

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 una 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 exportarán 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	16	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 Colectores¹

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

Parámetros ópticos del colector Eurotrough

¹ A. Colmenar, Castro, "Energía Solar Térmica de Media y Alta temperatura", PROGENSA, España, 2000.

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	$0.04795 + .0002331 * T (^{\circ}\text{C})$

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.

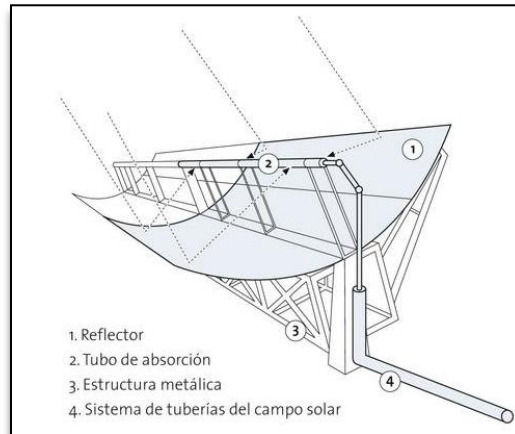


Figura 4.4: Colector Cilíndrico-Parabólico.

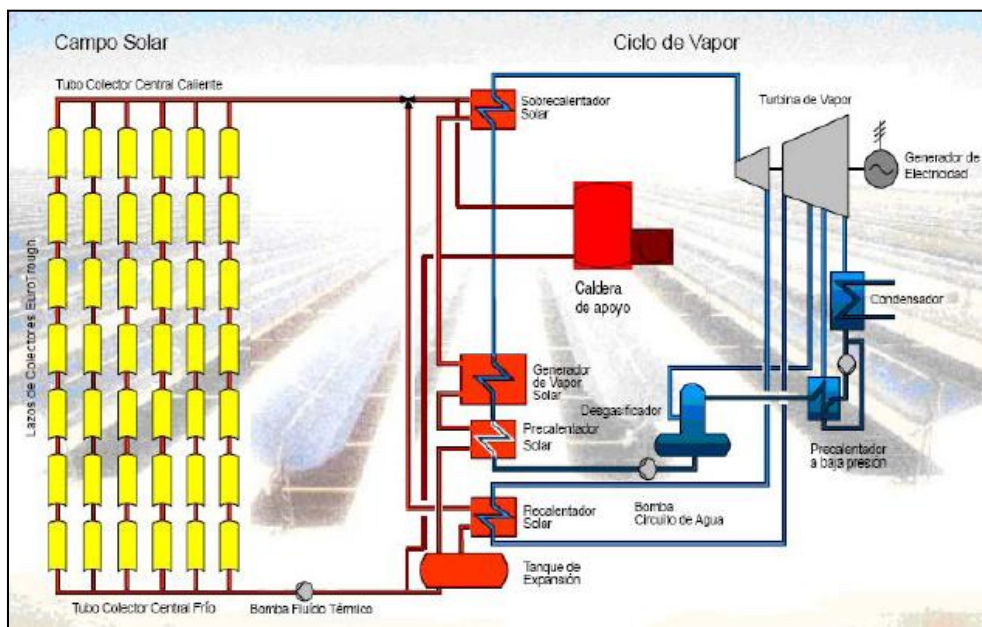


Figura 4.5: Funcionamiento de la central térmica-solar.

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 numero de filas conectadas en paralelo será más grande cuanto mayor sea la potencia térmica nominal del campo solar, mientras que el numero 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.

