



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

TESIS

**“VIABILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE UNA
CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA DE COLECTORES
CILINDRICOS PARABÓLICOS PARA SU
IMPLEMENTACIÓN EN MÉXICO”**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO

PRESENTA:

CÉSAR ALBERTO MENDOZA RODRÍGUEZ



DIRECTOR DE TESIS:

DR. ARTURO REINKING CEJUDO

CIUDAD UNIVERSITARIA
FEBRERO 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

*A mis padres, Martha y Jorge, por depositar toda su confianza en mí,
por su inmenso apoyo y principalmente porque todo lo que soy se los debo a ustedes.*

*A mis abuelos, hermana, tíos, primos, amigos y a todas aquellas
personas que de alguna forma u otra me brindaron su apoyo y siempre creyeron en mí
durante todo este tiempo.*

AGRADECIMIENTOS

En esta página quiero recordar y agradecer a todas las personas que de una forma u otra han hecho posible la finalización de esta tesis.

Gracias en primer lugar a mi familia, que ha sido mi mayor apoyo durante todo este tiempo; a mis grandiosos padres, por su paciencia y por su cariño incondicional.

Gracias de manera muy especial a Karol, por su presencia en todos los momentos, buenos y malos, que pasamos durante todos estos años, no sólo relacionados con esta tesis, sino por todo lo que llegamos a vivir juntos. Gracias por haber sido una de mis principales razones y motivaciones para terminar este trabajo.

Un agradecimiento muy especial al Dr. Arturo Reinking Cejudo, por su apoyo, por su tiempo dedicado, por la confianza que siempre deposito en mí, por haberme guiado, pero sobre todo por haberme dejado la suficiente libertad para poder escoger y realizar esta investigación que ahora presento. También quiero dar las gracias a muchos otros excelentes profesores con los que tuve el honor de tomar clase y de los cuales aprendí muchísimas cosas.

Gracias a la Facultad de Ingeniería, a la UNAM y a todos aquellos compañeros con los que pude convivir y trabajar durante toda la carrera.

Gracias a mis amigos de toda la vida principalmente aquellos con los que tuve la oportunidad de cursar la carrera: Arturo, Kevin, Nathan, Ricardo, Diego y todos aquellos amigos especiales con los que en algún momento llegue a convivir; gracias por ser mis cuates y compartir conmigo todas esas experiencias inolvidables que vivimos desde que ingresamos a la UNAM.

Es imposible nombrar aquí a todas las personas a las que tengo que estar agradecida. Por eso, esta última línea está dedicada a todas esas personas cuyos nombres no he mencionado y forman parte importante de mi vida. Gracias, de verdad muchas gracias.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
--------------------	---

Capítulo 1. LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO Y EL MUNDO

1.1 CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA	4
1.1.1 Capacidad instalada en algunos países de interés.	6
1.1.2 Uso de combustibles y fuentes primarias para generación de electricidad en el Mundo.	7
1.1.3 Energía Renovables en el Mundo.....	8
1.1.3.1 Energía Eólica	10
1.1.3.2 Energía Geotérmica.....	11
1.1.3.3 Fuentes Hidroeléctricas	12
1.1.4 Calentamiento global y las emisiones asociadas a la generación de electricidad por país.....	13
1.2 EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	15
1.2.1 Estructura del Sistema Eléctrico Nacional.....	15
1.2.1.1 Regiones operativas del Sistema Eléctrico Nacional.....	16
1.2.1.2 Capacidad de transmisión y distribución del Sistema Eléctrico Nacional	17
1.2.1.3 Interconexiones con el exterior de energía eléctrica.....	18
1.2.2 Capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional	19
1.2.3 Generación nacional de energía eléctrica.....	21
1.2.4 Generación de electricidad con energías renovables en México.....	23
1.2.5 Consumo nacional de energía eléctrica	23
1.2.6 Prospectiva de la demanda máxima hacia el año 2024	24
1.2.7 Expansión del Sistema Eléctrico Nacional	25

Capítulo 2. EL POTENCIAL DE LA RADIACIÓN SOLAR

2.1 CARACTERIZACIÓN SOLAR	27
2.1.1 El Sol.....	27
2.1.2 Características físicas del Sol.....	27
2.1.3 Composición y estructura del Sol.....	28
2.1.4 Radiación solar	29
2.1.4.1 Espectro solar.....	29
2.1.4.2 Unidades de medida de la radiación solar	30
2.1.4.3 Constante solar	31

Contenido

2.1.4.4 Irradiancia solar	32
2.1.4.5 Irradiación solar	32
2.2 CAUSAS DE LAS VARIACIONES DE LA RADIACIÓN SOLAR EN LA TIERRA	34
2.2.1 Distancia Tierra-Sol	34
2.2.2 Declinación solar	34
2.2.3 Movimiento de Rotación.....	35
2.2.4 Movimiento de Traslación	36
2.2.4.1 Las Estaciones, equinoccios y solsticios	36
2.2.5 Atenuación atmosférica de la radiación solar	38
2.2.6 Coordenadas geográficas	38
2.2.7 Posicionamiento del Sol respecto a la superficie terrestre	39
2.2.7.1 Relaciones geométricas entre los rayos solares y la superficie terrestre	40
2.2.7.2 Tiempo solar	42
2.2.7.3 Coordenadas horarias	43
2.2.7.4 Coordenadas horizontales	43
2.3 DATOS DE RADIACIÓN SOLAR EN MÉXICO Y EL MUNDO	44
2.3.1 Mapa mundial de la radiación solar	44
2.3.2 Datos de radiación solar en México	46
2.3.2.1 Insolación Normal Directa diferentes regiones de México	47
2.3.3 Factores geográficos que favorecen al potencial solar de México.	47
2.3.4 Variaciones estacionales de la radiación solar en algunas regiones de México	48
2.3.5 Sonora, uno de los lugares con mayor potencial solar en México y el Mundo.....	51
2.4 APLICACIONES DE LA RADIACIÓN SOLAR	52
2.4.1 La energía solar	52
2.4.2 Aprovechamiento de la energía solar	52
2.4.2.1 Energía solar fotovoltaica	52
2.4.2.2 Energía solar térmica	54

Capítulo 3. CENTRALES SOLARES Y LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1 CENTRALES ELÉCTRICAS TERMOSOLARES	57
3.1.1 Central termoeléctrica solar tipo concentrador Cilíndrico-Parabólico (CCP).....	59
3.1.1.1 Ventajas, inconvenientes y aplicaciones de la tecnología	61
3.1.2 Central termoeléctrica solar tipo Torre Central.....	63
3.1.2.1 Ventajas, inconvenientes y aplicaciones de la tecnología	65
3.1.3 Central termoeléctrica solar tipo Disco Parabólico Stirling.....	66
3.1.3.1 Configuración de la tecnología.....	67
3.1.3.2 Ventajas, inconvenientes y aplicaciones de la tecnología	69

3.1.4 Central termosolar tipo CCP con almacenamiento térmico.....	70
3.1.4.1 Sistema de almacenamiento térmico	71
3.1.4.2 Almacenamiento en un único tanque.....	71
3.1.4.3 Almacenamiento en un único tanque con efecto termoclino	71
3.1.4.4 Almacenamiento en dos tanques	72
3.1.4.5 Almacenamiento térmico utilizando aceite	72
3.1.4.6 Almacenamiento térmico utilizando sales fundidas	73
3.1.4.7 Funcionamiento de la central termosolar con almacenamiento en dos tanques	73
3.1.4.8 Proyectos de sistemas de almacenamiento en plantas termosolares.....	77
3.1.5 Central termoeléctrica solar tipo CCP híbrida ISCC.....	78
3.1.5.1 Funcionamiento de la central	78
3.1.5.2 Requisitos básicos para la instalación de una ISCC	79
3.1.5.3 Ventajas de una central ISCC	79
3.1.6 Centrales eléctricas termosolares en el Mundo	80
3.2 OTROS TIPOS DE CENTRALES ELECTRICAS SOLARES	81
3.2.1 Central termoeléctrica solar tipo Fresnell.....	81
3.2.1.1 Evolución y funcionamiento de la tecnología Fresnell.....	81
3.2.1.2 Ventajas de utilizar sistemas Fresnell	82
3.2.2 Central eléctrica fotovoltaica conectada a la red	83
3.2.2.1 Configuración de una central de energía solar fotovoltaica conectada a la red.....	84
3.3 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE ELECTRICIDAD A BASE DE ENERGÍA SOLAR	87
3.3.1 Producción mundial de energía solar fotovoltaica.	87
3.3.2 Producción mundial de energía termoeléctrica solar	88
3.3.3 Prospectiva en el uso de la energía solar a nivel mundial.....	89
3.4 EL FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA EN MÉXICO	90

capitulo 4. ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA SOLAR
TIPO COLECTORES CILINDRICOS PARABÓLICOS

4.1 GENERALIDADES	92
4.2 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO.....	93
4.2.1 Bases de partida.....	95
4.2.2 Condiciones de terreno.....	96
4.2.3 Tecnología de colectores	96
4.2.4 Cimentación de los colectores	97

4.3 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA PLANTA BASE	98
4.3.1 Campo solar	98
4.3.1.1 Tecnología de Colectores Cilíndricos-Parabólicos.....	98
4.3.1.2 Sistema térmico solar.....	99
4.3.1.3 El reflector cilíndrico-parabólico.....	100
4.3.1.4 El tubo absorbedor	101
4.3.1.5 El sistema de seguimiento del Sol.....	102
4.3.1.6 La estructura soporte.....	103
4.3.2 Sistema de fluido HTF.....	103
4.3.3 Aceite térmico HTF.....	104
4.3.4 Calderas auxiliares de gas natural.....	104
4.3.5 Generador de vapor	105
4.3.6 Turbina de vapor	105
4.4 CRITERIOS DE DISEÑO DE LA PLANTA BASE	106
4.4.1 Dimensionamiento del campo solar	106
4.4.2 Modos de funcionamiento básicos del campo solar.....	107
4.4.3 Balance energético del campo solar	108
4.4.3.1 Parámetros básicos de la radiación	108
4.4.3.2 Cálculo de rendimiento del campo solar	109
4.4.3.3 Rendimiento de la turbina de vapor	113
4.4.4 Diseño del generador	113
4.4.5 Hermosillo Solar I	115
4.4.5.1 Producción eléctrica anual de la planta	115
4.4.5.2 Producción eléctrica con caldera auxiliar	116
4.4.5.3 Producción eléctrica bruta	116
4.4.5.4 Autoconsumo de la planta y producción eléctrica neta	119
4.4.5.5 Factor de planta	120
4.4.5.6 Resumen de diseño de la central	120
4.4.6 Hermosillo solar II (Con almacenamiento).....	121
4.4.6.1 Producción eléctrica bruta y neta	123
4.4.6.2 Factor de planta	124
4.5 SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CENTRAL “HERMOSILLO SOLAR I Y II”	125
4.5.1 Generalidades	125
4.5.2 Transformador de potencia de la central solar	125
4.5.3 Instalación de alumbrado y fuerza	126
4.5.4 Protecciones del generador	127
4.5.5 Protecciones al transformador de potencia.....	127
4.5.6 Red de puesta a tierra	128
4.6 ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO	128
4.6.1 Hermosillo solar I	129
4.6.1.1 Inversión inicial	132

Contenido

4.6.1.2 Evaluación de ingresos y costos	132
4.6.1.3 Costos.....	132
4.6.1.3.1 Costos de combustible auxilia	132
4.6.1.3.2 Costos de operación y mantenimiento	134
4.6.1.3.3 Costos de seguros de operación	135
4.6.1.3.4 Costos de agua	136
4.6.1.4 Ingresos.....	136
4.6.1.4.1 Precio de venta de electricidad.....	136
4.6.1.4.2 Ingresos por Bonos de carbono.....	137
4.6.2 Hermosillo Solar II	139
4.6.2.1 Inversión Inicial	139
4.6.2.2 Costos.....	140
4.6.2.3 Ingresos.....	141
4.6.2.3.1 Ingresos por bonos de carbono.....	141
4.6.2.3.2 Ingresos por energía.....	141
4.6.3 Índices de rentabilidad.....	142
4.6.3.1 Valor Presente Neto (VPN).....	142
4.6.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	143
4.6.3.3 Índice Beneficio Costo (B/C).....	144
4.6.3.4 Costos Nivelados	145
4.6.4 Análisis y presentación de los resultados obtenidos	145
4.6.4.1 Generalidades	145
4.6.4.2 Análisis de Resultados “Hermosillo Solar I” sin almacenamiento	146
4.6.4.3 Análisis de Resultados “Hermosillo Solar I” con almacenamiento	150
CONCLUSIONES.....	154
BIBLIOGRAFÍA	165

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Energías renovables.....9

Figura 1.2: Efecto invernadero.13

Figura 1.3: Distribución de las regiones operativas del Sistema Eléctrico Nacional.16

Figura 1.4: Red troncal del Sistema Eléctrico Nacional.17

Figura 1.5: Mapa de enlaces e interconexiones internacionales.18

Figura 2.1: Estructura del Sol.....29

Figura 2.2: Rango de frecuencias y longitud de onda del espectro solar.30

Figura 2.3: Concepto de constante solar.31

Figura 2.4: Declinación solar.35

Figura 2.5: Esquema de las líneas imaginarias del planeta Tierra.36

Figura 2.6: Movimiento de la tierra respecto al Sol.37

Figura 2.7: Representación grafica de las coordenadas geográfica39

Figura 2.8: Movimiento aparente del sol en el cielo en función de40

Figura 2.9: Coordenadas de orientación de la superficie, α y β41

Figura 2.10: Representación de los ángulos α y α_s 40

Figura 2.11: Mapa mundial de radiación solar. 45

Figura 2.12: Mapa de irradiación solar, México46

Figura 2.13: Mapa que muestra la distribución de la radiación solar mínima50

Figura 2.14: Mapa que muestra la distribución de la radiación solar máxima.....50

Figura 2.15: Funcionamiento de una celda fotovoltaica.53

Figura 2.16: Campo de celdas fotovoltaicas.54

Figura 3.1: Estructura básica de una central eléctrica termosolar.57

Figura 3.2: Distintas tecnologías termosolares para la generación de electricidad.58

Figura 3.3: Diferentes tecnologías utilizadas centrales termoeléctricas solares.58

Figura 3.4: Esquema de funcionamiento del Colector Cilíndrico-Parabólico.59

Figura 3.5: Esquema General de una central termoeléctrica solar tipo colectores Cilíndricos-Parabólicos.60

Figura 3.6: Concentrador Cilíndrico-Parabólico.61

Figura 3.7: Recorrido solar del colector Cilíndrico-Parabólico61

Figura 3.8: Central termosolar tipo concentradores Cilíndrico-Parabólico.....62

Figura 3.9: Concentrador tipo Torre Central63

Figura 3.10: Central termosolar Tipo Concentrador de Torre Central. 63

Figura 3.11: Esquema general de una central termoeléctrica solar tipo torre central.64

Figura 3.12: Concentrador solar de Disco-Stirling67

Figura 3.13: Esquema funcional de sistema Disco Parabólico.....67

Figura 3.14: Concentrador solar Disco Parabólico.68

Figura 3.15: Motor Stirling montado en un concentrador solar de Disco Parabólico68

Figura 3.16: Central eléctrica termosolar tipo colector disco Stirling.70

Figura 3.17: Central termosolar con almacenamiento térmico (Andasol, España).....70

Figura 3.18: Almacenamiento térmico en dos tanques.72

Figura 3.19: Esquema básico de una central termosolar tipo CCP con almacenamiento.....74

Figura 3.20: Funcionamiento de la central termosolar tipo CCP con almacenamiento.....75

Contenido

Figura 3.22. Esquema de funcionamiento planta ISCC.....	79
Figura 3.23: Esquema de funcionamiento de la tecnología Fresnell.....	81
Figura 3.24: Diagrama de una central eléctrica con colectores solares tipo Fresnell.	82
Figura 3.25: Vista área de una planta de Fresnell, Murcia, España.....	83
Figura 3.26: Campo solar fotovoltaico.	84
Figura 3.27: Esquema de funcionamiento de una central solar fotovoltaica conectada a la red.	85
Figura 4.1: Vista satelital de Hermosillo, Sonora.....	93
Figura 4.2: Red transmisión de 230 kV (línea naranja) para la salida de la energía eléctrica en Hermosillo, Sonora.	95
Figura 4.3: Parámetros climáticos de Hermosillo.....	96
Figura 4.4: Colector Cilíndrico-Parabólico.....	99
Figura 4.4: Parámetros geométricos del colector Eurotrough.....	97
Figura 4.5: Funcionamiento de la central térmica-solar.	99
Figura 4.6: Reflector del CCP's.....	100
Figura 4.7: Tubo absorbedor de calor.	101
Figura 4.8: Tubo absorbedor.	102
Figura 4.9: Sistema de seguimiento hidráulico.	102
Figura 4.10: Filas de colectores en la planta	103
Figura 4.11: Colector en la planta Andasol-1.....	103
Figura 4.12: Ciclo de Vapor.....	105
Figura 4.13: Plano del campo solar para el emplazamiento.	106
Figura 4.14: Geometría del concentrador	108
Figura 4.15: Parámetros ópticos del colector Cilíndrico-Parabólico.....	110
Figura 4.16: Esquema del generador.....	114
Figura 4.17: Esquema básico de funcionamiento de una central solar con almacenamiento.	122
Figura 4.18: Determinación del Precio del combustible	133
Figura 4.19: Gasoducto de Gas Natural cercano a la ciudad de Hermosillo, Sonora.	133

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1: Evolución en el consumo de energía eléctrica en las diferentes regiones del Mundo.....	5
Gráfica 1.2: Pronostico mundial hacia el año 2025 del uso de las principales.....	8
Gráfica 1.3: Participación de las energías renovables a Nivel mundial para la generación de electricidad.....	9
Gráfica 1.4: Capacidad geotérmica instalada nivel mundial 2009.	12
Gráfica 1.5: Distribución porcentual de la capacidad Instalada nacional en el año 2008.	19
Gráfica 1.6: Participación porcentual de la capacidad instalada nacional por tipo de	20
Gráfica 1.7: Generación nacional de energía eléctrica 2008.....	21
Gráfica 1.8: Consumo sectorial de energía eléctrica en el 2009.	24
Gráfica 3.1: Evolución de generación de electricidad con energía Solar fotovoltaica en algunos países.	87
Gráfica 3.2 Evolución de la capacidad mundial para generar electricidad con tecnología termosolar.	88
Gráfica 4.1: Porcentajes de la inversión inicial "Hermosillo Solar".	130
Gráfica 4.2: Niveles del costo de la energía solar.....	137

Gráfica 4.3: Porcentajes de la inversión inicial “Hermosillo Solar II”. 140

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Capacidad de instalada en países miembros	6
Tabla 1.2: Utilización Mundial de combustibles para generación de electricidad en el 2009.	7
Tabla 1.3: Capacidad Eólica instalada nivel mundial 2009.	10
Tabla 1.4: Capacidad geotérmica instalada nivel mundial 2009.	11
Tabla 1.5: Principales países productores de gases de efecto invernadero.	14
Tabla 1.6: Capacidad instalada nacional por tipo de central	20
Tabla 1.7: Participación de las diferentes fuentes energéticas	22
Tabla 1.8: Capacidad instalada y generación de energía eléctrica de energías renovables 2009.	23
Tabla 1.9: Participación de las diferentes fuentes energéticas	22
Tabla 1.10: Pronostico de la demanda máxima para el año 2024.	24
Tabla 1.11: Pronóstico esperado para el consumo nacional de energía eléctrica hacia el 2024.	25
Tabla 1.12: Evolución de la capacidad instalada por tecnología para el 2024	26
Tabla 2.1: Características Físicas del Sol.	27
Tabla 2.2: Composición de la fotosfera solar.	28
Tabla 2.3: Conversiones útiles para radiación.	31
Tabla 2.4: Coordenadas geográficas de México en el Mundo	48
Tabla 2.5: Radiación solar en lugares selectos de México (datos en kWh/m ² por día).	49
Tabla 3.1: Experiencias de sistemas de almacenamiento en plantas termosolares.	77
Tabla 3.2: Primeras centrales eléctricas termosolares en el Mundo	80
Tabla 3.3: Prospectiva para la generación de electricidad con plantas termosolares en México	90
Tabla 4.1: Radiación normal directa de la zona de emplazamiento	94
Tabla 4.2: Coordenadas geográficas del lugar de emplazamiento.	95
Tabla 4.3: Parámetros ópticos del colector Eurotrough	97
Tabla 4.5: Características del Campo Solar.	107
Tabla 4.6: Producción Eléctrica Mensual Estimada.	115
Tabla 4.7: Producción eléctrica anual bruta ideal.	117
Tabla 4.8: Horas de sol mensuales.	117
Tabla 4.9: Grado de la carga de la planta.	118
Tabla 4.10: Producción eléctrica anual bruta real.	119
Tabla 4.11: Producción de electricidad anual neta.	119
Tabla 4.12: Datos de generación del parque termosolar “Hermosillo Solar I”	121
Tabla 4.13: Distribución de carga.	123
Tabla 4.14: Producción eléctrica anual bruta real.	123
Tabla 4.15: Producción de electricidad anual neta.	124
Tabla 4.16: Características del transformador elevador.	126
Tabla 4.17: Inversión inicial del proyecto.	130
Tabla 4.18: Parámetros principales de la central eléctrica.	146
Tabla 4.19: Precio del kWh.	147

Contenido

Tabla 4.20: Premisas primer análisis "Hermosillo Solar I"	147
Tabla 4.21: Corrida primer análisis "Hermosillo Solar I"	148
Tabla 4.21: Resultados primer análisis "Hermosillo Solar I"	147
Tabla 4.22: Premisas segundo análisis "Hermosillo Solar I"	149
Tabla 4.23: Resultados segundo análisis "Hermosillo Solar I"	149
Tabla 4.24: Corrida del segundo análisis "Hermosillo Solar I"	149
Tabla 4.25: Premisas primer análisis "Hermosillo Solar II"	150
Tabla 4.26: Resultados primer análisis "Hermosillo Solar II"	150
Tabla 4.27: Corrida del primer análisis "Hermosillo Solar II"	151
Tabla 4.28: Corrida del segundo análisis "Hermosillo Solar II"	152
Tabla 4.29: Resultados segundo análisis "Hermosillo Solar II"	152

INTRODUCCIÓN

El mundo entero es una sociedad de consumo y de creciente expansión donde la necesidad de electricidad es indispensable para el progreso de un país. La población mundial crece cada tres años en unos 300 millones de personas. En las regiones de crecimiento, los llamados países emergentes, seguirá aumentando rápidamente la demanda energética. La humanidad ya ha explotado casi el 40 % de todos los yacimientos petrolíferos del planeta. Además, los expertos no cuentan en un futuro con la posibilidad de realizar grandes hallazgos de reservas de crudo.

En cuanto al calentamiento global, es bien sabido que el creciente contenido de dióxido de carbono en la atmósfera es principal responsable del cambio climático.

Por lo dicho anteriormente, es necesario transformar de forma sustentable el sistema energético actual. En este sentido, las energías renovables desempeñaran un papel importante, sobre todo si son capaces de garantizar una alta seguridad de suministro.

El Sol es una fuente de energía que hace pocos años se comenzó a aprovechar, diversos expertos en astronomía y científicos han trabajado en conjunto para encontrar un buen uso de la energía proveniente de la radiación solar. La energía solar es una gran fuente de energía para llenar nuestras necesidades. Aparte de la que nos llega directamente de sus rayos, el Sol también es el origen de otras fuentes de energía. Por ejemplo, el viento es causado por las diferencias de temperatura en distintos lugares del mundo, y la energía hidráulica depende del ciclo hidrológico, el cual tiene su origen en la evaporación de las aguas causada por el Sol. Así mismo, los combustibles fósiles (petróleo y carbón, entre otros) se produjeron gracias a la energía transmitida por este astro, luego de transformarse a partir de su forma vegetal.

En la actualidad las centrales eléctricas termosolares constituyen una de las opciones tecnológicas más prometedoras para la producción masiva de electricidad a partir de la energía solar y uno de los nichos de oportunidad industrial más significativos en el mercado de las energías renovables.

México camina hacia un colapso energético, lo cual nos obliga a buscar nuevas alternativas para dejar de ser dependientes del uso de hidrocarburos para la generación de energía eléctrica. La generación de electricidad a partir del aprovechamiento de la energía solar en México todavía presenta muchas desventajas económicas y tecnológicas frente a los sistemas de generación convencionales, por lo cual es importante hacer un estudio que permita dar una idea clara de que tanto podemos llegar a potencializar este recurso natural en el país.

Esta tesis pretende analizar el comportamiento de los sistemas de generación de electricidad a gran escala a partir del aprovechamiento de la energía solar (centrales solares). Esto con la finalidad de obtener parámetros que permitan conocer la viabilidad técnica y económica de la implementación de una central solar bajo las características y condiciones de Hermosillo. Además de examinar el equipo, material y métodos empleados que faculten la planeación e instalación de centrales solares, seguras, económicas y más eficientes.

En el primer capítulo de este trabajo trataremos de dar un panorama muy general sobre el consumo mundial de energía eléctrica y la capacidad instalada en algunos países de interés, considerando el uso de las diferentes fuentes energéticas para la generación de la electricidad. También hablaremos sobre la infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional, el consumo actual y el esperado para los próximos quince años, además de la participación y la evolución de las energías renovables para la generación de energía eléctrica en ese periodo. Esta prospectiva a futuro proporcionara la información necesaria para plantear soluciones que ayudaran a satisfacer las necesidades en la demanda eléctrica para los próximos años, además de conocer los beneficios sociales y económicos que se podrían obtener con la construcción de centrales de eléctricas solares en el territorio nacional.

En el segundo capítulo mencionaremos las características más importantes de nuestra fuente energética (el Sol) y los parámetros que se tienen que tomar en consideración para un aprovechamiento óptimo de la radiación solar. También hablaremos de la relación astronómica Tierra-Sol y cómo influye en las variaciones diarias y estacionales de la radiación que llega a la superficie terrestre. Además se aportarán datos sobre el potencial que se tiene del recurso solar en territorio nacional, daremos a conocer las regiones con mayor grado de insolación en el país y se estudiará la región más adecuada de México para la construcción de una central solar con el fin de aprovechar la energía solar al máximo.

En el tercer capítulo mencionaremos las diferentes tecnologías de aprovechamiento de la radiación solar. Explicaremos el funcionamiento de los distintos sistemas de generación solar, identificando los más eficientes, además de las ventajas y desventajas que presentan los diferentes sistemas de aprovechamiento. Esto permitirá conocer qué tipo de central solar es la más conveniente para el país. En la parte final de este capítulo hablaremos de la producción de electricidad con energía solar a nivel mundial además de las centrales eléctricas solares más importantes construidas y puestas en operación alrededor del mundo.

En el cuarto capítulo se realizará el análisis técnico-económico de un caso muy aproximado a la realidad de una planta eléctrica termosolar para su implementación en México, mostrando la factibilidad económica de dicha instalación. Con este análisis se obtendrá información suficiente que permitirá dar un panorama claro y amplio sobre el papel que podría tener la energía solar en el país. Se conocerá la factibilidad económica de la instalación de este tipo de plantas eléctricas, además de vislumbrar todos los beneficios que se tendrán con el aprovechamiento de esta energía inagotable. Se identificarán los problemas que se tienen en la estabilidad de estos sistemas de generación y se mencionarán los obstáculos económicos que impiden la instalación de este tipo de plantas en el territorio nacional.

Capítulo 1. LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO Y EL MUNDO

1.1 CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA¹

Hoy en día el consumo de energía eléctrica es una necesidad indispensable. La importancia de la electricidad está en que es una de las principales formas de energía usadas en el mundo actual. Las comunicaciones, el transporte, el abastecimiento de alimentos, y la mayor parte de los servicios de los hogares, oficinas y fábricas dependen de un suministro confiable de energía eléctrica.

A medida que los países se industrializan se consumen cantidades de energía cada vez más grandes, el consumo mundial de energía ha aumentado muy rápidamente en los últimos años, según los estudios realizados el promedio del consumo de electricidad por habitante es alrededor de diez veces mayor en los países industrializados que en el mundo en desarrollo por lo que podemos decir que el consumo de energía eléctrica está ligado directamente al desempeño de la economía de un país.

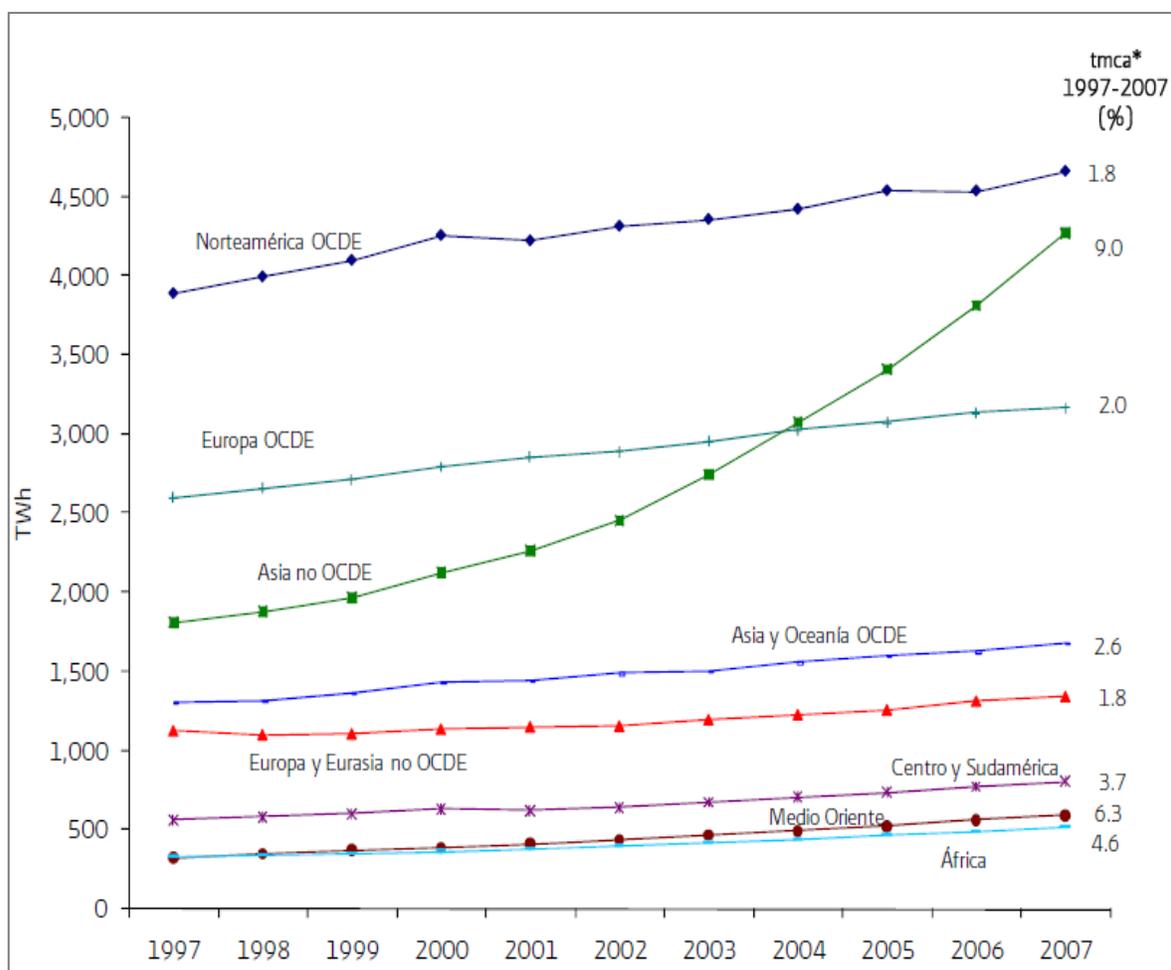
El consumo mundial aproximado de energía eléctrica a finales del año 2009 es el que se muestra en el siguiente cuadro:

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2009.
17,056 TWh

Según la prospectiva de energía eléctrica del 2009 de la Secretaria de Energía, durante el periodo 1998-2008, el consumo mundial de energía eléctrica tuvo un crecimiento promedio anual de 3.6%, ubicándose al final de ese periodo en 17,056 TWh

En el siguiente grafico podemos observar el aumento que se ha tenido en la tasa media de crecimiento anual de consumo de anergia eléctrica de las distintas regiones del planeta.

¹ *Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024.SENER.Mexico 2009*



Gráfica 1.1: Evolución en el consumo de energía eléctrica en las diferentes regiones del Mundo.

* tmca: Tasa media de crecimiento anual.

Fuente: *Electricity Information 2009, Energy Balances of OECD Countries 2009, Energy Balances of Non-OECD Countries 2009*; International Energy Agency.

El crecimiento de la tasa media de crecimiento anual en el consumo de energía eléctrica ha sido impulsado por los países en evolución, especialmente los de Asia en donde el crecimiento económico de los últimos años ha propiciado un efecto de urbanización con cambios organizados y responsables en el consumo. Desde el punto de vista energético, el consumo en estos países continuará creciendo, como resultado del proceso de maduración en su economía.

1.1.1 Capacidad instalada en algunos países de interés.²

La capacidad instalada para la generación de energía eléctrica en algunos países miembros de la OCDE (Organización de Crecimiento y Desarrollo Económico), se ubico en 2,582 GW hacia el final del 2008.

PAISES OCDE

PAÍS	GW
Republica Checa	18.0
Suiza	19.0
Austria	20.0
Países Bajos	24.0
Noruega	30.0
Polonia	33.0
Suecia	34.0
Turquía	41.0
Australia	54.0
México	59.0
Corea del Sur	73.0
Reino Unido	85.0
España	89.0
Italia	94.0
Francia	117.0
Canadá	125.0
Alemania	133.0
Japón	279.0
Estados Unidos	1,089.0
TOTAL	2,582 GW

Tabla 1.1: Capacidad de instalada en países miembros de la OCDE 2008 (Cifras aproximadas).

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Fuente: Electricity Information 2009, International Energy Agency (IEA).

Como podemos observar en la tabla anterior, de los países miembros de la OCDE los Estados Unidos cuenta con un gran potencial instalado para la generación de energía eléctrica. México destaca y su capacidad instalada se encuentra por encima de países de primer mundo como Australia, Noruega y algunos otros europeos.

² *Prospectiva del sector eléctrico 2009-20024.SENER.Mexico 2009*

1.1.2 Uso de combustibles y fuentes primarias para generación de electricidad en el Mundo.

Cuando se piensa en energía, la mayoría de las personas piensan en combustibles y electricidad. Estas son solo algunas de las formas de energía que han sido explotadas durante muchos años y que además forman parte de la base del desarrollo y del progreso de nuestra compleja civilización.

Los combustibles convencionales incluyen: petróleo, gas natural, carbón y energía nuclear, además podemos agregar la vasta energía de los ríos que es aprovechada para generar energía hidroeléctrica.

En la siguiente tabla podemos observar de manera rápida la distribución porcentual en el uso de los diferentes combustibles y fuentes de energía para la generación de energía eléctrica en algunos países de interés.

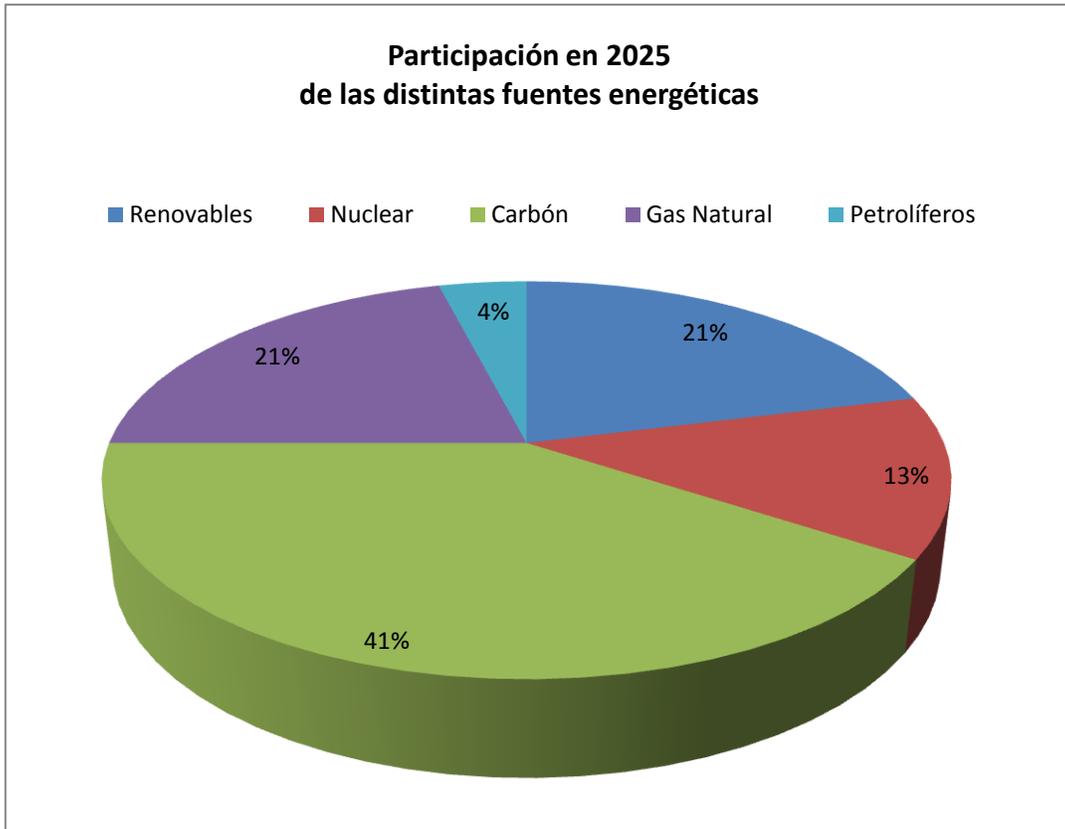
PAÍS	CARBÓN %	PETROLÍFEROS %	GAS NATURAL %	ENERGÍA NUCLEAR %	ENERGÍAS RENOVABLES %
E.U	55	2	15	25	3
México	12	22	46	4	16
Canadá	29	4	5	25	37
Alemania	55	1	3	28	13
Francia	5	1	0.5	81.5	12
Reino Unido	42	0.5	32	20.5	5
Japón	28	17	20	30	5
China	89	1.5	1.0	2.0	6.5
Brasil	8	8	4.5	4.5	75
Kazajstán	/	6	/	/	94

Tabla 1.2: Utilización Mundial de combustibles para generación de electricidad en el 2009.

Fuente: *Electricity Information 2009, Energy Balances of OECD Countries 2009, Energy Balances of Non-OECD Countries 2009*; International Energy Agency.

Como podemos observar en la tabla anterior, el carbón destaca por su alto grado de penetración en las principales economías del mundo. Bajo el reciente entorno de incertidumbre y las sensibles variaciones en los precios internacionales del petróleo ha provocado que en muchos países dependientes de los hidrocarburos hayan disminuido considerablemente el uso de estos combustibles para la generación de energía eléctrica, todo esto en un periodo muy corto de tiempo.

En la siguiente gráfica mostramos el pronóstico hacia el año 2020 del papel que tomarán las diferentes fuentes de energía para la generación de electricidad a nivel mundial.



Gráfica 1.2: Pronóstico mundial hacia el año 2025 del uso de las principales fuentes de energía para generar electricidad.

Fuente: Energy Information Administration e International Energy Outlook 2009.

1.1.3 Energías Renovables en el Mundo

En los últimos años ha surgido la preocupación sobre el suministro y precio futuro de la energía. Resultado de esto, los países consumidores, enfrentados a los altos costos del petróleo y a una dependencia casi total de este energético, tuvieron que modificar costumbres y buscar opciones para reducir su dependencia de fuentes no renovables.

Las energías renovables se basan en los flujos y ciclos contenidos en la naturaleza. Son aquellas que se regeneran y se espera que perduren por cientos o miles de años. Además, se distribuyen en amplias zonas y su adecuada utilización tiene un impacto ambiental favorable en el entorno, elemento que hoy se convierte en una herramienta de gran importancia, ante la necesidad de disminuir significativamente la emisión de gases de efecto invernadero a nivel mundial.

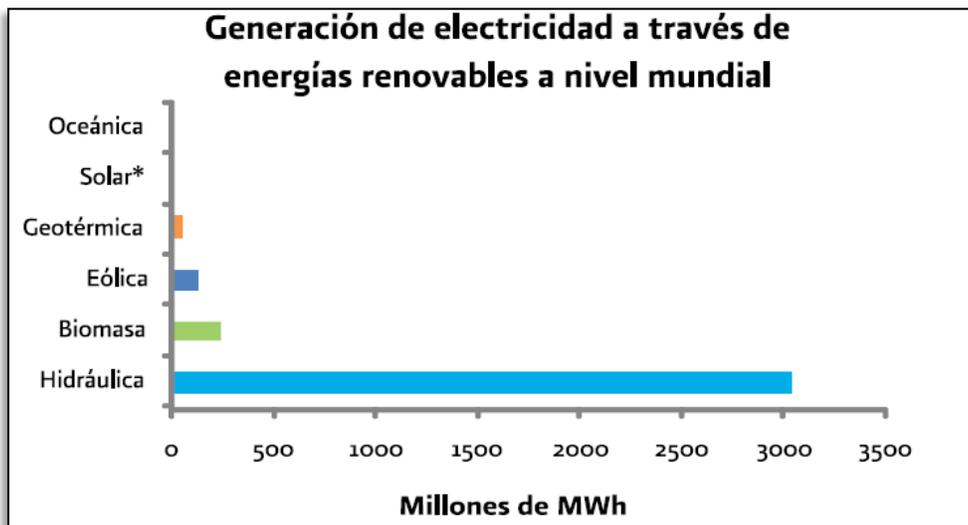


Figura 1.1: Energías Renovables.
Fuente: www.ocupacio.gva.es:8084

Entre las opciones para reducir la dependencia del petróleo como principal energético se está considerando el mejor aprovechamiento de la energía solar, sin hacer menos a sus diversas manifestaciones secundarias tales como la energía eólica, hidráulica y las diversas formas de biomasa; es decir, las llamadas energías renovables.

Hoy en día muchas de las tecnologías de aprovechamiento de energías renovables han madurado y evolucionado, aumentando su confiabilidad y mejorando su rentabilidad para muchas aplicaciones.

En la siguiente gráfica mostramos la participación de las energías renovables a nivel mundial en los últimos años.



Grafica 1.3: Participación de las energías renovables a Nivel mundial para la generación de electricidad.
Fuente: Agencia Internacional de Energía 2008, *Renewable Energy Outlook*.

1.1.3.1 Energía Eólica³

En la actualidad la energía eólica representa una fuente de energía con grandes expectativas de desarrollo para la generación de electricidad, dadas sus ventajas respecto a otras fuentes en términos de abundancia y limpieza en su utilización.

Durante los años recientes, la capacidad mundial instalada en sistemas para la generación de electricidad a partir de aerogeneradores, ha crecido de manera acelerada al pasar de 10,200 MW a 121,188 MW durante el periodo 1999-2009.

Al cierre de 2009 se tenían instalados 121,188 MW de capacidad eólica alrededor del mundo, de los cuales destaca en primer lugar EUA con 25,170 MW (20.8%), Alemania con 23,903 MW (19.7%), España con 16,740 MW (13.8%), luego China 12,210 MW (10.1%), India 9,587 MW (7.9%), Italia con 3,736 MW (3.1%), entre otros. México ocupa la posición 29 con 85 MW (0.1%) como podemos observar en la siguiente tabla:

PAÍS	MW
1.- Estados Unidos	25,170
2.- Alemania	23,903
3.- España	16,740
4.- China	12,210
5.- India	9,587
6.- Italia	3,736
7.- Francia	3,404
8.- Reino Unido	3,288
9.- Dinamarca	3,160
10.-Portugal	2,862
29.-México	85
Resto del Mundo	17,043
TOTAL	121,188 MW

Tabla 1.3: Capacidad Eólica instalada nivel mundial 2009.

Fuente: *Global Wind 2009 Report, Global Wind Energy Council (GWEC) y World Wind Energy Report 2009, World Wind Energy Association.*

La energía eólica es, en la actualidad, una energía limpia y también la menos costosa de producir, lo que explica el fuerte entusiasmo por esta tecnología.

³ *Agencia Internacional de Energía 2008.*

Prospectiva del sector eléctrico 2009-20024.SENER.Mexico 2009.

1.1.3.2 Energía Geotérmica⁴

La energía térmica de la Tierra es inmensa, pero solo una fracción de ella podría ser utilizada por la humanidad.

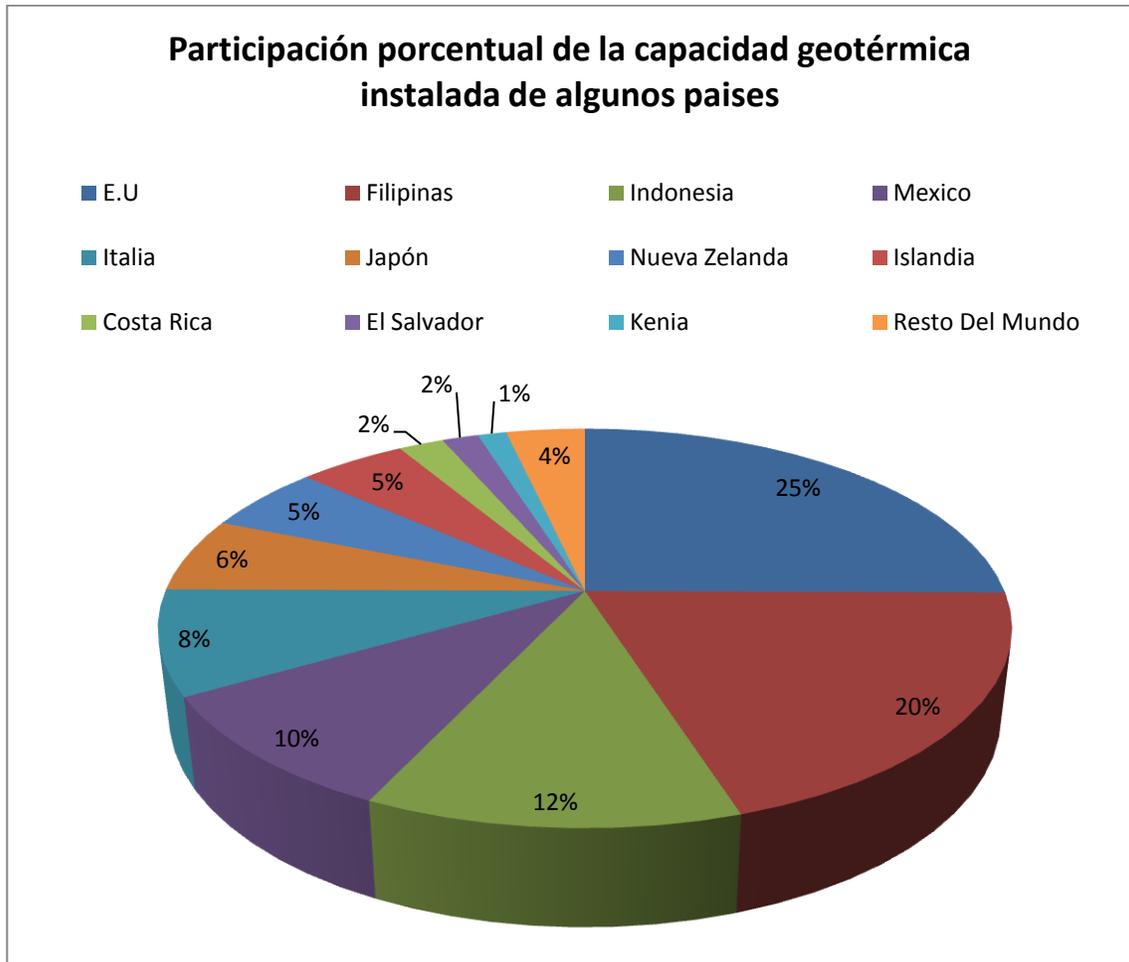
Hoy en día la producción eléctrica usando energía geotérmica está funcionando en 24 países, 5 de los cuales la usan para producir el 15 % o más del total de su electricidad.

Durante la primera mitad de 2008, el mundo instaló alrededor de 10,000 MW. Al cierre de 2008 México ocupó la cuarta posición, con 958 MW brutos, precedido por EUA con 2,500 MW, Filipinas con 1,980 MW e Indonesia con 1,191 MW representando 9.6%, 25.1%, 19.9% y 12.0% del total mundial, respectivamente (véanse cuadro siguiente).

PAÍS	PARTICIPACIÓN MW
E.U	2,500
Filipinas	1,980
Indonesia	1,191
México	958
Italia	843
Japón	600
Nueva Zelanda	535
Islandia	485
Costa Rica	204
El Salvador	163
Kenia	130
Resto Del Mundo	355
TOTAL	9,944

Tabla 1.4: Capacidad geotérmica instalada nivel mundial 2009.
Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), Gerencia de Geotermia

⁴ Agencia Internacional de Energía 2009.
Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024.SENER.Mexico 2009.



Gráfica 1.4: Capacidad geotérmica instalada nivel mundial 2009.
 Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), Gerencia de Geotermia.

1.1.3.3 Fuentes Hidroeléctricas

Gran parte del crecimiento considerado para la generación eléctrica a partir de fuentes primarias distintas a los combustibles fósiles, proviene de expectativas para la realización de grandes proyectos hidroeléctricos en Asia y Sudamérica.

