



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

ENERGÍA – SOLAR FOTOVOLTAICA

**LA VIABILIDAD DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE PÚBLICO  
ELÉCTRICO ALIMENTADO POR UN SISTEMA DE POTENCIA SOLAR**

**T E S I S**

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA**

P R E S E N T A:

**ALMA LINDA FLORES HERNÁNDEZ**

TUTORES PRINCIPALES

DR. JORGE MARCIAL ISLAS SAMPERIO - IER, UNAM  
DR. OSCAR ALFREDO JARAMILLO SALGADO - IER, UNAM

TEMIXCO, MORELOS. FEBRERO 2014



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Rafael Almanza Salgado (II, UNAM)

Secretario: Dr. Jorge Marcial Islas Samperio (IER, UNAM)

Vocal: Dr. Ángel De la Vega Navarro (Fac. Economía, UNAM)

1<sup>er.</sup> Suplente: Dr. Oscar Alfredo Jaramillo Salgado (IER, UNAM)

2<sup>d o.</sup> Suplente: Dr. Fabio Manzini Poli (IER, UNAM)

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Instituto de Energías Renovables, UNAM  
Instituto de Ingeniería, UNAM.

**TUTOR DE TESIS:**

Jorge Marcial Islas Samperio

-----  
**FIRMA**

## *Agradecimientos.*

*Primeramente a la Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM, por ser mi Alma Mater y porque nuevamente me dio el privilegio de formar parte de esta gran Institución de México.*

*Al CONACYT por la beca otorgada para llevar a cabo mis estudios de maestría.*

*Al*

- *Ing. Francisco Román Villalobos* *Subgerente de Instalaciones Eléctricas, Sistema de Transporte Colectivo Metro, Distrito Federal*
- *Ing. Jorge Carranza Sánchez* *Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas, SEMARNAT, México*
- *Dr. Rafael E. Cabanillas López* *Universidad de Sonora, Sonora*
- *Ing. José de Jesús Quiñones Aguilar* *IER, UNAM, Morelos*

*Por la facilidad de información proporcionada para la ejecución de este trabajo.*

*A*

- *Dr. Carlos A. Pérez Rábago* *IER, UNAM, Morelos*
- *Dr. Julio Cesar Morales Mejía* *Instituto de Ingeniería, UNAM, Distrito Federal*
- *M. en I. Angélica León Mejía* *Instituto Mexicano del Petróleo, Distrito Federal*

*Por su apoyo y comentarios.*

*Al*

- *Dr. Jorge Marcial Islas Samperio* *IER, UNAM, Morelos*
- *Dr. Rafael Almanza Salgado* *Instituto de Ingeniería, UNAM, Distrito Federal*

*Por su orientación y facilidades que fueron determinantes en éste trabajo.*

*Pero en especial a*

- *Dra. Genice Kirat Grande Acosta* *IER, UNAM, Morelos*
- *M. en C.e I. Eudoxio Alberto Ramos Gómez* *Facultad de Química, UNAM, Distrito Federal*
- *M. en C. e I. Fidel Carrasco González* *IER, UNAM, Morelos*
- *M. en C. e I. Carlos Hurtado Aragonés* *Especialista en Energía Termosolar, Flagsol, Alemania.*

*Como dijo Isaac Newton: "me apoyé en hombros de gigantes". Gracias, ya que dedicaron parte de su valioso tiempo, así como igual de valioso fue, que no pusieron límites, ni reserva en compartir sus conocimientos.*

## *Dedicatorias.*

*La parte que más anhelaba escribir!*

*Antes que nada a Dios, porque ¿qué es Dios?, sino mi necesidad humana de creer, sino mi necesidad de darle gracias por haberme permitido nacer en esta hermosa tierra de México y formar parte de ésta grandiosa raza, porque me puso en el seno de la mejor familia que me pude haber merecido, porque ha permitido que en mi camino se cruce tanta gente tan maravillosa, por absolutamente todas y cada una de las experiencias de vida, pero principalmente porque a diario me bendice con el amanecer de un nuevo día, gracias.*

