

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
Facultad de Ingeniería



Estudio de pre factibilidad de la implementación de
una planta de energía solar termoeléctrica en
Guatemala.

Trabajo en modalidad de tesis presentado por
Cristian Francisco Peláez Pérez
para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Electrónica

Guatemala
2013

Estudio de pre factibilidad de la implementación de
una planta de energía solar termoeléctrica en
Guatemala.

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
Facultad de Ingeniería



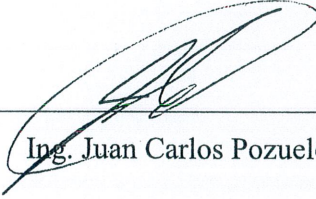
Estudio de pre factibilidad de la implementación de
una planta de energía solar termoeléctrica en
Guatemala.

Trabajo en modalidad de tesis presentado por
Cristian Francisco Peláez Pérez
para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Electrónica

Guatemala
2013

Vo. Bo.:

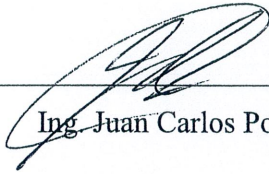
(f)



Ing. Juan Carlos Pozuelos

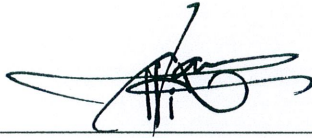
Tribunal Examinador:

(f)



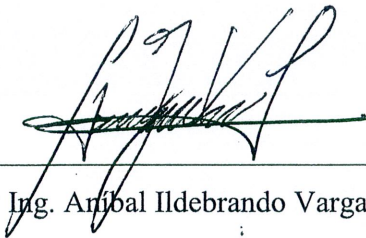
Ing. Juan Carlos Pozuelos

(f)



Ing. Carlos Alberto Esquit

(f)



Ing. Anibal Ildebrando Vargas López

Fecha de aprobación: Guatemala diciembre 02 de 2013.

ÍNDICE

LISTA DE CUADROS.....	xiii
LISTA DE FIGURAS.....	xv
RESUMEN	xvii
I. INTRODUCCIÓN	1
II. OBJETIVOS	3
III. JUSTIFICACIÓN	5
IV. MARCO TEÓRICO.....	7
A. CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES ENERGÉTICAS	7
1. Conceptos básicos, dimensiones físicas y unidades de medida.....	7
2. Energía y medio ambiente.....	9
B. SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO	11
C. ENERGÍAS RENOVABLES	15
1. Introducción a las energías renovables	15
2. Energía hidráulica.....	17
3. Energía eólica	18
a. Aerogeneradores, principio de funcionamiento.....	19
b. Parques eólicos.....	21
4. Energía geotérmica.....	21
5. Energía solar.....	24
D. ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA.....	25
1. Conceptos fundamentales sobre energía solar.....	25
a. Naturaleza de la energía solar	25
b. Medición de la energía del sol.....	26
c. Radiación normal extraterrestre	27
d. Distribución espectral de la radiación solar.....	27
e. Variación del flujo de energía con la distancia.....	28
f. Radiación solar terrestre.....	29
g. Captación térmica.....	30

2.	Tipos de tecnología de energía solar térmica.....	30
a.	Colectores cilindro-parabólicos.....	34
b.	Sistemas de concentradores lineales Fresnel.....	35
c.	Discos parabólicos.....	37
d.	Sistemas de receptor de torre central.....	39
V.	METODOLOGÍA.....	43
A.	ESTUDIO TECNOLÓGICO.....	43
1.	Estudio de radiación solar mínima necesaria para la implementación de una planta solar termoeléctrica.....	43
2.	Estudio de radiación solar en Guatemala.....	43
3.	Información básica de sistemas que componen una planta solar térmica y dimensionamiento de los mismos.....	44
a.	Proceso de diseño de una planta solar térmica.....	45
b.	Definición de la planta.....	46
c.	Optimización del sistema de captación de energía.....	50
d.	Optimización del sistema de utilización de energía.....	52
4.	Análisis de producción anual de energía eléctrica.....	53
B.	ESTUDIO DE MERCADO.....	55
1.	Análisis del mercado eléctrico en Guatemala.....	55
a.	Mercado de oportunidad.....	55
b.	Mercado a término.....	55
c.	Despacho económico.....	57
C.	ESTUDIO FINANCIERO.....	58
1.	Definición de la inversión inicial.....	58
2.	Definición del tipo de servicio en el mercado que se prestará.....	58
a.	Venta de energía.....	59
b.	Venta de potencia.....	59
3.	Criterios de rentabilidad.....	59
a.	Tasa Interna de Retorno.....	59
b.	Coste Medio Ponderado de Capital (CMPC).....	59

c.	Valor Actual Neto	61
4.	Análisis financiero	61
a.	Financiamiento del proyecto	61
b.	Cálculo de flujos de efectivo	61
5.	Análisis de sensibilidad	62
VI.	RESULTADOS	63
A.	RESULTADOS DE ESTUDIO TECNOLÓGICO.....	63
B.	RESULTADOS DE ESTUDIO FINANCIERO.....	78
VII.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	87
VIII.	CONCLUSIONES.....	91
IX.	RECOMENDACIONES.....	93
X.	BIBLIOGRAFÍA	95
XI.	ANEXO	97

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Resultados de producción de energía mensual para el año 2012 según tecnología de producción.....	15
Cuadro 2. Ventajas y desventajas de las tecnologías actuales de generación eléctrica mediante energía solar térmica	33
Cuadro 3. Criterios de decisión utilizados para la elección de la tecnología a analizar.	45
Cuadro 4. Parámetros de diseño de una planta termoeléctrica con receptor central.	45
Cuadro 5. Caracterización de plantas en operación con tecnología de cilindros parabólicos.	63
Cuadro 6. Caracterización de plantas en operación con tecnología de concentradores lineales Fresnel.	64
Cuadro 7. Caracterización de plantas en operación con tecnología de concentradores de torre central.....	65
Cuadro 8. Resultados de los criterios analizados para la elección de la tecnología a analizar.	65
Cuadro 9. Resultado de análisis de radiación solar directa para la Región no. 1 Escogida según el mapa de radiación Nacional.	67
Cuadro 10. Resultado de análisis de radiación solar directa para la Región no. 2 Escogida según el mapa de radiación Nacional.	68
Cuadro 11. Resultado de análisis de radiación solar directa para la Región no. 3 Escogida según el mapa de radiación Nacional.	69
Cuadro 12. Resultado de análisis de radiación solar directa para la Región no. 4 Escogida según el mapa de radiación Nacional.	70
Cuadro 13. Resultado de análisis de radiación solar directa para la Región no. 5 Escogida según el mapa de radiación Nacional.	71
Cuadro 14. Características del terreno elegido para la implementación de la planta de energía solar termoeléctrica.	72
Cuadro 15. Datos de la radiación normal directa y la radiación horizontal para el mes de marzo y día 20.....	73
Cuadro 16. Tabla de diseño de la planta a evaluar.....	74
Cuadro 17. Tabla resumen definición del punto de diseño.	75
Cuadro 18. Resumen de los resultados de producción de energía en el análisis tecnológico.	77
Cuadro 19. Resultados de la inversión de la planta de energía solar termoeléctrica.	78
Cuadro 20. Detalles del financiamiento del proyecto.	79
Cuadro 21. Pagos de financiamiento del proyecto.	79
Cuadro 22. (1/2) Flujos de efectivo estimados para la planta de energía solar termoeléctrica analizada.....	81
Cuadro 23. (2/2) Flujos de efectivo estimados para la planta de energía solar termoeléctrica analizada.....	82

Cuadro 24 (1/2). Cuadro de ingresos para la planta diseñada en operación.....	83
Cuadro 27. (2/2). Costos de operación y mantenimiento así como egresos globales de la planta.	84
Cuadro 26 (1/2). Costos de operación y mantenimiento así como egresos globales de la planta.	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Curvas de demanda mundial de energía primaria por combustible y su evolución a través de los años.	9
Figura 2. Gráfico de la evolución de la producción y de las reservas de petróleo nivel mundial.	10
Figura 3. Potencial teórico físico de las energías renovables.	11
Figura 4. Resultados de producción de energía para el año 2012 en el parque de generación en Guatemala.	13
Figura 5. Resultados de producción de energía para el año 2012 en el parque de generación en Guatemala.	14
Figura 6. Generación por tipo de combustible para la última década.	14
Figura 7. Precio de oportunidad de la energía mensual correspondiente al año 2012.	15
Figura 8. ERNC comparada con la energía convencional por año.	16
Figura 9. Principio de funcionamiento de una central hidroeléctrica en un río.	18
Figura 10. Energía eólica mundial, crecimiento de capacidad instalada en MW.	19
Figura 11. Componentes básicos de un sistema de aerogenerador.	21
Figura 12. Distribución mundial de placas.	22
Figura 13. Yacimiento geotérmico de alta temperatura.	23
Figura 14. Sistema hidrotérmico con predominio de vapor.	23
Figura 15. Irradiancia espectral del Sol y de un cuerpo negro a 5763 K.	28
Figura 16. Trayectorias estacionales del Sol para un punto situado a 40° de latitud Norte.	30
Figura 17. Configuraciones posibles de las plantas solares térmicas.	32
Figura 18. Esquema de una planta solar termoeléctrica híbrida.	34
Figura 19. Esquema básico de un sistema tipo Fresnel.	36
Figura 20. Esquema un campo de concentradores Fresnel con filas de reflectores orientadas a distintos receptores.	36
Figura 21. Esquema un campo de concentradores Fresnel con filas de reflectores orientadas a distintos receptores.	37
Figura 22. Esquema básico de un sistema de discos parabólicos con motor Stirling.	38
Figura 23. Esquema básico de un sistema de central de torre.	39
Figura 24. Esquema de funcionamiento de un sistema de central de torre.	40
Figura 25. Variables a tener en cuenta en el diseño y optimización de una planta termoeléctrica del tipo central de torre.	46
Figura 26. Relación entre potencia de receptor y potencia de diseño.	47
Figura 27. Distribución de helióstatos en forma circular.	48
Figura 28. Distribución de helióstatos en configuración norte.	48
Figura 29. Relación entre el área reflectante y la potencia térmica del receptor según la configuración del campo de helióstatos.	49

Figura 30. Relación del área de interceptación del receptor y la potencia térmica dependiendo del fluido de trabajo seleccionado.	49
Figura 31. Relación entre múltiplo solar y factor de capacidad.	50
Figura 32. Altura de la torre en función de la potencia térmica sobre el receptor y la configuración de los helióstatos.	52
Figura 33. Horas y capacidad de almacenamiento en función del factor de capacidad.	53
Figura 34. Reducción de los costes de inversión de la tecnología de central de torre.	58
Figura 35. Radiación Solar directa diaria en Guatemala, resolución de 10 kms ²	66
Figura 36. Gráfica de radiación directa promedio mensual para la región 1.	67
Figura 37. Gráfica de radiación directa promedio mensual para la región 2.	68
Figura 38. Gráfica de radiación directa promedio mensual para la región 3.	69
Figura 39. Gráfica de radiación directa promedio mensual para la región 4.	70
Figura 40. Gráfica de radiación directa promedio mensual para la región 5.	71
Figura 41. Terreno que se eligió para el estudio de la implementación de la energía solar termoeléctrica en Guatemala.	72
Figura 42. Gráfica de radiación horizontal y radiación normal directa para el mes de marzo día 20.	73
Figura 43. Desglose de los costos por sistema de la planta.	79
Figura 44. Cálculo del WACC para establecer la viabilidad económica del proyecto.	80
Figura 45. Gráfica del resultado de análisis de Sensibilidad para el VPN.	85

RESUMEN

La crisis energética en el mundo ha llevado a la implementación de tecnologías alternativas renovables para cubrir ciertas necesidades básicas. La generación de energía eléctrica está tomando un rumbo importante al utilizarse energía solar como energía. En Guatemala se cuenta con un gran potencial de energía solar, aún mayor que en países en donde ya se cuenta con plantas de energía solar termoeléctrica.

Con el objetivo principal de estudiar la viabilidad técnica y económica de la implementación de una planta de energía solar en Guatemala, se realizó un estudio de los aspectos primordiales que conlleva la implementación de una planta de este tipo. Se analizaron los aspectos climáticos y se estudiaron a detalle las características principales de la tecnología, se diseñó una planta con sus componentes principales y relevantes y se simuló la operación de la misma.

Por otra parte, y con la ayuda del análisis tecnológico, se realizó un estudio económico de la planta antes mencionada, se analizó el mercado y se planteó un escenario en donde se vendería potencia y energía. Se determinó que es factible tecnológica y económicamente la implementación de una planta de energía solar termoeléctrica de central de torre de 50.0 MW, produciendo una energía anual de 109205.46 MWh. Recuperándose la inversión a partir del octavo año, con una Tasa Interna de Retorno de 12.74% y un Valor Actual Neto de US\$ 21,032,275.10. Analizando estos aspectos se obtuvo que es posible y viable la implementación de una planta de este tipo en Guatemala, lo que contribuiría al desarrollo económico y ofrecería una alternativa auto sostenible para la generación de energía eléctrica.

I. INTRODUCCIÓN

En Guatemala existen gran riqueza y variedad de recursos naturales, una parte de estos recursos es aprovechada para el desarrollo de comunidades y del país; sin embargo otra gran parte no ha sabido ser explotada de manera eficiente y que, sin perjudicar la sostenibilidad, sea aprovechada económicamente. La tecnología de aprovechamiento de la energía solar actualmente ha tenido un creciente desarrollo, en el área energética actualmente la energía solar térmica para generar electricidad de potencia ha sido uno de los temas de interés de muchos países desarrollados y ya cuentan con una gran variedad de centrales generadoras capaces de inyectar energía y ser comercializada en sus respectivas redes, en Guatemala la radiación anual promedio de algunas zonas supera a estos países que ya cuentan con este tipo de centrales generadoras, sin embargo este recurso y esta oportunidad no ha sido estudiada ni explotada como debiera. El siguiente estudio de pre factibilidad se realizó con el objetivo principal de establecer la viabilidad técnico-económica de la tecnológica solar térmica para generación de electricidad en Guatemala.

Para cumplir con el objetivo principal del presente estudio, fue necesario investigar y adquirir conocimientos de las diferentes tecnologías existentes tanto en operación como en desarrollo, analizando sus elementos principales, sus requisitos mínimos para ser operativas, las ventajas y desventajas que trae la utilización de una u otro tipo de tecnología. Una vez analizados estos aspectos se procedió a la elección de una de ellas, siendo la tecnología de generación de electricidad por medio de un sistema concentrador de central de torre y sales fundidas como fluido térmico de trabajo; se realizó una investigación y análisis de la radiación solar terrestre en Guatemala, se escogió una zona y se caracterizó una planta solar de 50.0 MW, definiendo las características y especificaciones técnicas, que además fueron muy parecidas a plantas ya en operación en otros países. Teniendo las características principales se procedió a utilizar el software llamado SOLERGY, el cual analiza todos los aspectos importantes de este tipo de plantas, aspectos que tienen influencia en el funcionamiento de la planta, siendo los principales el sistema receptor y colector de energía solar, las características del fluido de trabajo, el almacenamiento de energía, pérdidas en las tuberías y tanques, consumos propios de la planta, mantenimiento anual, y además una base de datos del clima en la región que incluye la radiación solar, la temperatura, humedad, viento, ángulo del Sol entre otros. Tomando en cuenta los aspectos mencionados anteriormente, el software realiza una simulación de la operación de la planta y estima la energía anual producida entre otros aspectos técnicos importantes.

Posterior a esto se llevó a cabo un análisis del mercado eléctrico en Guatemala, para saber en qué aspecto podría competir la planta, dependiendo de qué servicios se prestan, de esta manera se manejaran los flujos de efectivo y esto es imprescindible para saber si económicamente es rentable esta planta. Se definió que los servicios ofertados al mercado serían venta de energía por medio de una licitación de contrato con una empresa distribuidora, y venta de potencia al mercado. Con los elementos que definen la planta, se analizaron

los costos de la inversión inicial, y tomando en cuenta los aspectos más relevantes se establecieron los flujos de efectivo, se incluyó una tercera parte de la inversión por medio de financiamiento y se analizó la rentabilidad de la planta por medio de un análisis de Tasa Interna de Retorno, Valor Actual Neto y Tasa atractiva de Retorno.

Como resultado del análisis tecnológico se obtuvo una planta en la región del Puerto de San José, Escuintla, un valor de energía neta anual de 109,205.46 MWh. Para ello se utilizó 3750 helióstatos, una torre de altura de 120.0 m, un área reflectiva de 450,000 m², ocupando 270 he de terreno, con una potencia nominal de 50 MW. Por otro lado, con el análisis económico se concluyó que la planta es económicamente viable, con una inversión inicial de US\$ 194,421,066.00 recuperables a partir del noveno año de funcionamiento, teniendo en operación un máximo de 25 años; una tasa Interna de Retorno de 12.74%, teniendo un Valor Actual Neto de US\$ 21,032,275.00.

Con los aspectos que se analizaron se concluyó que tecnológicamente y económicamente es viable la implementación de una planta de este tipo en Guatemala; sin embargo se recomienda para tener valores más precisos de las variables analizadas, tomar en cuenta un estudio de directo de la radiación en la zona donde se desea implementar la planta, tomar en cuenta la utilización de software para optimizar la producción y el análisis de ventas de bonos por reducción de emisiones de dióxido de carbono, de esta manera resultados más certeros par un inversionista interesado en la construcción de un proyecto de este tipo.

II. OBJETIVOS

A. Generales

Establecer la viabilidad técnico–económica de la tecnológica solar térmica para generación de electricidad en Guatemala.

B. Específicos

1. Profundizar, analizar y comparar las diferentes tipos de tecnología para producir electricidad de potencia mediante energía solar térmica.
2. Establecer si en Guatemala existe una región en donde se pueda aplicar la tecnología de energía solar termoeléctrico, analizando los requisitos técnicos mínimos necesarios para que pueda operar de manera eficiente y satisfactoria.
3. Establecer y diseñar los componentes necesarios y básicos de una central de energía solar termoeléctrica que se adapte de manera óptima a la región de Guatemala y analizar mediante simulaciones la operación de la misma para establecer si la implementación de la misma es tecnológicamente viable.
4. Analizar económicamente las implicaciones que conlleva la puesta en marcha y operación de una central de energía solar termoeléctrica en Guatemala y establecer si económicamente es viable.

III. JUSTIFICACIÓN

Guatemala es conocido a nivel mundial por la gran variedad de recursos naturales con los que cuenta; sin embargo el aprovechamiento de los mismos de una manera adecuada, de manera que pueda beneficiar al país y que se puedan preservar a la vez, no ha sido el más satisfactorio. En la actualidad aproximadamente el 30% de la producción de energía eléctrica en Guatemala se obtiene de la energía hidráulica para época seca, y hasta el 70% en época lluviosa. Este recurso representa hoy en día el 90% entre las energías renovables con las que se cuenta para la producción de electricidad; a pesar de ser un aporte importante en el global de los recursos, queda poco margen para la diversidad. Sobre esto es importante resaltar que la diversidad juega un papel importante en cualquier mercado eléctrico, ya que no es factible depender de un solo recurso energético.

Otro factor importante a tomar en cuenta es la operación del mercado eléctrico guatemalteco que es el escenario de época seca, donde el aporte hidroeléctrico es bajo y predomina el uso de centrales térmicas. En este escenario el precio de la energía se incrementa por la utilización de centrales térmicas para cubrir la demanda, centrales que dependen del petróleo y se ven afectadas por la volatilidad de sus precios en el mercado.

Bajo estas premisas es justificable la búsqueda de nuevas tecnologías renovables, capaces de diversificar los recursos de energía primaria y solventar el problema que se presenta en los escenarios como el de la época seca.

Sabemos que la energía solar es una fuente de energía que por mucho es la fuente más poderosa y duradera comparada con las fuentes de energía utilizadas en el planeta Tierra, la utilización de ésta se vuelve entonces algo imprescindible, y ya en muchos países se está volviendo un factor de mucha relevancia. En Guatemala se cuenta con un recurso energético solar muy rico y poco aprovechado, y a pesar de ser un país tercermundista, cuenta con un mercado eléctrico líder en la región, por tales situaciones innovar en la implementación de energía solar termoeléctrica traería consigo grandes beneficios al país.

IV. MARCO TEÓRICO

A. CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES ENERGÉTICAS

1. Conceptos básicos, dimensiones físicas y unidades de medida. Cualquier alteración en la posición, propiedades, constitución o estado de un sistema determinado requiere la realización de un trabajo, el cual puede llevarse a cabo por aplicación sobre el sistema de fuerzas exteriores (viento, oleaje o cualquier otra causa) o de fuerzas internas (una explosión, por ejemplo). Según esto, los cuerpos tienen una cierta capacidad de realizar trabajo, a esta capacidad de realizar trabajo que poseen los mismos, cualquiera que sea la causa, se le denomina energía. Dado que la energía permanece latente en el cuerpo, mientras no se manifiesta explícitamente en forma de trabajo, su medida se lleva a cabo evaluando el trabajo que puede generar, o bien determinando el trabajo que ha sido necesario realizar para llevar al cuerpo o sistema a su estado actual. Por lo tanto la energía es una magnitud homogénea con el trabajo. Ambas magnitudes son escalares, tienen las mismas dimensiones, las de una fuerza multiplicada por un espacio, y se miden en las mismas unidades ($\text{g cm}^2 \text{s}^{-2} = \text{ergio}$, en el sistema cgs, o bien $\text{kg m}^2 \text{s}^{-2} = \text{joule} = \text{J}$, en el sistema internacional, SI) (Velasco, 2009).

El hombre ha utilizado la energía desde siempre. Al comer está tomando energía de otros seres (plantas y animales) para generar su propia energía. Al quemar madera está generando calor para combatir el frío o transformar alimentos. Utiliza las olas del mar y el viento para navegar, el Sol con su luz y calor le dan energía, el hombre con el simple hecho de moverse consume energía (Madrid, 2009).

La energía se puede clasificar en dos grandes formas:

Energía cinética, que es la energía desarrollada por los cuerpos, partículas u objetos en movimiento, la cual se define como:

$$E_c = \frac{1}{2}(mv^2)$$

Donde,

E_c : es la energía cinética medida en Joules.

m : es la masa medida en kg.

v : es la velocidad medida en m/s.

La segunda gran forma que se puede clasificar es la energía potencial, la cual es capaz de generarse por la posición que ocupa un cuerpo en el espacio. Esta energía es consecuencia de la ley de gravedad. La energía potencial se define como:

$$E_p = mgh$$

Donde,

E_p : es la energía potencial medida en Joules

m : es la masa medida en kg.

g : es la gravedad (aprox. 9.8 m/s^2)

h : es la altura medida en metros.

La energía cinética se puede presentar de diversas formas y la podemos clasificar de la siguiente manera:

Energía eléctrica, que es consecuencia del movimiento de los electrones. Que al ir cargados negativamente, producen cargas eléctricas. Como sabemos, los átomos están compuestos por un núcleo y una periferia por donde se mueven los electrones. Si aplicamos una fuerza que haga que estos electrones se muevan, se genera una “corriente de electrones”, que la podemos canalizar mediante un conductor o almacenarla (Madrid, 2009).

Energía radiante, es una energía electromagnética que viaja a través de ondas. La energía solar es un ejemplo. Viaja por el espacio en forma de ondas. La luz, tanto sea procedente del Sol como de una lámpara es energía radiante (Madrid, 2009).

Energía térmica, también llamada calor, es la energía interna de las sustancias generada por la vibración y el movimiento de los átomos y moléculas componentes de todos los cuerpos (Madrid, 2009).

Por otro lado, tenemos que tener clara la diferencia entre cantidades de energía empleadas o que se producen o consumen a consecuencia de los procesos, y el ritmo o velocidad con que la energía se convierte de una forma en otra o es transmitida de uno a otro lugar. La velocidad por segundo con que la energía se convierte de una forma en otra o se transfiere se denomina potencia (Velasco, 2009).

La potencia entonces se define como

$$P = \frac{W}{\Delta t}$$

P : es la potencia medida en Watios

W : es el trabajo expresado en J.

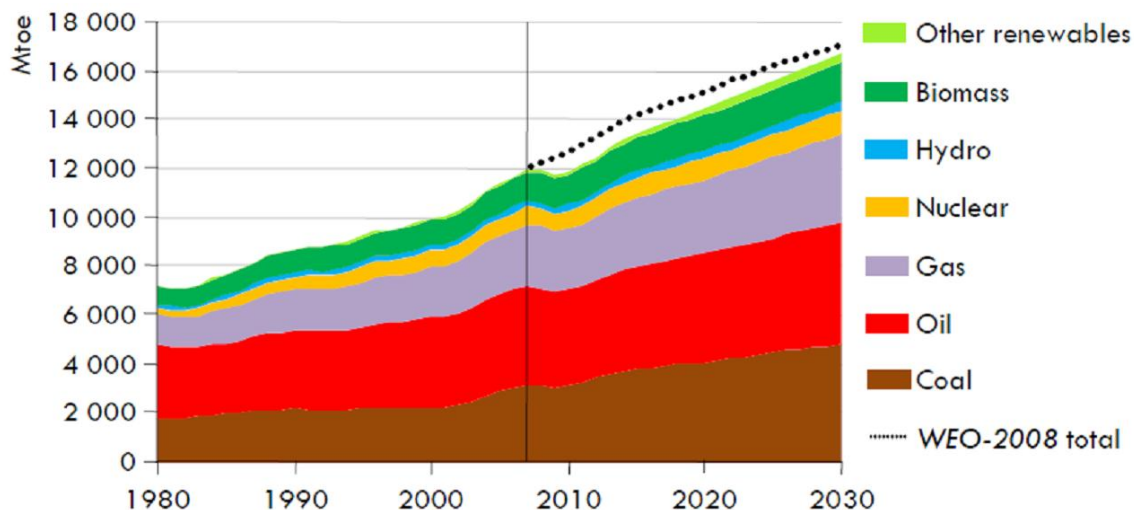
Δt : es un cambio en el tiempo expresado en segundos.

La unidad más empleada en las discusiones sobre potencia es el kilovatio, kW, que son 1000 W. A menudo se comete el error de considerar al kWh como una unidad de potencia, siendo, en realidad, la energía que libera la potencia de 1 kW cuando actúa durante una hora. Además del W y el kW, se utiliza con frecuencia como unidad de potencia el HP (Caballos de fuerza, por sus siglas en inglés), el cual equivale a 746 W. (Velasco, 2009)

2. **Energía y medio ambiente.** Las fuentes de energía explotadas en el mundo son fundamentalmente no renovables y su generación se realiza en su mayoría a través de procesos contaminantes. Por ello, las principales medidas ambientales concernientes al sector energético se han centrado en dos ámbitos: el fomento de prácticas encaminadas a lograr el mayor grado de ahorro y de eficiencia energética, y el apoyo a la generación de energía mediante fuentes alternativas menos alteradoras del entorno (Velasco, 2009).

En los últimos años, el rápido crecimiento de la sociedad a nivel mundial está provocando una demanda energética sin precedentes. Según estimaciones recogidas en el World Energy Outlook (WEO), para el período comprendido hasta 2035, la demanda de energía global sufrirá un importante aumento de un tercio de los valores actuales, como puede verse en la Figura 1, aún a pesar de que la recuperación de la economía mundial y las perspectivas de crecimiento económico siguen siendo inciertas. Los responsables del 90% del incremento de esta demanda serán países emergentes, como China, que consolidará su posición como máximo consumidor mundial de energía, aunque los índices de crecimiento de consumo energético serán incluso más rápidos en la India, Indonesia, Brasil y Oriente Medio.

Figura 1. Curvas de demanda mundial de energía primaria por combustible y su evolución a través de los años.



Fuente: López, H. J. (2012). *Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento*. Tesis Universidad Carlos III de Madrid. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid

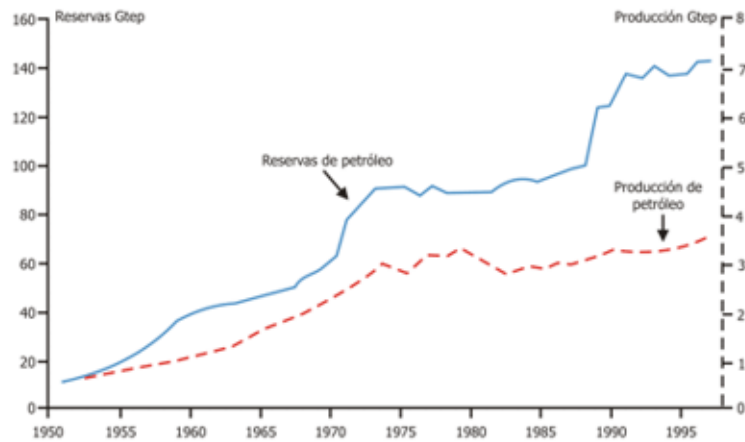
Los recursos energéticos constituyen las cantidades globales estimadas de materiales o fenómenos naturales que pueden ser potencialmente aprovechados, mediante alguna tecnología actual o futura, para obtener energía en cualquiera de sus formas.