En China se está construyendo la presa con la cortina más alta del mundo, con una altura de cerca de 300 m, como parte del proyecto Jinping I de 3,600 MW.

En resumen, en los países en desarrollo de Asia y América Central y Sudamérica, proyectos hidroeléctricos en media y mayor escala dominarán los incrementos en la utilización de energías renovables durante los próximos años. China, India y Brasil tienen planes para expandir su capacidad hidroeléctrica para satisfacer los incrementos en su demanda de energía eléctrica.

1.1.4 Calentamiento global y las emisiones asociadas a la generación de electricidad por país⁵

Hoy en día es común hablar de los gases de efecto invernadero, del aumento de temperatura media de la corteza terrestre, del cambio climático y de las acciones emprendidas para su control a nivel internacional. Las agrupaciones científicas más importantes del mundo sostienen que el efecto invernadero de la atmósfera se ha incrementado en la Tierra debido a la emisión de ciertos gases, como el dióxido de carbono (CO₂) y el metano (CH₄), producidos por la quema de combustibles fósiles, actividad industrial, doméstica y el transporte.

A pesar de esta extensa variabilidad del clima, existen indicios en las últimas décadas, que hemos entrado en un proceso acelerado de cambio climático, basado en las observaciones de la variación de las características físicas de la atmósfera, así como en la flora y la fauna en diversas partes del mundo. La principal consecuencia, es la observación del aumento de la temperatura media de la corteza terrestre (una media de 0.6 °C), en el último siglo.

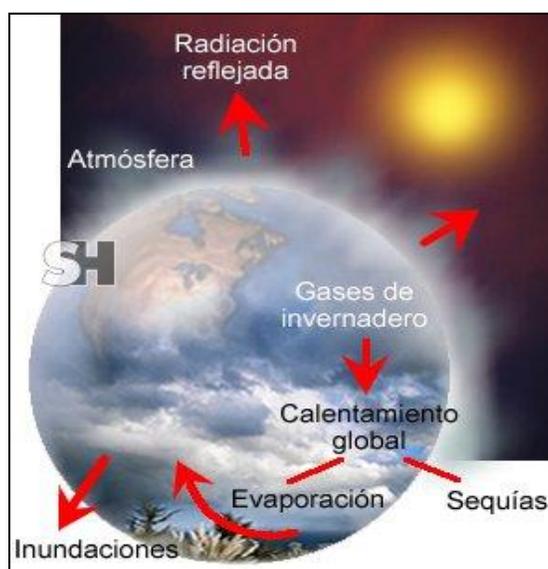


Figura 1.2: Efecto invernadero.

Fuente: www.circuloverde.com.mx/.../azotea_verde_06.jpg.

Gases de efecto invernadero

- Dióxido de carbono (CO₂).
- Metano (CH₄).
- Óxido nitroso (N₂O).
- Hidrofluorocarbonos (HFC).
- Perfluorocarbonos (PFC).
- Hexafluoruro de azufre (SF₆).

⁵ Agencia Internacional de Energía 2008.

Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024. SENER. México 2009.

Capítulo 1. La energía eléctrica en México y el mundo

Las características tanto en la composición del parque de generación como en la fuente de combustibles para generación de electricidad y la eficiencia en cada país, determinan la intensidad de las emisiones de GEI por unidad de energía eléctrica producida. (Véase el siguiente cuadro).

País	Emisiones (MtCO ₂ e)	Generación (GWh)	tCO ₂ e/MWH
Australia	213.79	230,217	0.929
Grecia	35.94	52,022	0.691
EUA	2,215.53	3,965,847	0.559
Reino Unido	176.87	351,388	0.503
México ²	112.46	225,079	0.500
Holanda	20.56	41,708	0.493
Alemania	252.02	516,149	0.488
Italia	96.44	210,170	0.459
Turquía	69.55	159,610	0.436
Portugal	18.42	42,406	0.434
Japón	377.83	972,884	0.388
España	94.94	264,321	0.359
Canadá	104.21	554,622	0.188
Austria	7.02	49,245	0.143
Francia	26.37	541,355	0.049
Suecia	0.20	129,969	0.002
Noruega	0.12	115,918	0.001
Islandia	0.00	8,493	0.000
Suiza	0.00	58,377	0.000
OCDE Norte América	2,433.16	4,745,548	0.513
OCDE Asia Pacífico	766.25	1,611,876	0.475
OCDE Europa	890.03	2,803,242	0.318
Total OCDE	4,089.43	9,160,666	0.446

Tabla 1.5: Principales países productores de gases de efecto invernadero.

Fuente: *Tracking industrial energy efficiency and CO2 emissions 2008*, International Energy Agency, 2009.

El crecimiento de la población a nivel mundial, desarrollo económico e industrialización en el mundo entero significa que el consumo mundial de energía continuará aumentando. Estas tendencias, sumadas al mantenimiento del empleo de combustibles fósiles para producir energía primaria, también significan que las emisiones de gases de invernadero continuarán aumentando en el mundo entero. Aun con medidas estrictas de reducción, las proyecciones actuales no muestran una estabilización de las emisiones hasta aproximadamente el año 2050.

1.2 EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL⁶

La generación de energía eléctrica inició en México a fines del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país (1879) estuvo en León, Guanajuato. Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y, marginalmente, para la iluminación residencial y pública.

El 14 de agosto de 1937 se crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La CFE comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución, beneficiando a más mexicanos al posibilitar el bombeo de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades.

Entre 1970 y 1980, centrales generadoras dieron una capacidad instalada de 17,360 MW. Cabe mencionar que en los inicios de la industria eléctrica mexicana operaban varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes, llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 Hz. Esta situación dificultaba el suministro de electricidad, por lo que CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado. Posteriormente se unificaron las frecuencias a 60 Hz y CFE integró los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional.

A partir octubre de 2009, CFE es la encargada de brindar el servicio eléctrico en todo el país.

1.2.1 Estructura del Sistema Eléctrico Nacional.

El Sistema Eléctrico Nacional está conformado por dos sectores, el público y el privado. El servicio público se integra por CFE y las centrales construidas por los Productores Independientes de Energía (PIE), éstos últimos entregan la totalidad de su energía a CFE para el servicio público de energía eléctrica. Por otro lado, el sector privado agrupa las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios y exportación.

El 22.81 % de la capacidad instalada corresponde a 21 centrales construidas con capital privado por los Productores Independientes de Energía (PIE).

La Comisión Federal de Electricidad es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para más de 27.1 millones de clientes, lo que representa a casi 80 millones de habitantes. En la CFE se produce la energía eléctrica utilizando diferentes tecnologías y diferentes fuentes de energético primario. Tiene centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas, geotermoeléctricas, eólicas y una nucleoelectrica.

⁶ *Página web de Comisión Federal de Electricidad.*

- La CFE tiene más de 738 mil kilómetros de líneas de transmisión y de distribución.
- El suministro de energía eléctrica llega a cerca de 137 mil localidades (133,345 rurales y 3,356 urbanas).
- El 96.84% de la población utiliza la electricidad.

1.2.1.1 Regiones operativas del Sistema Eléctrico Nacional⁷

En México debido a la infraestructura y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), CFE lo divide en nueve regiones: Baja California, Baja California Sur, Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental y Peninsular.

La operación de estas nueve regiones esta bajo la responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida; las dos de Baja California son administradas desde Mexicali. Todas ellas se encuentran coordinadas por el CENACE en el Distrito Federal.



Figura 1.3: Distribución de las Regiones operativas del Sistema Eléctrico Nacional.

Fuente: Fuente: SENER, con base en Presidencia de la República.

⁷ Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024. SENER. México 2009.

1.2.1.2 Capacidad de transmisión y distribución del Sistema Eléctrico Nacional⁸

La infraestructura de transmisión y distribución del SEN hace posible la transformación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a lo largo de todo el país. Esta infraestructura es operada por áreas de control que mantienen la confiabilidad e integridad del sistema. Las áreas supervisan a su vez que la demanda y la oferta de energía eléctrica estén balanceadas en cualquier instante.

La Red de transmisión troncal está Integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia a muy alta tensión (400 kV y 230 kV) para conducir grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Se alimentan de las centrales generadoras y abastece las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales. Durante 2008 estas líneas aumentaron 437 km, lo que arroja un total de 48,456 km.



Figura 1.4: Red troncal del Sistema Eléctrico Nacional.

Fuente: CFE.

⁸ CFE

1.2.1.3 Interconexiones con el exterior de energía eléctrica⁹

El Sistema Eléctrico Nacional se encuentra interconectado con el exterior a través de interconexiones que operan de manera permanente y algunas otras que se utilizan en situaciones de emergencia. La razón de que estas últimas no operen de forma permanente se debe a que técnicamente no es posible unir sistemas grandes con líneas pequeñas por el riesgo de inestabilidades en el sistema eléctrico de uno u otro país.

El sistema de Baja California (norte) opera ligado con la red eléctrica de la región occidental de EUA - Western Electricity Coordinating Council (WECC). Por medio de dos enlaces de transmisión a 230 KV. Esto ha permitido a la CFE realizar exportaciones e importaciones económicas de capacidad y energía, y recibir apoyo en situaciones de emergencia, es decir, cuando el suministro se ve afectado por distorsiones o disturbios, como en circunstancias en que se requiere apoyar el restablecimiento de sistemas en caso de apagones en ambos lados de la frontera México-EUA.

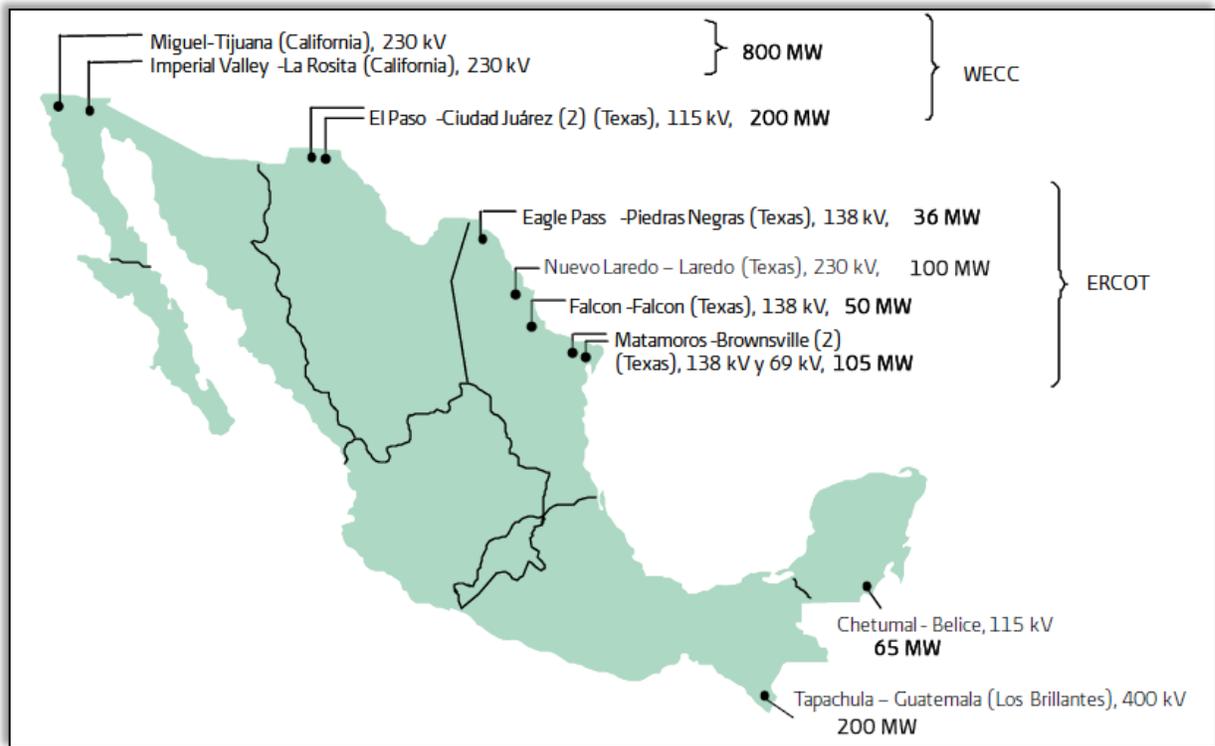


Figura 1.5: Mapa de enlaces e interconexiones internacionales.

Fuente: CFE.

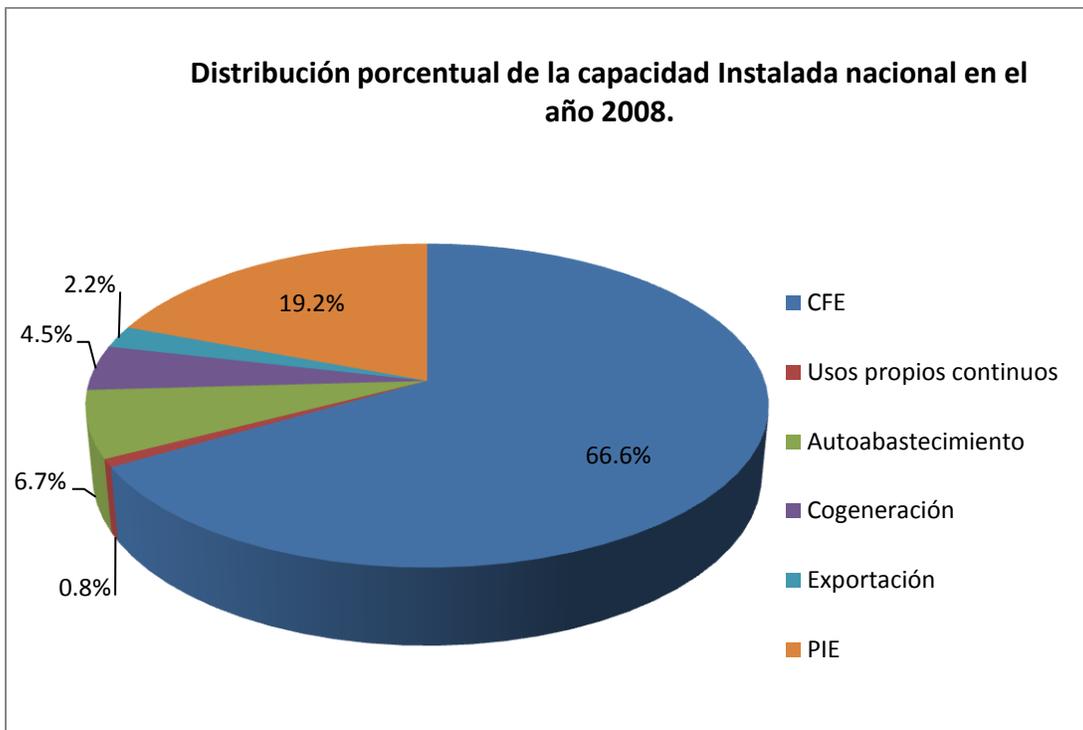
Las interconexiones entre ambos sistemas en la zona de Baja California hacen factible contar con una capacidad de 800 MW para líneas con un nivel de tensión de 230 KV (véase mapa). Los miembros en EUA del WECC están localizados en los estados de California, Arizona, Nuevo México y una pequeña parte de Texas, mientras que el sistema de CFE que mantiene dichas interconexiones está ubicado en Baja California, Sonora y Chihuahua.

⁹ CFE

1.2.2 Capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional

Actualmente el potencial de México para generar energía eléctrica está compuesto por 177 centrales generadoras, con una capacidad instalada de 59,573 megawatts (MW),

Como podemos observar en la siguiente grafica en términos de participación, CFE representó el 66.6% del total instalado al cierre del 2008. Los productores independientes registraron una participación de 19.2%. El sector privado bajo las figuras de autoabastecimiento y cogeneración contribuye con el 6.7% y 4.5% respectivamente, mientras que la capacidad instalada para fines de exportación de electricidad representa el 2.2 %.



Gráfica 1.5: Distribución porcentual de la capacidad Instalada nacional en el año 2008. Fuente: CFE y CRE.

De la capacidad nacional instalada en el país 51,105 MW corresponden al servicio público (incluyendo la capacidad contratada con el esquema PIE) y 8,468 MW a permisionarios (Autoabastecimiento y cogeneración).

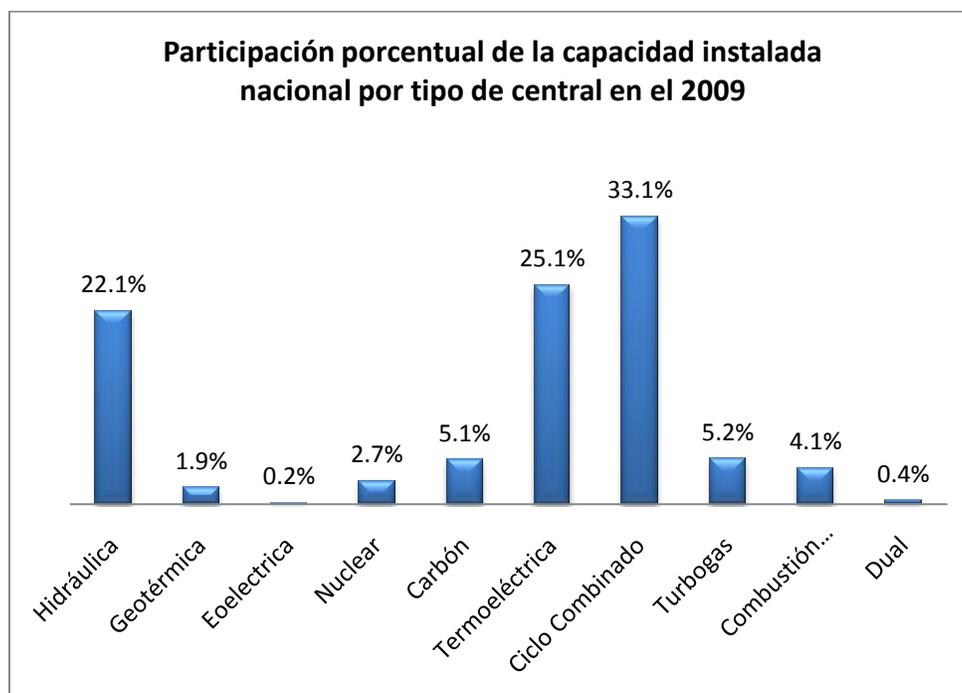
**CAPACIDAD EFECTIVA NACIONAL INSTALADA POR TIPO DE CENTRAL
SECTOR PÚBLICO 2009**

51,105 MW

TECNOLOGÍA	MW
Hidráulica	11,343
Geotérmica	965
Eoelectrica	85
Nuclear	1,365
Carbón	2,600
Termoeléctrica	12,865
Ciclo Combinado	16,913
Turbogas	2,653
Combustión Interna	2,100
Dual	216
TOTAL	51,105 MW

Tabla 1.6: Capacidad instalada nacional por tipo de central para la generación de energía eléctrica 2008.

Fuente: CFE y CRE.

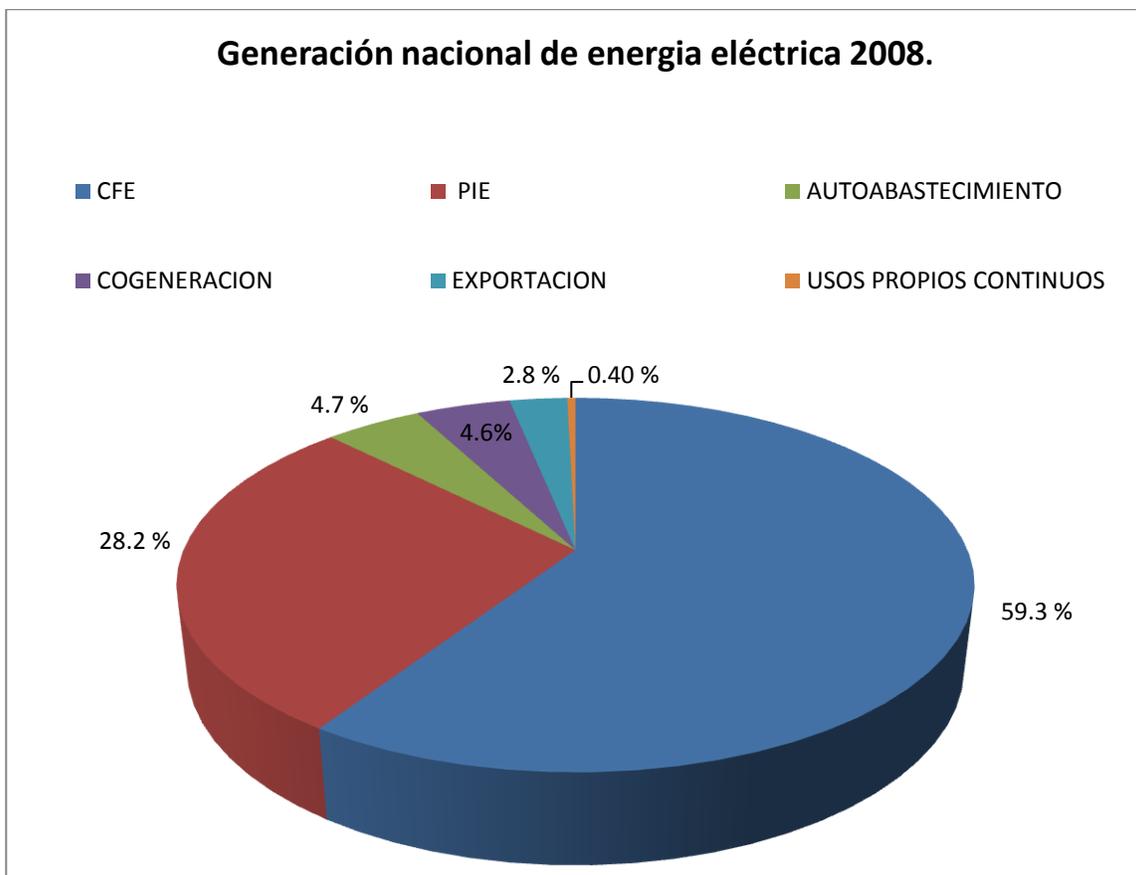


Gráfica 1.6: Participación porcentual de la capacidad instalada nacional por tipo de central para la generación de energía eléctrica 2008.

Fuente: CFE y CRE.

1.2.3 Generación nacional de energía eléctrica¹⁰

En el año 2009, la generación total de energía eléctrica fue aproximadamente de 269,260 GWh, de los cuales CFE aporó el 59.4%, los productores independientes de energía 28.2%, autoabastecimiento 4.7%, cogeneración 4.6%, exportación 2.8% y usos propios continuos 0.4%.



Gráfica 1.7: Generación nacional de energía eléctrica 2009.

Fuente: CFE y CRE.

La participación para generación de energía eléctrica por tipo de fuente energética se muestra en la siguiente tabla:

¹⁰ Balance Nacional de Energía Eléctrica 2009. SENER, México.

FUENTE ENERGÉTICA	PARTICIPACIÓN
Geotérmica	3.1 %
Carbón	8.5 %
Nuclear	5.6 %
Eólica	0.9 %
PIE	33.5 %
Hidráulica	7.2 %
Hidrocarburos	41.1 %
TOTAL	269,260 GWh

Tabla 1.7: Participación de las diferentes fuentes energéticas para la generación de electricidad en el 2009.

Fuente: CFE y CRE.

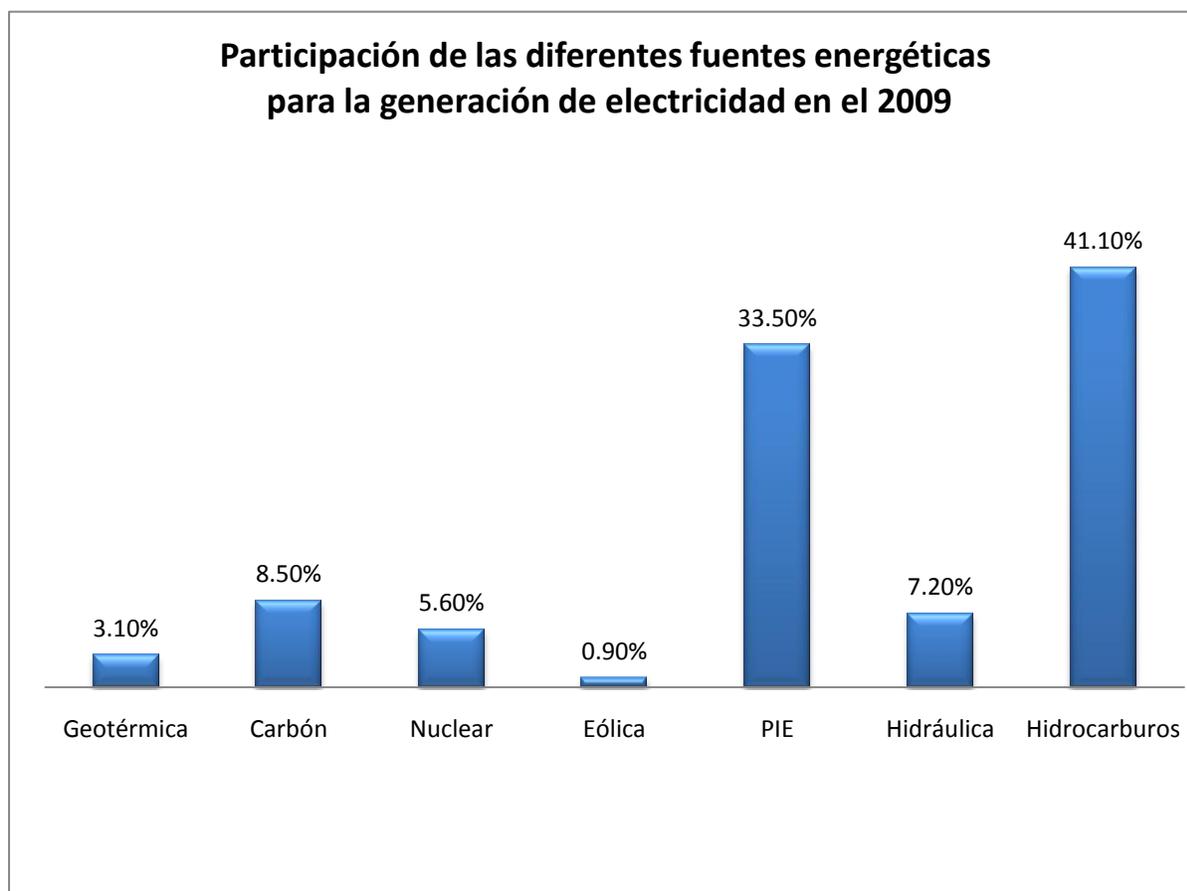


Tabla 1.8: Participación de las diferentes fuentes energéticas para la generación de electricidad en el 2009.

Fuente: CFE y CRE.

1.2.4 Generación de electricidad con energías renovables en México

Actualmente, México cuenta con alrededor de 1,924.8 MW de capacidad instalada de generación eléctrica con base en energías renovables, que incluye la capacidad destinada al servicio público, cogeneración y autoabastecimiento, representando el 3.3% de la capacidad instalada en el servicio público del país.

TECNOLOGÍA	CAPACIDAD INSTALADA MW	GENERACIÓN GWh
Eólica	85.250	231.505
Pequeña hidroeléctrica	376.950	1,590.56
Geotérmica	964.500	7,057.76
Biomasa y Biogás	498.116	819.345
TOTAL	1,924.816 MW	9,699.184 GWh

Tabla 1.9: Capacidad instalada y generación de energía eléctrica de energías renovables 2009.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Federal de Electricidad. Unidades Generadoras en Operación, 2008, Sistema Eléctrico Nacional (Servicio Público), 200 Edición, CFE, Marzo de 2009.

1.2.5 Consumo nacional de energía eléctrica

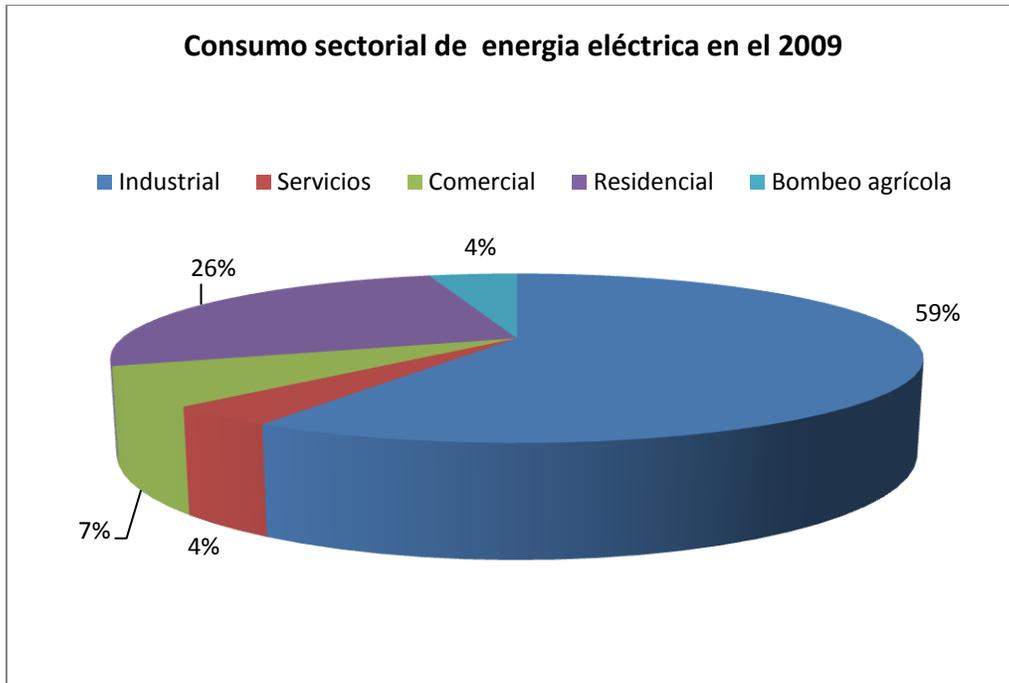
Según las fuentes de información en el año 2009, se registró un consumo nacional de energía eléctrica aproximadamente de:

CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2009
207,859 GWh

El consumo nacional de energía eléctrica se integra por dos componentes:

- ⇒ **Las ventas internas de energía eléctrica**, las cuales incluyen la energía entregada a los usuarios con recursos de generación del sector público, incluyendo a los productores independientes de energía.
- ⇒ **El autoabastecimiento**, que incluye a los permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos, pequeña producción e importación de electricidad.

En 2009, el sector industrial consumió el 58.5% de las ventas el territorio nacional, con 107,651 GWh. Por otra parte, el sector residencial consumió el 25.8% de las ventas internas, con lo cual es el segundo consumidor de energía eléctrica, seguido por el sector comercial con 7.4%, luego el bombeo agrícola con 4.4% y finalmente el sector servicios con 3.8 %.



Gráfica 1.10: Consumo sectorial de energía eléctrica en el 2009.

Fuente: Fuente: CFE.

1.2.6 Prospectiva de la demanda máxima hacia el año 2024

La demanda máxima global del sistema incluye las cargas con autoabastecimiento remoto y la correspondiente al servicio público. Durante la última década ha mostrado un comportamiento ascendente.

El pronóstico de demanda para el año 2024 lo podemos ver en la siguiente tabla:

DEMANDA MÁXIMA	DEMANDA MÁXIMA
Año 2009	Año 2024
33,680 MW	59,766 MW

Tabla 1.9: Pronostico de la demanda máxima para el año 2024.

Fuente: Unidades Generadoras en Operación, 2008, Sistema Eléctrico Nacional (Servicio Público), 200 Edición, CFE, Marzo de 2009.

Como podemos ver en el cuadro anterior, para el año 2024 la demanda máxima tomara el valor de la capacidad instalada que se tiene actualmente, por ello la importancia de expandir el sector eléctrico nacional y así poder tener un margen de reserva confiable.

La proyección de consumo calculada para los próximos 15 años se muestra en la siguiente tabla:

AÑO	TWh
2010	209.6
2012	226.3
2014	245.8
2016	266
2018	289
2020	312.1
2022	337.3
2024	365.3

Tabla 1.11: Pronóstico esperado para el consumo nacional de energía eléctrica hacia el 2024.
Fuente: Sistema Eléctrico Nacional (Servicio Público), 200 Edición, CFE, Marzo de 2009.

Como podemos observar en la tabla anterior el consumo nacional de energía eléctrica se elevará más del doble de lo actualmente se tiene registrado, esto se deberá crecimiento en la población y a las necesidades de los sectores industriales que con el paso de los años demandarán más energía.

1.2.7 Expansión del Sistema Eléctrico Nacional

La capacidad adicional requerida para atender la demanda de energía eléctrica calculada para los próximos años, se realiza con base en la evaluación técnica y económica de los diferentes proyectos, seleccionando los proyectos de generación y transmisión que logran el menor costo total de largo plazo. Dicha expansión considera el tiempo de maduración de cada proyecto, que inicia con la planeación de una nueva central generadora, el proceso de contratación, construcción y termina hasta su entrada en operación comercial, para lo cual en promedio transcurren de cuatro a seis años, dependiendo del tipo de central y del combustible a utilizar, entre otros factores. En el caso de los proyectos de transmisión se requiere de un proceso que va de tres a cinco años previo al inicio de operaciones de la nueva infraestructura.

TECNOLOGÍA	AÑO 2010 MW	AÑO 2015 MW	AÑO 2020 MW	AÑO 2024 MW4
Hidroeléctrica	11,523	12,365	14,427	15,037
Ciclo combinado	17,778	21,147	28,679	28,286
Turbogas	2,496	2,476	2,538	4,144
Combustión interna	213	420	513	521
Eólica	186	1,505	1,709	1,808
Libre	0	954	6,747	13,652
Termo convencional	12,202	10,086	6,689	5,131
Carboeléctricas	3,278	3,608	3,608	6,408
Geotérmica	890	1,006	1,901	1,091
Nucleoeléctrica	1,365	1,561	1,561	1,561
Plantas móviles	3	3	3	3
CAPACIDAD INSTALADA MW	52,045 MW	55,131 MW	68,375 MW	76,023 MW

Tabla 1.12: Evolución de la capacidad instalada por tecnología para el 2024.

Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024.SENER.Mexico

Como podemos observar en la tabla anterior en un futuro la generación de energía eléctrica seguirá dependiendo de los combustibles fósiles aunque ya en menor magnitud, la participación de algunas fuentes energéticas se mantendrá constante, el uso de energías renovables como la eólica, con el paso de los años aumentara su capacidad considerablemente, el aprovechamiento de la energía solar no se considera todavía a pesar del gran potencial del recurso natural que se tiene en el territorio nacional. Es importante seguir fomentando la construcción de centrales eléctricas de fuentes renovables que pueden contribuir a reducir la dependencia de combustibles como el petróleo y aumentar la seguridad del abastecimiento eléctrico proporcionando un futuro sustentable para el país.

Capítulo 2. EL POTENCIAL DE LA RADIACIÓN SOLAR

2.1 CARACTERIZACIÓN SOLAR

2.1.1 El Sol

El Sol es la estrella que pertenece a nuestro Sistema Solar. Su origen al igual que la Tierra fue un conjunto de gases incandescentes que al girar vertiginosamente provocó que los gases más pesados se fueran al centro y los más livianos al exterior. Su energía procede de la transformación constante en su núcleo que convierte átomos de hidrógeno a átomos de helio. El astro solar es una gigantesca bola de gas a la que la Tierra, al igual que el resto de cuerpos del Sistema Solar, se encuentra íntimamente ligada. Pequeños cambios en las propiedades físicas del Sol pueden tener, y de hecho han tenido, efectos enormes en el clima y la vida en nuestro planeta.

Este gran astro se formó aproximadamente hace 4,650 millones de años y podemos decir que tiene combustible para 5,000 millones más. Actualmente el Sol se encuentra en la fase de plena actividad, en la que seguirá quemando hidrógeno de manera estable unos 5,000 millones de años más.

2.1.2 Características Físicas del Sol¹¹

En el siguiente cuadro recopilamos algunos de los datos más importantes sobre el Sol:

CARACTERÍSTICA	UNIDADES
Diámetro	1,392,000 km
Superficie	$6.09 \times 10^{12} \text{ km}^2$
Volumen	$1.41 \times 10^{27} \text{ km}^3$
Masa	$1.989 \times 10^{27} \text{ kg}$
Densidad	1411 kg/m^3
Gravedad en la superficie	274 m/s^2
Temperatura de la superficie	$6 \times 10^3 \text{ °K}$
Luminosidad	$3,827 \times 10^{26} \text{ W}$

Tabla 2.1: Características físicas del Sol.
Fuente: <http://www.solarviews.com/span/sun>.

¹¹ *Energía Solar Térmica Proyecto RES & RUE Dissemination*

2.1.3 Composición y estructura del Sol¹²

El Sol posee una forma esférica, y a causa de su lento movimiento de rotación, tiene también un leve achatamiento polar, como en cualquier cuerpo de masa considerable toda la materia que lo constituye es atraída hacia el centro del objeto por su propia fuerza gravitatoria.

Como ya lo mencionamos antes, el Sol es una gran esfera de gases incandescentes, pero se cree que su porción central o núcleo, se encuentra en estado líquido.

En la siguiente tabla mostramos la distribución de los elementos que conforman la fotosfera:

ELEMENTO	PORCENTAJE
Hidrógeno	74.46 %
Helio	24.85 %
Oxígeno	0.77 %
Carbono	0.29 %
Hierro	0.16 %
Neón	0.12 %
Nitrógeno	0.09 %
Silicio	0.07 %
Magnesio	0.05 %
Azufre	0.04 %

Tabla 2.2: Composición de la fotosfera solar.

Fuente: <http://www.solarviews.com/span/sun>.

Como podemos observar en la tabla anterior, el hidrógeno es el elemento que predomina, perteneciéndole el 73 % de la masa total del Sol (el hidrógeno es el elemento más ligero). El helio es el segundo elemento, ocupa casi el 24.85 % de la masa del Sol. A todos los demás elementos restantes, le corresponde algo más del 1%.

¹² <http://www.solarviews.com/span/sun>.

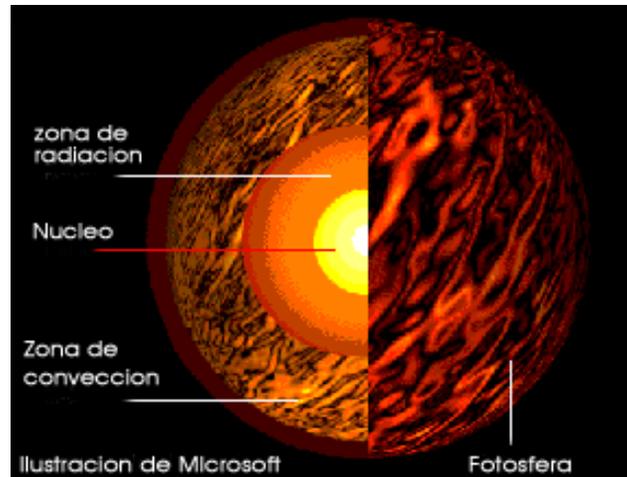


Figura 2.1: Estructura del Sol.

Fuente: <http://www.instalacionenergiasolar.com/energia/radiacion-solar.html>

2.1.4 Radiación Solar¹³

La radiación solar la podemos definir como el flujo de energía que recibimos del Sol en forma de ondas electromagnéticas que permite la transferencia de energía solar a la superficie terrestre. Estas ondas electromagnéticas son de diferentes frecuencias y aproximadamente la mitad de las que recibimos están entre los rangos de longitud de onda de 0.4 [μm] y 0.7 [μm], y pueden ser detectadas por el ojo humano, constituyendo lo que conocemos como luz visible. De la otra mitad, la mayoría se sitúa en la parte infrarroja del espectro y una pequeña parte en la ultravioleta.

2.1.4.1 Espectro Solar¹⁴

A pesar de la compleja estructura del Sol, para el aprovechamiento de su energía se puede adoptar un modelo mucho más simplificado. Así, se considera el Sol como un cuerpo negro que radia energía a la temperatura de 5780 °K, ya que su distribución espectral es muy similar a la de dicho cuerpo negro para el rango de longitudes de onda típico de los procesos térmicos y foto térmicos.

La luz visible, ya sea de origen solar, o generada por un foco incandescente o fluorescente, está formada por un conjunto de radiaciones electromagnéticas que está contenida dentro de un determinado rango de frecuencias, al que se lo denomina espectro visible. La intensidad de la radiación luminosa varía con la frecuencia.

¹³ Esta sección está basada en el programa (2000) y la publicación en línea *Renewable Energy in Latin América and the Caribbean* del Center for Renewable Energy and Sustainable Technology (CREST).

¹⁴ *Radiación Solar*, Prof. Rafael Martín Lamaison 5 de Marzo de 2004.

En la siguiente imagen podemos observar el espectro de la luz solar con los rangos de frecuencia y longitud de onda que abarca:

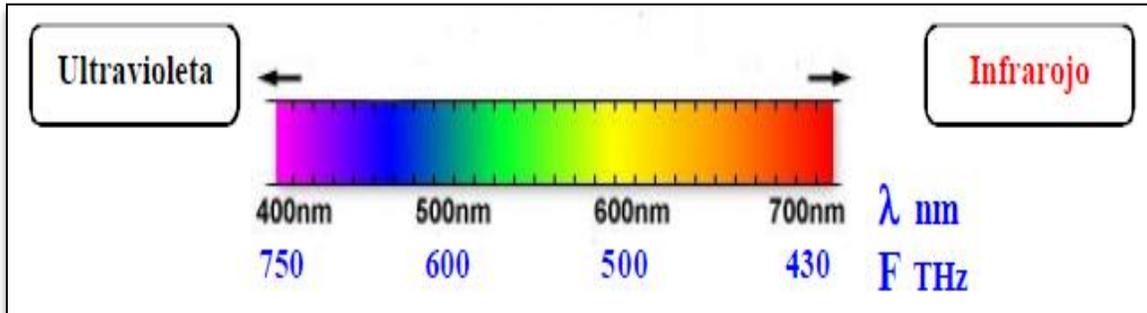


Figura 2.2: Rango de frecuencias y longitud de onda del espectro solar.

Fuente: Fuente: IDEAM.

- Las ondas de baja frecuencia del espectro solar tienen el nombre de **“Radiación Infrarroja”** La fuente primaria de la radiación infrarroja es el calor o radiación térmica.
- Las ondas de alta frecuencia del espectro solar las llamamos **“Radiación Ultravioleta”**, estas hacen posible el proceso de fotosíntesis o el bronceado de la piel.

2.1.4.2 Unidades de medida de la radiación solar.¹⁵

Las cantidades de radiación son expresadas generalmente en términos de exposición radiante o irradiancia, siendo esta última una medida del flujo de energía recibida por unidad de área en forma instantánea como energía/área-tiempo y cuya unidad es el Watt por metro cuadrado (W/m^2). Un Watt es igual a un Joule por segundo.

La exposición radiante es la medida de la radiación solar, en la cual la radiación es integrada en el tiempo como energía/área y cuya unidad es el kWh/m^2 por día (si es integrada en el día) ó MJ/m^2 por día.

Por ejemplo, 1 minuto de exposición radiante es una medida de la energía recibida por metro cuadrado sobre un periodo de un minuto. Sin embargo, un minuto de exposición radiante = irradiancia media (W/m^2) x 60 (s) y tiene unidades de Joule por metro cuadrado (J/m^2).

Finalmente, una hora de exposición radiante es la suma de los 60 minutos de exposición radiante.

Otras magnitudes radiométricas:

¹⁵ Radiación Solar, Prof. Rafael Martín Lamaison 5 de Marzo de 2004

Unidad	Equivalencia
1 Watt (W)	1Joule/segundo (J/s)
1 W*h	3,600 J
1 KW*h	3.6 MJ
1 W*h	3.412 Btu
1 Caloría	0.001163 W*h
1 Caloría	4.187 Joule
1 cal/cm ²	11.63 W*h/m ²
1 MJ/m ²	0.27778 kW*h/m ²
1 MJ/m ²	277.78 W*h/m ²
1 MJ/m ²	23.88 cal/cm ²
1BTU	252 calorías
1BTU	1.05506 KJ
1 cal/(cm ² *min)	60.29 MJ/m ² por día

Tabla 2.3: Conversiones útiles para radiación.

Fuente: Atlas de radiación solar de Colombia, www.upme.com

2.1.4.3 Constante solar

Para los fines de nuestra investigación es importante conocer la magnitud exacta de la potencia de la radiación solar y gracias a la constante solar la podemos conocer.

La constante solar es la cantidad total de energía solar que atraviesa en un minuto una superficie perpendicular a los rayos incidentes con área de 1 cm², que se encuentra a la distancia media existente entre la Tierra y el Sol.

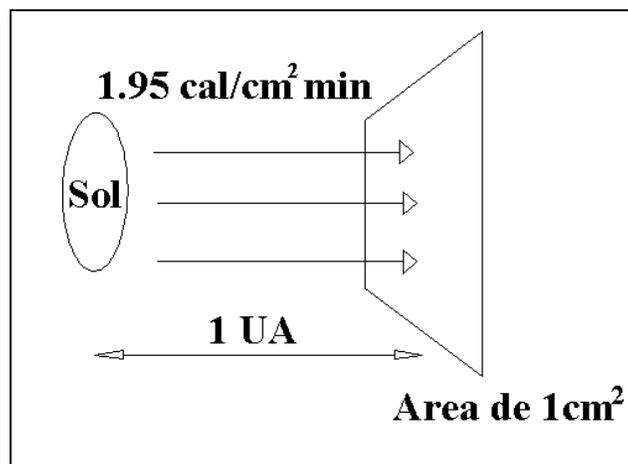


Figura 2.3: Concepto de constante solar.

Fuente: Realizado con base a la información de <http://personales.ya.com/casanchi/ast/solar001.gif>.

Capítulo 2. El potencial de la radiación solar

El valor medio de la constante solar es alrededor de $2 \text{ cal/cm}^2 \text{ min}$. Sin embargo, esta cantidad no es constante, ya que parece ser que varía un 0.2 % en un periodo de 30 años.

La intensidad de energía real disponible en la superficie terrestre es menor que la constante solar debido a la absorción y a la dispersión de la radiación que origina la interacción de los fotones con la atmósfera. Expresada en otras unidades la constante solar es igual:

$$C = 1,353 \text{ W/m}^2$$

En la superficie de la Tierra el flujo de radiación solar disminuye debido a la absorción y dispersión en la atmósfera terrestre, y es, por término medio de $800 \text{ a } 900 \text{ W/m}^2$.

Es muy importante controlar en cada momento el valor de la constante solar, pues se cree que solo una modificación del 1% de la misma podría ocasionar una variación de uno a dos grados en la temperatura de nuestro planeta. Nuestra supervivencia puede depender de la capacidad que tengamos de estar preparados y de poder prevenir una hipotética variación importante de la constante solar.

2.1.4.4 Irradiancia Solar

La irradiancia es la utilizada para describir el valor de la potencia luminosa (energía/unidad de tiempo) incidente en un determinado instante por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. Sus unidades de medida son:

$$\text{W/m}^2$$

2.1.4.5 Irradiación Solar

La irradiación también conocida como insolación se refiere a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo.

Sus unidades de medida son:

$$\text{Wh/m}^2$$

Por su diferente comportamiento, la irradiación la podemos separar en tres componentes: la directa, la difusa y la reflejada.

Capítulo 2. El potencial de la radiación solar

- **Directa**: Es la que se recibe directamente desde el sol en línea recta, sin que se desvíe en su paso por la atmósfera. Es la mayor y la más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.
- **Difusa**: Es la que se recibe del sol después de ser desviada por dispersión atmosférica. Es radiación difusa la que se recibe a través de las nubes, así como la que proviene del cielo azul. De no haber radiación difusa, el cielo se vería negro aún de día, como sucede por ejemplo en la luna.
- **Reflejada**: Es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.

$$\text{Irradiancia Solar Global} = \text{Directa} + \text{Difusa} + \text{Reflejada}$$

La irradiación Global es la radiación total incidente sobre una superficie.

2.2 CAUSAS DE LAS VARIACIONES DE LA RADIACIÓN SOLAR EN LA TIERRA¹⁶

La Tierra en su desplazamiento por la órbita solar realiza dos movimientos principales, el de rotación sobre su propio eje y el de traslación alrededor del Sol, que determinan la cantidad de luz y calor que llega a cada lugar de la superficie terrestre a lo largo del día y del año.

2.2.1 Distancia Tierra-Sol

La Tierra gira alrededor del Sol en una órbita elíptica, con el Sol ubicado en uno de sus focos, la cantidad de radiación solar que llega a la Tierra es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al Sol. Por lo cual un valor preciso de la distancia Tierra-Sol r_0 se denomina "Unidad astronómica":

$$\begin{aligned} 1 \text{ AU} &= 1.496 \times 10^8 \text{ km.} \\ \text{Distancia Mínima Tierra-Sol} &= 0.983 \text{ AU} \\ \text{Distancia Máxima Tierra-Sol} &= 1.017 \text{ AU} \end{aligned}$$

Es conveniente expresar la distancia Tierra-Sol en un modelo matemático simple. Para muchas aplicaciones tanto tecnológicas como en ingeniería se puede aplicar la expresión de Duffie y Beckman desarrollada en 1980.

$$\rho^2 = \left(\frac{r}{r_0} \right)^2 = \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{2\pi d_n}{365} \right) \right]^{-1}$$

Donde:

r = Distancia a conocer Tierra-Sol.

r_0 = Distancia media Tierra-Sol.

ρ^2 = Recíproco del cuadrado del radio vector de la Tierra (factor de corrección de la distancia Tierra-Sol).