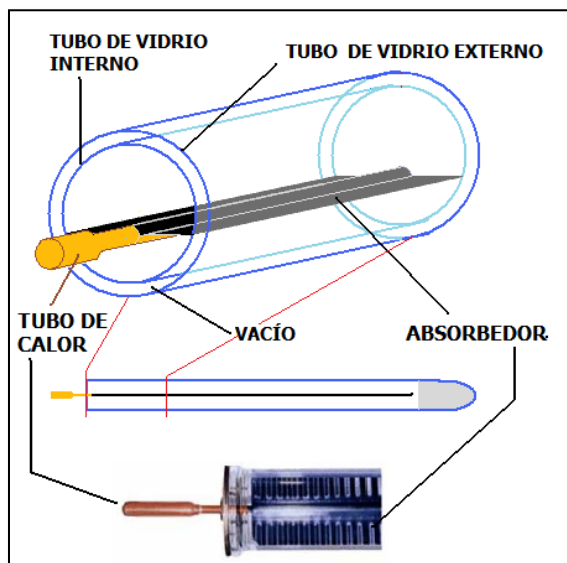


Figura 4.7: Tubo absorbedor de calor.

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:

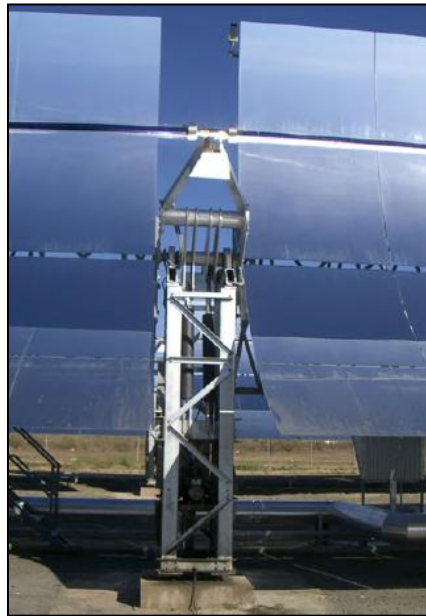


Figura 4.9: Sistema de seguimiento hidráulico.

Fuente: www.schott.co

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.

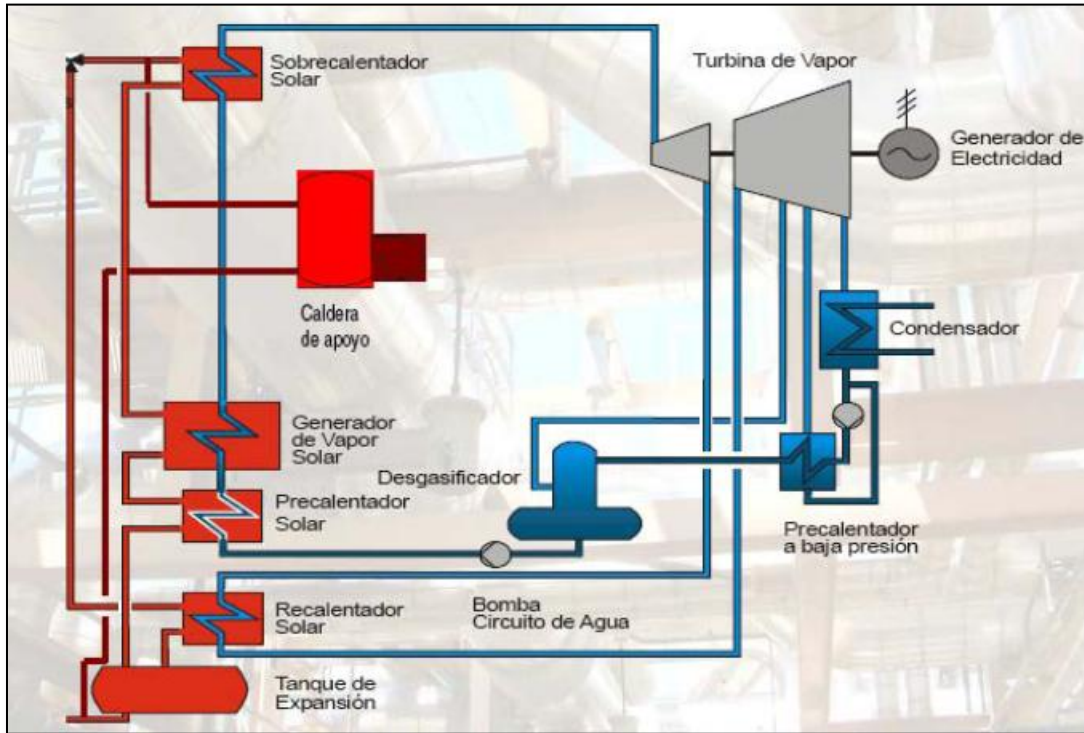


Figura 4.12: Ciclo de Vapor.

