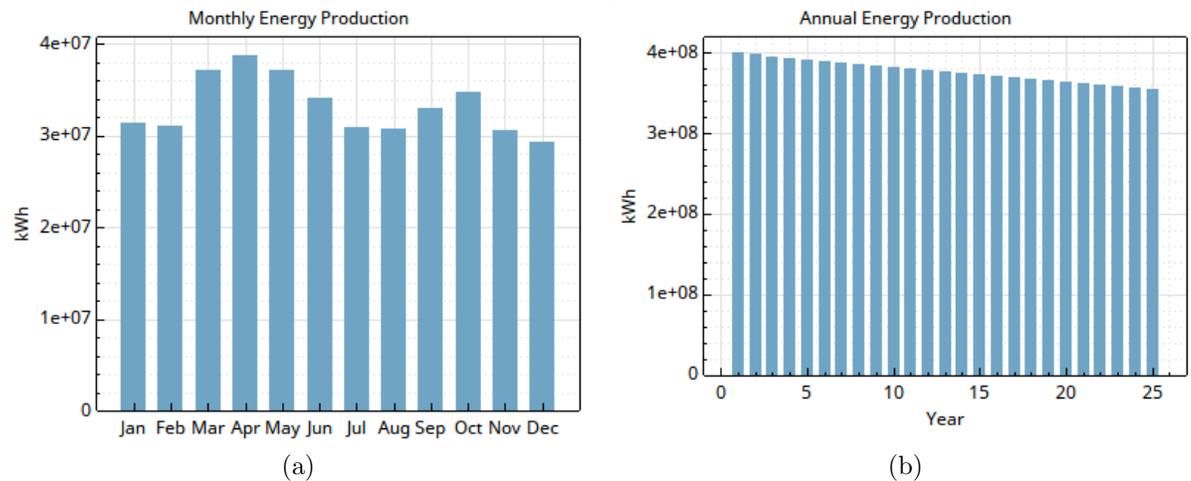


Figura 5.6: Producción mensual y anual de la energía generada por el proyecto Bacabachi I ubicado en Sonora. Tercera subasta de energía.

## 5.2 Análisis del Costo nivelado de la energía, LCOE

De acuerdo con los resultados presentados en las Tablas 5.1, 5.3 y 5.5, se observa que el LCOE promedio descendió a partir de la primera subasta. En la primera subasta de energía se obtuvo un LCOE promedio de 56.80 USD/ MWh, para la segunda subasta se obtuvo un LCOE promedio de 53.58 USD/ MWh y para la tercera subasta de energía se obtuvo un LCOE promedio de 53.25 USD/ MWh. Estos resultados guardan coherencia

con el descenso reportado en los precios ofertados por los proyectos participantes de las subastas [19, 24, 35].

Otra de las características que se observó, fue la relación entre el LCOE y el desempeño energético. En la primera subasta se destacó el proyecto Ticul 1 ubicado en Yucatán, el LCOE correspondiente fue de 6.30 c/kWh, el más alto, mientras el factor de capacidad fue de 19.2%, el más bajo. En la segunda subasta el proyecto Torreón HQ1CO ubicado en el estado de Coahuila presentó el LCOE más alto con 5.75 c/kWh y un factor de capacidad de 21.5%, el más bajo. Finalmente, para la tercera subasta se presentó el proyecto Calpulalpan ubicado en Tlaxcala, el cual obtuvo un LCOE de 5.47 c/kWh mientras el factor de capacidad fue de 22.1% el más bajo para la tercera subasta. Lo anterior, corresponde a los valores atípicos para el LCOE hallados dentro de la evaluación de las plantas solares. En consecuencia, se evidencia la sensibilidad del LCOE a los parámetros seleccionados en el modelo de desempeño energético; un buen rendimiento energético influirá en la disminución del LCOE, siendo éste uno de los principales objetivos en el diseño del sistema.

Dado que no se tiene información sobre el LCOE de los proyectos ganadores de las subastas de energía, se realizó una comparación con los datos referentes al LCOE publicado en *Lazard* [36]. *Lazard* es una firma que produce anualmente un informe del Costo Nivelado de la Energía para diferentes tecnologías en los Estados Unidos [36]. Se eligió hacer uso de la información proveniente de este informe dado que es uno de los documentos más reconocidos por proporcionar información verídica [31]. Adicionalmente, existen algunas coincidencias en los supuestos de entrada que se enuncian en el documento (*Lazard*) y los supuestos de entrada en el presente trabajo.

A continuación, se presentan las Figuras 5.7, 5.8 y 5.9, en las cuales se enseñan los resultados del LCOE para los proyectos simulados en SAM para la primera, segunda y tercera subastas de energía de largo plazo y el LCOE presentado en *Lazard* para sistemas solares fotovoltaicos con inclinación fija y que hacen uso de la módulos cristalinos.

Se observa que el LCOE de los proyectos de la segunda y tercera subastas son más cercanos al valor reportado en *Lazard* (53 \$/MWh). En contraste, el LCOE de los proyectos de la primera subasta se encuentran más alejados del LCOE de *Lazard*. En consecuencia, se destaca que el LCOE de la mayoría de los proyectos simulados se hallan cercanos del valor reportado en *Lazard* para la tecnología solar fotovoltaica, lo cual es un indicador de que los supuestos de entrada se encuentran dentro de los valores normales usados en la industria solar. De acuerdo con [37], el promedio global para el LCOE en los proyectos solares fotovoltaicos a escala de

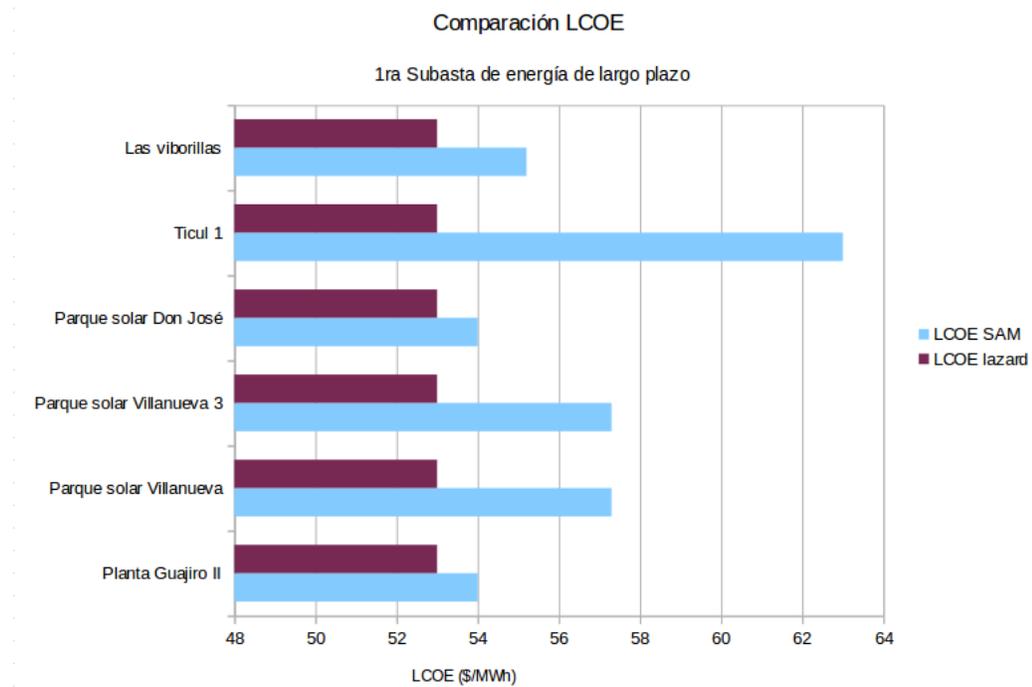


Figura 5.7: LCOE resultado de las simulaciones realizadas para los proyectos ganadores de la primera subasta comparado con el LCOE reportado en Lazard.

servicios públicos ha descendido un 73% entre 2010 y 2017 a 0.10 \$/kWh. Las recientes subastas alrededor del mundo confirman que las reducciones en los costos continuarán hasta 2020 aproximadamente [37]. Dentro de los países que se destacaron por los bajos precios subastados para solar fotovoltaica se encontraron México, Chile y Arabia Saudí, entre otros. El comportamiento a la baja del LCOE en los últimos años a nivel mundial obedece a un conjunto de factores que han hecho posible que la energía solar fotovoltaica pueda competir libremente (sin incentivos) con plantas de generación a base de combustibles fósiles. Estos factores hacen referencia a un marco regulatorio e institucional favorable, regímenes fiscales favorables, bajos costos de desarrollo en los proyectos y excelentes recursos. Adicionalmente, como se menciona en [37], la caída en los costos de electricidad de los proyectos fotovoltaicos a escala de servicios públicos ha sido impulsada fuertemente por la disminución del 81% en el costo de los módulos fotovoltaicos, en conjunto con las reducciones en los costos del sistema. Lo anterior guarda coherencia con los procesos evidenciados en el sector de las energías renovables en México, tanto las medidas regulatorias establecidas, la participación de desarrolladores con una notable experiencia internacional y la calidad del recurso solar, permitió la

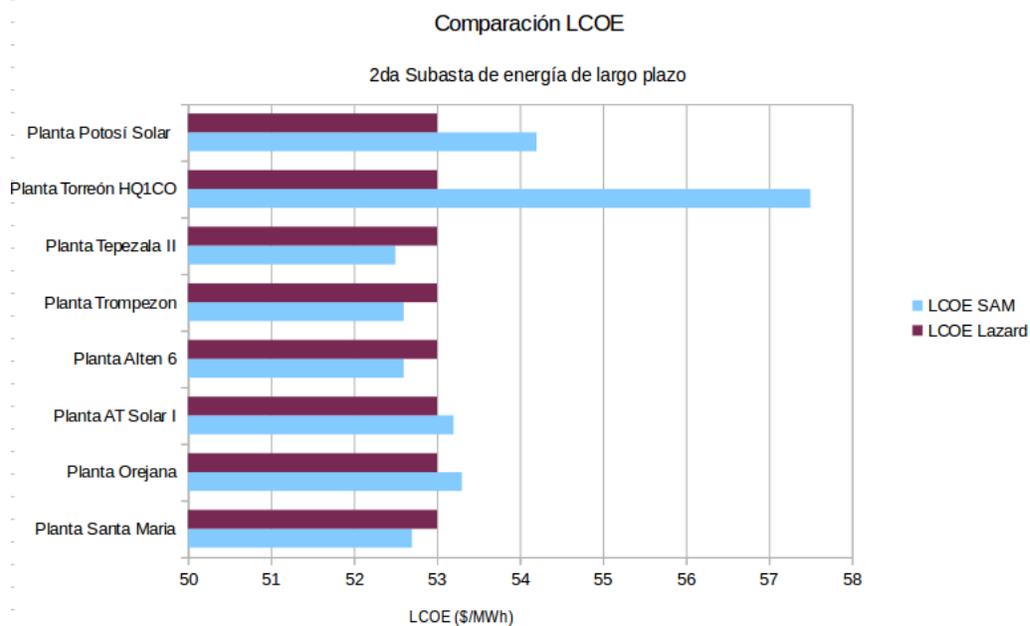


Figura 5.8: LCOE resultado de las simulaciones realizadas para los proyectos ganadores de la segunda subasta comparado con el LCOE reportado en Lazard.