Asimismo, las reservas energéticas son el conjunto de recursos energéticos disponibles que tienen una explotación técnica y económicamente viable en las condiciones actuales, lo que significa que los costes

existentes en el mercado son mayores que los costes de extracción, y que la energía obtenida del recurso es superior a la utilizada en su extracción y utilización. El límite entre los recursos y las reservas no es fijo, varía con el tiempo, dependiendo de la tecnología de aprovechamiento de las distintas fuentes de energía y de los precios de éstas en cada momento.

Actualmente, las reservas probables estimadas alcanzan la cantidad de 996.000 millones de barriles de petróleo, de los que un 26% del total se localizan en Arabia Saudí. Las reservas mundiales probadas recuperables alcanzan la cifra de 137,000 Millones de toneladas (Mtep), de ellas, el 60% se encuentran en Oriente Próximo. Por otro lado, América Latina tiene unas reservas recuperables de 10.000 Mtep y África de 8.000 Mtep. Asimismo, el petróleo marino constituye cerca del 30% de las reservas totales del planeta.

Figura 2. Gráfico de la evolución de la producción y de las reservas de petróleo nivel mundial.



Fuente: López, H. J. (2012). *Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento*. Tesis Universidad Carlos III de Madrid. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid

A un ritmo actual de consumo de 2.500 Mtep anuales, las reservas apenas sí alcanzan para 55 años, que podrían reducirse si se cumplen las expectativas de crecimiento y consumo en los países en vías de desarrollo, especialmente en los de Asia y en China.

En este contexto, el gran reto de la humanidad consiste en alcanzar un desarrollo sostenible. Esto es, conseguir un crecimiento económico y una mejora del nivel de vida en equilibrio con unas condiciones ecológicas y sociales que permitan que ese desarrollo pueda perdurar en el tiempo. O dicho de otro modo “Satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades” tal y como se definió en el documento conocido como Informe Brundtland (1987), fruto de los trabajos de la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas.

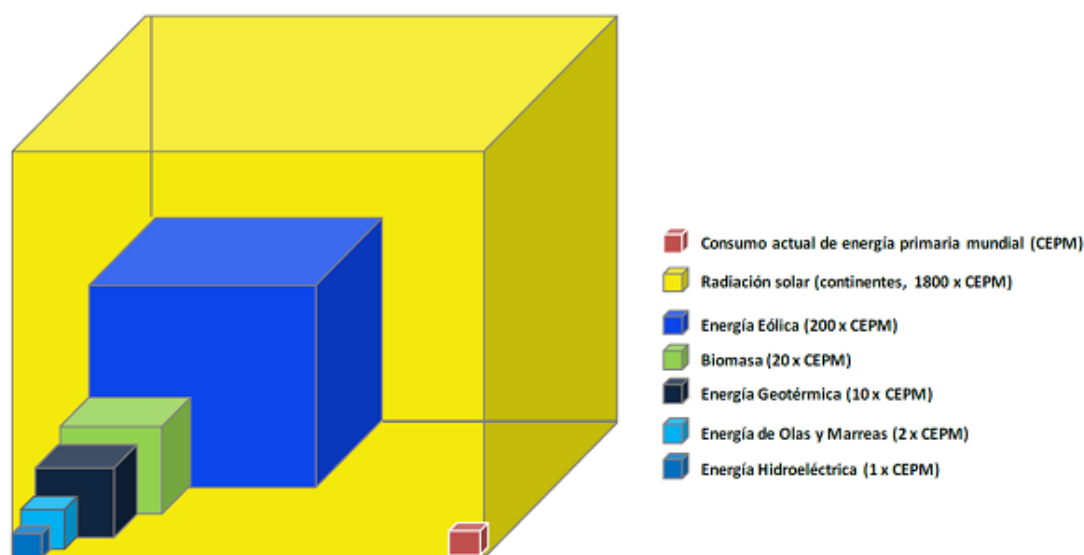
En general, los límites de los recursos naturales sugieren tres reglas básicas en relación con los ritmos de desarrollo sostenibles.

- Ningún recurso renovable deberá utilizarse a un ritmo superior al de su generación.
- Ningún contaminante deberá producirse a un ritmo superior al que pueda ser reciclado, neutralizado o absorbido por el medio ambiente.
- Ningún recurso no renovable deberá aprovecharse a mayor velocidad de la necesaria para sustituirlo por un recurso renovable utilizado de manera sostenible.

El desarrollo sostenible debe sustentarse sobre fuentes de energía respetuosas con el medio ambiente, y para poder seguir el ritmo de la demanda energética global, la única solución posible es la utilización de energías renovables.

En el contexto energético mundial, las energías renovables tienen un potencial físico ilimitado, como demuestra la Figura 3. En ella se observa cómo sólo la radiación solar tiene un potencial aproximado 1.800 veces superior al consumo actual de energía primaria mundial.

Figura 3. Potencial teórico físico de las energías renovables.



Fuente: López, H. J. (2012). *Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento*. Tesis Universidad Carlos III de Madrid. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid

B. SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO

El Sistema Eléctrico de Guatemala está compuesto por tres componentes: Generación (oferta eléctrica), Transporte, y Distribución (demanda de energía). El Sistema de Generación está conformado por: centrales hidroeléctricas, turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna y centrales geotérmicas.

El marco regulatorio del sector eléctrico Guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual se ha privilegiado el libre acceso y la existencia de un sistema de costos que refleja equilibrios libres de oferta y demanda, debido a que en estos segmentos pueden darse condiciones efectivas de competencia. En aquellos segmentos en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales, los precios son fijados por el ente regulador sobre la base de costos económicos eficientes.

La generación se desarrolla en un ambiente libre y competitivo constituido por un mercado de oportunidad basado en un despacho a costo marginal de corto plazo, y por un mercado de contratos en donde los Agentes y Grandes Usuarios pactan libremente las condiciones de sus contratos en cuanto a plazo, cantidades y precio. La transmisión y la distribución son actividades reguladas.

El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) es el encargado de la coordinación de la operación de centrales generadoras, de las interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo, además de establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados y garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

Además de las funciones anteriores, el AMM debe realizar las siguientes actividades:

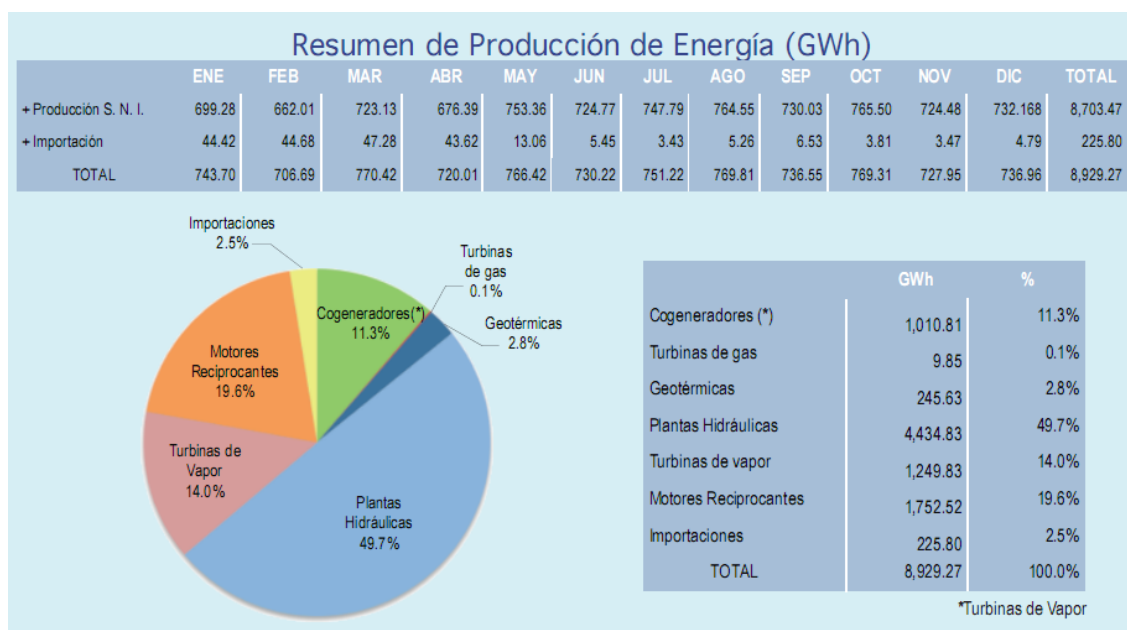
- Programación de la operación: el AMM es responsable de planificar anualmente la forma en que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema, tratando de optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles. La programación anual es revisada y ajustada semanal y diariamente.
- Supervisión de la operación en tiempo real: El AMM debe vigilar el comportamiento de la demanda y la operación del parque generador, así como del sistema de transporte. Asimismo, debe mantener la seguridad del suministro verificando constantemente las variables eléctricas del sistema y respetando las limitaciones de equipos e instalaciones asociadas.
- Administración de las Transacciones: El AMM debe cuantificar los intercambios de Potencia y Energía entre los participantes del Mercado Mayorista y valorizarlos utilizando el Precio de Oportunidad de la Energía y el Precio de Referencia de la Potencia. Para ello, el AMM debe diseñar e implementar un sistema de medición que permita conocer en forma horaria la energía y potencia producida y/o consumida. Además, administrará los fondos que surgen de las transacciones entre los agentes que operan en el Mercado Mayorista.

Según el último informe presentado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), en el 2012 la generación total de energía para ese año fue de 8,929.27 GWh, de los cuales 8,703.47 GWh fueron generados localmente y 225.80 GWh fueron importados del Mercado Eléctrico Regional.

El 49.7% de la energía fue de origen hidráulico, 19.6% de motores recíprocos, 14.0% de turbinas de vapor, 11.3% de cogeneradores (también turbinas de vapor), 2.8% de origen geotérmico, 0.1% de turbinas de gas y 2.5% de importaciones.

El consumo local de energía incluyendo los Consumos Propios reportados de las unidades, centrales generadoras y equipos de transporte de energía eléctrica, alcanzó los 8,409.39 GWh, con un crecimiento del 3.04% respecto al año anterior.

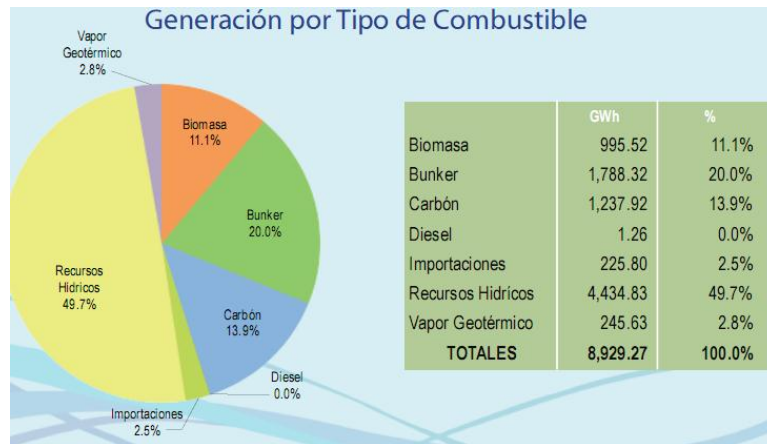
Figura 4. Resultados de producción de energía para el año 2012 en el parque de generación en Guatemala.



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. (2012). *Informe Estadístico 2012*. Ciudad de Guatemala. Recuperado el 11 de julio de 2013, de Administrador del mercado Mayorista: http://www.amm.org.gt/pdfs2/informes/2012/INFEST20120101_01.pdf

Según la Figura 4., podemos observar que la mayor producción de energía durante el año 2012 fue establecida por las plantas hidráulicas, seguido de los motores recíprocos y las turbinas de vapor. En la Figura 5 podemos observar la producción de energía para el año 2012 según el tipo de combustible utilizado para la producción, en donde predomina principalmente la generación por recursos hídricos, seguida de la producción por bunker y carbón.

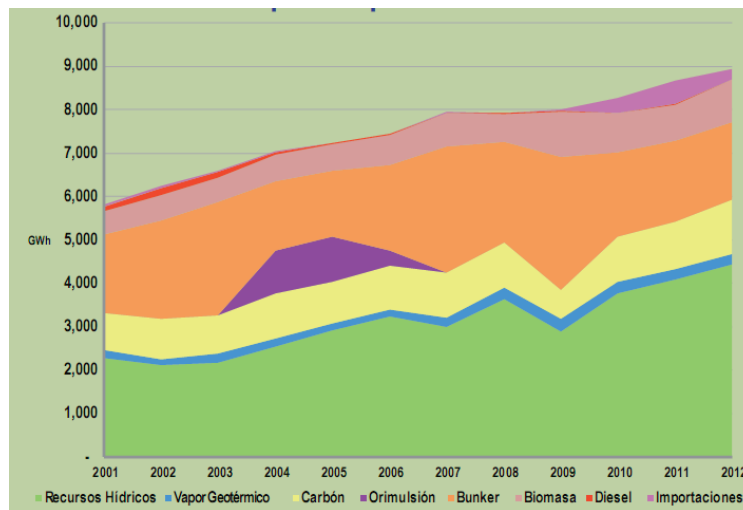
Figura 5. Resultados de producción de energía para el año 2012 en el parque de generación en Guatemala.



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. (2012). *Informe Estadístico 2012*. Ciudad de Guatemala. Recuperado el 11 de julio de 2013, de Administrador del mercado Mayorista: http://www.amm.org.gt/pdfs2/informes/2012/INFEST20120101_01.pdf

Durante la última década la capacidad de generación instalada del Sistema Nacional Interconectado (SIN) ha venido creciendo considerablemente de acuerdo al crecimiento de la demanda. Esto se ve reflejado en el comportamiento de la generación por tipo de combustible, ver Figura 6, de donde se puede observar que la generación por recursos hídricos ha tenido un crecimiento importante, y la generación por combustible de biomasa y carbón se ha mantenido en una constante. Sin embargo observamos que no se ha tenido implementación de generación por tecnología renovable que no sea hidráulica.

Figura 6. Generación por tipo de combustible para la última década.



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. (2012). *Informe Estadístico 2012*. Ciudad de Guatemala. Recuperado el 11 de julio de 2013, de Administrador del mercado Mayorista: http://www.amm.org.gt/pdfs2/informes/2012/INFEST20120101_01.pdf

La generación total conjunta, conformada principalmente por dos grandes divisiones, la energía hidráulica y la energía térmica, distribuida por cada mes corresponde al Cuadro 1, en donde podemos observar que los

meses en donde la producción de energía hidráulica es mayor, corresponde a los meses comprendidos entre junio y octubre, época lluviosa en la región.

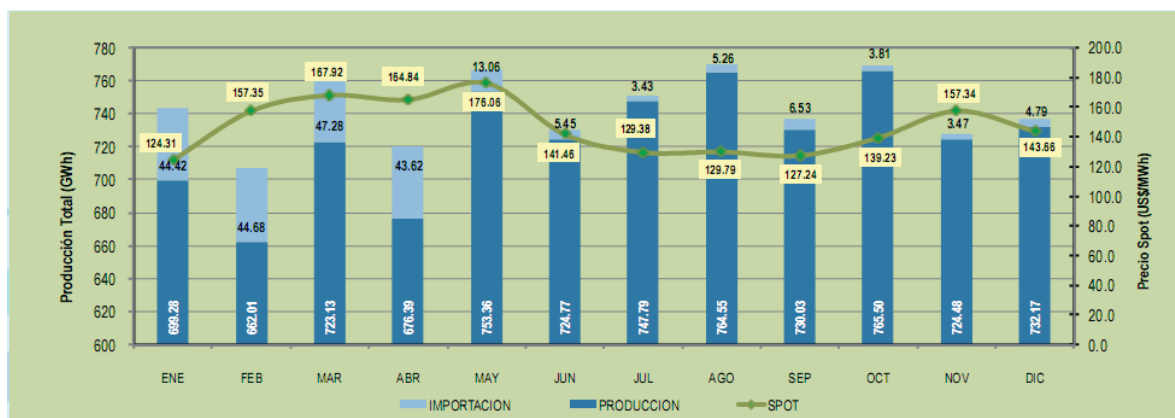
Cuadro 1. Resultados de producción de energía mensual para el año 2012 según tecnología de producción.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH
PLANTAS HIDRÁULICAS	322.100	261.650	254.881	256.365	286.622	425.567	444.7	493.0	486.5	526.4	332.5	266.2	4356.51
PLANTAS TÉRMICAS	372.801	395.858	463.197	414.353	460.505	292.071	295.8	263.5	234.1	229.4	384.5	459.3	4265.33
TURBINAS DE VAPOR	96.683	87.830	115.038	121.745	149.900	120.726	121.7	93.5	96.3	47.4	70.9	128.1	1249.8
GEOTÉRMICAS	16.721	16.020	18.339	22.705	22.577	20.168	22.5	20.7	22.2	22.8	18.6	22.3	246.63
COGENERADORES(T.VAPOR)	178.706	170.369	177.319	141.233	37.115	1.824	2.8	1.7	0.2	1.2	109.0	186.0	1007.5
MOTORES RECIPROCANTES	79.837	121.527	151.692	127.580	249.722	147.517	148.4	147.2	114.9	157.0	185.3	122.7	1753.46
TURBINAS DE GAS	0.854	0.112	0.809	1.092	1.191	1.836	0.4	0.3	0.4	1.1	0.7	0.1	8.92
GENERACIÓN DISTRIBUIDA	4.382	4.499	5.129	5.595	6.236	7.133	7.2	8.1	9.5	9.7	7.5	6.8	81.722
IMPORTACIONES (-)**	46.253	54.664	60.373	54.919	33.159	16.8459	9.84	15.33	15.93	14.32	23.4734	26.69	371.80
DEMANDA S.N.I.	718.540	693.315	752.413	700.775	752.008	716.207	720.539	752.812	720.818	757.963	717.573	726.676	8729.641
TOTAL GENERACION S.N.I.	699.283	662.007	723.207	676.313	753.363	724.771	747.793	764.552	730.026	765.502	724.483	732.265	8703.565

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. (2012). *Informe Estadístico 2012*. Ciudad de Guatemala. Recuperado el 11 de julio de 2013, de Administrador del mercado Mayorista: http://www.amm.org.gt/pdfs2/informes/2012/INFEST20120101_01.pdf

Asociada a esta producción, se encuentra el Precio de Oportunidad de la Energía (POE), el cual está definido por la última máquina utilizada para generar la energía requerida en la demanda nacional. El POE tiene un comportamiento de acuerdo a disponibilidad de la energía primaria que se tiene para la producción de energía eléctrica, ver Figura 7. Es decir que para la época lluviosa, en donde el recurso hidráulico es abundante, el POE tiene un comportamiento bajo.

Figura 7. Precio de oportunidad de la energía mensual correspondiente al año 2012.



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. (2012). *Informe Estadístico 2012*. Ciudad de Guatemala. Recuperado el 11 de julio de 2013, de Administrador del mercado Mayorista: http://www.amm.org.gt/pdfs2/informes/2012/INFEST20120101_01.pdf

C. ENERGÍAS RENOVABLES

1. Introducción a las energías renovables. Hace alrededor de 250 años, la población mundial era relativamente pequeña y la tecnología, tal como hoy la conocemos actualmente, prácticamente inexistente. Actualmente hemos experimentado un crecimiento explosivo de la población, lo que ha creado

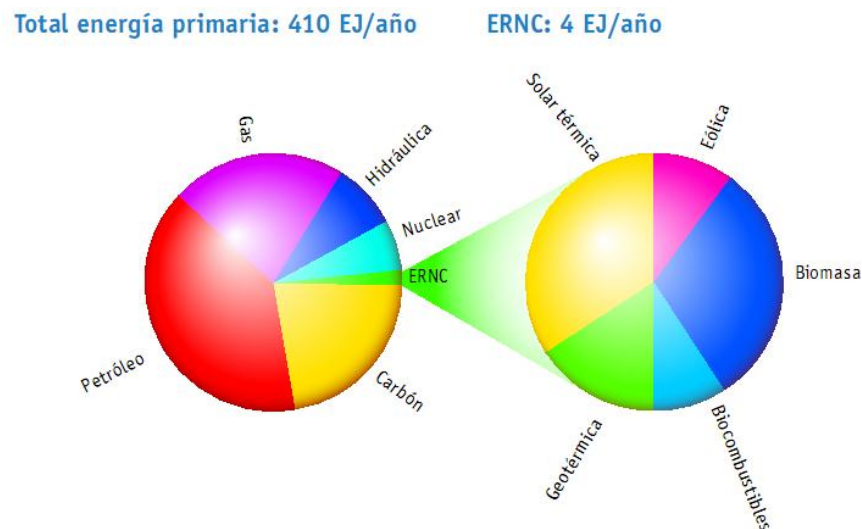
enormes presiones ambientales, seguido de nuevos procesos industriales, lo que ha generado el fenómeno de la urbanización, el movimiento de personas que migran de pequeños asentamientos a ciudades y pueblos, lo que intensifica los problemas ambientales en razón del aumento de la densidad, tanto de las personas como de las industrias. Finalmente todo lo anterior tiene como consecuencia un incremento explosivo en el uso de la energía, lo que ha acentuado aún más la tensión ambiental (Tirapegui, 2006).

El desarrollo de la humanidad ha estado estrechamente ligado a la utilización de la energía. Un hecho trascendental fue la Revolución industrial (siglos XVIII y XIX), relacionada en sus inicios al uso del carbón. Dentro de este proceso evolutivo, el empleo masivo del petróleo nos ha traído comodidad, que hoy caracteriza a las sociedades más desarrolladas (Tirapegui, 2006).

El consumo de energía, en grandes cantidades y además que van en crecimiento, contribuye a establecer la actual forma de vida de una parte importante de nuestro mundo, y además define el esquema económico en el que nos desenvolvemos. Podemos asegurar que nuestra sociedad es cada vez más intensiva en el uso de energía y parece que esta tendencia continuará en el futuro (Tirapegui, 2006).

En ese contexto es que las nuevas tecnologías para aprovechar las energías renovables forman una parte vital para la continuación del desarrollo tecnológico y económico según las tendencias actuales. Sin embargo existe aún una gran brecha para conseguir impulsar las energías renovables, a pesar de que en los últimos años, las Energías Renovables no Convencionales (ERNC), han venido creciendo, la comparación con las energía convencional es en proporción muy pequeña, tal y como podemos observar en la Figura 8 el consumo mundial de las ERNC comparado con las energías convencionales es de apenas el 1.00 %.

Figura 8. ERNC comparada con la energía convencional por año.



Fuente: Tirapegui, W. J. (2006). *Energías renovables no convencionales*. Santiago de Chile: Empresa Nacional de Electricidad, S.A.

Chile.

Las energías renovables tienen la característica de que en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía, no se consumen ni se agotan, las fuentes de energía primaria, en una escala humana de tiempo. Entre estas fuentes están: la hidráulica, la solar (térmica y fotovoltaica), la eólica y la de los océanos. Además, dependiendo de su forma de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables aquellas provenientes de la biomasa y de fuentes geotérmicas (Tirapegui, 2006).

Dependiendo de su forma de aprovechamiento, las ERNC pueden generar impactos ambientales significativamente inferiores que las fuentes convencionales de energía. Además, las ERNC pueden contribuir a los objetivos de seguridad de suministro y sostenibilidad ambiental de las políticas energéticas. La magnitud de dicha contribución y la viabilidad económica de su implantación, dependen de elementos particulares en cada país, tales como el potencial explotable de los recursos renovables, su localización geográfica y las características de los mercados energéticos en los cuales competirán (Tirapegui, 2006).

2. **Energía hidráulica.** La energía del agua en movimiento, en ríos u otros cauces es muy antigua, se remonta a épocas anteriores a la era cristiana, donde su principal uso era la molienda de granos, martillos para trabajos metalúrgicos o transporte de mercancías mediante barcazas. Lo anterior contribuyó al desarrollo económico e industrial de muchos países, desde la Edad Media hasta la Revolución Industrial. La utilización de la energía hidráulica para generación de electricidad se inició hace más de un siglo (Tirapegui, 2006).

Cuando se habla de energías renovables para la producción de electricidad, casi todos pensamos en la solar, eólica, biomasa, etc., pero olvidamos que la hidráulica se viene empleando desde hace mucho tiempo con tecnologías muy consolidadas (Madrid, 2009).

En el curso del agua, la energía que ésta posee y puede entregar para otros usos, se compone de un salto (energía potencial respecto de un nivel de referencia) y un caudal (energía de movimiento o cinética). De esta forma, se puede expresar la potencia hidráulica como:

$$P_h = \gamma Q H_n$$

Donde,

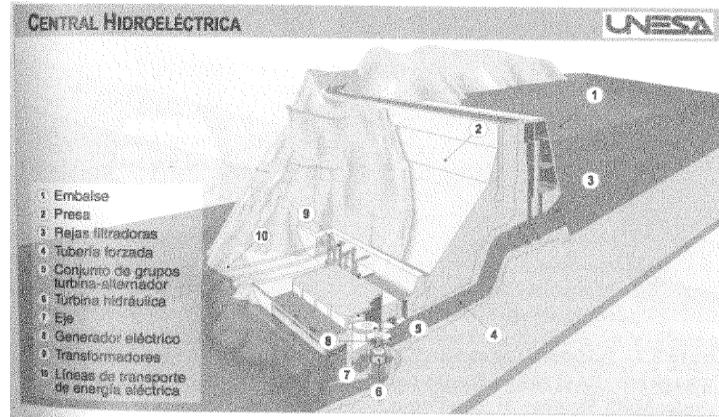
γ : Peso específico del agua (1,000 kg/m³)

Q : Caudal del agua (m³/s)

H_n : Altura neta (m)

Como se aprecia en la Figura 9 si se construye una presa en un río, el agua puede fluir controladamente por una tubería desde una altura mayor a otra menor, de forma que aumenta su velocidad y presión. Así puede mover las aletas de una turbina que a su vez mueve un generador, que produce electricidad, esto se denomina una central hidroeléctrica.

Figura 9. Principio de funcionamiento de una central hidroeléctrica en un río.



Fuente: Madrid, A. (2009). *Energías Renovables (Fundamentos, Tecnologías y Aplicaciones)*. Madrid, España: AMV Ediciones.

En la medida que el agua situada en una posición pierde altura, gana velocidad. La disminución de la energía potencial se transforma en energía cinética, salvo las pérdidas debido a los rozamientos en los conductos. El agua, con su potencia hidráulica disponible, pasa por una turbina, la cual la transforma en potencia mecánica y ésta a través de un generador, es transformada en potencia eléctrica (Tirapegui, 2006).

Desde ahí pasa a los transformadores, para luego iniciar su viaje a los centros de consumo. En cada uno de estos procesos de transformación existen pérdidas, con lo cual está asociado el concepto de rendimiento (de la turbina, del generador, del transformador). Hoy la tecnología permite obtener rendimientos altos del conjunto (superiores al 85%), y bastante superiores a los rendimientos de las plantas térmicas, para igual potencia (Tirapegui, 2006).

En atención a que los saltos disponibles y caudales varían según las condiciones geográficas, existen diferentes tipos de turbinas que se acomodan mejor a unas determinadas combinaciones de altura y caudal, para obtener las mejores eficiencias (Tirapegui, 2006).

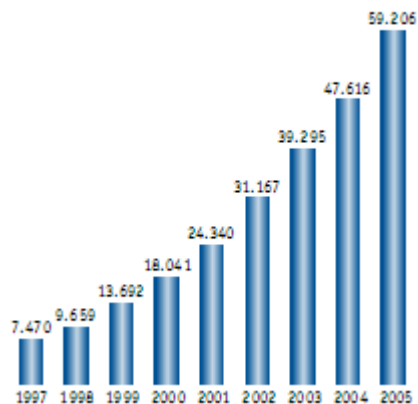
3. **Energía eólica.** El aprovechamiento de la energía del viento por el ser humano forma parte de las primeras civilizaciones. La navegación a vela y los molinos para la molienda de grano son algunas aplicaciones pretéritas. En épocas más recientes, fueron útiles para otros fines, como es el caso de Holanda, donde gracias a los molinos de viento se bombeó el agua que permitió ganarle terreno al mar y donde hoy vive una parte importante de la población de ese país.

La energía cinética del viento puede transformarse en energía útil, tanto mecánica como eléctrica. La energía eólica, transformada en energía mecánica ha sido históricamente aprovechada, pero su uso para la generación de energía eléctrica es más reciente. Existen aplicaciones de mayor escala desde mediados de los

70 en respuesta a la crisis del petróleo y a los impactos ambientales derivados del uso de combustibles fósiles.