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:

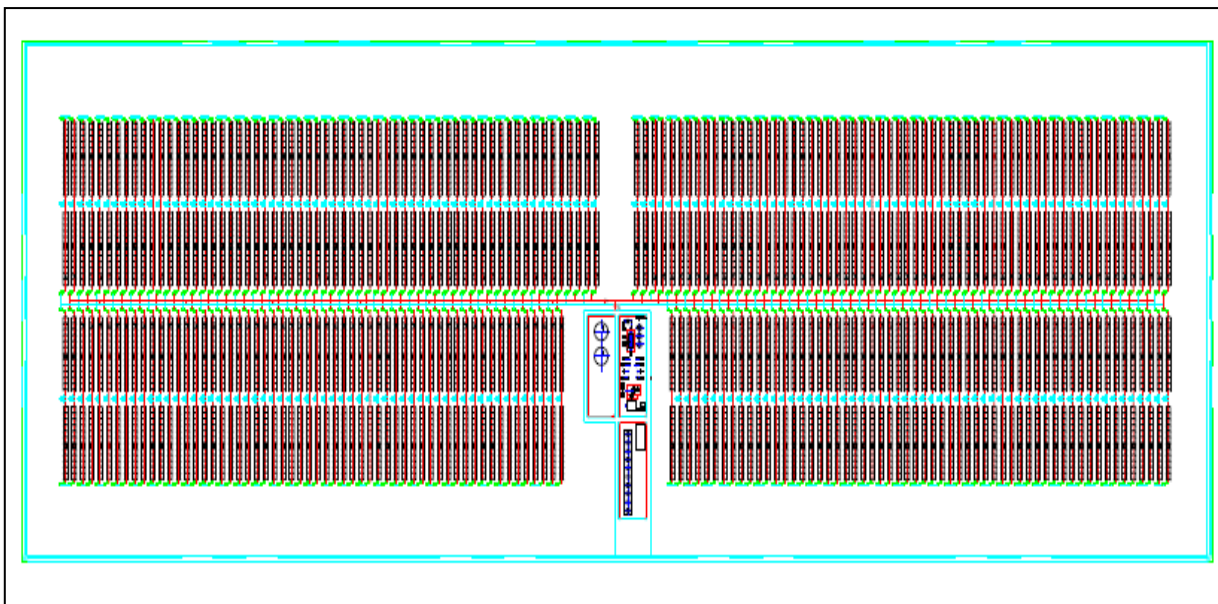


Figura 4.13: Plano del campo solar para el emplazamiento.

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 numero 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.

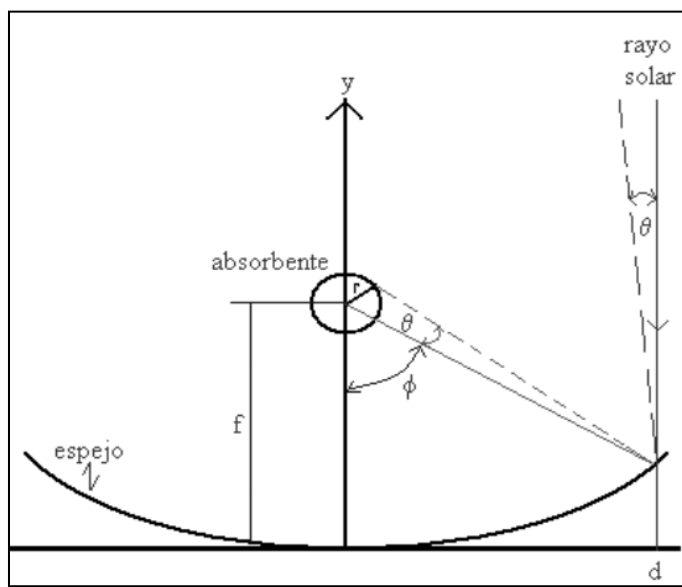


Figura 4.14: Geometría del concentrador.