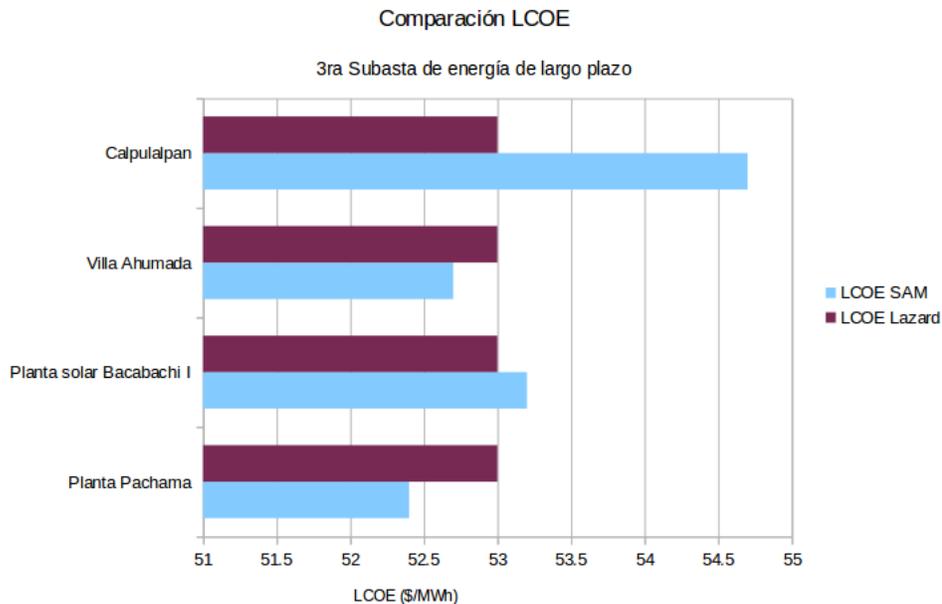


Figura 5.9: LCOE resultado de las simulaciones realizadas para los proyectos ganadores de la tercera subasta comparado con el LCOE reportado en Lazard.

oferta de precios competitivos en las subastas celebradas. De esta forma, se evidencia que el proceso por el cual transita la introducción de la tecnología solar fotovoltaica a escala de servicios públicos en México es coherente con la situación mundial de la energía solar fotovoltaica. Cabe destacar que los proyectos evaluados en el presente trabajo no consideran el efecto de los incentivos (Certificados de Energías Limpias), siendo una de las razones por las cuales se considera que probablemente los resultados obtenidos para el LCOE sean superiores al LCOE de los proyectos ganadores de las subastas, lo cual, permitiría entrever que México se encuentra entre los países más rentables para la inversión en este tipo de tecnología a escala de servicios públicos dado los costos y el recurso solar existente dentro de la República Mexicana.

### 5.3 Análisis de sensibilidad

De acuerdo con [38], si los valores de entrada se conocieran de forma no ambigua entonces los valores de salida podrían determinarse y presentarse como resultados únicos del análisis. Sin embargo, existe incertidumbre con respecto al valor apropiado que debe usarse para dichas variables de entrada en la mayoría de los análisis. En particular, se supone que los valores de salida deberían ser correctos si se utiliza el valor apropiado para los parámetros de entrada. Desafortunadamente, es imposible especificar inequívocamente el valor apropiado de las variables de entrada, por el contrario, hay muchos valores posibles para un parámetro de entrada con diferentes niveles de plausibilidad. El análisis de sensibilidad busca caracterizar dicha incertidumbre mediante una distribución que a su vez permite establecer un grado de confiabilidad con respecto a, dónde se ubica el valor de la entrada apropiada para usar en el estudio. El análisis de sensibilidad implica una exploración de valores posibles que permiten determinar los efectos de los parámetros de entrada en los resultados del modelo.

Teniendo que cuenta que el Costo Nivelado de la Energía presenta una gran sensibilidad a los supuestos de entrada, especialmente cuando se extrapolan varios años, y además se considera que el LCOE es una medida estática que analiza un momento específico para calcular el precio por energía generada, mientras que los precios reales de los mercados son dinámicos [31]. Se consideró realizar un análisis de sensibilidad con el propósito de tener una representación de la distribución de las variables de entrada de modo que no exista una confianza absoluta en un solo conjunto de suposiciones. De

esta manera, lograr conjuntar mayores características de las plantas solares fotovoltaicas en el mercado eléctrico mexicano. Asimismo, se debe tener en cuenta que dada la insuficiente información referente a los proyectos de las subastas se debió recurrir a datos de referencia a nivel mundial, por lo cual, se desea analizar la incertidumbre de dichas variables.

Dado que el SAM proporciona herramientas de análisis avanzado como las opciones de análisis paramétrico y estocástico, se decidió hacer uso de éstas. El análisis paramétrico consiste en asignar más de un valor a una variable o más variables de entrada, sin seguir una distribución específica, para explorar la dependencia de un resultado con respecto a las entradas. Por otra parte, el análisis estocástico permite examinar la relación en el valor de una o más variables de entrada en una métrica de salida. En este último caso, para cada entrada, el usuario deberá elegir una distribución de probabilidad y SAM genera una muestra de valores del parámetro a estudiar utilizando el método de Muestreo de Hipercubo Latino (LHS, por sus siglas en inglés) [39].

El análisis de sensibilidad se enfocó en los parámetros de entrada que requiere el modelo financiero en SAM, debido a que estos parámetros generan una mayor incertidumbre. Dentro de los parámetros de entrada estudiados se encuentra la Tasa de Descuento debido a que es uno de los supuestos de entrada más referenciados al momento de indicar las variables que producen mayor incertidumbre y variabilidad en el cálculo del LCOE [31, 32, 40]. La Tasa Interna de Retorno (*TIR*) fue incluida en este análisis, dado que fue el modo de solución que se eligió en el modelo financiero, sin embargo, el valor para dicha tasa se halló de forma heurística. Finalmente, se incluyó la variable Porcentaje de la deuda (*Debt percent*), dado que es una de las principales características del modelo financiero empleado en el presente trabajo.

Los principales supuestos de entrada en el modelo de rendimiento fueron estudiados en el Capítulo 3, sin embargo, se decidió analizar la variable *DC to AC ratio*, dado que es un parámetro que presenta una relación directa con el LCOE y con la producción de energía.

### 5.3.1 Resultados del análisis de sensibilidad

Mediante el análisis estocástico se evaluó la correlación entre las variables de entrada y las variables de salida. En este análisis se hizo uso de la distribución normal, por la cual se obtuvo el coeficiente de correlación  $R^2$  y el coeficiente  $\beta$ . El coeficiente de correlación

$R^2$  indica la intensidad de la relación entre dos variables. Este coeficiente de correlación se encuentra entre 0 y 1. Si el coeficiente es 1 entonces significa que la relación entre las dos variables es fuerte, mientras que si el coeficiente toma valores cercanos o iguales a 0, significa que la relación entre ambas variables es débil, casi nula. En el caso del coeficiente  $\beta$ , indica el grado de cambio en la variable de salida, por cada cambio en 1 unidad de la variable de entrada. El coeficiente  $\beta$  será significativo cuando sea diferente de cero. Si el coeficiente  $\beta$  no es estadísticamente significativo indica que la variable no predice significativamente el resultado. Este coeficiente puede ser positivo o negativo, por lo tanto, si el coeficiente  $\beta$  es positivo, la interpretación es, por cada aumento de 1 unidad en la variable de entrada, la variable de salida aumentará según el valor del coeficiente  $\beta$ , se tiene la misma interpretación si el coeficiente es negativo [38].

Inicialmente se evaluó la correlación entre la Tasa de Descuento y el LCOE. En este estudio se obtuvo un valor de 1 para los coeficientes  $R^2$  y  $\beta$ , indicando la existencia de una relación casi lineal entre ambas variables, a su vez, se logró constatar que la variable de entrada explica la variable de salida. El análisis paramétrico permitió gráficamente observar la relación entre ambas variables. Como se puede apreciar en la Figura 5.10.

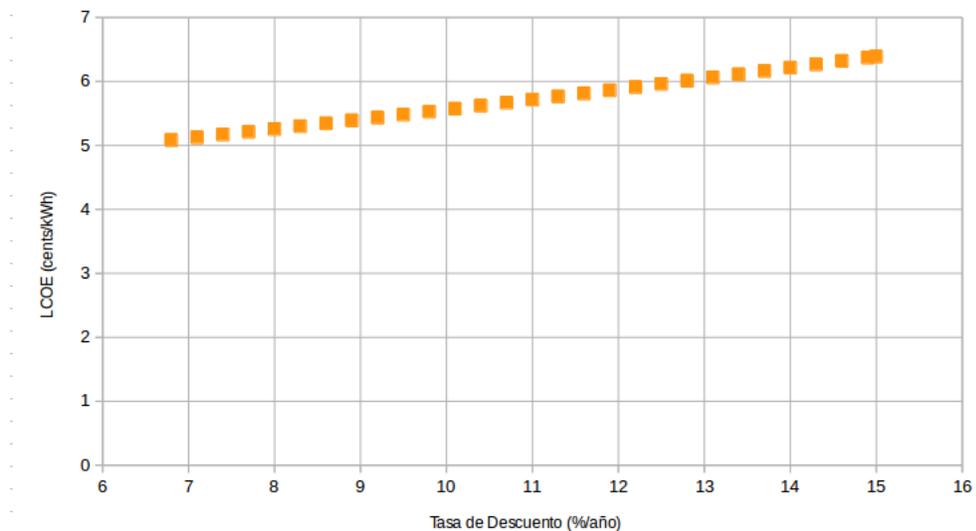


Figura 5.10: Resultado del análisis paramétrico entre la Tasa de Descuento y el LCOE. Planta Alten 6. Aguascalientes. Subasta 2.

La tasa de descuento representa la rentabilidad esperada por los inversionistas, por esta razón, esta tasa presenta mayor variabilidad e incertidumbre, dado que depende de la ubicación del proyecto, de la percepción de riesgo de los inversionistas, de la

economía del país y de las políticas en favor de estos proyectos, entre otros factores. Por ejemplo, el sector privado de forma general favorece la elección de tasas relativamente más competitivas, en tanto que puedan maximizar los beneficios económicos en un corto plazo. En el caso de proyectos que presentan un beneficio social, la tasa de descuento tiene un propósito adicional al económico, por esta razón, dicha tasa puede llegar a ser hasta del 2% en lugares como Ontario, Canadá [31].

En la evaluación de las plantas solares fotovoltaicas en SAM, la tasa de descuento usada en dichas simulaciones fue de 8 %/año. Debido a que la procedencia del capital en los proyectos evaluados en SAM es de tipo privado, es importante que los inversionistas puedan ver reflejado rápidamente los beneficios de su inversión, sin embargo, la correlación entre la tasa de descuento y el LCOE es una correlación positiva, de tal manera que al aumentar la tasa de descuento aumenta el LCOE. Por esta razón se considera aceptable el rango de 7 a 10 %/año para la tasa de descuento, principalmente porque a partir del valor del 10 %/año, el LCOE es cercano o superior a 60 \$/MWh. Dada la competencia presentada en las subastas se requiere obtener un bajo LCOE. Igualmente, el gobierno mexicano ha desarrollado incentivos para la producción de energía limpia, por lo que se considera que los inversionistas en la actualidad tienen un panorama que incentiva la inversión en tecnologías limpias, en tanto que perciben la rentabilidad esperada sin necesidad de hacer uso de tasas tan altas.

El comportamiento de la tasa de descuento con respecto al LCOE fue generalizado en los proyectos evaluados en SAM. Se considera que los factores que tienen incidencia en la tasa de descuento no presentan mayor variabilidad en el presente trabajo, cabe recordar, que los parámetros de entrada en los proyectos evaluados mayoritariamente son idénticos.

La Tasa Interna de Retorno objetivo (*IRR target*, por sus siglas en inglés) se estudió debido a que no se tenía previo conocimiento de los valores que debían ser tomados en cuenta para este tipo de proyectos. Conforme con los análisis estocástico y paramétrico, la TIR presenta una relación casi lineal positiva con el LCOE. Los coeficientes  $R^2$  y  $\beta$  dieron como resultado el valor de 1. La Figura 5.11 permite observar el comportamiento de la TIR respecto al LCOE. Se observa que al aumentar la TIR aumenta el LCOE, lo cual indica que convendría usar una TIR baja de manera que el LCOE también disminuyera, sin embargo, se observó que cuando se disponía de valores inferiores al 10% para la TIR, el Valor Presente Neto del inversionista se convierte en negativo. Lo anterior, se hizo evidente al incluir al análisis la variable denominada *Tax investor after-tax NPV*, dicha variable permite conocer el VPN del inversionista después de impuestos.