Desde hace un poco más de un par de décadas se ha utilizado la energía eólica como fuente de generación eléctrica. Primero en Estados Unidos, aprovechando ventajas fiscales (gobierno de Carter), la especial receptividad de California a este tipo de energía y la existencia de vientos regulares, se instalaron numerosos aerogeneradores conectados a las redes eléctricas. Luego siguió la Unión Europea, la cual hoy se alza como el primer productor de electricidad de origen eólico tal y como lo podemos observar en la Figura 10, el crecimiento de la energía eólica en cifras de capacidad instalada ha tenido un crecimiento importante en las últimas décadas (Tirapegui, 2006).

Figura 10. Energía eólica mundial, crecimiento de capacidad instalada en MW.



Fuente: Tirapegui, W. J. (2006). *Energías renovables no convencionales*. Santiago de Chile: Empresa Nacional de Electricidad, S.A. Chile.

a. Aerogeneradores, principio de funcionamiento. Actualmente la energía del viento se aprovecha para producir electricidad con los aerogeneradores. Su principio de funcionamiento es bien sencillo: el viento mueve las palas de la hélice que a su vez, a través de un sistema de engranajes, mueven un generador que produce electricidad. España es uno de los países punteros en la aplicación de esta tecnología. En Europa, hay otros países tales como Alemania, Dinamarca y Suecia que también han apostado por esta tecnología (Madrid, 2009).

El aire es una mezcla de gases y otras sustancias en suspensión, que componen la atmósfera que rodea la tierra, y que permanecen sujeta a ella gracias a la fuerza de la gravedad. El nitrógeno es el componente principal del aire. El viento desarrolla una energía cinética, a la cual se le puede aplicar la fórmula:

$$E = \frac{1}{2}(mv^2)$$

Donde:

E : Energía en kilo joule

m : es la masa en kilogramos

v : es la velocidad en metros por segundo

La energía desarrollada por el viento es proporcional al cuadrado de su velocidad. Por otro lado, la potencia es proporcional a la velocidad elevada al cubo. Esto quiere decir que si aumentamos la velocidad del viento, la energía generada aumenta mucho más, por lo que se considera que el sistema eólico tiene un buen rendimiento en electricidad (Madrid, 2009).

Básicamente un aerogenerador se compone de:

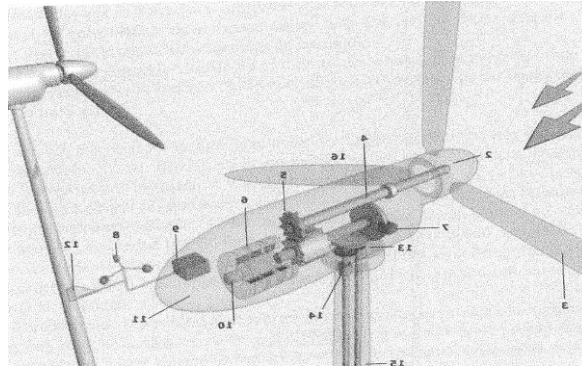
- La hélice o rotor: es la parte expuesta al viento, que al girar sus paletas, transmiten la energía generada por su movimiento a una casa de engranajes.
- Turbina o caja de engranajes: reciben la energía procedente de la hélice y la transmiten al generador.
- Freno: Este es necesario para regular el funcionamiento de la instalación
- Generador. Equipo donde se produce la electricidad a partir del movimiento.
- Carcasa de protección: Dentro de ésta, van incluidos los equipos principales del aerogenerador.
- Torre: es la encargada de sujetar a los componentes ya citados. Cuanto más alta sea la torre, más posibilidades existen de conseguir vientos de mayor velocidad y de alejarnos de las turbulencias que producen los vientos inferiores.

Equipo de control: está alojado en el interior de la torre, para controlar el aerogenerador, en función de las condiciones exteriores y de la necesidad de producción.

La Figura 11 nos muestra el funcionamiento de un aerogenerador. Estos se instalan en la actualidad en parques eólicos y van desde los 600 kilovatios a 2 megavatios. Como vemos en dicha figura, el viento (1) hace mover la hélice o rotor(2) que suele estar compuesta por dos o tres palas orientables (3) con un diámetro variable. Estas palas hacen girar a su vez el eje de pequeña velocidad. Este eje de pequeña velocidad mueve la caja de engranajes (5) alcanzando de 1000 a 1800 revoluciones por minuto (rpm), que son suficientes para producir electricidad (Madrid, 2009).

La rueda dentada (6) mueve a otra rueda dentada más pequeña, aumentan así la velocidad del generador (7), del eje de alta velocidad (8). Un anemómetro mide la velocidad del viento, dato que se transmite a un equipo de control (10) para que regule el proceso. Todo ello va metido dentro de un bastidor (11) para su protección contra la intemperie. El freno (12) se utiliza para detener el rotor en caso de emergencia (Madrid, 2009).

Figura 11. Componentes básicos de un sistema de aerogenerador.



Fuente: Madrid, A. (2009). *Energías Renovables (Fundamentos, Tecnologías y Aplicaciones)*. Madrid, España: AMV Ediciones.

b. Parques eólicos. Los parques eólicos son un conjunto de aerogeneradores que se sitúan en una zona apropiada, donde previamente se estudió la frecuencia y la velocidad de los vientos, así como el impacto ambiental que puede causar la instalación de un número importante de turbinas (Madrid, 2009).

Los parques eólicos cuentan con varias ventajas y también desventajas. Las principales ventajas es que tienen un coste energético estable, lo que quiere decir que una vez realizada la inversión los aerogeneradores pueden trabajar por muchos años con un rendimiento apropiado; además producen una energía limpia inagotable, contribuyen al desarrollo rural y a la disminución del consumo de combustibles fósiles. Por otro lado las desventajas es que producen daños a las aves, provocan una contaminación visual y en algunos casos se requiere de movimiento de tierras (Madrid, 2009).

4. Energía geotérmica. Los recursos geotérmicos constituyen la energía derivada del calor que se extrae a través de los fluidos geotérmicos que surgen de procesos naturales o artificiales de acumulación y calentamiento del subsuelo. Las áreas con mayores recursos geotérmicos accesibles son aquellas en que el magma está muy cerca de la superficie terrestre, con zonas de corteza terrestre delgada o fracturada (Anillo de Fuego).

Figura 12. Distribución mundial de placas.



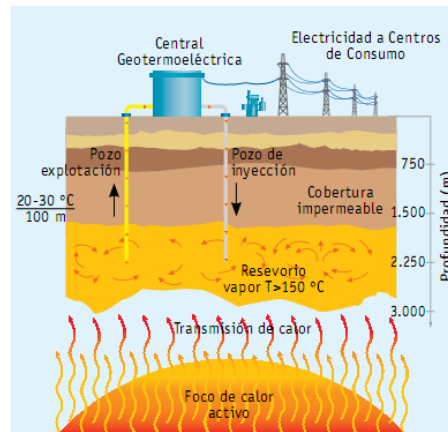
Fuente: Tirapegui, W. J. (2006). *Energías renovables no convencionales*. Santiago de Chile: Empresa Nacional de Electricidad, S.A. Chile.

Las fuentes geotérmicas, según sus características y magnitud calórica, pueden ser aprovechadas no sólo para generar electricidad (alta entalpía), sino que también para usos directos del calor (baja entalpía). La energía geotérmica, como su nombre lo indica, es energía calorífica proveniente del núcleo de la Tierra, la cual se desplaza hacia la superficie terrestre a través de las fisuras existentes en las rocas sólidas y semisólidas del interior de la Tierra.

El proceso de extracción de vapor consiste en llevar a la superficie el vapor endógeno que se encuentra en el subsuelo, mediante la perforación de pozos productores y construcción de su infraestructura que proporcione el conducto adecuado para su extracción y control.

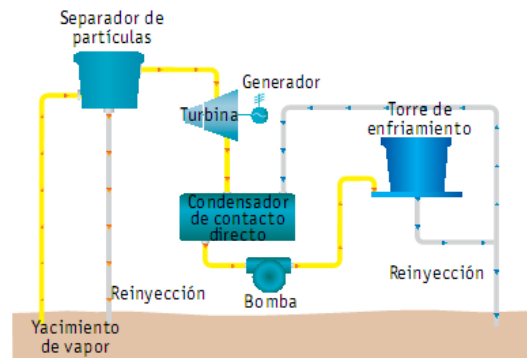
El vapor producido en los pozos es recolectado mediante una red de vaporductos y llevado hasta la central, donde se purifica y luego entra a las turbinas de vapor. Después de realizar trabajo en la turbina, el vapor puede ser descargado a la atmósfera o a un condensador (más eficiente) dependiendo del tipo de central. Todo el resto del sistema de generación eléctrica, transformación, control y transmisión, es prácticamente igual al de una central térmica a vapor convencional. Las Figuras 13 y 14 muestran esquemas típicos de instalaciones geotérmicas.

Figura 13. Yacimiento geotérmico de alta temperatura.



Fuente: Tirapegui, W. J. (2006). *Energías renovables no convencionales*. Santiago de Chile: Empresa Nacional de Electricidad, S.A. Chile.

Figura 14. Sistema hidrotérmico con predominio de vapor.



Fuente: Tirapegui, W. J. (2006). *Energías renovables no convencionales*. Santiago de Chile: Empresa Nacional de Electricidad, S.A. Chile.

En general, son tres los tipos de centrales geotérmicas, cuya elección de tecnología y tamaño depende fundamentalmente de las condiciones del yacimiento geotérmico y de los recursos disponibles.

Estos tipos de centrales corresponden a:

- Unidades a contrapresión: Estos equipos son unidades modulares de 1 a 10 MW (normalmente 5 MW), de baja eficiencia y bajo costo del kW instalado. Estas unidades son armadas y probadas en fábrica, montadas e instaladas sobre la plataforma del pozo. Son totalmente automáticas y operan desatendidas. Por lo general, las unidades a contrapresión son utilizadas para la evaluación del yacimiento durante su etapa inicial de explotación, en pozos con alto contenido de gas y en pozos aislados en el campo.
- Unidades a condensación: Las instalaciones a condensación son mucho más eficientes que las unidades a contrapresión, debido a la descarga de vapor bajo la presión atmosférica. Estas

unidades tienen un tamaño de entre 5 y 110 MW, dependiendo de la topografía existente, características de producción de los pozos y sistema eléctrico al que se va a conectar la unidad.

Su instalación es más compleja y extensa que la unidad a contrapresión. El plazo de instalación es alrededor de 24 meses, incluyendo pruebas de puesta en servicio y necesitan de una superficie mucho mayor que una unidad a contrapresión. Estas unidades serían iguales a las de una central térmica (vapor) convencional si no fuera porque el vapor proveniente de los pozos no es puro, contiene gases in-condensables, elemento que cambia drásticamente las condiciones de diseño (Madrid, 2009).

- Unidades de ciclo binario: Estos equipos son unidades modulares de 1 a 3 MW (aunque existen unidades experimentales más pequeñas de hasta 300 kW) que funcionan con agua caliente en vez de vapor. Esto puede ser cuando la cantidad de agua separada en un pozo es muy abundante o cuando el pozo no tiene una temperatura muy elevada y el fluido que se extrae de éste es prácticamente agua. Al igual que las unidades a contrapresión, son armadas y probadas en fábrica e instaladas a boca de pozo. Son totalmente automáticas y operan desatendidas. Son de fácil y rápida instalación. En las unidades de ciclo binario se utiliza el agua geotérmica caliente (alrededor de 130 a 150 °C) para transferir calor a un fluido secundario de menor punto de ebullición, el cual al evaporarse opera un ciclo de generación cerrado moviendo una turbina de diseño especial. Después de su paso por la turbina, el fluido secundario se condensa, generalmente por aero-enfriadores, para volver al intercambiador de calor y cerrar el ciclo. Por su parte, el agua geotérmica, ahora más fría (alrededor de 80 °C), se reinyecta al yacimiento. (Madrid, 2009)

5. **Energía solar.** En estricto rigor, las energías renovables tienen su origen en la energía solar, es decir, la energía eólica, geotérmica, mareomotriz, e incluso la biomasa, son aprovechamientos indirectos de la energía aportada por el sol. Sin embargo, de forma específica la radiación solar ofrece varias maneras de recuperación energética, ya sea como vía de calentamiento que reemplaza el consumo de energías convencionales, producción de electricidad y, potencialmente, la obtención de combustibles de uso directo, como podría ser el hidrógeno.

La energía solar pasiva se contempla en muchos países como una opción energética de gran potencialidad, que se ha venido aplicando casi exclusivamente en la edificación, formando parte de lo que hoy se conoce como Arquitectura Bioclimática (Tirapegui, 2006).

Por otro lado, también se tiene la energía solar activa, consistente en el uso de la luz y el calor del Sol mediante procedimientos técnicos, que la capta, almacena y transmite a otros usos derivados. Las aplicaciones en este concepto pueden ser para bajas y altas temperaturas (Tirapegui, 2006).

La energía solar ofrece dos formas de producción de electricidad: térmica y fotovoltaica. La primera se basa en la concentración de la radiación solar, a fin de llevar un fluido a suficiente temperatura para accionar motores (turbinas) térmicos que van acoplados a generadores eléctricos. También se han desarrollado sistemas híbridos, que combinan dos sistemas: uno tradicional, sobre la base de un combustible convencional, más el vapor, proveniente de una fuente solar activa de alta temperatura, que conforman lo que se conoce como ciclo combinado.

La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante sistemas fotovoltaicos. Un sistema fotovoltaico está formado por las células solares (que transforman la luz en electricidad), un acumulador, un regulador de carga (que impide que llegue más energía al acumulador cuando ha alcanzado su máxima carga) y un sistema de adaptación de corriente (que adapta a la demanda las características de la corriente generada). Es importante la posición de las células o paneles fotovoltaicos que deben estar inclinados y orientados de forma determinada, con el fin de aprovechar al máximo la radiación solar a lo largo del año. Estas células suelen ser de silicio (mono cristalino, poli cristalino o amorfo), pero se encuentra en desarrollo el posible uso de otros materiales (sulfuro de cadmio, por ejemplo), donde se tiene presente el costo de la obtención del material (el silicio consume una gran cantidad de electricidad).

D. ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

1. Conceptos fundamentales sobre energía solar.

a. Naturaleza de la energía solar. Para los fines del aprovechamiento de su energía, el Sol es una inmensa esfera de gases a alta temperatura, con un diámetro de 1.39×10^9 m., situado a la distancia media de 1.5×10^{11} m. respecto de la Tierra (Salgado, 2010).

Se estima que la temperatura en el interior del Sol debe ser del orden de 10^7 K, pero en la fotosfera, es decir, en la superficie externa del Sol, la temperatura “efectiva de cuerpo negro” es de 5,762 K. Existen, sin embargo, otras formas de calcular la temperatura de la fotosfera, que dan como resultado alrededor de 6,300K. Es claro que nadie ha colocado un termómetro en la superficie del Sol. Su temperatura se mide por métodos indirectos, basados en diversos modelos (Salgado, 2010).

Algunos datos interesantes acerca del Sol son los siguientes:

- El Sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión –por ejemplo dos átomos de hidrógeno que producen helio, o uno de helio y uno de hidrógeno que producen litio, etc.- que se llevan a cabo en su núcleo.
- La generación de energía proviene, por tanto, de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo con la ecuación de Einstein:

$$E = mc^2$$

Donde:

E : Es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa.

m : Es la masa

c : es la velocidad de la luz

- El núcleo solar es la región comprendida dentro del 23% de su radio, a partir del centro, que corresponde a tan sólo el 15% del volumen, pero en cambio contiene el 40% de la masa y ahí se genera el 90% de la energía. En esa región, la temperatura es del orden de 10^7 K y la densidad es del orden de 10^5kg/m^3 .

b. Medición de la energía del sol: la constante solar. La combinación de tres factores: la distancia Tierra-Sol, el diámetro solar y la temperatura del Sol, determinan un flujo luminoso, i.e., un flujo de energía que incide sobre la superficie de la Tierra (Salgado, 2010).

Se llama flujo a la cantidad de materia que pasa a través de una superficie, por unidad de área y por unidad de tiempo. Por tanto, el flujo luminoso, que es en realidad un flujo de energía, tiene unidades de energía por unidad de área y por unidad de tiempo, por ejemplo, $\text{Js}^{-1}\text{m}^{-2}$, equivalentes a Wm^{-2} .

Mucho se ha discutido acerca de si el Sol emite un flujo de energía constante, o se trata de una estrella variable. Algunos estudios parecen indicar que la variación de la emisión de energía es menor al 1% a lo largo de un ciclo solar, que dura 22 años. No se conoce a ciencia cierta la causa de estas variaciones. Sin embargo para su aplicación en el campo de la ingeniería, la emisión de energía en el Sol puede considerarse constante. El recurso energético solar está mucho más ligado, en la superficie terrestre, a las variaciones meteorológicas, que a las solares (Salgado, 2010).

La radiación emitida por el Sol, junto con sus condiciones geométricas respecto de la Tierra, dan por resultado que, sobre la atmósfera terrestre, incide una cantidad de radiación solar casi constante. Esto ha dado lugar a la definición de la llamada constante solar (Salgado, 2010).

La constante solar, G_{sc} , es el flujo de energía proveniente del Sol, que incide sobre una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar, ubicada a la distancia media de la Tierra al Sol, fuera de toda atmósfera (Salgado, 2010).

El valor comúnmente aceptado para G_{sc} ha variado en los últimos años, según las técnicas de medición que se han empelado, lo cual no indica que haya variado en sí la magnitud de la energía que se recibe del Sol. Consideramos el siguiente valor para dicha constante:

$$G_{sc} = 1353 \text{ Wm}^{-2} = 1940 \text{ cal/cm}^2\text{min} = 482 \text{ Btu/ft}^2\text{hr} = 4872 \text{ kJ/m}^2\text{hr}$$

c. Radiación normal extraterrestre. Como hemos expuesto, la radiación extraterrestre que incide sobre la Tierra está sujeta a las variaciones geométricas y a las condiciones físicas del propio Sol. Por otro lado, la órbita que describe la Tierra alrededor del Sol no es circular, sino cuasi elíptica. La pequeña excentricidad de la órbita hace que, alrededor del 4 de enero, cuando la Tierra se encuentra en el perihelio (mínima distancia al Sol) la radiación solar extraterrestre sea máxima. Por otro lado, alrededor del 1 de julio – seis meses después- la Tierra se encuentra en el afelio (máxima distancia al Sol) y entonces la radiación solar extraterrestre es mínima (Salgado, 2010).

La ecuación que describe el flujo de energía sobre un plano normal a la radiación solar extraterrestre, a lo largo del año es:

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right)$$

Donde,

G_{on} : es el flujo de radiación extraterrestre, medida en un plano normal a la radiación

n : es el número del día del año.

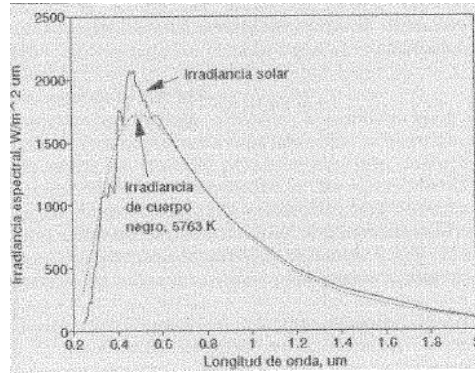
d. Distribución espectral de la radiación solar. El Sol emite radiación en toda la gama del espectro electromagnético, desde los rayos gamma, hasta las ondas de radio. Sin embargo, para los fines del aprovechamiento de su energía, sólo es importante la llamada radiación térmica que incluye sólo el ultravioleta (UV), la radiación visible (VIS) y la infrarroja (IR) (Salgado, 2010).

Todos los cuerpos emiten cierta cantidad de radiación en virtud de su temperatura. A mayor temperatura ocurren dos cambios en la radiación emitida:

- La intensidad de la emisión es mayor, refiriéndose a, un mayor número de Energía por unidad de superficie (W/m^2) que abandonan el cuerpo.
- El color o tipo de radiación cambia hacia una menor longitud de onda, esto es, del IR al VIS y al UV, a medida que aumenta la temperatura.

La fotosfera se encuentra a unos 6,000 K y, por tanto, emite un cierto flujo de energía correspondiente a esa temperatura. Su distribución espectral se puede observar en la Figura 15.

Figura 15. Irradiancia espectral del Sol y de un cuerpo negro a 5763 K.



Fuente: Salgado, J. F. (2010). *Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica*. Madrid, España: Ediciones Mundiprensa.

La figura muestra la irradiación espectral (energía por unidad de tiempo, en la unidad de área, por unidad de longitud de onda) en función de la longitud de onda. La línea continua pero irregular corresponde a la irradiación observada, medida desde la tierra (Salgado, 2010).

La curva punteada representa la irradiación espectral que tendría un cuerpo negro (radiador ideal), que se encontrara a la temperatura de 5762 K. Esta temperatura corresponde a la que debería tener dicho radiador ideal. (Salgado, 2010)

e. Variación del flujo de energía con la distancia. Cuando se tiene una fuente luminosa que emite en todas direcciones, la intensidad luminosa o flujo de energía varía inversamente con el cuadrado de la distancia a la fuente emisora.

Considérese una fuente luminosa cualquiera: una bombilla, una estrella, el Sol, que emite energía en forma homogénea en todas direcciones.

Considérense dos esferas concéntricas, de radios r_1 r_2 , mucho mayores que el de la fuente luminosa, cuyo centro coincida con la posición de dicha fuente. Supongamos que medimos la intensidad luminosa en la superficie de la esfera con radio r_1 y llamemos a ese valor G_1 .

La potencia que pasa a través de la esfera completa estará dada por G_1 multiplicada por el área de la esfera:

$$Potencia_1 = 4\pi r_1^2 G_1$$

Por otro lado, llamamos G_2 a la intensidad luminosa medida a la distancia r_2 , tendremos, mediante el mismo razonamiento, que la potencia evaluada en la superficie de la esfera 2 es:

$$Potencia_2 = 4\pi r_2^2 G_2$$

Si además consideramos que el espacio que separa las dos esferas es perfectamente transparente, es decir, no absorbe radiación entonces la misma energía por unidad de tiempo que atraviesa la esfera 1 debe atravesar la esfera 2.

Por tanto,

$$Potencia_1 = Potencia_2$$

Entonces,

$$4\pi r_1^2 G_1 = 4\pi r_2^2 G_2$$

La cual se reduce a la expresión:

$$r_1^2 G_1 = r_2^2 G_2$$

Esta ecuación es de uso bastante general. Sirve para relacionar intensidades luminosas producidas por lámparas a ciertas distancias, lo mismo que para calcular la constante solar en diversos planetas (Salgado, 2010).

f. Radiación solar terrestre. Para alcanzar la superficie terrestre la radiación solar debe atravesar la atmósfera donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción y difusión que disminuyen la intensidad final. La radiación que llega directamente del Sol es la denominada radiación directa y la que previamente es absorbida y difundida por la atmósfera es la radiación difusa.

La radiación solar, tanto directa como difusa, se refleja en todas las superficies en las que incida dando lugar a la radiación reflejada. La reflexión dependerá de las características y naturaleza de la superficie reflectora. La radiación solar global es la suma de los tres tipos antes mencionados y es la que podemos aprovechar para su transformación térmica.

Las proporciones de radiación directa, difusa y reflejada recibida por una superficie determinada dependen:

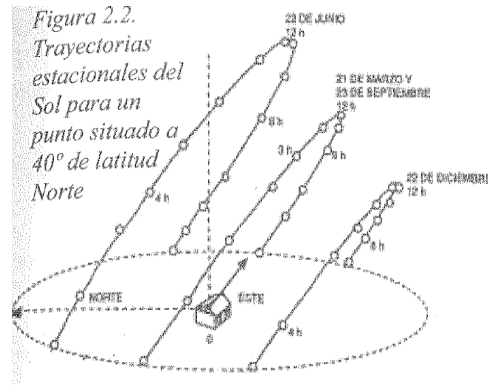
- De las condiciones meteorológicas (de hecho, en un día nublado la radiación es prácticamente dispersa en su totalidad; en un día despejado con clima seco predomina la componente directa, que puede llegar hasta el 90% de la radiación total).
- De la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal (una superficie horizontal recibe la máxima radiación dispersa y la mínima reflejada).
- De la presencia de superficies reflectantes (debido a que las superficies claras son las más reflectantes).

La función del lugar, además, varía la relación entre la radiación dispersa y la total, ya que al aumentar la inclinación de la superficie de captación, disminuye la componente dispersa y aumenta la componente

reflejada. Por ello, la inclinación que permite maximizar la energía recogida puede ser diferente dependiendo del lugar.

La posición óptima, en la práctica, se obtiene cuando la superficie está orientada al sur, con ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar: la orientación al sur, de hecho, maximiza la radiación solar captada recibida durante el día y si la inclinación es igual a la latitud hace que sean mínimas, durante el año, las variaciones de energía solar captadas debidas a la oscilación de 23.5° de la dirección de los rayos solares respecto a la perpendicular a la superficie de recogida. La Figura 16 muestra las trayectorias estacionales del Sol para un punto situado a 40° de latitud Norte. La radiación directa será mayor cuando la incidencia de los rayos solares sea perpendicular a la superficie.

Figura 16. Trayectorias estacionales del Sol para un punto situado a 40° de latitud Norte.



Fuente: Salgado, J. F. (2010). *Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica*. Madrid, España: Ediciones Mundi-Prensa.

En general, los datos de irradiación solar d que se dispone son en el mejor de los casos valores de irradiación global horaria sobre la superficie horizontal. Para estimar la irradiación global sobre superficies inclinadas es necesaria la utilización de modelos matemáticos. En este caso es necesario en primer lugar, descomponer la irradiación global horizontal en sus componentes directa y difusa, para que se tenga métodos matemáticos basados en ajustes de tipo polinómico. Una vez se tienen estos valores de irradiación directa y difusa es posible calcular la irradiación directa sobre una superficie inclinada por métodos geométricos. Para ello es imprescindible conocer con exactitud la hora solar en la ubicación a estudiar.

g. Captación térmica. Se entiende por captación térmica de la energía solar al procedimiento de transformación de la energía radiante del Sol en calor o energía térmica. Se pretende de esta forma obtener a partir del Sol una energía que podremos utilizar en aplicaciones térmicas.

2. Tipos de tecnología de energía solar térmica. En función del rango de aprovechamiento térmico, se distinguen tres tipos de energía solar térmica: de baja, media y alta temperatura. La energía solar

térmica de baja temperatura se aplica cuando las temperaturas no son superiores a 80°C, tal es el caso de la obtención de agua caliente sanitaria y la de agua o aire caliente para calefacción de viviendas. La de media temperatura, con temperaturas entre 80°C y 250°C, es la empleada en la producción de vapor para procesos industriales, producción de energía eléctrica a pequeña escala, detoxificación solar (descontaminación de gases y aguas residuales), desalación de agua de mar y refrigeración por absorción (compresores térmicos). Finalmente, la de alta temperatura es la que se utiliza cuando se requieren temperaturas superiores a 250°C, aplicándose, fundamentalmente, para la producción de electricidad a gran escala. No obstante, en este rango se contemplan otros usos como por ejemplo la síntesis y/o tratamiento superficial de materiales en hornos solares, producción de hidrógeno y otros combustibles solares (bioetanol, biodiesel, etc.) e, incluso, experimentos astrofísicos.

Los colectores solares térmicos son los dispositivos empleados para captar la radiación solar y transmitírsela a un fluido termo portador para su posterior aprovechamiento. Se dividen en dos grandes grupos:

- Colectores solares sin concentración: No superan los 80°C, aproximadamente, por lo que se utilizan en las aplicaciones de la energía solar térmica de baja temperatura. Se caracterizan por no poseer sistemas de concentración, por lo que la relación entre la superficie del colector y la superficie de absorción es prácticamente la unidad.
- Colectores solares de concentración: Haciendo uso de los métodos de concentración con elementos ópticos (lentes y espejos), estos dispositivos, de diseño más complejo, son capaces de captar y concentrar la radiación solar, consiguiendo elevar la temperatura del fluido termo portador por encima de 80°C. Se aplican en el campo de la energía solar térmica de media y alta temperatura. La principal complicación que presentan es la necesidad de un sistema de seguimiento para conseguir que el colector esté permanentemente orientado en dirección al sol.

Los sistemas termo solares de concentración son, de forma general, sistemas de aprovechamiento de la energía solar de media y alta temperaturas basados en la concentración de la radiación directa. Su aplicación más común es la generación de electricidad. Estos sistemas de generación se denominan centrales energéticas termo solares (CET). Conceptualmente, una CET se compone de un sistema colector, un sistema receptor y un sistema de conversión de potencia, pudiendo además incluir un sistema de almacenamiento térmico y un sistema de combustible fósil.