*A lo más valioso que tengo y tendré en esta vida: mi hermosa familia.*

*A mis papas: Coti y Salome, por su valiosísimo ejemplo de constancia, entereza y de lucha, porque siempre han estado ahí para respetar, pero principalmente para apoyar cada una de mis decisiones, muchísimas gracias papis, los amo.*

*A mis fabulosas hermanas: Eloisa, Claudia Mercedes, Cintia Selene y Marisol, porque siempre, siempre, siempre, encontré en ustedes calidad humana con acciones, así como palabras de aliento, que fueron determinantes en este logro que también les pertenece, porque jamás alcanzaré a pagarles tantas y tantas acciones de nobleza y de amor hacia mí, muchísimas gracias hermanitas.*

*Cuando se está en la cima hasta los buitres te sonríen, pero es en el pantano donde se reconocen a los amigos. A mis tres grandes amigos: Angie León, Gabi González y Eudoxio, porque en su calidad de amistad me han apoyado, así como abofeteado con mis incongruencias, pero principalmente por sus valiosas palabras llenas de sensatez, muchísimas gracias. Pero en especial a Eudoxio, porque adicionalmente, dedicaste parte de tus fines de semana y de tus horas de descanso, a darle forma a una parte de este trabajo, muchísimas gracias Dochito.*

*A ti, que tan acertada y oportunamente te has aparecido en los momentos clave.*

## *Índice.*

	<b>Pág.</b>
Lista de Acrónimos	i
Resumen	iii
Introducción	v
<b>Capítulo 1</b>	
Antecedentes	1
<b>1.1</b> Consumo Energético, Transporte y Contaminación en la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM).	2
<b>1.2</b> Sistema de Transporte Colectivo Metro (STC Metro).	4
<b>1.3</b> Transporte Eléctrico Masivo Impulsado con Energías Renovables.	5
<b>1.3.1.</b> Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey	5
<b>1.3.2.</b> Ride the Wind	7
<b>1.4</b> Hacia un Sistema de transporte Colectivo Metro impulsado con Energía Solar.	8
<b>1.4.1.</b> Recurso solar en México	8
<b>1.4.2.</b> Tecnologías de Concentración Solar	10
<b>1.4.2.1.</b> Generalidades de los Sistemas de Concentración Solar	10
<b>1.4.2.2.</b> Sistemas de Canales Parabólicos	11
<b>1.4.2.3.</b> Sistemas de Receptor Central	11
<b>1.4.2.4.</b> Sistemas de Disco Parabólico	13
<b>1.4.2.5.</b> Sistemas de Concentración Lineal Fresnel	14
<b>1.4.3.</b> Marco Regulatorio de las Energías Renovables en México	15
<b>Capítulo 2</b>	
Estado del Arte de los Sistemas de Concentración Solar de Canal Parabólico	18
<b>2.1</b> Historia	19
<b>2.2</b> Descripción del los Componentes del Campo de Colectores	21
<b>2.2.1.</b> Colector de Canal Parabólico	22
<b>2.2.1.1.</b> Colectores Solargenix	22
<b>2.2.1.2.</b> Colectores Luz	23
<b>2.2.1.3.</b> Colectores EuroTrough	24
<b>2.2.2.</b> Reflector de Cilindro Parabólico	26
<b>2.2.3.</b> Tubo absorbedor o Heat Collection Element (HCE)	27
<b>2.2.4.</b> Fluido de Transferencia de Calor en el Tubo Absorbedor	29
<b>2.3</b> Almacenamiento Térmico	31
<b>2.4</b> Bloque de Potencia	35
<b>2.5</b> Plantas de Concentración Solar en México	36
<b>2.6</b> ¿Por qué la Selección de la Tecnología Termosolar con Canal Parabólico?	38