Como se puede ver en la Figura 5.12. Los parámetros mencionados anteriormente también presentan un comportamiento generalizado en los proyectos evaluados en SAM.

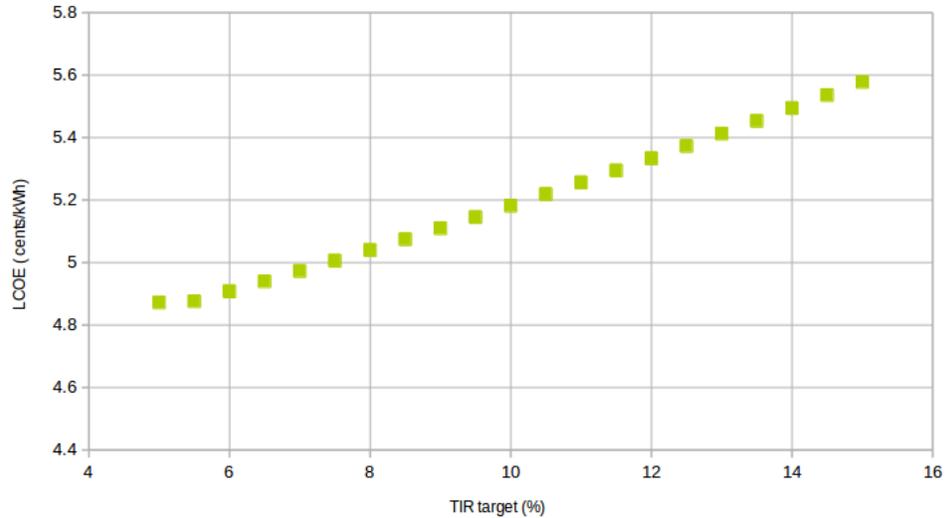


Figura 5.11: Resultado del análisis paramétrico entre la TIR y el LCOE. Planta Alten 6. Aguascalientes. Subasta 2.

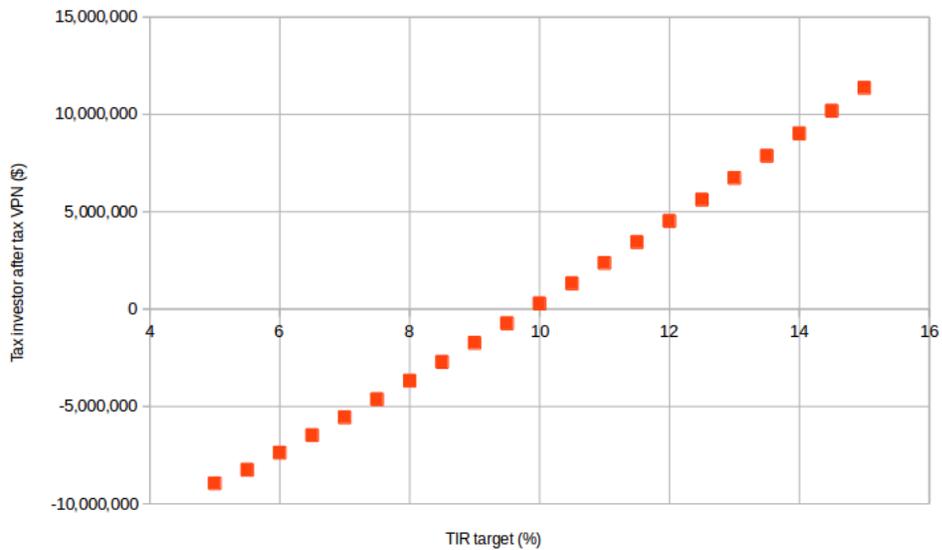


Figura 5.12: Resultado del análisis paramétrico entre la TIR target y la Tax investor after tax VPN. Planta Alten 6. Aguascalientes. Subasta 2.

El último parámetro evaluado referente a los supuestos de entrada para el modelo financiero en SAM fue el Porcentaje de Deuda (*Debt percent*). Con el estudio de esta

variable se deseaba corroborar el efecto positivo de adquirir financiamiento con respecto al LCOE. De acuerdo con el análisis estocástico, se obtuvieron valores de 1 y -1 para los coeficientes  $R^2$  y  $\beta$  respectivamente, lo anterior indica una relación casi lineal negativa entre las variables. Es decir que, a un mayor porcentaje de deuda, el LCOE disminuye. El comportamiento de esta variable con respecto al LCOE es una de las razones por las cuales, la gran mayoría de proyectos catalogados como de infraestructura hacen uso del financiamiento, además de que existe la oportunidad de adquirir incentivos fiscales por la adquisición de deuda. (Ver Figura 5.13). Las variables analizadas hasta este punto mostraron ser linealmente independientes entre ellas.

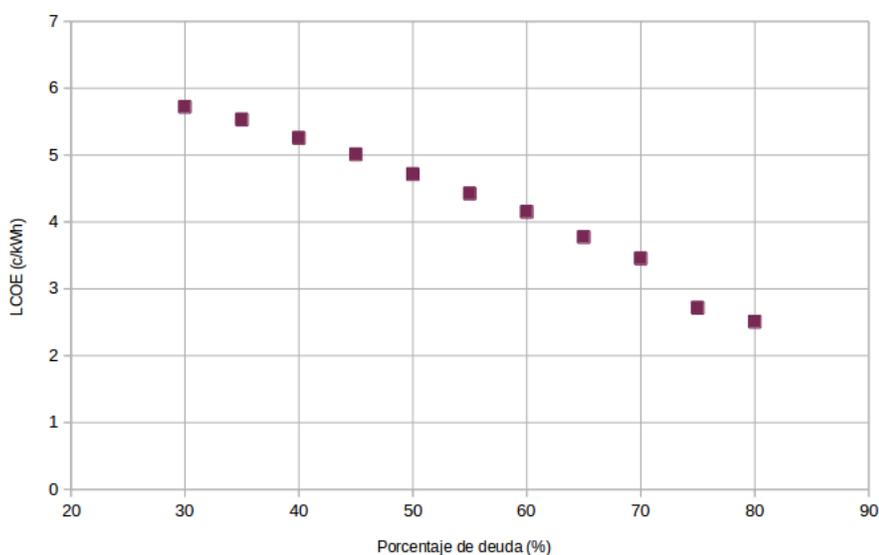


Figura 5.13: Resultado del análisis paramétrico entre el Porcentaje de deuda y el LCOE. Planta Alten 6. Aguascalientes. Subasta 2.

Finalmente, se evaluó la variable *DC to AC ratio*. Esta variable permite establecer la relación entre la potencia del conjunto o arreglo fotovoltaico con la capacidad del inversor. Lo anterior indica que entre mayor energía entregue el conjunto de módulos será mayor la capacidad que se requiera por parte del inversor, lo cual implica que la eficiencia de conversión de energía estará dada en gran parte por el tipo de tecnología que se use tanto en los módulos fotovoltaicos como en los inversores. Gracias a esta relación, se puede evidenciar la labor que lleva a cabo el inversor dentro del sistema fotovoltaico, por ejemplo, en el caso de que el conjunto fotovoltaico supere la capacidad en CC del inversor, el inversor limita la salida de potencia del conjunto al aumentar la tensión de funcionamiento de CC, lo que hace que el punto operativo del conjunto disminuya

la curva corriente-voltaje [39]. El valor óptimo para *DC to AC ratio* dependerá de la ubicación del sistema y del tipo de tecnologías que se incorporen al diseño del sistema. A partir de los análisis estocástico y paramétrico se encontró que esta variable presenta una relación casi lineal con el LCOE y con la energía anual. Los coeficientes  $R^2$  y  $\beta$  con respecto al LCOE fueron de 0.975 y 0.9871, respectivamente. El análisis con respecto a la energía anual presentó el valor de 0.972 para el coeficiente de correlación  $R^2$ , mientras que para el coeficiente  $\beta$  se obtuvo un valor -0.9856. Como se puede ver en las Figuras 5.14 y 5.15. De acuerdo con el análisis paramétrico y estocástico no es un buen indicador utilizar valores superiores a 1.5 porque como se observa el LCOE aumenta pero la producción de energía disminuye.

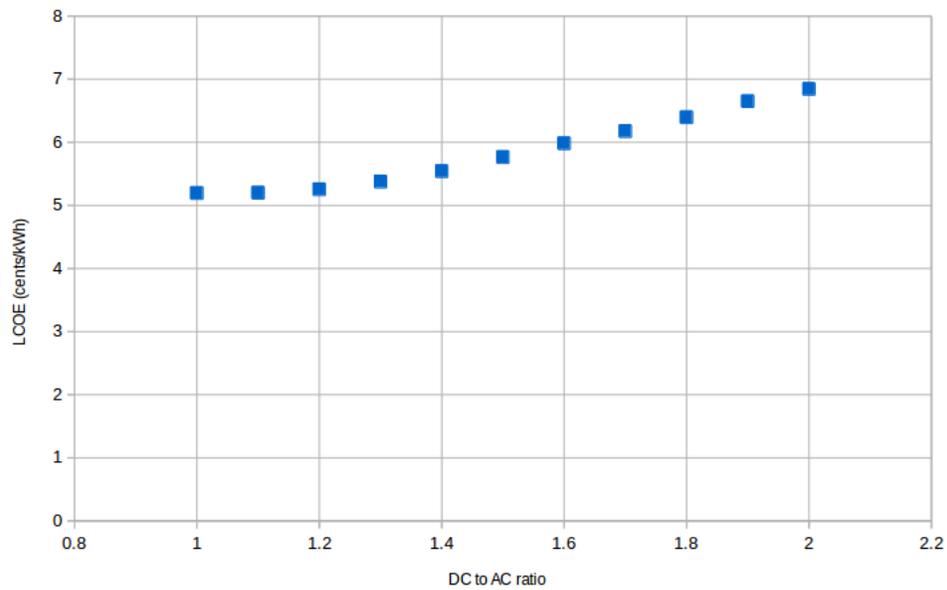


Figura 5.14: Resultado del análisis paramétrico entre DC to AC ratio y el LCOE. Planta Alten 6. Aguascalientes. Subasta 2.

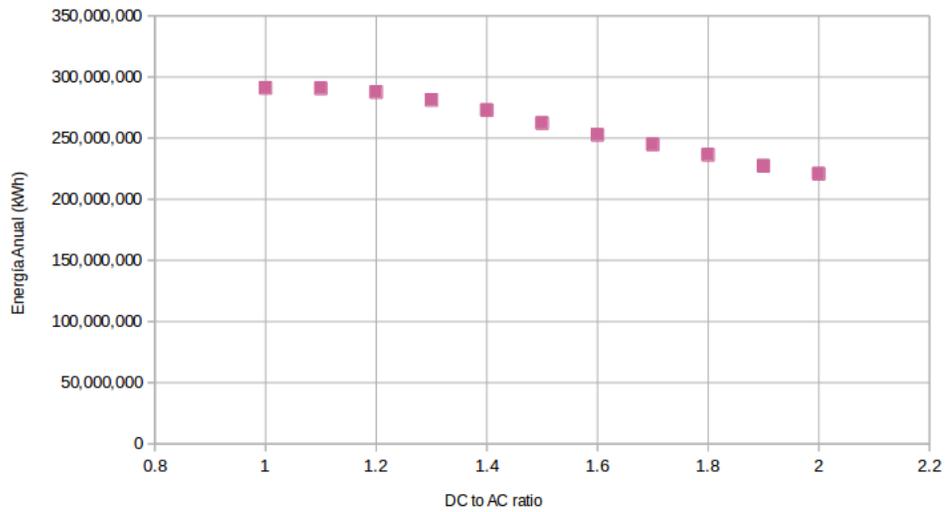


Figura 5.15: Resultado del análisis paramétrico entre DC to AC ratio y la energía anual. Planta Alten 6. Aguascalientes. Subasta 2.