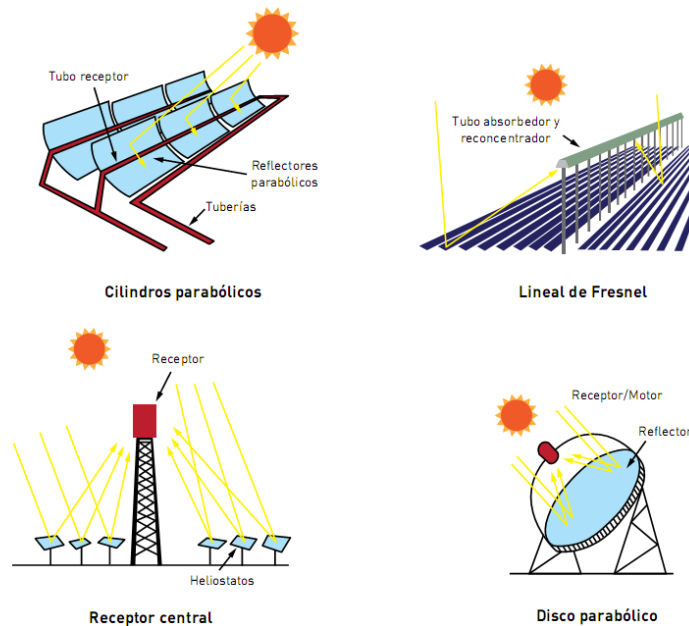
La función del colector, como ya se ha señalado, es captar y concentrar la radiación sobre el receptor, donde la energía radiante se convierte en energía térmica (normalmente en forma del aumento de entalpía de un fluido) que, finalmente, se convierte en energía eléctrica en el sistema de conversión de potencia. La existencia de almacenamiento térmico permite a la central operar en períodos de ausencia de radiación solar. El colector y el receptor son específicos de cada CET, constituyendo lo que habitualmente se denomina

campo solar, mientras que los sistemas de almacenamiento térmico y conversión de potencia pueden considerarse convencionales.

La radiación solar de una CET puede complementarse con el aporte energético de un combustible fósil, dando lugar a las centrales conocidas como híbridas. El grado de hibridación puede ser muy variable: desde plantas que sólo recurren al combustible fósil para eliminar o reducir al mínimo imprescindible el almacenamiento térmico y cuya función principal es absorber los transitorios producidos por variaciones más o menos bruscas de la radiación solar y garantizar la producción de acuerdo con la estrategia de operación establecida, hasta ciclos combinados convencionales apoyados por energía solar, en los que el aporte de esta última fuente energética está entre el 10 % y el 20 % de la producción.

Se distinguen cuatro tipos de sistemas de concentración solar térmica: colectores cilindro-parabólicos, sistemas de receptor central, sistemas lineal Fresnel y discos parabólicos, en la Figura 17 podemos observar la constitución básica de cada sistema. El primero de ellos pertenece al rango de aprovechamiento térmico de media-alta temperatura (125-450°C) y los tres últimos al que podíamos denominar de alta y/o muy alta temperatura (> 450°C). En la Tabla D.2.1 se muestran las características más representativas de cada uno de estos sistemas.

Figura 17. Configuraciones posibles de las plantas solares térmicas.



Fuente: Solís Ávila, C. A., Cómez Castillo, F., Domecq SanJuan, Á., & Sales Rodríguez, E. (2009). *Diseño y Estudio de una planta solar termoelectrica con tecnología de torre central*. Tesis Escuela de Organización Industrial. Madrid: EOI Escuela de Negocios.

Cuadro 2. Ventajas y desventajas de las tecnologías actuales de generación eléctrica mediante energía solar térmica

Tecnología	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
Canal parabólico	Plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 80 MWe). Producción de calor de proceso.	Comercialmente disponible. Rendimiento máximo solar-electricidad 21%. Capacidad de hibridación y de almacenamiento.	Temperaturas de operación moderadas (hasta 400 °C) debido a las limitaciones térmicas del aceite térmico utilizado como fluido de trabajo.
Fresnel	Pequeños sistemas de generación en isla o plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 5 MWe). Producción de calor de proceso.	Primeras etapas de su comercialización. Rendimiento, capacidad de hibridación y almacenamiento similar a la tecnología de canales parabólicos.	
Se espera que sus costes unitarios sean menores que los de las otras alternativas.	Temperaturas de operación moderadas: 250°C en generación de vapor saturado y hasta 400 °C para vapor sobrecalentado (no demostrado). Es una tecnología con incertidumbres.		
Receptor central	Plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 20 MWe). Producción de calor de proceso a alta temperatura.	Perspectivas de altos rendimientos a medio plazo (captación solar del 46% a temperaturas de 565 °C e instantáneos solar a eléctrica del 23%); almacenamiento a alta temperatura; hibridación.	Estimaciones de costes de capital escasamente contrastadas.
Disco parabólico	Pequeños sistemas de producción eléctrica con y sin conectar a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 25 kWe).	Altos rendimientos (instantáneos solar a eléctrica en torno al 30%); modularidad; capacidad de hibridación; experiencia operacional.	Los sistemas híbridos tienen una eficiencia de combustión baja y su fiabilidad está aún por demostrar.

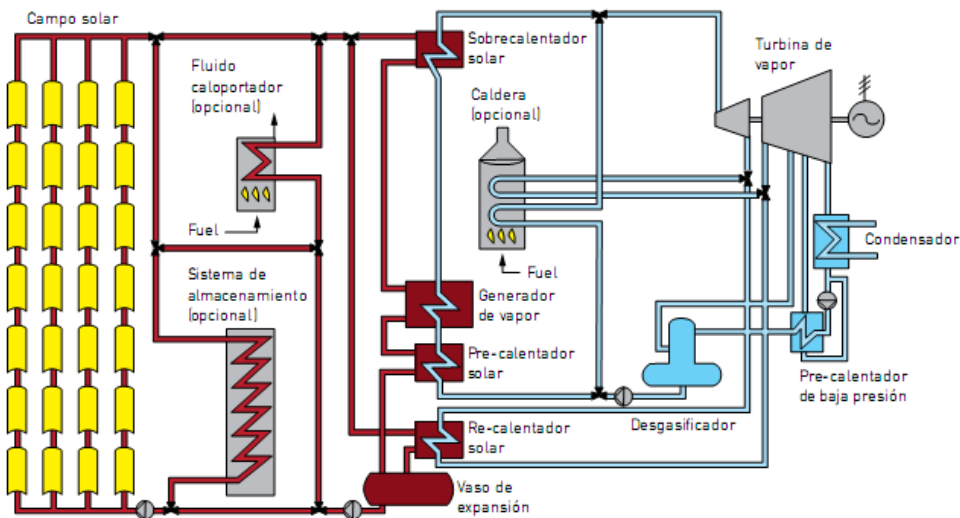
Fuente: Ruiz, V., Silva, M., Lillo, I., Moreno, S., & Domínguez, J. (2011). *Evaluación del potencial de energía solar termoelectrica*.

Estudio técnico PER 2011-2020. Madrid: IDAE.

a. **Colectores cilindro-parabólicos.** De las tecnologías actuales, las plantas de colectores cilindro parabólicos (CCP) son las que cuentan actualmente con una mayor experiencia comercial. En este tipo de tecnología los captadores tienen la forma de un cilindro parabólico manteniéndose orientados según la posición del Sol, los rayos solares recibidos se concentran unas 70-100 veces en un tubo receptor situado en la línea focal del cilindro. El tubo receptor absorbe esta radiación y transmite el calor al fluido de transferencia térmica que circula por su interior (normalmente aceite sintético), hasta alcanzar una temperatura que oscila entre los 350 y 550°C. El aceite se bombea desde el tubo hasta llegar a una serie de intercambiadores de calor y de esta forma es aprovechado para producir vapor el cual se utiliza en turbinas para producir electricidad.

En la Figura 18 se observa el esquema básico de funcionamiento, en este esquema además se agrega un calentador de fluido y una caldera, estas configuraciones ayudan elevar la capacidad de generación de vapor, sin embargo esta configuración dejaría de ser completamente renovable y pasaría a ser una configuración híbrida.

Figura 18. Esquema de una planta solar termoeléctrica híbrida.



Fuente: Ruiz, V., Silva, M., Lillo, I., Moreno, S., & Domínguez, J. (2011). *Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE.

Descripción de los sistemas: El sistema de captación y concentración tiene la peculiaridad de ser modular. Tal y como se mencionó previamente, está formado por filas de canales parabólicos que siguen al Sol mediante un sistema de control y patrones programados según la época del año, estos están alineados en un solo eje en dirección norte-sur. Los captadores cuentan con un conjunto de espejos de sección recta parabólica y geometría cilíndrica los cuales están apropiadamente alineados y distribuidos, concentrando así la componente directa de la radiación solar en el tubo receptor, el cual se encuentra ubicado en su eje óptico.

El sistema de transformación de energía solar a térmica lo componen fundamentalmente los tubos receptores, en los cuales incide el calor solar directamente y en donde circula el fluido de trabajo, que como ya se mencionó son aceites térmicos de origen sintético, este aceite tiene la finalidad de absorber la energía concentrada del sol, calentándose hasta cerca de los 400° C, siendo esta una de sus principales desventajas.

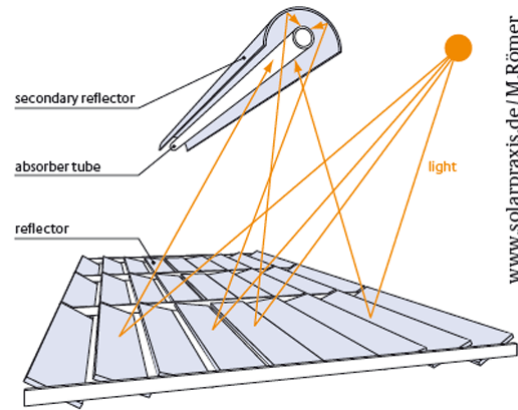
Por último el sistema de transformación de energía térmica a eléctrica es básicamente un ciclo de turbina de vapor en el que el calor aprovechado y transferido al fluido de trabajo, es utilizado para producir vapor mediante una serie de intercambiadores de calor formados por aceite-agua, consiguiendo la evaporación y sobrecalentamiento de este último.

Adicionalmente a los sistemas mencionados, pueden contar con sistemas de almacenamiento de calor, utilizando sales fundidas, permitiendo así operar en periodos de baja radiación solar e incluso en los que el Sol se encuentra oculto. Estos sistemas se basan en dos tanques de sales fundidas, uno caliente y otro frío, los cuales están conectados al fluido de trabajo por medio de un intercambiador de calor. Cuando el campo solar proporciona más energía térmica que la necesaria para el ciclo de potencia, se utiliza el exceso para cargar el tanque caliente proveniente del tanque frío. Sobredimensionando el campo de concentradores es posible obtener energía térmica y almacenarla, suficiente para producir energía 12 horas sin que se tenga radiación directa del Sol.

Por otro lado se tiene la opción de volver este tipo de tecnología híbrida, la cual combinaría sistemas térmicos de combustible fósil para producir el vapor necesario para seguir produciendo electricidad en períodos muy largos de baja radiación directa de Sol, estos sistemas son más complejos en diseño pero aumentan las horas de producción anual, permitiendo entregar mayor cantidad de energía al sistema en el que esten conectados.

b. Sistemas de concentradores lineales Fresnel. A pesar de que esta tecnología se viene investigando desde los años sesenta, se encuentra aún en un estado de desarrollo bastante pequeño. Básicamente esta tecnología consiste en la utilización de espejos planos o ligeramente curvados dispuestos en láminas paralelas sobre un terreno horizontal, permitiéndoles girar sobre su propio eje para dirigir la incidencia directa del Sol a uno o dos receptores tubulares, dependiendo de la configuración del sistema, ubicados a una altura superior de los espejos. En la Figura 19 se observa la configuración básica de un sistema tipo Fresnel.

Figura 19. Esquema básico de un sistema tipo Fresnel.



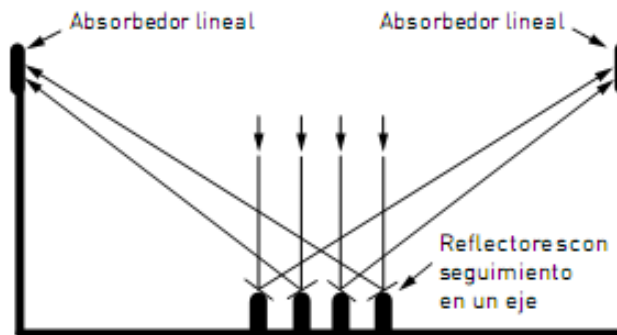
Fuente: López, H. J. (2012). *Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento*. Tesis Universidad Carlos III de Madrid. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid

En la Figura 20 podemos observar un esquema básico de reflectores orientados a dos receptores, esta configuración se utiliza para poder minimizar sombras y bloqueos.

Este tipo de concentradores permiten obtener relaciones de concentración entre 25 y 40 veces respecto a las superficies del captador, las cuales pueden aumentar entre 80 y 130 dependiendo del dimensionamiento y cálculo de la concentración respecto al diámetro del captador.

Generalmente estos sistemas están orientados para la generación directa de vapor de baja temperatura, acoplados directamente a las turbinas de vapor, teniendo una temperatura de operación que ronda los 270° C.

Figura 20. Esquema un campo de concentradores Fresnel con filas de reflectores orientadas a distintos receptores.



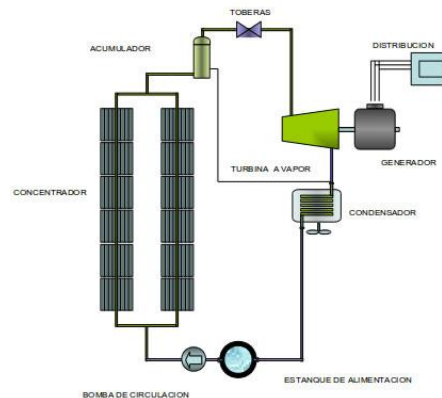
Fuente: Ruiz, V., Silva, M., Lillo, I., Moreno, S., & Domínguez, J. (2011). *Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE.

Para aplicaciones de producción de electricidad superiores a 5MW se distinguen básicamente dos tipos de sistemas, los concentradores Fresnel clásicos y los captadores compactos. Aunque ambos comparten el mismo

principio de funcionamiento y sus geometrías y tamaños de captadores son similares, se diferencian principalmente por las dimensiones de los espejos y por el diseño del tubo receptor.

En la Figura 21 se observa un sistema básico de generación tipo Fresnel, el cual involucra dos captadores lineales y un sistema de generación de electricidad por vapor. En este caso, la radiación solar incide sobre los espejos dispuestos en la parte inferior del concentrador, los cuales inciden en la parte focal del captador, en donde circula agua que posteriormente se convierte en vapor debido a las temperaturas alcanzadas.

Figura 21. Esquema un campo de concentradores Fresnel con filas de reflectores orientadas a distintos receptores.



Fuente: López, H. J. (2012). *Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento*. Tesis Universidad Carlos III de Madrid. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid

El vapor es almacenado en un acumulador y llevado mediante un sistema de tuberías a una turbina de vapor, este vapor ya utilizado ingresará al condensador de vapor ubicado posterior a la turbina de vapor, transformándolo en agua líquida. Esta agua servirá como alimentación al sistema de concentrador, permitiendo un sistema de circuito cerrado.

Los componentes principales del sistema merecen una atención especial y estos son: La turbina, el condensador, el estanque de alimentación y el sistema de control.

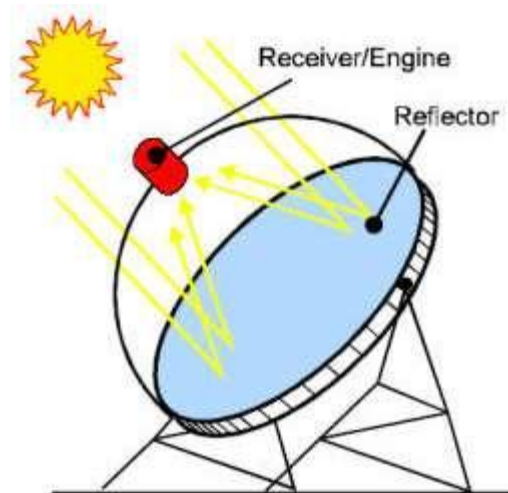
El principal atractivo de esta tecnología reside en su excelente aprovechamiento del terreno y bajo coste. Sin embargo su limitada capacidad de concentración supone una barrera a la obtención de rendimientos altos en la conversión de energía de la radiación solar a electricidad.

c. Discos parabólicos. La tecnología de discos se perfila como una alternativa interesante para sistemas descentralizados de producción de energía, ya que están en el orden de generación de 25 kW y tienen un alto porcentaje de efectividad.

Esta tecnología consta básicamente de una superficie reflectora en forma de disco parabólico, una estructura de soporte, un mecanismo de seguimiento en dos ejes acoplado a un sistema de control y un elemento de transformación de potencia. El disco es una superficie reflectante de sección parabólica, la cual concentra en un punto situado en su foco los rayos solares que inciden en la superficie. En el foco se coloca el bloque de potencia que contiene una cavidad en donde se absorbe la energía solar térmica para accionar un motor Stirling.

Debido a la curvatura parabólica del concentrador y tomando en cuenta que tienen una baja distancia focal/diámetro, se pueden conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3000. Tomando en cuenta estos factores, en el foco del concentrador se puede alcanzar temperaturas de operación que están entre los 650° y 800°, dando lugar a eficiencias en el motor Stirling del orden del 30 al 40%.

Figura 22. Esquema básico de un sistema de discos parabólicos con motor Stirling.



Fuente: Ruiz, V., Silva, M., Lillo, I., Moreno, S., & Domínguez, J. (2011). *Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE.

El motor de aire caliente Stirling, utiliza una fuente de calor fija, para calentar aire en su cilindro. Se le puede considerar de combustión externa y proceso adiabático, ya que no requiere quemar combustible en su interior y al operar, no transfiere calor al entorno. El mecanismo central de un Stirling consiste de dos pistones/cilindros, uno para disipar calor y desplazar aire caliente hacia la sección fría y viceversa. Esta función es catalogada como un intercambiador de calor y se le denomina como generador.

Durante los últimos años, las mejoras en esta tecnología se han centrado en la reducción de costes tanto de fabricación como de operación y mantenimiento. De manera paralela también se han utilizado e investigado componentes avanzados, como el receptor de cavidad del motor Stirling.

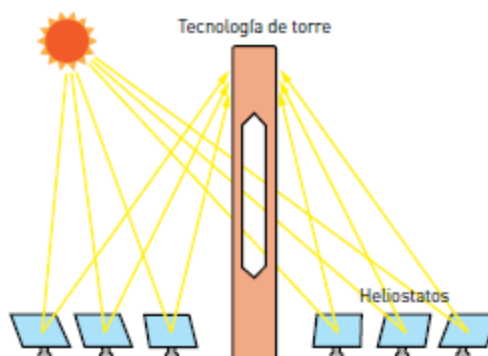
Los sistemas de disco Stirling requieren de sistemas de seguimiento de alta precisión y normalmente de alto coste. Por lo general, se tiende a maximizar el tamaño por unidad de sistema de seguimiento, con el objetivo de reducir el coste por unidad de superficie.

d. Sistemas de receptor de torre central. En la tecnología de torre o receptor central, el sistema de concentración de la radiación solar consiste en un campo de helióstatos, formado por superficies reflectoras que, mediante seguimiento en dos ejes son capaces de proyectar la imagen del Sol sobre la superficie de apertura de un receptor situado usualmente, en lo alto de una torre. En el receptor central tiene lugar la transformación de la radiación solar concentrada en energía térmica, mediante el incremento de entalpía de un fluido de trabajo.

En la Figura 23 podemos observar un esquema básico de funcionamiento de este tipo de tecnología. Los helióstatos están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que le sirve de soporte y mecanismos que permiten orientarlo adecuadamente.

Las superficies reflectantes más empleadas actualmente son de tipo vidrio-metal. El campo de helióstatos en su conjunto es un sistema óptico de foco puntual capaz de alcanzar relaciones de concentración elevadas (500 a 1,000) o muy elevadas (3,000).

Figura 23. Esquema básico de un sistema de central de torre.



Fuente: Ruiz, V., Silva, M., Lillo, I., Moreno, S., & Domínguez, J. (2011). *Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE.

El receptor es el elemento que recibe la radiación solar concentrada y la transforma en energía térmica de un fluido de trabajo (que puede ser agua, sales fundidas, aire, etc.) para ser usada en procesos posteriores. Existen numerosas propuestas de receptores solares con diferentes configuraciones y adaptados a distintos fluidos de transferencia térmica. El receptor se coloca a cierta altura sobre el campo de helióstatos, sobre una torre, con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y los bloqueos entre los helióstatos. El receptor

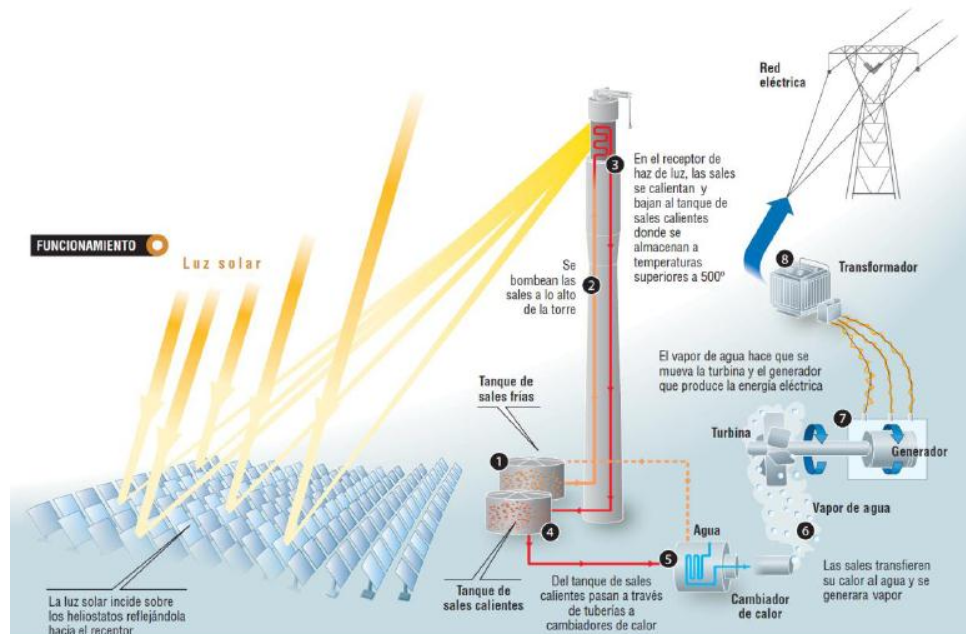
solar representa la parte más crítica de una central de torre desde el punto de vista técnico, al centralizar todo el intercambio de energía radiante de la planta.

En la Figura 24 se observa el sistema completo de una torre con receptor central. Este tipo de centrales admiten fácilmente el funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones y tienen, también, el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico. A partir de este almacenamiento, el sistema puede proporcionar energía incluso en condiciones de nubosidad o durante la noche. Actualmente, la solución más utilizada son tanques de almacenamiento de agua/vapor o de sales fundidas, que acumulan parte de la energía captada durante el día para ser transformada en electricidad en otro momento.

En lo que respecta al fluido de trabajo que circula por el receptor central, en los diversos proyectos de demostración que se han llevado a cabo hasta la fecha se han utilizado principalmente cuatro sistemas:

1. Agua-vapor (sobrecalentado o saturado).
2. Sodio líquido.
3. Sales fundidas.
4. Aire.

Figura 24. Esquema de funcionamiento de un sistema de central de torre.



Fuente: López, H. J. (2012). *Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento*. Tesis Universidad Carlos III de Madrid. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid

En el caso de las plantas de torre empleadas para generación eléctrica, además de los subsistemas específicos de la tecnología solar, esto es, campo de helióstatos, receptor y en algunos casos almacenamiento térmico, hay que considerar la parte convencional de una central eléctrica, cuyos elementos principales son el generador de vapor y el bloque de potencia.

El sistema de control es más complejo que el de una planta térmica convencional, ya que además debe integrar todos los subsistemas solares de la central, cuya interacción se complica, sobre todo, en los periodos de arranques, paradas y transitorios, que son los más críticos.

A diferencia de la tecnología de canal parabólico, los sistemas de torre o receptor central presentan una gran variedad de opciones tecnológicas con diferencias sustanciales entre ellas. Basta mencionar que las centrales que actualmente se encuentran en funcionamiento, PS10 y PS20, generan vapor saturado en el receptor a una temperatura inferior a 300 °C, mientras que la central Gemasolar operará con sales fundidas a temperaturas superiores a 500 °C y la instalación experimental de Jülich en Alemania está previsto que llegue a operar a 700 °C con un receptor volumétrico de aire a presión atmosférica.

Por otra parte, estas centrales usan helióstatos de gran superficie (aproximadamente 120 m²) que concentran la radiación solar sobre el receptor instalado en una torre de gran altura, mientras que las soluciones adoptadas por las empresas e-Solar (que ya ha construido una planta de demostración de 5 MW en California) y Brightsource Energy, entre otras, se basan en conceptos modulares, con helióstatos de pequeño tamaño (poco más de 1 m² en el caso de e-Solar) agrupados en torno a varias torres de menor altura que las tradicionales.

V. METODOLOGÍA

Debido a que para este trabajo se hizo un estudio de pre factibilidad de la implementación de una planta eléctrica de energía solar térmica, se deben analizar varios aspectos importantes. Un estudio de pre factibilidad se realiza preliminarmente a realizar un estudio detallado para implementar un proyecto de inversión; este consisten una investigación sobre los factores más importantes que afectan un proyecto, que van desde el marco legal, hasta un estudio administrativo, e incluso un estudio de impacto ambiental según sea el caso. Los factores importantes que se analizan en este son: Estudio de mercado, estudio tecnológico, estudio financiero, disponibilidad de suministros, estudio administrativo y estudio de impacto ambiental.

Para llevar a cabo los objetivos de este estudio se hizo principal énfasis en el estudio tecnológico y estudio financiero.

A. ESTUDIO TECNOLÓGICO.

1. Estudio de radiación solar mínima necesaria para la implementación de una planta solar termoeléctrica. Debido a que esta tecnología es relativamente nueva, y aún se encuentra en una fase de investigación y desarrollo.-los principales hallazgos e información importante ha sido descubierta y publicada por las mismas plantas que se encuentran en operación-, no existe datos concretos sobre la radiación solar mínima necesaria para implementar una planta solar térmica, además de que este dato depende mucho del diseño que se utilice y de la tecnología; para poder adquirir este dato se investigó sobre las principales plantas a nivel mundial, dividiendo el análisis por tipo de tecnología, obteniendo los datos técnicos más relevantes de acuerdo a la tecnología a analizar, hay que recordar que para la generación de electricidad solar térmica existen cuatro principales tecnologías: cilindros parabólicos, concentradores lineales Fresnel, receptores de torre central y disco parabólico, siendo las primeras tres tecnologías las utilizadas para producción de electricidad de potencia a gran escala.

Se analizaron estos datos y se concluyó a partir de las tablas la radiación solar anual mínima necesaria para implementar este tipo de plantas en cierta región, en nuestro caso en Guatemala.

2. Estudio de radiación solar en Guatemala. Para poder llevar a cabo el estudio de radiación solar en Guatemala, se utilizó la aplicación en línea de Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA), el cual reúne una amplia base de datos de radiación diaria, mensual y anual de varias entidades científicas, entre ellas: The National Aeronautics and Space Administration (NASA), The National Renewable Energy Laboratory (NREL), The State University of New York (SUNY), entre otros. Se utilizó la

base de datos de SUNY para Guatemala, ya que cuenta con una resolución mayor (datos para cada 10 kms²), y datos de radiación solar directa (DNI) para cada día del año.

En primer lugar se analizó el territorio Guatemalteco en donde la DNI diaria fuera mayor a 4.0 kWh/m², para conseguir este análisis, se generó un mapa de Guatemala con las condiciones antes mencionadas y se analizaron potenciales zonas de implementación, se escogieron cinco zonas potenciales. Posteriormente se extrajeron los datos de radiación diaria, se elaboraron gráficas de DNI mensual y por último se obtuvieron los datos de radiación anual por zona, con estos datos y analizando las condiciones geográficas del terreno y el acceso de conectividad a la red se escogió la zona de implementación.

3. Información básica de sistemas que componen una planta solar térmica y dimensionamiento de los mismos. Tal y como se mencionó al inicio, para poder llevar a cabo un estudio de prefactibilidad, es necesario analizar varios aspectos importantes, uno de ellos es el estudio tecnológico. La importancia del estudio tecnológico radica principalmente en dos razones, la primera es analizar si la implementación de la tecnología es viable y luego para nuestro caso, que tan eficiente y que tanto impacto tendrá la tecnología en la producción de energía eléctrica, para después poder hacer un análisis económico más efectivo.

Para esto se investigó acerca de las tecnologías disponibles de energía solar termoeléctrica, analizando cada uno de los aspectos relevantes de cada una de ellas, se realizó un cuadro comparativo de las principales características y se observaron las ventajas y desventajas, para posteriormente escoger una de ellas; utilizando los criterios de elegibilidad establecidos en el Cuadro 3, tomando en cuenta que tiene que ser la que mejor se acople a la región escogida y que tenga el mejor potencial para ser implementada, dentro del análisis se descartó la tecnología de discos parabólicos con motor Stirling, debido a que esta tecnología resulta ser muy cara y su producción de electricidad está más orientada a ser utilizada para procesos específicos y no generación de electricidad a nivel comercial para ser inyectada en el sistema; se escogió en nuestro caso la energía solar térmica de receptor de torre central, con sales fundidas como fluido de trabajo y capacidad de almacenamiento térmico para poder seguir generando en horas de baja radiación solar.