2.2.2 Declinación solar

El plano en el cual la tierra gira en torno al Sol se denomina plano eclíptico. La Tierra gira sobre sí misma alrededor de un eje denominado eje polar, El cual se encuentra inclinado aproximadamente 23.5° de la

¹⁶ Radiación Solar, Prof. Rafael Martín Lamaison 5 de Marzo de 2004

Capítulo 2. El potencial de la radiación solar

normal del plano denominado “plano eclíptico”. La rotación de la Tierra alrededor de este eje ocasiona los cambios diarios en la radiación solar que incide en el planeta Tierra y la posición de este eje relativo al Sol causa los cambios estacionales en la radiación solar. El ángulo entre el eje polar y la normal al plano eclíptico permanece sin cambios. Aunque, el ángulo que forma el plano ecuatorial y la línea que une los centros del Sol y la Tierra cambia cada día, de hecho cambia en cada instante. Este ángulo es llamado “Declinación Solar” y es representado por la letra griega δ . La declinación es cero en los equinoccios de Primavera y de Otoño (las noches y los días duran lo mismo). En el solsticio de Verano tiene un ángulo de aproximadamente $+23.5^\circ$ y en el solsticio de Invierno un ángulo de -23.5° .

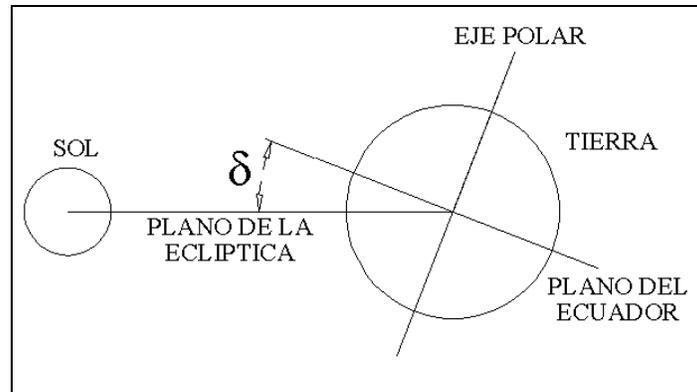


Figura 2.4: Declinación solar.

Fuente: Realizado con base a la información de <http://www.absoluterprotecsol.com/images/esfera-celeste.jpg>

Para la determinación del ángulo de declinación solar δ puede hacerse mediante la aplicación de modelos matemáticos aproximados, que dan su valor con diversos grados de precisión. Una de las expresiones matemáticas más importantes y la que citaremos en esta investigación es la fórmula de Perrin Brichambaut (1975), proporcionando el ángulo de la declinación solar en grados.

$$\delta = \sin^{-1} \left\{ 0.4 \sin \left[\frac{360}{365} (d_n - 82) \right] \right\}$$

$$(1 \leq d_n \leq 365)$$

2.2.3 Movimiento de Rotación

Cada 24 horas, la Tierra da una vuelta completa alrededor de un eje imaginario que pasa por los polos. Gira en dirección Oeste-Este, en sentido contrario al de las agujas del reloj. A este movimiento le llamamos Movimiento de Rotación. Este movimiento es causante de la sucesión de días y noches, La mitad del globo terrestre quedará iluminado, en dicha mitad es de día mientras que en el lado oscuro es de noche. En su movimiento de rotación, los distintos continentes pasan del día a la noche y de la noche al día.

2.2.4 Movimiento de Traslación

La traslación de la Tierra es el movimiento de este planeta alrededor del Sol. La Tierra en su viaje alrededor del Sol tarda en dar una vuelta completa 365 días y 6 horas, aproximadamente. Este denominado movimiento de traslación corresponde con el año solar.

El hecho de que la órbita terrestre sea elíptica hace variar la distancia entre la Tierra y el Sol en el transcurso de un año. A primeros de enero la Tierra alcanza su máxima proximidad al Sol y se dice que pasa por el perihelio. A principios de julio llega a su máxima lejanía y está en afelio. La distancia Tierra-Sol en el perihelio es de 142,700,000 kilómetros y la distancia Tierra-Sol en el afelio es de 151,800,000 kilómetros.

2.2.4.1 Las Estaciones, Equinoccios y Solsticios

El cambio de las estaciones a lo largo del año se produce al darse la particularidad de que el eje de rotación de la Tierra se encuentra inclinado respecto del plano de la órbita, esto hace que los rayos del Sol incidan de forma diferente a lo largo del año en cada hemisferio.

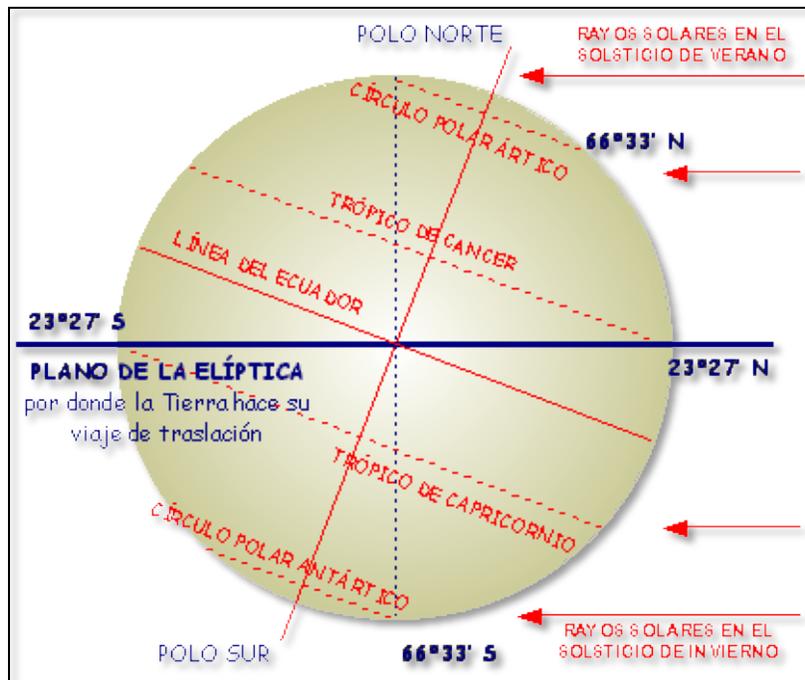


Figura 2.5: Esquema de las líneas imaginarias del planeta Tierra.

Fuente: <http://www.absoluterprotecsol.com/images/esfera-celeste.jpg>

Debido a este movimiento de traslación la Tierra pasa por cuatro momentos importantes durante su movimiento de traslación:

Capítulo 2. El potencial de la radiación solar

- **Solsticio de Verano:** Comienza el 21 de junio, el Hemisferio Norte se inclina hacia el Sol. Los días son más largos que las noches y los rayos del Sol inciden de forma más perpendicular, al situarse el Sol en la vertical del Trópico de Cáncer, iniciándose en este hemisferio la estación más calurosa, el verano. Sin embargo en el Hemisferio Sur se produce la situación contraria, iniciándose entonces el invierno.
- **Equinoccio de Otoño:** Comienza el 22 de septiembre, los días y las noches tienen igual duración en todo el planeta, al situarse el Sol en la vertical del Ecuador, comenzando el otoño en el Hemisferio Norte y la primavera en el Sur.
- **Equinoccio de Primavera:** Comienza el 21 de marzo, los días y las noches tienen igual duración en todo el planeta, al situarse de nuevo el Sol en la vertical del Ecuador, comenzando la primavera en el Hemisferio Norte y el otoño en el Hemisferio Sur.
- **En el Solsticio de Invierno,** 22 de diciembre, es el Hemisferio Norte el que tiene los días más cortos que las noches, a la vez que los rayos del Sol inciden de una forma más oblicua, al situarse el Sol en la vertical del Trópico de Capricornio, comenzando en este hemisferio la estación más fría, el invierno. En el Hemisferio Sur se produce la situación contraria, iniciándose entonces el verano.

En la siguiente imagen podemos observar el ciclo completo en el movimiento de traslación de la Tierra alrededor del Sol, pasando por las cuatro estaciones durante los 365 días que tarda en completarse un año.

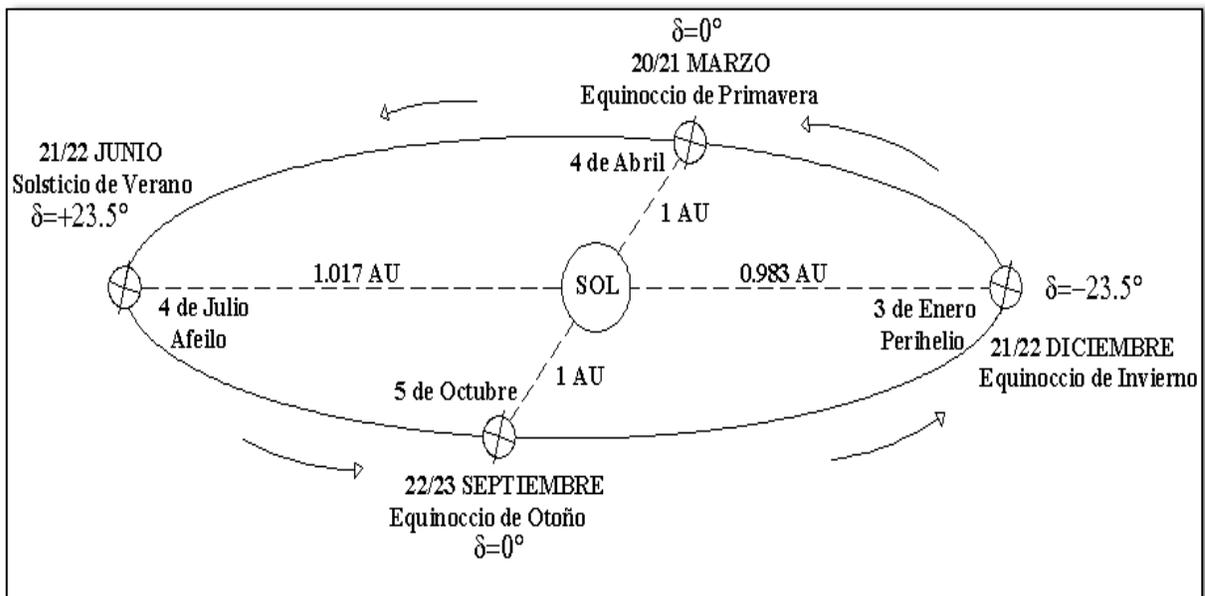


Figura 2.6: Movimiento de la Tierra respecto al Sol.

Fuente: <http://www.absoluterprotecsol.com/images/esfera-celeste.jpg>

2.2.5 Atenuación atmosférica de la radiación solar

La intensidad y frecuencias del espectro luminoso generado por el sol sufren alteraciones cuando la luz atraviesa la atmósfera. Ello se debe a la absorción, reflexión y dispersión de la radiación solar. Los gases presentes en la capa atmosférica actúan como filtros para ciertas frecuencias, las que ven disminuidas su intensidad o son absorbidas totalmente

- **Dispersion:** La radiación solar viaja en línea recta, pero los gases y partículas en la atmósfera pueden desviar esta energía, lo que se llama dispersión. La dispersión ocurre cuando un fotón afecta a un obstáculo sin ser absorbido cambiando solamente la dirección del recorrido de ese fotón.
- **Reflexion (Albedo):** La capacidad de reflexión o fracción de la radiación reflejada por la superficie de la tierra o cualquier otra superficie se denomina *Albedo*. El albedo planetario es en promedio de un 30%. Esta energía se pierde y no interviene en el calentamiento de la atmósfera.
- **Absorción por moléculas de gases y partículas en suspensión:** La absorción de energía por un determinado gas tiene lugar cuando la frecuencia de la radiación electromagnética es similar a la frecuencia vibracional molecular del gas. Cuando un gas absorbe energía, esta se transforma en movimiento molecular interno que produce un aumento de temperatura.

Como conclusión, se puede afirmar que la radiación total incidente sobre la superficie de la Tierra va a estar sujeta a variaciones, algunas previsible (diurnas y estacionales) y otras no previsible (las meteorológicas, particularmente el vapor de agua condensado en las nubes).

2.2.6 Coordenadas geográficas

Un punto sobre la esfera terrestre se puede situar utilizando el sistema de coordenadas geográficas, siendo éstas la **latitud**, que es el ángulo formado por la vertical a la Tierra en dicho punto y el plano del Ecuador, y la **longitud**, ángulo que forma el meridiano que pasa por dicho punto con el meridiano de Greenwich.

La latitud determina la inclinación con la que caen los rayos del Sol y la diferencia de la duración del día y la noche. Cuanto más directamente incide la radiación solar, más calor aporta a la Tierra.

Las variaciones de la insolación que recibe la superficie terrestre se deben a los movimientos de rotación (variaciones diarias) y de traslación (variaciones estacionales).

Las variaciones en latitud son causadas por la inclinación del eje de rotación de la Tierra. El ángulo de incidencia de los rayos del Sol no es el mismo en verano que en invierno siendo la causa principal de las diferencias estacionales. Cuando los rayos solares inciden con mayor inclinación calientan mucho menos porque el calor atmosférico tiene que repartirse en un espesor mucho mayor de atmósfera, con lo que se filtra y dispersa parte de ese calor.

La longitud geográfica es una de las coordenadas fundamentales que determinan en la Tierra la localización de un punto (la otra coordenada es la Latitud). La longitud es el ángulo formado entre el meridiano que pasa por el punto considerado y el meridiano fundamental de Greenwich elegido, por convención, como origen de esta coordenada geográfica. Se mide desde 0 grados a 180 grados al Este o al Oeste con respecto a Greenwich.

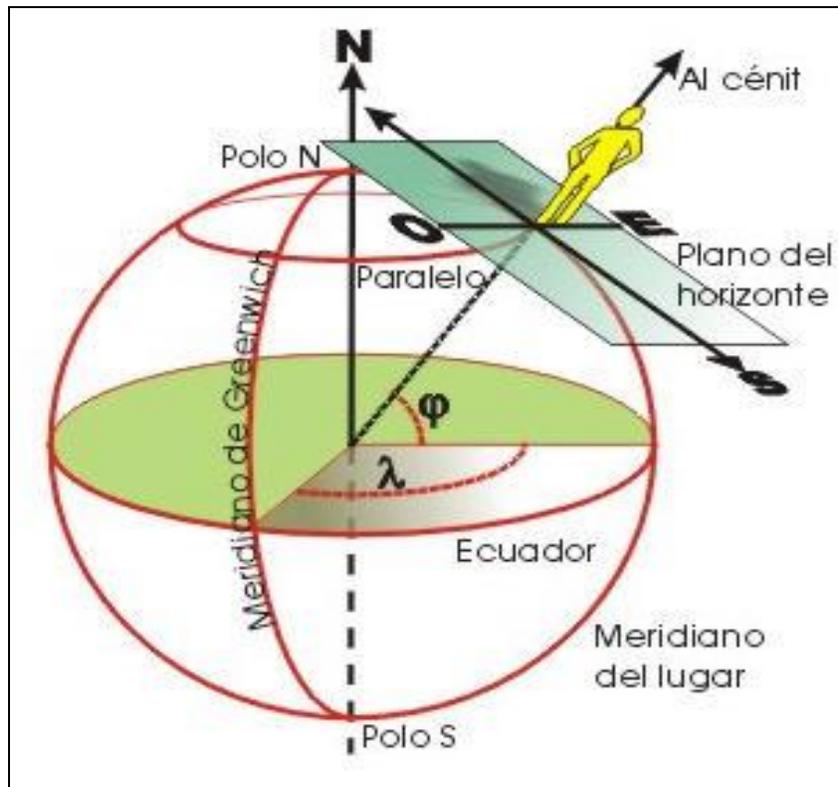


Figura 2.7: Representación gráfica de las coordenadas geográficas. Latitud y longitud de un punto sobre la esfera terrestre.

Fuente: <http://img.genciencia.com/2008/10/p.jpg>

2.2.7 Posicionamiento del Sol respecto a la superficie terrestre

Desde el punto de vista de un observador sobre la superficie de la Tierra, el Sol describe un arco desde su salida (orto) hasta su puesta (ocaso). Por definición, a mitad de su recorrido, es decir, en el mediodía solar, el Sol pasa por el meridiano local.

Se denomina cenit a la vertical desde un punto cualquiera de la Tierra al corte con la hipotética trayectoria de la esfera solar.

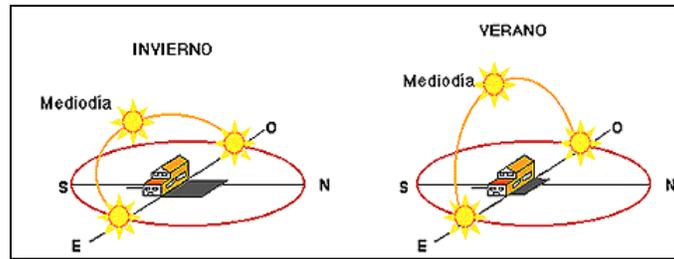


Figura 2.8: Movimiento aparente del sol en el cielo en función de la hora del día y la época del año.

Fuente: www.ideam.gov.co

La posición del Sol se puede referir en dos sistemas de coordenadas distintos, ambos centrados en el observador: coordenadas horarias (declinación, N_s , y ángulo horario, O_s) y coordenadas horizontales (altura solar, h_s , y azimut, a_s). Estas coordenadas determinan el vector solar, entendido éste como el vector con origen en el observador y extremo en el Sol. Del vector solar se volverá a hablar al calcular el ángulo de incidencia en un colector cilindro parabólico.

2.2.7.1 Relaciones geométricas entre los rayos solares y la superficie terrestre¹⁷

Las relaciones geométricas entre los rayos solares, que varían de acuerdo con el movimiento aparente del sol, y la superficie terrestre, se describen a través de varios ángulos que mostramos a continuación:

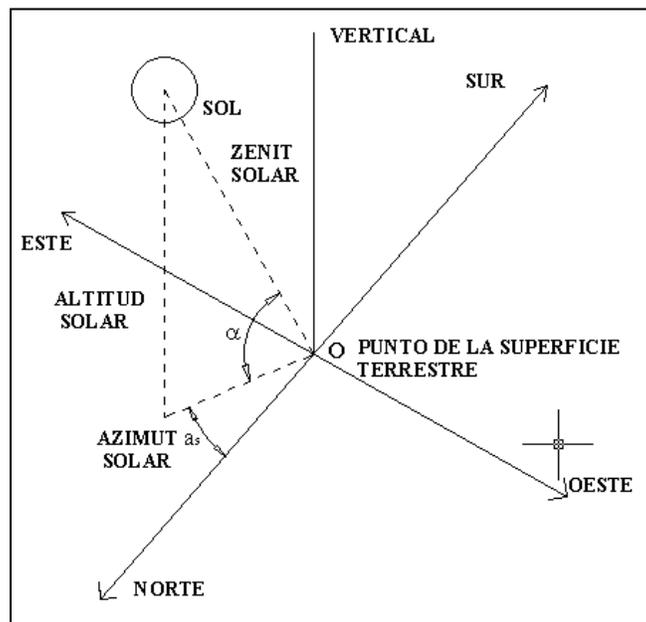


Figura 2.9: Representación de los ángulos α y a_s .

Fuente: www.ideam.gov.com

¹⁷ Radiación Solar, Prof. Rafael Martín Lamaison 5 de Marzo de 2004.

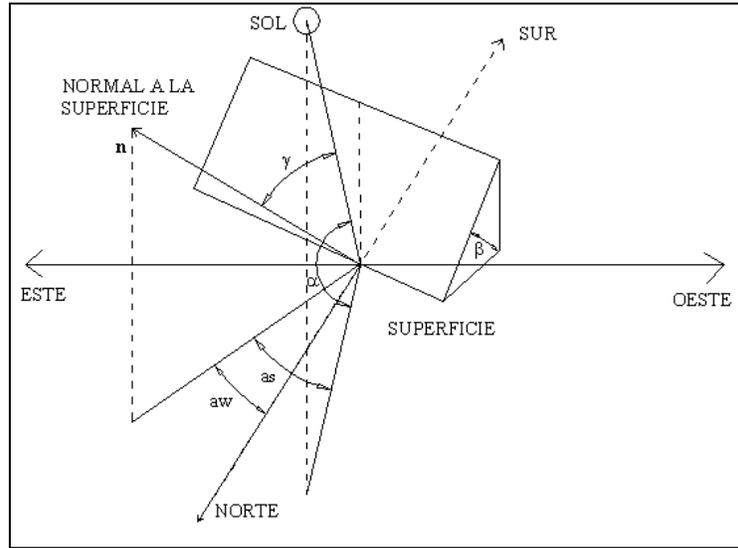


Figura 2.10: Coordenadas de orientación de la superficie, α_w y β , y el ángulo.

Fuente: Fuente: www.ideam.gov.com

- **Ángulo de incidencia (γ):** Ángulo formado entre los rayos del sol y la normal a la superficie de captación.
- **Ángulo acimutal de la superficie (α_w):** Ángulo entre la proyección de la normal a la superficie en el punto horizontal y la dirección sur-norte (para localizaciones en el hemisferio norte) o norte-sur (para localizaciones en el hemisferio sur). El desplazamiento angular se toma a partir del sur o norte dependiendo de si estamos en el hemisferio sur-norte o norte-sur.
- **Ángulo acimutal del sol (α_s):** Ángulo entre la proyección del rayo solar en el plano horizontal y la dirección sur-norte (para localizaciones en el hemisferio norte) o norte-sur (para localizaciones en el hemisferio sur) obedece a la misma convención mencionada anteriormente.
- **Altura solar (α):** Ángulo comprendido entre el rayo solar y la proyección del mismo sobre un plano horizontal.
- **Inclinación (β):** Ángulo entre el plano de la superficie a considerar y la horizontal. En el intervalo $0 < \beta < 90^\circ$ la superficie ve hacia arriba, mientras que en el intervalo $90 < \beta < 180$ la superficie ve hacia abajo. Una azotea horizontal tendrá $\beta = 0^\circ$, mientras que para una pared vertical $\beta = 90^\circ$.
- **Ángulo horario del sol u hora angular (W):** Desplazamiento angular este-oeste del sol, a partir del meridiano local, y debido al movimiento de rotación de la tierra. Así, cada hora corresponde a un desplazamiento de 15° . Se adapta como convención valores positivos para el período de la mañana con cero a las 12:00 hs.

2.2.7.2 Tiempo solar

El tiempo solar es una medida del tiempo fundamentada en el movimiento aparente del Sol sobre el horizonte del lugar. Toma como origen el instante en el cual el Sol pasa por el Meridiano, que es su punto más alto en el cielo, denominado mediodía, al cual se le asigna el valor de 12. Sin embargo, el Sol no tiene un movimiento regular a lo largo del año, y por esta razón el tiempo solar se divide en dos categorías:

➤ *El tiempo solar aparente o verdadero (TSV)*

Está basado en el día solar aparente, el cual es el intervalo entre dos regresos sucesivos del Sol al meridiano. Puede ser medido con un reloj de sol, y se corresponde con el amanecer, el mediodía o el anochecer: se basa en lo que es posible observar de manera directa. El tiempo solar no coincide con el tiempo local. Por lo tanto, es necesario corregir el tiempo aplicando dos correcciones.

- a) Corrección debida a la diferencia entre la longitud del meridiano del observador y el meridiano sobre el cual se basa la hora local estándar (en la Ciudad de México la hora estándar se basa en el meridiano 99°09' W). El Sol toma cuatro minutos para realizar un desplazamiento aparente de 1° de longitud.
- b) Corrección debida a las perturbaciones en la velocidad de rotación de la Tierra.

El TSV se determina mediante la ecuación:

$$TSV = TSM + 4(L_S - L_L) + E_t$$

Donde:

TSM = Tiempo solar medio.

E_t = Ecuación de tiempo.

L_S = Longitud geográfica del meridiano de referencia del país.

L_L = Longitud geográfica del meridiano del lugar (en grados sexagesimales).

➤ *El tiempo solar medio (TSM)*

Está basado en un sol ficticio que viaja a una velocidad constante a lo largo del año, y es la base para definir el día solar medio. La duración de un día solar aparente varía a lo largo del año. Esto se debe a que la órbita terrestre es una elipse, con lo cual la Tierra en su movimiento de traslación se mueve más veloz cuando se acerca al Sol y más despacio cuando se aleja de él. Debido a esto, en el Hemisferio Norte los días solares aparentes son más cortos en los meses de marzo y septiembre que en los meses de junio o diciembre, produciéndose el fenómeno inverso en el Hemisferio Sur. La diferencia entre el tiempo solar aparente y el tiempo solar medio, que en ocasiones llega a ser de 15 minutos, es llamada Ecuación de tiempo.

2.2.7.3 Coordenadas horarias

La declinación (N_s) es la posición angular del Sol en el mediodía solar cuando el Sol pasa por el meridiano local respecto al plano del ecuador terrestre.

Como ya lo habíamos mencionado antes el valor de este ángulo se suele tomar cada día al mediodía solar. Esto es debido a que el eje de rotación de la Tierra está inclinado un ángulo de 23.45° respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del Sol y de ahí que el valor de la declinación varíe entre $\pm 23.45^\circ$ a lo largo del año.

La declinación es una función continua del tiempo. La tasa de cambio máxima de la declinación es en los equinoccios, con un valor aproximado de 0.5° /día.

El ángulo horario (O_s) es el desplazamiento angular del Sol (hacia el este u oeste) respecto al meridiano local debido a la rotación de la Tierra, sobre su eje, a 15° /hora.

- Por la mañana: $O_s < 0$.
- Por la tarde: $O_s > 0$.

2.2.7.4 Coordenadas horizontales

La altura solar (h_s) o ángulo de elevación del Sol por encima del horizonte es el ángulo entre la horizontal y la dirección de la radiación directa. Es el ángulo complementario del ángulo cenital, por lo que su cálculo se realiza aplicando la propiedad de que el coseno de un ángulo es igual al seno de su complementario. El ángulo cenital es una particularización del ángulo de incidencia.

El azimut solar (a_s) o ángulo azimutal solar es el ángulo entre la proyección sobre un plano horizontal de la radiación directa y el meridiano local. Se toma como origen de azimut el mediodía solar. Para el hemisferio norte, el azimut es positivo si el colector está orientado hacia el oeste, negativo si el colector está orientado hacia el este. La ecuación (2.6) muestra la variación del azimut solar.

$$-180^\circ \leq a_s \leq 180^\circ$$

- Si está orientado hacia el este $a_s < 0^\circ$.
- Si está orientado hacia el oeste $a_s > 0^\circ$.
- Y en el sur $a_s = 0^\circ$.

2.3 DATOS DE RADIACIÓN SOLAR EN MÉXICO Y EL MUNDO

La radiación solar transporta energía, que calienta la Tierra y es la fuerza impulsora que está detrás de nuestro clima y tiempo atmosférico.

Aunque cerca del Ecuador la intensidad del Sol se siente con mucha más fuerza que en las regiones polares, a todos los lugares de la Tierra llega la misma cantidad total de luz cada año; los lugares próximos al Ecuador reciben 12 horas diarias de luz anuales y en los círculos polares ártico y antártico se compensan los períodos de dos semanas sin luz en invierno con períodos veraniegos de igual duración en los que la luz dura todo el día.

De toda la radiación Solar, solo el 47% llega al planeta Tierra, de este porcentaje podemos desglosar los siguientes datos:

- 28 % es reflejada por las nubes.
- 5 % la absorben tanto nubes como polvo.
- 17 % La absorben los gases atmosféricos como el vapor de agua.
- 0.2 % la absorben las plantas.
- 21 % la absorbe la superficie terrestre.
- 26 % La absorbe el agua.

Del 47 % de la radiación Solar, que es la que llega a la Tierra, se reparte de la siguiente manera: un 40% a evaporación de agua, un 0,2% a la fotosíntesis de plantas y un 59,8% la absorben mares y océanos.

2.3.1 Mapa mundial de la radiación solar

El mapeado de la radiación solar media en el mundo, nos da una idea de qué zonas son las que reciben mayor radiación solar. Éstas se encuentran principalmente en la zona del ecuador, difuminándose hacia los polos, aunque entran en juego distintos factores como la nubosidad o las características geológicas del suelo, refractando esta mayor o menor radiación, contribuyendo al efecto invernadero y al aumento de la temperatura.

El mapa en la imagen de abajo es muy importante por dos cosas. Primero porque nos muestra en que parte del mundo se puede aprovechar mejor la energía solar. Y segundo, porque si la estudiamos un poco más a detalle podemos ver que la energía solar tiene un potencial más grande de la que nos imaginamos.

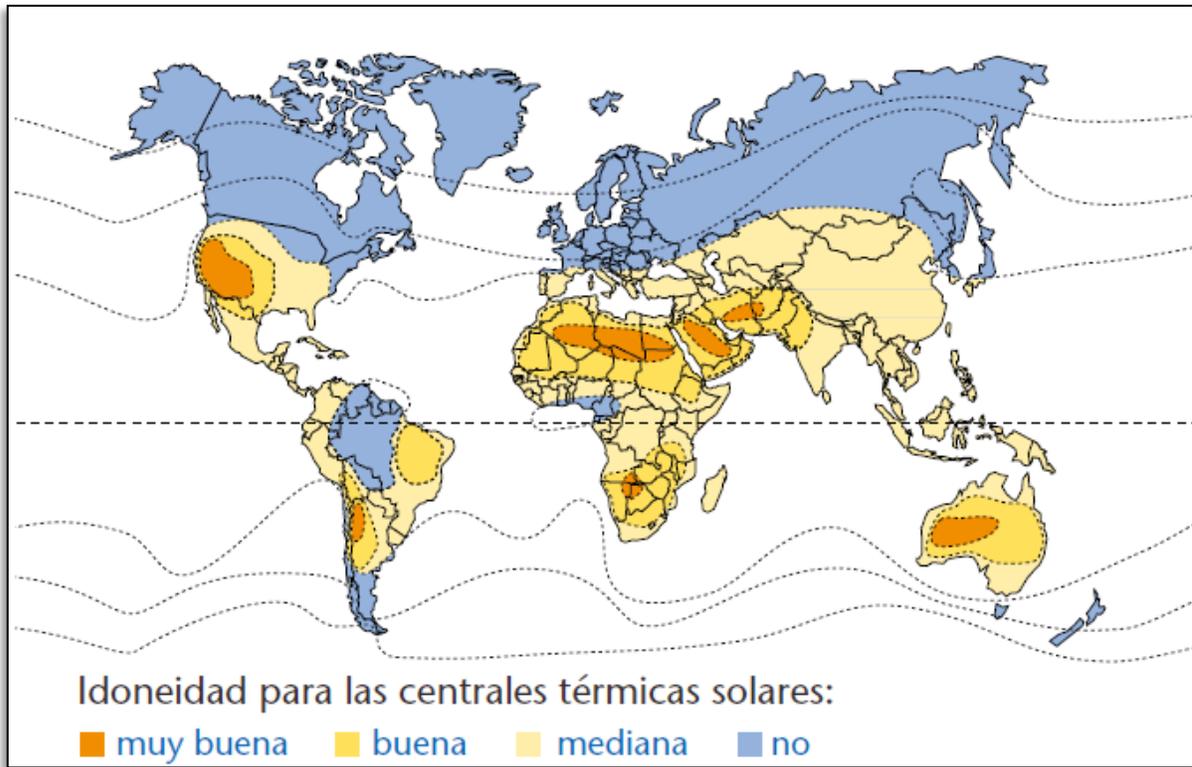


Figura 2.10: Mapa mundial de radiación solar.

Fuente: <http://tallersolar.com/img/mapa%20solar.JPG>

En este mapa podemos ver que México, Estados Unidos y algunos países de Sudamérica son los que cuentan con mayor potencial solar en todo el continente.

Por otro lado algunos países en donde menos radiación de energía solar hay es en donde actualmente más se está usando la energía solar. Por ejemplo, si vemos el mapa, Alemania está en color azul, lo que quiere decir que recibe menos de 150 W/m^2 de energía solar. Ahora imaginémonos cuanta energía se puede aprovechar en lugares en donde la radiación supera los 350 W/m^2 .

Ninguna ciudad europea supera a México en potencial solar. La capacidad instalada para producir electricidad a partir de energía solar de los alemanes es, por ejemplo, miles de veces más que la que tiene México (10,234 MW vs 16 MW). Irónico: siendo un país con un territorio 72% más pequeño que el nuestro, su capacidad de producción eléctrica a partir del Sol equivale a una sexta parte de toda nuestra capacidad de generación eléctrica instalada.

Estos datos dejan dos cosas claras: primero, que el potencial de luz solar que tenemos en México duplica el que tiene Alemania; y segundo, que todo ese potencial se queda literalmente en el aire, porque nuestra capacidad para recuperar la energía solar anda por los suelos.

2.3.2 Datos de radiación solar en México¹⁸

El sol está jugando un papel cada vez más importante en nuestra economía, y puede llegar a ser una fuente de empleos para nuestro país. Actualmente en México es posible hacer uso de la energía eléctrica generada por el uso de paneles fotovoltaicos o sistemas de concentración solar utilizando la radiación directa, y existen mecanismos concretos para lograr que la inversión sea rentable.

Considerando la capacidad energética del Sol, la cual perdurará durante millones de años, así como la privilegiada ubicación de México en el globo terráqueo, la cual permite que el territorio nacional destaque en el mapa mundial de territorios con mayor promedio de radiación solar anual con índices que van de los 4.4 kWh/m² por día en la zona centro, a los 6.3 kWh/m² por día en el norte del país, resulta fundamental la adopción de políticas públicas que fomenten el aprovechamiento sustentable de la energía solar en nuestro país.

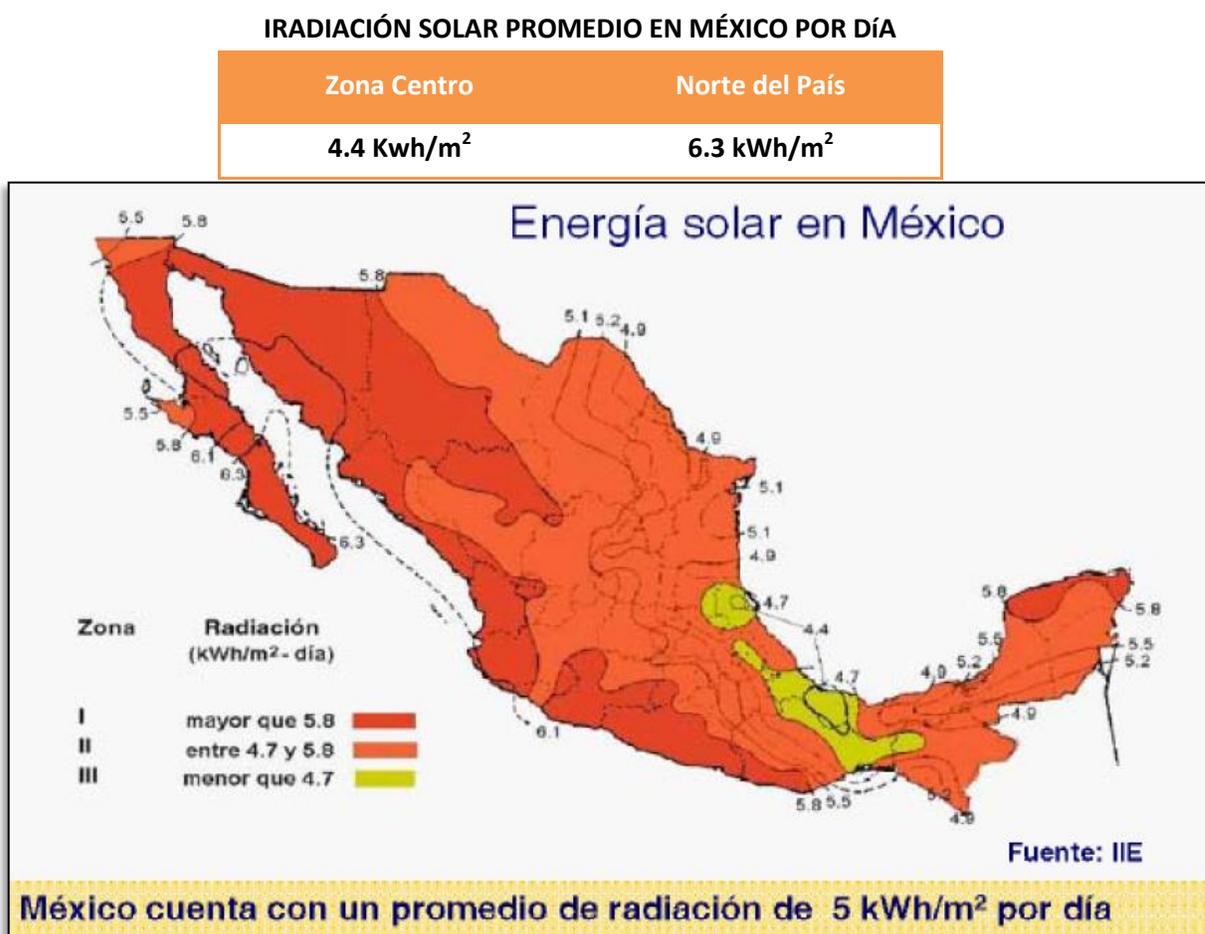


Figura 2.11: Mapa de Irradiación Solar, México, kWh/m² al día.

Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas.

¹⁸ Potencial de la Energía Solar Térmica de Baja y Media Temperatura Dr. Roberto Best y Brown, Centro de Investigación en Energía de la UNAM Mesa de trabajo 8: Fuentes alternativas de energía - III

México es un país con alta incidencia de energía solar en la gran mayoría de su territorio; la zona norte es de las más soleadas del mundo. La mitad del territorio nacional presenta una insolación promedio de 5.3 kWh por metro cuadrado al día, suficiente para satisfacer la necesidad de un hogar mexicano promedio. Esto nos coloca en una situación muy favorable para el uso de la energía solar. Se estima que México tendrá una capacidad de 10MW producidos por tecnología termosolar en 2012.

Hay muchos factores que influyen en la decisión de usar esta fuente de energía para resolver los requerimientos de energía eléctrica, pero las condiciones de muchas zonas del país, permiten que las inversiones en el Noroeste de México, se antojen como las más rentables, la mayor cantidad de irradiación de que se dispone se encuentra en esta zona del país, lo que hace suponer que será en ahí donde primero se realicen inversiones de sistemas de generación a base de energía solar en México.

2.3.2.1 Insolación Normal Directa diferentes regiones de México

En la ciudad de Guadalajara, Jalisco, la Insolación Normal Directa (DNI) es de 4.9 kWh/m² por día (valor bueno), promedio anual según centros científicos europeos. La UNAM, dan un valor un poco más alto para Guadalajara, de 5.6 kWh/m² por día.

La Insolación Normal Directa es 50% más alta en otras regiones de México como por ejemplo en el estado de Sonora donde alcanzamos 7 a 8 kWh/m² por día (dependiendo la época del año) en promedio anual, igual en los estados de Baja California, Chihuahua, norte de Durango, Coahuila, norte de Zacatecas, el oeste de San Luis Potosí, el suroeste de Oaxaca, el este de Jalisco, el norte de Guanajuato y el sur de Puebla.

Regiones con Insolación Normal Directa entre 6 y 7 kWh/m² por día (valor muy bueno): Sinaloa, Nayarit, Durango, sur de Zacatecas, Aguascalientes, Guerrero, una parte de Michoacán, una parte de Jalisco, Colima, Querétaro, el este de Hidalgo.

Los estados de la Costa Caribe tienen un aire más húmedo y la Insolación Normal directa está entre 3 y 4.5 kWh/m² por día.

En el Distrito Federal, la contaminación del automóvil y de la industria es tan alta que impide que pasen una parte de los rayos solares; la Insolación Normal Directa del D.F. es sólo de 3.5 kWh/m² por día.

2.3.3 Factores geográficos que favorecen al potencial solar de México.

El territorio de la República Mexicana está ubicado en la porción media del continente americano, al norte del ecuador y al oeste del meridiano de Greenwich, y es el país más septentrional de América. La línea imaginaria del trópico de Cáncer lo divide en dos grandes regiones. Por su posición pertenece a América del Norte (tres cuartas partes) y a América Central.

COORDENADAS EXTREMAS QUE ENMARCAN EL TERRITORIO MEXICANO			
Sur:	14° 32' 27'' latitud norte, en la desembocadura del río Suchiate, frontera con Guatemala.	Norte:	32° 43' 06'' latitud norte, en el Monumento 206, en la frontera con los Estados Unidos de América.
Este:	86° 42' 36'' longitud oeste, en el extremo sureste de la Isla Mujeres.	Oeste:	118° 22' 00'' longitud oeste, en la Roca Elefante de la Isla de Guadalupe, en el Océano Pacífico.

Tabla 2.4: Coordenadas geográficas de México en el Mundo.
Fuente: www.camescom.com.mx/pages/viewfull.asp?CodArt=20

El clima de México puede llegar a ser un factor determinante a la hora de la elección del lugar más óptimo para la instalación de una central solar; en los climas áridos o hiperáridos la radiación solar será más determinante que en climas donde, aunque la radiación solar sea mayor, sus repercusiones serían menores por causa de la vegetación, la humedad o la presencia de nubosidades.

2.3.4 Variaciones estacionales de la radiación solar en algunas regiones de México

Como ya lo mencionamos anteriormente, la cantidad de radiación solar que llega a la superficie terrestre depende de diversos factores, uno de ellos es la distancia de la tierra respecto al sol según la época del año, así como la inclinación del eje terrestre respecto al plano de la órbita solar. Esto ocasiona que los rayos solares lleguen con más potencia a algunas regiones del planeta dependiendo del mes del en el que nos encontremos.

En México, estos factores tienen gran repercusión en las variaciones de radiación solar que se recibe en el territorio nacional. En la siguiente tabla mostramos algunas regiones de interés de la República Mexicana con sus valores de radiación solar según el mes.

Estado	Ciudad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
Sonora	Hermosillo	4.0	4.6	5.4	6.6	8.3	8.5	6.9	6.6	6.7	6.0	4.7	3.9	6.0
Sonora	Guaymas	4.5	5.7	6.5	7.2	7.3	6.8	5.9	5.8	6.3	5.9	5.0	5.6	5.9
Chihuahua	Chihuahua	4.1	4.9	6.0	7.4	8.2	8.1	6.8	6.2	5.7	5.2	4.6	3.8	5.9
SLP	SLP	4.3	5.3	5.8	6.4	6.3	6.1	6.4	6.0	5.5	4.7	4.2	3.7	5.4
Zacatecas	Zacatecas	4.9	5.7	6.6	7.5	7.8	6.2	6.2	5.9	5.4	4.8	4.8	4.1	5.8
Guanajuato	Guanajuato	4.4	5.1	6.1	6.3	6.6	6.0	6.0	5.9	5.8	5.2	4.8	4.6	5.6
Aguascalientes	Aguascalientes	4.5	5.2	5.9	6.6	7.2	6.3	6.1	5.9	5.7	5.1	4.8	4.0	5.6
Oaxaca	Salina Cruz	5.4	6.3	6.6	6.4	6.1	5.0	5.6	5.9	5.2	5.9	5.7	5.2	5.8
Oaxaca	Oaxaca	4.9	5.7	5.8	5.5	6.0	5.4	5.9	5.6	5.0	4.9	4.8	4.4	5.3
Jalisco	Colotlán	4.6	5.7	6.5	7.5	8.2	6.6	5.8	5.6	5.8	5.3	4.9	4.1	5.9
Jalisco	Guadalajara	4.6	5.5	6.3	7.4	7.7	5.9	5.3	5.3	5.2	4.9	4.8	4.0	5.6
Durango	Durango	4.4	5.4	6.5	7.0	7.5	6.8	6.0	5.6	5.7	5.1	4.8	3.9	5.7
Baja California	La Paz	4.4	5.5	6.0	6.6	6.5	6.6	6.3	6.2	5.9	5.8	4.9	4.2	5.7
Baja California	San Javier	4.2	4.6	5.3	6.2	6.5	7.1	6.4	6.3	6.4	5.1	4.7	3.7	5.5
Baja California	Mexicali	4.1	4.4	5.0	5.6	6.6	7.3	7.0	6.1	6.1	5.5	4.5	3.9	5.5
Querétaro	Querétaro	5.0	5.7	6.4	6.8	6.9	6.4	6.4	6.4	6.3	5.4	5.0	4.4	5.9
Puebla	Puebla	4.9	5.5	6.2	6.4	6.1	5.7	5.8	5.8	5.2	5.0	4.7	4.4	5.5
Hidalgo	Pachuca	4.6	5.1	5.6	6.8	6.0	5.7	5.9	5.8	5.3	4.9	4.6	4.2	5.4

Tabla 2.5: Radiación solar en lugares selectos de México (datos en kWh/m² por día).

Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Claramente podemos observar en la tabla anterior que el mes de Enero es en el que recibimos menor cantidad de radiación solar; aunque en ese mes la distancia de la tierra respecto al sol no es la máxima, el ángulo de inclinación de la Tierra provoca que precisamente en esa época del año los rayos solares no lleguen directamente al hemisferio norte (región donde se encuentra México), teniendo el invierno en esta zona del planeta y el verano en el hemisferio sur.

Lo contrario pasa en el mes de Mayo cuando en México se tiene el mes de máxima insolación, a pesar de que en esta época del año se tiene la distancia máxima entre la Tierra el Sol la inclinación de la Tierra respecto al plano solar permite que los rayos solares peguen directamente en el hemisferio norte teniendo el verano en esta región del planeta y el invierno en el hemisferio sur.

En los mapas que se muestran a continuación se presentan las variaciones máximas y mínimas de la radiación solar que se recibe en el territorio nacional según la época del año.

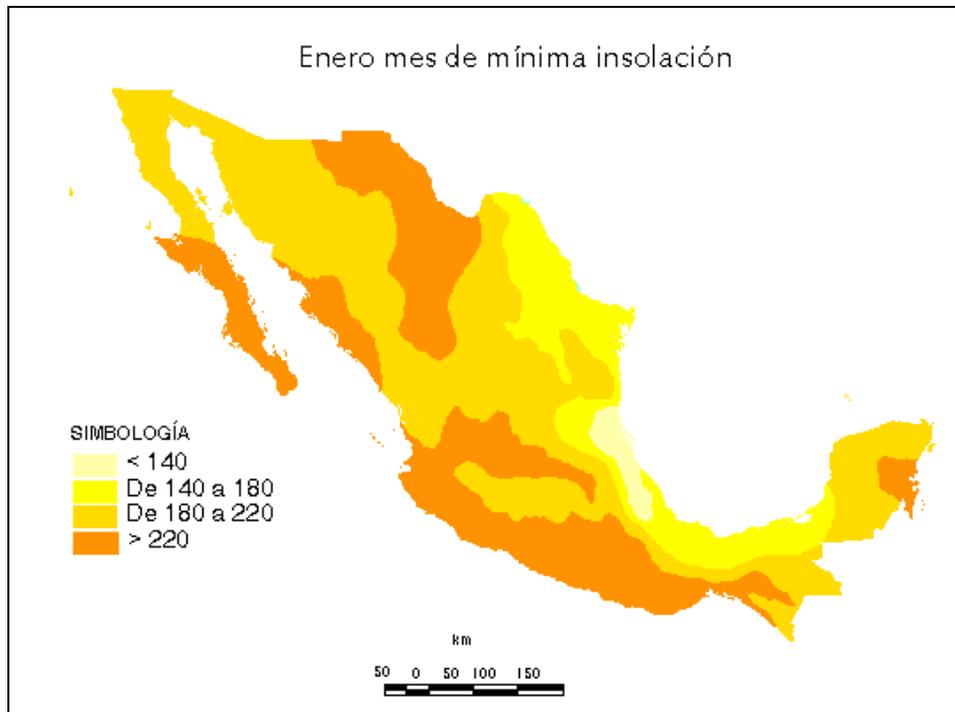


Figura 2.12: Mapa que muestra la distribución de la radiación solar mínima en la Republica Mexicana en el mes de Enero. Medida en W/m^2 .
Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas. Disponible.

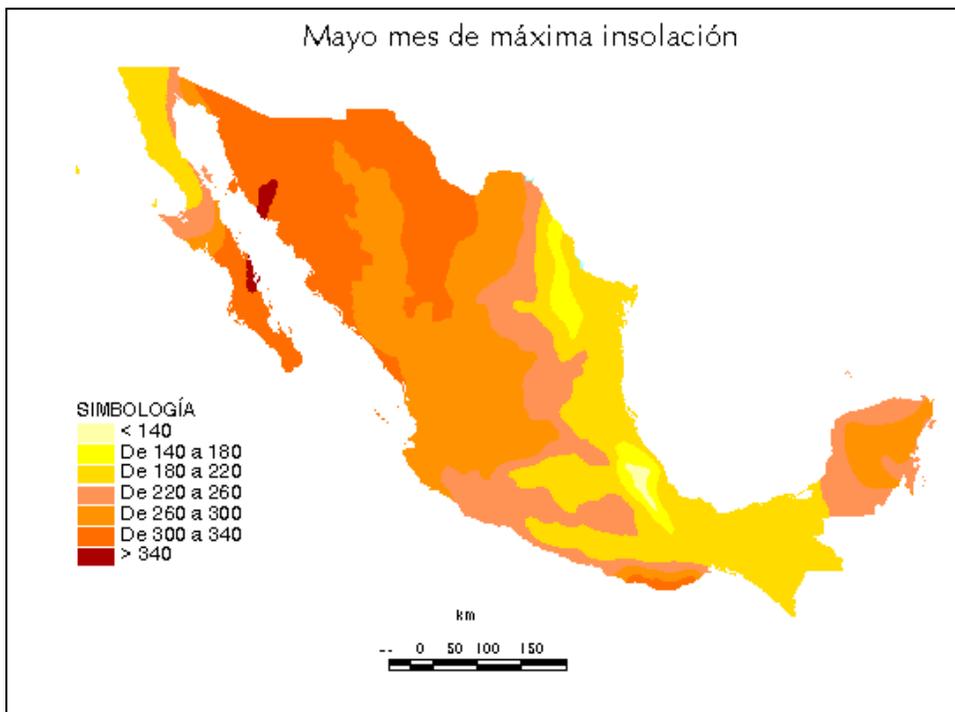


Figura 2.13: Mapa que muestra la distribución de la radiación solar máxima en la Republica Mexicana en el mes de Mayo. Medida en W/m^2 .
Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas.