# Capítulo 6

## Conclusiones

Uno de los principales obstáculos para la implementación de las tecnologías limpias a gran escala es la necesidad de una gran inversión inicial en conjunto con el ambiente económico y político del país donde se establezca el proyecto. El recurso solar es uno de los parámetros más importantes para la viabilidad de un proyecto solar, sin embargo, es aún más importante que las empresas o consorcios involucrados en el proyecto perciban un ambiente estable y confiable para realizar sus inversiones. En este sentido, la Reforma Energética agrupó los elementos necesarios para que el desarrollo e implementación de tecnologías limpias a gran escala tuvieran lugar en la matriz energética de México. La apertura del sector eléctrico permitió la llegada de grandes empresas reconocidas por su experiencia en el sector de las energías renovables, muchas de estas empresas participaron en las subastas de energía de largo plazo, compitiendo por contratos para la generación de energía por períodos de 15 a 20 años. Mediante la competencia generada a través de las subastas se buscó propiciar la oferta de precios considerablemente bajos que finalmente beneficiarán al usuario final. Los resultados de las subastas celebradas hasta el momento enseñan este comportamiento, se ofertaron precios bastantes competitivos y con una tendencia a la baja. Gran parte de los contratos otorgados fueron proyectos solares fotovoltaicos.

La identificación de las principales características de los proyectos solares fotovoltaicos a gran escala buscaba obtener la mayor información relacionada con los proyectos ganadores de las subastas con el propósito de realizar una evaluación a nivel de desempeño energético, así como también revisar la viabilidad financiera de las plantas solares fotovoltaicas. De esta forma, conjuntar características claves que sirvieran como base para la planeación energética en México en el mediano y largo plazos. A través del

Costo Nivelado de la Energía, se buscó conocer el costo de producir energía mediante las plantas solares fotovoltaicas tomando en cuenta el recurso solar y los parámetros técnicos-económicos de la planta. El presente trabajo consideró estudiar los proyectos ganadores de las subastas que presentaron capacidades iguales o superiores a 100 MW.

El software *System Advisor Model* permitió caracterizar y evaluar las plantas solares fotovoltaicas bajo una estructura financiera que se ajustó a la realidad de los proyectos ofertados en las subastas de energía. Lo anterior permitió establecer no sólo la pertinencia del uso del software en el presente trabajo sino que además, se corroboró que es una de las herramientas más competentes y completas en la actualidad para el análisis de sistemas basados en tecnologías limpias.

Se analizaron los parámetros de entrada más importantes en el modelo de desempeño energético con el propósito de incorporar elementos con mayor fiabilidad en la evaluación de los proyectos. Dentro de la selección del módulo e inversor se consideró que las características como el recurso solar, diseño del sistema y las pérdidas del sistema fueran estándar, además se procuró que la potencia nominal de los módulos e inversores fuera la misma. El referente principal para la selección del módulo e inversor fue el rendimiento energético generado por estos elementos.

De acuerdo con los resultados obtenidos, la tecnología policristalina presentó un desempeño sobresaliente con respecto a los módulos monocristalinos, sin embargo, se destaca que la diferencia en el rendimiento entre ambas tecnologías no fue significativo. El uso de los módulos policristalinos significó una disminución en el número de módulos necesarios para satisfacer la capacidad requerida por las plantas, adicionalmente la tecnología policristalina presentó un costo menor que la tecnología monocristalina. Los resultados en este estudio no pretenden generar controversia con respecto a la eficiencia de los módulos monocristalinos, probablemente si se hubiera ocupado la potencia máxima nominal de estos módulos, el rendimiento de estos hubiera sido superior a los módulos policristalinos. Sin embargo, los resultados obtenidos avalan el desempeño y la implementación de la tecnología policristalina y del inversor de tipo central en proyectos a gran escala.

Mediante el análisis P50/P90 se evaluó el comportamiento histórico del recurso solar en los estados donde se ubican la mayor parte de los proyectos de las subastas de energía. El período de estudio fue de 1998 a 2014 en los estados de Sonora y Chihuahua mientras para los estados de Coahuila y Aguascalientes el período fue de 1998 a 2015. El análisis evidenció que el comportamiento del recurso solar no presenta una variabilidad significativa a lo largo del período analizado. De acuerdo con los

resultados, la probabilidad de excedencia del 90% sugiere que los proyectos estarían en condiciones de producir la energía esperada, por lo tanto, los proyectos podrían cumplir con las obligaciones financieras adquiridas y con las obligaciones de la demanda energética, si el recurso solar continua con la tendencia presentada. En la mayoría de los estudios se supone que la cantidad de radiación solar incidente en la superficie de la tierra es constante a lo largo de los años, lo cual permite inferir que los proyectos no presentan mayor riesgo referente a la variabilidad del recurso solar.

Los resultados del modelo de desempeño para los proyectos evaluados se hallaron por debajo de los valores expuestos por los promotores de los proyectos ganadores de las subastas. La energía anual, factor de capacidad y el rendimiento energético presentaron diferencias significativas con respecto a los proyectos de referencia en la mayoría de los proyectos evaluados. Sin embargo, los resultados de las simulaciones realizadas para los proyectos de la tercera subasta se aproximaron a las proyecciones de las plantas de referencia. En este caso, se destaca que el factor de planta que se calculó para las plantas de referencia fue cercano a los valores entregados por el SAM, lo cual permite inferir que los parámetros definidos dentro del modelo de desempeño en el SAM son cercanos a los supuestos de los proyectos reales. El rango de 23.5% a 19.2% que se obtuvo para el factor de planta en los proyectos simulados en SAM es coherente con el factor de planta que generalmente producen este tipo de parques solares. En tanto que esto permite inferir que el recurso solar estimado por los promotores de los proyectos de las subastas puede estar sobre estimado. Lo anterior permite asumir que el uso de los perfiles solares disponibles en SAM fueron pertinentes para la evaluación de los parques solares.

La simulación de la producción mensual y anual de la energía generada por los proyectos se considera casi ideal debido a que, dentro del diseño de las plantas, se procuró que las pérdidas fueran cercanas a cero, por este motivo, los resultados de las pérdidas estimadas por el SAM en los proyectos evaluados en su gran mayoría no superaron el 1%. El parámetro de pérdidas hace referencia a la pérdida en la irradiancia incidente en la matriz fotovoltaica y a las pérdidas eléctricas. La principal pérdida que se reportó fue “pérdida modelada de corriente directa del módulo”, sin embargo, no se evidenció un efecto significativo de esta variable en la producción de energía. En consecuencia, los resultados obtenidos en la estimación de la producción de la energía son coherentes con los períodos de mayor y menor insolación en México. La generación de energía durante el período de 25 años sólo presenta una disminución debida al factor de degradación de los módulos, lo cual es completamente normal. Por

consiguiente, si bien los resultados del modelo de desempeño en SAM no se aproximaron a las proyecciones de las centrales de referencia, los resultados obtenidos sustentan la viabilidad de los proyectos ofertados en las subastas. El comportamiento de la energía aunado al bajo riesgo que se halló en la variabilidad del recurso solar y los valores del rendimiento energético en cada uno de los proyectos evaluados permiten sugerir que, el desempeño de los parques solares pueden contribuir de manera satisfactoria a la demanda energética de México.

Las características de los proyectos solares a gran escala son únicas y se requiere un análisis que cuente con mayor particularidad. En el caso del presente trabajo, la imposibilidad de conocer las características propias de cada proyecto llevó a que se generalizara una gran parte de los parámetros de entrada en el modelo de rendimiento y en el modelo financiero. Sin embargo, se observó que estas características no son tan diferentes cuando los proyectos se ubican en el mismo país, pues se tienen los mismos incentivos y políticas, asimismo se encontró que los niveles del recurso solar no divergen mucho de un estado a otro, lo cual se vio reflejado en los resultados del modelo de desempeño y en el valor LCOE. De acuerdo con la bibliografía, el LCOE es muy sensible a los diferentes parámetros de entrada. Los resultados que se obtuvieron para el LCOE evidenciaron una mayor sensibilidad al recurso solar. Dentro de los resultados para el LCOE en las tres subastas de energía, se encontró que los valores atípicos para el LCOE correspondían a las ubicaciones donde el recurso solar produjo un menor desempeño. En el caso de la primera subasta, la planta solar ubicada en Yucatán hizo que el promedio del LCOE fuera el más alto con respecto a las demás subastas, dado que el perfil solar para el estado de Yucatán es el que generó el menor rendimiento de todos los proyectos evaluados. Debido a lo anterior se presentó el descenso del LCOE promedio a partir de la primera subasta coincidiendo con el descenso de los precios ofertados en las subastas.

Al realizar la comparación con el LCOE reportado por *Lazard*, se observó que las características que fueron tomadas en este estudio tienen proximidad a las características reales presentes en la industria de la energía solar. Probablemente, los costos manejados en este estudio no corresponden con los costos verdaderos de los proyectos de las subastas y por tanto el LCOE de los proyectos evaluados sea superior al LCOE de los proyectos ganadores. Sin embargo, dado que en el presente trabajo no se consideró el efecto de los incentivos (CELS) se sugiere que la implementación de la tecnología solar a gran escala en México es viable aún sin incentivos.

Por otra parte, el análisis de sensibilidad se realizó con el objetivo de identificar los

valores más apropiados a usar dentro del modelo financiero, sin embargo, el alcance del proyecto estaba concentrado en la obtención del LCOE, por esta razón se considera necesario realizar el análisis financiero de forma más extensa, dado que el software cuenta con todas las herramientas para llevarlo a cabo. Asimismo, se sugiere que la evaluación financiera sea actualizada debido a que algunos parámetros de entrada presentan constante variabilidad.

La experiencia y bancabilidad de las empresas ofertantes en el mercado eléctrico mexicano sumado al desempeño de los parques solares permiten sugerir que los proyectos solares fotovoltaicas en México cuentan con los suficientes elementos y características para respaldar los riesgos financieros adquiridos por los inversionistas, y por tanto contribuir con la planeación energética. Se sugiere que un futuro próximo esta tecnología puede desarrollarse sin la necesidad de incentivos. Aunque, la inclusión de las tecnologías limpias en la matriz energética de México se debe en gran medida a los incentivos políticos, fiscales y económicos que se han desarrollado a nivel mundial. Países como China, contribuyeron directamente en la disminución de los costos de los módulos fotovoltaicos gracias a las subvenciones que realizaron en la fabricación de éstos.

## Trabajo futuro

Una vez analizados los resultados, se sugiere como etapa complementaria a la evaluación de los parques solares, un estudio que permita conocer si el costo de generar electricidad por medio de la tecnología solar es comparable con los precios locales de la electricidad, lo anterior se conoce como paridad de la red (*Grid parity*). De acuerdo con la bibliografía, el punto de inflexión para la adopción de la energía solar fotovoltaica se da cuando la tecnología alcanza la paridad de red.

Por otra parte, se conoce que una de las principales desventajas de la energía solar es la intermitencia en la entrega de energía. En el caso de los parques solares, los picos de producción generalmente no corresponden con las horas críticas de la demanda de energía. En la actualidad, se disponen de baterías capaces de almacenar grandes cantidades de energía, por esta razón, se sugiere complementar la evaluación de los parques solares, estudiando el efecto que tendría la adición de un sistema de almacenamiento en el Costo Nivelado de la Energía. De tal manera que, la producción de energía excedente (si es el caso) logrará cargar las baterías que sirven de respaldo en

momentos requeridos.

Finalmente, el incremento en la capacidad instalada de la tecnología solar a gran escala se debe en gran parte a la disposición de los gobiernos por adoptar políticas que contribuyan a disminuir las emisiones contaminantes, al tiempo que se busca contribuir con soluciones a la problemática del cambio climático. Sin embargo, estos esfuerzos no han sido suficientes, se espera que los efectos del cambio climático sean más fuertes y reiterativos. Dado que la planeación energética contempla la operación de las plantas por períodos de largo plazo (25 años o más), se sugiere analizar, si los niveles de radiación solar en México se podrían ver afectados por la variabilidad de los patrones climáticos, además del aumento de la contaminación.