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:

$$C \leq \frac{1}{\sin \theta_s}$$

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:

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

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.

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

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.

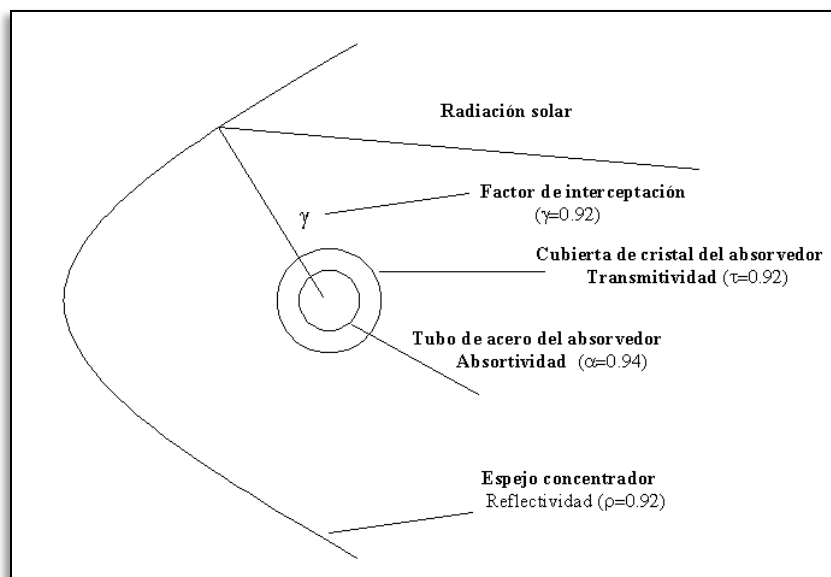


Figura 4.15: Parámetros ópticos del colector Cilíndrico-Parabólico.

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.

$$K_{min} = 0.6$$

$$K_{max} = 0.81$$

$$K_{medio} = 0.705$$

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:

$$K_{medio} = 0.705$$

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

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

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.

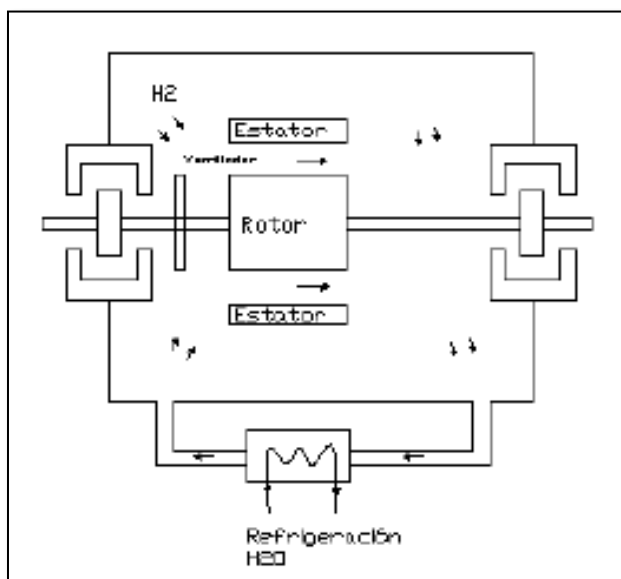


Figura 4.16: Esquema del generador.