	<b>Pág.</b>
<b>Capítulo 3</b>	<b>Estudio de Viabilidad Técnico</b>
	42
	3.1. Necesidad de Suministro
	45
	3.2. Dimensionamiento de la Planta Termosolar de Cilindro Parabólico para Temixco, Morelos y Hermosillo, Sonora.
	49
	3.2.1. Programa System Advisor Model (SAM)
	49
	3.2.1.1. Recurso Solar de Temixco, Morelos y Hermosillo, Sonora
	51
	3.2.1.2. Bloque de Potencia
	60
	3.2.1.3. Selección del Colector y Absorbedor en el Programa SAM
	61
	3.2.1.4. Configuración del Campo de Colectores
	62
	3.2.1.4.1. Simulación Matemática del Tubo Receptor
	63
	3.3. Parámetros Generales de las Plantas Termosolares y Generación de Energía Eléctrica
	72
<b>Capítulo 4</b>	<b>Estudio de los flujos de Energía de las Centrales de Potencia Solar de Temixco, Morelos y Hermosillo, Sonora para los Mecanismos de Compensación y Venta de Energía.</b>
	75
	4.1 Marco regulatorio para la Generación de Electricidad en México que No Se Considera Servicio Público.
	76
	4.2 Resolución RES-067-2010 y Contrato de Interconexión para las Energías Renovables
	78
	4.3 Identificación de los Óptimos del Múltiplo Solar de las Centrales de Potencia Solar en Temixco y Hermosillo, de Autoabastecimiento para el Metro de la Ciudad de México
	80
	4.4 Generación de Energía Eléctrica de las Centrales de Potencia Solar
	84
	4.5 Distribución en los Periodos Horarios de la Energía Generada por las Centrales Termosolares.
	88
	4.6 Consideraciones Generales para los Mecanismos de Compensación y Venta de Energía
	90
	4.7 Mecanismos de Compensación de Energía o Banco de Energía
	91
	4.7.1. Metodología para la Aplicación de la Compensación de Energía o Banco de Energía
	91
	4.7.2. Flujos de Energía para la Opción Compensación de Energía
	93
	4.7.3. Energía Resultante de Aplicar la Variante Compensación de Energía
	97
	4.8 Venta de Energía
	100
	4.8.1. Metodología para la Venta de Energía
	100
	4.8.2. Flujos de Energía para la Opción Venta de Energía
	100
	4.8.3. Energía Resultante de Aplicar la Variante Venta de Energía
	104

	<b>Pág.</b>
<b>Capítulo 5</b>	106
Estudio de la Viabilidad Económica de las Centrales de Potencia Solar de Temixco y Hermosillo para las Opciones de los Mecanismo de Compensación y Venta de Energía	
5.1 Indicadores de la Evaluación Económica.	108
5.2 Metodología del Análisis Económico.	110
5.3 Supuestos del Análisis Económico.	112
5.4 Evaluación Económica de las Centrales de Potencia Solar de Temixco y Hermosillo para Autoabastecer el Metro de la Ciudad de México en Función del Múltiplo Solar. Identificación de los Óptimos Económicos.	116
5.5 Resultados de los Óptimos Económicos.	121
5.6 Emisiones Evitadas de Gases de Efecto Invernadero de la Generación de Energía Eléctrica de CFE.	124
5.7 Análisis de Sensibilidad en el Óptimo de la Central de Potencia Solar de Hermosillo-Sonora.	127
5.8 Comentarios del Análisis Económico	129
<b>Capítulo 6</b>	135
Conclusiones	
<b>Anexo A</b>	139
• Anexo A-1 Estación Meteorológica y Solarimétrica del Instituto de Energías Renovables, UNAM (IER-UNAM)	140
• Anexo A-2 Pantalla Impresa del Ciclo de Potencia del Programa SAM	141
• Anexo A-3 Pantalla Impresa de las Páginas del Colector y Tubo Absorbedor del Programa SAM	142
• Anexo A-4 Parámetros del Campo Solar en SAM	143
• Anexo A-5 A Resultados de la Simulación Matemática del Lazo de Colectores del Programa FLUENT. Validación del Modelo Matemático	148
• Anexo A-5 B Resultados de la Simulación Matemática del Lazo de Colectores del Programa FLUENT. Valores de los Perfiles de Velocidad y Temperatura	150
• Anexo A-5 C Resultados de la Simulación Matemática del Lazo de Colectores del Programa FLUENT. Imágenes de los Perfiles de Velocidad y Temperatura del Fluido de Transferencia de Calor Therminol VP-1 en el Tubo Absorbedor Siemens UVAC-2010 del Lazo de Colectores EuroTrough ET-150.	152
<b>Anexo B</b>	158
• Anexo B-1 A Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Cogeneración Eficiente	159
• Anexo B-1 B Fórmulas Específicas para Compensar Energía Entre Distintos Periodos de las Centrales Termosolares	161
• Anexo B-2 Periodos Horarios para las Localidades de Temixco y Hermosillo, Sonora	162
• Anexo B-3 A Flujos de la Opción Compensación de Energía o Banco de Energía. Temixco, Morelos	163
• Anexo B-3 B Flujos de la Opción Compensación de Energía o Banco de Energía. Hermosillo, Sonora	165
• Anexo B-4 A Flujos de la Opción Venta de Energía. Temixco, Morelos.	167
• Anexo B-4 B Flujos de la Opción Venta de Energía. Hermosillo, Sonora.	169
<b>Anexo C</b>	171
• Anexo C-A Análisis de Flujo de Efectivo	172
<b>Referencias</b>	175