# Apéndice A

## Hojas técnicas del módulo e inversor

A continuación, se presentan las características técnicas del módulo fotovoltaico (JKM335PP-72-D) empleado en las simulaciones realizadas en el software *System Advisor Model*. Como se puede observar, el módulo corresponde a la empresa Jinko Solar. La hoja de datos fue descargada de la página web de esta empresa [41]. Del mismo modo, se enseña las características técnicas del inversor central *Power Max B series TL B630* el cual pertenece a la empresa Ingeteam S.A. La hoja técnica fue accedida a través de su página web [42].

www.jinkosolar.com



## Eagle Dual 72

# 310-335 Vatios

MÓDULO POLICRISTALINO

Tolerancia positiva 0~+3%

Fábrica con certificación ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001  
Producto con certificación IEC61215, IEC61730



(4BB)





### Principales características

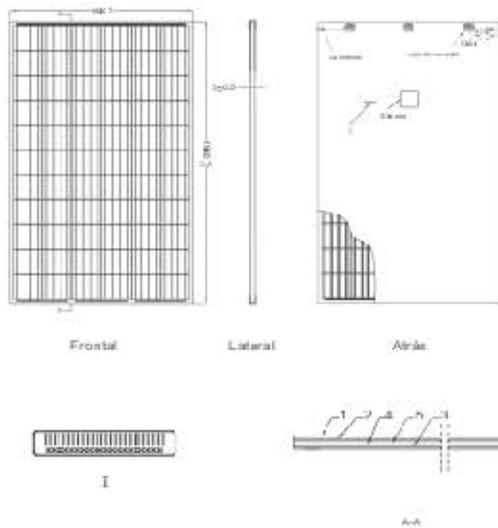
- 
**Garantía Anti-Degradación Potencial Inducida (PID):**  
 Células anti-PID y tecnología de encapsulación  
 Módulo sin marco hace innecesaria la conexión a tierra
- 
**Mayor rendimiento por más tiempo:**  
 Degradación anual de potencia 0,5%  
 Garantía de potencia lineal de 30 años
- 
**Reduciendo el coste del BOS:**  
 Diseñado para tensiones del sistema de hasta 1500VDC
- 
**Resistencia en condiciones ambientales extremas:**  
 Alta resistencia a la brisa marina y al amoníaco, certificado por TÜV NORD
- 
**Reducción de los requerimientos de mantenimiento preventivo:**  
 Un impacto reducido de la arena y la nieve requiere un menor mantenimiento y mejora el comportamiento en caso de fuego
- 
**Diseño estéticamente agradable:**  
 El encapsulante en color blanco incrementa la eficiencia del módulo hasta el 17,16% (72-poly potencia máxima 335W); el encapsulante transparente incrementa la transmisión de la luz
- 
**Resistencia en condiciones climáticas adversas:**  
 Certificado para soportar rachas de viento (2.400 Pascal) y cargas de nieve (5.400 Pascal)

### GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

10 Años de garantía de producción 30 Años de garantía de potencia lineal  
 Degradación anual del 0,5% durante 30 años

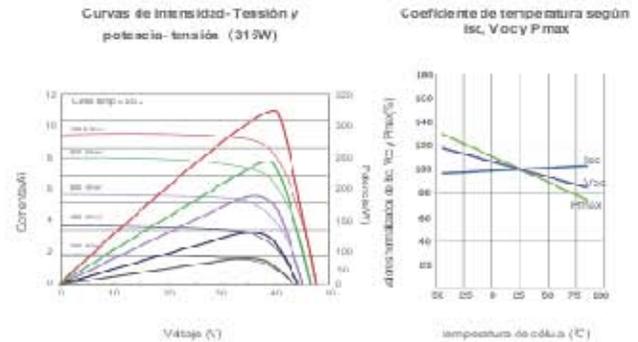


### Dibujos técnicos



**Embalaje**  
 (Dos cajas - un pallet)  
 30 pzs./caja, 60 pzs./caja, 600 pzs./40' HIQ contenedores

### Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura



### Características mecánicas

Tipo de célula	Policristalina	156x156mm (6 pulgadas)
Nº de células	72 (6x12)	
Dimensiones	1956x992x6mm(77.48x39.05x0.24 in.) (2.5mm Glass)	
Peso	20.5kg(63 lbs, 2.5mm Glass)	
Vidrio delantero	2.5 mm. Alta permeabilidad, balastro antirreflejante, vidrio semi-templado.	
Vidrio trasero	2.5mm, vidrio semi-templado	
Caja de conexión	Clase IP67	
Cables de salida	T1 IV 1x40mm <sup>2</sup> Positivo, 250mm, negativo - 150mm o personalizada	

## ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM310PP 72 DV		JKM315PP 72 DV		JKM320PP-72-DV		JKM325PP-72-DV		JKM330PP-72-DV		JKM335PP-72-DV	
	STC	NOCT										
Potencia nominal (Pmáx)	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp
Tensión en el punto Pmáx-V <sub>MPP</sub> (V)	37.0V	33.9V	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V
Corriente en el punto Pmáx-I <sub>MPP</sub> (A)	8.38A	6.81A	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A	8.82A	7.02A
Tensión en circuito abierto-V <sub>OC</sub> (V)	45.9V	42.7V	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.2V	47.2V	44.4V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.96A	7.28A	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A	9.1A	7.34A	9.14A	7.38A	9.19A	7.43A
Eficiencia del módulo (%)	15.88%		16.14%		16.38%		16.65%		16.90%		17.16%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C											
Tensión máxima del sistema	1500VDC (IEC)											
VALORES máximos recomendados de los fusibles	15A											
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%											
Coeficiente de temperatura de P <sub>MAX</sub>	-0.40%/°C											
Coeficiente de temperatura de V <sub>OC</sub>	-0.30%/°C											
Coeficiente de temperatura de ISC	0.06%/°C											
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2°C											

- \* STC: Radiación 1000 W/m<sup>2</sup> Célula módulo 25°C AM=1.5
- NOCT: Rad acción 800 W/m<sup>2</sup> Ambiente módulo 20°C AM=1.5 Velocidad del viento 1m/s
- TOLERANCIA de medición de potencia: ± 3%

**INGECON****SUN**PowerMax B Series  
1,500 V<sub>dc</sub>**TRANSFORMERLESS  
CENTRAL  
INVERTERS  
WITH A SINGLE  
POWER BLOCK****1170TL B450 / 1400TL B540 / 1500TL B578 /  
1560TL B600 / 1600TL B615 / 1640TL B630****Maximum power density**

These PV central inverters feature more power per cubic foot. Thanks to the use of high-quality components, this inverter series performs at the highest possible level.

**Latest generation electronics**

The B Series inverters integrate an innovative control unit that runs faster and performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor. Furthermore, the hardware of the control unit allows some more accurate measurements and very reliable protections.

These inverters feature a low voltage ride-through capability and also a lower power consumption thanks to a more efficient power supply electronic board.

**Integrated DC and AC connections**

The input and output connections are integrated into the same cabinet, facilitating connection, maintenance and repair work.

**Maximum protection**

These three phase inverters are equipped with a motorized DC switch to decouple the PV generator from the inverter. Moreover, they are also supplied with a motorized AC circuit breaker. Optionally, they can be supplied with DC fuses, smart grounding kit and input current monitoring.

**Maximum efficiency values**

Through the use of innovative electronic conversion topologies, efficiency values of up to 98.9% can be achieved. Thanks to a sophisticated control algorithm, this equipment can guarantee maximum efficiency depending on the PV power available.

**Enhanced functionality**

This new INGECON® SUN PowerMax range features a revamped, improved enclosure which, together with its innovative air cooling system, makes it possible to increase the ambient operating temperature to deliver its rated power up to 50 °C.



[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
solar.energy@ingeteam.com

**Ingeteam**

1170TL B450 / 1400TL B540 / 1500TL B578 / 1560TL B600 / 1600TL B615 / 1640TL B630

**Long-lasting design**

The inverters have been designed to guarantee a long life expectancy, as demonstrated by the stress tests they are subjected to. Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

**Grid support**

The INGECON® SUN PowerMax B Series has been designed to comply with the grid connection requirements in different countries, contributing to the quality and stability of the electric system. These inverters therefore feature a low voltage ride-through capability, and can deliver reactive power and control the active power delivered to the grid.

**Ease of maintenance**

All the elements can be removed or replaced directly from the inverter's front side, thanks to its new design.

**Easy to operate**

The INGECON® SUN PowerMax inverters feature an LCD screen for the simple and convenient monitoring of the inverter status and a range of internal variables.

The display also includes a number of LEDs to show the inverter operating status with warning lights to indicate any incidents. All this helps to simplify and facilitate maintenance tasks.

**Monitoring and communication**

Ethernet communications supplied as standard. The following applications are included at no extra cost: INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor and its Smartphone version Web Monitor, available on the App Store. These applications are used for monitoring and recording the inverter's internal operating variables through the Internet (alarms, real time production, etc.), in addition to the historical production data.

Two communication ports available (one for monitoring and one for plant controlling), allowing fast and simultaneous plant control.

**PROTECTIONS**

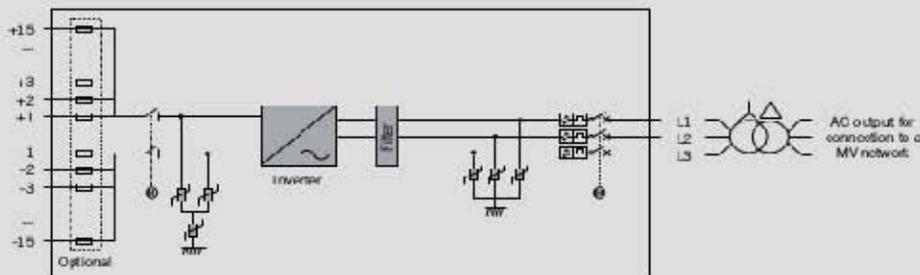
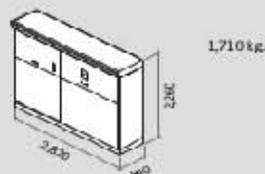
- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 15 pairs of fuse-holders.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Lightning induced DC surge arresters, type III optional.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Low-voltage ride-through capability
- Hardware protection via firmware.
- IP66 protection class for the electronics.

**OPTIONAL ACCESSORIES**

- AC circuit breaker with remote tripping.
- Motorization kit for the AC circuit breaker.
- Insulation failure AC.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °C.
- DC fuses.
- Monitoring of the DC currents.
- Wattmeter on the AC side.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).
- Nighttime reactive power injection

**ADVANTAGES OF THE MONOBLOCK VERSION**

- Higher power density.
- Latest generation electronics.
- More efficient electronic protection.
- Night time supply to communicate with the inverter at night.
- Enhanced performance.
- Easier maintenance thanks to its new design and enclosure.
- Lightweight spares
- It allows to ground the PV array.
- Components easily replaceable.
- IP66 protection class for the electronics.