2.3.5 Sonora, uno de los lugares con mayor potencial solar en México y el mundo

En México los desiertos podrían satisfacer de sobra los requerimientos energéticos. Con más de un millón de kilómetros cuadrados de zonas áridas y semiáridas (aproximadamente el 49.1% de la superficie nacional) se obtendría la energía equivalente a 1.4 billones de barriles de petróleo en un año. Con el sol que recibe el 0.3% de la superficie de Sonora con una extensión aproximada de unos 604 km², podría generarse todo el consumo eléctrico nacional (203,638 GWh en 2007, según la Secretaría de Energía). Es necesario cuantificar la energía solar que recibe en territorio nacional para poder documentar la competitividad de su explotación frente a las alternativas convencionales.

Pese a que los niveles de irradiación en el noroeste del país son ideales para instalar un campo de concentradores solares con base en espejos en forma de canal parabólico y así generar electricidad, hasta la fecha no se ha aprovechado esta posibilidad como debiera.

Sonora recibe una insolación mayor a los 6 KWh/m²/día promedio, y resulta que aunque eso es apenas un kilowatt hora más que el promedio nacional, lo coloca en la lista de los estados con mayor potencial eléctrico.

El potencial de Sonora rebasa también al de los líderes en captación de energía solar, como España y Alemania. Según datos del Sistema Geográfico de Información Fotovoltaica de la Comisión Europea, Sevilla recibe una insolación de 4.7 KWh/m² al día, mientras que Leipzig, Alemania (donde se encuentra una de las plantas solares más importantes del mundo), recibe 2.7 KWh/m² al día. No hay vuelta de hoja: Sonora los supera con 1.3 y 3.3 KWh/m² al día, respectivamente. Y esta ventaja numérica viene acompañada de la ventaja operativa que se deriva de la duración del día, porque mientras que la mayoría de las ciudades alemanas reciben 4 horas diarias de insolación en promedio, Sonora tiene de 7 a 8 horas al día, de marzo a octubre.

Con el 0.3% de la superficie del estado se podría generar todo el consumo eléctrico nacional (604 km²).

2.4 APLICACIONES DE LA RADIACIÓN SOLAR

2.4.1 La energía solar

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol. La mayoría de las fuentes de energía usadas por nosotros proceden directa o indirectamente del Sol, por lo cual podemos afirmar que el Sol es imprescindible para que haya vida y progreso en la Tierra.

El recurso solar disponible es enorme, y para darnos una idea de que tan grande puede llegar a ser; la energía solar que recibe la tierra en un año es equivalente a más de diez mil veces al consumo energético en todo el mundo. Por esta razón es importante empezar a explotar lo más que se pueda este recurso natural inagotable para satisfacer las necesidades eléctricas del país.

2.4.2 Aprovechamiento de la energía solar

La energía del Sol que llega a nuestro planeta es inmensa y esta se puede manifestar de distintas maneras. Existen diferentes formas en que se puede aprovechar la energía solar para obtener electricidad. Esta clasificación la podemos hacer por tecnologías y por su uso más general. Aquí se presentan las formas de energía solar más importantes para la generación de electricidad:

- Energía Solar Fotovoltaica
- Energía Solar Térmica

2.4.2.1 Energía solar fotovoltaica¹⁹

La energía solar fotovoltaica se basa en la captación de energía solar para transformarla en energía eléctrica sin ciclos termodinámicos ni reacciones químicas, y únicamente por medio del efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico es un fenómeno físico a través del cual ciertos dispositivos fabricados con semiconductores son capaces de convertir la luz del sol en electricidad sin ningún proceso intermedio. A la unidad donde se realiza dicho fenómeno se le llama celda fotovoltaica. La conversión fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico, es decir, en la conversión de la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica.

La energía solar se transmite por el espacio en forma de fotones de luz. Estos fotones atraviesan la atmósfera terrestre perdiendo parte de su energía por los impactos con la misma.

Cuando fotones de un determinado rango de energía chocan con átomos de ciertos materiales semiconductores (el Silicio es el más representativo) les ceden su energía produciendo un desplazamiento de electrones que es en definitiva una corriente eléctrica.

¹⁹ www.generaciofotovoltaica.com

Los materiales semiconductores, para su utilización en celdas fotovoltaicas, han de ser producidos en purezas muy altas, normalmente con estructura cristalina.

Estos cristales se cortan en rebanadas muy finas (del orden de micras) y se dopan unas con elementos químicos para producir huecos atómicos, material tipo "p" (en el caso del Si con Boro) y otras con otros elementos para producir electrones móviles, material tipo "n", (con Fósforo también en el caso del Si).

La unión de un segmento tipo "n" con un segmento tipo "p" cada uno con un conductor eléctrico metálico, forman así una célula fotoeléctrica, la cual bajo la incidencia de fotones, crea una corriente de electrones corriente eléctrica continua a través del circuito eléctrico al que estén conectados los dos conductores de la celda.

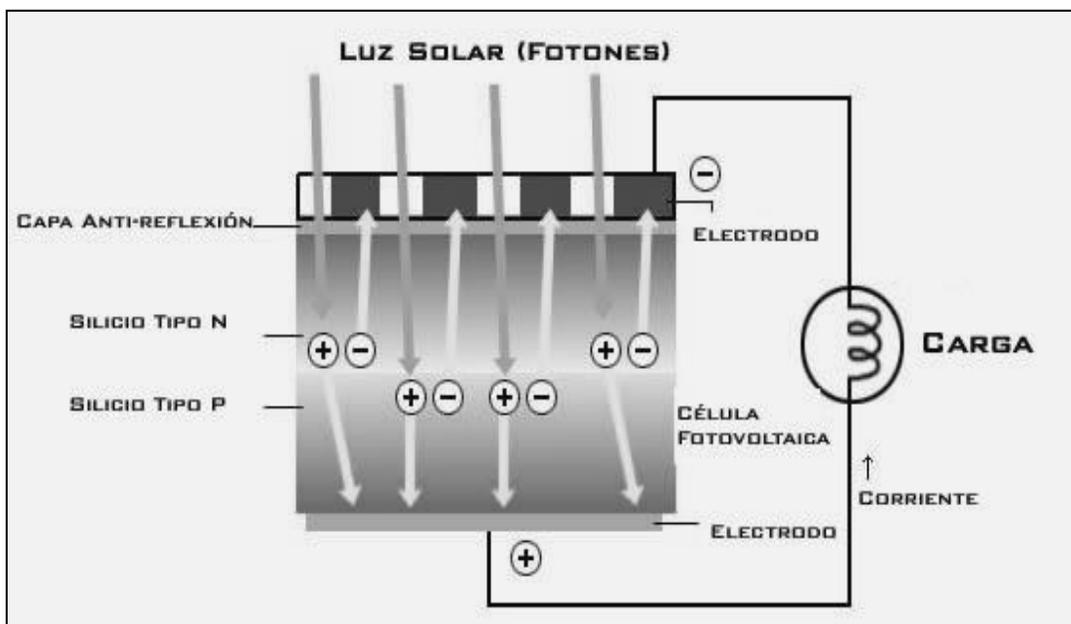


Figura 2.14: Funcionamiento de una celda fotovoltaica.

Fuente: <http://www.reportfotografia.com/clima/Imagen/Esquema%20Celula%20Fotovoltaica.jpg>

Mientras las celdas solares permanecen expuestas a la luz, este proceso de liberación de electrones continua y, por consecuencia el proceso de generación de electricidad.

Un panel solar puede producir energía limpia por un periodo de 20 años o más. El desgaste se debe, principalmente, a la exposición al medio ambiente. Un panel solar montado apropiadamente constituirá una fuente de energía limpia, silenciosa y confiable por muchos años.



Figura 2.15: Campo de celdas fotovoltaicas.

Fuente: www.flickr.com/photos/m1952c/3003521882/

Actualmente existen dos formas de utilización de la energía fotovoltaica:

- **Autoconsumo** - La instalación es un elemento no conectado a la red pública y sirve para abastecer a una vivienda aislada utilizándose la producción eléctrica para el autoconsumo. El usuario accede a su propia energía de manera independiente con sus propias baterías acumuladoras para períodos en los que el sol se oculta.
- **Integración en la red eléctrica**- La instalación solar se conecta a la red eléctrica pública permitiendo esta conexión el intercambio de energía con la red eléctrica con la aportación de excesos a la misma y su utilización en períodos de menor producción.

Durante los próximos años se espera un gran aumento a nivel mundial en el uso de este tipo de tecnología por sus demostradas ventajas a todos los niveles, lo cual atraerá múltiples beneficios, tanto económicos como para el medio ambiente.

2.4.2.2 Energía Solar térmica²⁰

Se entiende por energía solar térmica, a la transformación de la energía radiante solar en calor. Este tipo de energía solar usa directamente la energía que recibimos del sol, la aprovecha en forma de calor y por consiguiente se puede usar directamente para producir electricidad.

El principio básico general de todos los sistemas solares térmicos es muy simple y consiste en concentrar la luz solar mediante dispositivos especialmente diseñados que permiten alcanzar altas temperaturas (más de 400 °C), que se utilizan para generar vapor y activar una turbina e impulsar un generador o alternador que

²⁰ *Energía Solar Térmica Proyecto RES & RUE*
Dissemination <http://www.cecua.es/temas%20intereses/medio%20ambiente/res&rue/htm/dossier/3%20solar%20termica.htm> (17 of 18)

Capítulo 2. El potencial de la radiación solar

produce electricidad (Ciclo termodinámico convencional). En este proceso no se producen las emisiones contaminantes de las centrales térmicas convencionales.

Para producir electricidad a partir de la energía solar térmica se requieren cuatro elementos básicos:

- Concentrador.
- Receptor.
- Sistema transportador del calor.
- Sistema de almacenamiento y conversión de la energía.

Las tres tecnologías solares térmicas más importantes y prometedoras son:

- Concentrador cilindro parabólico (CCP).
- Receptor central o central de torre.
- Disco parabólico.

En el capítulo siguiente hablaremos más a fondo de cada una de estas tecnologías.

Capítulo 3. CENTRALES SOLARES Y LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1 CENTRALES ELÉCTRICAS TERMOSOLARES²¹

Las centrales eléctricas termosolares son instalaciones destinadas a aprovechar la radiación del Sol para generar energía eléctrica. Las plantas de generación termoeléctricas (CET) son sin duda una de las tecnologías energéticas renovables que pueden hacer un aporte considerable de electricidad no contaminante en el mediano plazo. Estas instalaciones producen electricidad casi de la misma forma que las centrales convencionales que queman carbón o petróleo. La diferencia es que obtienen su energía primaria utilizando un campo de espejos concentrando radiación solar y convirtiéndola en vapor o gas a alta temperatura para hacer funcionar una turbina y un generador.

En el siguiente diagrama se muestra el esquema básico de una central termoeléctrica solar.

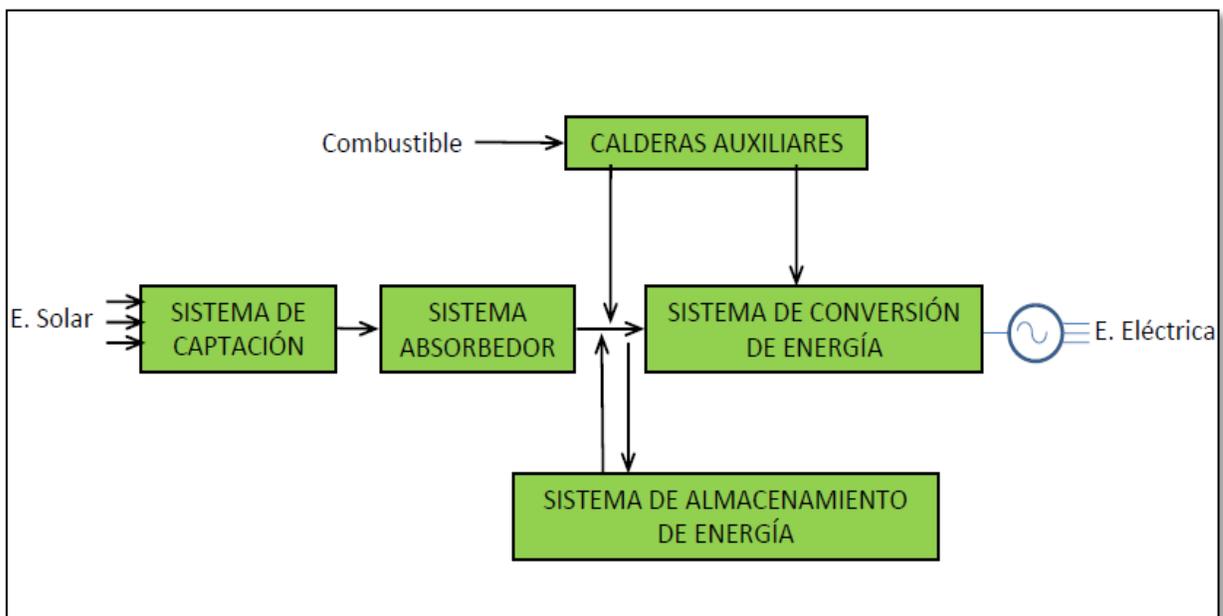


Figura 3.1: Estructura básica de una central eléctrica termosolar.

Fuente: <http://solstice.crest.org/renewables/re-kiosk/solar/>

Habitualmente se usan concentradores solares por reflexión para alcanzar las temperaturas requeridas en la operación de los ciclos termodinámicos. Los tres conceptos de concentración solar más utilizados son:

²¹ *Optimización Proyectos de Centrales Termosolares*, Santiago Sabugal, octubre-noviembre 2009.

Sistemas de Baja y media Concentración (Temperaturas entre 100°C y 400°C)

- *Concentradores cilindro-parabólicos*

Sistemas de Alta Concentración (Temperaturas entre 500°C y 1500°C)

- *Sistemas de torre o de receptor central*
- *Discos parabólicos*

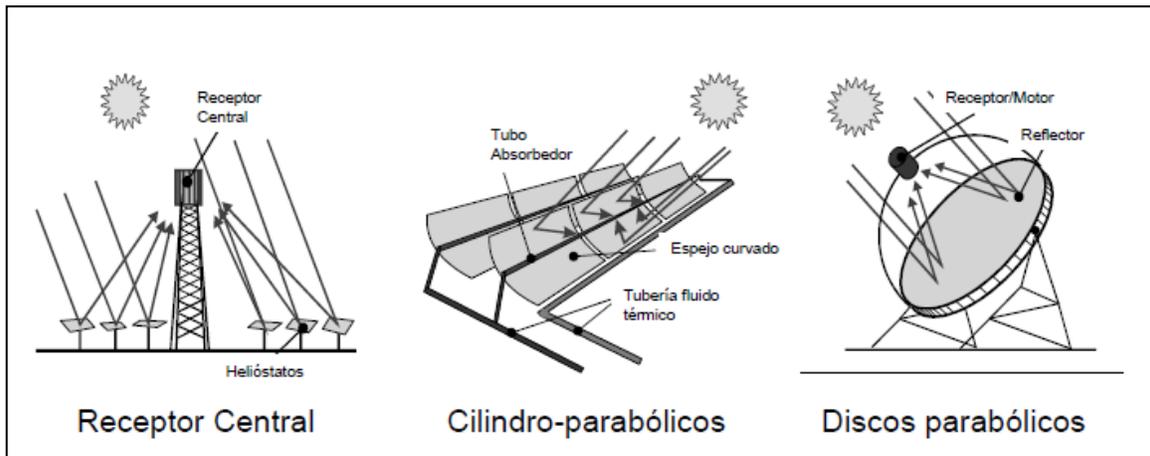


Figura 3.2: Distintas tecnologías termosolares para la generación de electricidad.

Fuente: <http://www.nodo50.org/panc/Ere.htm#stern>

Con cualquiera de estas tres tecnologías se busca concentrar los rayos solares para poder generar electricidad.

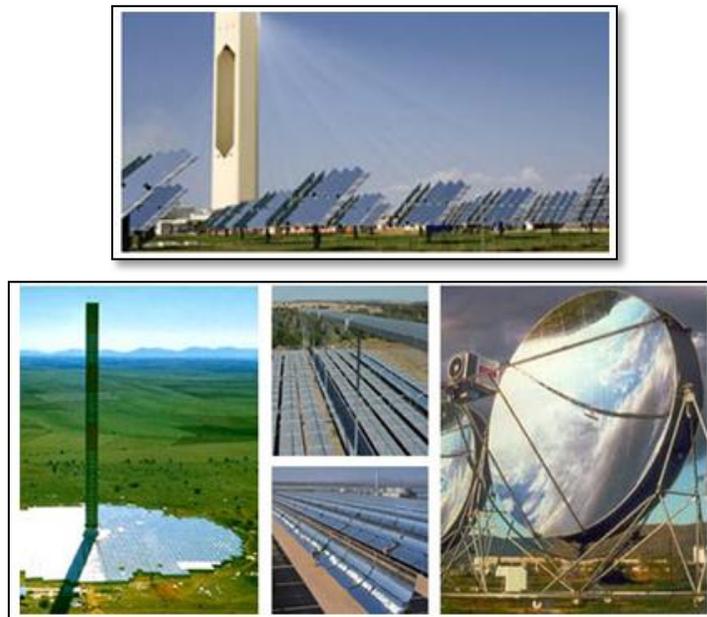


Figura 3.3: Diferentes tecnologías utilizadas en centrales termoeléctricas solares.

Fuente: <http://www.google.com.mx/images?q=discos%20parabolico&rls=com.microsoft:es-mx:IE>

El rendimiento global en generación de electricidad de una central termosolar está alrededor de 16 % y 20 % de eficiencia.

En términos generales todas estas instalaciones solares tienen incorporado un dispositivo que permite almacenar una cierta cantidad de energía en forma de calor para disminuir en lo posible las variaciones que puede presentar la radiación solar a lo largo del día. Más adelante hablaremos de esto con un poco más a detalle.

3.1.1 Central termoeléctrica solar tipo concentrador Cilíndrico-Parabólico (CCP)²²

En este tipo de centrales el campo solar lo constituyen filas paralelas de colectores Cilíndricos-Parabólicos (CCP), logrando albergar en cada varios colectores conectados en serie. Cada colector está compuesto básicamente por un espejo cilíndrico-parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola como se muestra en la siguiente imagen.

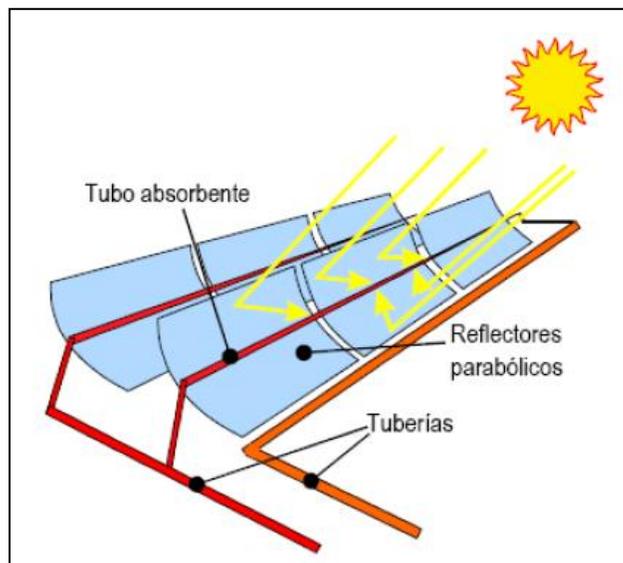


Figura 3.4: Esquema de funcionamiento del Colector Cilíndrico-Parabólico.

Fuente: <http://www.ises.org/International Solar Energy Society>.

Los reflectores de espejo en forma de canal sirven para concentrar luz solar en los tubos del receptor térmicamente eficiente situados en la línea focal del canal. En estos tubos circula un fluido de transferencia del calor, como un aceite térmico sintético. Calentado a unos 400°C por los rayos solares concentrados, se bombea este aceite en una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado. Este vapor se convierte en energía eléctrica en un generador de turbina de gas convencional, que puede ser parte de un ciclo de vapor convencional o integrado en una turbina de ciclo combinado de vapor y gas.

²² Centrales Energéticas Termosolares de Alta Temperatura Solúcar Energía, S.A.

El campo solar de una central con colectores cilíndricos-parabólicos se compone de decenas de hileras de colectores cilindro-parabólicos con una altura de aproximadamente seis metros y una longitud de varios cientos de metros. A pesar de sus enormes dimensiones, se trata de equipos ópticos de alta precisión alineados con una precisión de menos de un milímetro. Las hileras fluyen en dirección norte-sur y siguen al sol a lo largo del día de este a oeste.

En la imagen siguiente se muestra el esquema básico de la operación de una central eléctrica termosolar de colectores Cilíndricos-Parabólicos (CCP's).

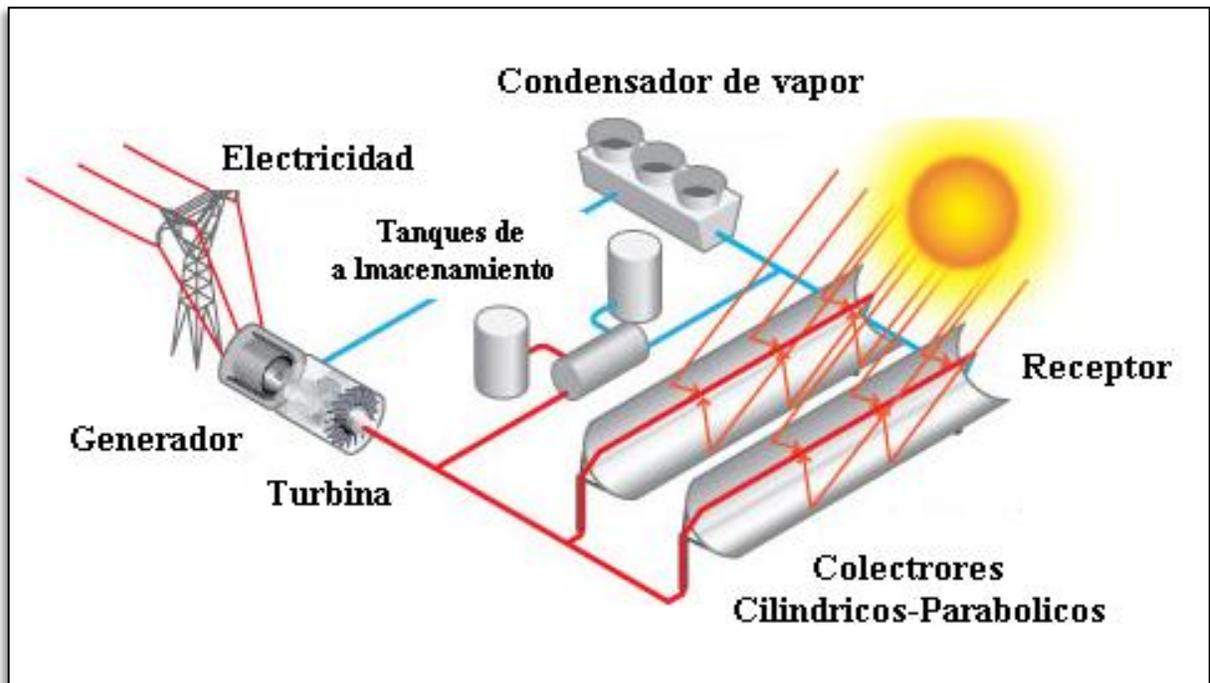


Figura 3.5: Esquema General de una central termoeléctrica solar tipo colectores Cilíndricos-Parabólicos.

Fuente: <http://www.solardev.com/>

Los colectores Cilindro-Parabólicos utilizan un fluido de transferencia de calor que, al circular a través del tubo receptor, absorbe en forma de energía térmica la energía radiante procedente del Sol, y la transporta hasta el bloque de potencia. El tipo de fluido que se utilizan en los colectores cilindro-parabólicos depende de la temperatura a la que se desee calentar. Si las temperaturas son moderadas, es decir, menores que 200° C, se puede utilizar agua desmineralizada o etilenglicol como fluidos de trabajo. En cambio, se utilizan aceites sintéticos en aquellas aplicaciones donde se vayan a utilizar temperaturas elevadas, aproximadamente entre 200° C y 450° C.



Figura 3.6: Concentrador Cilíndrico-Parabólico.

Fuente: http://www.solstice.crest.org/renewables/seia_slrthrm/

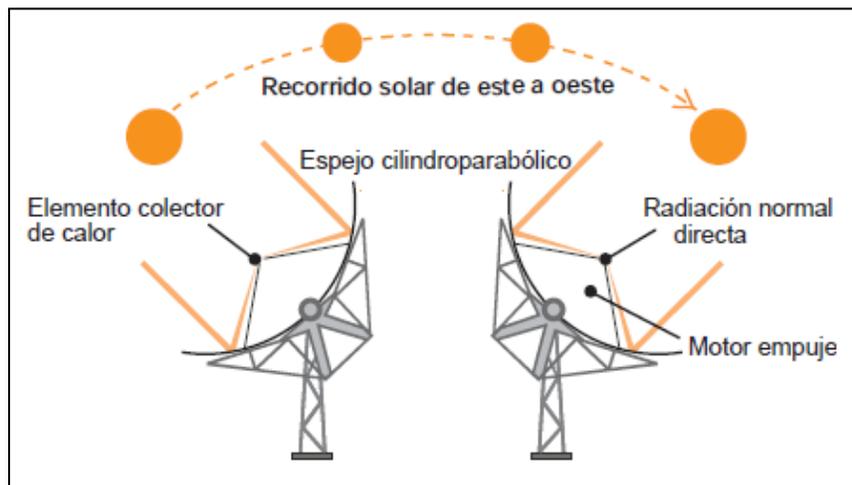


Figura 3.7: Recorrido solar del colector Cilíndrico-Parabólico

Fuente: *Manuales sobre energía renovable: Solar Térmica/*

3.1.1.1 Ventajas, inconvenientes y aplicaciones de la tecnología

Las ventajas principales que presenta este tipo de tecnología son:

- Comercialmente disponible, más de 10.000 millones de kWh de experiencia operacional; operan a una temperatura potencial de hasta 500°C (400°C comercialmente probados).
- Rendimiento anual comercialmente probado del 14% de la producción solar eléctrica a la red.

Capítulo 3. Centrales solares y la producción de energía eléctrica

- Costes de inversión y operación comercialmente probados.
- Mejor empleo del terreno.
- Demanda de material más baja.
- Concepto híbrido probado.
- Capacidad de almacenamiento.

Las desventajas que presenta esta tecnología son:

- El uso de aceites como medios de transferencia de calor restringe las temperaturas de operación a 400°C, lo que origina calidades de vapor moderada.
- Utilización de mucho terreno y agua.

Estas centrales pueden ser conectadas a la red del sistema eléctrico nacional, ya que presentan unidades de generación hasta de 80 MW, lo que representaría una gran aportación al sistema y así poder ayudar a satisfacer las demandas de energía eléctrica en el país.



Figura 3.8: Central termosolar tipo concentradores Cilíndrico-Parabólico.
Fuente: Manuales sobre energía renovable: Solar Térmica/

3.1.2 Central Termoelectrónica Solar Tipo Torre Central.²³

Esta central consiste en campo de heliostatos concentra la radiación en un receptor situado en la parte alta de una torre. Por el receptor se hace circular un fluido que se calienta a elevada temperatura, lo que permite generar vapor. El vapor se utiliza en una turbina para generar electricidad. El número de paneles varía entre 100 y 300, pero en determinadas instalaciones llegar a los 2,000 elementos. Pueden ocupar una superficie de terreno de una hectárea.

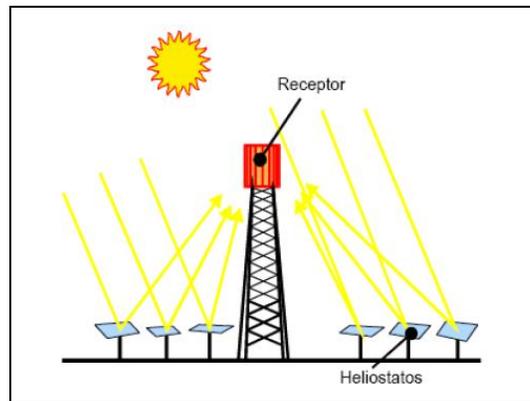


Figura 3.9: Concentrador tipo Torre Central
Fuente: <http://homepage.mac.com/uriarte/maprad.html>

La Figura anterior representa este tipo central, en este caso la concentración se realiza en tres dimensiones y no en dos como en los CCP, esto hace que el fluido de trabajo que circula por el receptor puede alcanzar temperaturas por encima de los 500 °C. Los órdenes de concentración son de 200 a 1000 y las potencias unitarias de 10 a 200 MW.



Figura 3.10: Central termosolar Tipo Concentrador de Torre Central.
Fuente: <http://homepage.mac.com/uriarte/maprad.html>

²³ A. Colmenar, Castro, "Energía Solar Térmica de Media y Alta temperatura", PROGENSA, España, 2000.

En este tipo de centrales eléctricas se usa un conjunto circular de grandes espejos de tracción individual para concentrar la luz solar en un receptor central montado en lo alto de una torre de altura comprendida entre 60 y 100 metros, el cual aloja el horno solar en su parte más alta. Un medio de transferencia de calor en este receptor central absorbe la radiación altamente concentrada reflejada por los heliostatos y la convierte en energía térmica para ser usada en la generación subsiguiente de vapor sobrecalentado para el funcionamiento de la turbina. Los medios de transferencia de calor usados hasta ahora incluyen agua/vapor, sales fundidas, sodio líquido y aire. Si se presuriza un gas o incluso aire en el receptor, puede usarse alternativamente para hacer funcionar una turbina de gas (en lugar de producir vapor para una turbina de vapor).

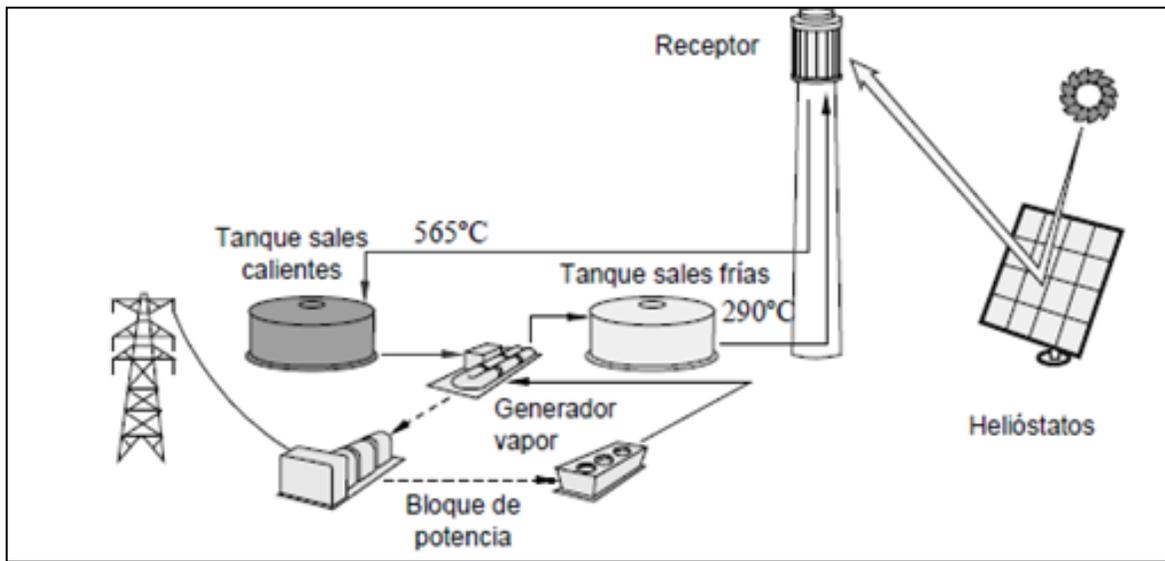


Figura 3.11: Esquema general de una central termoeléctrica solar tipo torre central.

Fuente: <http://homepage.mac.com/uriarte/maprad.html>

El receptor tiene una serie de tubos por los que circula un fluido primario (agua, sodio, sales fundidas o aire) que transmite la energía recibida a un fluido secundario que, convertido en vapor, acciona una turbina. En algunas instalaciones, es el propio fluido primario quien, convertido en vapor por efecto de la radiación solar, acciona directamente la turbina, sin necesidad del fluido secundario. En determinadas centrales, el fluido primario transmite la energía previamente al dispositivo de almacenamiento, y luego se sigue el ciclo termodinámico tradicional.

Con esta tecnología se pueden conseguir elevadas temperaturas, del orden de 2000 °C, con los que se puede obtener energía calorífica aplicable a la transformación en energía mecánica, que no pueden realizar otros sistemas de concentración más sencillos.

La orientación de los paneles reflectores se encarga a un ordenador que determina el ángulo que deberá tomar cada uno de ellos, dependiendo de la incidencia de la luz en su superficie; de esta forma todos los heliostatos proyectan el máximo de luz sobre la zona de la torre donde se encuentra ubicado el elemento a calentar.

Las partes más importantes de este tipo de centrales son:

- *Helióstatos:* Tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia al receptor. Están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que le sirve de soporte, y mecanismos que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del sol. Las superficies reflectantes más empleadas actualmente son de espejos de vidrio.
- *Fluido portador de calor:* Es el dispositivo que transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo, que puede ser agua, sales fundidas, etc. Este fluido es el encargado de transmitir el calor a la otra parte de la central termosolar, generalmente a un depósito de agua, obteniéndose vapor a alta temperatura para producción de electricidad mediante el movimiento de una turbina.
- *Torre:* Sirve de soporte al receptor, que debe situarse a cierta altura sobre el nivel de los helióstatos con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y los bloqueos.
- *Caldera:* Es la parte de la central solar en la que convergen los rayos solares reflejados por los helióstatos, alcanzando una gran temperatura. Al alcanzar esa gran temperatura, calienta el agua que pasa por ella y la transforma en vapor.
- *Acumulador:* Almacena la energía calorífica que no ha sido utilizada, ejemplo de los clásicos termos de agua caliente, para su posterior empleo en ausencia de radiación solar.

La central eléctrica termosolar de torre central es el sistema de colector solar por concentración, más adecuado para la generación de energía eléctrica de elevada potencia, tiene capacidad para proporcionar potencias del orden de los megavatios, esto los hace especialmente apropiados para aplicaciones industriales.

A pesar de que este sistema mejora su rendimiento con respecto a otros colectores de concentración y fotovoltaicos, tiene por el contrario una menor confiabilidad, debido al gran número de heliostatos que hay que controlar (que actúan independientemente mediante su propio sistema) y por tanto su mantenimiento se hace más complicado.

3.1.2.1 Ventajas, inconvenientes y aplicaciones de la tecnología

Ventajas:

- Una vez realizada la instalación y hecha la inversión inicial, no se originan gastos posteriores (a excepción del mantenimiento); el consumo de energía eléctrica es totalmente gratuito.
- No usa combustibles, eliminando la incomodidad de tener que aprovisionarse y el peligro de su almacenamiento.
- Impacto ambiental nulo: la energía solar no produce desechos, ni residuos, basuras, humos, polvos, vapores, ruidos, olores, etc.

Capítulo 3. Centrales solares y la producción de energía eléctrica

- Buenas perspectivas a medio plazo de altas eficiencias de conversión con colección solar operando a temperaturas de hasta 1000°C potenciales (565°C probados a 10MW).
- Almacenamiento a altas temperaturas.
- Operación híbrida posible.

Inconvenientes:

- Necesidad de instalar la central en zonas donde se perciba la radiación solar durante más horas diarias y más días al año.
- Menor rendimiento que otros sistemas.
- Mayor complejidad mecánica que otros sistemas de aprovechamiento de energías renovables.
- Peligro por las altas temperaturas que se alcanzan.
- Necesidad del empleo de acumuladores de calor para cuando no exista la suficiente radiación solar.
- Valores de rendimiento anual proyectados, costes de inversión y operación todavía no vistos en operación comercial.

Estas centrales pueden también pueden ser conectadas a la red del sistema eléctrico nacional gracias a su proceso que alcanza altas temperaturas, con unidades de generación hasta de 10 MW.

3.1.3 Central termoeléctrica solar tipo Disco parabólico Stirling.²⁴

Esta tecnología termosolar consiste en tener concentradas un gran número de pequeñas unidades independiente formadas por un reflector con forma de paraboloide de revolución que concentra los rayos en el receptor situado en el foco del paraboloide y que, a su vez, integra el sistema de generación eléctrica basado en un motor Stirling.

²⁴ ENERGIA SOLAR TERMOELÉCTRICA, European Solar Thermal Power Industry Association (ESTIA)



Figura 3.12: Concentrador solar de Disco-Stirling.

Fuente: <http://www.el-universal.com.mx/notas/598046.html>

3.1.3.1 Configuración de la tecnología

Los sistemas Disco-Stirling son adecuados para la generación descentralizada de energía eléctrica a partir de la energía solar y generalmente tienen una capacidad de 10 a 50 kW cada uno. Su concentrador parabólico sigue al sol continuamente, reflejando los rayos paralelos entrantes sobre su zona focal. El intercambiador de calor solar situado en la zona focal del concentrador absorbe la radiación solar concentrada, calentando el medio portador de calor (helio o hidrógeno). Un motor Stirling convierte este calor en energía mecánica, que es a su vez transformada en energía eléctrica por un generador acoplado directamente al eje del motor.

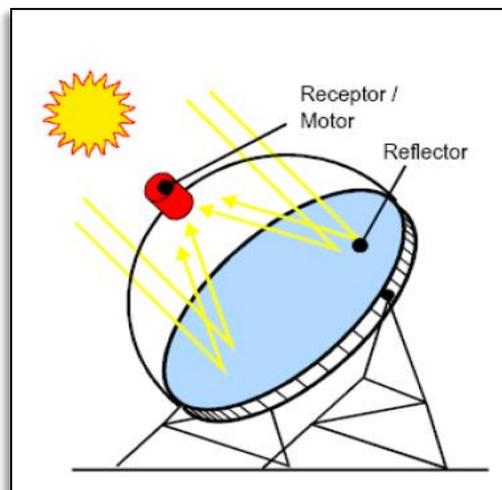


Figura 3.13: Esquema funcional de sistema Disco Parabólico.

<http://es.wikipedia.org/wiki/Costo-beneficio>

Los principales componentes de un Sistema Disco-Stirling son:

- Concentrador parabólico.
- Motor Stirling.
- Sistema de seguimiento solar.

El concentrador es uno de los elementos claves del sistema Disco-Stirling. El concentrador de nuestro sistema de 10 kW tiene un diámetro de 8,5 m. Se compone de facetas tipo “sándwich” fabricadas de plástico reforzado con fibra de vidrio. Se fijan espejos de vidrio delgado a la superficie con pegamento, garantizando una alta reflectividad permanente del 94%.



Figura 3.14: Concentrador solar Disco Parabólico.
.Fuente: <http://www.blogenergiasrenovables.com/>

El motor Stirling lleva acoplado un alternador, de manera que dentro de un mismo bloque situado en el foco del disco concentrador se realiza la transformación de la energía luminosa en electricidad que se puede inyectar en la red eléctrica ó bien destinarla a consumo directo en alguna aplicación próxima al lugar de emplazamiento.



Figura 3.15: Motor Stirling montado en un concentrador solar de Disco Parabólico.
.Fuente: <http://www.solarviews.com/span/sun>

Los sistemas de disco parabólico se caracterizan por su alta eficiencia, modularidad, autonomía de operación y capacidad de hibridación, no sólo con sistemas de energía convencional, sino también con otros sistemas termosolares.

Los discos parabólicos han evolucionado tanto en EEUU como en Europa hacia la construcción de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco. Los sistemas disco/Stirling han demostrado la mayor eficiencia de conversión de radiación solar en energía eléctrica con valores máximos del 30 % y hasta un 25 % de promedio diario en unidades de 7 a 25 kW. Debido a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro ($f/D = 0,6$), se pueden conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3.000. Esto permite alcanzar muy altas temperaturas de operación entre 650 y 800 °C, dando lugar a eficiencias en el motor Stirling del orden del 30 al 40 %.

3.1.3.2 Ventajas, inconvenientes y aplicaciones de la tecnología

Ventajas:

- Eficiencia de conversión muy alta máxima de solar a eléctrica de aproximadamente un 30%.
- Los sistemas disco-Stirling destacan por su implantación modular y alto rendimiento, sin consumo de agua asociado.
- Operación híbrida posible.
- Experiencia operacional de los primeros prototipos.

Inconvenientes:

- Fiabilidad tiene que mejorar
- Todavía por conseguir los costes proyectados de producción en masa.

Esta tecnología tiene aplicaciones independientes o pequeños sistemas aislados, la unidad mayor construida hasta la fecha es de 25 kW.



Figura 3.16: Central eléctrica termosolar tipo colector disco Stirling.
Fuente: <http://www.instalacionenergiasolar.com/energia/radiacion-solar.html>

3.1.4 Central termosolar tipo CCP con almacenamiento térmico ²⁵

La tecnología de colectores cilindro parabólicos tiene la variante para almacenar energía térmica de forma que pueda ser utilizada en períodos de no-insolación. El almacenamiento térmico implica sobredimensionamiento del campo solar y aumento del factor de capacidad anual de la planta. En condiciones de insolación buena, un campo de colectores cilindro parabólicos tiene un factor anual de capacidad del 25%. Con almacenamiento térmico, este factor de capacidad se puede incrementar hasta el 50% o incluso más.



Figura 3.17: Central termosolar con almacenamiento térmico (Andasol, España).
Fuente: www.SolarMillennium.de

²⁵ Fuente: www.SolarMillennium.de

3.1.4.1 Sistema de almacenamiento térmico

Desde el punto de vista de la producción de la energía eléctrica, un sistema solar debe dar una salida estacionaria, independientemente de la variabilidad de la radiación solar. Para ello se hace necesario el uso de un sistema de almacenamiento, que permita al bloque de potencia trabajar de forma continua y prevenir los riesgos derivados de las citadas oscilaciones en la radiación solar directa.

Un almacenamiento térmico fiable y de buen rendimiento es una condición básica para introducir los sistemas de producción de electricidad a media temperatura en el mercado. En general, la economía, el rendimiento y las estrategias de operación se ven beneficiadas por su presencia. Es destacable que casi todas las experiencias con plantas termosolares disponen de algún sistema de almacenamiento.

3.1.4.2 Almacenamiento en un único tanque

El almacenamiento en un único tanque puede utilizar la opción de fluido de trabajo único, haciendo uso del efecto termoclino, o puede emplear un material de relleno dentro del tanque al que se le transfiera la energía térmica, y en ese caso se denomina almacenamiento en tanque dual.

3.1.4.3 Almacenamiento en un único tanque con efecto termoclino

El almacenamiento en termoclino se basa en la estratificación que se produce en el tanque por diferencia de densidad del fluido de trabajo, al existir diferentes niveles de temperatura. El funcionamiento es en doble ciclo, carga y descarga. La carga se produce extrayendo el fluido frío de la parte baja del tanque y calentarlo en el campo solar, de donde se envía de nuevo, ya caliente, a la parte alta del tanque. Al ser menos denso, quedará en la parte fría sin mezclarse. El proceso continúa hasta que termina de cargarse completamente. El proceso de descarga consiste en sacar el fluido caliente de la parte alta y, una vez enfriado, devolverlo a la parte baja del tanque. El proceso de carga y descarga se puede realizar simultáneamente manteniendo unos caudales y temperaturas semejantes en ambos procesos o creando previamente una reserva que permita extraer más de lo que entra.

Con objeto de que el fluido no se mezcle al entrar en el tanque con el que ya está dentro, es muy importante que exista un difusor en la entrada de la parte alta que distribuya en fluido entrante sobre la capa superior del fluido ya almacenado, de tal forma que no se cree ninguna perturbación que origine una mezcla no deseada. Igualmente, la toma inferior de donde extrae la bomba correspondiente, debe ser tal que no se cree ningún remolino en la masa de fluido que pueda provocar pérdida de la estratificación.

Este sistema es válido para fluidos con baja conductividad térmica, como pueden ser el agua, el aceite, y las sales fundidas a baja temperatura, que son capaces de mantener su estratificación natural en depósitos adecuadamente diseñados.

3.1.4.4 Almacenamiento en dos tanques

Este sistema tiene dos tanques aislados térmicamente (tanque caliente y tanque frío) de tal manera que el volumen de cada uno sea tal que pueda contener la totalidad del fluido de trabajo. En este caso se puede trabajar a alta temperatura y a presión atmosférica o más elevada que ésta. Durante la carga, se llena el tanque caliente con el fluido de trabajo procedente del campo solar, y se vacía el tanque frío, de donde sale el fluido que alimenta el campo solar. En la descarga, el fluido caliente cede su energía para posteriormente introducirse en el tanque frío.

El almacenamiento en dos tanques es imprescindible cuando se está utilizando un fluido de conductividad térmica relativamente elevada, como son el sodio y las sales fundidas.

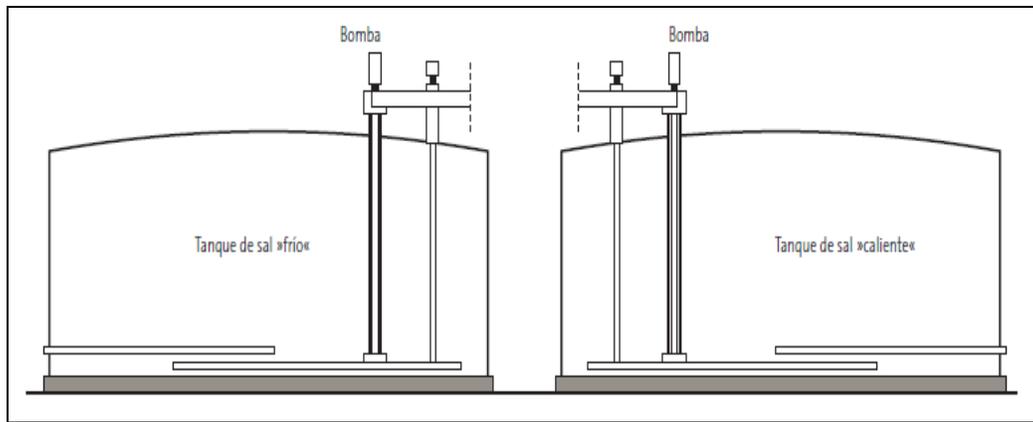


Figura 3.18: Almacenamiento térmico en dos tanques.

Fuente: www.SolarMillennium.de

3.1.4.5 Almacenamiento térmico utilizando aceite

Este tipo de almacenamiento fue el que implementó la primera de las plantas SEGS (Winter et al., 1990). El sistema disponía de 3260 m³ de aceite mineral Caloría HT-43, que se almacenaba en dos tanques, uno frío, a 241°C, y uno caliente, a 307 °C. La capacidad total de almacenamiento era de 118.9 MW_{th}, lo que le permitía hacer funcionar el alternador durante dos horas y media aproximadamente a plena carga, 14.7 MW. Los tanques estaban fabricados de acero al carbono y tenían un aislamiento térmico de fibra de vidrio de 12 cm de espesor. Este sistema estuvo funcionando hasta 1999, cuando un incendio lo destruyó. El aceite mineral es muy inflamable, y ya no se usó más en las posteriores plantas SEGS, que operaban a mayores temperaturas.

Hubo además otras razones que influyeron en que este tipo de sistemas no volviera a utilizarse en una planta de aceite, tales como la inversión total, las exigencias de un tanque de gran tamaño y su poca flexibilidad.

3.1.4.6 Almacenamiento térmico utilizando sales fundidas

Por sus características, estos sistemas de almacenamiento pueden ser utilizados en plantas de CCP's siendo una de las líneas de investigación más activas.

La solución más viable en la actualidad, para aplicar a plantas solares de CCPs, es la del almacenamiento indirecto en dos tanques de sales fundidas. El esquema básicamente consiste en hacer circular fluido portador de calor a través del campo de colectores, para posteriormente transferir su energía térmica, a través de un cambiador de calor, a sales fundidas calientes, en un tanque de almacenamiento térmico. Cuando el ciclo de potencia está parado, se hace recircular el flujo de sales hacia el cambiador de calor para recalentar el fluido de transferencia térmica. En caso contrario, el sistema se comporta como un generador de vapor convencional.

Otro desarrollo innovador consiste en emplear una sal fundida a menor temperatura como fluido de transferencia de calor. Esto permite utilizar el mismo fluido en el campo solar y en el sistema de almacenamiento, dando lugar a un sistema de almacenamiento directo y eliminando la presencia de un costoso cambiador de calor intermedio. Además, el campo solar puede operar a más altas temperaturas, incrementando el rendimiento del ciclo de potencia y reduciendo el costo del almacenamiento térmico.