## *Lista de Acrónimos.*

### *Siglas*

Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos	BANOBRAS
Bioenergía de Nuevo León S.A. de C.V.	BENLESA
Comisión Federal de Electricidad	CFE
Comisión Reguladora de Energía	CRE
Costo Nivelado de Generación de Energía Eléctrica	CNE
Costo Total de Corto Plazo	CTCP
Departamento de Energía de los Estados Unidos	DOE
Diario Oficial de la Federación	DOF
Dólares	USD
European Solar Thermal Electricity Association	ESTELA
EuroTrough 100	ET-100
EuroTrough 150	ET-150
Gases de Efecto Invernadero	GEI
Generación Directa de Vapor	GDV o DSG por sus siglas en inglés
Heat Colecction Element	HCE
Heat Transfer Fluid	HTF
Instituto de Energías Renovables UNAM	IER-UNAM
Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	LSPEE
Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética	LAERFTE
Luz System 1	LS-1
Luz System 2	LS-2
Luz System 3	LS-3
Millones de Dólares	M USD
National Renewable Energy Laboratory	NREL
Pesos Mexicanos	MXN
Relación Beneficio-Cossto	B/C
Sandia National Laboratories	SNL
Secretaria de Energía	SENER
Sistema Eléctrico Nacional	SEN
Sistema de Transporte Colectivo Metro	STC Metro o STCM
Subestación Eléctrica del Alta Tensión	SEAT
System Advisor Model	SAM
Tarifa del Alta Tensión	HT
Tasa Interna de Retorno	TIR
Universidad Nacional Autónoma de México	UNAM
Unión Internacional del Transporte Público	UITP
Valor Anual Equivalente	VAE
Valor Presente	VP
Zona Metropolitana del Valle de México	ZMVM

## *Parámetros*

Ángulo de incidencia	$\theta$
Ángulo Zenital	$\theta_z$
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>
Dióxido de carbono equivalente	CO <sub>2</sub> eq
Flujo másico	$\dot{Q}$
Irradiancia Global Horizontal	GHI
Irradiancia Normal Directa	DNI
Modificador del Ángulo de incidencia	$k(\theta)$
Múltiplo Solar	MS
Temperatura a la salida	T out
Temperatura de entrada	T in
Toneladas de CO <sub>2</sub> equivalente	tCO <sub>2</sub> eq
Velocidad a la salida	v out
Velocidad de Entrada	v in