**PowerMax B Series****Size and weight (mm)**

INGECON

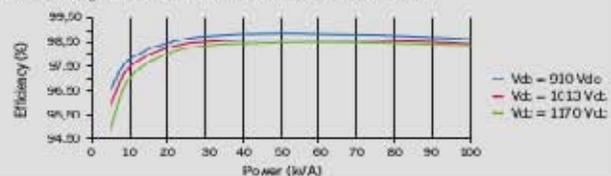
SUN

PowerMax B Series 1,500 Vdc

	1560TL B600	1600TL B615	1540TL B630
<b>Input (DC)</b>			
Recommended PV array power range <sup>1)</sup>	1,425 - 1,969 kWp	1,465 - 2,008 kWp	1,600 - 2,067 kWp
Voltage Range MPPT <sup>2)</sup>	870 - 1,300 V	839 - 1,300 V	915 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>3)</sup>	1,500 V		
Maximum current	2,000 A		
Nº inputs with fuses holder	6 up to 15		
Fuse dimensions	G3 A / 1,500 V to 400 A / 1,500 V fuses (optional)		
Type of connection	Connection to copper bars		
Power blocks	1		
MPPT	1		
Max. current at each input	From 40 A to 250 A for positive and negative poles		
<b>Input protections</b>			
Overvoltage protection	Type II surge arresters (type 14-B optional)		
DC switch	Motorized DC load break disconnect		
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency push button		
<b>Output (AC)</b>			
Power @30 °C / @50 °C	1,559 kVA / 1,403 kVA	1,596 kVA / 1,436 kVA	1,637 kVA / 1,473 kVA
Current @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,353 A		
Rated voltage	600 V IT System	615 V IT System	530 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz		
Power Factor <sup>4)</sup>	1		
Power Factor adjustable	Yes, S <sub>max</sub> =1,559 kVA	Yes, S <sub>max</sub> =1,596 kVA	Yes, S <sub>max</sub> =1,637 kVA
THD (Total Harmonic Distortion)	<1%		
<b>Output protections</b>			
Overvoltage protection	Type II surge arresters		
AC breaker	Motorized AC circuit breaker		
Anti-islanding protection	Yes, with automatic reconnection		
Other protections	AC short circuits and overloads		
<b>Features</b>			
Maximum efficiency	98.9%		
Euro efficiency	98.5%		
Max. consumption aux. services	4,250 VA		
Stand-by or night consumption <sup>5)</sup>	n/A		
Average energy consumption per day	30 kWh		
<b>General Information</b>			
Operating temperature	-20 °C to +60 °C		
Relative humidity (non condensing)	0 - 100%		
Protection class	IP56 (Outdoor)		
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)		
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)		
Air flow	6,200 m <sup>3</sup> /h		
Acoustic emission	< 77 dB (A) at 1 m		
Markings	CE		
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62104-1, EN 62104-2, IEC 62103, EN 50178, FCC Part 15, AS 4100		
Grid connection standards	IEC 62116, AENB 23 84 2008, CEI 0 16 Ed. II, Terna A68, CE9/2, BDEW Mittelspannungsrichtlinie 2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.9), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IES1737, UNE 206007 1, ABNT NBR 16140, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE 1547.1, GOC&GOC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code		

Notes: <sup>1)</sup> Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. <sup>2)</sup> Minimum is for rated conditions (V<sub>oc</sub>=1 p.u. and Power Factor=1). <sup>3)</sup> Consider the voltage increase of 10% V<sub>oc</sub> at low temperatures. <sup>4)</sup> For P<sub>max</sub>>25% of the rated power. <sup>5)</sup> For P<sub>max</sub>>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-2. <sup>6)</sup> Consumption from PV unit when there is PV power available.

Efficiency INGECON® SUN Power Max B630

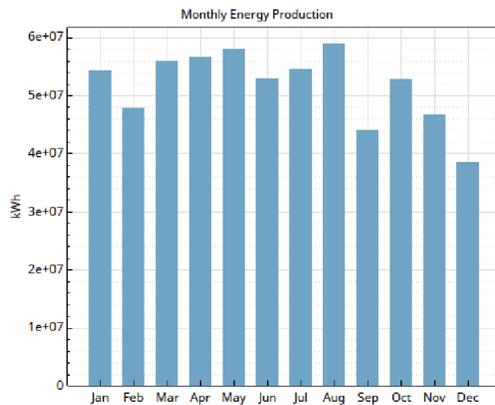


Ingeteam

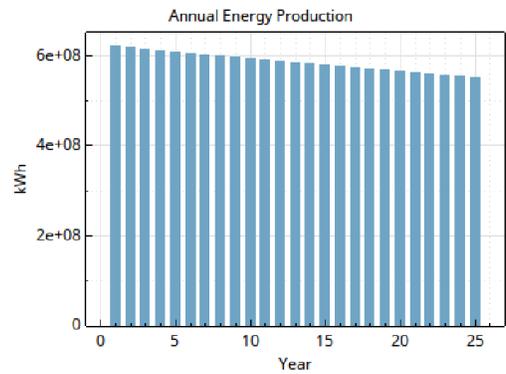
# Apéndice B

## Energía mensual y anual de los proyectos evaluados

A continuación, se presenta el comportamiento de la electricidad generada de forma mensual y anual para los proyectos evaluados en la primera, segunda y tercera subastas de energía.



(a)



(b)

Figura B.1: Producción mensual y anual de la energía generada por el parque solar Villanueva. Coahuila. Primera subasta.

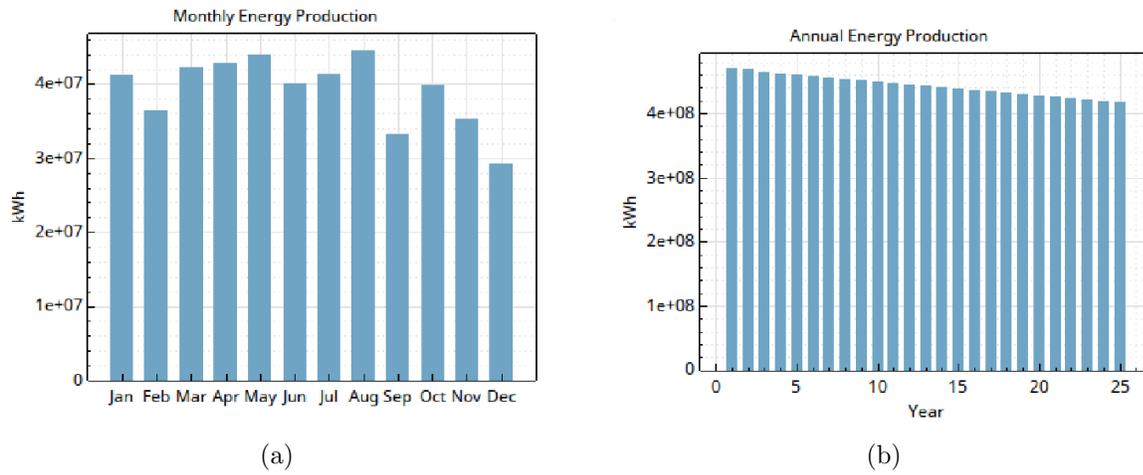


Figura B.2: Producción mensual y anual de la energía generada por el parque solar Villanueva 3. Coahuila. Primera subasta.

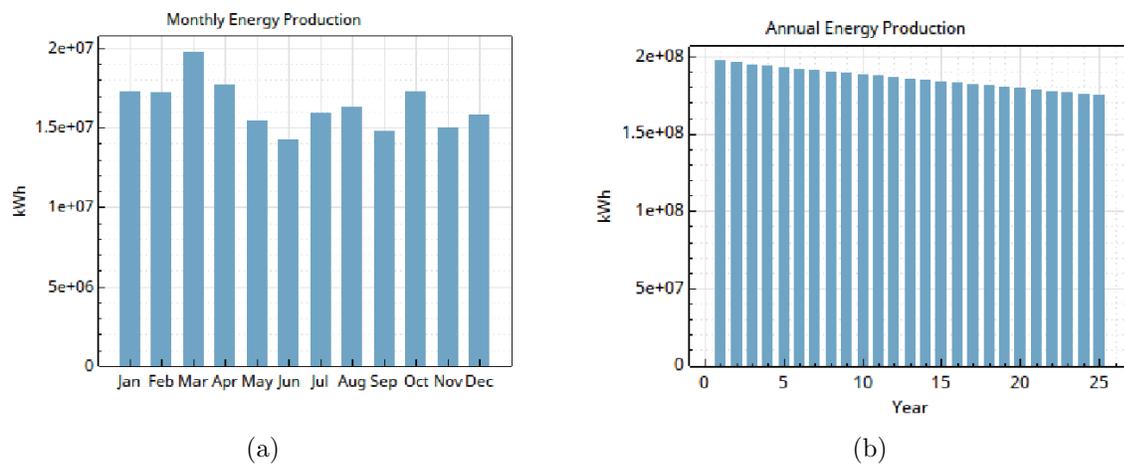
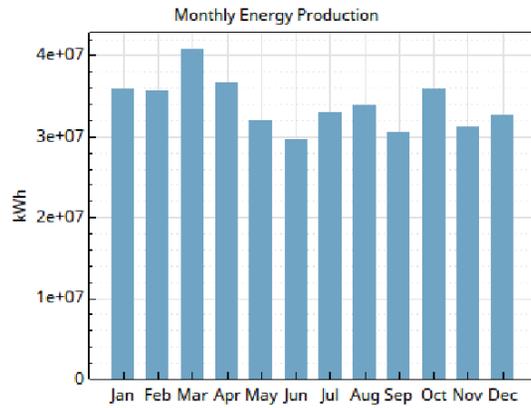
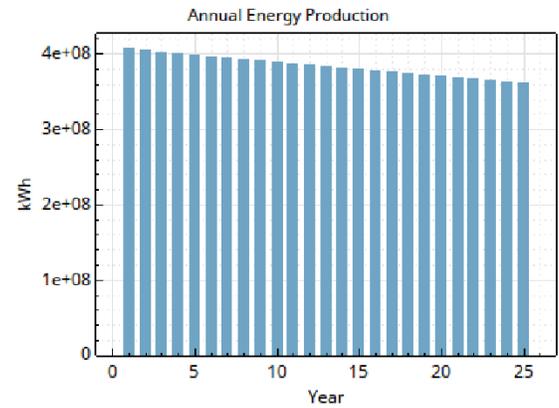


Figura B.3: Producción mensual y anual de la energía generada por el parque solar Don José. Guanajuato. Primera subasta.

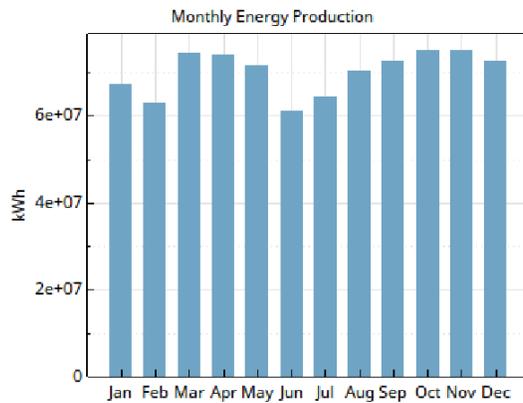


(a)

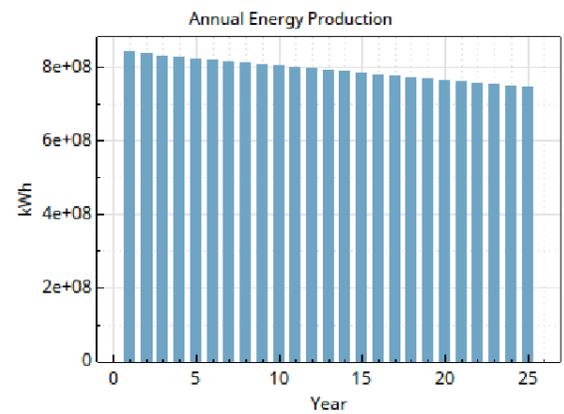


(b)

Figura B.4: Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Guajiro II. Guanajuato. Primera subasta.



(a)



(b)

Figura B.5: Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Ticul 1. Yucatán. Primera subasta.

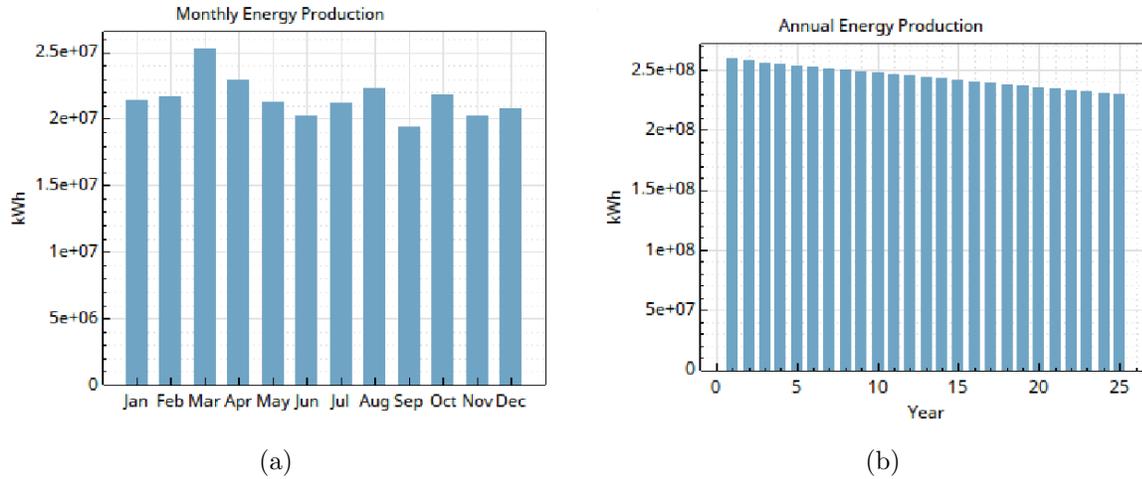


Figura B.6: Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Trompezon. Aguascalientes. Segunda subasta.