Por último, proyectos recientes llevados a cabo por la universidad de Alabama y el NREL están investigando la posibilidad de utilizar, tanto en el campo de colectores como en el almacenamiento térmico, nuevos fluidos conocidos como sales orgánicas (o líquidos iónicos). Las sales orgánicas son similares en muchos puntos a las sales inorgánicas, que históricamente son las que se han utilizado en las aplicaciones solares. Su principal ventaja es que muchas de estas sales son líquidas a temperatura ambiente. Además, se pueden sintetizar de forma artificial de manera que cumplan los requisitos necesarios para la aplicación solar a la que se destinan.

El desarrollo de un sistema de almacenamiento viable y de bajo coste es esencial para la tecnología de colectores cilindro parabólicos. Ahora mismo parece que la tecnología con menor riesgo tecnológico en proyectos a corto plazo es la de almacenamiento indirecto en dos tanques de sales fundidas; aunque existen muchas otras tecnologías en investigación que podrían mejorar notablemente el costo y el funcionamiento del almacenamiento térmico.²⁶

3.1.4.7 Funcionamiento de la central termosolar con almacenamiento en dos tanques

Una central termoeléctrica solar de colectores cilindros-parabólicos con almacenamiento de energía térmica se compone esencialmente de tres aéreas:

- El campo colector de radiación solar con el circuito de fluido térmico.
- El sistema de almacenamiento.

²⁶ Almanza, Rafael, "Ingeniería de la Energía Solar II", Instituto de Ingeniería, UNAM, México, 2003

- El bloque de potencia con turbina, generados y circuito de refrigeración.

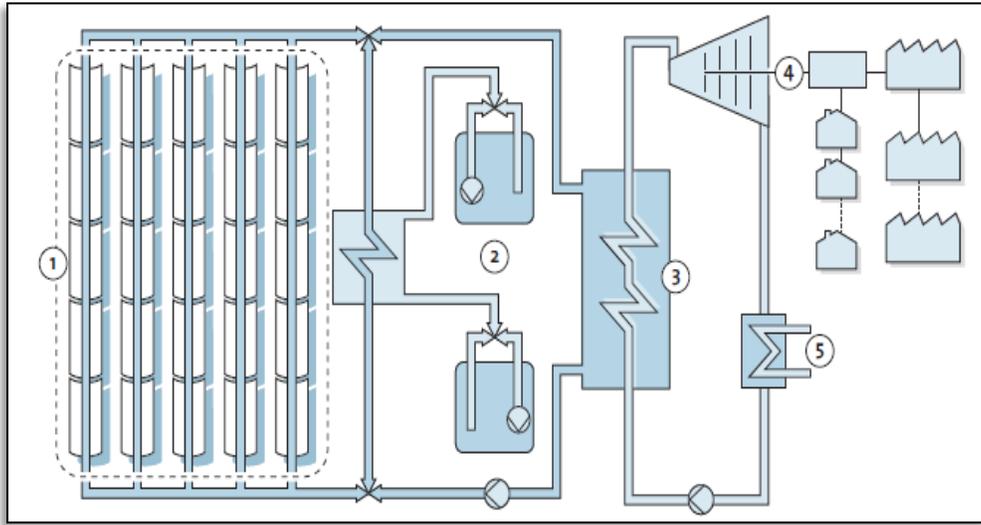


Figura 3.19: Esquema básico de una central termosolar tipo CCP con almacenamiento térmico.

Fuente: www.SolarMillennium.de

- 1.-Campo solar.
- 2.- Acumulador.
- 3.-Intercambiador de calor.
- 4.-Turbina y generador eléctrico.
- 5.-Condensador.

El proceso y funcionamiento de una central termoeléctrica solar de colectores Cilíndricos-Parabólicos a lo largo de un día es el siguiente:

1.- Por la mañana

Después de la salida del Sol, los colectores empiezan a seguir al sol. Los espejos cilíndricos- parabólicos concentran los rayos del sol a tubos absorbedores por los cuales circula un aceite sintético resistente a la temperatura como medio de transferencia de calor .Este fluido a su vez transfiere su energía térmica a cambiadores de calor .El vapor producido allí impulsa la turbina y el generador conectado produce electricidad.

2.- Durante el medio día

En las horas de alta irradiación el campo solar suministra suficiente energía para producir electricidad y cargar el almacenamiento al mismo tiempo. El sistema de almacenamiento térmico esta relleno con una sal liquida. El sistema de dos tanques se compone de un deposito caliente de unos 380 °C y un deposito frio de unos 280 °C. Al cargar el almacenamiento se bombea salfria al tanque caliente por un cambiador de calor aceite/sal.

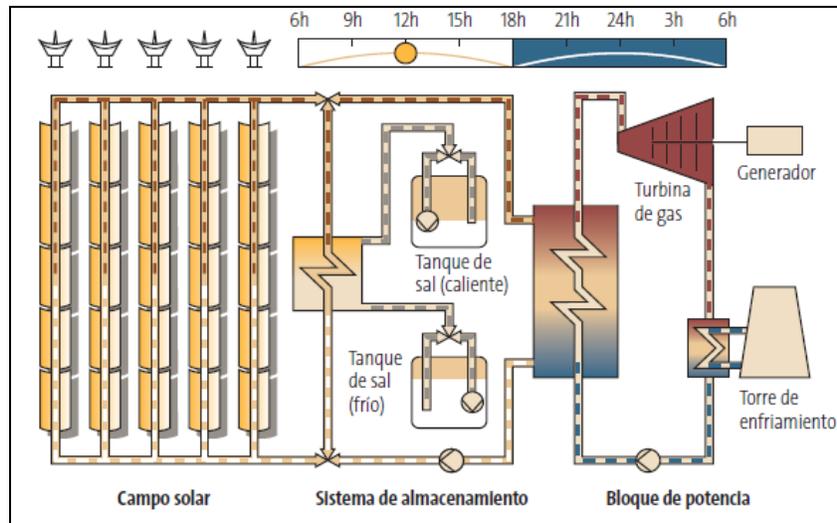


Figura 3.20: Funcionamiento de la central termosolar tipo CCP con almacenamiento térmico durante el medio día.

Fuente: www.SolarMillennium.de

3.- Por la tarde y en horas de cielo cubierto

Por la tarde o en horas de cielo nublado, el campo solar junto con el almacenamiento térmico puede suministrar la energía necesaria para la operación de la turbina. Para esto la sal caliente bombea al depósito frío devolviendo la energía térmica al circuito de aceite.

4.- Por la noche

Después de la puesta de sol la energía térmica se suministra exclusivamente por el sistema de almacenamiento. Con el dimensionamiento correspondiente de almacenamiento y campo solar se puede operar la central hasta 24 horas con energía solar.

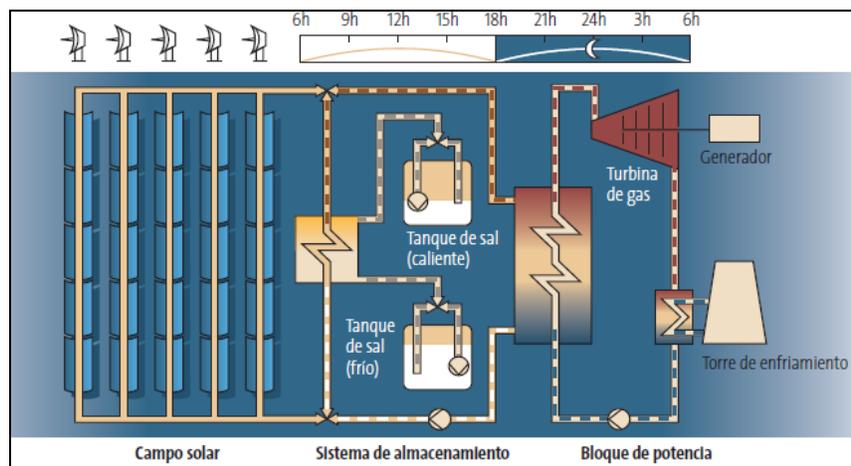


Figura 3.21: Funcionamiento de la central termosolar tipo CCP con almacenamiento térmico durante la noche.

Fuente: www.SolarMillennium.de

El calor requerido para tal fin se almacena en una mezcla de sales líquidas compuesta por un 60% de nitrato de sodio (NaNO_3) y por un 40% de nitrato de potasio (KNO_3). Ambas sustancias se utilizan como conservantes en la producción de alimentos o bien como abonos, entre otros. Cada central termoeléctrica dispone de un acumulador de sal líquida que trabaja a presión atmosférica y que incluye dos tanques, de 14 [m] de altura y de 36 [m] de diámetro cada uno. Al bombear la mezcla de sal líquida (tiene una temperatura inicial de aproximadamente 290 °C) del tanque "frío" al tanque "caliente", la misma absorbe calor adicional hasta alcanzar aprox. 390 °C. La energía térmica almacenada en los tanques puede accionar la turbina para un periodo de 7.5 horas.

La transferencia de calor en la central se lleva a cabo por medio del sistema HTF (Fluidos térmicos intercambiables) el cual consiste en transportar el calor captado por los concentradores cilindro parabólicos hasta el ciclo agua-vapor, para que este pueda generar vapor con el que accionar la turbina.

A continuación mencionaremos algunas de las características más importantes del sistema de almacenamiento.

- Está diseñado para almacenar aproximadamente 1000 MWh
- Se necesitan unas 28,800 toneladas de sales.
- La carga térmica se lleva a cabo en 7.7 horas con un intercambio térmico HTF -sales de 131 MW.
- La descarga del almacenamiento para vaciar el tanque caliente en 8.5 horas con un intercambio térmico de 119 MW.
- Se bombea un caudal de sales del tanque frío al caliente de 935 kg/s aproximadamente. Y de descarga del caliente de 847 kg/s. Pasando el HTF de 287 °C a 379 °C.
- Los intercambiadores, válvulas y tuberías disponen de traceado eléctrico para evitar la congelación de las sales.
- Los tanques disponen de resistencias eléctricas en la zona central y en el suelo.
- En caso de parada larga hay un sistema de recirculación de sales en el tanque frío para evitar su estratificación.
- El depósito de drenajes, recoge los drenajes de las tuberías e intercambiadores y los devuelve al tanque frío.

Las perspectivas de precio de este tipo de tecnología son mayores que las de las centrales de torre o los parabolooides debido a la baja concentración solar. No obstante, con la experiencia en la operación de estas plantas, las continuas mejoras tecnológicas y las reducciones en los gastos de mantenimiento, esta tecnología es la menos costosa a un corto plazo. Estas centrales presentan un grado alto de rentabilidad. Esto se debe a que: los acumuladores suministran una electricidad fiable durante las 24 horas del día.

3.1.4.8 Proyectos de sistemas de almacenamiento en plantas Termosolares²⁷

Para sistemas de producción de electricidad con sistemas solares de concentración, la presencia de un sistema de almacenamiento tiene ventajas adicionales a las de evitar los problemas de la variabilidad de la radiación solar. En general, la economía, el rendimiento y las estrategias de operación se ven beneficiadas por su presencia.

Los ejemplos más importantes se enumeran en la tabla siguiente.

Proyecto (Ubicación)	Tipo	Medio de almacenamto	HTF en el campo solar	Temperatura nominal (°C)		Sistema de almacenamto	Volumen del tanque (m ³)	Capacidad térmica (MWh _{th})
				Fría	Caliente			
Sistema de riego (Coolidge, AZ, EEUU)	CCP	Aceite	Aceite	200	228	1 tanque. Efecto temocline	114	3
IEA-SSPS (Almería, España)	CCP	Aceite	Aceite	225	295	1 tanque. Efecto temocline	176	5
SEGS I (Dagget, CA, EEUU)	CCP	Aceite	Aceite	240	307	Tanque frío Tanque caliente	- -	120
IEA-SSPS (Almería, España)	CCP	Aceite Hierro colado	Aceite	225	295	1 tanque. Almacenamto dual	100	4
Solar One (Barstow, CA, EEUU)	Receptor central	Aceite / Tierra / Roca	Vapor	224	304	1 tanque. Almacenamto dual	3460	182
CESA-1 (Almería, España)	Receptor central	Sal Líquida	Vapor	220	340	Tanque frío Tanque caliente	200 200	12
THEMIS (Targasonne, Francia)	Receptor central	Sal Líquida	Sal Líquida	250	450	Tanque frío Tanque caliente	310 310	40
Solar Two (Barstow, CA, EEUU)	Receptor central	Sal Líquida	Sal Líquida	275	565	Tanque frío Tanque caliente	875 875	110

Tabla 3.1: Experiencias de sistemas de almacenamiento en plantas termosolares.

Fuente: Pilkington Solar International GmbH, 2000–adaptado

Como se puede apreciar, tanto en las aplicaciones de media temperatura con CCP's como en las de alta temperatura con receptores centrales, las únicas realizaciones prácticas a escala semi-industrial utilizan sistemas almacenamiento en forma de calor sensible ya que, tanto el almacenamiento en forma de calor latente como el almacenamiento termoquímico se encuentran todavía en fase de experimentación.

²⁷ Fuente: Pilkington Solar International GmbH, 2000–adaptado

3.1.5 Central termoeléctrica solar tipo CCP híbrida ISCC

Las plantas híbridas consisten en centrales térmicas normales como pueden ser de ciclos combinados, pero lo que se consigue al hibridarlas es que parte de la energía necesaria para calentar el vapor proceda del Sol, con el consiguiente ahorro de combustible y de emisiones, gracias a esta combinación se aúnan las ventajas de las térmicas de combustibles de poder producir energía de forma constante y de las térmicas solares, coste del combustible cero. Puesto que los campos solares inyectan la energía calorífica a un sistema de central térmica convencional a base de una turbina de vapor, se pueden integrar sin problemas.

Esta configuración no es exclusiva de los colectores cilindro parabólicos, también se ha llevado a cabo en sistemas de receptor central. El esquema básico que se sigue en estos sistemas es utilizar el calor generado en el campo solar para producir el vapor que alimenta el ciclo de Rankine integrado en un ciclo combinado.

El concepto general que se aplica en estos sistemas es el de sobredimensionar la turbina para hacer frente a incrementos en la producción de vapor. Aproximadamente, se duplica la capacidad de la turbina de vapor, utilizando el calor solar para la evaporación del agua, y el calor residual de los gases de escape de la turbina de gas en el precalentamiento y sobrecalentamiento.

Cuando no se dispone del recurso de la energía solar, la turbina de vapor debe funcionar a carga parcial, lo que supone una importante reducción del rendimiento. Si además se duplica la capacidad de la turbina, esto significaría funcionar incluso a un 25% del punto de diseño. Si se añade que la energía solar sólo está disponible un 25% del tiempo, el factor de capacidad en plantas de este tipo, sin almacenamiento y funcionando como centrales base, sería del 10%. Con almacenamiento térmico se podría duplicar la contribución solar a la producción de electricidad. Cuanto más sobredimensionada esté la turbina, mayor será el impacto de trabajar en condiciones fuera de diseño.

La configuración de sistema solar integrado en ciclo combinado (Integrated Solar Combined-Cycle System, ISCCS) mejora la rentabilidad de las plantas de CCP, ya que el incremento de coste que acompaña al incremento de tamaño de la turbina de vapor integrada en el ciclo combinado es bastante menor que si se tratara de un ciclo de Rankine únicamente. Sin embargo, aunque esta configuración representa un menor coste para la planta, los riesgos tecnológicos de este nuevo desarrollo son todavía elevados.

3.1.5.1 Funcionamiento de la central

El funcionamiento de una planta híbrida de ciclo combinado-solar, es semejante al de una planta de ciclo combinado convencional. El combustible se quema normalmente en la cámara de combustión de la turbina de gas. A los gases de escape que se dirigen al recuperador de calor, se les añade el calor proveniente del campo solar, resultando en un aumento en la capacidad de generación de vapor y consecuentemente un incremento de producción de electricidad en la turbina de vapor.

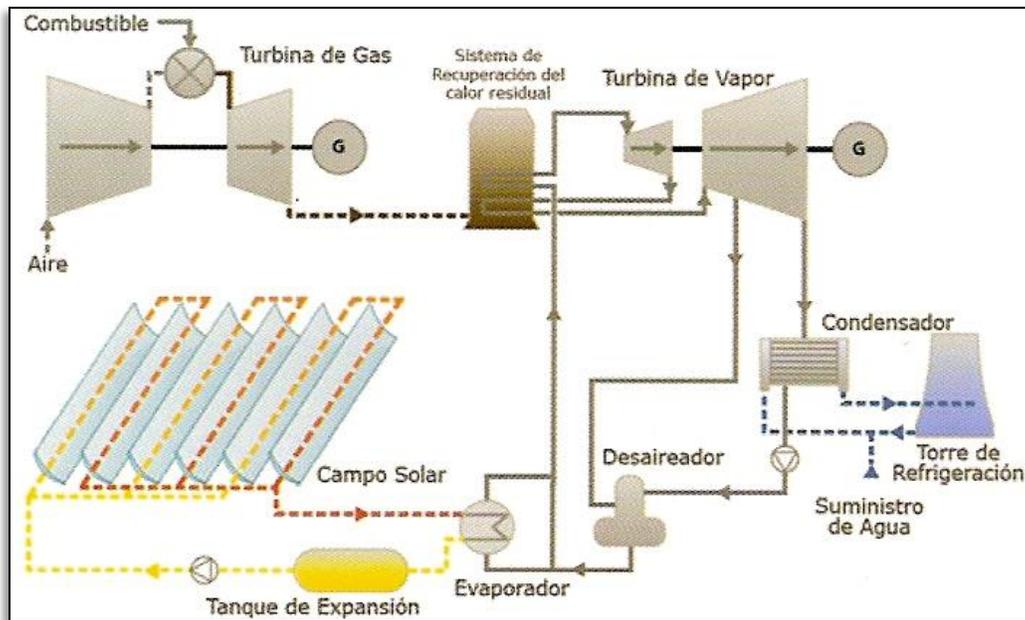


Figura 3.21: Esquema de funcionamiento planta ISCC.

Fuente: <http://www.asit-solar.com/>

3.1.5.2 Requisitos básicos para la instalación de una ISCC.

A la hora de instalar plantas solares híbridas de ciclo combinado, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- *Topografía:* La zona debe ser llana, preferiblemente con una pendiente inferior al 1%.
- *Irradiación:* El aislamiento directo normal (DNI) debe ser tan alto como sea posible.
- *Disponibilidad de agua:* Se necesita agua para refrigerar el bloque energético.
- *Transmisión eléctrica:* Se requieren líneas eléctricas y capacidad de transmisión para que la energía solar pase de la planta al consumidor.

3.1.5.3 Ventajas de una central ISCC

- Un mejor aprovechamiento de las turbinas y con ello un mejoramiento en el funcionamiento de la central térmica en su conjunto.
- Una tarifa eléctrica más baja

Capítulo 3. Centrales solares y la producción de energía eléctrica

- Para la oferta de radiaciones solares ocasionalmente fluctuante, un almacenamiento intermedio de menor coste en comparación con la técnica de acumuladores de sal fundida mediante un ciclo alimentado con combustible fósil.
- La técnica híbrida permite claramente la competitividad frente a las centrales térmicas convencionales.

3.1.6 Centrales eléctricas termosolares en el Mundo

Desde hace algunos años atrás la utilización de la energía solar ha sido contemplada para la generación de electricidad.

En la tabla siguiente mostramos las primeras centrales eléctricas termosolares instaladas en el Mundo:

Nombre	Ubicación	Capacidad MW	Tipo	Fluido transferencia de calor	Entrada en servicio
Aurelios	Adrano, Sicilia	1	Torre	Vapor de agua	1981
SSPS/CRS	Almería, España	0.5	Torre	Sodio	1981
SSPS/DCS	Almería, España	0.5	CCP	Aceite	1981
Sunshine	Nio, Japón	1	Torre	Vapor de agua	1981
Solar one	California , E.U	10	Torre	Vapor de agua	1982
Themis	Tangasonne, Francia	2.5	Torre	Sal fundida	1982
CESA-1	Almería, España	1	Torre	Vapor de agua	1983
MSEE	Albuquerque, E.U	0.75	Torre	Aceite	1984
SEGS-1	California, E.U	14	CCP	Hidrogeno	1984
Vanguard 1	E.U	0.025	Disco Parabólico	Hidrogeno	1984

Tabla 3.2: Primeras centrales eléctricas termosolares en el Mundo.

Fuente: <http://erenovable.com/>

3.2 OTROS TIPOS DE CENTRALES ELÉCTRICAS SOLARES²⁸

3.2.1 Central termoeléctrica solar tipo Fresnell

Una de las nuevas formas de aprovechamiento térmico de la energía solar es el concentrador lineal tipo Fresnell que se destaca por la sencillez de su construcción y por su bajo coste.

La tecnología Fresnell utiliza reflectores planos, simulando un espejo curvo por variación del ángulo ajustable de cada fila individual de espejos, en relación con el absorbedor.

Los reflectores se construyen con espejos de vidrio normales, por lo tanto su materia prima es muy barata. La forma curvada de los espejos cilindro parabólicos hace que sean un 15% más eficientes que los espejos Fresnell, pero con el ahorro de costes de construcción y diseño se compensa el precio.

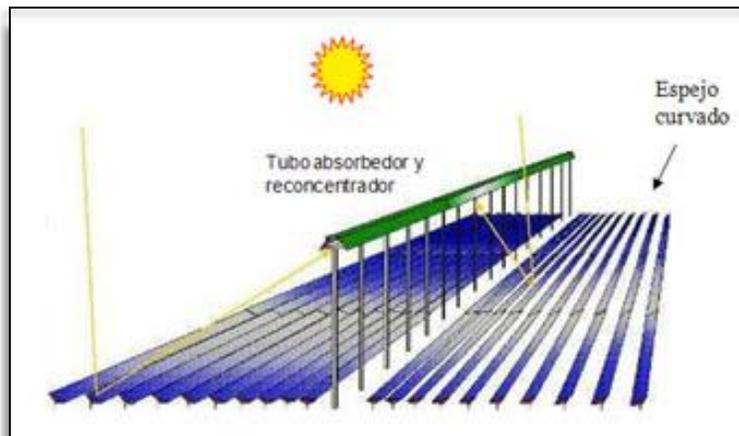


Figura 3.22: Esquema de funcionamiento de la tecnología Fresnell.

Fuente: reflexionesenergeticas.blogspot.com

3.2.1.1 Evolución y Funcionamiento de la tecnología Fresnell

Los sistemas Fresnell tuvieron lugar en los años 90 en la compañía Solar mundo en Bélgica, y en la Universidad de Sídney en Australia. Los diseños se basaron en la cavidad del absorbedor y en el grado de aprovechamiento ocupado por los reflectores.

Uno de los proyectos recientes es la planta con un sistema Fresnell en Almería, España. Consiste principalmente en un campo de espejos primario, un tubo absorbedor y un espejo secundario. El campo primario contiene 25 filas de espejos planos sobre el terreno, cada uno de 100 metros de largo por 60 cm de ancho, que reflejan los rayos del sol en un tubo absorbedor de 100 metros de largo colgado varios metros por encima del campo principal. Por encima del tubo absorbedor hay un espejo secundario que concentra la luz solar restante en el tubo absorbedor lineal.

²⁸ Centrales Energéticas Termosolares de Alta Temperatura Solúcar Energía, S.A.

Los espejos se controlan por motores eléctricos que hacen un seguimiento de la posición del sol, la luz solar se centra en el tubo absorbedor de la manera más eficiente.

Los espejos paralelos enfocan la energía irradiada por el sol en un tubo, colocado a 8 metros por encima de los espejos. El agua fluye a través de este tubo de absorción, que se calienta a temperaturas de hasta 450 °C. Esto produce vapor (como en una central térmica convencional), que se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor. Debido al pequeño tamaño de los espejos permite que sean menos sensibles al viento.

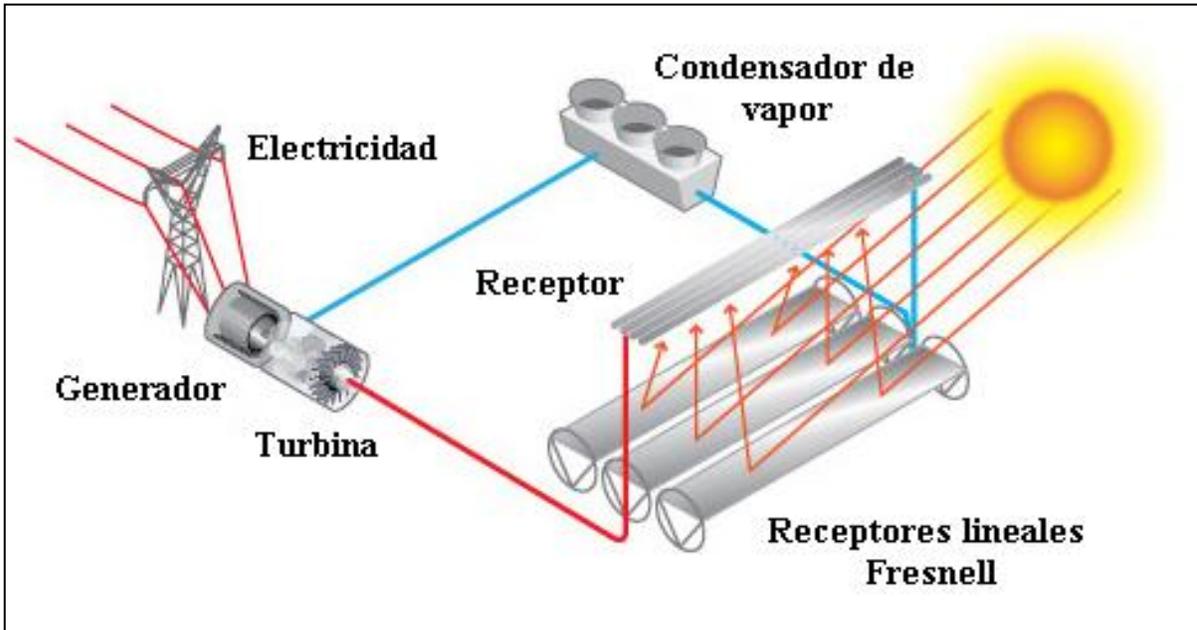


Figura 3.23: Diagrama de una central eléctrica con colectores solares tipo Fresnell.

Fuente: http://www.lageneraciondelsol.com/secciones/lomasbasico/conocelaenergia/energia_sol.asp

Como los reflectores se construyen con espejos de vidrio normales son baratos y la pérdida de un 15% de eficiencia respecto a cilíndrico-parabólicos queda más que compensada por el ahorro de costes de construcción y diseño se compensa el precio.

3.2.1.2 Ventajas de utilizar sistemas Fresnell

Una característica de la tecnología Fresnell es que el absorbedor está separado de los concentradores, se mantiene fijo y no tiene partes móviles. Por lo tanto lo hace más económico.

- Los concentradores se instalan a nivel del piso, reduciendo la carga del viento y son más fáciles para mantener y limpiar.
- El vapor se genera directamente y no se requiere de intercambiadores de calor.
- Capacidad de producción escalable.
- Construcción automatizada de los componentes clave.
- Sin emisiones de CO₂.

- Poco consumo de agua.
- Utiliza menos espacio que otras tecnologías debido a que no necesita un terreno perfectamente llano.

Al ser tan económica su construcción, materia prima y mantenimiento ha despertado el interés de varias compañías.



Figura 3.24: Vista área de una planta de Fresnell, Murcia, España.

Fuente: reflexionesenergeticas.blogspot.com

3.2.2 Central eléctrica fotovoltaica conectada a la red²⁹

Una central Eléctrica fotovoltaica es una instalación que produce energía eléctrica mediante paneles solares fotovoltaicos, que debidamente convertida y transformada se vende en su totalidad a la red eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica constituyen una de las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica que más atención está recibiendo en los últimos años, dado su elevado potencial de utilización en zonas urbanizadas próximas a la red eléctrica.

Las plantas fotovoltaicas son construidas cercanas a la demanda eléctrica y son muchos más fáciles de construir, de instalar y de expandirse en la medida en que la demanda se incrementa. A lo anterior se le añade la ventaja de que no consumen combustibles fósiles, no contaminan el aire ni el agua y además de todo son silenciosas

El uso de sistemas fotovoltaicos para generación de electricidad es una práctica cada vez más común en el ámbito internacional. Durante los últimos 30 años el desarrollo tecnológico en este campo ha permitido una reducción en el costo de los módulos fotovoltaicos comerciales, a la par de un incremento cercano al 200%

²⁹ APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR, Área de Medio Ambiente y Sanidad Agencia Energética, www.pamplona.es

en su eficiencia. Un dato que puede servir como referencia para dimensionar el nivel de penetración de esta tecnología en estos últimos años son los más de 1,200 MW de potencia pico instalada a nivel mundial.



Figura 3.25: Campo solar fotovoltaico.

Fuente: <http://erenovable.com/>

3.2.2.1 Configuración de una central de energía solar fotovoltaica conectada a la red

Los sistemas de generación de electricidad solar fotovoltaicos están compuestos por paneles fotovoltaicos que se encuentran conectados a la red eléctrica convencional a través de un inversor, por lo que se produce un intercambio energético entre la red eléctrica y el sistema fotovoltaico. Así, el sistema inyecta energía en la red cuando su producción supera el consumo local, y extrae energía de ella en caso contrario.

El generador fotovoltaico capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, que en lugar de ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, se puede utilizar directamente en el consumo o entregarla a la red eléctrica de distribución. Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente directa a corriente alterna especialmente diseñado para esta aplicación.

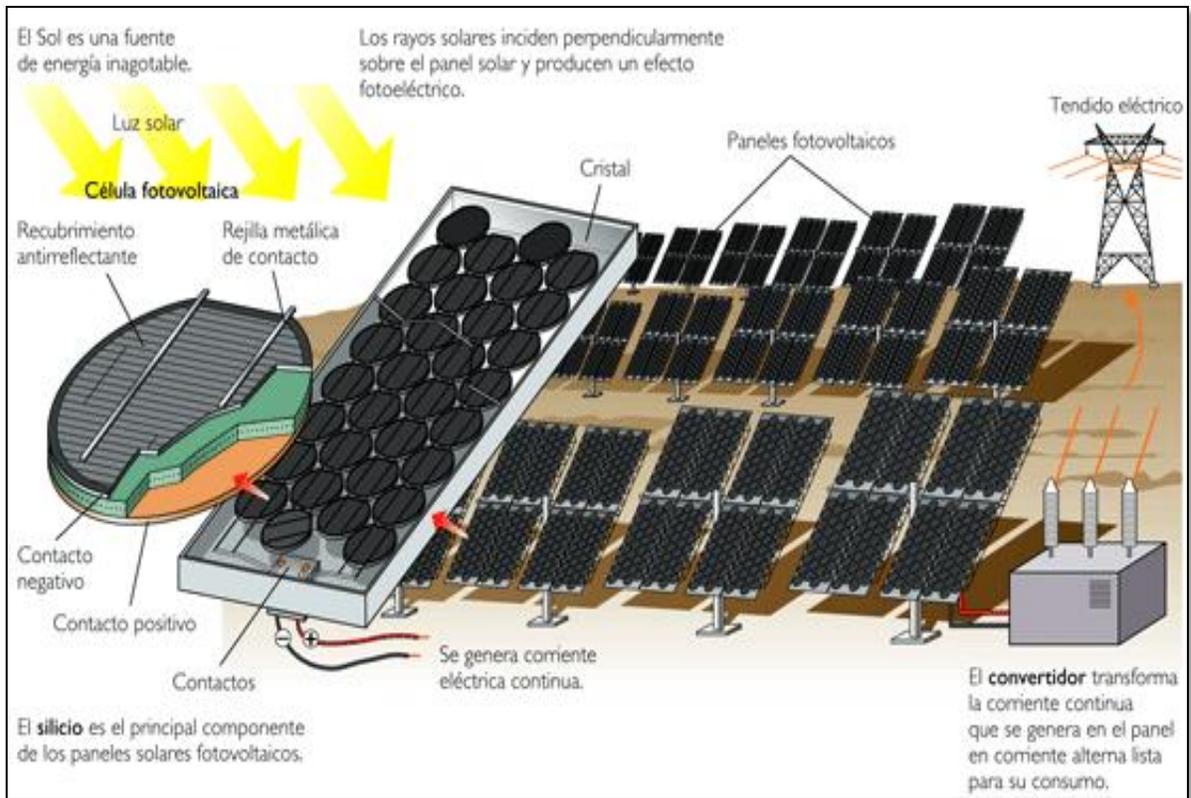


Figura 3.26: Esquema de funcionamiento de una central solar fotovoltaica conectada a la red.

Fuente: <http://erenovable.com/>

Es conveniente incluir inmediatamente del inversor, un transformador para aislamiento, un interruptor automático de desconexión, para cuando la tensión de la red está fuera de márgenes y el correspondiente contador, para medir la energía eléctrica inyectada en la red.

Las partes principales de una central solar fotovoltaica conectada a la red son:

- **Estructura de soporte:** conjunto de elementos que permiten la sujeción de los paneles. La estructura puede ser fija o con seguimiento solar, consiguiéndose unos incrementos de producción de hasta el 30%.
- **Generador fotovoltaico:** Es el conjunto de paneles fotovoltaicos que se encargan de convertir la energía del sol, en electricidad en forma de corriente continua. Existe varios tipos de panel fotovoltaico, con diversas configuraciones y distintos resultados estéticos.
- **Convertidores o inversores:** Se encargan de convertir la corriente continua producida en los paneles a electricidad alterna con el mismo formato que la que consumimos en nuestras casas.
- **Cuadros de protección:** Conjunto de elementos que garantizan la seguridad de la instalación, así como la protección del sistema ante fallos eléctricos, anomalías de red.

- **Sistema de Contaje:** permite contabilizar la electricidad vendida a la red, para posteriormente facturarla a la compañía eléctrica.

El concepto de inyección a red tiene un amplio margen de aplicaciones, desde pequeños sistemas de pocos kilowatts (kW) de potencia instalada hasta centrales de varios megawatts pico (MW).

Entre las principales ventajas de estos sistemas se pueden mencionar las siguientes:

- No producen contaminación ni efecto nocivo.
- Son sistemas modulares: permiten inversiones de forma progresiva.
- Los costos de operación y mantenimiento son incomparablemente inferiores a los de las termoeléctricas.

3.3 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE ELECTRICIDAD A BASE DE ENERGÍA SOLAR

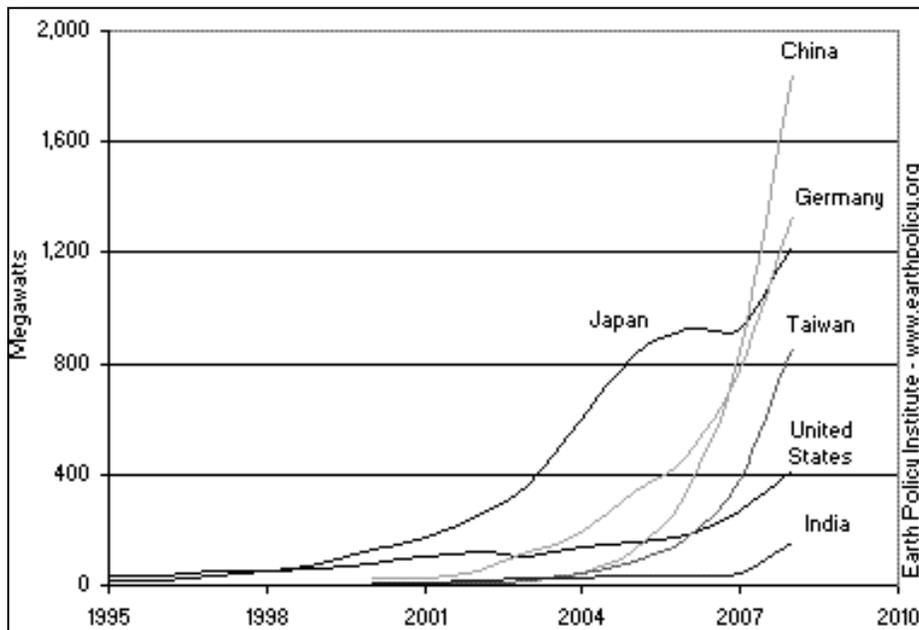
En estos últimos años, se está produciendo un aumento notable de instalaciones de energía solar térmica y fotovoltaica a causa, por una parte, de la sensibilidad creciente de la sociedad desarrollada hacia la necesidad de sustituir los combustibles fósiles y, por otra, de los avances en los sistemas para mejora de la calidad y reducción de costos.

3.3.1 Producción mundial de energía solar fotovoltaica

Esta tecnología está ganando participación de mercado en países donde existen incentivos financieros respaldados por el gobierno, específicamente en Alemania, donde existe una tarifa de estímulo que contribuye a solventar las desventajas económicas derivadas del alto costo de la tecnología para energía renovable. La aplicación de dicha tarifa ha generado una expansión importante en el uso de energía solar fotovoltaica. Por otra parte, el gobierno de Japón se ha establecido el objetivo de que hacia 2030 el 30% de todos los hogares dispongan de paneles fotovoltaicos.

No se espera que durante los próximos años los precios de la energía eléctrica generada con celdas fotovoltaicas pueda ser completamente competitiva con los precios de la energía generada con tecnologías convencionales.

Aunque esta tecnología para convertir luz del Sol en electricidad fue desarrollada en los Estados Unidos, Japón tomó el liderazgo rápidamente en su producción, sobrepasada solamente estos últimos años por China y Alemania.



Gráfica 3.1: Evolución de generación de electricidad con energía Solar fotovoltaica en algunos países.

Fuente: <http://www.mityc.es/Desarrollo/Seccion/EficienciaEnergetica/Estrategia/>

La producción anual china se elevó súbitamente de 40 MW en 2004 a 1,848 megavatios en 2008, casi cinco veces la producción de los Estados Unidos.

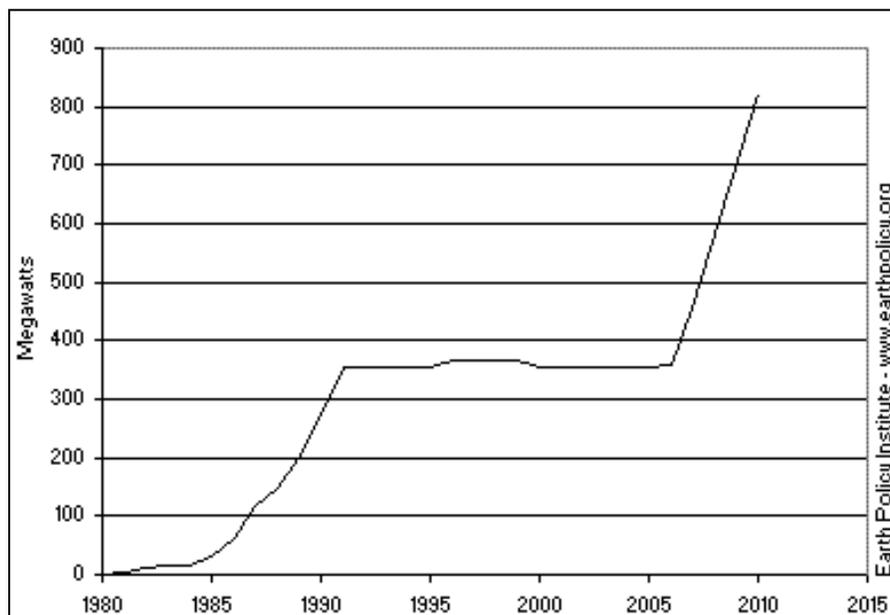
A finales de 2009, el mundo tenía un total acumulado de 15,000 MW en instalaciones fotovoltaicas. Aunque Alemania está lejos de ser el país más soleado del mundo, las políticas del gobierno le han hecho líder global en energía fotovoltaica, con una capacidad instalada de 5,308 MW.

Otros países con grandes instalaciones solares son España con 3,223 MW, Japón con 2,149 MW, y los Estados Unidos con 1,173 MW.

3.3.2 Producción mundial de energía termoeléctrica solar³⁰

La energía termosolar es la nueva gran protagonista de la revolución energética. Las plantas termosolares están siendo orientadas para competir con la generación de electricidad al por mayor, especialmente la proveniente de plantas que operan en horario punta, de las que se espera que su competitividad aumente en la medida que las tecnologías de almacenamiento térmico mejoren, como resultado del abatimiento de costos y en función de que se lleve a cabo la adopción generalizada de políticas claras para la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Desde 2006, la capacidad mundial ha crecido de 450 MW hasta un total de 820 MW, suficientes para abastecer 156,000 hogares estadounidenses un año.



Gráfica 3.2: Evolución de la capacidad mundial para generar electricidad con tecnología termosolar.

Fuente: <http://ar.kalipedia.com/kalipediamedia/ingenieria/media/200708/22/tecnologia/>

³⁰ Centrales Energéticas Termosolares de Alta Temperatura Solúcar Energía, S.A.

España está a la cabeza de la rápida expansión en los últimos años de esta industria, con 14,231 MW en proyectos, de los cuales 132 MW ya generan electricidad.

Solamente en los Estados Unidos, los proyectos que se están desarrollando exceden los 10,000 MW, veinte veces más que la capacidad de las plantas que están actualmente en funcionamiento y en construcción.

Actualmente en los E.U.A la capacidad total termosolar instalada es de 400 MW y se estima que hacia 2030 crecerá a 859 MW.

Como ya lo habíamos mencionado anteriormente la tecnología termosolar con mayor utilización en el mundo es la de colectores Cilíndricos-Parabólicos.

3.3.3 Prospectiva en el uso de la energía solar a nivel mundial³¹

Para el 2015 la capacidad total instalada de centrales eléctricas termosolares habrá alcanzado los 5,000 MW. Para el 2020 la capacidad adicional estaría aumentando a razón de casi 4,500 MW al año. Para el 2020, la capacidad total instalada en el mundo de energía solar térmica habrá alcanzado 21,540 MW.

La energía solar térmica habrá alcanzado una producción anual de más de 54.6 TWh. Esto es equivalente a más de un tercio de la demanda eléctrica de Australia.

Los cinco países más prometedores en términos de los objetivos o potenciales gubernamentales de acuerdo con el escenario, cada uno con más de 1.000 MW de proyectos de solar térmica esperados para el 2020, son España, Estados Unidos, México, Australia y Sudáfrica.

Durante el período actual y hasta el 2020 se evitaría la emisión total de 154 millones de toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera, lo que supondría una importante contribución a los objetivos internacionales de protección del clima. Se ha hecho también una proyección del potencial de expansión del mercado de la energía solar térmica en otras dos décadas, hasta el 2040. Esta proyección muestra que para el 2030 la capacidad mundial habrá alcanzado 106,000 MW, y para el 2040 un nivel de casi 630,000 MW.

El resultado es que para el 2040 más del 5% de la demanda eléctrica mundial podría satisfacerse con energía solar térmica.

³¹ *ENERGIA SOLAR TERMOELÉCTRICA, European Solar Thermal Power Industry Association (ESTIA), www.greenpeace.org*

3.4 EL FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA EN MÉXICO³²

El potencial solar de México es envidiable, el futuro de generación de electricidad con energía termosolar es muy prometedor. En la siguiente tabla se muestra la evolución y el pronóstico del país en términos de generación eléctrica a base de energía solar.

Año	MW	MWh
2002	0	0
2006	0	0
2010	90	350,000
2015	1,290	585,000
2020	1,320	2,085,00

Tabla 3.3: Prospectiva para la generación de electricidad con plantas termosolares en México.

Fuente: Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables 2007.

Los proyectos de energía solar en México, apenas está amaneciendo. Aunque ya va calentándose el plan de construir en 2010 una planta experimental con 200 helióstatos, hasta ahora los esfuerzos se concentran en hacer un campo de pruebas experimental de 400 m² con 40 helióstatos, para verificar el funcionamiento y medir la eficiencia de los espejos.

A continuación mencionaremos los dos proyectos más importantes de plantas eléctricas termosolares que todavía se encuentra en estudio.

- **Central eléctrica termosolar “Agua Prieta I”:** Con el apoyo de la Comisión Federal de Electricidad y de la Dirección General de Asuntos del Personal Académico de la UNAM, un equipo de investigadores realizan experimentos en la planta solar de Ciudad Universitaria para probar la viabilidad de un sistema híbrido geotérmico-solar que sería instalado en Cerro Prieto, a 30 kilómetros de Mexicali, donde la demanda de electricidad es grande en verano por las altas temperaturas y donde hay muchas fábricas que exportan sus productos a Estados Unidos. El Proyecto busca demostrar los beneficios de la integración de un campo de energía solar con una gran planta térmica convencional, su contribución a la reducción de los costos a largo plazo de la tecnología y la disminución de las emisiones globales de gases de efecto invernadero.

El proyecto estará ubicado en el Municipio de Agua Prieta, Sonora, a 6.3 Km de la ciudad de Agua Prieta y a 2 Km. del límite con Estados Unidos.

El proyecto consiste en el diseño y construcción de un campo de energía solar de 31 MW (potencia máxima). El campo colector de energía solar está compuesto de varias filas paralelas de colectores solares que siguen al sol de este a oeste durante el día. El fluido de transferencia de calor se calienta mientras circula a través del receptor y regresa a una serie de intercambiadores de calor

³² Potencial de la Energía Solar Térmica de Baja y Media Temperatura Dr. Roberto Best y Brown, Centro de Investigación en Energía de la UNAM

donde el fluido se utiliza para generar vapor de alta presión calentado a temperaturas muy elevadas.

- **Central eléctrica termosolar “171 CC Agua Prieta II”:** Existe un proyecto de ciclo combinado, a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, denominado “171 CC Agua Prieta II” (con campo solar), en el estado de Sonora. Consiste en un sistema solar integrado de ciclo combinado con tecnología de canales parabólicos solares, el cual se encuentra en etapa de licitación, esperándose que inicie operaciones en abril de 2012, con una capacidad bruta de 477 MW, de los cuales 10 MWT serán generados por el campo solar en el verano. El Proyecto 171 CC Agua Prieta II, en Sonora, consiste en un sistema solar integrado de ciclo combinado con tecnología de canales parabólicos solares. Se espera que inicie operaciones en 2012, con una capacidad bruta de 477 MW, de los cuales 10 MWT serán generados por el campo solar en el verano.

Capítulo 4. ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA SOLAR TIPO CCP'S

4.1 GENERALIDADES

El objetivo de este último capítulo es el estudio de viabilidad para la instalación de una central eléctrica termosolar tipo Concentradores Cilíndricos-Parabólicos de 50 MW de potencia nominal en México.

El análisis que se va a realizar pretende llevar a cabo dos fines claramente diferenciados: uno académico y el otro, poder llevar el proyecto lo más cercano a la realidad.

El fin académico de esta propuesta es el dimensionamiento y descripción de los equipos principales de funcionamiento de la central elegida, tanto del campo solar, como el bloque de potencia, ciclo de aceite y sistema eléctrico de la planta. Por último se analizarán las mejores condiciones de operación que permitan obtener la máxima rentabilidad del proyecto, poniendo en práctica los diferentes conocimientos adquiridos a lo largo de los años de estudio de la carrera.

El fin realista es el de hacer un propuesta que permita dar a conocer la factibilidad de instalar una central termosolar en México y poder construirla en un futuro no muy lejano.

Los objetivos que se desean cubrir con esta propuesta de central eléctrica son los siguientes:

- Generar electricidad a través de un turbogenerador, parte de la cual será para autoconsumo de la instalación completa. Los excedentes se exportaran a la red eléctrica.
- Reducir la dependencia a los combustibles fósiles en México. Entendiendo como tal, las centrales cuya energía generada es controlable en todo momento.

Como consecuencia de lo anterior se producirán los siguientes beneficios:

- Económico, al obtener un ingreso por la venta de la energía eléctrica generada.
- Energético, al reducirse el consumo de energía primaria del país en la producción eléctrica, utilizando energía solar, un recurso completamente renovable en vez de combustibles convencionales.
- Medio ambiental, al reducir el consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica, con la consiguiente reducción de emisiones de CO₂.

Existen varios factores que han condicionado la elección de esta potencia eléctrica. Principalmente, cabe mencionar que este tamaño de planta se considera ya precomercial.

Además, por los estudios realizados, no se recomienda ir a tamaños de planta mucho mayores, ya que el control del campo solar y la estabilidad entre lazos paralelos se complica a medida que se aumenta la extensión del campo solar.

Se realizará un análisis técnico-económico, el cual consistirá en comparar la viabilidad de dos casos reales de plantas eléctricas termosolares.

- Central eléctrica termosolar de CCP'S utilizando una caldera auxiliar de gas natural.
- Central eléctrica termosolar de CCP' con sistema de almacenamiento térmico.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO

El lugar propuesto para la instalación de una central termoeléctrica solar llamada “Hermosillo Solar ” se localiza en el paralelo 29° 05' de latitud norte y el meridiano 110° 57' de longitud oeste de, a una altura de 282 metros sobre el nivel del mar.

Las coordenadas correspondientes son de la región más soleada de Hermosillo Sonora, por considerarse ésta un referente en energía solar, no solo en México, sino a nivel internacional. De esta forma, se han podido disponer también de datos de radiación solar directa con el nivel de exactitud requeridos.