## *Unidades*

Gigawatts	GW
kilowatt	kW
Kilowatt hora	kWh
Megawatt	MW
Petajoules	PJ

## *Resumen.*

Con objeto de explorar la viabilidad técnica y económica de una oferta energética más sustentable y apoyada en energía solar para suministrar electricidad al Sistema de Transporte Colectivo Metro (STC Metro), se llevó a cabo el dimensionamiento de dos centrales termosolares con capacidad nominal de 50 MW, para generación de energía eléctrica con la tecnología de canal parabólico en dos localidades de México, para atender la demanda de electricidad del año específico 2011, de la línea 8 del Sistema de Transporte Colectivo Metro (SCT Metro). Para ello, se empleó el programa *System Advisor Model* (SAM) del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) de los Estados Unidos de Norteamérica.

Una localidad propuesta corresponde a Temixco en el estado de Morelos en el centro-sur de México, y la otra a Hermosillo en el estado de Sonora al noroeste del mismo país. Para emplear el programa SAM, se cargó información meteorológica horaria de estas ubicaciones, así como parámetros de operación de la central, los cuales fueron resultantes de una búsqueda de información y de comunicación personal, de sistemas con características similares a la configuración aquí propuesta. Esta se complementó con la simulación matemática en el punto de diseño del tubo receptor Solel UVAC 2010, empleando el software de simulación FLUENT, para determinar el flujo másico del aceite Therminol VP-1 en sólo un lazo de colectores, dando como resultado valores de 8.3 y 9.3 kg/s respectivamente para las dos ubicaciones, así como el perfil de temperaturas y velocidades en el receptor. Ya con las características de operación en el programa SAM se obtuvo la generación de energía eléctrica horaria a un valor de múltiplo solar de 1 para el año de estudio en las dos ubicaciones.

Con la energía eléctrica generada en las dos centrales y el consumo de electricidad de la línea 8 del STC Metro, se llevó a cabo la aplicación del mecanismo regulatorio vigente en México para atender la intermitencia de las fuentes renovables de energía. Esta consiste en manejar los excedentes de electricidad generados en la central a partir de dos opciones, estas son, la compensación de energía faltante con energía sobrante y la venta de energía excedente. Dando como resultado que esta última es la opción más ventajosa debido a que presenta los mayores beneficios económicos netos.

A partir de la información de los párrafos anteriores y con la recopilación de costos, se realizaron hojas cálculo para determinar los flujos de efectivo de las dos centrales y con los dos mecanismos regulatorios de disposición de los excedentes de energía. Una vez creadas se llevó a cabo un análisis para encontrar la configuración óptima del campo de colectores, a partir de una gráfica del costo mínimo de generación. Además de la configuración óptima de la central, también fue calculada la tarifa promedio del caso base, el cual corresponde al caso en donde el STC Metro sigue adquiriendo energía eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad, la cual fue 0.0975 USD<sub>2007</sub>/kWh en el año 2011.

Con lo anterior y después de revisar los indicadores de rentabilidad valor presente, valor anual equivalente, TIR y relación costo-beneficio, y el tiempo de recuperación de la inversión se encontró que la configuración óptima al comparar las cuatro opciones se tiene en Hermosillo-Sonora a un múltiplo solar de 1.6, ésta se presentó como la opción retadora del caso base. Sin embargo, con las condiciones dadas de la evaluación económica no alcanzó a ser una alternativa atractiva en comparación con el caso base. Con ello se procedió a realizar un análisis de sensibilidad de la inversión y tasa de descuento para determinar bajo qué escenarios es atractiva esta opción. En donde adicionalmente se consideraron el aporte de los beneficios económicos por la venta de los bonos de carbono debido a que se evitan las emisiones de CO<sub>2</sub>eq por el uso de energía eléctrica de la red de la Comisión Federal de Electricidad. Con estos beneficios, se encontraron mejoras en el análisis de sensibilidad. En el caso del análisis de sensibilidad del porcentaje de la inversión, sobre el criterio del valor presente, se ve mejorado al pasar del 56% al 51%. Aun así esta disminución de acuerdo a trabajos publicados no se encuentra viable en el corto plazo; sin embargo, la contribución de los bonos de carbono mejoran el análisis del efecto de la tasa de descuento, al aumentarla de 2.8 a 3.7%, por lo que créditos con financiamientos por debajo de este valor hacen que la central termosolar sea una elección competitiva del caso base, así como la más conveniente para el STC Metro.