Cuadro 3. Criterios de decisión utilizados para la elección de la tecnología a analizar.

Criterios de elección por tipo de tecnología
Radiación solar necesaria (kWh/m ²)
Mayor capacidad de almacenamiento (horas)
Factor de planta
Relación de conversión de energía

a. Proceso de diseño de una planta solar térmica. En todo proceso de diseño de una planta de energía termoeléctrica del tipo de central de torre generalmente se busca la optimización económica minimizando el coste de la energía anual producida. Para poder cumplir con esto se enfatizó en realizar tres fases que se definieron según el Cuadro 3.

Cuadro 4. Parámetros de diseño de una planta termoeléctrica con receptor central.

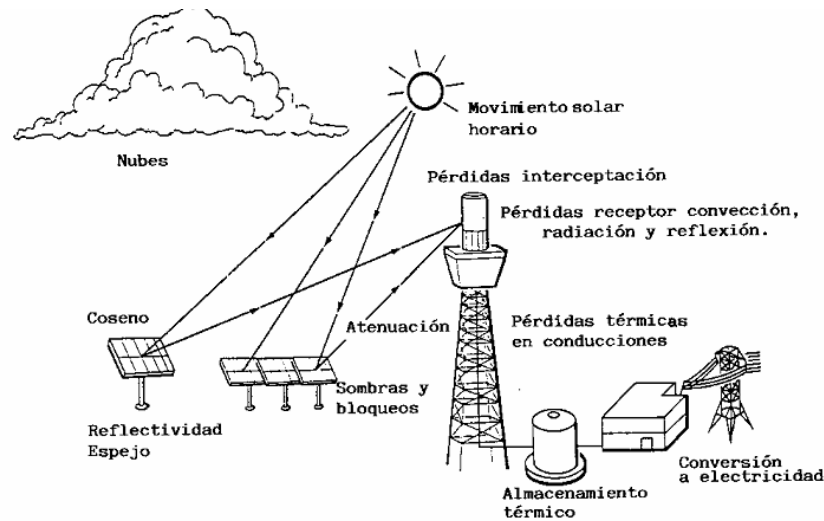
Diseño de sistemas tecnología solar termoeléctrica con receptor central		
Definición de la planta	Optimización del sistema de captación de energía	Optimización de utilización de energía
Localización de la planta	Definición del múltiplo solar	Dimensionamiento de almacenamiento térmico
Definición del punto de diseño	Potencia térmica pico	
Definición de la potencia de diseño	Dimensiones del receptor	
Fluido de trabajo	Área y dimensionamiento de helióstatos	
Temperatura de salida	Altura de la torre	
Definición de campo de helióstatos		
Configuración de receptor		

Con la definición de estos parámetros se buscó optimizar lo mejor posible la planta generadora además de que al definir los mismos, implícitamente se tomaron en cuenta factores de pérdidas por intercepción, convección

radiación y reflexión del receptor, movimiento solar horario y factores ópticos como reflectividad del espejo, efecto coseno y las sombras y que los sistemas producen entre sí, para ilustrar mejor esto se puede observar la Figura 25.

Para la definición de la mayoría de estos parámetros se buscó calcular y elegir los más óptimos tomando en cuenta tecnologías ya existentes y en operación que tuvieran la viabilidad técnica de poder ser implementados en la región escogida para Guatemala.

Figura 25. Variables a tener en cuenta en el diseño y optimización de una planta termoeléctrica del tipo central de torre.



Fuente: Solís Ávila, C. A., Cómez Castillo, F., Domecq SanJuan, Á., & Sales Rodríguez, E. (2009). *Diseño y Estudio de una planta solar termoelectrica con tecnología de torre central*. Tesis Escuela de Organización Industrial. Madrid: EOI Escuela de Negocios.

b. Definición de la planta.

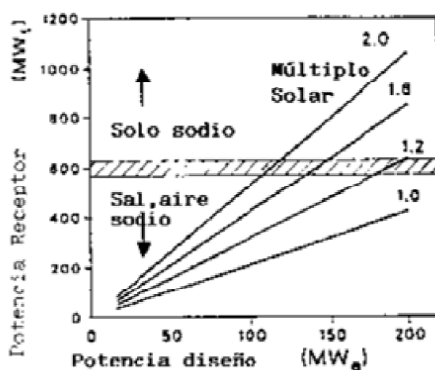
1) Localización de la planta. Luego del estudio realizado de la radiación solar en Guatemala, extrayendo datos y observando la radiación anual promedio, analizando cinco posibles regiones, se procedió a escoger la localización de planta. Los factores a tomar en cuenta para escoger dicha planta fueron la radiación solar anual, se buscó la mayor cantidad posible, teniendo como valor mínimo el de $2,000 \text{ kW/m}^2$ de radiación anual; se tomó en cuenta también el área disponible del terreno, debido a que estos sistemas utilizan áreas de emplazamiento muy amplias fue necesario que el terreno fuera extenso, además de que se buscó que fuera lo más plano posible para poder evitar costos mayores que conlleva el movimiento de tierra; y por último se tomó en cuenta la cercanía de la conexión a la red, también con el objetivo de evitar gastos innecesarios de líneas de transmisión.

2) Definición del punto de diseño. El punto de diseño es el día del año y la hora a la que se especifican el sistema y sus componentes tomando en cuenta una radiación de diseño para ese día. Este punto de diseño se utiliza como punto de partida para iniciar el análisis de diseño y producción de una planta de este tipo.

El punto de partida se definió con respecto al inicio del equinoccio de primavera, se tomó una radiación solar directa de diseño por debajo de los datos obtenidos para tener un margen de radiación. La hora se tomó con respecto al medio día.

3) Definición de la potencia de diseño. Definir la potencia de diseño, conlleva un análisis más profundo cuando se está realizando una fase de diseño en una planta de este tipo; sin embargo para el análisis que se deseó hacer con el estudio de pre factibilidad, se realizó la definición de potencia de diseño mediante un análisis sencillo de las gráficas de los comportamientos y relaciones ideales de cada sistema. La elección de la potencia de diseño tiene una relación directa con la potencia del receptor y como resultado de la relación entre ambas potencias se obtiene el múltiplo solar, del cual se hablará más adelante, en este caso en la Figura 26 se observa la relación entre las potencias antes descritas, para nuestro estudio se utilizó una potencia de diseño de 50 MW y se definió una potencia de receptor de 350 MW.

Figura 26. Relación entre potencia de receptor y potencia de diseño.



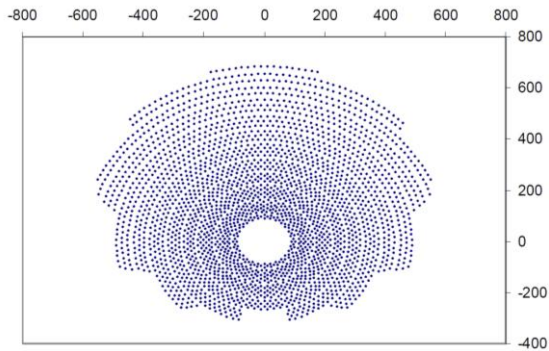
Fuente: Solís Ávila, C. A., Cómez Castillo, F., Domecq SanJuan, Á., & Sales Rodríguez, E. (2009). *Diseño y Estudio de una planta solar termoelectrica con tecnología de torre central*. Tesis Escuela de Organización Industrial. Madrid: EOI Escuela de Negocios.

4) Fluido de trabajo. El fluido de trabajo según la Figura 26, puede ser sodio, aire o sales fundidas de acuerdo a la potencia del receptor; se definió como fluido de trabajo las sales fundidas. Sales con una composición de 60% de nitrato de sodio (NaNO_3) y 40% de nitrato de potasio (KNO_3). Estas sales son comercialmente vendibles y cuentan con las propiedades necesarias para poder ser utilizadas idealmente en el proceso de transferencia de calor.

5) Temperatura de salida. La temperatura de salida del receptor central se define de acuerdo a las propiedades del fluido de trabajo que ya fue seleccionado y de acuerdo a los procesos termodinámicos necesarios para poder generar el vapor y accionar las turbinas del generador. Para este estudio se investigó acerca de las temperaturas comunes en sistemas similares a estos y se definió una temperatura de entrada al receptor de 290°C y una temperatura de salida de 565°C .

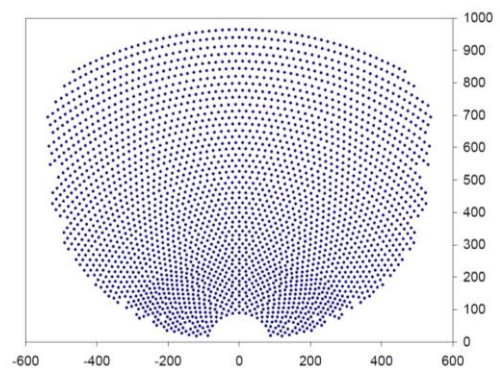
6) Definición de campo de helióstatos. El campo de helióstatos principalmente tiene dos configuraciones posibles, esta puede ser configuración circular o configuración norte. En las Figuras 27 y 28 se puede observar básicamente las configuraciones de este tipo.

Figura 27. Distribución de helióstatos en forma circular.



Fuente: Álvarez, M. R. (2008). *Dimensionamiento y análisis de producción anual de un sistema de receptor central*. Tesis Escuela de Organización Industrial. Madrid: EOI Escuela de Negocios.

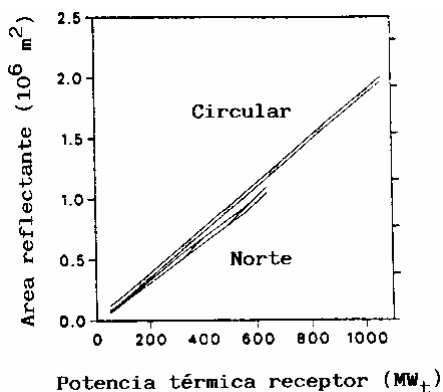
Figura 28. Distribución de helióstatos en configuración norte.



Fuente: Álvarez, M. R. (2008). *Dimensionamiento y análisis de producción anual de un sistema de receptor central*. Tesis Escuela de Organización Industrial. Madrid: EOI Escuela de Negocios.

Se seleccionó una de estas configuraciones en base a la Figura 29, en la cual se observa que configuración es más eficiente de acuerdo a los parámetros ya seleccionados.

Figura 29. Relación entre el área reflectante y la potencia térmica del receptor según la configuración del campo de helióstatos.



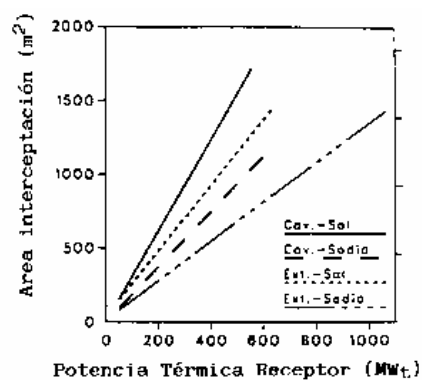
Fuente: Solís Ávila, C. A., Cómez Castillo, F., Domecq SanJuán, Á., & Sales Rodríguez, E. (2009). *Diseño y Estudio de una planta solar termoelectrica con tecnología de torre central*. Tesis Escuela de Organización Industrial. Madrid: EOI Escuela de Negocios.

En este estudio se definió un área reflectante mayor a 450,000 mts². Y tomando en cuenta la potencia térmica del receptor de 350 MW. Obtenemos como configuración del campo de helióstatos del tipo circular.

7) Configuración del receptor. Debido a que se seleccionó una configuración de helióstatos de tipo circular, se seleccionó un receptor de tipo circular también.

El parámetro que mejor define el tamaño del receptor es el área de Interceptación o área de Absorción, esta área es la que tiene incidencia directa con los rayos concentrados provenientes de los helióstatos. Para un determinado punto de diseño y asumiendo unas limitaciones de flujo solar, el área de interceptación es generalmente proporcional a la potencia térmica pico de salida en el receptor.

Figura 30. Relación del área de interceptación del receptor y la potencia térmica dependiendo del fluido de trabajo seleccionado.



Fuente: Solís Ávila, C. A., Cómez Castillo, F., Domecq SanJuán, Á., & Sales Rodríguez, E. (2009). *Diseño y Estudio de una planta solar termoelectrica con tecnología de torre central*. Tesis Escuela de Organización Industrial. Madrid: EOI Escuela de Negocios.

En la figura 30 tenemos una representación aproximada de las áreas de del receptor necesarias para sales. Se definió entonces un área mayor a los 900 mts² según la potencia térmica del receptor.

c. Optimización del sistema de captación de energía.

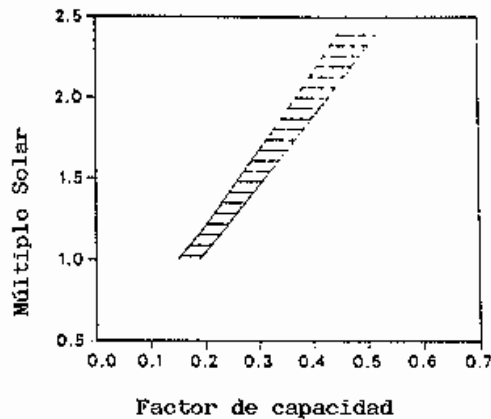
1) Definición del múltiplo solar. El múltiplo solar es el cociente entre la potencia térmica absorbida por el fluido en el receptor y la suministrada en la base de la torre en el punto de diseño y la potencia térmica pico requerida por el sistema turbina-generador.

La energía térmica excedente es acumulada en el sistema de almacenamiento. Teóricamente con un múltiplo solar, $MS > 2,4$, se puede conseguir un funcionamiento continuado durante 24 horas al día en régimen nominal.

Se definió para nuestro caso según la Figura 27 un múltiplo solar de 2.0.

2) Factor de capacidad. Es la energía producida en un intervalo de tiempo determinado (generalmente un año) dividida por la energía que debería haber sido producida si la planta hubiera operado a su máxima capacidad durante el mismo período de tiempo, este valor se considera como un parámetro de funcionamiento. Este parámetro puede oscilar entre 0.25 y 0.40 en este tipo de centrales. En la Figura 31 podemos observar la relación de este factor con el múltiplo solar.

Figura 31. Relación entre múltiplo solar y factor de capacidad.



Fuente: Solís Ávila, C. A., Cómez Castillo, F., Domecq SanJuan, Á., & Sales Rodríguez, E. (2009). *Diseño y Estudio de una planta solar termoelectrica con tecnología de torre central*. Tesis Escuela de Organización Industrial. Madrid: EOI Escuela de Negocios.

3) Dimensiones del receptor. Se definió un receptor con una eficiencia de 88% (eficiencia promedio de este tipo de receptores). Esta será la fracción de energía térmica transferida al fluido de trabajo. El receptor seleccionado consta de conductos de pared delgada para minimizar las pérdidas.

Antes se había definido que el área de este receptor debe ser mayor a 900 mts² por lo que para obtener sus dimensiones de altura y radio se utilizó la fórmula de área lateral de un cilindro:

$$A_l = 2\pi RH$$

Donde,

A_l : es el área lateral del cilindro

R : es el radio del cilindro

H : es la altura del cilindro

Fijando la altura del cilindro a 15 mts. se obtuvo mediante la fórmula anterior el valor del radio del cilindro.

El flujo máximo de radiación admisible en el receptor se fijó como 1.4 MW/ m² por. Teniendo como una fracción de potencia incidente absorbida por este mismo, dando una radiación del 0.95%.

4) **Área y dimensionamiento de heliostatos.** La reflectividad de los heliostatos es una característica muy importante de los mismos y tiene una gran influencia en el comportamiento del sistema ya que afecta directamente a la cantidad de flujo que llegará al receptor.

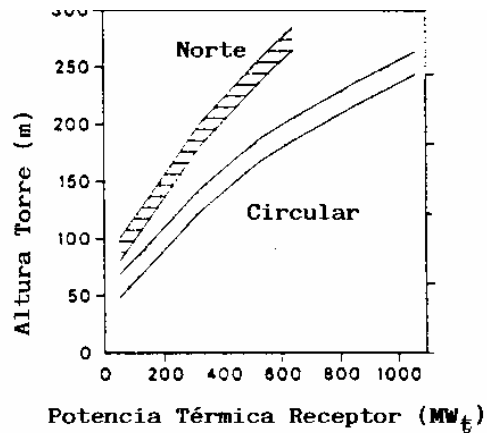
El valor típico de reflectividad promedio anual de un campo es de 0.90, ese valor se logra alcanzar teniendo los heliostatos conformados de vidrio blanco con un espejo de segunda superficie.

Según los criterios analizados hasta el momento, se definió un área reflectante de 550,000 mts². Para calcular el número de los heliostatos se definió el heliostato comercial utilizado por la planta Solar 20 en Sevilla, España; estos heliostatos tienen dimensiones de 10 m x 12 m, dando un área de cada heliostato de 120 m². Tomando en cuenta el área total reflectante y el área que aporta cada heliostato se calculó el número de estos dividiendo el área total dentro del área de cada heliostato.

5) **Altura de la torre.** La altura de la torre es muy sensible a la distribución del campo de heliostatos, en general los campos con distribución circular de heliostatos requiere alturas de torre menores que los campos con distribución norte.

Al aumentar la altura de la torre se tiene más potencia térmica en el receptor. Las alturas de las torres del receptor oscilan entre 80 y 150 m. La altura óptica de la torre (THT) es la distancia desde la altura media del receptor hasta el plano del pivote de los heliostatos. Esta altura se definió de acuerdo a la Figura 32 en donde se muestra la relación de altura de la torre con la potencia térmica del receptor dependiendo de la configuración de los heliostatos.

Figura 32. Altura de la torre en función de la potencia térmica sobre el receptor y la configuración de los helióstatos.

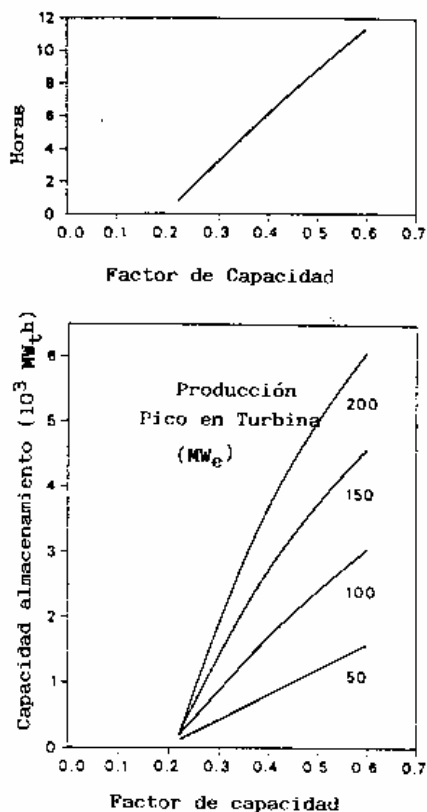


Fuente: Solís Ávila, C. A., Cómez Castillo, F., Domecq SanJuan, Á., & Sales Rodríguez, E. (2009). *Diseño y Estudio de una planta solar termoelectrica con tecnología de torre central*. Tesis Escuela de Organización Industrial. Madrid: EOI Escuela de Negocios.

d. Optimización del sistema de utilización de energía. El sistema de almacenamiento térmico da una autonomía a la planta, además de que ayuda de gran forma a amortiguar los transitorios que se presentan como resultado de las variaciones de potencia por las fluctuaciones de radiación diaria. Además de que como ya se describió previamente permiten seguir produciendo energía en horas donde el Sol se encuentra completamente oculto.

Se definió el número de horas de almacenamiento a partir del factor de capacidad tal y como lo muestra la relación de la Figura 33, en donde tomando el factor de capacidad previamente definido, 0,4, se seleccionó el número de horas de almacenamiento, en nuestro caso el valor corresponde a seis horas de almacenamiento.

Figura 33. Horas y capacidad de almacenamiento en función del factor de capacidad.



Fuente: Solís Ávila, C. A., Cómez Castillo, F., Domecq SanJuan, Á., & Sales Rodríguez, E. (2009). *Diseño y Estudio de una planta solar termoelectrica con tecnología de torre central*. Tesis Escuela de Organización Industrial. Madrid: EOI Escuela de Negocios.

Por último utilizando el factor de capacidad y la producción pico en la turbina, se dimensionó la capacidad de almacenamiento utilizando la relación de ésta última con el factor de capacidad como se observa en la Figura 33.

4. **Análisis de producción anual de energía eléctrica.** Para poder llevar a cabo con éxito el estudio de pre factibilidad, fue necesario realizar un estudio de producción de energía anual, ya que este análisis nos permitió más adelante hacer el estudio financiero, pues en una planta los flujos de efectivo de ingresos dependen en este caso de la productividad de la empresa.

Para realizar dicho estudio se utilizó la herramienta SOLERGY, el cual es un código computacional para calcular la producción anual de energía producida por una planta termoelectrica de central de torre.

Este programa simula la operación y generación de energía por año, en períodos de 15 minutos. Para conseguir este análisis se vale de dos archivos de entrada, el primero cuenta con la información climatológica de la región donde se realizará el estudio, analizando las variables de radiación solar directa (W/m^2), la dirección del viento (en grados, tomando el norte como punto cero, incrementando en sentido de las agujas del reloj), la

velocidad del viento (m/s), la temperatura en el punto de estudio ($^{\circ}\text{F}$), la presión barométrica (in. of Hg) y la temperatura del bulbo seco, o temperatura seca ($^{\circ}\text{F}$). Estos datos se ingresan en periodos de 15 minutos para todos los días. Se creó una matriz con 35,040 filas y 9 columnas, de las cuales 6 especificaron los datos antes mencionados y además fue necesario agregar en cada fila, el mes, el día y la hora a la que pertenecieron los datos. Los datos se obtuvieron de la base de datos de SWERA para Centro América, y utilizando las coordenadas de la planta se extrajeron estos datos.

El segundo archivo de entrada contiene información específica de la planta, esta información consta principalmente de diez grupos de características, las cuales son:

- Restricciones de generación, contempla los periodos de mantenimiento y salidas forzadas de la planta durante todo el año.
- Localización de la planta, en donde se ingresan las coordenadas de la planta en latitud y longitud y además se ingresa la zona horaria.
- Características del sistema de control del campo de helióstatos, principalmente los grados que pueden girar los mismos para reflejar la energía solar al receptor.
- Características del campo de helióstatos, en las cuales se incluye el área reflectante, y el coeficiente de reflectividad de heliostatos.
- Características del receptor, las cuales toma en cuenta el factor de rendimiento y la potencia del receptor.
- Tuberías del fluido de trabajo, en donde se analizan las pérdidas que puedan tener las mismas.
- Características de la turbina, factores propios de la turbina, tiempos de arranque, flujo mínimo para que pudiera operar, etc.
- Almacenamiento, este considera la capacidad de almacenamiento y el flujo que le puede llegar a la turbina, las potencia máximas y mínimas para poder arrancar la turbina, las pérdidas por convección en los tanques.
- La forma en que será despachada la planta, principalmente se le restringe si se desea despachar a la máxima potencia posible o si se le ingresan ciertas restricciones, además se le especifica del período que se desea analizar.
- Por último, se le indica la forma en que se desean visualizar los resultados, los cuales van desde un resumen de la producción, hasta la producción por periodos de 15 minutos durante los días que deseemos.

Se especificaron todos los datos necesarios según la definición de la planta que se había realizado anteriormente y se hizo una corrida analizando la producción anual completa, se consideró un mes de mantenimiento anual, en el mes de septiembre, además se le pidió que imprimiera un resumen de la producción anual.

B. ESTUDIO DE MERCADO

1. **Análisis del mercado eléctrico en Guatemala.** Para realizar el estudio de mercado en Guatemala, se realizó una investigación acerca del mismo. Con ello se encontró que los productos y servicios que se compran y venden en el mercado eléctrico son:

- Potencia Eléctrica
- Energía Eléctrica
- Servicios de Transporte de Energía Eléctrica
- Servicios Complementarios.

Estas operaciones se llevan a cabo en los siguientes mercados:

a. **Mercado de oportunidad.** En este mercado donde compradores y vendedores realizan transacciones de energía que no ha sido comercializada a través de contratos.

Siendo comprador: un distribuidor, gran usuario o comercializador que retira más energía de la que ha adquirido por contrato.

Siendo vendedor: un distribuidor, gran usuario o comercializador que retira menos energía de la que ha adquirido por contrato.

Un generador cuyos compromisos contractuales de entrega de energía superan, o bien resultan menores a su efectivo despacho.

En Guatemala, el mercado de oportunidad resulta ser de carácter secundario con un volumen operado que representa el 10% de la energía total comercializada. Esto está íntimamente relacionado con la obligación de contratación de potencia por la totalidad de su potencia firme de los participantes consumidores, siendo estos Distribuidores, Comercializadores o Grandes Usuarios.

b. **Mercado a término.** En el Mercado a Término del Mercado Mayorista se podrán pactar contratos de conformidad con los tipos establecidos, ya sea para garantizar el abastecimiento de una determinada demanda de potencia y energía, para contar con un respaldo de Reserva de potencia o para contar con la potencia que permita el cubrimiento de la demanda firme de los participantes consumidores. Los participantes productores son los generadores y pueden celebrar contratos de compra de reserva de potencia para respaldar sus propios compromisos de venta de potencia.

La energía comprometida en contratos puede ser abastecida por el agente productor, ya sea con generación propia, contratada o comprando en el mercado de oportunidad. Esto significa que no existe obligación para un agente productor de generar la energía comprometida en un contrato.

En el Mercado a Término los contratos podrán ser de los siguientes tipos:

1) Contratos de abastecimiento

a) Contratos por diferencias con curva de carga. En este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el participante productor compromete el abastecimiento de una demanda de energía definida como una curva de demanda horaria a lo largo del período de vigencia del contrato a un participante consumidor. La energía de la curva horaria será asignada al comprador del contrato y descontada a la parte vendedora del mismo.

El vendedor se podrá respaldar contratando potencia para cumplir su compromiso. La curva de demanda horaria podrá ser abastecida por el participante productor ya sea con generación propia, o comprando los faltantes en el Mercado de Oportunidad de existir el excedente necesario. Esto significa que no existe obligación para un agente productor de generar la energía comprometida en el contrato.

b) Contratos de potencia sin energía asociada. En este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. El participante consumidor del MM podrá comprar la energía demandada en el Mercado de Oportunidad.

c) Contratos de Opción de Compra de Energía. En este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el Participante Productor vende a un Participante Consumidor una cantidad de energía horaria de acuerdo a lo siguiente: se establece por las partes un Precio de Opción de compra de energía; si el Precio de Oportunidad de la Energía es menor al Precio de Opción, no se asigna energía derivada del contrato. En caso contrario, el Participante Productor vende con energía propia o comprada en el Mercado de Oportunidad, la energía horaria informada por las partes, la cual no podrá superar el valor de potencia contratada.

d) Contratos por diferencias por la demanda faltante. En este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el agente productor se compromete a entregar al precio pactado toda la energía demandada por el comprador que no sea suministrada por otros contratos, hasta la potencia comprometida.

e) Contratos de energía generada. En este tipo de contrato un Agente Generador, vende a un Participante Consumidor únicamente la energía que sea generada con la unidad o central de generación comprometida, por lo tanto no existe compromiso de potencia para el cubrimiento de Demanda Firme. La energía contratada bajo este tipo de contrato, no podrá ser comprometida en otros tipos de contratos. Por lo anterior, la Oferta Firme Eficiente de la unidad o central generadora que se comprometa en este tipo de contrato, podrá venderse únicamente en contratos de potencia sin energía asociada de la presente norma.

2) Contratos de Reserva de Potencia. Se compromete la disponibilidad de potencia de un Agente Generador como reserva para ser convocada por otro Agente Generador contratante. El compromiso se establece sólo al nivel de potencia y deberá ser cubierto por el propio Agente Generador contratado como reserva. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico sino que la energía entregada dentro del contrato será resultado de la energía con que resulte despachada la unidad generadora, central generadora u oferta de importación en reserva cuando sea convocado por su contratante y despachado por el AMM.

3) Contratos de Respaldo de Potencia. En este tipo de contrato un Participante Productor vende a otro Participante Productor una cantidad de potencia durante la vigencia del contrato. El vendedor deberá respaldar este compromiso con Oferta Firme Eficiente no comprometida en otros contratos ni utilizada para respaldar exportaciones. La potencia contratada por el Participante Productor será adicionada a su Oferta Firme Eficiente, para su comercialización en el Mercado Mayorista. (Administrador del Mercado Mayorista, 2008)

c. Despacho económico. El despacho determina el programa de carga de la oferta disponible, que permite abastecer la demanda prevista en un período de tiempo determinado, minimizando el costo total de la operación, tomando en cuenta las restricciones de transporte y los requerimientos operativos de calidad y confiabilidad.