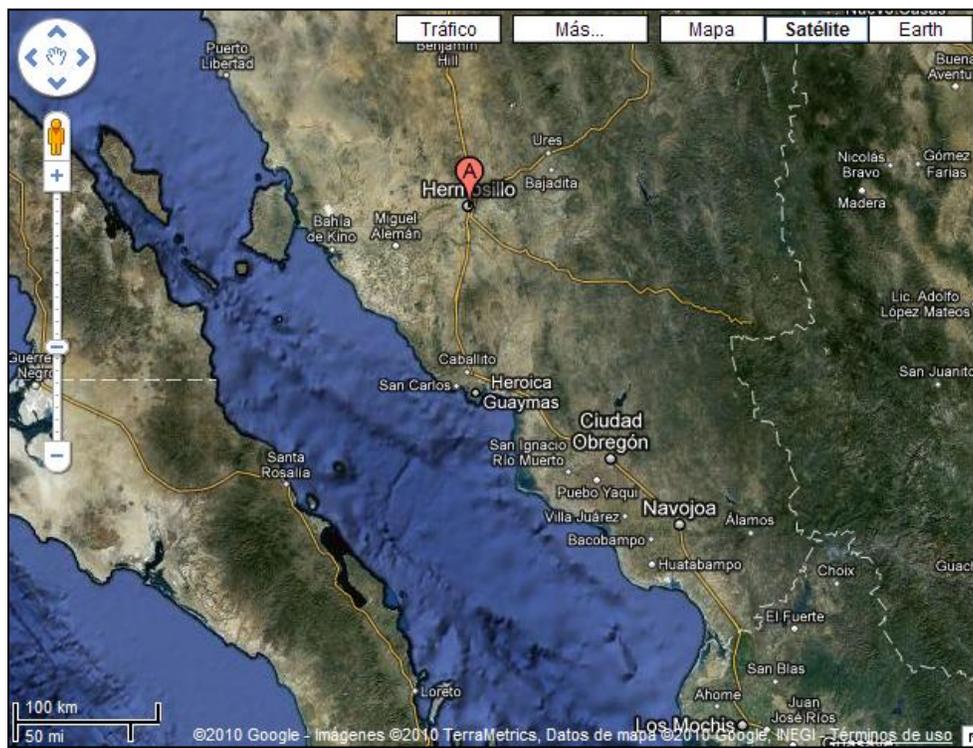


Figura 4.1: Vista satelital de Hermosillo, Sonora.

Fuente: Google map.

La elección de Hermosillo para ubicar esta central dentro de nuestro país no ha sido casual, ya que como se vio en capítulos anteriores, la región del estado de Sonora a la que pertenece Hermosillo es una de las regiones de México con mas horas de sol al año, y en la que se puede obtener una mayor radiación solar directa, lo que va a ser determinante para obtener los valores de generación eléctrica mejores que en otras latitudes.

Otro factor en la elección de Hermosillo Sonora, es la abundancia de terrenos llanos lo que favorecerá la implantación del campo solar (que necesita el mismo nivel) obteniendo así unos menores costos en el apartado de la obra civil.

El promedio anual de horas de sol efectivo alcanza unos valores muy altos, aproximadamente entre 3,000 y 3,200 horas de sol, al año, siendo toda esta zona la más soleada de México.

La principal vía de agua del municipio se compone básicamente por los ríos Sonora y San Miguel, que confluyen a pocos kilómetros al este de la ciudad. El más importante es el Río Sonora, nace más al noreste del Estado y es el único de los ríos del Municipio con caudal permanente.

El emplazamiento tiene unos elevados niveles de radiación solar, los cuales han sido obtenidos a partir de tablas de energía solar que tiene la NASA, disponibles en su página web.

Debido a las características de la tecnología CCP únicamente tomaremos en cuenta los valores de radiación normal directa para el dimensionamiento del campo solar.

Para la latitud y longitud indicada anteriormente, se obtienen los siguientes niveles de radiación normal directa por meses para un periodo de 10 años.

Mes	kWh/m ² por día
Enero	4.0
Febrero	4.6
Marzo	5.4
Abril	6.6
Mayo	8.3
Junio	8.5
Julio	6.9
Agosto	6.6
Septiembre	6.7
Octubre	6.0
Noviembre	4.7
Diciembre	3.9
Promedio anual	6.01

Tabla 4.1: Radiación normal directa de la zona de emplazamiento

Fuente: NASA

La evacuación de la energía eléctrica generada se realizará mediante la conexión de la central con la línea de transmisión de 230 kV de la red troncal del Sistema Eléctrico Nacional.



Figura 4.2: Red transmisión de 230 kV (línea naranja) para la salida de la energía eléctrica en Hermosillo, Sonora.

Fuente: CFE

La potencia máxima de exportación admisible de la nueva planta estará entorno a los 50 MW, por lo tanto el dimensionamiento de la central debe de tener en cuenta este condicionamiento. De manera alterna se contará con un sistema auxiliar de generación con gas natural.

4.2.1 Bases de partida

a) Ubicación

Ubicación	
Nombre	Hermosillo Solar I
Estado	Sonora
País	México
Localización	29° Norte , 110' Oeste

Tabla 4.2: Coordenadas geográficas del lugar de emplazamiento.

Fuente: INEGI

b) Datos meteorológicos

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Temperatura máxima registrada (°C)	34	37	39	43	46	46	48	47	45	44	39	35	47.5
Temperatura diaria máxima (°C)	23	24	28	32	36	41	40	39	37	34	28	23	32
Temperatura diaria mínima (°C)	7	9	12	15	18	23	24	24	22	19	12	7	15
Temperatura mínima registrada (°C)	-3	-2	4	7	9	11	17	14	17	7	0	-3	-3
Precipitación total (mm)	17	18	6	3	3	4	80	83	52	19	13	23	320

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional² 2008.06.08

Figura 4.3: Parámetros climáticos de Hermosillo.

Fuente: Servicio meteorológico nacional.

4.2.2 Condiciones de terreno

Para la elección del terreno de emplazamiento se ha tomado en cuenta que debe de reunir unas determinadas condiciones geotécnicas y topográficas:

- No debe de tener demasiados desniveles, ya que para la tecnología de colectores Cilíndricos-Parabólicos el desnivel máximo admisible es de 1 %.
- Se debe de disponer de un área de tamaño adecuado a la potencia que se quiere instalar con una orientación de colectores Norte-Sur, que es la que necesita un emplazamiento con una latitud de 29° 05'.

4.2.3 Tecnología de Colectores³³

La unidad básica del campo termosolar son los colectores Cilíndricos-Parabólicos que poseen las siguientes características técnicas para el modelo elegido:

³³ A. Colmenar, Castro, "Energía Solar Térmica de Media y Alta temperatura", PROGENSA, España, 2000.

Parámetros ópticos del colector Eurotrough

Factor	Valor
Factor de intercepción	0.92
Reflectividad del espejo	0.92
Transmisividad del vidrio	0.945
Absortividad solar	0.94
Rendimiento óptico pico	0.75
Modificador del ángulo de incidencia	$K(\theta)=\cos(\theta)-2.859621 \times 10^{-05} * (\theta)^2 - 5.25097 * 10^{-4} * \theta$
Emisividad térmica	$0.04795 + .0002331 * T (^{\circ}C)$

Tabla 4.3: Parámetros ópticos del colector Eurotrough.

Fuente: www.eurotrough.com

En la tabla siguiente aparecen los parámetros geométricos característicos.

Parámetros geométricos del colector Eurotrough.

Componente	Valor
Distancia focal [m].	1.71
Anchura de la parábola [m].	5.76
Longitud de cada modulo [m].	12.27
Distancia entre brazos soporte [m].	4.06
Diámetro exterior del tubo absorbedor [mm].	70
Espesor del tubo absorbedor [mm].	7.5
Diámetro exterior de la cubierta de cristal [mm].	115
Espesor de la cubierta de cristal [mm].	2.5
Rugosidad interna de la tubería [μm].	50

Figura 4.4: Parámetros geométricos del colector Eurotrough.

Fuente: www.eurotrough.com

Este colector se ha elegido por sus buenas cualidades ópticas, precio y comportamiento ante cargas elevadas de viento.

Los CCP's tienen una longitud aproximada de 150 m y se agrupan en lazos de cuatro unidades cada uno, esto es, de 600 m cada fila.

Las filas de colectores están orientadas en dirección Norte-Sur, de forma que estos pueden seguir el movimiento del Sol de Este a Oeste a lo largo del día, mediante de un sistema de seguimiento hidráulico.

4.2.4 Cimentación de los colectores

La cimentación soporta los colectores y los fija al suelo de forma que el conjunto estructural soporte las cargas para las que fue diseñado. Las cargas del colector son función de sus dimensiones y características estructurales, que se traducirán en un peso y en una carga de viento, además del tipo de terreno. El material utilizado es hormigón armado estándar.

4.3 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA PLANTA BASE

La planta del proyecto consta de las siguientes partes:

- Campo Solar.
- Sistema de fluido de transferencia de calor.
- Sistema de caldera auxiliar.
- Bloque de Potencia.
- Bloque de Balance de Planta.

Cada uno de estos bloques está provisto de los equipos mecánicos, eléctricos y de instrumentos necesarios y aptos para su correcto funcionamiento.

4.3.1 Campo Solar

4.3.1.1 Tecnología de Colectores Cilíndricos-Parabólicos

Este tipo de colector consiste en un concentrador cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa sobre la línea focal de la parábola, en la que se sitúa el receptor: el tubo absorbedor. Gracias a la concentración de la radiación solar directa se consigue de forma eficiente elevar la temperatura del fluido de trabajo hasta estas altas temperaturas.

Los colectores cilindro parabólicos (CCP's) son captadores solares de concentración, que transforman la radiación solar directa en energía térmica, calentando un fluido de trabajo, hasta temperaturas que, hasta hace relativamente poco tiempo, podían alcanzar los 400 [°C], por lo que se engloban dentro de lo que se denomina colectores solares de media temperatura. Esta limitación venía impuesta no sólo por el fluido de trabajo (aceite sintético) sino también por la temperatura máxima admisible por la superficie selectiva. Respecto a la primera limitación, ya se están utilizando fluidos de trabajo que aguantan más temperatura, como las sales fundidas y el agua-vapor. Respecto a la segunda limitación, ya se han dado a conocer nuevos tubos absorbedores con superficies selectivas que aguantan más temperatura sin degradarse. Se espera que dichos tubos se comercialicen en relativamente poco tiempo.

Desde el punto de vista estructural, este tipo de colectores se compone de cuatro elementos principales.

- Estructura soporte.
- Reflector Cilíndrico-Parabólico.
- Tubo absorbedor o receptor.
- Sistema de seguimiento solar.

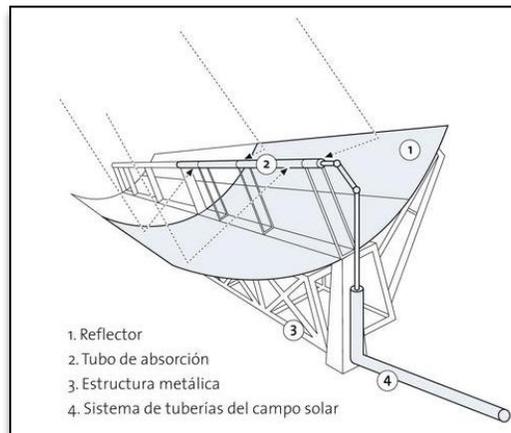


Figura 4.4: Colector Cilíndrico-Parabólico.

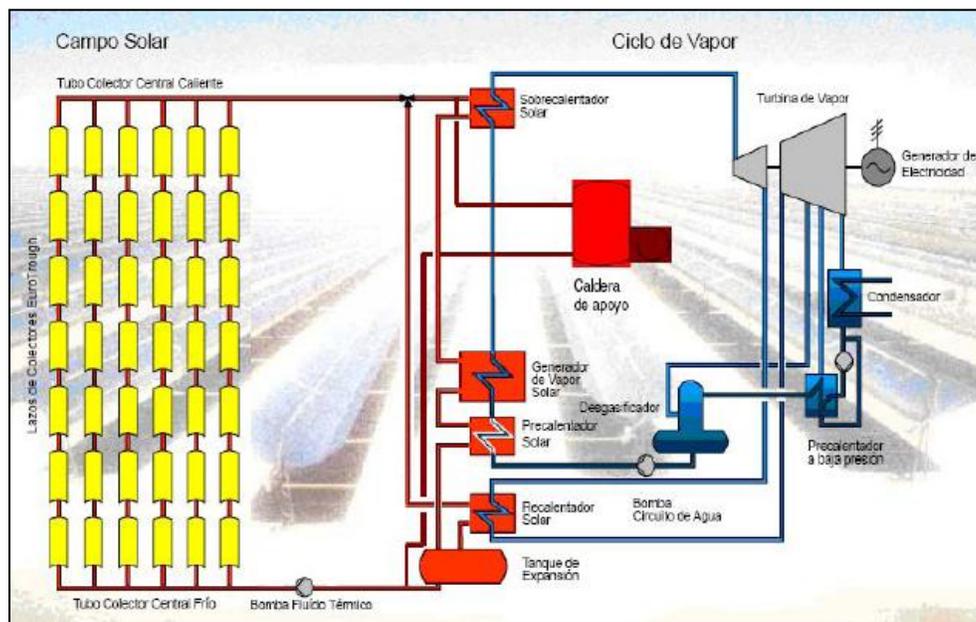


Figura 4.5: Funcionamiento de la central térmica-solar.

4.3.1.2 Sistema térmico solar

El sistema térmico solar de la central está compuesto por el campo solar, el sistema de aceite térmico y los distintos subsistemas que hacen posible el funcionamiento conjunto de ambos.

El campo solar está compuesto por multitud de CCP's que transforman la radiación solar directa disponible, en calor sensible del aceite térmico que circula por los tubos receptores.

El campo solar es un sistema distribuido modularmente de colectores CCP's conectados en paralelo mediante un sistema de tuberías aisladas, por las que circula el aceite térmico (también llamado fluido de transferencia térmica, HTF). El aceite térmico frío a 295 °C es bombeado por el sistema de potencia hacia el campo solar, donde se distribuye por las filas de colectores calentándose hasta 400 °C, para después volver al generador de vapor del ciclo de potencia.

La distribución habitual consistirá en filas paralelas de CCP's, y cada fila a su vez, estará compuesta por varios de estos CCP's conectados en serie, de manera que el fluido que circula por los tubos es calentado conforme pasa desde la entrada a la salida de cada fila.

El número de filas conectadas en paralelo será más grande cuanto mayor sea la potencia térmica nominal del campo solar, mientras que el número de CCP's conectados en serie dentro de cada fila dependerá a su vez del salto de temperatura que se quiera conseguir en el fluido de trabajo

4.3.1.3 El reflector cilíndrico-parabólico

La misión del reflector cilindro parabólico es, como su nombre indica, reflejar la radiación solar que incide sobre él y proyectarla de forma concentrada sobre el tubo absorbedor situado en la línea focal del reflector.

Para llevar a cabo la reflexión, se utilizan películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da suficiente rigidez. Estos medios de soporte pueden ser chapa metálica, plástico o cristal. En el caso de chapa metálica, lo habitual es que el mismo material tenga la doble función de soporte y reflectante. Para ello se suelen usar chapas de aluminio pulido con una reflectancia especular aproximada del 80%. La principal ventaja de este sistema es su bajo precio. Sin embargo, debido a que la reflectancia del aluminio se deteriora con rapidez cuando el material está a la intemperie, los reflectores de chapa de aluminio no suelen utilizarse para aplicaciones industriales donde se requiera gran durabilidad.



Figura 4.6: Reflector del CCP's.

Fuente: EUROTROUGH. www.nrel.gov

4.3.1.4 El tubo absorbedor

El receptor lineal del colector cilindro parabólico es el encargado de convertir la radiación solar concentrada en energía térmica que transporta el fluido calorífero. Se encuentra ubicado en la línea focal del concentrador cilindro parabólico, sujeto a la estructura mediante unos brazos soporte. Es uno de los elementos fundamentales de todo CCP, ya que de él depende en gran medida el rendimiento global del colector.

El tubo absorbedor consta de dos tubos concéntricos separados por una capa de vacío. El interior, por el que circula el fluido que se calienta es metálico y el exterior de cristal. El fluido de trabajo que circula por el tubo interior es diferente según la tecnología. Para bajas temperaturas ($< 200\text{ }^{\circ}\text{C}$) se suele utilizar agua desmineralizada con Etileno-Glicol mientras que para mayores temperaturas ($200\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 450\text{ }^{\circ}\text{C}$) se utiliza aceite sintético. Las últimas tecnologías permiten la generación directa de vapor sometiendo a alta presión a los tubos y la utilización de sales como fluido portador del calor.

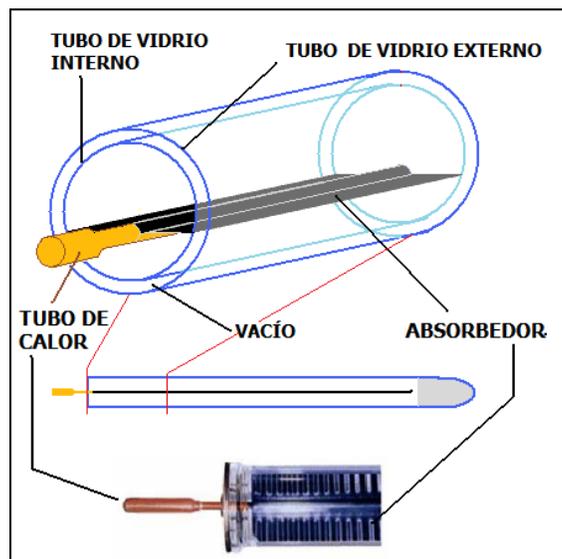


Figura 4.7: Tubo absorbedor de calor.

Fuente: www.termosolar.renovetec.com/images/lazo2.jpg

El proceso de funcionamiento de estos tubos absorbedores de radiación solar se menciona a continuación:

- I. La radiación solar incide en el absorbedor que se calienta y transmite ese calor al tubo.
- II. El calor recibido provoca que el fluido en el interior del tubo se evapore y ascienda.
- III. El fluido evaporado cede su calor latente al fluido más frío que circula por el exterior de la cabeza del tubo y al hacerlo se licua.
- IV. El fluido de nuevo en estado líquido cae por gravedad al fondo del tubo para reiniciar el proceso.



Figura 4.8: Tubo absorbedor.

Fuente: www.schott.com

4.3.1.5 El sistema de seguimiento del sol

Para poder concentrar sobre el tubo absorbedor la radiación solar, el colector CCP debe estar enfocado hacia el Sol durante el día, para lo cual necesita un mecanismo de seguimiento solar que cambie la posición del colector con el movimiento aparente del Sol en el cielo.

El sistema de seguimiento más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro parabólicos del colector alrededor de un eje. La rotación del colector requiere un mecanismo de accionamiento, eléctrico o hidráulico, que mueva el colector de acuerdo con la posición del Sol.

En la figura se muestran uno de los tipos de mecanismos de accionamiento más usuales:

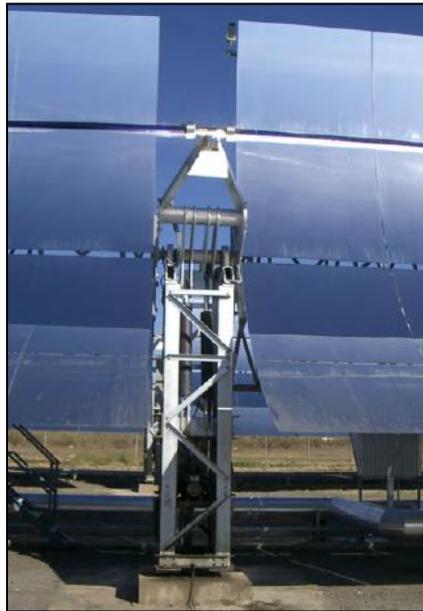


Figura 4.9: Sistema de seguimiento hidráulico.

Fuente: www.schott.com

Cada CCP lleva su controlador local y una unidad hidráulica de accionamiento. El controlador local recibe la señal del indicador de posición, además de controlar que no sobrepase la temperatura máxima del aceite térmico mediante sensores de temperatura.

4.3.1.6 La estructura soporte

Los colectores se pueden montar en posición horizontal o aprovechando la inclinación natural del terreno. En el caso de orientación este – oeste siempre será horizontal, mientras que en el caso de montaje norte – sur se podrá optar por cualquiera de las dos posibilidades, siempre que la inclinación sea hacia el sur y la pendiente pequeña.

La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que hacer de interface con la cimentación del propio colector.



Figura 4.10: Filas de colectores en la planta Andasol-1.



Figura 4.11: Colector en la planta Andasol-1.

4.3.2 Sistema de fluido HTF

La tecnología utilizada en la central solar se denomina Heat Transfer Fluid (HTF), que consiste en utilizar un medio de transferencia de calor (generalmente aceite sintético) que transporta la energía térmica suministrada por un campo solar CCP hasta el bloque de potencia en el cual, mediante un intercambiador de calor, se aprovecha dicha energía para alimentar un ciclo de Rankine de agua-vapor.

El circuito HTF está formado por gran cantidad de tubos que forman lazos a través de los cuales circula el aceite que se va a calentar medida que recorre el campo solar.

El circuito estará dividido en cuatro cuadrantes que permitirán un uso variable de la central, dependiendo de la radiación solar que incidirá en los colectores en cada época del año.

Además del aporte calorífico que supone la radiación solar sobre el sistema HTF, se instalara una caldera auxiliar de gas natural a la entrada del campo solar con los siguientes objetivos.

- Favorecer el arranque de la central
- Calentar el aceite cuando no haya radiación solar disponible o cuando no sobrepase unos valores mínimos. De esta forma se pueden prolongar las horas de operación de la planta.
- Suministrar energía térmica al aceite durante las noches en invierno para que alcance la temperatura de congelación.

El único requisito para la caldera es que este fabricada con material adecuado que evite la corrosión en contacto con el aceite caliente.

4.3.3 Aceite térmico HTF

El aceite térmico elegido debe ser estable a las altas temperaturas (debe de operar en el rango de 290-400 °C con seguridad). Para ello el elegido, es el Therminol VP1, de tipo sintético consistente en una mezcla eutéctica a base de 73.5 % de dióxido de difelino y 26.5 % de difelino.

Este aceite cristaliza a 12 °C, así que para evitar que se solidifique en los conductos cuando el campo solar no está operando se prevé un sistema de calentamiento con una caldera auxiliar de gas natural.

4.3.4 Calderas auxiliares de gas natural

El sistema de HTF está provisto de un total de tres calderas de gas, con un total de 50 MW_{th}. El objetivo de estas calderas es:

- Las calderas de gas proporcionan la energía necesaria para mantener el fluido térmico caliente cuando la instalación funciona en modo anticongelacion.
- En operación normal cuando la radiación solar es insuficiente, parte del fluido térmico se desvía por las calderas de gas para lograr tener a la entrada de la generación de vapor la temperatura de 400 °C.

Se trata de tres calderas de tipo serpentín que funcionaran tomando como combustible Gas Natural con un PCI de 9000 Kcal/Nm³.

El circuito de calderas de gas, está compuesto además por recuperadores de calor, quemadores de gas, ventiladores, chimenea, válvulas de control, y toda la parte dedicada al control eléctrico y a la instrumentación.

4.3.5 Generador de vapor

El generador de vapor asociado al sistema térmico solar anteriormente descrito consta de tres cuerpos que van elevando la temperatura del agua de alimentación.

El aceite térmico a 400 [°C] es conducido al generador de vapor para vaporizar el agua de alimentación y posteriormente sobrecalentar el vapor producido.

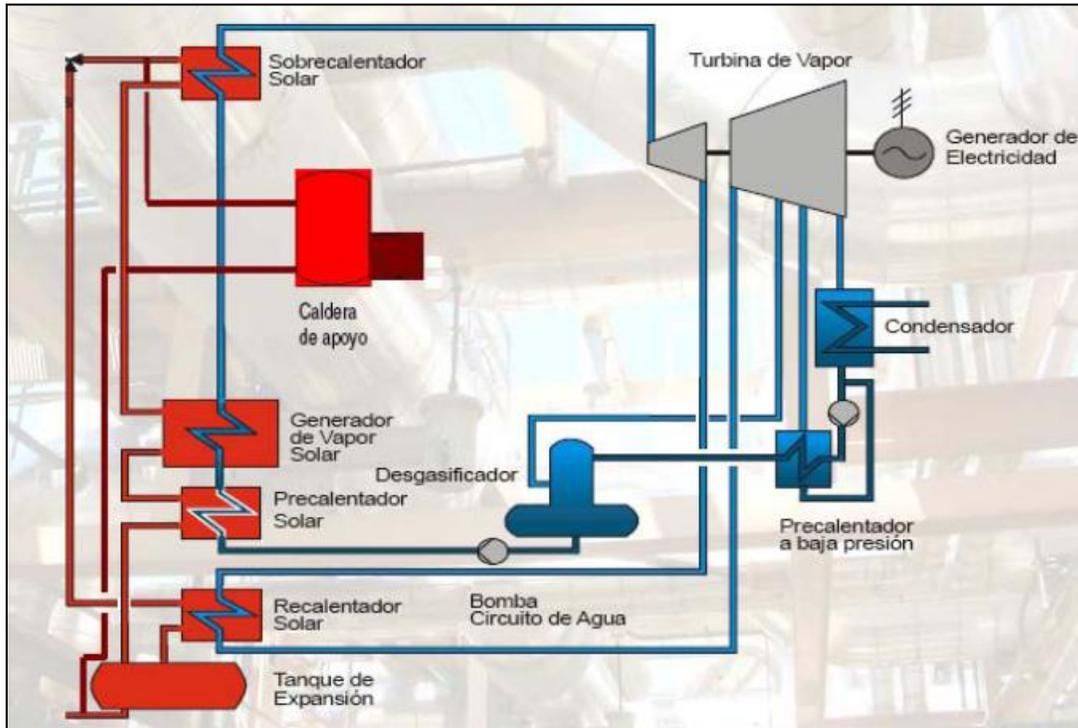


Figura 4.12: Ciclo de Vapor.

Fuente: Téllez, "Tecnología Solar Termoeléctrica", CIEMAT, 2009. Disponible en: <http://www.solarweb.net/>

El flujo del aceite desde la salida del campo solar a una temperatura de unos 400 °C hasta volver a entrar en el campo solar, con una temperatura de 295 °C, pasará por una serie de elementos de intercambio térmico.

4.3.6 Turbina de vapor

La turbina elegida es de eje horizontal y flujo de vapor axial. Tiene dos etapas, una recibe el vapor de alta presión a la salida del Sobrecalentador y la otra el vapor recalentando de la primera etapa.

El segundo cuerpo tiene una extracción que va al desgasificador pasando antes por el precalentador del condensado y que posteriormente retorna al ciclo como condensado en el desgasificador.

4.4 CRITERIOS DE DISEÑO DE LA PLANTA BASE

4.4.1 Dimensionamiento del campo solar

Una vez definido el terreno disponible y teniendo como condicionante la longitud de los colectores (150 m) podemos establecer un diseño del campo solar, que será el que aparece en el plano siguiente:

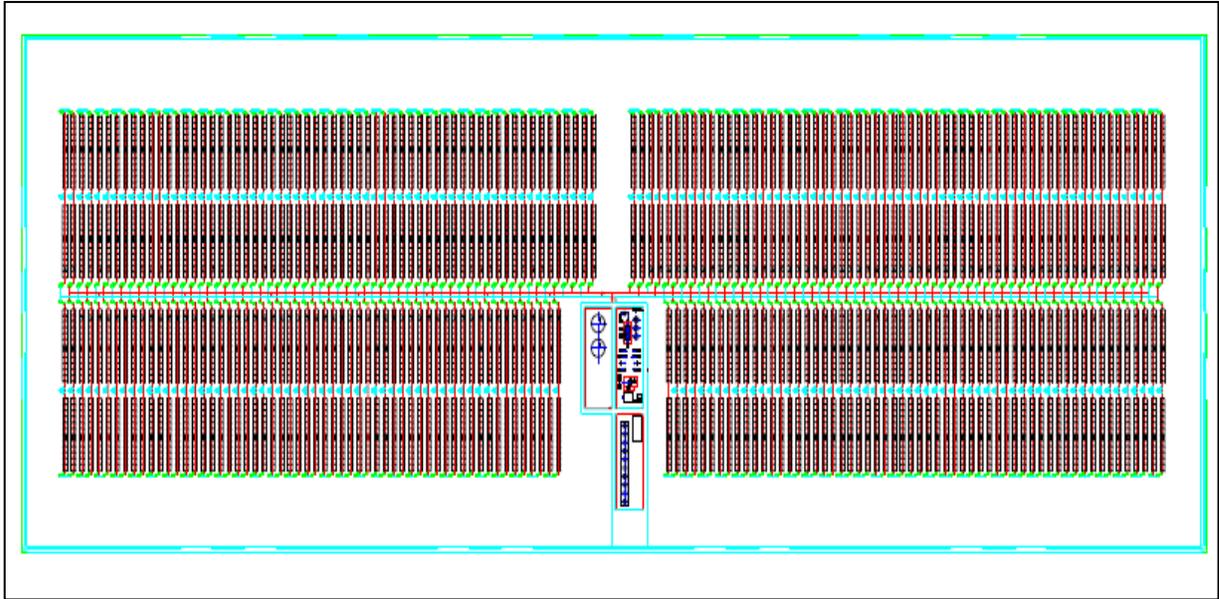


Figura 4.13: Plano del campo solar para el emplazamiento.
Fuente: Téllez, "Tecnología Solar Termoeléctrica", CIEMAT, 2009. Disponible en:
<http://www.solarweb.net/>

Para el estudio se han considerado los siguientes materiales:

- Colectores Eurotrough modelo ET-150.
- Tubos absorbedores de radiación Schott PTR 70.
- Aceite HTF es Terminol VP1.

Para la propuesta de la central se ha tomado la decisión de que está compuesta por 120 lazos, por tanto el área de captación del campo solar será la siguiente:

AREA DE CAPTACIÓN DEL CAMPO SOLAR
392,400 m²

El número de colectores que se podrán instalar en total en el terreno será 480 colectores, 4 por cada uno de los 120 lazos de instalación.

Características del Campo Solar	
Numero de colectores.	480
Numero de lazos.	120
Superficie de captadores disponible (m ²).	392,400
Orientación del eje del colector.	N-S
Separación entre filas (m).	16.25
Numero de tubos de HTF por colector.	36
Fluido de trabajo.	Therminol VP-1
Temperatura limite del fluido.	400

Tabla 4.5: Características del Campo Solar.

Fuente: Almanza, Rafael, "Ingeniería de la Energía Solar II", Instituto de Ingeniería, UNAM, México, 2003.

4.4.2 Modos de funcionamiento básicos del campo solar

➤ Operación diurna

El campo solar se despliega cuando existe suficiente radiación, el fluido térmico circula por el interior de los colectores, calentándose y siendo conducido al sistema de generación de vapor.

➤ Modo stanby

Cuando no es posible el seguimiento solar, por la noche o cuando existan malas condiciones climatológicas u otras circunstancias adversas aconsejan no operar la planta, el campo solar se lleva a una posición de almacenamiento, para proteger a los colectores.

➤ Modo anticongelación

El sistema aspira el fluido térmico desde el tanque de expansión situado en el punto más alto del circuito mediante una de las dos bombas del sistema de anticongelacion haciéndolo pasar a través de las calderas de gas. Este modo de funcionamiento se da cuando en una parada prolongada se pretenda mantener el fluido térmico con objeto de evitar la congelación.

➤ Modo mixto

Se trata de un modo de funcionamiento mixto entre los dos anteriores que se dará cuando nos encontremos ante una irradiación solar insuficiente. El valor de la irradiación solar se considera insuficiente cuando se está generando por debajo de los 600 W/m². En este caso parte del caudal de fluido térmico se desviará a través de las calderas de gas para así conseguir a la entrada del intercambiador de calor el caudal y temperatura de fluido requerido.

Con objeto de mantener unas buenas características de reflectividad de los espejos, y por una alta eficiencia en el campo solar, se dispondrá de un sistema de limpieza de los espejos.

4.4.3 Balance energético del campo solar

4.4.3.1 Parámetros básicos de la radiación

El primer dato que se calculara del campo solar será el referente a la razón de concentración .La razón de concentración "C" es el cociente entre el área de apertura del colector y el área total del tubo absorbedor.

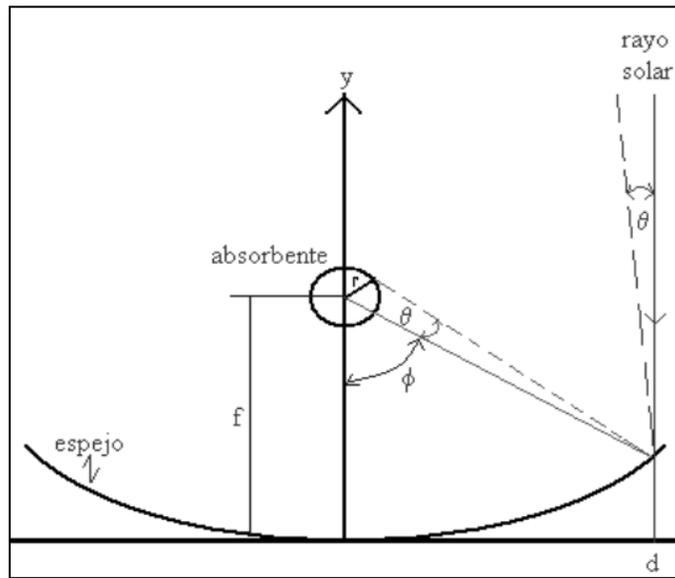


Figura 4.14: Geometría del concentrador.

Fuente: <http://www.ideam.gov.co/radiacion.htm>

- A: Área de apertura del colector → 817.5 m²
- L: Longitud del tubo absorbente → 148.5 m
- D: Diámetro exterior del tubo absorbente → 0.07 m

Por lo tanto podemos calcular la razón de concentración del colector ET-150 con la siguiente expresión:

$$C = \frac{A_{\text{Colector}}}{A_{\text{Tubo}}} = \frac{2 \times A}{L \times \pi \times D}$$

$$C = \frac{2 \times 817.5}{148.5 \times 3.1416 \times 0.07} = 50.06$$

El valor de razón de concentración obtenido es correcto, ya que se encuentra dentro de los valores habituales para este tipo de colectores de alta concentración, que se situaran entre 10 y 80, siendo este valor máximo en un sistema de concentración 2D.

Para obtener el ángulo de aceptación, o ángulo de incidencia de la radiación directa sobre el colector, se tendrá en cuenta la siguiente relación:

$$C \leq \frac{1}{\text{sen } \theta_s}$$

Donde:

C : Razón de concentración.

θ_s : Angulo de aceptación.

Este ángulo de incidencia θ_s es el ángulo máximo que pueden formar los rayos en un plano transversal de la apertura del colector de manera que, una vez reflejados, dichos rayos intercepten el tubo absorbente, en este caso será:

$$\theta_s = \text{arcosen} \frac{1}{C} = 1.14^\circ$$

4.4.3.2 Calculo de rendimiento del campo solar

Una vez calculados los parámetros básicos de de la radiación directa incidente, pasaremos a calcular el rendimiento del campo solar.

El rendimiento del campo solar es el producto de una serie de factores, y para su cálculo habrá que tener en cuenta las posibles pérdidas que surjan en el mismo, principalmente hablaremos de perdidas ópticas y perdidas térmicas, además de otros factores que intervendrán.

$$\eta_{C. \text{ solar}} = \rho \cdot F \cdot \eta_{\text{Opticas pico}} \cdot K(\varphi) \cdot \eta_{Th}$$

Donde:

ρ = Reflectividad de la superficie.

F = Factor de ensuciamiento.

$\eta_{\text{óptico}}$ = Rendimiento óptico pico.

$K(\varphi)$ = Modificador por ángulo de incidencia.

η_{Th} = Rendimiento térmico

Desde que la radiación solar pasa a través del plano de apertura del concentrador, hasta que es absorbida en el tubo receptor, se producen una serie de pérdidas. Estas pérdidas se deben a que el espejo concentrador no es un reflector perfecto ni tiene una forma geométrica perfecta, ni la cubierta transparente deja pasar toda la radiación solar a través de él, ni la superficie selectiva es un absorbedor perfecto. Estas

pérdidas se conocen con el nombre de pérdidas ópticas del colector Cilíndrico-Parabólicos y pueden llegar a ser muy importantes.

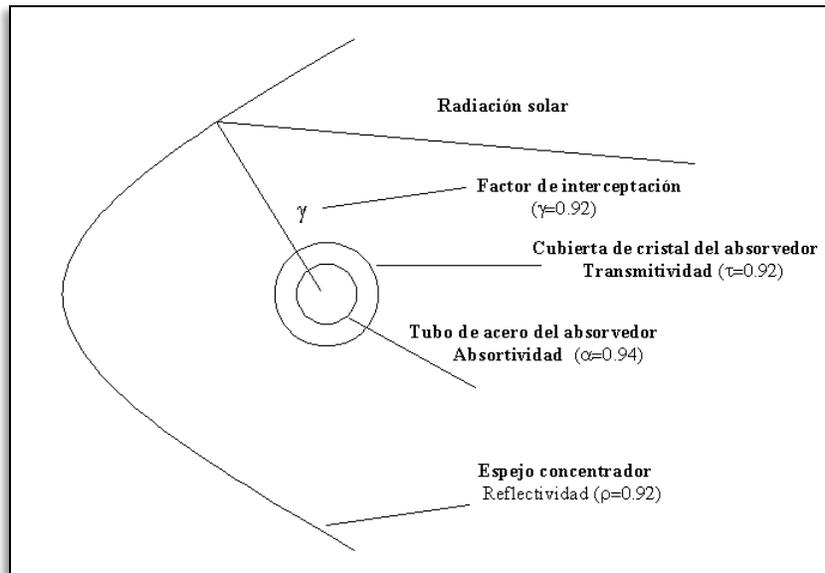


Figura 4.15: Parámetros ópticos del colector Cilíndrico-Parabólico.

Fuente: Fuente: <http://www.ideam.gov.co/radiacion.htm>

Las pérdidas ópticas están alrededor del 21 %.

A continuación explicaremos cada uno de los cuatro parámetros que intervienen en las pérdidas ópticas.

- **Reflectividad del espejo concentrador:** Entre los distintos materiales que se pueden utilizar para el reflector cilindro parabólico, la técnica que se encuentra más usada actualmente es la de depositar una fina capa de plata sobre vidrio grueso curvado en caliente. La reflectividad que presenta el espejo así constituido puede llegar a alcanzar el valor de 93.5%. Se puede decir que de dicho valor en el proceso de reflexión se van a cierto número de unas pérdidas. Estas pérdidas más son mas considerables cuando la reflectividad del cristal es menor, de ahí que uno de los factores más importantes en el mantenimiento del campo solar sea la limpieza de los espejos. La velocidad en que se ensucian dichos colectores solares varía con las estaciones del año, siendo mayor en verano que en invierno. Como valor medio representativo se puede decir que la suciedad reduce la reflectividad del espejo es un 2% diario. La limpieza puede realizarse mediante chorros de agua desmineralizada a presión, para lavados frecuentes. Si los lavados están más espaciados, hay que recurrir a limpieza por contacto.
- **Factor de interceptación:** Parte de los rayos reflejados por el espejo concentrador no alcanzan el tubo absorbedor por diferentes causas, entre las que se incluyen imperfecciones macroscópicas o microscópicas de las cubiertas, errores en el posicionamiento del colector o en la posición relativa del tubo absorbedor respecto al colector entre otras. Todas estas pérdidas se cuantifican a través del factor de interceptación, y cuyo valor máximo suele ser del 95%, para colectores de muy buena calidad de fabricación y con un procedimiento de montaje muy cuidadoso.

- **Transmisividad de la cubierta de cristal:** La función de la cubierta transparente del receptor es proteger el tubo absorbedor de las inclemencias meteorológicas y reducir las pérdidas térmicas al ambiente. Aunque el material de dicha cubierta se escoge para que deje pasar la mayor proporción de radiación solar, una parte pequeña de la radiación se refleja o se absorbe, por lo que el cociente entre la radiación que pasa a través de la cubierta y la radiación que incide sobre ella nos da la transmisividad de la cubierta. El valor de la transmisividad varía entre 92% y 96%. Para mejorar la transmisividad se pueden aplicar tratamientos anti reflexivos sobre las superficies interna y externa del vidrio. Estos tratamientos suelen mejorar la transmisividad en un 2%, de modo que si se aplican sobre las dos caras del vidrio, la transmisividad aumenta un 4%.
- **Absortividad de la superficie selectiva:** La absortividad de la superficie selectiva cuantifica qué cantidad de la radiación incidente es finalmente absorbida por el tubo. Los valores típicos de Absortividad varían entre 90% y 96%. Para recubrimientos de naturaleza electrolítica, a base de cromo, níquel o cobalto negro, no suele superar el 92%.
- **Rendimiento óptico pico:** El producto de los cuatro parámetros anteriores, reflectividad del espejo, factor de interceptación, transmisividad del vidrio y absortividad del tubo es lo que se denomina rendimiento óptico se puede determinar con la siguiente expresión.

$$\eta_{Opt.Pico} = \gamma \cdot \tau \cdot \alpha$$

Las pérdidas ópticas pico tendrán el siguiente valor:

$$\eta_{Opt.Pico} = 0.99 \times 0.92 \times 0.95 = 0.865$$

El factor de ensuciamiento F de los colectores habrá que tenerlo en cuenta además para el cálculo del rendimiento total. En este caso se ha supuesto un factor de ensuciamiento del 0.98, ya que la limpieza del campo solar será diaria.

$$F = 0.98$$

El modificador por ángulo de incidencia K, considera todas las pérdidas ópticas y geométricas que tienen lugar en el colector para un ángulo de incidencia.

Este valor es variable dependiendo de la estación del año, por tanto se han otorgado dos valores, uno basado en los valores máximos medios, y otro basado en los valores mínimos medios, obtenidos a partir de los datos aportados por la NASA para las coordenadas de la central, por lo que se obtendrán dos rendimientos globales de la instalación.

$$\begin{aligned}K_{min} &= 0.6 \\K_{max} &= 0.81 \\K_{medio} &= 0.705\end{aligned}$$

El valor para las pérdidas térmicas que tienen lugar en un tubo absorbedor según el fabricante es de:

$$\eta_{Th} = 0.96$$

Una vez descritos los parámetros que intervienen en el cálculo del rendimiento global del campo solar, el producto de todos ellos es el siguiente:

$$\eta_{C. Solar} = \rho \cdot F \cdot \eta_{Opticas\ pico} \cdot K(\varphi) \cdot \eta_{Th}$$

- Rendimiento mínimo del campo solar en la latitud de Hermosillo, Sonora:

$$K_{min} = 0.6$$

$$\eta_{C. Solar} = 0.94 \times 0.98 \times 0.856 \times 0.6 \times 0.96 = 0.459$$

$$\eta_{C. Solar} = 45 \%$$

- Rendimiento máximo del campo solar en la latitud de Hermosillo, Sonora:

$$K_{max} = 0.81$$

$$\eta_{C. Solar} = 0.94 \times 0.98 \times 0.856 \times 0.81 \times 0.96 = 0.6198$$

$$\eta_{C. Solar} = 62 \%$$

- Rendimiento promedio anual:

$$K_{medio} = 0.705$$

$$\eta_{C. Solar} = 0.94 \times 0.98 \times 0.856 \times 0.705 \times 0.96 = 0.5396$$

$$\eta_{C. Solar} \approx 54 \%$$

4.4.3.3 Rendimiento de la Turbina de vapor

El rendimiento del de la turbina de vapor viene dado por la siguiente expresión:

$$\eta_{Ciclo.Agua-Vapor} = \frac{\sum W_{Turbina} - \sum W_{Bombeo}}{\sum Q_{I.C}}$$

$$\eta_{Ciclo.Agua-Vapor} \approx 32 \%$$

4.4.4 Diseño del generador

El generador de la central será de eje horizontal, ya que se situara en el eje de la turbina, de tipo síncrono, al ser estos los más indicados para potencias superiores a 2 MW y con un único par de polos, por tanto la velocidad síncrona de giro del generador será:

$$n_{sinc} = \frac{120 \cdot f}{p}$$

$$n_{sinc} = 3600 \text{ rpm}$$

Donde:

n: Velocidad síncrona de giro del rotor.

f: Frecuencia de la red.

p: Numero de polos.

Se ha elegido un nivel de tensión nominal de generación de 13.2 KV, ya que para la potencia a la que se va a generar es conveniente utilizar esta tensión para evitar problemas con las corrientes.

Interesa generar a más alta tensión, ya que al reducir el valor de la corriente generada, disminuirán las pérdidas provocadas por el efecto Joule en los equipos.

La potencia nominal de la central es de 50 MW, y el factor de potencia escogido para hacer que la central funcione correctamente es igual a:

$$Fp = \cos\theta = 0.85$$

Por lo tanto el valor de la intensidad nominal del sistema se podrá calcular con la ecuación de la potencia activa.

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\theta$$

Donde:

P : Potencia nominal de la planta.

U : Tensión nominal.

I : Corriente nominal.

$\cos\theta$: Factor de potencia.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

$$I = \frac{50 \times 10^6 [MW]}{\sqrt{3} \cdot 13.2[kV] \cdot 0.85} = 2.57 [kA]$$

La refrigeración del alternador se llevara a cabo a través de un circuito cerrado de H_2 , ya que disipara mejor el calor y es menos denso que el aire, que es el otro tipo de fluido que se emplea para realizar intercambio de calor.

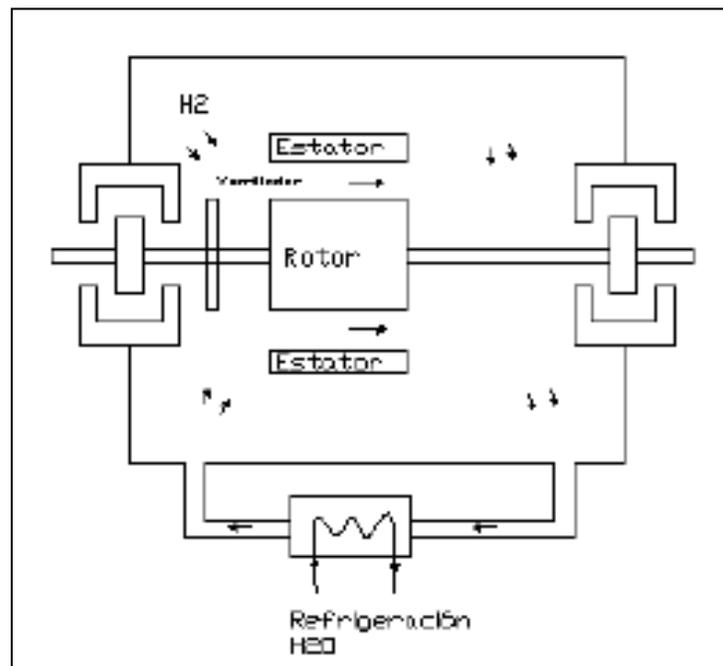


Figura 4.16: Esquema del generador.

Fuente: www.monografias.com

El rendimiento habitual de los generadores con refrigeración de H_2 difícilmente bajara del 99 %, por lo tanto el rendimiento del generador de la central será ese mismo.

$$\eta_{\text{Generador}} \approx 99 \%$$

4.4.5 Hermosillo Solar I

4.4.5.1 Producción eléctrica anual de la planta

Con una superficie de espejos de 392,400 m², un rendimiento de transformación solar-térmica de un 54 %, y un rendimiento del ciclo térmico eléctrico del 32 % podemos obtener, a partir de la tabla de radiación normal directa de la NASA una previsión de la producción eléctrica por mes y el total anual.

$$E_e = I_s \cdot S_{espejos} \cdot \eta_{C.Solar} \cdot \eta_{C.Vapor} \cdot \eta_{Generador} \cdot Dias_{mes}$$

Donde:

E_e : Energía eléctrica generada.

I_s : Radiación normal directa.

$S_{espejos}$: Superficie especular de la planta.

$\eta_{C.Solar}$: Rendimiento del campo solar

$\eta_{C.Vapor}$: Rendimiento del ciclo de vapor.

$\eta_{Generador}$: Rendimiento del generador.

$Dias_{mes}$: Días que tiene cada día.

Mes	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}$	MWh
Enero	4.0	9,323
Febrero	4.6	8,646
Marzo	5.4	11,237
Abril	6.6	14,291
Mayo	8.3	17,272
Junio	8.5	18,117
Julio	6.9	14,352
Agosto	6.6	13,291
Septiembre	6.5	13,090
Octubre	6.0	12,495
Noviembre	4.7	9,465
Diciembre	3.9	8,115
Promedio anual	6.01	12,223
Total anual	-	149,694

Tabla 4.6: Producción eléctrica mensual estimada.

Fuente: Elaborado con base a información de ANES.

4.4.5.2 Producción eléctrica con caldera auxiliar

Con el fin de suplir las pérdidas durante la noche, la central contará con el uso de un combustible auxiliar, que en este caso este combustible auxiliar será el Gas Natural.

El Gas Natural es el combustible elegido tanto por motivos ambientales (su combustión genera menos CO₂ que la del propano o de otros combustibles líquidos), como económicos.

En este caso se supondrá que la parte de combustible auxiliar destinada a compensar pérdidas o ausencias de la radiación del campo solar será de un 15 % de la producción eléctrica total, el cual se repartirá de la siguiente manera:

- Un 5 % del total se quemará en días nublados para sustituir la usencia de radiación directa suficiente en el campo solar.
- Otro 5 % se usara para facilitar los arranques y paradas de la central, suministrando energía térmica HTF, con lo que se consigue mejorar los tiempos de respuesta.
- El último 5 % se utilizara para las noches en las que sea necesario generar para cubrir huecos en el horario punta de generación nacional.