Adicionalmente se menciona que los beneficios económicos del proyecto podría tener mejoras potenciales a partir de dotar a los instrumentos de la regulación mexicana vigente con esquemas que incrementen el valor de la energía eléctrica producida con las fuentes renovables, así como la contribución por precios de mercado más altos de los bonos de carbono y de las mejoras de desempeño principalmente en los componentes del campo solar.

## *Introducción.*

El sector transporte es el segundo sector más demandante de energía a nivel mundial, el cual, por tipo de combustible está liderado por los productos derivados del petróleo, seguido por el gas, biocombustibles y en cuarto lugar la electricidad (EIA, 2013). A nivel nacional, este sector es el principal consumidor final de energía con aproximadamente el 48% de la demanda total; sin embargo, su demanda por tipo de combustible está compuesta por aproximadamente 99.8% de derivados del petróleo, y con tan sólo el 0.2% de electricidad (SENER, 2012 A). El hecho de que en el sector, básicamente se consuman combustibles provenientes de hidrocarburos, hace que este sea considerado como uno de los principales emisores de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera y de otros contaminantes de impacto ambiental importante (UITP, 2005 y SENER 2012 B).

La movilidad de las personas es sin duda el principal servicio que contribuye a la demanda en este sector. La gente genera valores y se crea la necesidad básica de moverse. Pero por lo general el comportamiento debe pasar de formas de transporte individuales a otras más colectivas, que adicionalmente emplee combustibles más eficientes y limpios. Medios de transporte como sistemas de tren ligero, trolebús, tranvía, autobuses eléctricos, metro, etc., cumplen con estas características al ser transporte masivo de personas y a partir del empleo de energía eléctrica, que es considerada como el combustible más limpio en su operación, ya que no emite sustancias contaminantes o de GEI. Su contribución al cambio climático se reduce a las consecuencias vinculadas a la producción de electricidad.

En este sentido, a nivel nacional y de acuerdo al Balance Nacional de Energía del 2010, la canasta de generación en las centrales eléctricas, por energético, se compuso de casi 80% de combustibles provenientes de hidrocarburos, lo cual representó el segundo lugar de emisiones de GEI con un aporte del 30.8 % (SENER, 2012 A).

Esto genera una ventana de oportunidad para que los sistemas de transporte eléctrico sean más limpios, a partir del fomento de una mayor participación de diversas fuentes de energías renovables en la generación de electricidad para el empleo en este sector.

Existe ya en la actualidad varios sistemas de metro y de metro ligero que funcionan con electricidad procedente de fuentes de energía renovable (UITP, 2005). Un ejemplo internacional es el metro ligero Ride the Wind en Calgary, Alberta, Canadá, el cual funciona a partir de energía eólica, y a nivel nacional se tiene el Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey en el estado de Nuevo León, el cual emplea el biogás para generar electricidad de los rellenos sanitarios del municipio de Salinas Victoria.

Lo anterior, junto con el hecho de que México a nivel mundial (principalmente la región noroeste del país) se referencia como uno de los países con altos niveles de irradiancia normal directa, dio origen a estudiar la viabilidad de generar energía eléctrica con una central termosolar con el recurso solar de una localidad en el centro y noroeste del país, analizando su posibilidad de abastecer de manera limpia y sustentable el consumo eléctrico de sólo una línea del Sistema de Transporte Colectivo Metro (STC Metro) de la Ciudad de México. El análisis de la viabilidad económica se plantea de manera intencional con un método convencional, dirigido al interesado de evaluar la viabilidad del proyecto y/o del lado del tomador de decisiones, esto con el fin de servir como un estudio base a futuras mejoras u optimizaciones tanto en el diseño aquí propuesto, así como a las metodologías de evaluación empleadas, los cuales probablemente denotarían la conveniencia de emplear las diversas fuente renovables de energía para la generación de electricidad.