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	$\frac{kWh}{m^2 \cdot dia}$	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 comento 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:

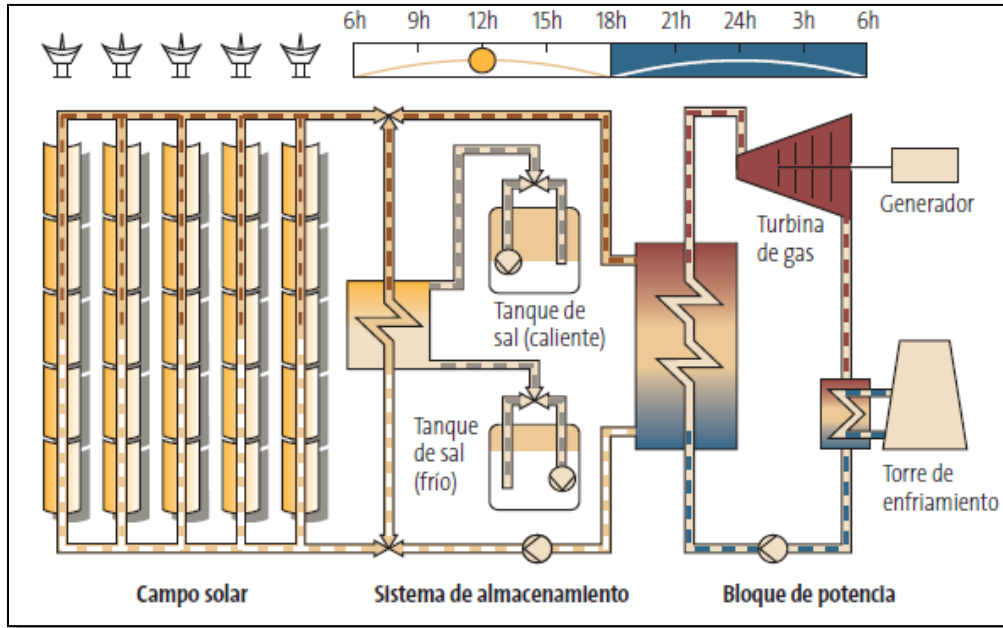


Figura 4.17: Esquema básico de funcionamiento de una central solar con almacenamiento.

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"²

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.

² 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 generador³

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:

³ *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:

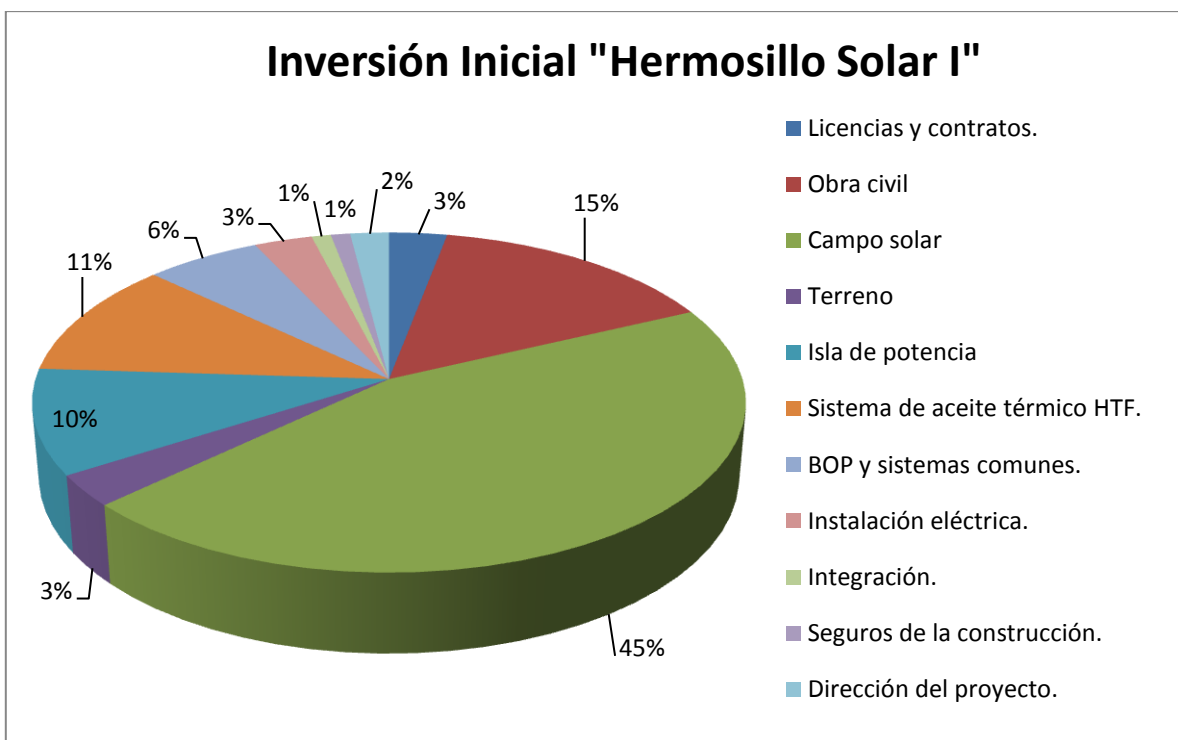
- Desarrollo del proyecto, licencia de propiedad de terrenos y contratos.
- Obra civil.
- Terreno
- Campo solar.
- Isla de potencia (bloque de potencia).
- Sistema de aceite térmico HTF.
- Bloque de balance de planta (BOP) y sistemas comunes.
- Instalación eléctrica.
- Supervisión y puesta en marcha.
- 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.