Además de estos factores hay que tomar en cuenta el rendimiento de la caldera, que se considerara de 90 % (rendimiento habitual de calderas de gas). Por lo tanto existirá una producción eléctrica adicional de 19.80 MWh/año obtenidos a partir de la energía térmica aportada por la caldera auxiliar de Gas Natural.

$$E_{E \text{ adicional}} = 149,694 \text{ MWh} \cdot 0.15 \cdot 0.90 = 20,208 \text{ [MWh]}$$

Por lo tanto con la caldera auxiliar se estará generando el 11 % de la energía generada.

4.4.5.3 Producción eléctrica bruta

Según lo visto en los apartados anteriores, la producción total de energía será:

Producción de energía (GWh anuales)	
Campo solar	149.7 GWh
Caldera auxiliar	20.2 GWh
PRODUCCIÓN BRUTA	169.9 GWh

Tabla 4.7: Producción eléctrica anual bruta ideal.

En principio, la central se encontrará en funcionamiento todas las horas del año en que haya sol. Por tanto, arrancará y para todos los días, funcionando a cargas parciales durante un buen número de horas al año.

Para la realización del estudio de disponibilidad de la planta, habrá que ver el grado de carga porcentual que tendrá la misma anualmente, esto se realizará teniendo en cuenta el valor de radiación directa para la cual se alcanzan los 50 MW de manera directa sin tener que utilizar la caldera auxiliar.

$$P_E = I_s \cdot 0.54 \cdot 0.32 \cdot 0.99 \cdot 392400 = 50 [MW]$$

$$I_s = 744.389 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

Como ya se comentó en el apartado dedicado a la descripción del emplazamiento, la localidad de Hermosillo Sonora según la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES), posee unas 3,200 horas anuales de Sol aproximadamente, las cuales se repartirán de la siguiente manera:

Mes	Número de horas de Sol
Enero	186
Febrero	147
Marzo	233
Abril	213
Mayo	316
Junio	328
Julio	315
Agosto	335
Septiembre	229
Octubre	257
Noviembre	220
Diciembre	154

Tabla 4.8: Horas de sol mensuales.

Fuente: ANES

Por lo tanto el grado de carga de la central es el siguiente:

Modo	Grado de carga	Horas/año
1	< 25 %	347
2	25 % - 50 %	491
3	50 % - 75 %	481
4	75 % - 90 %	414
5	90 % - 100 %	1476
Total de horas:		3,209

Tabla 4.9: Grado de la carga de la planta.

La central tendrá un funcionamiento aproximado de 3209 horas anuales, sin embargo hay que tomar en cuenta las horas de parada para mantenimiento y las posibles indisponibilidades que se produzcan a lo largo del año. Estas paradas por mantenimiento se han estimado de acuerdo a experiencias de otras plantas solares instaladas en el mundo y tendrá un valor de 5 % de las horas anuales, mientras que las indisponibilidades como pueden ser días lluviosos o días con mucho viento en los que no se podrá generar se ha estimado que será de un 10 % de las horas anuales, por lo tanto las horas de funcionamiento real de la central serán las siguientes:

$$N^{\circ} \text{ horas funcionamiento de la central} = 3209 - [(3209 \cdot 0.05) + (3209 \cdot 0.1)]$$

$$N^{\circ} \text{ horas funcionamiento de la central} = 2727.65 \text{ horas}$$

La disponibilidad total de la central será la siguiente:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{N^{\circ} \text{ horas de funcionamiento de la central}}{N^{\circ} \text{ horas de funcionamiento posibles}}$$

$$\text{Disponibilidad} = \frac{2727.65}{3209} = 85 \%$$

Si se tiene en cuenta este valor de disponibilidad de la planta, la producción de energía generada variara, por lo tanto la producción de energía real estimada será de:

$$E_{E \text{ real}} = E_{E \text{ total}} \cdot \text{Disponibilidad}$$

Producción de energía (GWh anuales)	
Campo solar	127.3 GWh
Caldera auxiliar	17.1 GWh
PRODUCCIÓN BRUTA REAL	144.4 GWh

Tabla 4.10: Producción eléctrica anual bruta real.

4.4.5.4 Autoconsumo de la planta y producción eléctrica neta

El consumo anual de las instalaciones auxiliares propias de la planta de generación se ha estimado que tendrá un valor de un 11 % respecto de la potencia bruta generada.

Este valor es equivalente a los autoconsumos que se producen en otras plantas del mismo tipo y potencia similar.

$$P_{Autoconsumo} = 50 \text{ MW} \cdot 0.11 = 5.5 \text{ [MW]}$$

Los consumos superiores a 200 kW serán conectados al envarado de media tensión, mientras que los inferiores se conectarán de baja tensión, o en caso de ser necesario al ser servicios esenciales.

La energía total estimada consumida por autoconsumo anualmente será la siguiente:

$$E_{Autoconsumo} = 144.4 \text{ GWh} \cdot 0.10 = 14.4 \text{ [GWh]}$$

Producción de energía neta (GWh anuales)	
Campo solar	127.3 GWh
Caldera auxiliar	17.1 GWh
PRODUCCION BRUTA REAL	144.4 GWh
Autoconsumo	-14.4 GWh
PRODUCCIÓN NETA	130 GWh

Tabla 4.11: Producción de electricidad anual neta.

4.4.5.5 Factor de planta

El factor de planta (también llamado factor de capacidad neto o factor de carga) de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada a plena carga durante ese mismo período, conforme valores nominales placa de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

Los factores de planta o factores de capacidad varían grandemente dependiendo del tipo de combustible que se utilice y del diseño de la planta y se determina con la siguiente expresión:

$$F.P = \frac{\text{Energía real generada}}{\text{Energía generada a plena carga}} \times 100$$

Energía máxima que se podría generar las 24 hrs y los 365 días del año:

$$E_{max/año} = 50 \text{ MW} \cdot 24 \text{ h} \cdot 364 \text{ dias} = 438 \text{ [GWh]}$$

Factor de planta:

$$F.P = \frac{130 \text{ GWh}}{438 \text{ GWh}} \times 100 = 29.7 \%$$

En la práctica, el factor de planta no es nunca del 100%. Se ve disminuido por:

- Las operaciones de mantenimiento, los fallos más o menos largos de equipamientos, etc.
- La ausencia de demanda de electricidad que obliga a los administradores de red a disminuir o parar la producción en algunas unidades.
- La intermitencia o irregularidad de la fuente de energía como es, por ejemplo, el caso de la energía solar o la energía eólica, respectivamente.

4.4.5.6 Resumen de diseño de la central

Para la radiación normal directa media anual de:

$$6.01 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{Dia}} \right]$$

Y con unos rendimientos de:

- 54 % en la conversión de la radiación solar en energía térmica.
- 32 % para el ciclo de agua-vapor.
- 99 % para el generador.

Tendremos una producción anual de 144.412 GWh. Los datos más importantes se podrán ver resumidos en la siguiente tabla:

Datos de generación	
Área disponible.	1,430,000 m ²
Numero de colectores.	480 Unidades
Superficie de espejo por colector.	817.5 m ²
Superficie total de espejos.	392,400 m ²
Radiación normal directa media anual.	6.01 kWh/m ² por día
Rendimiento conversión radiación-energía térmica.	54 %
Rendimiento del ciclo de potencia.	32 %
Rendimiento del generador.	99 %
Rendimiento total de la central.	17.1 %
Potencia eléctrica nominal.	50 MW
Factor de planta.	29.35 %
Horas anuales de funcionamiento.	2,727.65 horas/año
Factor de disponibilidad.	85 %
Producción eléctrica anual neta	130 GWh

Tabla 4.12: Datos de generación del parque termosolar "Hermosillo Solar I".

4.4.6 Hermosillo solar II (Con almacenamiento)

Como ya lo habíamos mencionado en el capítulo anterior, desde el punto de vista de la producción de la energía eléctrica, un sistema solar debe dar una salida estacionaria, independientemente de la variabilidad de la radiación solar. Para ello se hace necesario el uso de un sistema de almacenamiento, que permita al bloque de potencia trabajar de forma continua y prevenir los riesgos derivados de las citadas oscilaciones en la radiación solar directa. Un almacenamiento térmico fiable y de buen rendimiento es una condición básica para introducir los sistemas de producción de electricidad a media temperatura en el mercado.

Ahora realizaremos el análisis de nuestra planta solar adicionándole un sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas en dos tanques.

El esquema básico de funcionamiento se muestra en la siguiente imagen:

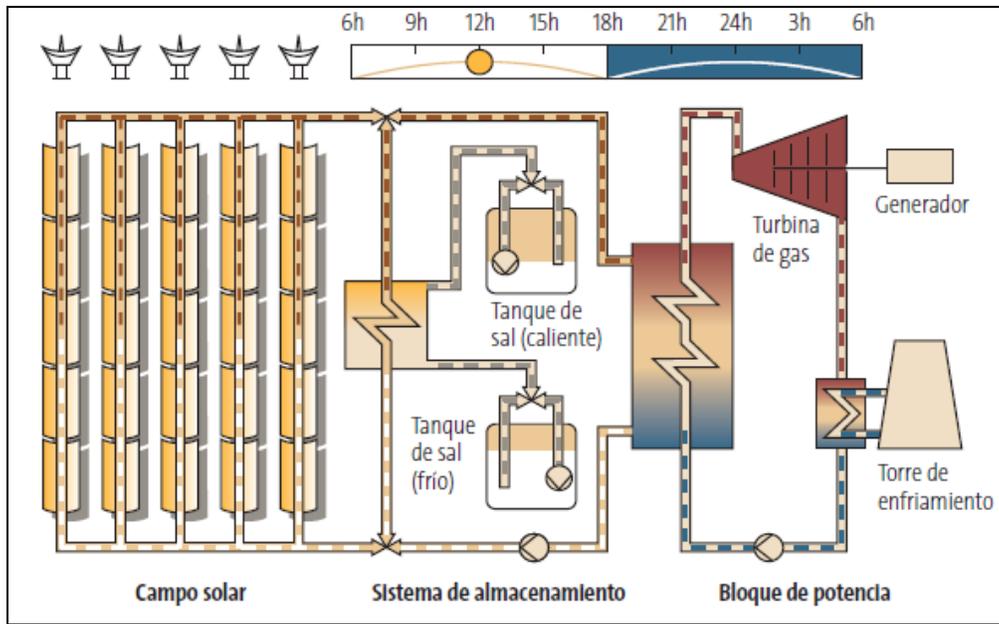


Figura 4.17: Esquema básico de funcionamiento de una central solar con almacenamiento.

Fuente: www.andasol.com

La configuración de esta planta no necesitará del uso de combustible auxiliar, con la adición del sistema de almacenamiento podrá generar electricidad por más tiempo que en la configuración anterior.

El sistema de almacenamiento proporcionará 15 horas más al día para generar electricidad a plena carga. Por lo tanto la central tendrá un funcionamiento aproximado de 8395 horas anuales, sin embargo hay que tomar en cuenta las horas de parada para mantenimiento y las posibles indisponibilidades que se produzcan a lo largo del año. Como en el caso anterior estas paradas por mantenimiento se han estimado de 5 % de las horas anuales, mientras que las indisponibilidades como pueden ser días lluviosos o días con mucho viento quedan minimizadas a un 10 % por la adición del sistema de almacenamiento térmico.

Por lo tanto el número de horas que podrá trabajar la planta con almacenamiento será de:

$$N^{\circ} \text{ horas funcionamiento de la central} = 8395 - [(8395 \cdot 0.05) + (8395 \cdot 0.1)]$$

$$N^{\circ} \text{ horas funcionamiento de la central} = 7555.5 \text{ horas}$$

La disponibilidad total de la central con almacenamiento será la siguiente:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{N^{\circ} \text{ horas de funcionamiento de la central}}{N^{\circ} \text{ horas de funcionamiento posibles}}$$

$$\text{Disponibilidad} = \frac{7555.5}{8395} = 90 \%$$

Bajo las condiciones de demanda del norte del país observando el perfil de carga del norte del país mostrado en la grafica siguiente y considerando la capacidad de nuestra planta .

Modo	Grado de carga	MW	Horas/año	Horas a determinada carga
1	25 %	12.5	259	3.42 %
2	50 %	25	400	5.29 %
3	75 %	37.5	945	12.5 %
4	90 %	45	1,571	20.7 %
5	100 %	50	4,380	57.9 %
Tola de horas:			7,555	100 %

Tabla 4.13: Distribución de carga.

4.4.6.1 Producción eléctrica bruta y neta

Si se toma esta distribución de horas considerada podemos calcular la energía eléctrica bruta que se puede generar anualmente:

$$E_{C/A \text{ año}} = [12.5 \text{ MW} \cdot 259] + [25 \text{ MW} \cdot 400] + [37.5 \text{ MW} \cdot 945] + [45 \text{ MW} \cdot 1571] + [50 \text{ MW} \cdot 4380]$$

$$E_{C/A \text{ año}} = 338,370[\text{GWh}]$$

Producción de energía (MWh anuales)	
Campo solar	338.4 GW
Caldera auxiliar	/
PRODUCCIÓN BRUTA REAL	338.4 GWh

Tabla 4.14: Producción eléctrica anual bruta real.

El consumo anual de las instalaciones se ha considerado igual que en el caso en donde no se cuenta con almacenamiento de un 11 % respecto de la potencia bruta generada.

$$P_{\text{Autoconsumo}} = 50 \text{ MW} \cdot 0.11 = 5.5 \text{ MW}$$

La energía total estimada consumida por auto consumo anualmente será la siguiente:

$$E_{\text{Autoconsumo}} = 338.4 \text{ GWh} \cdot 0.11 = 37.2 [\text{GWh}]$$

Producción de energía neta (MWh anuales)	
Campo solar	338.4 GWh
Caldera auxiliar	/
PRODUCCIÓN BRUTA REAL	338.4 GWh
Autoconsumo	-37.2 GWh
PRODUCCIÓN NETA	301.2 GWh

Tabla 4.15: Producción de electricidad anual neta.

4.4.6.2 Factor de planta

Ya calculada la energía eléctrica neta que se va a generar anualmente podemos calcular el factor de planta.

Energía máxima que se podría generar las 24 hrs y los 365 días del año:

$$E_{max/año} = 50 \text{ MW} \cdot 24 \text{ h} \cdot 364 \text{ días} = 438 \text{ GWh}$$

Factor de planta:

$$F.P = \frac{301.2 \text{ GWh}}{438 \text{ GWh}} \times 100 = 68.7 \%$$

Como podemos ver el hecho de implementar un sistema de almacenamiento térmico a la planta solar provoca que nuestro factor de planta aumente considerablemente.

Los sistemas adicionales se mantienen de igual manera que en la planta Hermosillo Solar I.

4.5 SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CENTRAL "HERMOSILLO SOLAR I Y II"³⁴

4.5.1 Generalidades

La instalación eléctrica estará acondicionada con equipos de alta tensión y baja tensión, que se describirán a continuación.

En este proyecto no se instalara una subestación a la salida de la central, sino que a través de unas barra de fase aisladas, se llevará la corriente de 2.57 [kA] desde el generador de la central hacia transformador elevador de núcleo trifásico, cuya relación de transformación será de 13.2/230 kV y que conectará con la línea de transporte correspondiente.

Además de este transformador elevador, se usarán transformadores auxiliares con los que se alimentara a los servicios de la central.

El sistema de refrigeración que se utilizara en el transformador de potencia es del tipo de refrigeración a partir de la circulación forzada de aire con radiadores y ventiladores, este sistema de refrigeración servirá de protección para rebajar las altas temperaturas que pueda llegar a alcanzar el transformador. El transformador también dispondrá de un sistema de regulación de tensión en vacío y de potencia entre 50/60 MW, dependiendo si entra a funcionar la ventilación forzada o no.

El alternador ira montado sobre un pedestal de concreto común con la turbina y dentro de la sala de maquinas. El transformador se ubicara en un espacio de la planta, en un espacio adecuado para tal efecto.

- **Alta tensión:** Como ya se menciona en un principio, el diseño del generador de la turbina de vapor generara electricidad a 13.2 kV de tensión nominal.
- **Servicios Auxiliares:** Para la alimentación de los servicios auxiliares de la planta se han considerado dos transformadores con relación de transformación de 13.2 /6.6 kV.
- **Baja tensión:** La alimentación de baja tensión se llevará a cabo mediante el secundario de dos transformadores de distribución con relación 6.6 kV / 480 V y los servicios esenciales se alimentaran mediante otro transformador de distribución con relación de transformación de 480/220 V.

4.5.2 Transformador de potencia de la central solar

La central eléctrica solar dispondrá de un transformador de potencia que elevara la tensión de generación a la tensión de interconexión con la red del Sistema Eléctrico Nacional.

³⁴ *Plantas eléctricas, TEORIA Y PROYECTO. Carlos Luca M., tercera edición 1966.*

Utilizando los valores conocidos de potencia activa, tensión nominal y factor de potencia del generador, así como el valor calculado de la corriente de línea nominal, calcularemos el valor de la potencia asignada en este transformador.

$$P = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L \cdot \cos\theta$$

$$I_L = \frac{50 \times 10^6 [MW]}{\sqrt{3} \cdot 13.2[kV] \cdot 0.85} = 2.57 [kA]$$

$$S = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L = \sqrt{3} \cdot 13.2 kV \cdot 2.57 [kA]$$

$$S = 58.75 [MW]$$

Su corriente en el lado de alta tensión será:

$$I_L = \frac{58.75 \times 10^6 [MW]}{\sqrt{3} \cdot 230[kV] \cdot 0.85} = 173.50 [A]$$

En la siguiente tabla mostramos las características más importantes del transformador de potencia de la central solar.

Transformador elevador 13.2 / 230 kV	
Tipo de servicio	Continua
Refrigerante	Aceite Mineral
Tipo de enfriamiento	FOA (Enfriamiento por aceite y aire forzado)
Potencia asignada	50/65 MVA
Tensión en baja tensión	13.2 kV
Tensión en alta tensión	230 kV
Frecuencia	60 HZ

Tabla 4.16: Características del transformador elevador.

Fuente: Fraile Mora, J. "MAQUINAS ELÉCTRICAS". Editorial McGraw-Hill. 2003.

4.5.3 Instalación de alumbrado y fuerza

Se pretende una instalación de alumbrado en el edificio de la planta mediante luminarias empotradas y suspendidas. En el cuarto de maquinas se utilizara luminarias de tipo industrial.

En el exterior del edificio se instalaran luminarias de alumbrado público.

El alumbrado de emergencia se realizara con equipos automáticos de diferentes tipos según la zona y superficie a cubrir.

Para la toma de corriente, se prevé la instalación de conjuntos de tomas de corriente (contactos) de distintas intensidades en las zonas industriales, y de tomas de corriente convencionales en las aéreas de oficinas.

4.5.4 Protecciones del generador³⁵

La protección que dispondrá el generador se clasificara en dos tipos, protecciones contra fallas internas y protección contra fallas externas.

Los tipos de relés de protección considerados contra fallas internas en el generador pueden ser los siguientes:

- Falla a tierra del estator (64G).
- Corto circuito entre fase (87G).
- Falla a tierra del rotor (64R).
- Perdida de excitación (40).

Los tipos de relés de protección considerados contra fallas externas en el generador pueden ser los siguientes:

- Sobrecorriente en el estator (51).
- Sobrecarga en el rotor (49).
- Desequilibrio de carga en el estator (46).
- Potencia inversa o retorno de energía (32).
- Sobretensión en el estator (59).
- Variación de frecuencia (84).
- Falla a tierra del estator (64G).

4.5.5 Protecciones al transformador de potencia

Las protecciones de las que dispone el transformador se clasifican en protecciones propias del transformador y protecciones externas. Las propias del transformador están basadas en los accesorios del propio transformador, y únicamente detectaran problemas del mismo.

Los principales accesorios de protección que contiene un transformador son los siguientes:

- Dispositivo de regulación (90).
- Termómetro (26-1)
- Termostato (26-2).
- Imagen térmica (49).

Las protecciones externas, se han considerado los siguientes relés:

³⁵ NOM 001 SEDE 2005.

- Relé instantáneo de sobrecorriente (50).
- Relé de sobrecorriente y tiempo inverso (51).
- Relé de sobretensión (59).
- Relé de protección diferencia (87).

4.5.6 Red de puesta a tierra

Se diseñará una red de tierra a la que se conectarán los puntos de tierra de los diferentes equipos de la planta así como las estructuras o soportes metálicos de la misma. La puesta a tierra de la planta deberá cumplir con la norma oficial mexicana Nom 001-SEDE 2005.

La planta dispondrá de un único sistema de tierra a efectos de eliminar el riesgo derivado de tensiones de paso y contacto excesivas tras una falla a tierra en el sistema de alta tensión.

Para ello todas las mallas de las distintas aéreas, estructuras metálicas de edificios y otros elementos metálicos accesibles como colectores cilíndricos parabólicos, escaleras, racks, etc., se interconectarán mediante cable de cobre de sección adecuada a la malla de tierra para librar una falla a tierra en un tiempo considerado de 5 segundos, la resistencia de la puesta a tierra de protección será inferior a 10Ω .

El neutro de transformador de potencia de 13.2/230 kV se conectará a tierra de protección a fin de detectar fallas en las líneas de interconexión con la subestación del SEN y participar en la protección.

4.6 ESTUDIO DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO

En este apartado se llevará a cabo la descripción del modelo económico del proyecto. Para ello se realizará una evaluación de la inversión, desglosando y describiendo los diversos conceptos de los que consta. Es igualmente necesario preparar proyecciones donde se identifiquen los ingresos y costos, y definir el movimiento de fondos o flujos monetarios del proyecto.

Es necesario establecer dos clases de costos en una central eléctrica:

- Gran parte del dinero gastado por el propietario de una central eléctrica se destinará al apartado de bienes y servicios consumidos poco después de la adquisición. Esta categoría incluye salarios, suministro para la operación, el mantenimiento y el combustible. Estos gastos estarán cubiertos por los ingresos.
- Otros gastos en los que incurrirá se deben a equipos cuya vida útil es larga y que producirán ingresos en el futuro; el dinero empleado para construir una central eléctrica es un ejemplo, los gastos de esta naturaleza no son pagados directamente por los ingresos, esto es debido a que los ingresos actuales rara vez son suficientes para cubrir grandes inversiones de capital, además los equipos están diseñados para proporcionar servicio a largo plazo.

Los costos totales de la generación de energía representan la suma de los costos fijos, costos de combustible para la caldera auxiliar, costos de personal y costos de operación y mantenimiento. Los costos fijos están asociados con el capital invertido (inversión inicial), mientras que los costos de combustible, personal, operación y mantenimiento están considerados como gastos.

Los costos fijos son aquellos costos incurridos durante cada año de operación de la central independientemente de la energía producida. En los costos fijos están incluidos todos aquellos gastos proporcionales al capital invertido en la central, por ejemplo la depreciación, el retorno sobre la inversión, las pólizas de seguros y los impuestos

Algunos elementos de los costos fijos, como la depreciación, son gastos de contabilidad que nos suponen una reducción de efectivo durante el periodo de operación. Otros elementos de los costos fijos como impuestos, representan unos costos anuales que son directamente proporcionales a parte o totalidad de la inversión inicial. El retorno sobre la inversión y los impuestos asociados con este retorno representan gran parte de los costos fijos anuales.

4.6.1 Hermosillo solar I

4.6.1.1 Inversión inicial

A la hora de realizar cualquier estudio económico, uno de los primeros conceptos que se debe de analizar es el de la inversión, es decir la aplicación de determinados fondos para la adquisición de los activos necesarios para poner en marcha determinado proyecto. Para su estudio la inversión inicial ha sido desglosada de la siguiente manera:

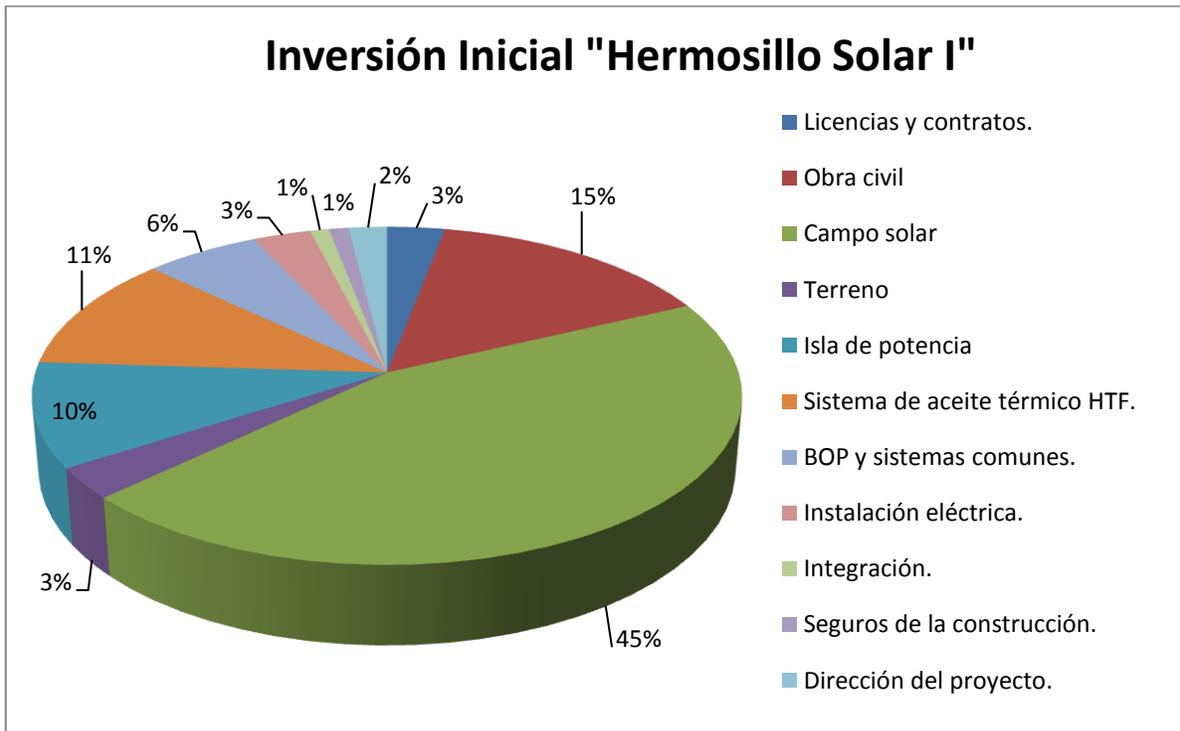
- Desarrollo del proyecto, licencia de propiedad de terrenos y contratos.
- Obra civil.
- Terreno
- Campo solar.
- Isla de potencia (bloque de potencia).
- Sistema de aceite térmico HTF.
- Bloque de balance de planta (BOP) y sistemas comunes.
- Instalación eléctrica.
- Supervisión y puesta en marcha.
- Seguros y comisiones de la instalación.
- Dirección del proyecto.

El desglose de esta inversión está basado en ofertas reales existentes en el mercado, tomando como ejemplo proyectos de la misma envergadura en construcción en la actualidad.

Concepto	Precio [\$MUSD]	% de inversión
Desarrollo del proyecto, licencias y contratos.	3.45	3 %
Obra civil.	17.25	15 %
Campo solar.	51.75	45 %
Terreno.	3.45	3 %
Isla de potencia (bloque de potencia).	11.5	10 %
Sistema de aceite térmico HTF.	12.65	11 %
BOP y sistemas comunes.	6.9	6 %
Instalación eléctrica.	3.45	3 %
Integración.	1.15	1 %
Seguros de la construcción.	1.15	1 %
Dirección del proyecto.	2.3	2%
Total	\$115	100 %

Tabla 4.17: Inversión inicial del proyecto.

Fuente: Solar paces



Gráfica 4.1: Porcentajes de la inversión inicial "Hermosillo Solar".

Como se puede observar, las dos inversiones más fuertes a las que se tiene que hacer frente serán las correspondientes a los apartados de obra civil y el campo solar.

Capítulo 4. Estudio de viabilidad para una central termoeléctrica solar tipo CCP's

La inversión en el apartado de la obra civil es bastante más elevada que la que se produce habitualmente en la construcción de centrales térmicas convencionales o ciclos combinados en las que suele constituir de un 10 % a un 15 % aproximadamente de la inversión inicial. Esto es debido a la manera de generar energía que se propone con esta tecnología, que conlleva la ocupación de una amplia extensión de terreno con CCP's, que aprovecharán la radiación solar para convertirla en electricidad, por lo que si bien aumenta la inversión en el apartado de la obra civil al tener que instalar una gran cantidad de pilotes de hormigón, posteriormente esta inversión será menor que en otras centrales térmicas en el concepto de compra de combustible, ya que en las plantas termosolares, a excepción del aporte del Gas Natural en la caldera auxiliar, el resto de la energía será producida sin costo de combustible para la empresa generadora.

En la inversión realizada en el bloque de potencia, el 50 % de la misma estará destinada a la fabricación y puesta en marcha de la turbina de vapor, correspondiéndole el restante 50 % a gastos de bombas, tuberías, válvulas, sistemas de aguas, torre de refrigeración etc.

A lo que se refiere a la inversión de la instalación eléctrica de la central corresponderá un 3 % del total, teniendo en cuenta en ella los distintos transformadores de los que consta la instalación, los embarrados, tableros de distribución, cables y protecciones.

El sistema BOP consta de gastos procedentes de la conexión del agua del río con la central, el sistema de aguas residuales, el sistema contra incendios, la planta de acondicionamiento del Gas Natural, El sistema de vigilancia del perímetro, el de aire acondicionado, etc.

La integración se refiere a la Ingeniería de Integración: Esta parte está dedicada a pagar a la empresa de ingeniería que recopila todos los planos de todos los subcontratistas y los integra en un mismo formato. Así se obtienen todas las disposiciones generales, diagramas unifilares, diagramas de proceso arquitectura de control, etc.

La parte dedicada a la dirección del proyecto es el pago por los servicios de dirección de proyecto, a todo el personal que se incorporara al equipo que llevara a cabo la construcción de la planta y que luego quedaran en la fase de explotación (operadores, jefes de turno, jefe de mantenimiento, administrativos, etc.). De aquí también se pagaran todos los cursos de capacitación del personal, casetas de obra, además de esta parte de la inversión inicial se encontrara presupuestada la energía de obra. Se construirá en unos terrenos cuya ciudad más cercana (Hermosillo) esta aproximadamente a unos 4 km, sin haber nada a los alrededores. Por lo tanto el dinero de esta parte de la inversión servirá para montar la infraestructura temporal que dará servicio a unos 300 empleados durante dos años de construcción de planta.

A lo que se refiere a los repuestos que también se contemplan en este proyecto, es realmente la única que se podrá calificar como capital circulante dentro de la inversión. No se ha indicado en la lista de la tabla mostrada anteriormente, pero su valor se ha estimado en un 2 % de la inversión total, por lo tanto será de unos \$5,000,000 usd.

Por último será necesario tener en cuenta una parte de la inversión para imprevistos o contingencias. Esto es debido a una definición cuantitativa incompleta de los conceptos que incluyen la inversión del proyecto, por lo que en previsión de posibles errores se ha tenido en cuenta este dinero, y se ha estimado de un valor de 1 % de la inversión total.

El concepto de ingeniería y gestión del proyecto está incluido en los costos de todas las partes que conforman la inversión inicial.

4.6.1.2 Evaluación de ingresos y costos

En proyectos de esta envergadura el estudio económico se condiciona principalmente por la elevada inversión inicial, estudiada en la sección anterior, y por la diferencia entre los ingresos por la venta de la energía generada, y los gastos derivados del uso del combustible auxiliar además del mantenimiento general de la planta.

Todo proyecto a lo largo de su vida útil, proporcionará unos ingresos a costa de incurrir en determinados gastos, y esa diferencia entre ingresos y gastos estimada por periodo anual constituye el flujo de caja previsto durante los distintos años de duración del proyecto. En el año cero del proyecto (año en que se realiza la inversión inicial), para el estudio económico se considera que en los dos primeros años se construye la central, y a partir de ahí ya habrá ingresos por venta de energía.

A partir del primer año de operación de la planta, y durante su vida útil (30 años aproximadamente), se consideran una serie de factores con el objetivo de obtener el flujo de caja de nuestro proyecto. Entre dichos factores se encuentran los siguientes costos.

4.6.1.3 Costos

Incluiremos en este apartado los costos de la obtención del combustible para la caldera auxiliar de gas natural, los costos de operación y mantenimiento, costos de personal y los gastos financieros.

$$C_{kWh} = C_{comb} \cdot C_{varios} \cdot C_{OM}$$

Para calcular el incremento de costos en los próximos 25 años se ha supuesto una inflación del 2.5 % fijo anual.

4.6.1.3.1 Costos de combustible auxiliar

Como ya se indicó anteriormente se contará con el uso de un combustible auxiliar con el fin de suplir las pérdidas térmicas, en paros nocturnos o de irregularidades en la radiación solar.

El precio gas natural se calcula mensualmente para cada una de las zonas de tarifas definidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Los conceptos que lo integran son:



Figura 4.18: Determinación del Precio del combustible

Fuente: PEMEX

El precio del combustible auxiliar está basado en las tarifas de transporte de gas natural autorizado por la CRE a partir del 28 de agosto de 2009 y publicado en el Diario Oficial de la Federación el 18 de agosto de 2009.

Cerca del emplazamiento de la central eléctrica termosolar se dispone de gas canalizado, por lo que se garantiza el abastecimiento del combustible auxiliar a un menor costo.



Figura 4.19: Gasoducto de Gas Natural cercano a la ciudad de Hermosillo, Sonora.

Fuente: SENER

Para determinar el precio se tomo una muestra de los precios del gas natural de los últimos 10 años con lo cual se calculo una media el cual tendrá un aumento del 2.5 % anual. El precio estimado del combustible auxiliar es:

$$\$_{GN} = 5.46 \left[\frac{usd}{MMBtu} \right]$$

Realizando la conversión de MMBtu a unidades de energía eléctrica obtenemos:

$$1 [MMBtu] = 1.05461 [GJ]$$

$$\$_{GN} = 5.46 \left[\frac{usd}{MMBtu} \right] \left[\frac{1 MMBtu}{1.0546 \times 10^9 J} \right]$$

$$\$_{GN} = 5.177 \times 10^{-9} \left[\frac{usd}{J} \right]$$

$$1 [J] = 0.0002777 [Wh]$$

$$\$_{GN} = 5.177 \times 10^{-9} \left[\frac{usd}{J} \right] \left[\frac{1 J}{0.0002777 Wh} \right]$$

$$\$_{GN} = 1.8642 \times 10^{-5} \left[\frac{usd}{Wh} \right]$$

$$\$_{GN} = 18,642 \left[\frac{usd}{GWh} \right]$$

Si la caldera auxiliar genera alrededor de 16.8 GWh/año, por lo tanto el costo del combustible auxiliar en un año tendrá un valor aproximado de:

$$C_{Comb} = \$ 313.8 \left[\frac{Musd}{año} \right]$$

Este precio será para el primer año posterior mente este se elevará a causa de la inflación considerada del 2.5 % anual.

4.6.1.3.2 Costos de operación y mantenimiento

Las operaciones de mantenimiento tienen lugar frente a la constante amenaza que implica la ocurrencia de una falla o error en un sistema, maquinaria, o equipo. Existe además una necesidad de optimizar el rendimiento de los unidades y componentes industriales (mecánicos, eléctricos, y electrónicos) de los procesos dentro de las instalaciones de una planta industrial.

El objetivo buscado por el mantenimiento es contar con instalaciones en óptimas condiciones en todo momento, para asegurar una disponibilidad total del sistema en todo su rango de performance, lo cual está basado en la carencia de errores y fallas.

El mantenimiento debe procurar un desempeño continuo y operando bajo las mejores condiciones técnica, sin importar las condiciones externas (ruido, polvo, humedad, calor, etc.) del ambiente al cual este sometido el sistema. El mantenimiento además debe estar destinado a:

- Optimizar la producción del sistema.
- Reducir los costos por averías.
- Disminuir el gasto por nuevos equipos.
- Maximizar la vida útil de los equipos.

Los procedimientos de mantenimiento deben evitar las fallas, por cuanto una falla se define como la incapacidad para desarrollar un trabajo en forma adecuada o simplemente no desarrollarlo. Un equipo puede estar "fallando" pero no estar malogrado, puesto que sigue realizando sus tareas productivas, pero no las realiza con la misma performance que un equipo en óptimas condiciones. En cambio un equipo malogrado o averiado no podrá desarrollar faenas bajo ninguna circunstancia.

Además el costo que implica la gestión y el desarrollo del mantenimiento no debe ser exagerada, más bien debe estar acorde con los objetivos propios el mantenimiento, pero sin denotar por ejemplo, un costo superior al que implicaría el reemplazo por maquinaria nueva. Entre los factores de costo tendríamos: mano de obra, costo de materiales, repuestos, piezas nuevas, energía, combustibles, pérdidas por la no producción.

El costo de operación y mantenimiento de este tipo de plantas según el estudio realizado por Greenpeace: Renovables 100 % es actualmente de \$ 0.0347 USD/kWh, siendo por lo tanto el costo actual de este apartado:

$$C_{O.M} = \$_{O.M} \cdot E_{Bruta}$$
$$C_{O.M} = 0.0347 \left[\frac{USD}{kWh} \right] \cdot 144,068,000 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$
$$C_{O.M} \approx \$5 \left[\frac{MUSD}{año} \right]$$

Este valor es calculado para el primer año de operación; para los próximos años se considera el factor de inflación del 2.5 % fijo anual.

4.6.1.3.3 Costos de seguros de operación

El costo de seguros del periodo de construcción de la planta ya se incluyó en la inversión inicial con un monto de 2,692,628.02 USD/año, sin embargo, habrá que tener en cuenta el costo de los seguros del

periodo de operación de la planta, que según las fuentes consultadas referentes a plantas similares tendrá un valor de 0.6 % anual de la inversión inicial.

$$C_{Seg\ O.M} = 0.6\% \cdot Inversion = 0.006 \times \$115,000,000[usd]$$

$$C_{Seg\ O.M} \approx \$690 \left[\frac{MUSD}{año} \right]$$

También se considera la inflación para el costo de este apartado.

4.6.1.3.4 Costos de agua

Con base a la potencia nominal y basándonos en plantas similares, el consumo de agua estimado es aproximadamente de 400,000 m³/año.

Según la comisión estatal del agua de Sonora el precio medio supuesto del agua para uso industrial es de aproximadamente 0.02 USD/m³. Por lo tanto el costo para el primer año del agua será:

$$C_{Agua} = 0.02 \left[\frac{USD}{m^3} \right] \times 400,000 \left[\frac{m^3}{año} \right] = \$8,000 \left[\frac{USD}{año} \right]$$

Teniendo un aumento anual del 2.5 % en los costos del agua.

4.6.1.4 Ingresos

4.6.1.4.1 Precio de venta de electricidad

Para este apartado realizamos una búsqueda de los precios que se tienen en el país referente a las diferentes formas de generación de energía, para poder hacer un análisis sobre los ingresos que se obtienen de la venta de electricidad, para de esta forma tener un panorama sobre la competitividad que tendría nuestra planta.

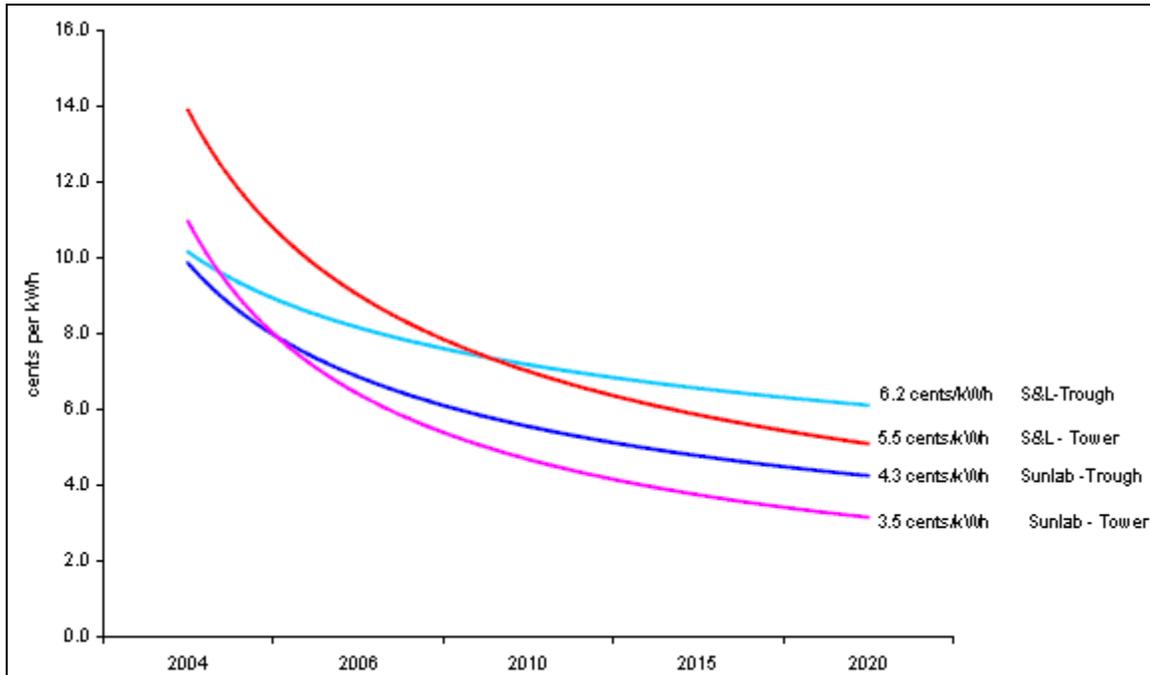
De igual forma realizamos una comparativa con las plantas solares termoeléctricas con almacenamiento de energía que están en funcionamiento para ubicar nuestra planta en una competencia mundial.

Una vez realizada la comparativa, utilizamos las tablas de tarifas que ofrece la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para venta de electricidad que tiene vigentes según el horario de demanda en que se utiliza el servicio, para de esta forma también observar en qué nivel de competencia se situaría nuestra planta con respecto a los costos que maneja la CFE.

Además, siendo que la región en que tenemos planeado implementar el proyecto, es decir el norte del país, específicamente Hermosillo, cuenta con periodos de demanda de energía punta considerables a lo largo del año,

tendríamos un buen nicho de venta para la energía que generemos, aunado a que contará con una tarifa de venta competitiva.

Según un estudio de mercado las tarifas más recomendables y las más utilizadas comúnmente alrededor del mundo para este tipo de tecnología se muestran en la siguiente grafica:



Gráfica 4.2: Niveles del costo de la energía solar.
Fuente: Sargent & Lundy LLC Consulting Group
Chicago, Illinois

En la gráfica anterior se muestra la evolución y la proyección del precio de la electricidad de las diferentes tecnologías solares. Como se puede observar la tecnología de CCP's para el año 2010 se encuentra alrededor de los 0.085 usd/kWh lo cual se puede decir que se encuentra en un nivel competitivo para el mercado mexicano y además será la que adoptaremos para realizar nuestro análisis, la cual tiende a tener una disminución en el precio para los próximos diez años.

4.6.1.4.2 Ingresos por Bonos de Carbono

Los bonos de carbono son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente; es uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kioto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero (GEI o gases de efecto invernadero).

El sistema ofrece incentivos económicos para que empresas privadas contribuyan a la mejora de la calidad ambiental y se consiga regular la emisión generada por sus procesos productivos, considerando el derecho a emitir CO₂ como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado. La transacción de los bonos

de carbono —un bono de carbono representa el derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono— permite mitigar la generación de gases invernadero, beneficiando a las empresas que no emiten o disminuyen la emisión y haciendo pagar a las que emiten más de lo permitido.

Las reducciones de emisiones de GEI se miden en toneladas de CO₂ equivalente, y se traducen en Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono a países Anexo I (industrializados, de acuerdo a la nomenclatura del protocolo de Kioto). Los tipos de proyecto que pueden aplicar a una certificación son, por ejemplo, generación de energía renovable, mejoramiento de eficiencia energética de procesos, forestación, limpieza de lagos y ríos, etc.

Algunos comentaristas tienen previsto unos precios superiores a los 25 euros por tonelada de CO₂ durante el primer periodo de presupuestos de Kioto.

Con lo mencionado anteriormente podemos suponer un precio para la tonelada de CO₂ que dejamos de emitir a la atmósfera con la generación de energía eléctrica a base de energía solar. El precio según las expectativas para los siguientes años se encontrará en:

$$\$_{Ton CO_2} = 25.0 \left[\frac{USD}{Ton CO_2} \right]$$

Para calcular las emisiones que se dejan de generar anualmente utilizamos el siguiente factor de conversión:

$$1 kWh = 0.00055 [Ton CO_2]$$

Por lo tanto las toneladas de CO₂ que no se emiten a la atmósfera en la planta "Hermosillo Solar I" las calculamos de la siguiente manera.

La planta "Hermosillo solar I" genera por medio del campo solar:

$$E = 127,236,000 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

Aplicando el factor de conversión de energía a toneladas de CO₂

$$Ton CO_2 = \frac{0.00055 [Ton CO_2] \times 127,236,000 \left[\frac{kWh}{año} \right]}{1 [kWh]}$$

$$Emisiones evitadas = 69,979 \left[\frac{Ton CO_2}{año} \right]$$

Por lo tanto los ingresos anuales por Bonos de Carbono serán los siguientes:

$$\$_{BC} = 25.0 \left[\frac{usd}{Ton CO_2} \right] \times 69,979 \left[\frac{Ton CO_2}{año} \right]$$

$$\$_{BC} = \$1,749,475 \left[\frac{usd}{año} \right]$$

Una vez teniendo un parámetro para el precio del kWh y tomando en cuenta los ingresos por bonos de carbono, los ingresos por la venta de la electricidad podrán ser calculados de la siguiente manera:

$$I_{Anuales} = \$_{energia} \cdot E_{Neta\ generada} + \$_{BC}$$

4.6.2 Hermosillo Solar II

4.6.2.1 Inversión Inicial

Ahora analizaremos económicamente a la central Hermosillo solar II y examinaremos como influye económicamente el factor de almacenamiento térmico en la planta.

En este caso el costo de la inversión inicial será 25 % más caro que en el caso donde no se tenía sistema de almacenamiento. Esta consideración está basada en plantas con experiencia que cuenta con sistemas de almacenamiento similar.

En los demás apartados de la inversión inicial no hay ningún cambio solo se agregara e el porcentaje del sistema de almacenamiento térmico.

Si en el caso en el que no se tenía almacenamiento la inversión inicial fue de:

$$\$_{Inicial} \approx 115[Musd]$$

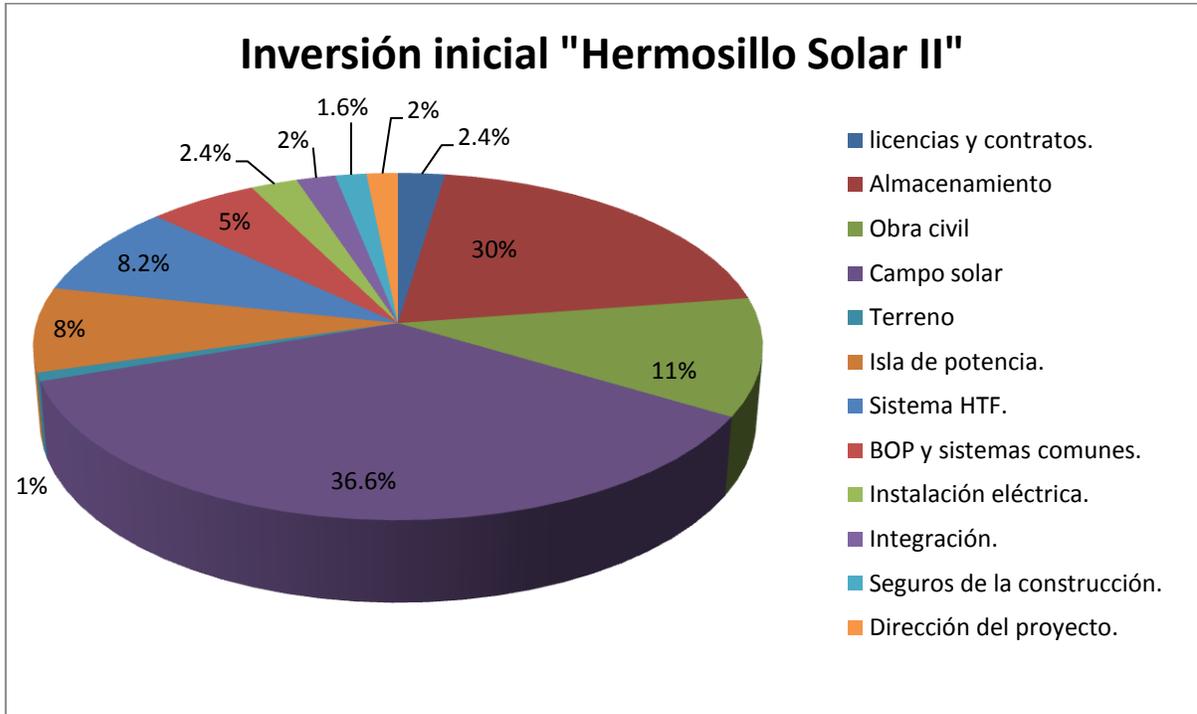
Con la adaptación de un sistema de almacenamiento la inversión aumentara un 30 % por lo tanto el valor de la inversión será de:

$$\$_{Inicial} = 115[Musd] + (0.30 \times 115) [Musd]$$

$$\$_{Inicial} \approx \mathbf{150} [Musd]$$

En este caso los costos de combustible auxiliar son eliminados ya que con el almacenamiento térmico compensamos lo aportado lo que aportaba la caldera auxiliar.