Esto origina un despacho en orden de mérito según el costo variable de cada central.

También se consideran las restricciones de compra mínima de los “Contratos Existentes” que habían sido suscriptos antes que se publicara el Reglamento del AMM. En los contratos posteriores no están permitidas este tipo de cláusulas, los contratos tienen un carácter meramente financiero y no son considerados al realizar el

despacho económico, sus condiciones contractuales se toman en cuenta sólo a efectos de la liquidación de Transacciones en el Mercado a Término. (Mayorista, 2008)

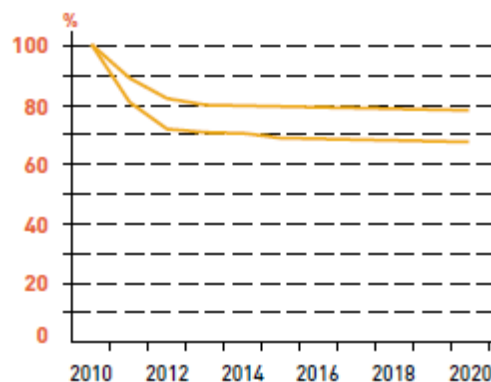
C. ESTUDIO FINANCIERO

1. **Definición de la inversión inicial.** Para definir la inversión inicial de la planta se definieron los precios de los elementos previamente establecidos en el diseño de la planta. Se tomó en cuenta cada uno de los elementos de acuerdo al sistema al que perteneciera, siendo estos sistemas los siguientes: Sistema de captación solar, sistema de conversión de energía solar a térmica, sistema de almacenamiento de energía térmica, sistema de potencia térmica, sistema de potencia eléctrica y conversión a la red y por último la ingeniería de puesta en marcha.

Los precios se obtuvieron de acuerdo a los estudios realizados del potencial de este tipo de tecnología, en donde dichos estudios analizan una planta de referencia con características específicas, para obtener los costos de inversión de la planta diseñada para este estudio, se utilizaron estos precios y se extrapolaron o interpolaron según el caso para obtener los precios de la planta diseñada.

Luego se le aplicó un factor de reducción de costos de los sistemas de acuerdo a las Figura 34, donde se observa la tendencia de los precios de la implementación de esta tecnología en desarrollo.

Figura 34. Reducción de los costes de inversión de la tecnología de central de torre.



Fuente: Ruiz, V., Silva, M., Lillo, I., Moreno, S., & Domínguez, J. (2011). *Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE.

2. **Definición del tipo de servicio en el mercado que se prestará.** De acuerdo al análisis del mercado y de las opciones que se ofrecen en el mercado eléctrico de Guatemala, se definieron dos tipos de servicios, los cuales son: venta de energía y venta de potencia.

a. **Venta de energía.** Para la venta de energía se tomó como referencia la licitación PEG-2-2012, lanzada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en el 2012 para el cubrimiento de demanda de energía y en donde fueron adjudicados un total de 131.00 MW de potencia instalada de energía solar a un precio de 203.9 USD/MWh.

b. **Venta de potencia.** Para este servicio, se definió un contrato de venta de potencia al mercado, el valor de este contrato se definió en un valor medio de los precios que se tienen actualmente en el mercado y que están definidos de acuerdo precio de referencia en la Norma de Coordinación Comercial No. 3 (NCC-3), del reglamento del AMM, en donde se estipula un valor de 8.90 USD/KW al mes. Los precios dependiendo de los contratos pueden ser mayores o menores a este precio de referencia y para el estudio se utilizó un precio de 15.00 USD/KW al mes. Para el cálculo del flujo de efectivo de este servicio, se depende de la Oferta Firme que se puede contratar. De acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No. 2 (NCC-2), se le denomina Oferta Firme de cada unidad generadora de los Participantes Productores a la máxima potencia neta capaz de producir, en función de sus características técnicas, su Potencia Máxima y disponibilidad, teniendo en cuenta las restricciones propias de la central o de su sistema de transmisión asociado. Este valor depende de la potencia instalada y el factor de disponibilidad, estos factores en la mayoría de las plantas, se encuentra entre los valores de 1.00 y 0.95; para este estudio se utilizó el valor de 0.98, teniendo una oferta firme de 49.0 MW.

3. **Criterios de rentabilidad.** Entre los criterios más apropiados para el análisis de alternativas de inversión se encuentran los que se basan en la consideración del valor del dinero en el tiempo, para este estudio se utilizaron los criterios del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

a. **Tasa Interna de Retorno.** La TIR de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión. En términos simples, se le denomina la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto es igual a cero.

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, esta tasa, la cual es el Coste Medio Ponderado de Capital (CMPC). Si la TIR supera la tasa de corte (CMPC), se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

b. **Coste Medio Ponderado de Capital (CMPC).** También se le conoce como el WACC (del inglés Weighted Average Cost of Capital). es la tasa de descuento que suele emplearse para descontar los flujos de fondos operativos para valorar una empresa utilizando el descuento de flujos de efectivo, en el "enterprise approach".

La necesidad de utilización de este método está justificada en que los flujos de efectivo calculados, se financian tanto con capital propio (fondos propios o acciones) como con capital de terceros (pasivo o deudas). El WACC permite ponderar (media ponderada) del costo de ambas fuentes de financiación, acciones y deudas por el volumen de cada una de ellas en el total de acciones.

El WACC se calculó mediante la siguiente fórmula:

$$WACC = K_e \frac{CAA}{CAA + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{CAA + D}$$

Donde,

WACC : Weighted Average Cost of Capital (Promedio Ponderado del Costo de Capital)

Ke: Tasa o de costo de oportunidad de los accionistas. Se utiliza para obtenerla el método CAPM o es descuento de los dividendos futuros.

CAA: Capital aportado por los accionistas

D: Deuda financiera contraída

Kd: Costo de la deuda financiera

T: Tasa de impuesto a las ganancias

Para calcular Ke se utilizó la siguiente ecuación:

$$K_e = R_f + \beta(R_m - R_f) + R_p$$

R_f : Tasa libre de riesgos

R_m : Rentabilidad del mercado

β : Constante de riesgo

R_f : Riesgo de inversión del país

R_p : Rentabilidad mínima de recursos

Los valores utilizados para calcular estos valores fueron:

CAA: 66.67% de la inversión inicial

D: 33.33% de la inversión inicial

Kd: 7% de intereses

T: 12% de IVA

R_f : 5.75%, según la tasa de bonos de tesoro de E.E.U.U

R_m : 13.00 % Rentabilidad media del mercado bursátil según Standard & Poor`s 500.

β : 1.5 Para una empresa/negocio/proyecto de nueva creación

R_f : 2.65% Según el EMBI+ JP Morgan

R_p : 19% establecido.

c. Valor Actual Neto. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

El método de valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

4. Análisis financiero

a. Financiamiento del proyecto. Para poder llevar a cabo el análisis financiero de este proyecto, fue necesario establecer el escenario en donde se utiliza una financiación para poder cubrir los gastos de la inversión, sin embargo de acuerdo a los altos costos de inversión inicial, se planteó un escenario en donde el 33.33% de la inversión inicial se financia, y el otro 66.67% se consigue mediante socios; se planteó este escenario debido a que una financiación completa o mayor a la planteada, para la cantidad de dinero que significa, es muy difícil de conseguir por una sola entidad.

Se consideró un financiamiento con un 7% de interés al saldo acumulado, durante 10 años.

b. Cálculo de flujos de efectivo. De acuerdo a los criterios de rentabilidad que se plantearon para el análisis, lo fundamental fue establecer los flujos de efectivo. Establecer los flujos de efectivo para cualquier análisis financiero es una parte muy compleja, incluso los modelos de análisis de flujos de efectivo tienen más de 100 entradas; para este análisis se englobaron los flujos de efectivo más importantes y significativos en el momento de analizar las entradas y salidas del proyecto.

Se establecieron los siguientes flujos de efectivo:

- Ingresos:
 - Venta de energía: se calcularon los ingresos para la venta de energía anual según el análisis tecnológico, se consideró para esto una reducción de energía del 1% anual debido a desgaste y utilización del equipo, se tomó en cuenta un precio de venta de 203.9 USD/MWh,
 - Venta de potencia: se planteó el escenario de un contrato de venta de potencia según la oferta firme eficiente de potencia planteada, con 50.0 MW instalados de potencia, se supuso un coeficiente de efectividad de 0.98, obteniendo como resultado una oferta firme eficiente de 49.0 MW. En el cálculo de este flujo, se estableció un precio de venta de 15 USD/kW al mes.

- Egresos:
 - Materia prima: se calculó de acuerdo a la energía generada, los costos por materia prima anuales, teniendo en cuenta para este caso el valor de la inflación el cual se consideró del 4.34%.
 - Costos de operación y mantenimiento.
 - Seguros: se estableció una prima de seguro para la planta, tomando en cuenta que el valor de inversión inicial es elevado, este rubro se consideró importante.
 - IVA: De acuerdo a las utilidades netas generadas anualmente, se calculó el impuesto con un porcentaje de 12%.
 - ISR: este valor se aplicó del 5% a partir del año 10, debido a que para este tipo de tecnología, como incentivo para la prestación del servicio se exonera de este pago durante los primeros 10 años.
 - Pagos del financiamiento.

5. **Análisis de sensibilidad.** Por último, para completar el estudio financiero, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad a las principales variables que involucran los flujos de caja del proyecto, siendo estas las siguientes:

- Inversión inicial.
- Tasa de interés del financiamiento.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Ingresos por venta de energía.
- Ingresos por venta de potencia.

A las anteriores variables, se les aplicó una variación porcentual de -10% a 10% en pasos de 2% cada variación, y los resultados se analizaron mediante una gráfica.

VI. RESULTADOS

A. RESULTADOS DE ESTUDIO TECNOLÓGICO.

Cuadro 5. Caracterización de plantas en operación con tecnología de cilindros parabólicos.

Concentradores de cilindros parabólicos								
Datos de la planta		Datos de la configuración solar				Datos de la configuración del bloque de potencia		
Nombre de planta	Ubicación	Área ocupada (hectáreas)	Radiación Solar anual (kWh/m ²)	Área del campo solar (m ²)	Número de colectores solares	Potencia de la turbina (MW)	Energía promedio producida anual (MWh)	Capacidad de almacenamiento (horas)
Andasol-1	Granada, España	200	2136	510,120	624	50.0	181,831	7.5
Andasol-2	Granada, España	200	2136	510,120	624	50.0	181,831	7.5
Arcosol 50	Cádiz, España	230	2097	510,120	624	49.9	175,000	7.5
Borges Termo solar	Lleida, España	96	2073	183,120	336	25.0	98,000	N/A
Majadas I	Cáceres, España	135	2142	372,240	792	50.0	104,500	N/A
Godawari Solar Project	Naukh, India	150	2080	392,400	480	50.0	118,000	N/A
Archimede	Priolo Gargallo, Italia	8	1936	34,860	54	4.7	9,200	8
Helioenergy 1	Sevilla, España	110	1998.74	300,000	360	50.0	95,000	N/A
Shams 1	Madinat Zayeb, United Arab Emirates	250	1934	627,840	768	100.0	210,000	N/A
Promedio Radiación Solar			2059.19					

Cuadro 6. Caracterización de plantas en operación con tecnología de concentradores lineales Fresnel.

Concentradores lineales Fresnel								
Datos de la planta		Datos de la configuración solar				Datos de la configuración del bloque de potencia		
Nombre de planta	Ubicación	Área ocupada (hectáreas)	Radiación Solar anual (kWh/m ²)	Área del campo solar (m ²)	Número de líneas	Potencia de la turbina (MW)	Energía promedio producida anual (MWh)	Capacidad de almacenamiento (horas)
eCare Solar Thermal Project	Morocco	2	2600.0	10,000	4	1.0	1,600	2
Kogan Creek Solar Boost	Chinchilla, Australia	30	2372.5	252,000	14	44.0	44,000	N/A
Llo Solar Termal Project	Llo, Francia	23	1930.0	120,000	25	9.0	17,000	1
Puerto Errado 1	Murcia, España	5	2100.0	26,000	2	1.4	2,000	N/A
Promedio Radiación Solar			2250.63					

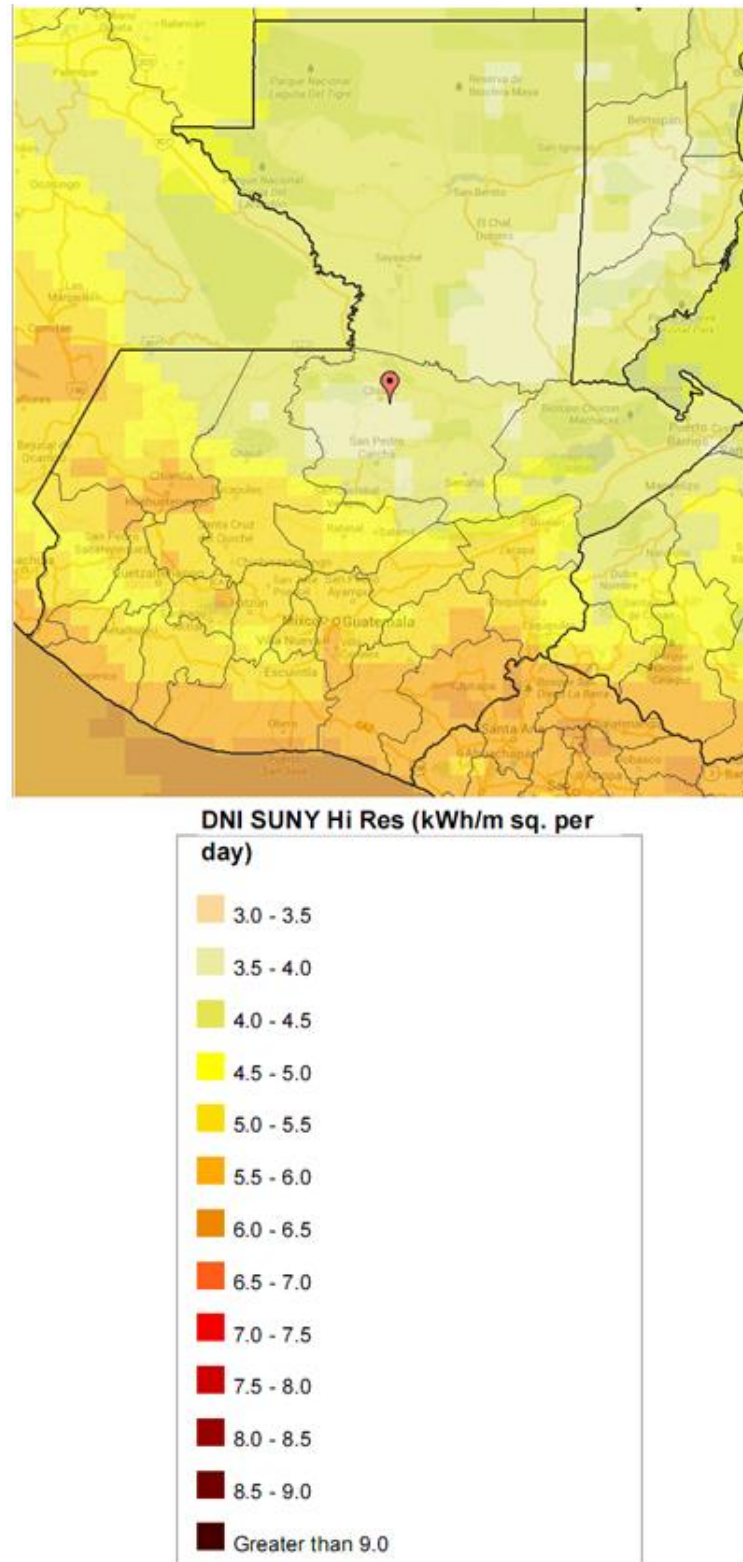
Cuadro 7. Caracterización de plantas en operación con tecnología de concentradores de torre central

Concentradores de Torre Central									
Datos de la planta		Datos de la configuración solar					Datos de la configuración del bloque de potencia		
Nombre de planta	Ubicación	Área ocupada (hectáreas)	Radiación Solar anual (kWh/m ²)	Área del campo solar (m ²)	Número de Helióstatos	Área de cada Helióstato (m ²)	Potencia de la turbina (MW)	Energía promedio producida anual (MWh)	Capacidad de almacenamiento (horas)
Beijing Badaling Solar Tower	Beijing, China	5.5	1290.0	10,000	100	100	1.5	1,950	1
Gemasolar Thermosolar Plant	Sevilla, España	195	2172.0	304,750	2650	120	19.9	110,000	15
Crescent Dunes Solar Energy Project	Nevada, Estados Unidos	650	2685.0	1,071,361	17170	62.4	110.0	485,000	10
Planta Solar 10	Sevilla, España	55	2012.0	75,000	624	120	11.0	23,400	1
Planta Solar 20	Sevilla, España	80	2012.0	150,000	1255	120	20.0	48,000	1
Lake Cargelligo	Lake Cargelligo, Australia	90	2303.2	6,080	620	9.8	3.0	N/A	N/A
Jülich Solar Tower	Jülich, Alemania	17	902.0	17,650	2153	8.2	1.5	N/A	N/A
Sierra SunTower	Los Ángeles, Estados Unidos	9	2629.0	27,670	24360	1.14	5.0	550	N/A
Promedio de Radiación Anual			2000.64						

Cuadro 8. Resultados de los criterios analizados para la elección de la tecnología a analizar.

Tipo de tecnología	Discos parabólicos	Concentradores de cilindros parabólicos	Concentradores lineales Fresnel	Concentradores de torre central
Radiación solar solar necesaria (kWh/m ²)	N/A	2059.19	2250.63	2000.64
Mayor capacidad de almacenamiento (horas)	N/A	8.00	2.00	15.00
Factor de planta	N/A	0.32	0.17	0.36
Relación de conversión de energía	N/A	0.17	0.06	0.16

Figura 35. Radiación Solar directa diaria en Guatemala, resolución de 10 kms².



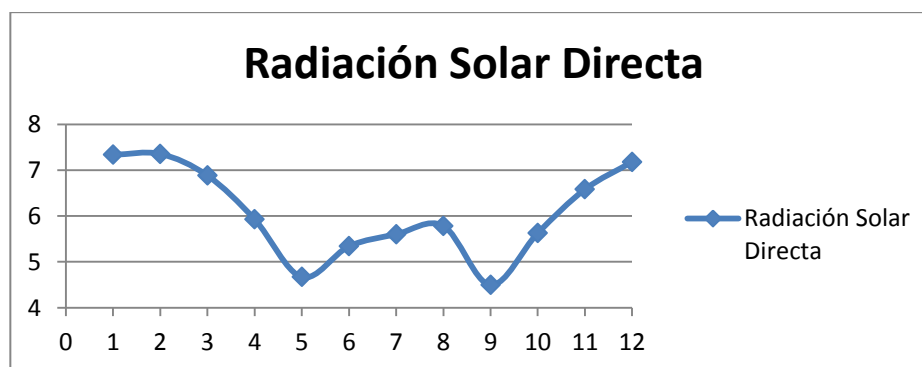
Fuente: SWERA. (s.f.). *Solar and Wind Energy Resource Assessment*. Recuperado el 25 de Agosto de 2013, de

<http://en.openei.org/apps/SWERA/>

Cuadro 9. Resultado de análisis de radiación solar directa para la Región no. 1 Escogida según el mapa de radiación Nacional.

Región	Escuintla
Latitud	13.58°
Longitud	-90.48°
Radiación Normal Directa Diaria Promedio (kWh/m²)	6.064
Radiación Normal Directa Anual Promedio (kWh/m²)	2213.36
Mes	Radiación Promedio (kWh/m ²)
Enero	7.335
Febrero	7.354
Marzo	6.883
Abril	5.929
Mayo	4.669
Junio	5.339
Julio	5.601
Agosto	5.784
Septiembre	4.495
Octubre	5.627
Noviembre	6.581
Diciembre	7.18

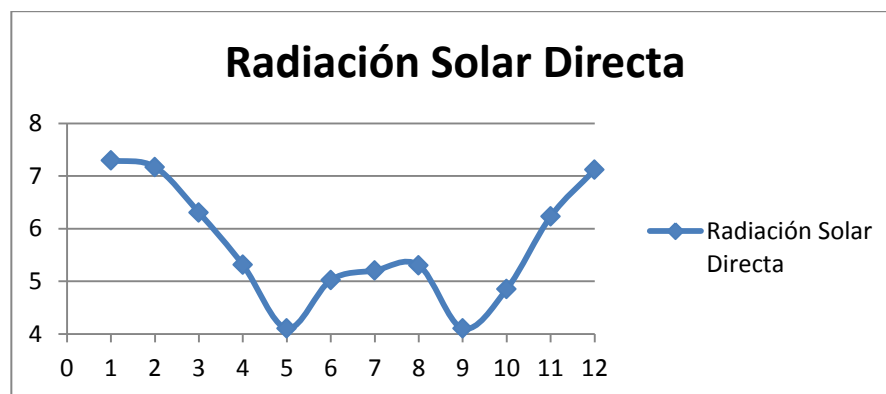
Figura 36. Gráfica de radiación directa promedio mensual para la región 1.



Cuadro 10. Resultado de análisis de radiación solar directa para la Región no. 2 Escogida según el mapa de radiación Nacional.

Región	Escuintla
Latitud	14.17.00°
Longitud	-90.82°
Radiación Normal Directa Diaria Promedio (kWh/m²)	5.662
Radiación Normal Directa Anual Promedio (kWh/m²)	2066.63
Mes	Radiación Promedio kWh/m ²)
Enero	7.298
Febrero	7.171
Marzo	6.306
Abril	5.313
Mayo	4.105
Junio	5.022
Julio	5.205
Agosto	5.305
Septiembre	4.104
Octubre	4.85
Noviembre	6.231
Diciembre	7.117

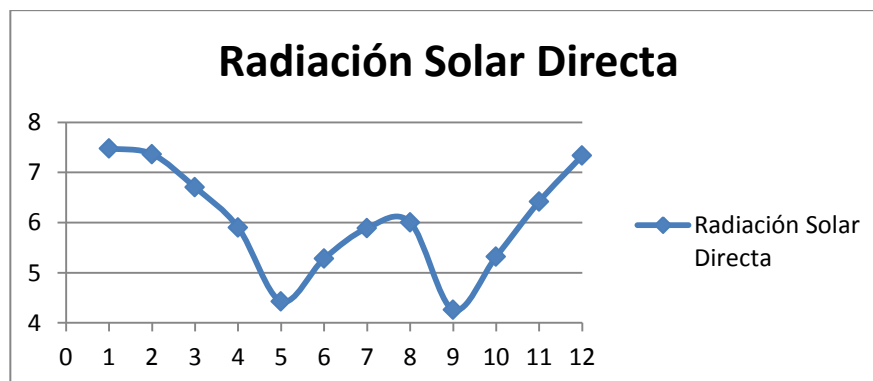
Figura 37. Gráfica de radiación directa promedio mensual para la región 2.



Cuadro 11. Resultado de análisis de radiación solar directa para la Región no. 3 Escogida según el mapa de radiación Nacional.

Región	Jutiapa
Latitud	14.11°
Longitud	-89.89°
Radiación Normal Directa Diaria Promedio (kWh/m²)	6.029
Radiación Normal Directa Anual Promedio (kWh/m²)	2200.585
Mes	Radiación Promedio (kWh/m ²)
Enero	7.48
Febrero	7.366
Marzo	6.703
Abril	5.904
Mayo	4.43
Junio	5.282
Julio	5.89
Agosto	6.005
Septiembre	4.263
Octubre	5.323
Noviembre	6.421
Diciembre	7.335

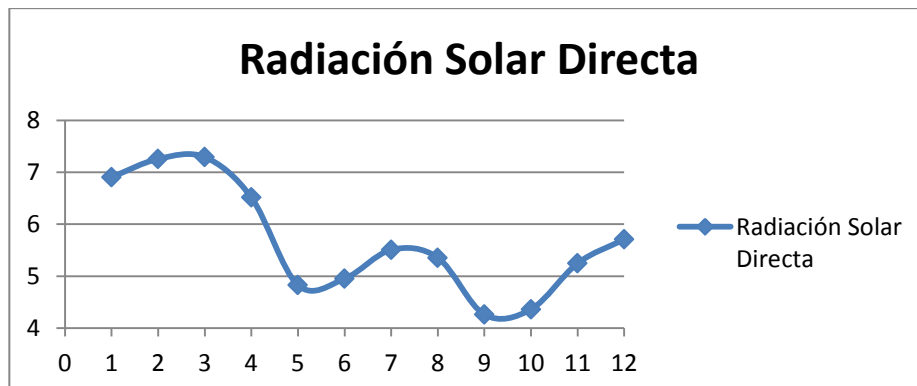
Figura 38. Gráfica de radiación directa promedio mensual para la región 3.



Cuadro 12. Resultado de análisis de radiación solar directa para la Región no. 4 Escogida según el mapa de radiación Nacional.

Región	Huehuetenango
Latitud	15.32°
Longitud	-91.37°
Radiación Normal Directa Diaria Promedio (kWh/m²)	5.674
Radiación Normal Directa Anual Promedio (kWh/m²)	2071.01
Mes	Radiación Promedio (kWh/m ²)
Enero	6.907
Febrero	7.256
Marzo	7.291
Abril	6.514
Mayo	4.827
Junio	4.951
Julio	5.507
Agosto	5.355
Septiembre	4.261
Octubre	4.363
Noviembre	5.248
Diciembre	5.71

Figura 39. Gráfica de radiación directa promedio mensual para la región 4.



Cuadro 13. Resultado de análisis de radiación solar directa para la Región no. 5 Escogida según el mapa de radiación Nacional.

Región	Retalhuleu
Latitud	14.26°
Longitud	-91.73°
Radiación Normal Directa Diaria Promedio (kWh/m²)	5.827
Radiación Normal Directa Anual Promedio (kWh/m²)	2126.855
Mes	Radiación Promedio (kWh/m ²)
Enero	7.34
Febrero	7.333
Marzo	6.887
Abril	5.464
Mayo	4.383
Junio	5.002
Julio	5.34
Agosto	5.417
Septiembre	4.176
Octubre	5.405
Noviembre	6.184
Diciembre	7.061

Figura 40. Gráfica de radiación directa promedio mensual para la región 5.

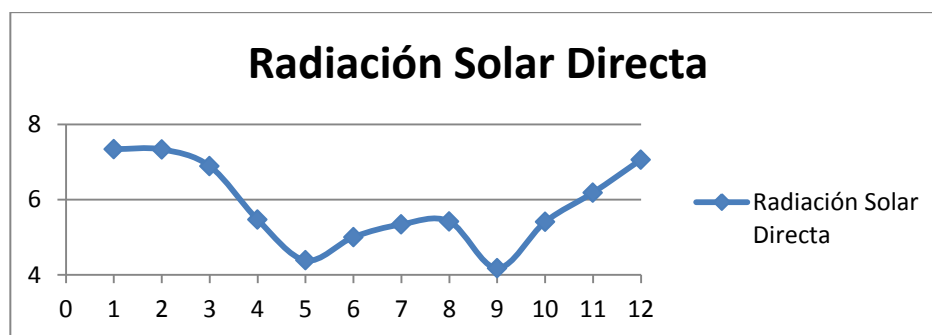
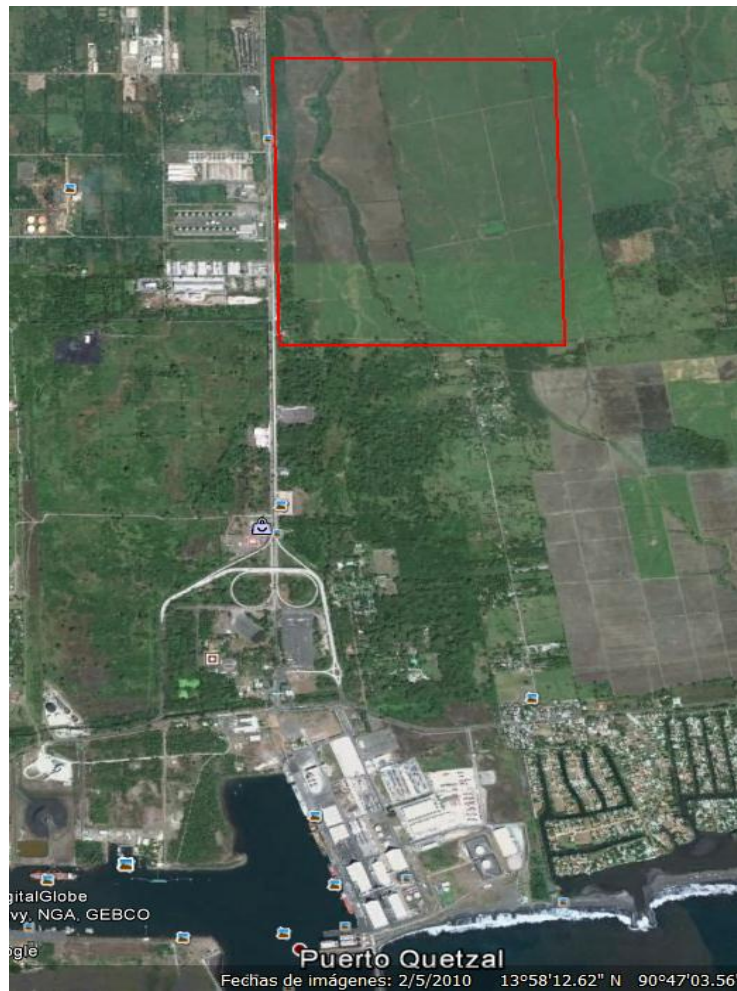


Figura 41. Terreno que se eligió para el estudio de la implementación de la energía solar termoeléctrica en Guatemala.