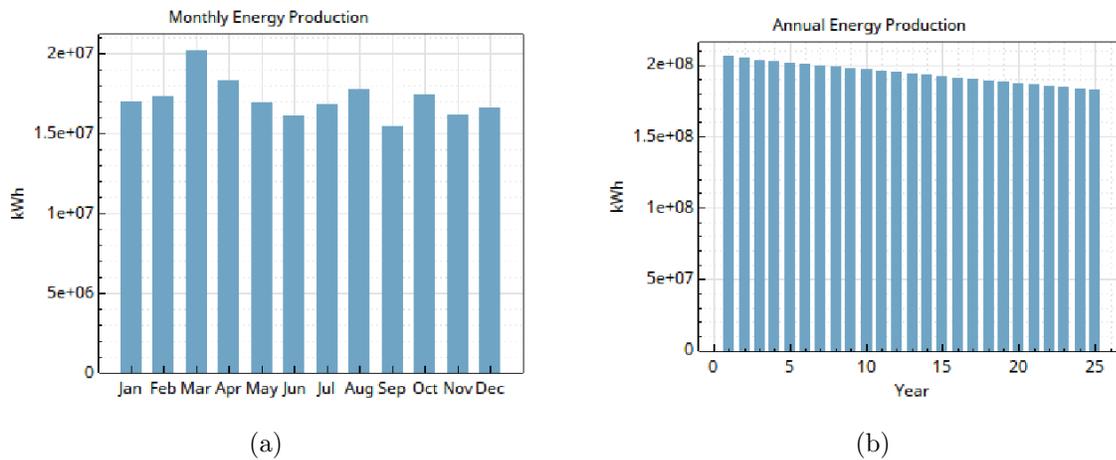
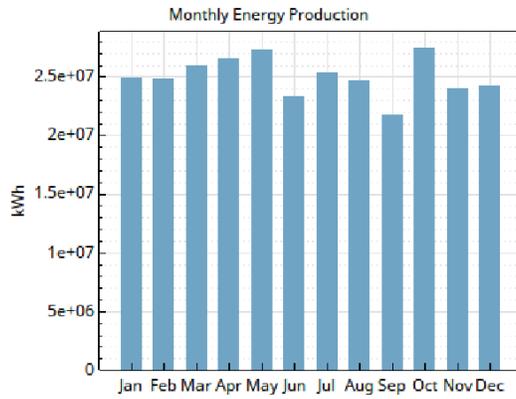
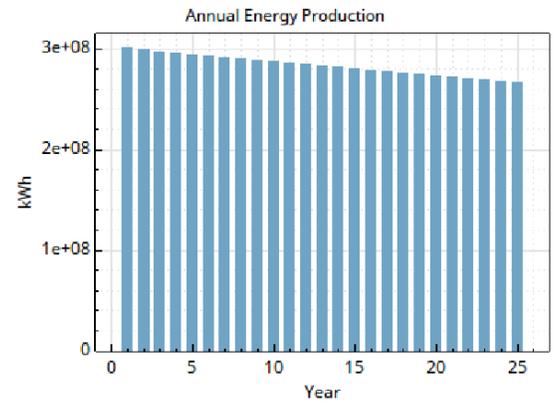


Figura B.7: Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Tepezala II. Aguascalientes. Segunda subasta.

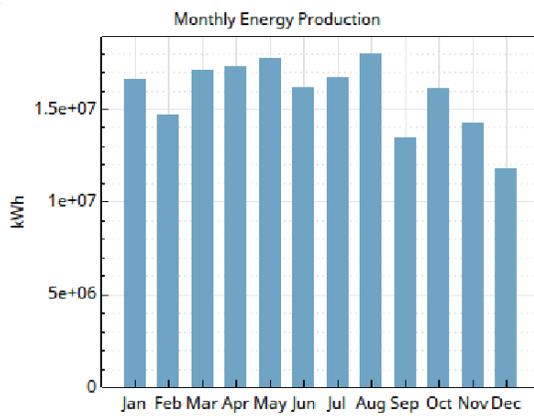


(a)

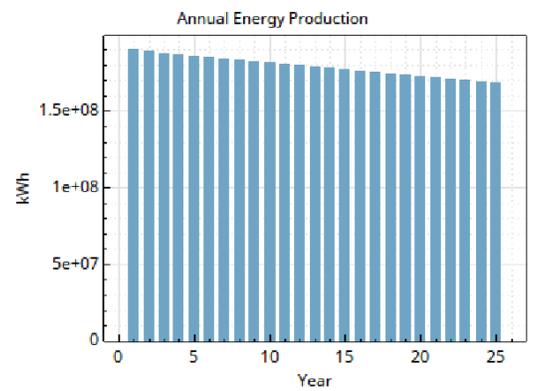


(b)

Figura B.8: Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Santa Maria. Chihuahua. Segunda subasta.



(a)



(b)

Figura B.9: Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Torreón HQ1CO. Coahuila. Segunda subasta.

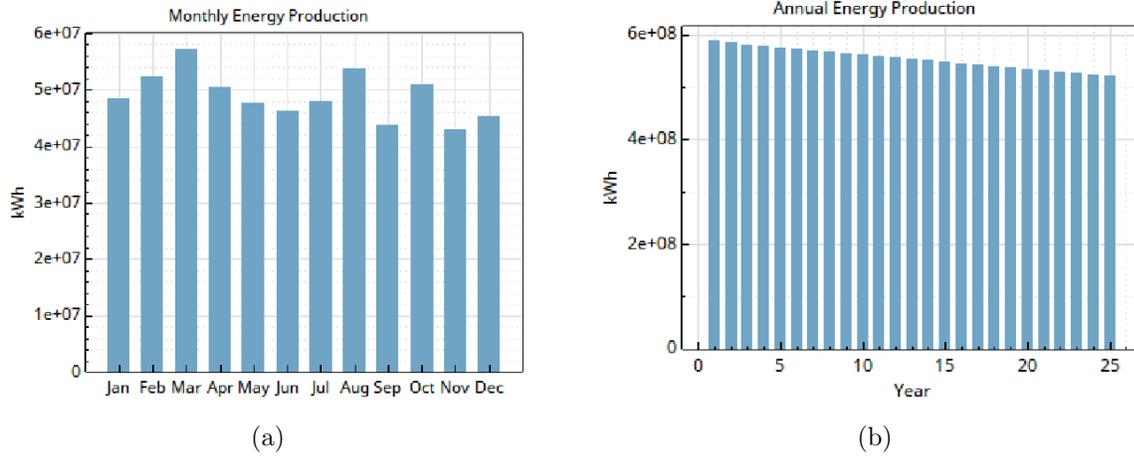


Figura B.10: Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Potosi Solar. San Luis Potosí. Segunda subasta.

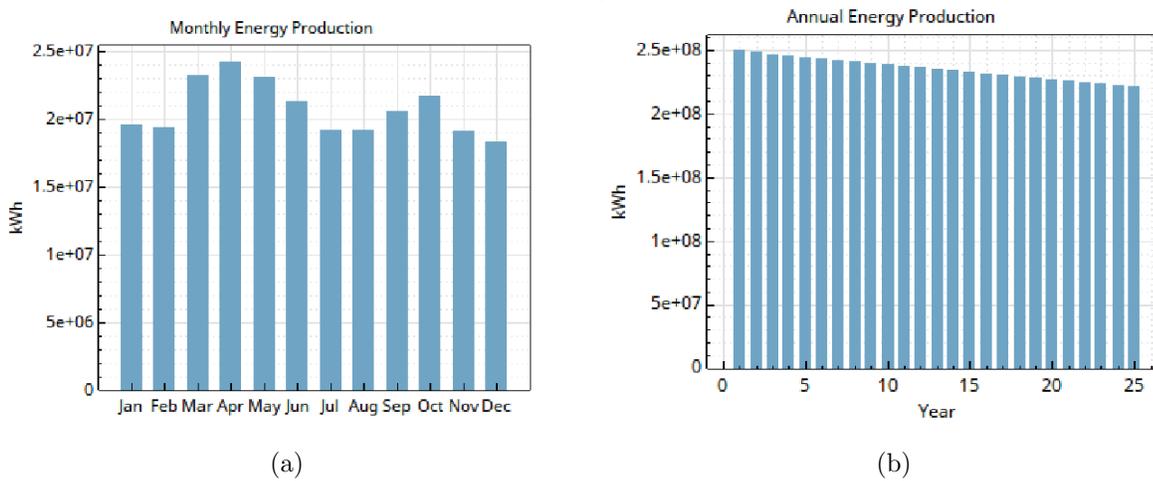
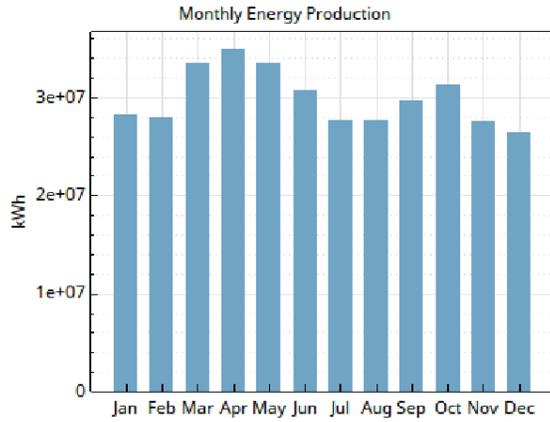
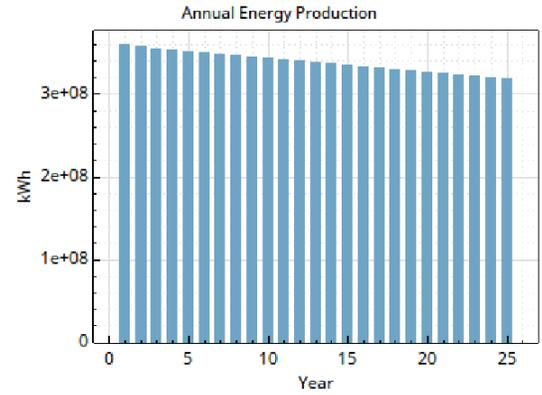


Figura B.11: Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Orejana. Sonora. Segunda subasta.

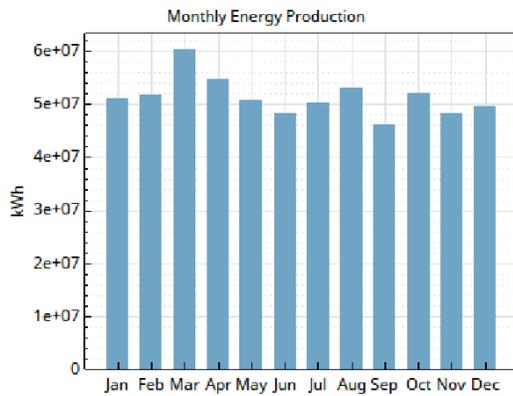


(a)

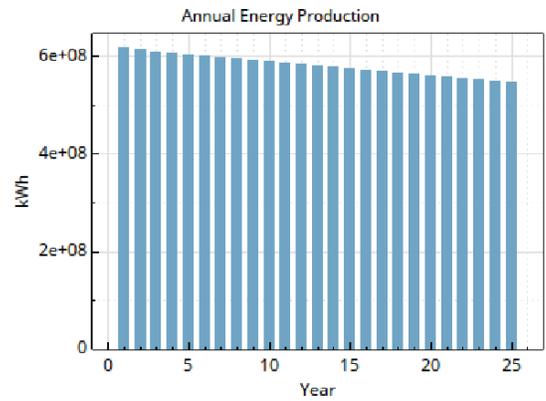


(b)

Figura B.12: Producción mensual y anual de la energía generada por la planta AT Solar I. Sonora. Segunda subasta.