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 tomó una muestra de los precios del gas natural de los últimos 10 años con lo cual se calculó una media la 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.

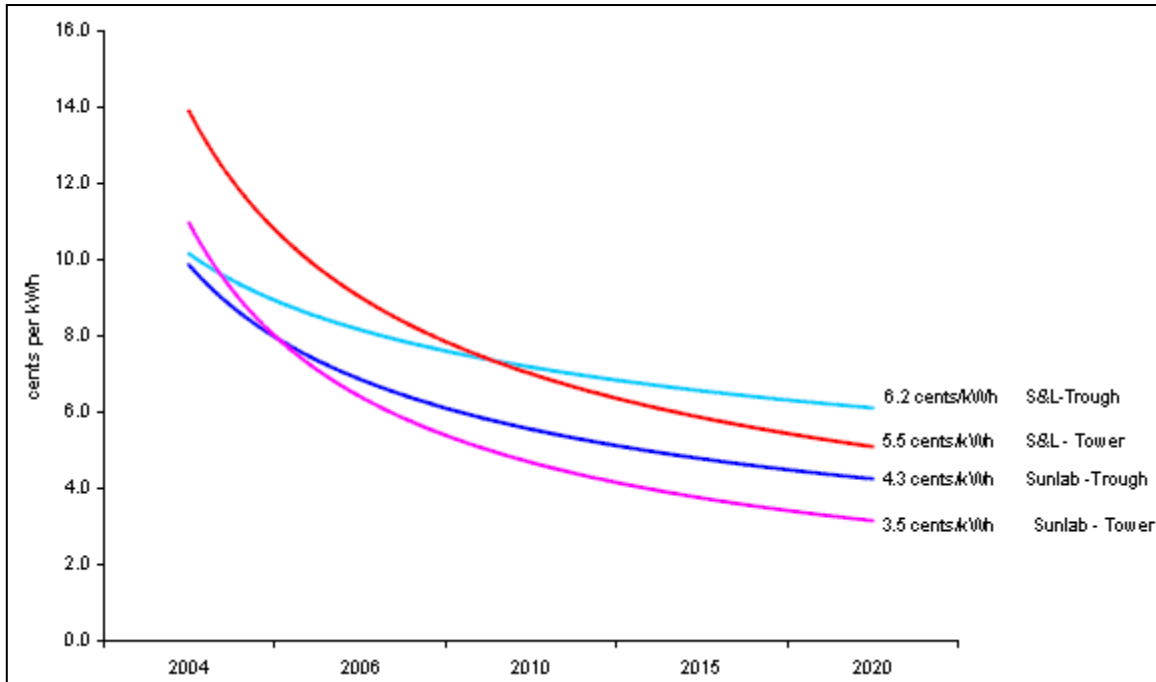
De igual forma realizamos una comparativa con las plantas solares termoeléctricas con almacenamiento de energía que están en funcionamiento para ubicar nuestra planta en una competencia mundial.