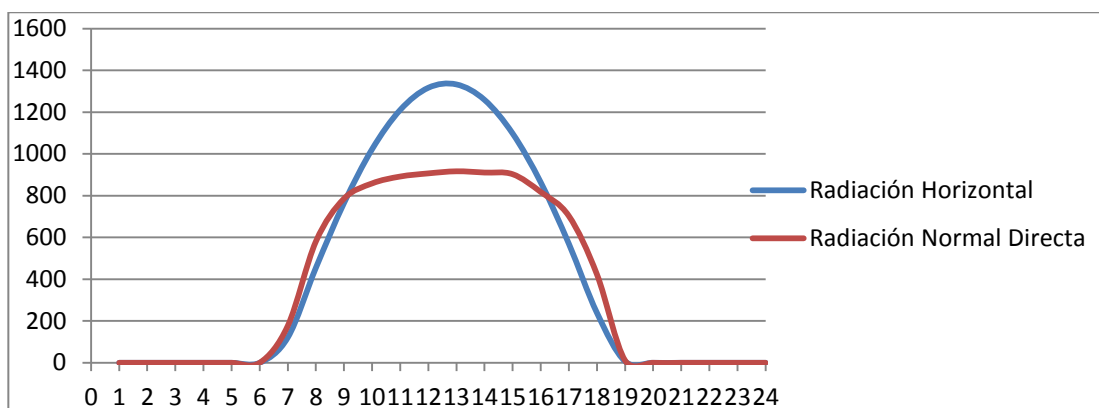


Fuente: Google maps.

Cuadro 14. Características del terreno elegido para la implementación de la planta de energía solar termoeléctrica.

Características de terreno elegido para el estudio	
Localización	Escuintla, Guatemala
Latitud	13.58°
Longitud	-90.48°
Área disponible	2,700,000 m ²
Distancia a carretera	10 m
Distancia a la red del SNI	3.52 kms
Tipo de terreno	Terreno completamente plano, a la altura del nivel del mar.

Figura 42. Gráfica de radiación horizontal y radiación normal directa para el mes de marzo día 20.



Cuadro 15. Datos de la radiación normal directa y la radiación horizontal para el mes de marzo y día 20.

Datos de radiación horaria				
Mes	Día	Hora	Radiación Normal Directa (W/m ²)	Radiación Horizontal (W/m ²)
3	20	1	0	0
3	20	2	0	0
3	20	3	0	0
3	20	4	0	0
3	20	5	0	0
3	20	6	0	0
3	20	7	177	121
3	20	8	581	455
3	20	9	786	765
3	20	10	859	1023
3	20	11	892	1211
3	20	12	907	1317
3	20	13	917	1333
3	20	14	911	1259
3	20	15	903	1098
3	20	16	818	864
3	20	17	703	570
3	20	18	423	239
3	20	19	11	7
3	20	20	0	0
3	20	21	0	0
3	20	22	0	0
3	20	23	0	0
3	20	24	0	0

Cuadro 16. Tabla de diseño de la planta a evaluar.

Características de planta solar termoeléctrica a evaluar			
Ubicación	Localización	Escuintla, Guatemala	
	Latitud	13.58°	
	Longitud	-90.48°	
	Altitud	Nivel del mar	
	Área	270 hectáreas	
Punto de diseño	Día	80	
	Hora	0:00 (horas solares)	
	Irradiancia de diseño	900 W/m ²	
	Radiación anual típica	2213 kW/m ²	
	Potencia de diseño	50.0 MW	
Sistema Colector	Disposición de helióstatos	Circular	
	Total de área reflectiva	450,000 m ²	
	Número de helióstatos	3750	
	Dimensiones de los helióstatos	Horizontal	12.0 m
		vertical	10.0 m
	Reflectividad del espejo	0.90	
Densidad del espejo	1.0		
Sistema Receptor	Múltiplo Solar	2.0	
	Factor de capacidad	0.40	
	Área del absorbedor	942.48 m ²	
	Dimensiones del absorbedor	Diámetro	10 m
		Altura	15 m
	Potencia del absorbedor	350 MW	
	Temperatura del receptor	Entrada	290° C
		Salida	565° C
	Límite del flujo incidente	1000 kW/m ²	
	Absorbidad del Receptor	0.95	
Altura de la Torre	120 m		
Sistema de almacenamiento	Capacidad de almacenamiento	900 MWh	
	Horas de almacenamiento	6 h/día	
	Número de tanques	2	
	Fluido de trabajo	Sales fundidas	

Cuadro 17. Tabla resumen definición del punto de diseño.

Punto de diseño	
Mes	3
Día en el mes	20
Día en el año	80
Hora	13
Radiación de diseño	900 (W/m ²)

Resultados de salida de SOLERGY.

50 MWE, LAT 13.58, LONG -90.48

PLANT SUMMARY - DAYS 1 TO 365 YEAR 0

```

EFFICIENCY          (MWHRS)          ENERGY LOSSES
I-----I          (MWHRS)
I  TOTAL INSOLATION  I
I    920376.50      I
I-----I
V
I-----I OUTAGE LOSSES
0.949 I  AVAILABLE ENERGY  I  46905.07 (YEOUTAGE)
I    873471.44      I
I-----I
V
I-----I FIELD LOSSES
0.900 I  REDIRECTED ENERGY  I  87347.16 REFLECTIVITY LOSS
0.611 I    480542.78      I  305581.50 COSINE, SHADOWING, BLOCKING,
I-----I          SPILLAGE, TRANSMISION (AND OPERATION LIMITS=
230.41)
V
I-----I STORAGE FULL OR CHARGING HX IN STARTUP
1.000 I  RCVR INCIDENT ENERGY  I    0.00 DEFOCUS HELIOSTATS (YSUPTR)
I    480542.78      I
I-----I
V
I-----I RECEIVER LOSSES
I  RECEIVER          I  32215.22 RCVR MIN FLOW (YPLRMF)
I  ABSORBED ENERGY  I    0.00 SURPLUS ENERGY TO RCVR (PTR TOO BIG) DEFOCUS
HELIOSTATS (YSPTR)
0.690 I          I  22416.38 ABSORPTANCE
I    331764.59      I  78700.87 THERMAL LOSS (RADIATION AND CONVECTION)

```

```

I-----I 15445.72 RCVR STARTUP (YRSTRT)
      V
I-----I PIPING LOSSES
0.997 I ENERGY TO STORAGE I 931.16
      I 330833.44 I
I-----I
      V
I-----I STORAGE LOSSES
I 0.00 CHARGING HX START (YCSTRT)
I ENERGY TO I 0.00 LOSS FROM CHARGING HX (YTPLDC)
0.976 I TURBINE* I 4380.00 TANK LOSS (YTNKLOS)
      I 322987.59 I 3208.51 STEAM GENERATOR STARTUP (YESTRT)
I-----I 260.47 LOSS FROM STEAM GEN (YTPLDD)
      V * -3.25 MWHRS IN STORAGE AT END OF DAY 365
      V
I-----I EPGS LOSSES
0.420 I GROSS ENERGY I 1242.00 TURBINE SYNC LOSS (YTSTRT)
      I 135693.73 I 186051.94 RANKINE LOSS (APPROX)
I-----I
      V
I-----I AUXILIARY ENERGY
I NET ENERGY I 0.00 BALANCE OF PLANT (YBOPPAR)
0.805 I OUTPUT I 14352.52 TURBINE PLANT (YTTPPAR)
      I 6117.78 SOLAR PLANT (YSPPAR)
      I 109205.46 MWh I 5539.96 OVERNIGHT (YPMPAR)
I-----I 478.15 SHUTDOWN (YSPPAR)
0.119 ( 26488.45 TOTAL AUX ENERGY (YPARN))

0.119 OVERALL PLANT EFFICIENCY (TOTAL NET ELECTRICITY/TOTAL DNI ON FIELD)

```

yearly incident insolation (MWh/sq m) 2.045282

PLANT CHARACTERISTICS:

```

MAXIMUM POWER TO STORAGE = 450.00 MWT
FIELD EFFICIENCY = 0.61007 ON DAY 131
RECEIVER EFFICIENCY = 0.87454
MAX RECEIVER OUTPUT = 350.00 MWT
STORAGE CAPACITY = 900.00 MWhr
TOTAL FIELD SIZE = 450000.00 SQ M.
TURBINE NET POWER = 49.90 MWE

```

ALL OF THE FOLLOWING CALUCLATIONS HAVE BEEN CORRECTED FOR RCVR HOLD LOSSES--TH
OSE ABOVE HAVE NOT

	DESIGN POINT EFF.	ANNUAL EFF.
FIELD	0.61007	0.55015
RECEIVER	0.87454	0.69040
PIPING	0.99973	0.99719
THERMAL STORAGE	N/A	0.97628
EPGS	0.42360	0.42012
OVERALL	N/A	0.11865

Cuadro 18. Resumen de los resultados de producción de energía en el análisis tecnológico.

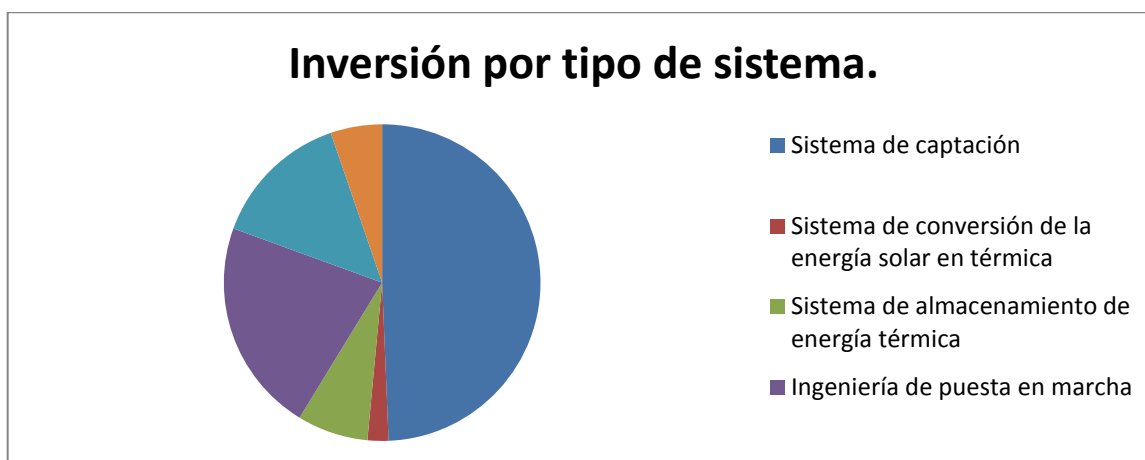
Tabla resumen de resultados análisis tecnológico	
Energía neta inyectada al sistema (MWh)	109,205.46
Energía solar captada en concentradores (MWh)	873,471.44
Energía solar captada en receptor (MWh)	448,327.56
Energía solar convertida en térmica (MWh)	322,987.59
Coefficiente de eficiencia concentrador/receptor	0.51
Coefficiente de eficiencia receptor/térmica	0.72
Coefficiente de eficiencia solar/neta	0.13

B. RESULTADOS DE ESTUDIO FINANCIERO.

Cuadro 19. Resultados de la inversión de la planta de energía solar termoeléctrica.

Sistema de captación					
Concepto	Costo por unidad instalada	Definición de unidad	Unidades instaladas	Total	
Espejos	\$16.20	Dólares/m ² de apertura	450000.00	\$7,290,000.00	
Estructuras metálicas	\$113.45	Dólares/m ² de apertura	450000.00	\$51,052,500.00	
Seguidores solares	\$9,450.00	Dólares/unidad	3750.00	\$35,437,500.00	
Movimiento de tierra	\$5.00	Dólares/m ² de apertura	450000.00	\$2,250,000.00	
Cimentación	\$9.50	Dólares/m ² de apertura	450000.00	\$4,275,000.00	
Montaje	\$27.00	Dólares/m ² de apertura	450000.00	\$12,150,000.00	
Terreno	\$8.00	Dólares/m ² de apertura	2700000.00	\$21,600,000.00	\$134,055,000.00
Sistema de conversión de la energía solar en térmica					
Receptor Solar	\$285.00	Dólares/MW	350.00	\$99,750.00	
Sistema mecánico	\$40.00	Dólares/kW	1.00	\$40.00	
sistema de protección contra incendios	\$729,270.00	Unidades	1.00	\$729,270.00	
Sistema de inertización	\$405,150.00	Unidades	1.00	\$405,150.00	
Obra civil	\$1,082,412.25	Dólares/altura (exponencial)	120.00	\$4,568,532.83	\$5,802,742.83
Sistema de almacenamiento de energía térmica					
Sistema de trasiego: tanques y tuberías (obra civil incluida)	\$19.98	Dólares/kWh	900000.00	\$17,982,000.00	
Sistema de llenado inicial	\$1.90	Dólares/kWh	900000.00	\$1,710,000.00	\$19,692,000.00
Sistema de potencia					
Intercambiadores de calor	\$324.12	Dólares/kW	50000.00	\$16,206,000.00	
Equipos rotatorios y mecánicos	\$286.00	Dólares/kW	50000.00	\$14,300,000.00	
Sistemas auxiliares	\$287.00	Dólares/kW	50000.00	\$14,350,000.00	
Obra civil	\$288.00	Dólares/kW	50000.00	\$14,400,000.00	\$59,256,000.00
Ingeniería de puesta en marcha					
Ingeniería de puesta en marcha	N/A	N/A	N/A	\$4,947,134.04	
Margen (15%)	N/A	N/A	N/A	\$33,562,931.53	\$38,510,065.58
% de la baja en la inversión					\$180,121,065.89
Sistema de potencia y conversión a la red					
Calderas y tuberías	\$3,500,000.00	Unidades	1.00	\$3,500,000.00	
Generador	\$1,500,000.00	Unidades	1.00	\$1,500,000.00	
Subestación y transformador	\$8,000,000.00	Unidades	1.00	\$8,000,000.00	
Sistema de conversión y transporte	\$500,000.00	Unidades	1.00	\$500,000.00	
Sistemas de control	\$450,000.00	Unidades	1.00	\$450,000.00	
Obra civil y mano de obra	\$350,000.00	Unidades	1.00	350000.00	\$14,300,000.00
Total					\$194,421,065.89

Figura 43. Desglose de los costos por sistema de la planta.



Cuadro 20. Detalles del financiamiento del proyecto.

Detalle	Monto
Inversión Total	\$ 194,421,065.89
% financiamiento	33.33%
Capital financiado	\$ 64,800,541.26
Capital socios	\$ 129,620,524.63
Tiempo de financiamiento (años)	10
Interés	7%

Cuadro 21. Pagos de financiamiento del proyecto.

Año	Periodo	Saldo Inicial	Interés	Amortización	Pago	Saldo final
2014	0					\$ 64,800,541.26
2015	1	\$ 64,800,541.26	\$ 4,536,037.89	\$ 4,690,101.35	\$ (9,226,139.24)	\$ 60,110,439.91
2016	2	\$ 60,110,439.91	\$ 4,207,730.79	\$ 5,018,408.45	\$ (9,226,139.24)	\$ 55,092,031.46
2017	3	\$ 55,092,031.46	\$ 3,856,442.20	\$ 5,369,697.04	\$ (9,226,139.24)	\$ 49,722,334.42
2018	4	\$ 49,722,334.42	\$ 3,480,563.41	\$ 5,745,575.83	\$ (9,226,139.24)	\$ 43,976,758.59
2019	5	\$ 43,976,758.59	\$ 3,078,373.10	\$ 6,147,766.14	\$ (9,226,139.24)	\$ 37,828,992.46
2020	6	\$ 37,828,992.46	\$ 2,648,029.47	\$ 6,578,109.77	\$ (9,226,139.24)	\$ 31,250,882.69
2021	7	\$ 31,250,882.69	\$ 2,187,561.79	\$ 7,038,577.45	\$ (9,226,139.24)	\$ 24,212,305.24
2022	8	\$ 24,212,305.24	\$ 1,694,861.37	\$ 7,531,277.87	\$ (9,226,139.24)	\$ 16,681,027.36
2023	9	\$ 16,681,027.36	\$ 1,167,671.92	\$ 8,058,467.32	\$ (9,226,139.24)	\$ 8,622,560.04
2024	10	\$ 8,622,560.04	\$ 603,579.20	\$ 8,622,560.04	\$ (9,226,139.24)	\$ -

Figura 44. Cálculo del WACC para establecer la viabilidad económica del proyecto..

CALCULO DEL Ke

Tasa libre de riesgo (Rf)	5.75%	Bonos del tesoro de E.E.U.U. a 10 años
Rentabilidad del mercado (Rm)	13.00%	Rentabilidad media del mercado bursátil según Standard & Poor's 500
Beta (β)	1.50	Para una empresa/negocio/proyecto de nueva creación se suele usar un beta de 1,5
Riego Pais (Rp)	2.65%	Según el EMBI+ JP Morgan
Rentabilidad Mínima Recursos P	19%	

CALCULO DEL WACC DEL PROYECTO

Fondos Propios (FP)	\$ 64,742,214.94	USD	33%
Fondos Ajenos (FA)	\$ 129,678,850.95	USD	67%
Tasa Impositiva (t)	0.12	IVA Guatemala	
Interes de la Deuda (Kd)	7.00%		
Coste de Capital (WACC)	10.53%		

Cuadro 22. (1/2) Flujos de efectivo estimados para la planta de energía solar termoelectrica analizada.

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10											
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024											
Producción anual estimada (MWh/año)		109205	108113	107032	105962	104902	103853	102815	101787	100769	99761											
Precio de venta (USD/MWh)	\$	203.90	\$	203.90	\$	203.90	\$	203.90	\$	203.90	\$	203.90										
INGRESOS																						
Ingresos por venta de electricidad	\$	22266,993	\$	22044,323	\$	21823,880	\$	21605,641	\$	21389,585	\$	21175,689	\$	20963,932	\$	20754,293	\$	20546,750	\$	20341,282		
Ingresos por venta de potencia	\$	8820,000	\$	8820,000	\$	8820,000	\$	8820,000	\$	8820,000	\$	8820,000	\$	8820,000	\$	8820,000	\$	8820,000	\$	8820,000		
TOTAL INGRESOS	\$	31086,993	\$	30864,323	\$	30643,880	\$	30425,641	\$	30209,585	\$	29995,689	\$	29783,932	\$	29574,293	\$	29366,750	\$	29161,282		
EGRESOS																						
Operación y Mantenimiento	\$	(1115,385)	\$	(1163,793)	\$	(1214,302)	\$	(1267,003)	\$	(1321,990)	\$	(1379,365)	\$	(1439,229)	\$	(1501,692)	\$	(1566,865)	\$	(1634,867)		
Seguros	\$	(486,053)	\$	(507,147)	\$	(529,158)	\$	(552,123)	\$	(576,085)	\$	(601,087)	\$	(627,174)	\$	(654,394)	\$	(682,794)	\$	(712,428)		
Intereses (Financiamiento)	\$	(4536,038)	\$	(4207,731)	\$	(3856,442)	\$	(3480,563)	\$	(3078,373)	\$	(2648,029)	\$	(2187,562)	\$	(1694,861)	\$	(1167,672)	\$	(603,579)		
TOTAL EGRESOS	\$	(6137,476)	\$	(5878,671)	\$	(5599,902)	\$	(5299,689)	\$	(4976,449)	\$	(4628,481)	\$	(4253,965)	\$	(3850,947)	\$	(3417,332)	\$	(2950,874)		
UTILIDAD (sin impuestos)	\$	24949,517	\$	24985,652	\$	25043,979	\$	25125,952	\$	25233,136	\$	25367,208	\$	25529,967	\$	25723,346	\$	25949,418	\$	26210,408		
IVA	\$	(2993,942)	\$	(2998,278)	\$	(3005,277)	\$	(3015,114)	\$	(3027,976)	\$	(3044,065)	\$	(3063,596)	\$	(3086,802)	\$	(3113,930)	\$	(3145,249)		
ISR	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-		
UTILIDAD NETA	\$	21955,575	\$	21987,374	\$	22038,701	\$	22110,838	\$	22205,160	\$	22323,143	\$	22466,371	\$	22636,544	\$	22835,488	\$	23065,159		
Inversión total	\$	(494421,066)	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-		
Financiamiento	\$	64800,541	\$	(4690,101)	\$	(5018,408)	\$	(5369,697)	\$	(5745,576)	\$	(6147,766)	\$	(6578,110)	\$	(7038,577)	\$	(7531,278)	\$	(8058,467)	\$	(8622,560)
FLUJO NETO DE CAJA	\$	(129620,525)	\$	17265,474	\$	16968,965	\$	16669,004	\$	16365,262	\$	16057,394	\$	15745,033	\$	15427,793	\$	15105,267	\$	14777,021	\$	14442,599
FLUJO NETO ACUMULADO	\$	(129620,525)	\$	(112355,051)	\$	(95386,085)	\$	(78717,081)	\$	(62351,819)	\$	(46294,425)	\$	(30549,392)	\$	(15121,599)	\$	(16,333)	\$	14760,688	\$	29203,288
WACC	10.53%	TIR	12.74%	VPN	\$	21032,275																

Cuadro 23. (2/2) Flujos de efectivo estimados para la planta de energía solar termoeléctrica analizada.

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
98763	97776	96798	95830	94872	93923	92984	92054	91133	90222	89320	88427	87542	86667	85800
\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90
\$ 20137,870	\$ 19936,491	\$ 19737,126	\$ 19539,755	\$ 19344,357	\$ 19150,914	\$ 18959,404	\$ 18769,810	\$ 18582,112	\$ 18396,291	\$ 18212,328	\$ 18030,205	\$ 17849,903	\$ 17671,404	\$ 17494,690
\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000
\$ 28957,870	\$ 28756,491	\$ 28557,126	\$ 28359,755	\$ 28164,357	\$ 27970,914	\$ 27779,404	\$ 27589,810	\$ 27402,112	\$ 27216,291	\$ 27032,328	\$ 26850,205	\$ 26669,903	\$ 26491,404	\$ 26314,690
\$ (1705,820)	\$ (1779,853)	\$ (1857,099)	\$ (1937,697)	\$ (2021,793)	\$ (2109,539)	\$ (2201,093)	\$ (2296,620)	\$ (2396,293)	\$ (2500,292)	\$ (2608,805)	\$ (2722,027)	\$ (2840,163)	\$ (2963,426)	\$ (3092,039)
\$ (743,347)	\$ (775,608)	\$ (809,270)	\$ (844,392)	\$ (881,039)	\$ (919,276)	\$ (959,172)	\$ (1000,800)	\$ (1044,235)	\$ (1089,555)	\$ (1136,842)	\$ (1186,181)	\$ (1237,661)	\$ (1291,375)	\$ (1347,421)
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ (244,168)	\$ (255,461)	\$ (266,368)	\$ (278,208)	\$ (290,831)	\$ (302,814)	\$ (316,265)	\$ (329,742)	\$ (344,528)	\$ (359,847)	\$ (374,647)	\$ (390,208)	\$ (407,824)	\$ (425,802)	\$ (443,946)
\$ 26508,702	\$ 26201,030	\$ 25890,758	\$ 25577,666	\$ 25261,526	\$ 24942,099	\$ 24619,140	\$ 24292,390	\$ 23961,584	\$ 23626,444	\$ 23286,682	\$ 22941,997	\$ 22592,079	\$ 22236,602	\$ 21875,230
\$ (3181,044)	\$ (3144,124)	\$ (3106,891)	\$ (3069,320)	\$ (3031,383)	\$ (2993,052)	\$ (2954,297)	\$ (2915,087)	\$ (2875,390)	\$ (2835,173)	\$ (2794,402)	\$ (2753,040)	\$ (2711,049)	\$ (2668,392)	\$ (2625,028)
\$ (1325,435)	\$ (1310,051)	\$ (1294,538)	\$ (1278,883)	\$ (1263,076)	\$ (1247,105)	\$ (1230,957)	\$ (1214,620)	\$ (1198,079)	\$ (1181,322)	\$ (1164,334)	\$ (1147,100)	\$ (1129,604)	\$ (1111,830)	\$ (1093,761)
\$ 22002,223	\$ 21746,855	\$ 21489,329	\$ 21229,463	\$ 20967,066	\$ 20701,942	\$ 20433,886	\$ 20162,684	\$ 19888,115	\$ 19609,948	\$ 19327,946	\$ 19041,858	\$ 18751,426	\$ 18456,380	\$ 18156,441
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 22002,223	\$ 21746,855	\$ 21489,329	\$ 21229,463	\$ 20967,066	\$ 20701,942	\$ 20433,886	\$ 20162,684	\$ 19888,115	\$ 19609,948	\$ 19327,946	\$ 19041,858	\$ 18751,426	\$ 18456,380	\$ 18156,441
\$ 51205,510	\$ 72952,365	\$ 94441,694	\$ 11567,156	\$ 136638,223	\$ 157340,165	\$ 177774,051	\$ 197936,735	\$ 217824,849	\$ 237434,798	\$ 256762,744	\$ 275804,601	\$ 294556,027	\$ 313012,407	\$ 331168,848

Cuadro 24 (1/2). Cuadro de ingresos para la planta diseñada en operación.

Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pérdida de eficiencia			1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Producción anual estimada (MWh/año)		109,205	108,113	107,032	105,962	104,902	103,853	102,815	101,787	100,769	99,761	98,763
Precio de venta (USD/MW)		\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90
Total venta de energía anual		\$ 22266,993	\$ 22044,323	\$ 21823,880	\$ 21605,641	\$ 21389,585	\$ 21175,689	\$ 20963,932	\$ 20754,293	\$ 20546,750	\$ 20341,282	\$ 20137,870
Oferta firme eficiente (MW)		49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Contrato de venta de potencia (USD/kW mes)		\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15
Total venta de reserva de potencia		\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000
Total de ingresos		\$ 31086,993	\$ 30864,323	\$ 30643,880	\$ 30425,641	\$ 30209,585	\$ 29995,689	\$ 29783,932	\$ 29574,293	\$ 29366,750	\$ 29161,282	\$ 28957,870

Cuadro 25 (1/2). Cuadro de ingresos para la planta diseñada en operación.

Período	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Año	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Pérdida de eficiencia	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Producción anual estimada (MWh/año)	97,776	96,798	95,830	94,872	93,923	92,984	92,054	91,133	90,222	89,320	88,427	87,542	86,667	85,800
Precio de venta (USD/MW)	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90	\$ 203.90
Total venta de energía anual	\$ 19936,491	\$ 19737,126	\$ 19539,755	\$ 19344,357	\$ 19150,914	\$ 18959,404	\$ 18769,810	\$ 18582,112	\$ 18396,291	\$ 18212,328	\$ 18030,205	\$ 17849,903	\$ 17671,404	\$ 17494,690
Oferta firme eficiente (MW)	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Contrato de venta de potencia (USD/kW mes)	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 15
Total venta de reserva de potencia	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000	\$ 8820,000
Total de ingresos	\$ 28756,491	\$ 28557,126	\$ 28359,755	\$ 28164,357	\$ 27970,914	\$ 27779,404	\$ 27589,810	\$ 27402,112	\$ 27216,291	\$ 27032,328	\$ 26850,205	\$ 26669,903	\$ 26491,404	\$ 26314,690

Cuadro 26 (1/2). Costos de operación y mantenimiento así como egresos globales de la planta.