En la siguiente gráfica podemos observar la distribución de todos los conceptos que conforman el costo de la inversión inicial en valor porcentual de la central con almacenamiento "Hermosillo Solar II".



Gráfica 4.3: Porcentajes de la inversión inicial "Hermosillo Solar II".

4.6.2.2 Costos

Los costos de operación y mantenimiento presentaran un aumento ya que la generación de energía eléctrica generada anualmente se elevara respecto a la central que no tiene sistema de almacenamiento, y como en dicho caso, su precio será de \$ 0.0347 USD/kWh, por lo tanto el costo de operación y mantenimiento de la planta solar con almacenamiento térmico al año es:

$$C_{O.M} = \$_{O.M} \cdot E_{Bruta}$$

$$C_{O.M} = 0.0347 \left[\frac{USD}{kWh} \right] \cdot 338,370,000 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

$$C_{O.M} = \$11,741,439 \left[\frac{usd}{año} \right]$$

A lo que se refiere a los costos de los seguros de operación que según las fuentes consultadas referentes a plantas similares tendrá un valor de 0.6 % anual de la inversión inicial.

$$C_{Seg\ O.M} = 0.6 \% \cdot Inversion = 0.006 \times 150 [MUSD]$$

$$C_{Seg\ O.M} = \$897,000 \left[\frac{USD}{año} \right]$$

A todos los costos anteriores se les aplica de igual manera el factor de la inflación para los años consecuentes.

4.6.2.3 Ingresos

4.6.2.3.1 Ingresos por energía

Los precios de venta de la energía eléctrica se consideraran iguales que en el primer caso, por lo tanto los ingresos se calculan de manera similar que en el caso anterior tomando en cuenta ahora la energía eléctrica generada anualmente por la planta solar ya con el almacenamiento térmico.

$$I_{Anuales} = \$_{energia} \cdot E_{Neta\ generada} + \$_{BC}$$

$$\text{Energía generada con almacenamiento} = 338.4 \left[\frac{GWh}{año} \right]$$

De igual manera que en los ingresos de “Hermosillo Solar II” los ingresos se verán afectados por el factor de la inflación en todos los costos a lo largo del tiempo.

4.6.2.3.2 Ingresos por Bonos de Carbono

Para el caso de “Hermosillo Solar II” también se tendrán ingresos por Bonos de Carbono y los calcularemos de igual manera que para el caso de “Hermosillo solar I”.

El precio estimado de la tonelada de CO₂ lo consideraremos del mismo valor que en el primer caso.

$$\$_{Ton\ CO_2} = 25.0 \left[\frac{USD}{Ton\ CO_2} \right]$$

Por lo tanto las toneladas de CO₂ que no se emiten a la atmósfera en la planta “Hermosillo Solar II” las calculamos de la siguiente manera.

La planta “Hermosillo solar II” genera por medio del campo solar.

$$E = 338,370,000 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

Aplicando el factor de conversión de energía a toneladas de CO₂.

$$Ton CO_2 = \frac{0.00055 [Ton CO_2] \times 338,370,000 \left[\frac{kWh}{año} \right]}{1 [kWh]}$$

$$Emisiones evitadas = 186,103.5 \left[\frac{Ton CO_2}{año} \right]$$

Por lo tanto los ingresos anuales por Bonos de Carbono serán los siguientes:

$$Bonos Carbono = 25.0 \left[\frac{usd}{Ton CO_2} \right] \times 186,103.5 \left[\frac{Ton CO_2}{año} \right]$$

$$\$_{BC} \approx 4,7 \left[\frac{Musd}{año} \right]$$

4.6.3 Índices de rentabilidad

4.6.3.1 Valor Presente Neto (VPN)

Toda la inversión se justifica por la previsión que durante su periodo de vida útil va a ser capaz de producir un flujo positivo de ingresos netos (diferencia entre ingresos y costos totales) que sobrepasen el gasto inicial y den lugar a beneficios.

El Valor Presente Neto (VPN) es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El Valor Presente Neto permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: maximizar el rendimiento de la inversión. Además permite determinar si la inversión en un proyecto dado se recupera o no. Ese cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual. Si es positivo significará que el proyecto generará riqueza en un monto equivalente al del Valor Presente Neto. Si es negativo quiere decir que la planta reducirá su riqueza en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no modificará el monto de su valor.

Es importante tener en cuenta que el valor del Valor Presente Neto depende de las siguientes variables:

- La inversión inicial.
- Las inversiones durante la operación.
- Los flujos netos de efectivo.
- La tasa de descuento y el número de periodos que dure el proyecto.

Para nuestro caso tomaremos en cuenta la inversión inicial, los flujos netos, y la tasa de descuento.

La inversión inicial previa corresponde al monto o valor del desembolso que se hará en el momento de contraer la inversión.

Los flujos netos de efectivo son aquellos flujos de efectivo que el proyecto debe generar después de ponerlo en marcha, de ahí la importancia en realizar un pronóstico muy acertado con el fin de evitar errores en la toma de decisiones.

La tasa de descuento es la tasa de retorno requerida sobre una inversión. La tasa de descuento refleja la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente por lo que también se le conoce como costo o tasa de oportunidad. Su operación consiste en aplicar en forma contraria el concepto de tasa compuesta. Es decir, si a futuro la tasa de interés compuesto capitaliza el monto de intereses de una inversión presente, la tasa de descuento revierte dicha operación. En otras palabras, esta tasa se encarga de descontar el monto capitalizado de intereses del total de ingresos percibidos en el futuro.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Presente Neto es:

$$VPN = \sum_{i=0}^n \frac{V_t}{(1+r)^n} - I_0$$

Donde:

V_t = Flujos de caja, que son la diferencia entre ingresos y costos de O y M.

I_0 = Valor del desembolso inicial de la inversión.

n = Número de períodos considerado.

r = Tasa de descuento.

Para nuestro proyecto utilizamos una tasa de descuento dependiendo del porcentaje de deuda según el caso de análisis, partiendo de un valor de 12 % que es el valor típico empleado por CFE en los proyectos que realiza.

4.6.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)³⁶

Se denomina Tasa Interna de Retorno (TIR) a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (V.A.N.) de una inversión sea igual a cero. (VAN = 0).

$$VPN = \sum_{i=0}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^n} - I_0 = 0$$

³⁶ www.eco-finanzas.com

Este método considera que una inversión es aconsejable si la T.I.R. resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una T.I.R. mayor.

La TIR o tasa interna de retorno, es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- a) Si $TIR \geq r$ Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el costo de oportunidad).
- b) Si $TIR \leq r$ Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

Donde r representa es el costo de oportunidad.

La T.I.R. es un indicador de rentabilidad relativa del proyecto, por lo cual cuando se hace una comparación de tasas de rentabilidad interna de dos proyectos no tiene en cuenta la posible diferencia en las dimensiones de los mismos. Una gran inversión con una T.I.R. baja puede tener un V.A.N. superior a un proyecto con una inversión pequeña con una T.I.R. elevada.

4.6.3.3 Índice Beneficio Costo (B/C)

En el análisis Beneficio/Costo debemos tener en cuenta tanto los beneficios como las desventajas de aceptar o no proyectos de inversión

Es un método complementario, utilizado generalmente cuando hacemos análisis de valor actual y valor anual. Utilizado para evaluar inversiones del gobierno central, gobiernos locales y regionales, además de su uso en el campo de los negocios para determinar la viabilidad de los proyectos en base a la razón de los beneficios a los costos asociados al proyecto. Asimismo, en las entidades crediticias internacionales es casi una exigencia que los proyectos con financiación del exterior sean evaluados con éste método.

La relación Beneficio/costo está representada por la relación

En donde los Ingresos y los Egresos deben ser calculados utilizando el VAN, de acuerdo al flujo de caja; o en su defecto, una tasa un poco más baja, llamada «TASA SOCIAL» ; tasa utilizada por los gobiernos centrales, locales y regionales para evaluar sus proyectos de desarrollo económico.

El análisis de la relación B/C, toma valores mayores, menores o iguales a 1, esto significa que:

- $B/C > 1$ los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.
- $B/C = 1$ los ingresos son iguales que los egresos, entonces el proyecto es indiferente.
- $B/C < 1$ los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

La relación B/C sólo entrega un índice de relación y no un valor concreto, además no permite decidir entre proyectos alternativos.

4.6.3.4 Costos Nivelados

Los costos nivelados del proyecto se refieren a la obtención del valor monetario de cada kW generado por nuestra planta una vez que ya está operando, es decir, el costo que nos representa obtener un kW empleando nuestra planta. Para ello es necesario considerar los siguientes parámetros para poder realizar el cálculo:

- a) El Valor Presente Neto de la Operación y Mantenimiento (VPN O y M) de la planta.
- b) El Valor Presente de la Inversión.
- c) El Valor Presente Neto de los Costos, que representa la suma de los dos anteriores.
- d) El Valor Presente Neto de la generación anual de energía, en forma unitaria.

Una vez que conocemos los datos anteriores es fácil obtener los costos nivelados, ya que estos representan la relación entre el VPN de los costos y el VPN de la generación anual unitaria.

Los costos unitarios del proyecto nos permiten observar de manera muy rápida que tan buenos serán los ingresos que obtendremos, pues nos permiten saber cuánto nos cuesta producir un kWh en nuestra planta, y con ello estamos en la posibilidad de comparar con los precios de generación estándar que tiene una planta de las mismas características, y después de dicha comparación saber si estamos por encima o por debajo de dicho costo.

Mientras menores sean los costos nivelados tendremos un mejor proyecto. Siendo que los costos de generación de nuestro proyecto están por debajo del precio considerado como base, es decir producir un kWh nos cuesta menos de 10 centavos de dólar, podemos asegurar que es redituable. Por el contrario cuando se elevan los costos quiere decir que nuestra generación está siendo demasiado cara.

4.6.4 Análisis y presentación de los resultados obtenidos

4.6.4.1 Generalidades

En términos generales y como punto de partida para nuestro análisis, los parámetros más importantes de operación de las propuestas de "Hermosillo Solar I" y "Hermosillo Solar II" se pueden resumir en la siguiente tabla:

50 MW Ambos casos

Concepto	Hermosillo Solar I	Hermosillo Solar II
Inversión (MUSD).	115	150
Horas de funcionamiento (Promedio anual).	2,727	7,555
Energía Bruta Real (GWh/Año).	144.4	338.4
Autoconsumo (GWh/año).	14.4	37.2
Energía Neta (GWh/Año).	130	301.1
Emisiones de CO2 Evitadas (Ton/año).	69,979	186,104
Precio de la Ton CO2 (usd).	\$25	\$25
Bonos de Carbono (MUSD/año).	\$ 1.8	\$ 4.7
Energía Combustible Auxiliar (GWh/Año).	17.2	0

Tabla 4.18: Parámetros principales de la central eléctrica.

Para la realización del estudio financiero se tomó en cuenta que la Comisión Federal de Electricidad será la encargada de llevar a cabo el proyecto, por lo cual se considero que esta organización aportara un bajo porcentaje de la inversión de fondos propios, y un alto porcentaje será aportado con un préstamo bancario, tal y como lo hace CFE en la realización de sus proyectos de centrales eléctricas. Con este estudio solo se analizará el rendimiento del capital aportado por CFE.

Con lo mencionado anteriormente se establecieron las condiciones del préstamo:

- El interés del préstamo se considero de un 6.0 % anual, ya que es el valor típico encontrado para financiamientos de centrales eléctricas,
- El préstamo se pedirá a un plazo fijo de 12 años y se amortizara en cuotas constantes que comprenden el pago del principal más el interés del saldo restante a pagar.

En nuestro caso, el cálculo de estas cuotas fijas, así como todas las cantidades devueltas para hacer frente el pago de la inversión y los intereses que el préstamo han ocasionado, se han realizado mediante de una hoja de Excel.

La tasa de descuento se estableció considerando el valor típico utilizado por CFE para este tipo de proyectos el cual es de un 12 % mas el 2.5 % del factor de la inflación teniendo un valor final del 14.5 %.

4.6.4.2 Análisis de Resultados “Hermosillo Solar I” sin almacenamiento

Como ya lo habíamos mencionado con anterioridad, con ayuda de una hoja de cálculo elaborada en Excel se realizo el análisis de viabilidad que nos permitió conocer el valor de los índices de rentabilidad para las condiciones de operación de la central eléctrica “Hermosillo Solar I”.

La principal característica de operación de esta primera propuesta es que la central tendrá que parar de generar durante las horas que no haya sol, ya que solo cuenta con un sistema de apoyo de caldera auxiliar, sin sistema de almacenamiento alguno y tan solo se contarán con 2,727 horas de funcionamiento al año.

Según el estudio en el presupuesto mencionado en apartados anteriores se determinó que la inversión inicial del proyecto "Hermosillo Solar I" es:

Inversión Hermosillo Solar I
\$ 115 Musd

El análisis se realizó con una tarifa establecida de 0.088 usd/kWh, ya que como lo vimos anteriormente en el estudio de la tarifa, está se encuentra en el rango de las más comúnmente usadas para este tipo de tecnologías y además tiene un valor competitivo en el mercado mexicano.

Tarifa
\$ 0.085
Usd/kWh

Tabla 4.19: Precio del kWh.

Para un primer análisis se consideró que la inversión inicial será cubierta de la siguiente manera:

Capital Prestado	96.0%	\$110.4 Musd
Capital Propio	4.0%	\$4.6 Musd

Tabla 4.20: Premisas primer análisis "Hermosillo Solar I" .

El capital que aportara CFE será un porcentaje muy bajo y el resto será cubierto por medio de un préstamo bancario.

Una vez fijados todos los parámetros del análisis se realizó el cálculo de los principales índices de rentabilidad:

VPN =	-29.3 [Musd]
B/C =	-5.4
TIR =	4.3%

Tabla 4.21: Resultados primer análisis "Hermosillo Solar I".

Capítulo 4. Estudio de viabilidad para una central termoeléctrica solar tipo CCP's

Como podemos observar en el cuadro anterior los índices de rentabilidad de esta propuesta bajo las condiciones mencionadas anteriormente, no son nada aceptables, el VPN nos arroja un valor negativo lo que significa que la inversión del proyecto no se recupera, la TIR nos aporta un valor muy inferior a la tasa de descuento del 14.5%, lo que significa que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida, lo cual es razón suficiente para rechazar el proyecto, y por último el índice B/C da como resultado un valor negativo lo que significa que los ingresos son mucho menores a los egresos y por lo tanto es otro motivo por lo cual el proyecto no es aconsejable bajo estas condiciones de estudio.

Otro aspecto que pudimos comprobar con este primer análisis es que bajo estas condiciones es que durante 12 años se tendrán flujos negativos lo cual se ve reflejado en los valores no convenientes de nuestros principales índices de rentabilidad.

Año	Flujo desp Imp	Factor de descuento	Flujo descontado
0	-\$4,600,000		-\$4,600,000
1	-\$9,060,281	0.873	-\$7,912,910
2	-\$8,382,925	0.763	-\$6,394,177
3	-\$7,702,435	0.666	-\$5,131,113
4	-\$7,018,733	0.582	-\$4,083,540
5	-\$6,331,738	0.508	-\$3,217,329
6	-\$5,641,369	0.444	-\$2,503,523
7	-\$4,947,540	0.388	-\$1,917,568
8	-\$4,250,165	0.338	-\$1,438,672
9	-\$3,549,156	0.296	-\$1,049,242
10	-\$2,844,422	0.258	-\$734,411
11	-\$2,135,869	0.225	-\$481,631
12	-\$1,423,403	0.197	-\$280,325

Tabla 4.21: Corrida primer análisis "Hermosillo Solar I".

La principal razón por la que el análisis de esta propuesta nos arroja estos datos nada favorables es los pocos ingresos que se están obteniendo por la venta de la electricidad generada debido a las pocas horas que esta central podrá estar disponible a lo largo del día, dicho en otras palabras, no se está generando la suficiente energía eléctrica como para obtener los ingresos suficientes para poder solventar todos los gastos relacionados con la generación de electricidad ni mucho menos para cubrir el pago de la deuda adquirida con el banco.

Como se puede observar, el tener el sistema de caldera auxiliar de gas natural no es de gran utilidad ya que la principal función de este sistema no es la de generar electricidad cuando el campo solar no esté funcionando, sino que es la de mantener el fluido de trabajo (aceite) a la temperatura adecuada evitando que este se solidifique en el sistema durante las noches.

Otro aspecto negativo de esta propuesta es que esta central eléctrica no es 100 % renovable ya que combina su uso con un combustible fósil, y si bien con esta propuesta ya se está evitando una gran cantidad de toneladas de CO₂ al generar electricidad con la energía del sol, no tiene un valor significativo para que el proyecto se pueda ayudar con bonos de carbono y así de esta manera pueda llegar a ser rentable.

Capítulo 4. Estudio de viabilidad para una central termoeléctrica solar tipo CCP's

En un segundo estudio se quiso ver bajo qué condiciones “Hermosillo Solar I” se podría convertir en un proyecto rentable.

Por principio de cuentas para que esta propuesta nos diera valores de rentabilidad relativamente buenos la tarifa tiene que tener un valor superior a los 0.12 usd/kWh, lo cual está fuera de proporción y resulta un precio de venta muy elevado, el cual no sería competitivo en el mercado nacional.

Se supone que la inversión será cubierta en la proporción que se muestra en la siguiente tabla:

C. Prestado	96.0%	\$110.4 [Musd]
C. Propio	4.0%	\$4.6 [Musd]

Tabla 4.22: Premisas segundo análisis “Hermosillo Solar I” .

Como se puede observar la CFE sigue aportando un muy bajo porcentaje de la inversión inicial ya que si CFE aportara más capital, el proyecto arrojaría valores de rentabilidad negativos y la tarifa de venta de la electricidad tendría que ser más elevada.

Se realizó la corrida de la hoja de cálculo para el valor de tarifa de 0.12 usd/kWh y obtuvimos como resultado los siguientes valores:

VPN =	6,.2 [Musd]
B/C =	2.346
TIR =	17.20%

Tabla 4.23: Resultados segundo análisis “Hermosillo Solar I”

Con esta tarifa se obtienen valores de rentabilidad bastante aceptables, aunque se sigue teniendo el problema de pérdidas durante los primeros años de operación, lo que hace que el proyecto sea rechazado.

Año	Flujo desp Imp	Factor de descuento	Flujo descontado
0	-\$4,600,000		-\$4,600,000
1	-\$4,511,296	0.873	-\$3,939,997
2	-\$3,720,216	0.763	-\$2,837,639
3	-\$2,923,158	0.666	-\$1,947,313
4	-\$2,119,974	0.582	-\$1,233,413
5	-\$1,310,510	0.508	-\$665,906
6	-\$494,610	0.444	-\$219,498
7	\$327,888	0.388	\$127,083
8	\$1,157,149	0.338	\$391,692

Tabla 4.24: Corrida del segundo análisis “Hermosillo Solar I”

Para eliminar este problema se tendría que elevar la tarifa a valores estratosféricos, lo que llevaría a un proyecto relativamente rentable pero poco competitivo en el mercado mexicano. Esto representaría una tecnología muy cara, poco rentable y con pocos beneficios económicos para los consumidores.

4.6.4.3 Análisis de Resultados “Hermosillo Solar II” con almacenamiento

Para el caso de “Hermosillo Solar II” (central con almacenamiento térmico) las condiciones de operación cambian de manera considerable.

Por principio de cuentas para esta propuesta se elimina el sistema de caldera auxiliar y se incorpora un sistema de almacenamiento térmico de 15 horas y según el estudio del presupuesto este proyecto será un 20 % más caro que el proyecto anterior, por lo tanto el valor de la inversión inicial que se tendrá que desembolsar será de:

Inversión Hermosillo Solar II
\$149.5 [Musd]

La tarifa para este caso se estableció de 0.085 usd/kWh considerando lo mencionado anteriormente, que este precio de venta se encuentra en un rango competitivo para esta tecnología en nuestro país.

Para empezar este análisis se quiso considerar que la forma de cubrir la inversión inicial del proyecto sería la misma que en el caso anterior, esto es que CFE aportaría un 4 % de monto total de la inversión y el restante 96 % sería cubierto por medio de un préstamo bancario, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Capital Prestado	96.0%	\$143.5 [Musd]
Capital Propio	4.0%	\$5.9 [Musd]

Tabla 4.25: Premisas primer análisis “Hermosillo Solar II”.

Se realizó la corrida del programa bajo estas condiciones y los valores que presentaron nuestros índices de rentabilidad son los siguientes:

VPN = 27.9 [Musd]
B/C = 5.7
TIR = 26.4%

Tabla 4.26: Resultados primer análisis “Hermosillo Solar II”

Como se puede observar en el cuadro anterior los valores de rentabilidad para esta propuesta son bastante favorables, el VPN tiene un valor positivo lo que significa que el proyecto está generando riquezas maximizando el rendimiento de la inversión. El valor de la TIR tiene un valor superior al de la tasa de descuento lo que significa que el proyecto puede ser aceptado, por la razón de que este da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida. Lo que se refiere al índice B/C se obtiene un valor superior a 1, lo que significa que los ingresos son mucho mayores que los egresos.

Capítulo 4. Estudio de viabilidad para una central termoeléctrica solar tipo CCP's

Todos estos valores obtenidos en nuestros índices de rentabilidad reflejan un proyecto relativamente aconsejable, sin embargo el hecho de pedir un préstamo tan grande ocasiona que durante los tres primeros años se tengan flujos negativos debido al pago de cantidades fuertes de principal así como de intereses a lo largo de los 12 años de la deuda.

Año	Flujo desp Imp	Factor de descuento	Flujo descontado
0	-\$5,980,000		-\$5,980,000
1	-\$2,971,387	0.873	-\$2,595,097
2	-\$1,930,106	0.763	-\$1,472,211
3	-\$880,733	0.666	-\$586,716
4	\$176,934	0.582	\$102,941

Tabla 4.27: Corrida del primer análisis "Hermosillo Solar II"

Para esta propuesta y bajo estas condiciones en las que se hace frente a la inversión inicial, el proyecto comienza ver ganancias hasta el cuarto año de operación lo que hará que el proyecto no sea aceptado.

Para corregir este problema sin tener que aumentar el precio de la energía se tendría que evitar pedir un préstamo muy grande, que resulto inferior al 96 % de los análisis anteriores, lo que significaría que CFE tendría que aportar más de su capital para solventar el pago de la inversión inicial, evitando de igual manera que los índices de rentabilidad se vean muy afectados por esta situación, buscando un balance para lograr un proyecto rentable en su totalidad.

Con ayuda de nuestra hoja de cálculo se buscó el escenario idóneo para poder obtener estas condiciones de rentabilidad, llegando a los valores mostrados en el siguiente cuadro:

C. Prestado	80.0%	\$119.6 [MUSD]
C. Propio	20.0%	\$29,9 [MUSD]

Tabla 4.28: Premisas segundo análisis "Hermosillo Solar I".

Bajo esta condición en donde CFE aporta el 20 % de la inversión inicial, el 80 % restante es aportado por medio de un préstamo bancario eliminamos las pérdidas durante los primeros años, obteniendo ganancias desde el primer año de operación.

Año	Flujo desp Imp	Factor de descuento	Flujo descontado
0	-\$29,900,000		-\$29,900,000
1	\$457,147	0.873	\$399,255
2	\$1,378,827	0.763	\$1,051,717
3	\$2,308,600	0.666	\$1,537,915
4	\$3,246,667	0.582	\$1,888,930
5	\$4,193,236	0.508	\$2,130,698
6	\$5,148,519	0.444	\$2,284,806
7	\$6,112,734	0.388	\$2,369,175
8	\$7,086,104	0.338	\$2,398,632
9	\$8,068,859	0.296	\$2,385,408
10	\$9,061,232	0.258	\$2,339,550

Tabla 4.29: Corrida del segundo análisis "Hermosillo Solar II"

Aun con estas condiciones se obtienen valores de rentabilidad aceptables los cuales se muestran en el siguiente cuadro:

VPN =	20.4 [Musd]
B/C =	1.7
TIR =	19.6%

Tabla 4.30: Resultados segundo análisis "Hermosillo Solar II".

Aunque el hecho de aportar más capital en el pago de la inversión inicial, disminuyo los principales indicadores de rentabilidad, no afecta lo suficiente como para que el proyecto deje de ser rentable, manteniendo valores bastante aceptables. Si se quisieran mejorar estos valores de rentabilidad se podría aumentar el precio de la energía sin rebasar los rangos de competitividad del mercado mexicano y sin afectar de manera considerable a la economía de los consumidores.

Si CFE aportara menos del 20 % de la inversión inicial se tendrán flujos de caja negativos los primeros años de funcionamiento de la planta, si CFE aportara un porcentaje mayor al 20 %, los valores de rentabilidad de su inversión se verían afectados negativamente, hasta el punto de hacer en algún momento el proyecto no rentable. Dentro de estos rangos se encuentra el balance que hará que el proyecto sea o no sea aceptado.

Como se puede observar con los resultados obtenidos el proyecto de "Hermosillo Solar II" resulta muy rentable a comparación de la primera propuesta de "Hermosillo Solar I" todo esto debido a sus diferentes configuraciones y modos de operación. El hecho de contar con almacenamiento térmico permite que la planta opere durante casi todo el día a plena carga, lo que permitirá generar mucha más electricidad y por consecuencia lógica se obtendrán mucho más ingresos por la venta de la energía eléctrica. Otro aspecto favorable de Hermosillo Solar II" es que esta propuesta es 100 % renovable ya que no requiere del uso de algún combustible fósil para su operación por lo que el total de la energía eléctrica generada es por medio de la energía solar lo que permite obtener mucho más ingresos por bonos de carbono lo que beneficiara considerablemente a la rentabilidad del proyecto.

Capítulo 4. Estudio de viabilidad para una central termoeléctrica solar tipo CCP's

Con estos resultados obtenidos se logra tener un panorama mucho más claro y amplio del papel que podría adoptar este tipo de tecnologías renovables en nuestro país, tratando de aportar una solución más a la problemática que se tiene con el uso de hidrocarburos para la generación de electricidad, buscando un proyecto rentable que beneficie al país y al planeta entero.

CONCLUSIONES

La disponibilidad de energía en el mundo se ha convertido en un problema crucial, dado que la gran mayoría de los países, tanto los en vías de desarrollo como los industrializados, se ven afectados por las crecientes demandas requeridas para satisfacer sus metas económicas y sociales.

A partir de los últimos años, se ha reconocido como inevitable que la oferta de energía eléctrica debe sufrir una evolución desde su actual dependencia de los hidrocarburos hacia aplicaciones energéticas más diversificadas, lo que implica el aprovechamiento de la variedad de fuentes de energía renovables que se disponen.

Como lo estuvimos mencionando a lo largo de todo este trabajo de tesis, el Sol es una fuente inagotable de recursos para el hombre, es limpia, abundante y está disponible en la mayor parte de la superficie terrestre y puede por lo tanto, liberar al planeta de los problemas ambientales generados por los combustibles convencionales como el petróleo y de otras alternativas energéticas como las centrales nucleares. Sin embargo, a pesar de los avances tecnológicos de las últimas décadas el aprovechamiento de esta opción ha sido insignificante, comparándolo con el consumo global de energía en el mundo.

La energía proveniente del Sol tiene una serie de ventajas tanto económicas como ecológicas principalmente. A continuación citaremos las más importantes en el proceso de generación de energía eléctrica:

- Es una energía muy abundante en México.
- La energía proviene de una fuente inagotable.
- Es un sistema de aprovechamiento de energía idóneo para zonas donde el tendido eléctrico no llega (campo, islas), o es dificultoso y costoso su traslado (conviene a mas de 5 Km).
- Se pueden utilizar de forma independiente o integrada en la red eléctrica pública.
- Los sistemas de captación solar son de fácil mantenimiento.
- El costo disminuye a medida que la tecnología va avanzando (el costo de los combustibles aumenta con el paso del tiempo porque cada vez hay menos).
- Reducción de la contaminación atmosférica, del efecto invernadero producido por las emisiones de CO₂ y del cambio climático provocado por el efecto invernadero.
- La utilización de energía solar en zonas rurales o aisladas, permite la creación de pequeñas empresas, lo que fomenta el desarrollo económico de regiones poco favorecidas.

Este tipo de energía también puede presentar ciertas desventajas. A continuación mencionaremos algunos de los problemas que se pueden presentar al tratar de optimizar y potencializar el uso de la energía solar.

Conclusiones

- El nivel de radiación fluctúa de una zona a otra y de una estación del año a otra.
- Para recolectar energía solar a gran escala se requieren grandes extensiones de terreno.
- Se debe complementar este método de convertir energía con otros (Sistemas de generación híbridos).
- Los lugares donde hay mayor radiación, son lugares desérticos y alejados.

Con lo mencionado anteriormente podemos darnos cuenta de que son mucho más las ventajas que las desventajas que presenta el uso de la energía solar, por eso es importante desarrollar tecnología que nos permita potencializar este recurso al máximo y dejar un poco de lado el aspecto económico, pensando en un desarrollo sustentable para nuestro país.

Lo que se refiere particularmente al aprovechamiento y a la tecnología, las Centrales Eléctricas Termosolares están predestinadas a jugar un papel relevante en la producción de electricidad a gran escala. Las tres tecnologías más importantes de concentración solar, si bien presentan diferencias de costos en la primera fase de implantación, proyectan posteriormente costos de producción muy similares, dependiendo la selección de la tecnología sobre todo del tipo de aplicación y de despacho de la electricidad generada.

Las medidas de apoyo y ayudas de instituciones vienen motivadas por la reducción de emisiones a la atmósfera de gases que promueven el efecto invernadero y por la creación de empleo local y la mejora de la calidad de vida en los entornos geográficos en donde se implantaran las centrales. Se estima que una central eléctrica termoelectrica solar puede evitar unas 2,000 toneladas anuales de emisiones de CO₂ por cada MW instalado, o lo que es lo mismo, cada GWh producido con central solar evita la emisión de 700 a 1000 toneladas de CO₂, por lo que resultan idóneas para contribuir a la reducción de emisiones contaminantes de manera considerable.

Los desarrollos tecnológicos deben mejorar las eficiencias de los distintos sistemas termosolares, la búsqueda de esquemas óptimos para el ciclo termodinámico, la reducción de costos y el aumento de su confiabilidad y durabilidad.

En el caso de los colectores Cilíndrico-Parabólicos existe una importante limitación tecnológica asociada a la máxima temperatura de trabajo que se sitúa en los 400 °C. A esto se añaden las ineficiencias y costos asociados al uso de un aceite térmico como fluido de transferencia entre el receptor solar y el generador de vapor. Por este motivo los esfuerzos de desarrollo tecnológico se centran en la búsqueda de mejores medios de transferencia de calor que sustituyen al aceite. Un segundo problema es la inexistencia de soluciones eficientes y de bajo costo para el almacenamiento térmico de la energía, por lo que los factores de capacidad se ven seriamente limitados. A esto se añaden las mejoras necesarias en la durabilidad de los tubos absorbedores.

Para las centrales de torre el primer gran objetivo es demostrar en las primeras plantas comerciales los factores de capacidad y eficiencias previstas a partir de las experiencias en plantas piloto. Asimismo se deben verificar los objetivos de costos marcados por los componentes solares, y sobre todo para los

Conclusiones

heliostatos, al no existir hasta ahora experiencias de producción en serie. Para los receptores solares se han de demostrar además las eficiencias previstas en pequeños prototipos y la durabilidad del absorbedor. Las centrales de torre presentan todavía niveles relativamente bajos de automatización y de integración de los sistemas de control, lo que penaliza la operación de la planta, siendo éste otro aspecto que requiere mejoras en la tecnología.

Por último los sistemas disco parabólico, sin lugar a dudas, es la tecnología con un mayor potencial a largo plazo, por sus altas eficiencias la hacen extraordinariamente atractivos desde el punto de vista de la planificación de la inversión. La limitación en cuanto a su potencia unitaria (por debajo de 25 kW) puede ser un pequeño para muchas aplicaciones en que se pretenda la producción eléctrica a gran escala. Las experiencias de operación se restringen a unas pocas unidades por lo que el riesgo tecnológico es alto. La tecnología de disco-parabólicas brindan la oportunidad de alcanzar mayores eficiencias y bajos costos que las plantas con colectores Cilíndrico-Parabólicos, pero quedan ciertas dudas de cuando estas tecnologías podrán lograr una reducción en sus costos de inversión y además pueda presentar algunas mejoras en su funcionamiento. De los tres tipos de Centrales Eléctricas Termosolares, La tecnología de Disco Parabólico es el sistema que ha alcanzado la mayor eficiencia pico de conversión con un 29.4% de radiación solar en energía térmica.

Los colectores Cilíndrico-Parabólicos son actualmente una tecnología probada esperando una oportunidad para desarrollarse. En el caso particular de las centrales de torre requieren que se demuestre la operatividad y condiciones de mantenimiento de la tecnología de sales fundidas y el desarrollo de heliostatos a bajo costo.

Una vez que se decidió el tema a tratar para esta tesis, se presentaron varios panoramas con respecto al tipo de central que se decidió analizar, ya que como lo mencionamos anteriormente existen diversas configuraciones de plantas solares termoeléctricas, por tal motivo fue necesario realizar una investigación sobre cuáles eran las características de cada tipo, para poder decidir sobre cual configuración se buscaría información para este proyecto.

México se encuentra en un lugar privilegiado por sus altos niveles de radiación solar y es por ello que es necesario el desarrollo de tecnologías probadas que utilicen el recurso solar como fuente de energía alterna a los combustibles fósiles para el abastecimiento de energía eléctrica.

En esta propuesta de proyecto se ha usado la tecnología de Colectores Cilíndricos Parabólicos debido a que es la más probada para generar potencias superiores a los 20 MW, ya que la tecnología de receptor central no ha superado a un ese umbral de potencia, además de ser la más madura de las dos, ya que tiene más de veinte años de experiencia.

La tecnología utilizada para generar energía en este tipo de centrales es la misma que se utiliza en las plantas termoeléctricas convencionales. La principal diferencia con otro tipo de central térmica es el foco caliente de la planta, que pasa de ser generado por combustión, a generarse partir de la energía solar, que si bien hace que la generación de vapor se realice de una manera más barata, también provoca que la temperatura del ciclo Rankine no alcance temperaturas tan altas como podría alcanzar con otro tipo de generación de vapor, disminuyendo el rendimiento total.

Conclusiones

El rendimiento de la turbina se podría mejorar elevando la temperatura del foco caliente de la planta, esto se puede mejorar utilizando otro tipo de aceite que llegue a temperaturas superiores a los 400 °C (actualmente no existe), o incluso generando vapor en el campo solar directamente. Esta tecnología está en fase de pruebas, pero por el momento únicamente se han conseguido temperaturas de vapor próximas a los 300 °C.

Haciendo uso del combustible auxiliar, y poniendo en práctica sistemas de almacenamiento térmico, como las sales fundidas, las plantas termosolares serán las únicas instalaciones renovables que podrían satisfacer la demanda necesaria en cada momento y asegurar la capacidad de potencia.

La tendencia actual en invertir en este tipo de tecnologías se prevé que haga reducir los costos y que se incrementen los rendimientos esperados, hasta llegar a rendimientos totales de más de un 20 %. Según los estudios realizados por asociaciones importantes en el ámbito de la energía solar térmica, un 5% de las necesidades energéticas mundiales en el año 2040 serán cubiertas con energía termosolar.

Sin embargo para que se produzca esta reducción en los costos se tiene que ampliar el mercado de productores tanto de tubos absorbedores, únicamente dos en el mundo, como de colectores.

Los principales aspectos negativos que tienen este tipo de proyectos son:

- La elevada inversión inicial a la que hay que hacer frente, sin embargo se ha comprobado en el estudio económico que la inversión puede llegar a ser rentable bajo ciertas condiciones.
- El gran impacto que tiene este tipo de plantas sobre el entorno, ya que necesita una superficie mucho más extensa que otro tipo de centrales para funcionar. Como ya se ha visto esta superficie estará alrededor de las 150 hectáreas. Este aspecto no se podrá mejorar en un futuro cercano, ya que el calentamiento HTF depende únicamente de la superficie de reflexión con la que contamos, por lo tanto este tipo de centrales producirá un descenso de emisiones de CO₂, a cambio de ocupar una gran superficie para su funcionamiento.

Si se compara la generación de energía eléctrica termosolar de concentración con los sistemas solares fotovoltaicos, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

Ventajas de las centrales termosolares:

- Tienen garantía de potencia y son gestionables, es decir, hoy se puede saber exactamente cuánto se podrá generar en un futuro.
- Son una alternativa para trabajar simultáneamente con un ciclo combinado.
- Tienen un rendimiento eléctrico final respecto a la radiación solar recibida por unidad de superficie del 17 % frente a un 8 % de los sistemas fotovoltaicos.
- Vida útil superior a veinte años con eficacia constante, en los sistemas fotovoltaicos aun está por ver su periodo de vida útil.

Inconvenientes de las centrales solares:

Conclusiones

- Instalaciones más costosas, complicada y largo periodo de construcción.
- Se requiere de un equipo de treinta personas fijas aproximadamente para su explotación como en cualquier otra central térmica.
- Cualquier terreno y tamaño sirven para las instalaciones fotovoltaica, el asentamiento en el terreno y su extensión es básico para las centrales termosolares

Además de los aspectos técnicos se analizaron los parámetros económicos que nos dan como resultado la viabilidad económica de una planta solar termoelectrica de colectores Cilíndricos-Parabólicos instalada en la República Mexicana, tomando en cuenta las ventajas y desventajas de usar o no el almacenamiento térmico.

Una vez que se tuvo claro el tipo de tecnología a analizar, se procedió a realizar un modelo matemático que permitiera realizar el análisis económico del proyecto. Dicho modelo brindó la posibilidad de obtener los indicadores económicos de interés para obtener la viabilidad el proyecto, como lo son el Beneficio/Costo, el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno.

El modelo matemático diseñado en la hoja de cálculo de Excel también permitió hacer un análisis de sensibilidad sobre el proyecto, esto para tener un mejor estudio del comportamiento de nuestras variables de rentabilidad al momento que se presentaba algún cambio en los valores económicos y así poder conocer las repercusiones que tendrían las modificaciones realizadas en la rentabilidad del proyecto.

A lo que se refiere al caso específico de análisis en el último capítulo, se ha podido comprobar que la puesta en marcha de una planta termoelectrica solar el lugar elegido es una opción viable y recomendable bajo ciertas condiciones, tanto del punto de vista técnico como del económico.

Para el caso de "Hermosillo Solar I" en donde no se cuenta con almacenamiento y solo se tiene el sistema de caldera auxiliar se pudo corroborar que este proyecto resulta poco viable debido a sus poca horas de funcionamiento y a los pocos ingresos que se obtienen por la venta de la electricidad. Con ayuda de la hoja de cálculo realizada para el análisis, se pudo llegar a la conclusión de que para esta propuesta el precio del [kWh] tendría que ser muy elevado, además de estar fuera de proporción para poder competir en el mercado mexicano; resultando una opción poco conveniente económicamente.

La central de "Hermosillo Solar II" con almacenamiento resultó un proyecto bastante viable, el primer factor que ayudo a esta propuesta fue las horas de funcionamiento que proporciono el sistema de almacenamiento térmico, gracias a esto se puede generar mucho más energía a lo largo del día, a comparación de "Hermosillo Solar I", obteniendo más ingresos por la venta de la electricidad a una tarifa aceptable y competitiva para las condiciones y necesidades del mercado mexicano. Los valores de los índices de rentabilidad resultaron aceptables bajo las condiciones en las que CFE podría hacer frente al pago de la inversión inicial, teniendo flujos positivos desde el primer año de operación a diferencia de lo que paso con el primer caso de análisis, en donde se presentaban flujos negativos durante los primeros años de operación haciendo que el proyecto sea rechazado. La generación de electricidad con energía totalmente renovable resultó un factor muy favorable para la viabilidad del proyecto, obteniendo ingresos por la venta de bonos de carbono.

Conclusiones

En resumen se pudo observar que el caso de "Hermosillo Solar I" no resultó nada aceptable bajo las condiciones y necesidades actuales de nuestro país. En cambio el caso de "Hermosillo Solar II" resultó un caso bastante rentable el cual cubre las condiciones de rentabilidad de un proyecto renovable, el cual sería muy interesante trabajar como una opción más para satisfacer las necesidades energéticas del país a futuro.

Después de la elaboración de este trabajo podemos concluir que la energía solar es una posible solución a muchos problemas que se tienen en la generación de energía eléctrica. El inconveniente con la energía solar es su alto costo de implantación, pero como lo pudimos comprobar, este costo se compensa con el tiempo de vida y los bajos costos de mantenimiento.

Actualmente continúan las investigaciones sobre la energía termosolar, es probable que una planta termosolar cueste el doble de construcción que una planta térmica contaminante, pero a la larga serán la única alternativa pues estamos acabando con el planeta y tenemos que actuar rápido para revertir el efecto invernadero.

No sería racional no intentar aprovechar, por todos los medios técnicamente posibles, esta fuente energética gratuita, limpia e inagotable, que puede liberarnos definitivamente de la dependencia del petróleo o de otras alternativas poco seguras o, simplemente, contaminantes.

Existen algunos problemas que se deben superar primero, hay que tener en cuenta que esta energía está sometida a continuas fluctuaciones y a variaciones más o menos bruscas. Así, por ejemplo, la radiación solar es menor en invierno, cuando más se necesita. Es de vital importancia seguir con el desarrollo de la primitiva tecnología de captación, acumulación y distribución de la energía solar, para conseguir las condiciones que la hagan definitivamente competitiva, a escala mundial.

Ya por último podemos decir que la principal expectativa de la investigación y el análisis de viabilidad realizado para una planta eléctrica termosolar está en que para un futuro no muy lejano pueda servir como plataforma de despegue para la realización de proyectos de centrales solares en México, con el objetivo de satisfacer las necesidades futuras de energía eléctrica en beneficio de nuestra sociedad y del medio ambiente. Los sistemas termosolares se encuentran en pleno desarrollo y las limitantes económicas como tecnológicas son todavía considerables. Si se pudiera dejar a un lado el aspecto económico y se centraran las investigaciones en optimizar la eficiencia de estos sistemas de generación de energía eléctrica, podríamos estar hablando de una importante fuente de energía para generaciones presentes y futuras.

BIBLIOGRAFÍA

- ⇒ López, G; Fernández-Llebrez, F. y Villanueva, M. “Fomento activo de la energía solar: consideraciones sobre las instalaciones solares activas. Planeamiento urbanístico”. Era Solar: Energías renovables, 2008, nº 142, p. 60-63.
- ⇒ Carrasco, Rafael. “El gran despertar de la energía solar”. Integral: Vive mejor en un mundo mejor, 2007, nº 327, p. 36-41.
- ⇒ Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024.SENER.Mexico 2009.
- ⇒ Electricity Information 2009, Energy Balances of OECD Countries 2009, Energy Balances of Non-OCDE Countries 2009; International Energy Agency.
- ⇒ Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Comisión Reguladora de Energía (CRE)
- ⇒ Electricity Information 2009, International Energy Agency (IEA).
- ⇒ Ruiz Hernández, Valeriano. “Las energías renovables: La energía solar”. Temas para el debate, 2006, nº 143, p. 41-46 (Ejemplar dedicado a: El futuro de la energía)
- ⇒ Morcillo Rigaud, Manuel. “Instalaciones de energía solar térmica. Tecnología actual y evolución: desarrollo desde la experiencia y la normativa”. Era solar: Energías renovables, 2008, nº 142, p. 30-37.
- ⇒ Perales Benito, Tomás. Instalación de paneles solares térmicos: componentes, instalación. [Madrid]: Creaciones Copyright, D. L. 2007, 127 p.
- ⇒ Tobajas Vázquez, Manuel. Energía solar fotovoltaica: Ceysa, 2002, 138 p.
- ⇒ Marcos, Elena. “Energía solar térmica para agua caliente colectiva”. Tecno ambiente: Revista profesional de tecnología y equipamiento de ingeniería ambiental, 2006, nº 161, p. 27-29.
- ⇒ Colmenar, Castro, “Energía Solar Térmica de Media y Alta temperatura”, PROGENSA, 2000.
- ⇒ A. Manrique, José, “Energía Solar, Fundamentos y aplicaciones fototérmicas”, HARLA, México].
- ⇒ Almanza Salgado, Rafael, “Ingeniería de la Energía solar”, El colegio de México, México, 1994.
- ⇒ Almanza, Rafael, “Ingeniería de la Energía Solar II”, Instituto de Ingeniería, UNAM, México, 2003.
- ⇒ Cateyano López, “Energías renovables en la economía global”, CIEMAT, 2006. Disponible en: <http://www.istas.ccoo.es/descargas>.

Bibliografía

- ⇒ “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico”, CFE, México, 2008.
- ⇒ Domingo, Miguel, “Energía Solar: Estado actual y perspectiva inmediata”, SENER, 2007.
- ⇒ Fernández Díez, Pedro, “Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura”, Libros Redsauce, 2008. Disponible en: <http://es.libros.redsauce.net/index.php?pageID=12>
- ⇒ Geyer Michael, “Torres, Discos, colectores cilindro parabólicos”, SolarPaces, 2005. Disponible en: <http://www.solarpaces.org>.
- ⇒ González Finat, Alfonso, “Concentrating solar power”, European Commision, 2007. Disponible en: <http://www.solarpaces.org>.
- ⇒ Hans Schweiger, “Sistemas de Energía Solar Térmica”, AIGUASOL Ingeniería, 2003. Disponible en: <http://www.uib.es/facultat/ciencies/prof/victor.martinez/recerca/jornades/>
- ⇒ Marimón Lafuente, José, “La energía solar termoeléctrica”, ABENGOA SOLAR, 2008. Disponible en: <http://www.csocial.ulpgc.es/Foros/ree/material/16A.pdf>.
- ⇒ Pep Puig, Marta Jofra, “Energía Solar térmica”, Iberdrola, 2009.
- ⇒ Ramos Berumen, Carlos, “Prospectiva de las Tecnologías Termosolares a Concentración para la Generación de Potencia Eléctrica”, Instituto de investigaciones eléctricas, México, 2005.
- ⇒ Romero Álvarez, Manuel, “Energía solar termoeléctrica”, CIEMAT, [s.a]. Disponible en: http://www.uib.es/facultat/ciencies/prof/victor.martinez/recerca/jornades/ManuelRomero/CSP_Termoelectrica.pdf.
- ⇒ Bejan, A., 1997. “Advanced Engineering thermodynamics”. Ed. John Wiley & Sons, (2ª Edición), New York, EEUU, pp. 206-227. ISBN: 0-471-14880-6
- ⇒ Birnbaum, J. et al., 2008. “A direct steam generation solar thermal power plant with integrated thermal storage”. In: Proceedings of 14th International SolarPACES Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies.
- ⇒ Chapman, A.J., 1984. “Transmisión del calor”. Ed. Bellisco (3ª Edición), pp. 443-540.
- ⇒ Eck, M. et al., 2008a, “Direct steam generation in parabolic troughs at 500°C – A German-Spanish project targeted on component development and system design”. In Proceedings of 14th International SolarPACES Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Las Vegas, EEUU.

Bibliografía

- ⇒ García-Casals, V., 2000a, “Optimización del acoplamiento entre subsistema solar y ciclo termodinámico en plantas termosolares”, Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, España.
- ⇒ García Casals, X., 2001, “La energía solar térmica de alta temperatura como alternativa a las centrales térmicas convencionales y nucleares”

PAGINAS WEB CONSULTADAS

- <http://www.ocupacio.gva.es:8084>
- http://www.circuloverde.com.mx/.../azotea_verde_06.jpg.
- <http://www.solarviews.com/span/sun>.
- <http://www.absoluterprotecsol.com/images/esfera-celeste.jpg>
- <http://www.upme.com>
- <http://img.genciencia.com/2008/10/p.jpg>
- <http://tallersolar.com/img/mapa%20solar.JPG>
- http://www.solarpaces.org/CSP_Technology/csp_technology.htm
- http://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_netto
- <http://www.diasolar.e/>
- <http://www.solardays/>
- <http://europa.eu/scadplus/leg/es/lvb/l27065m>
- <http://erenovable.com/>
- <http://homepage.mac.com/uriarte/maprad.html>
- <http://libros.redsauce.net/>
- <http://weblogs.madrimasd.org/energiasalternativas/archive/2008/05/16/91984.aspx>
- <http://www.bienesonline.com/mexico/detalle-propiedad/RAV1168>
- <http://www.blogenergiasrenovables.com/index.php/2008/11/la-primera-central-solar-termoelectrica-con-almacen-termico-de-sales-fundidas/>

Bibliografía

- <http://www.eumed.net/libros/2009b/527/COSTOS%20DE%20OPERACION%20Y%20MANTENIMIENTO%20SIN%20PROYECTO.htm>
- <http://www.gsfc.nasa.gov/topstory/2003/0313irradiance.html>
- <http://www.ideam.gov.co/radiacion.htm>
- <http://www.monografias.com/trabajos13/opema/opema.shtml>
- <http://www.pymesfuturo.com/costobeneficio.html>
- <http://www.solarviews.com/span/sun>
- <http://www.solislima.com/termoelectrica.html>
- <http://www.cie.com>
- <http://www.asit-solar.com/>
- <http://www.cener.com>