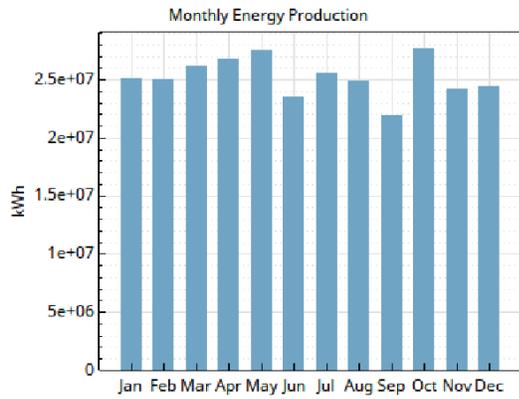


(a)

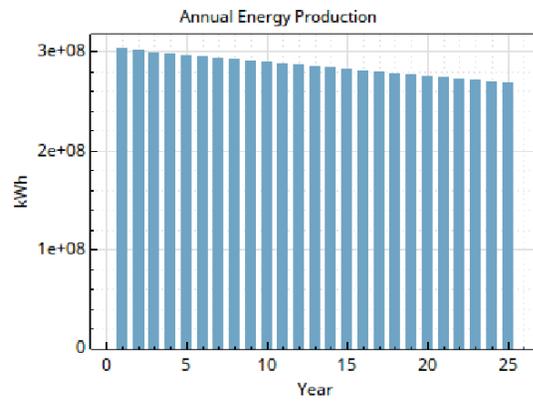


(b)

Figura B.13: Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Pachama. Aguascalientes. Tercera subasta.

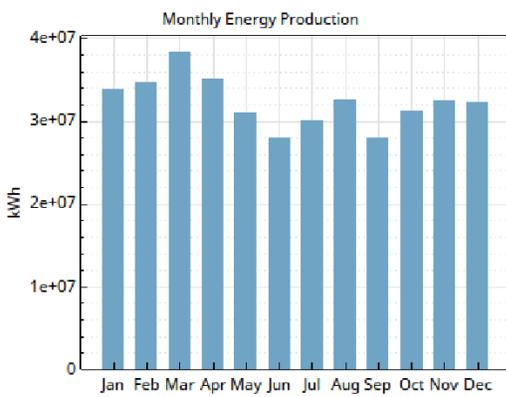


(a)

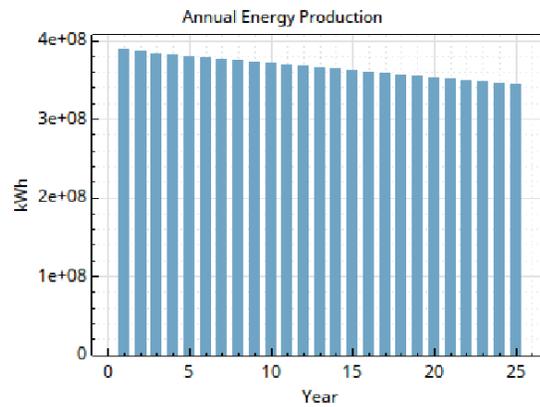


(b)

Figura B.14: Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Villa Ahumada. Chihuahua. Tercera subasta.



(a)



(b)

Figura B.15: Producción mensual y anual de la energía generada por la planta Calpulpan. Tlaxcala. Tercera subasta.

# Apéndice C

## Traducción pérdidas del sistema

Se presenta la traducción de cada una de las variables involucradas en las pérdidas de los sistemas evaluados.

- *POA shading loss*: pérdidas en la irradiancia incidente en la matriz fotovoltaica debido al sombreado
- *POA soiling loss*: pérdidas en la irradiancia incidente en la matriz fotovoltaica debido al ensuciamiento
- *DC module modeled loss*: pérdida modelada de corriente directa del módulo
- *DC inverter MPPT clipping loss*: pérdida en corriente continua debidas al desajuste en el MPPT
- *DC mismatch loss*: pérdida debidas a las diferencias en el rendimiento de los módulos en la matriz fotovoltaica.
- *DC diodes and connectios loss*: pérdida en corriente continua debido las conexiones y diodos
- *DC wiring loss*: pérdida en el cableado de corriente continua
- *DC tracking loss*: pérdida debido al sistema de seguimiento al Sol
- *DC nameplate loss*: pérdida debido a la diferencia entre la potencia del módulo incluida en la hoja de datos y su desempeño real

- *DC power optimizer loss*: pérdida del optimizador de potencia de corriente continua
- *DC performance adjustment loss*: pérdida de ajuste de rendimiento de corriente continua
- *AC inverter power clipping loss*: pérdida en corriente alterna debidas al desajuste de potencia del inversor
- *AC inverter power consumption loss*: pérdida en corriente alterna debida al consumo de energía del inversor
- *AC inverter night tare loss*: pérdida relacionada con el consumo de potencia del inversor durante la noche

# Referencias

- [1] J. A. Del Río, M. Rosales, V. Ortega, and S. O. Maya. *Análisis de la Reforma Energética*. Dirección General de Finanzas, 2016.
- [2] Secretaría de Energía. Programa de redes eléctricas inteligentes. Technical report, Secretaría de Energía, 2016.
- [3] KPMG. *Opportunities in the Mexican Electricity Sector*. KPMG, 2016.
- [4] D. Gielen, D. Saygin, N. Wagner, L. I. Gutiérrez, and E. R. Narváez. Renewable Energy Prospects: Mexico, REmap 2030 analysis. Technical report, IRENA and SENER, Abu Dhabi, 2015. [www.irena.org/remap](http://www.irena.org/remap).
- [5] Boston Strategies International. *Estudios de cadenas de valor de tecnologías seleccionadas para apoyar la toma de decisiones en materia de mitigación en el sector de generación eléctrica y contribuir al desarrollo de tecnologías*, 2016.
- [6] Secretaría de Energía. *Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030*, 2016.
- [7] Secretaría de Energía. Reporte de avance de energías limpias primer semestre 2017. Technical report, Secretaría de Energía, 2018.
- [8] S. Romero, B.D. Rodriguez, O. Romero, and D. Wood. Solar energy potential in mexico's northern border states. Technical report, Mexico Institute Woodrow Wilson International Center for Scholars, 2012.
- [9] Secretaría de Energía. Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2017-2031. Technical report, Secretaría de Energía, 2017.
- [10] Autren. Identificación y selección de oportunidades de negocios con insumos energía renovable fotovoltaica en México y su proyección hasta el año

2020. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/58849/INSUMOS\\_DE\\_ENERGIA\\_RENOVABLE\\_FOTOVOLTAICA\\_Y\\_SU\\_PROYECCION\\_AL\\_2020\\_SEC.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/58849/INSUMOS_DE_ENERGIA_RENOVABLE_FOTOVOLTAICA_Y_SU_PROYECCION_AL_2020_SEC.pdf).
- [11] Atlas de Zonas con Energías Limpias. <http://dgel.energia.gob.mx/Azel/>. Accedido Abril 5 de 2018.
- [12] INNCOM Innovación y Competitividad. Estudio del estado del arte: energía solar fotovoltaica. [www.inncom.com.mx](http://www.inncom.com.mx), 2016.
- [13] J.S. Rodríguez and E. Espinoza. *La industria solar fotovoltaica y fototérmica en México*. ProMéxico, 2017.
- [14] Secretaría de Energía. Reporte de avance de energías limpias 2015. Technical report, Secretaría de Energía, 2016.
- [15] A. C. López, I. D. Gómez, and I. Escalante. Análisis de oportunidades y retos de la energía eléctrica solar en baja california sur, impactos económicos. *Redalyc*, 32(13):86–103, 2016.
- [16] Corporativo Aura Solar. <http://www.aurasolar.com.mx/aura-solar-i.html>. Accedido Octubre 9 de 2017.
- [17] Secretaría de Energía. Boletín sener 049. Publicado: 3 de Mayo de 2016, 2016.
- [18] Secretaría de Energía. Boletín de prensa 044. Publicado: 20 de Mayo de 2015, 2015.
- [19] M. Yaneva, P. Tisheva, and T. Tsanova. Informe sobre las últimas novedades en energías renovables en México. Technical report, MIRECWEEK, 2018.
- [20] International Finance Corporation 2015. *Utility-scale solar photovoltaic. Power plants*, 2015.
- [21] SEMARNAT. Guía de programas de fomento a la generación de energía con recursos renovables. [www.gob.mx/semarnat](http://www.gob.mx/semarnat), 2015.
- [22] M. Mendelsohn, C. Kreycik, L. Bird, P. Schwabe, and K. Cory. The impact of financial structure on the cost of solar energy. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, 2012.

- [23] P. Del Río. Auctions for renewable support in México: instruments and lessons learnt. Technical report, AURES, 2017.
- [24] A. Álvarez, H. Rocha, R. Aguirre, J. Salas, and P. Roberti. Mexico's 3rd long term power auction. Technical report, EY Building a better working world, 2016.
- [25] N. Blair, A.P. Dobos, J. Freeman, T. Neises, and M. Wagner. System advisor model, sam 2014.1.14: general description. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, NREL, 2014.
- [26] *System Advisor Model (SAM). Introduction Slides*, 2017.
- [27] *Solar and wind resource data for use in the System Advisor Model*, 2017.
- [28] A. Valencia. Una estructuración financiera alterna del contrato para prestación de servicios de largo plazo de los trenes de la línea 12, dorada del bicentenario, en la ciudad de México. Master's thesis, UNAM, 2014.
- [29] Comisión Reguladora de Energía. *Disposiciones de carácter general para el funcionamiento del sistema de gestión de certificados y cumplimiento de obligaciones de energía limpias*. Diario Oficial de la Federación.
- [30] A Dobos and P. Gilman, editors. *P50/P90 Analysis for solar energy systems using the System Advisor Model*. National Renewable Energy Laboratory, NREL, 2012. Presented at the 2012 World Renewable Energy Forum.
- [31] K. Branker, M.J.M. Pathak, and J.M. Pearce. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15:4470–4482, 2011.
- [32] S.B. Darling, F. You, T. Veselka, and A. Velosa. Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy & Environmental Science*, 4(9):3077–3704, 2011.
- [33] W. Short, D.J. Packey, and T. Holt. *A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies*. National Renewable Energy Laboratory, NREL, March 1995.

- [34] P. Gilman, A. Dobos, N. DiOrio, J. Freeman, and S. Janzou. Sam photovoltaic model technical reference update. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, NREL, March 2018.
- [35] M. Hochberg and R. Poudineh. *Renewable auction design in theory and practice: lessons from the experiences of Brazil and Mexico*. Oxford Institute for Energy Studies, 2018.
- [36] LAZARD. Lazard’s levelized cost of energy analysis. Technical report, LAZARD, 2017.
- [37] IRENA. Renewable power generation costs in 2017. Technical report, IRENA, 2018.
- [38] J.C. Helton and F.J. Davis. Sampling-based methods for uncertainty and sensitivity analysis. Technical report, Sandia National Laboratories, 2000.
- [39] System Advisor Model. System advisor model help. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, 2015.
- [40] OECD. The full costs of electricity provision. Technical report, Nuclear Energy Agency, 2018.
- [41] Jinko Solar. <https://www.jinkosolar.com/download.html?lan=sp>. Accedido 28 de Octubre de 2018.
- [42] Ingeteam S.A. [https://www.ingetteam.com/mx/es-mx/sectores/energia-fotovoltaica/s15\\_24\\_p/productos.aspx](https://www.ingetteam.com/mx/es-mx/sectores/energia-fotovoltaica/s15_24_p/productos.aspx). Accedido 28 de Octubre de 2018.