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Materia Prima		\$ 2,035,80	\$ 2,124,15	\$ 2,216,34	\$ 2,312,53	\$ 2,412,90	\$ 2,517,61	\$ 2,626,88	\$ 2,740,89	\$ 2,859,84	\$ 2,983,96	\$ 3,113,46
Operación y Mantenimiento		\$ 118,349,66	\$ 116,169,04	\$ 12,12,085,48	\$ 12,64,689,99	\$ 13,89,577,53	\$ 13,76,847,20	\$ 14,36,602,36	\$ 14,98,950,91	\$ 15,64,005,38	\$ 16,31,883,21	\$ 17,02,706,94
Total O&M		\$ 116,385,46	\$ 163,793,19	\$ 12,14,301,82	\$ 12,67,002,52	\$ 13,21,990,43	\$ 13,79,364,81	\$ 14,39,229,24	\$ 15,01,691,79	\$ 15,66,865,22	\$ 16,34,867,17	\$ 17,05,820,40
Seguros		\$ 466,052,66	\$ 486,279,35	\$ 507,383,87	\$ 529,404,33	\$ 552,380,48	\$ 576,353,80	\$ 601,367,55	\$ 627,466,90	\$ 654,698,97	\$ 683,112,90	\$ 712,760,00
Total		\$ 289,423,59	\$ 283,865,74	\$ 293,987,51	\$ 306,409,37	\$ 316,361,34	\$ 333,508,42	\$ 347,828,04	\$ 363,850,49	\$ 378,429,40	\$ 395,847,24	\$ 424,400,81

Cuadro 25. (2/2). Costos de operación y mantenimiento así como egresos globales de la planta.

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
\$ 3,248,59	\$ 3,389,57	\$ 3,536,68	\$ 3,690,17	\$ 3,850,33	\$ 4,017,43	\$ 4,191,79	\$ 4,373,71	\$ 4,563,53	\$ 4,761,59	\$ 4,968,24	\$ 5,183,86	\$ 5,408,84	\$ 5,643,59
\$ 1776,604,42	\$ 1853,709,05	\$ 1934,600,03	\$ 2018,102,57	\$ 2105,688,22	\$ 2197,075,09	\$ 2292,428,15	\$ 2391,919,53	\$ 2495,728,84	\$ 2604,043,47	\$ 2717,058,96	\$ 2834,979,32	\$ 2958,074,42	\$ 3086,395,38
\$ 1779,853,01	\$ 1857,098,63	\$ 1937,696,71	\$ 2021,792,75	\$ 2109,538,55	\$ 2201,092,52	\$ 2296,619,94	\$ 2396,293,25	\$ 2500,292,37	\$ 2608,805,06	\$ 2722,027,20	\$ 2840,163,18	\$ 2963,426,26	\$ 3092,038,96
\$ 743,693,78	\$ 775,970,09	\$ 809,647,20	\$ 844,785,88	\$ 881,449,59	\$ 919,704,50	\$ 959,619,68	\$ 1001,267,17	\$ 1044,722,17	\$ 1090,063,11	\$ 1137,371,85	\$ 1186,733,79	\$ 1238,238,04	\$ 1291,977,57
\$ 4303,399,80	\$ 4490,167,35	\$ 4685,040,61	\$ 4888,371,38	\$ 5100,526,69	\$ 5321,889,55	\$ 5552,859,56	\$ 5793,853,67	\$ 6045,306,91	\$ 6307,673,23	\$ 6581,426,25	\$ 6867,060,15	\$ 7165,090,56	\$ 7476,055,49

VII. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El objetivo principal de este estudio fue establecer la viabilidad técnico-económica de la tecnológica solar térmica para generación de electricidad en Guatemala, esto se logró llevar a cabo mediante un estudio de pre factibilidad, el cual, como ya mencionamos cuenta con varios estudios, los más importantes para este caso, fueron el estudio tecnológico, el estudio de mercado y el estudio económico. Como se describió en la teoría de este estudio, existen principalmente cuatro tipos de tecnologías para la implementación de energía solar termoeléctrica, algunas de estas tecnologías más desarrolladas que otras, pero sin embargo las cuatro tecnologías son relativamente nuevas y en desarrollo. Para cumplir con los objetivos de este estudio se procedió a analizar cada una de las tecnologías y determinar de acuerdo a los factores técnicos más importantes encontrados en la investigación cuál tecnología es aplicable a la implementación de una planta comercial en Guatemala.

Se encontró en la teoría que las plantas de discos parabólicos Stirling tienen un factor de productividad muy alto y una relación de conversión de energía solar térmica en energía eléctrica alto también, sin embargo este tipo de tecnología no se implementa en plantas comerciales de electricidad de potencia, debido al alto coste de la tecnología y a la poca potencia que pueden generar, por lo que se descartó este tipo de tecnología. Los concentradores lineales Fresnel ofrecen una relación baja de energía solar-eléctrica, y además perciben muchas pérdidas en el sistema, además de que a pesar de que es una de las primeras tecnologías de este tipo, su desarrollo ha sido lento. Por otro lado las tecnologías restantes, de concentradores cilindro-parabólico y centrales de torre, muestran eficiencias más grandes, además de la capacidad de almacenar una mayor cantidad de energía térmica; por otro lado al analizar los Cuadros 4 y 6, podemos observar que de la tecnología de plantas de concentradores de torre central que ya están en operación cuentan con turbinas instaladas de mayor potencia, además la energía anual promedio que entregan a sus respectivos sistemas eléctricos es mucho mayor que la energía que producida por los concentradores cilindro-parabólico, esta tecnología exhibe una mayor capacidad de almacenamiento, lo que se considera también ventajoso, sobre todo cuando se analiza la importancia que tiene este almacenamiento tanto como para seguir produciendo en horas en las que el Sol está completamente oculto sino que también amortigua las oscilaciones que puedan darse de la radiación solar durante el día y además en lugares donde la radiación solar es elevada es posible tener sistemas de almacenamiento hasta de 17 horas y así aprovechar muy bien la energía solar. Otra ventaja a favor de la tecnología de torres centrales es que al tener menos tubería y menos longitudes recorridas por el fluido de trabajo, comparado con los sistemas cilindro-parabólico, se tienen menos pérdidas térmicas en las tuberías. Por otro lado la tecnología de torre central por ser una de las más nuevas de las cuatro antes mencionadas viene siendo la que exhibe mayores precios de instalación, sin embargo esta tecnología ha tenido un mayor crecimiento comercial en comparación con las otras tres, y por tal razón ha venido disminuyendo sus costos y aumentando el número

de plantas instaladas y en proceso de instalación. Por tales motivos se seleccionó como posible planta a diseñar en Guatemala una planta de energía solar termoeléctrica del tipo de receptor de torre central.

Como siguiente punto para establecer si la tecnología es viable de implementar en Guatemala se estableció el análisis de radiación solar directa en la región. Durante la investigación no se encontró ningún dato específico que fuera calculado para determinar la radiación solar directa promedio al año necesaria para la implementación de una planta de este tipo, para establecer el valor mínimo se analizaron entonces las plantas que ya se encuentran en operación satisfactoriamente y se obtuvo, según los cuadros 4, 5 y 6 las radiaciones promedio de las tecnologías de tipo concentradores lineales Fresnel, de cilindro-parabólico y de tipo de torre central, los valores de radiación normal directa promedio anual de 2250.63, 2059.19 y 2000.64 kWh/m² respectivamente. En este estudio entonces se consideró como valor mínimo de radiación promedio anual de 2000 kWh/m². Se utilizó la herramienta que proporciona SWERA para poder analizar la radiación directa de Guatemala, en la Figura 35 podemos observar un mapa de radiación solar, en donde se muestra la radiación promedio por día en kWh/m² y donde se aprecia que la región sur, oriental y parte de la región occidental muestran una radiación solar considerablemente alta y fuertes candidatas para cumplir con el requisito establecido de radiación de 2000 kWh/m² al año. Para poder establecer la región en donde se implementara la planta, se analizaron las radiación solares mensuales para cinco regiones que se establecieron según el análisis de la Figura 35, se realizó de esta forma para descartar zonas de baja radiación y no perder recursos analizando todos los departamentos, las regiones analizadas detalladamente fueron, Huehuetenango, Retalhuleu, Jutiapa y dos áreas de Escuintla, los resultados de estos análisis se muestran en las figuras de la 36 a la 40, y los cuadros del 7 al 11, para las figuras podemos observar el comportamiento mensual de la radiación, teniendo en las cinco regiones un comportamiento similar, en época seca comprendida de finales de octubre a inicios de mayo podemos observar una radiación alta, y en época lluviosa la radiación disminuye notablemente, esto de por sí ya es un buen indicativo de la implementación de esta tecnología ya que es en época seca en donde tendría un mayor aporte al mercado guatemalteco y ayudaría a reducir costos de energía por la escases del agua; por otro lado las cinco regiones analizadas mostraron una radiación anual promedio mayor a la establecida como referencia, esto da la pauta de que la tecnología cumple con este aspecto establecido y la radiación incluso supera a la radiación de los países que ya tienen plantas en funcionamiento, se escogió entonces la región 1, constituida en Escuintla, en las cercanías del Puerto Quetzal, además de tener la mayor radiación, esta área cuenta con superficies planas muy extensas, ideales para este tipo de tecnología. Cabe destacar que las mediciones obtenidas en este análisis fueron sacadas de bases de datos que maneja SWERA, estos datos son provenientes de varias instituciones que se dedican a analizar estas variables, instituciones como la NASA o Universidades enfocadas en investigación de este tipo. La resolución de los datos juega un papel importante, y en este caso se escogió la base de datos que ofreció SUNY, ya que estos datos se encontraban en una mayor resolución y proveían mejores aproximaciones a los datos reales.

Sabiendo entonces que se cumple el requisito más importante como lo es el requisito de la energía solar disponible para convertirla en energía térmica y luego en energía eléctrica, se procedió a diseñar una planta para analizar y simularla, y de esta manera terminar de establecer la viabilidad técnica de la misma. Como se mencionó en un principio, este tipo de tecnología es relativamente nueva y la información para el desarrollo de este tipo de plantas aún está muy reservada, sin embargo con los conocimientos adquiridos en la investigación previa, se procedió a caracterizar una planta con un método sencillo y características similares a plantas en operación, tratando de adaptar lo mejor posible esas características a la región. Los elementos principales que se diseñaron fueron, la potencia nominal del generador, el campo de heliostatos, el sistema receptor y el sistema de almacenamiento, con estos datos se caracterizaron los demás componentes importantes y necesarios para hacer la simulación de la operación y puesta en marcha de la planta y obtener la generación de energía anual en la planta. La generación de energía anual se estableció mediante la utilización del software SOLERGY, el cual analiza varios factores determinantes en la producción de la planta caracterizada. El proceso de diseño se llevó a cabo tal y como se muestra en el Cuadro 3, el cual incluye los parámetros más importantes en el diseño de una planta de este estilo. Si bien es cierto, el procedimiento de diseño, fue un procedimiento simplificado, las características principales obtenidas fueron muy parecidas a las de una planta comercial, y como se dijo anteriormente, el objetivo en este análisis es determinar la viabilidad técnica de esta tecnología, por lo cual analizando una planta con características similares a las plantas en operación se consideró un método apropiado para determinar dicha viabilidad. Las características finales obtenidas luego del proceso de diseño se tabularon en el Cuadro 14, esta información fue la necesaria para ingresar y ser programada en SOLERGY, el cual junto con otros parámetros que se establecieron de acuerdo a criterio de mi persona y parámetros establecidos por el programa se analizó la generación de la planta, cuyos datos de resumen se muestran en el Cuadro 15, la producción de energía neta inyectada al sistema al año, al compararla con la de plantas en funcionamiento con características similares, queda en un valor cercano que podría considerarse aceptable y funcional, además si observamos los coeficientes de eficiencias térmicas y de conversiones de energías podemos observar que se cumplió según la teoría investigada.

Como se mencionó al inicio de este análisis el estudio económico es la segunda parte importante para este proyecto, debido a que una vez cumplida la parte tecnológica, debe cumplirse ciertos criterios económicos para que pueda considerarse un proyecto factible. De entrada se notó que esta tecnología tiene altos costes de instalación, se obtuvieron los costos de los sistemas que componen la implementación de este tipo de tecnología y de acuerdo a la Figura 34 se le aplicó el factor de reducción de los costos según estudios previos sobre el potencial de esta tecnología en vistas al 2020. Con el monto total de la inversión y suponiendo un escenario en donde 1/3 parte de la inversión se consigue financiada y las demás 2/3 partes se obtienen mediante sociedad, se analizaron los flujos de efectivo provenientes de vender energía mediante una licitación otorgada por un distribuidor y mediante un contrato de potencia, este escenario se considera el más apto de acuerdo con el mercado eléctrico guatemalteco, ya que se aprovecha la venta de energía y

además se obtienen ingresos por la potencia instalada. De esta manera analizando estos ingresos, y los egresos por costos de operación, impuestos, y pagos del financiamiento, se optó por analizar la TIR y el VAN, definiendo un valor de WACC para poder establecer si se cumplía con los criterios económicos. Se observó que con estos flujos de efectivo, teniendo en cuenta una vida útil de la planta de 25 años y un financiamiento de a 10 años del 33.3% de la inversión total, el coste de capital (WACC) debería ser mayor que 10.53%. Definido este valor y observando que la TIR según el criterio económico es mayor que el WACC se puede establecer que económicamente es viable, considerando que el valor de TIR a pesar de ser mayor no lo es por mucho, es importante acá destacar que este valor se puede incrementar analizando la implementación de ventas de bonos de reducción de emisiones de dióxido de carbono, esto generaría un ingreso más y beneficiaría los flujos de efectivo, teniendo así el proyecto una mejor rentabilidad económica. Con respecto al análisis de sensibilidad, podemos observar en la Figura 45 las variables analizadas, observando que de estas las más sensibles son las del costo de inversión inicial y los ingreso por venta de electricidad, en el primer caso cualquier reducción pequeña en porcentaje hace que el VAN aumente significativamente, lo que resulta siendo algo positivo en el sentido que los costos de instalación por Mw vienen decreciendo tal y como se analizó en la Figura 34, sin embargo esta sensibilidad es lineal, por lo tanto, pequeños aumentos porcentuales en la inversión inicial, significarían una baja importante a la rentabilidad del proyecto, por lo que en ese sentido aporta un efecto negativo los costos de inversión y lo sensible que es esta variable. Por otro lado es importante que una vez en funcionamiento la planta, es necesario mantener una producción de energía constante, debido a que también es una variable sensible a cambios pequeños y que tiene una repercusión grande, siendo más negativo aún el hecho de que se puede disminuir la energía suministrada pero aumentarla es poco probable debido a las limitaciones físicas de los equipos instalados y la limitación de la energía primaria, aun así es importante recalcar que por la versatilidad del mercado es posible aún con escenarios negativos en producción de energía, mantener la rentabilidad del proyecto.

VIII. CONCLUSIONES

Se determinaron parámetros de evaluación tecnológica de las centrales de energía solar termoeléctrica del tipo de receptor central de torre, para determinar su viabilidad técnica de implementación en Guatemala, mediante el análisis de estos parámetros asociados a esta región se estableció que en Guatemala existe por lo menos una región apta que cumple con estos parámetros para implementar esta tecnología y que se cuenta con el potencial de energía solar para que sea explotado de una manera más eficiente y beneficiosa contribuyendo a la economía de la región y al medio ambiente.

Utilizando un método simplificado de diseño, se dimensionaron los componentes básicos necesarios para la implementación de una planta de energía solar termoeléctrica en la región del Puerto de San José, Escuintla, se dimensionaron a detalle los elementos y se simuló la operación de la planta obteniendo como resultado un valor de energía anual de 109205.46 MWh. Para ello se utilizó 3750 helióstatos, una torre de altura de 120.0 m, un área reflectiva de 450,000 m², ocupando 270 he de terreno, con una central de potencia nominal de 50 MW., conectando la central al Sistema Eléctrico guatemalteco a la línea de transmisión 230 kV Escuintla 2 – PQP.

Se analizaron los aspectos económicos relevantes de la implementación de una planta generadora de energía eléctrica con tecnología de solar térmica al Mercado Eléctrico guatemalteco, tales como: venta de energía a un precio de 203 USD/MWh por medio de contrato de compra-venta; venta de potencia a 15 USD/kW; la utilización de un crédito bancario con relación 33/66 (33% aporte propio, 66% préstamo) para el aprovechamiento del apalancamiento financiero, a una tasa de interés del 7 %; una tasa de interés esperada por el inversionista del 10.53 %, para lo que se consideró variables económicas propias del país; impuestos (IVA e ISR); y una inflación del 4.34 % anual. Estableciendo un análisis de flujo de efectivo a 25 años se determinó una Tasa Interna de Retorno del 12.74 %, con un Valor Actual Neto de 21,032,275 USD. Dando como resultado una viabilidad técnico-económica, aceptable bajo escenarios concretos. Este análisis demuestra que bajo ciertos escenarios es viable económicamente la implementación de una planta generadora con este tipo de tecnología, sin embargo es importante mencionar que para obtener resultados más precisos es necesario un análisis económico más exhaustivo y detallado, de tal forma que la empresa interesada en invertir se asegure que cumple con sus parámetros económicos de inversión, debido a la magnitud de este tipo de proyectos.

IX. RECOMENDACIONES

Analizar la radiación solar de la zona de interés de implementación de la planta, con equipo de medición directa para tener una mayor precisión que la obtenida por las mediciones utilizadas en este estudio, para garantizar una mayor certeza en el momento de implementar el análisis de producción de energía.

Con el objetivo de mejorar la producción de la planta y aprovechar mejor el recurso solar, realizar una optimización más fondo del campo de helióstatos y del diseño del sistema de captación y almacenamiento de energía solar.

X. BIBLIOGRAFÍA

- Administrador del Mercado Mayorista. (2008). *Norma de Coordinación Coomercial 13*. Recuperado el 13 de agosto de 2013, de Administrador del mercado Mayorista: http://www.amm.org.gt/portal/?page_id=23
- Administrador del Mercado Mayorista. (2012). *Informe Estadístico 2012*. Recuperado el 11 de julio de 2013, de Administrador del mercado Mayorista: http://www.amm.org.gt/pdfs2/informes/2012/INFEST20120101_01.pdf
- Álvarez, M. R. (2008). *Dimensionamiento y análisis de producción anual de un sistema de receptor central*. Tesis Escuela de Organización Industrial. Madrid: EOI Escuela de Negocios.
- Anthony Tarquin, P. (2006). *Ingeniería Económica*. México D. F.: McGraw-Hill.
- Aringhoff, R., Brakmann, G., & Aubrey, C. (2012). *Energía Solar termoeléctrica 202*. Madrid, España: GreenPeace and ESTIA.
- López, H. J. (2012). *Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento*. Tesis Universidad Carlos III de Madrid. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid.
- Madrid, A. (2009). *Energías Renovables (Fundamentos, Tecnologías y Aplicaciones)*. Madrid, España: AMV Ediciones.
- Ruiz, V., Silva, M., Lillo, I., Moreno, S., & Domínguez, J. (2011). *Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE.
- Salgado, J. F. (2010). *Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica*. Madrid, España: Ediciones Mundi-Prensa.
- SolarPaces. (16 de Marzo de 2010). *NREL*. Recuperado el 22 de Agosto de 2013, de National Renewable Energy Laboratory: http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_technology.cfm
- Solís Ávila, C. A., Cómez Castillo, F., Domecq SanJuan, Á., & Sales Rodríguez, E. (2009). *Diseño y Estudio de una planta solar termoelectrica con tecnología de torre central*. Tesis Escuela de Organización Industrial. Madrid: EOI Escuela de Negocios.
- SWERA. (s.f.). *Solar and Wind Energy Resource Assessment*. Recuperado el 25 de Agosto de 2013, de <http://en.openei.org/apps/SWERA/>
- Tirapegui, W. J. (2006). *Energías renovables no convencionales*. Santiago de Chile: Empresa Nacional de Electricidad, S.A. Chile.
- Velasco, J. G. (2009). *Energías renovables*. Barcelona: Reverté.

XI. ANEXO

A. Archivos de salida del software DELSOL

/

SPLINE FIT NOT USED TO ESTIMATE FIELD EFFICIENCY AS A FUNCTION OF WINDSPEED -
CONSTANT EFFICIENCY OF 1.000000 ASSUMED.
SPLINE FIT NOT USED TO ESTIMATE THERMAL RECEIVER LOSSES -
CONSTANT LOSS OF 30.20000 MW(T) ASSUMED
GONOGO DISPATCH SELECTED WITH TRUE SUNFOLLOWING DISPATCH

1

50 MWE, LAT 13.58, LONG -90.48
FIELD OPERATIONAL LIMITS EXCEEDED (WSLIM,TLIML,OR TLIMU) DAY,TIME= 4, 14.250 WS= 21.1 DBT= 32.
FIELD OPERATIONAL LIMITS EXCEEDED (WSLIM,TLIML,OR TLIMU) DAY,TIME= 4, 14.500 WS= 21.1 DBT= 32.
FIELD OPERATIONAL LIMITS EXCEEDED (WSLIM,TLIML,OR TLIMU) DAY,TIME= 4, 14.750 WS= 21.1 DBT= 32.
FIELD OPERATIONAL LIMITS EXCEEDED (WSLIM,TLIML,OR TLIMU) DAY,TIME= 4, 15.000 WS= 21.1 DBT= 32.

1

50 MWE, LAT 13.58, LONG -90.48
YEARLY TABULATION DAYS 1 TO 365

YEARLY PARASITICS - BALANCE OF PLANT	=	0.00	MWH (YBOPPAR)
YEARLY PARASITICS - TURBINE PLANT	=	14352.52	MWH (YTPPAR)
YEARLY PARASITICS - SOLAR PLANT	=	6117.78	MWH (YSPPAR)
YEARLY PARASITICS - PM SHUTDOWN	=	5539.96	MWH (YPMPAR)
YEARLY PARASITICS - SHUTDOWN	=	478.15	MWH (YSDDPAR)
YEARLY ENERGY TO COL. FLD.	=	873471.44	MWH(TH) (YDNI)
YEARLY ENERGY TO RECEIVER	=	448327.56	MWH(TH) (YPTR)
YEARLY ENERGY TO WORKING FLUID	=	332930.88	MWH(TH) (YPTWF)
YEARLY ENERGY IN WORKING FLUID	=	331999.72	MWH(TH) (YPWF)
YEARLY ENERGY TO STORAGE	=	331999.72	MWH(TH) (YPTS)
YEARLY ENERGY TO TURBINE FROM STORAGE	=	322987.59	MWH(TH) (YPFS)
YEARLY ENERGY TO TURBINE (PTT)	=	322987.59	MWH(TH) (YPTT)
YEARLY SURPLUS ENERGY TO RECEIVER	=	0.00	MWH(TH) (YSPTR)
YEARLY SURPLUS ENERGY TO STRG AT RCVR	=	0.00	MWH(TH) (YSUPTR)

ANNUAL ENERGY FOR DRY COOLING OP 0.000 MWHARS
 yearly incident insolation (MWh/sq m) 2.045282

1

50 MWE, LAT 13.58, LONG -90.48

PLANT CHARACTERISTICS:

MAXIMUM POWER TO TURBINE = 144.00 MWT
 GROSS ELECTRIC POWER = 61.00 MWE
 MAXIMUM POWER TO STORAGE = 450.00 MWT
 FIELD EFFICIENCY = 0.61007 ON DAY 131
 RECEIVER EFFICIENCY = 0.87454
 MAX RECEIVER OUTPUT = 350.00 MWT
 STORAGE CAPACITY = 900.00 MWhr
 TOTAL FIELD SIZE = 450000.00 SQ M.
 TURBINE NET POWER = 49.90 MWE

ALL OF THE FOLLOWING CALUCLATIONS HAVE BEEN CORRECTED FOR RCVR HOLD LOSSES--TH
 OSE ABOVE HAVE NOT

	DESIGN POINT EFF.	ANNUAL EFF.
FIELD	0.61007	0.55015
RECEIVER	0.87454	0.69040
PIPING	0.99973	0.99719
THERMAL STORAGE	N/A	0.97628
EPGS	0.42360	0.42012
OVERALL	N/A	0.11865

1 50 MWE, LAT 13.58, LONG -90.48

PLANT SUMMARY - DAYS 1 TO 365 YEAR 0

EFFICIENCY	(MWHRS)	ENERGY LOSSES
I-----I		(MWHRS)
I	TOTAL INSOLATION	I
I	920376.50	I
I-----I		
	V	
I-----I		OUTAGE LOSSES
0.949 I	AVAILABLE ENERGY	I 46905.07 (YEOUTAGE)
I	873471.44	I

```

I-----I
      V
I-----I FIELD LOSSES
0.900 I REDIRECTED ENERGY I 87347.16 REFLECTIVITY LOSS
0.611 I 480542.78 I 305581.50 COSINE, SHADOWING, BLOCKING,
I-----I SPILLAGE, TRANSMISION (AND OPERATION LIMITS=
230.41)
      V
I-----I STORAGE FULL OR CHARGING HX IN STARTUP
1.000 I RCVR INCIDENT ENERGY I 0.00 DEFOCUS HELIOSTATS (YSUPTR)
I 480542.78 I
I-----I
      V
I-----I RECEIVER LOSSES
I RECEIVER I 32215.22 RCVR MIN FLOW (YPLRMF)
I ABSORBED ENERGY I 0.00 SURPLUS ENERGY TO RCVR (PTR TOO BIG) DEFOCUS
HELIOSTATS (YSPTR)
0.690 I I 22416.38 ABSORPTANCE
I 331764.59 I 78700.87 THERMAL LOSS (RADIATION AND CONVECTION)
I-----I 15445.72 RCVR STARTUP (YRSTRT)
      V
I-----I PIPING LOSSES
0.997 I ENERGY TO STORAGE I 931.16
I 330833.44 I
I-----I
      V
I-----I STORAGE LOSSES
I I 0.00 CHARGING HX START (YCSTRT)
I ENERGY TO I 0.00 LOSS FROM CHARGING HX (YTPLDC)
0.976 I TURBINE* I 4380.00 TANK LOSS (YTNKLOS)
I 322987.59 I 3208.51 STEAM GENERATOR STARTUP (YESTRT)
I-----I 260.47 LOSS FROM STEAM GEN (YTPLDD)
      V * -3.25 MWHRS IN STORAGE AT END OF DAY 365
      V
I-----I EPGS LOSSES
0.420 I GROSS ENERGY I 1242.00 TURBINE SYNC LOSS (YTSTRT)
I 135693.73 I 186051.94 RANKINE LOSS (APPROX)
I-----I
      V
I-----I AUXILIARY ENERGY
I NET ENERGY I 0.00 BALANCE OF PLANT (YBOPPAR)
0.805 I OUTPUT I 14352.52 TURBINE PLANT (YTPPAR)
I I 6117.78 SOLAR PLANT (YSPPAR)
I 109205.46 MWh I 5539.96 OVERNIGHT (YPMPAR)
I-----I 478.15 SHUTDOWN (YSDPAR)
0.119 ( 26488.45 TOTAL AUX ENERGY (YPARN))

0.119 OVERALL PLANT EFFICIENCY (TOTAL NET ELECTRICITY/TOTAL DNI ON FIELD)

```

B. Archivos de entrada del software SOLERGY

```
50 MWE, LAT 13.58, LONG -90.48
&NMLGEN
ISOUT=274,275,276,277,278,279,280,281,282,
      283,284,285,286,287,288,289,290,291,
      282,293,294,295,296,297,298,299,300,
      301,302,303
/
&NMLLOC
ALAT=13.58
ALONG=90.48
ZONE=6
IFLAGP=1
/
&NMLCOEF
ELR=0., 5., 15., 25., 45., 65., 89.5,
/
&NMLCOLF
FS=450000.
TLIML=0.
TLIMU=250.
RFLCTY=.90
/
&NMLRCVR
EPS=.95
RS=350
ALPHAR=1
TREQD=.5
EREQD=1
RMF=.10
IFILL=1,
PLXLR=30.2, 30.2, 30.2, 30.2, 30.2, 30.2, 30.2
/
&NMLPIPE
YXLP=0.2
/
&NMLTRBN
ESMIN1=10
ESMIN2=10
ESMAX1=10
TBWCS=60
TPFSL=144
TMFS=0.1
ESMAX2=900
SDH=0
```

```
SDW=0
SDC=0
RDH=.1
RDW=.1
RDC=.1
REPSS=.288, .525, .758, 1.0,
FEPSS=6*.3672, 6*.4032, 6*.4186, 6*.4236
/
&NMLSTRG
PTSMAX=450
PFSMAX=260
PFSMIN=1
EMAX=900
DLF=.1
TNKLF=.5
REFPC=260
TSTDR=0.25
PWARMC=370
PWARMMD=37.2
/
&DISPATCH
  IDISP = 0,
  PSTFR=.1
  IDF1=365
  IDF2=1
/
&PRNTOUT
NDAF=1
NDAL=365
MFLAG=1
/
&PRSTIC
PA(1)=1.66E-7, PA(2)=8.E-6, PA(3)=1.1, PA(4)=-1.68, PA(5)=6.58,
PA(6)=0.0, PA(7)=3.5, PA(8)=1.52, PA(9)=1.8, PA(10)=.712,
PA(11)=.712, PA(12)=.712, PA(13)=0.0, PA(14)=0.0, PA(15)=0.0,
PA(16)=0.0, PA(17)=0.0, PA(18)=0.0, PA(19)=0.0, PA(20)=0.0,
PA(21)=0.0, PA(22)=0.0, PA(23)=0.0, PA(24)=0.0, PA(25)=0.0,
PA(26)=8.92, PA(27)=3, PA(28)=.687, PA(29)=.687, PA(30)=1.06
/
```