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 comentadores 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 atmosfera con la generación energía eléctrica a basa de energía solar. El precio según las expectativas para los siguientes años se encontrara en:

$$\$_{Ton CO_2} = 25.0 \left[\frac{usd}{Ton CO_2} \right]$$

Para calcular las emisiones que se dejan de generar anual mente utilizamos el siguiente factor de conversión:

$$1kWh = 0.00055 [Ton CO_2]$$

Por lo tanto las toneladas de CO₂ que no se emiten a la atmosfera 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:

$$\$_{Inicial} \approx 115 [Musd]$$

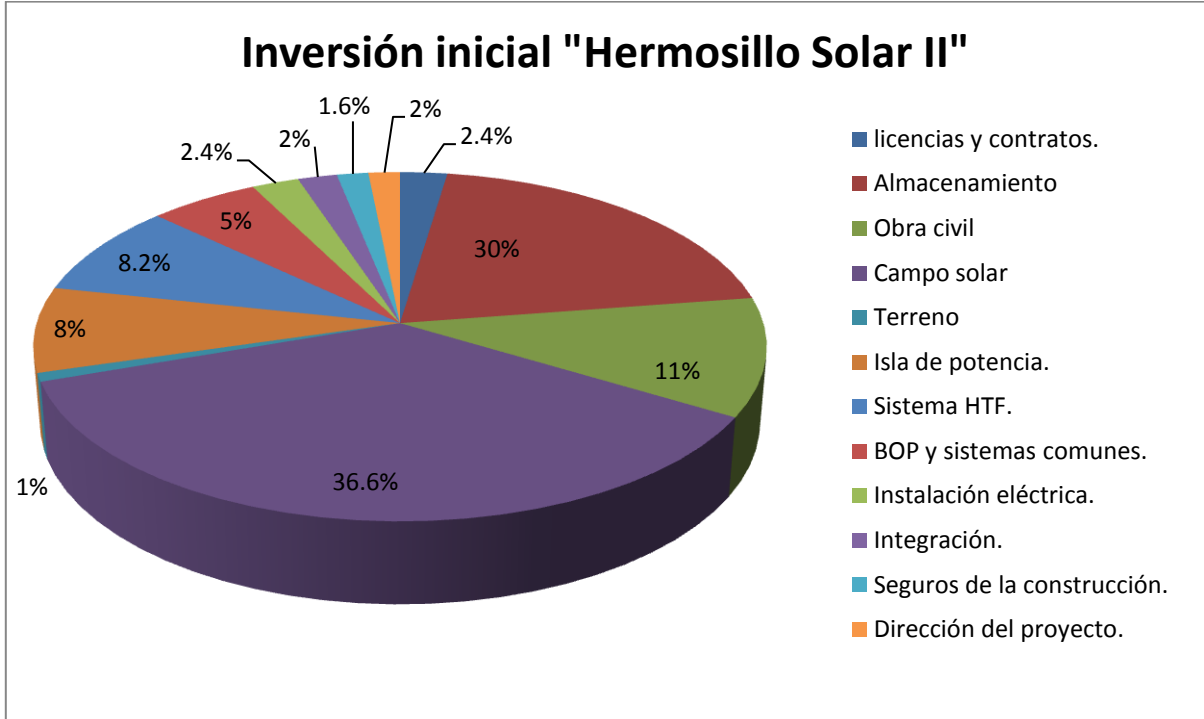
Con la adaptación de un sistema de almacenamiento la inversión aumentara un 30 % por lo tanto el valor de la inversión será de:

$$\$_{Inicial} = 115 [Musd] + (0.30 \times 115) [Musd]$$

$$\$_{Inicial} \approx \mathbf{150 [Musd]}$$

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 atmosfera 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 superen 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 periodos 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)⁴

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).

$$VPN = \sum_{i=0}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^n} - I_0 = 0$$

⁴ 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, esta 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 aportará 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".

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.

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.

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.

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.