Para cumplir con ello se plantearon los siguientes objetivos específicos que dan forma al análisis de este trabajo.

- Evaluación del recurso solar, a partir de la obtención de datos meteorológicos y de irradiancia solar de las localidades de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora.
- Para las localidades de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora determinar y calcular los parámetros técnicos del campo de colectores de canal parabólico para el dimensionamiento y simulación de la central termosolar con una capacidad nominal de 50MW.
- Obtener la producción horaria de energía eléctrica de la Planta Termosolar de Canal Parabólico para las dos localidades Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora.
- Aplicar los mecanismos de venta y compensación de energía eléctrica con fuentes renovables, que forman parte de la regulación vigente en México para el fomento del uso estos sistemas de generación.
- Evaluar la viabilidad económica del proyecto a partir de los indicadores relación costo-beneficio, valor presente, valor anual equivalente, tasa interna de retorno y costo promedio de generación de energía eléctrica, para las dos ubicaciones geográficas propuestas. Considerando para este último parámetro, el beneficio económico debido a la venta y compensación de energía.
- Identificar la contribución de instalar la central termosolar en la mejora del medio ambiente, a partir de cuantificar las emisiones evitadas de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

El desarrollo de estos puntos se lleva a cabo en cinco capítulos. En el capítulo 1 se presentan los aspectos generales que introducen al análisis realizado en este trabajo a partir estadísticas de consumo de energía eléctrica a nivel nacional y local, información general del STC Metro, una descripción de sistemas de transportes de pasajeros que emplean energía eléctrica generada con fuentes renovables, el recurso solar existente en México y la situación de las tecnologías existentes de concentración solar para generar electricidad, así como el marco legislativo que hace posible que particulares y gobiernos locales puedan asociarse en proyectos de generación de energía eléctrica para el autoabastecimiento de las necesidades de consumo.

En el capítulo 2, se justifica la elección de los sistemas de concentración solar con la tecnología de canal parabólico y se procede a presentar una descripción de sus principios generales de operación y de los componentes más representativos que son característicos de esta tecnología. Además, se presenta de manera breve los trabajos técnicos y científicos que han sido realizados en México referentes al uso de esta tecnología.

En el capítulo 3 se lleva a cabo la viabilidad técnica de la central, por medio del empleo del programa System Advisor Model (SAM) creado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL). Para emplear dicha herramienta se presentan los datos meteorológicos y del recuso solar de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora, los consumos de energía eléctrica del STC Metro de la Ciudad de México, así como la recolección de parámetros técnicos y de algunos cálculos para el dimensionamiento de los sistemas componentes de la central termosolar en el programa, para así obtener la producción de energía eléctrica.

En el capítulo 4 una vez que se adecua la generación de energía eléctrica de la central termosolar a las necesidades de consumo de acuerdo a los periodos horarios de la línea 8 del STC Metro, se desarrolla la aplicación de los mecanismos regulatorios vigentes que consideran la intermitencias de las fuentes renovables, la cual es la característica intrínseca de la energía solar.

En el capítulo 5, se realiza la viabilidad económica de la central a partir del análisis de las alternativa de instalar la central termosolar, considerando sus beneficios ambientales y económicos de la incorporación de los mecanismos de compensación y venta de energía resultantes del capítulo 4, así como su evaluación a partir de los indicadores económicos valor presente, anualidad equivalente, tasa interna de rendimiento, relación beneficio-costos, precio promedio de generación y del periodo de recuperación de la inversión. Finalmente, se realiza un análisis de sensibilidad para explorar las mejores condiciones técnicas y económicas para que esta opción sea viable en México.

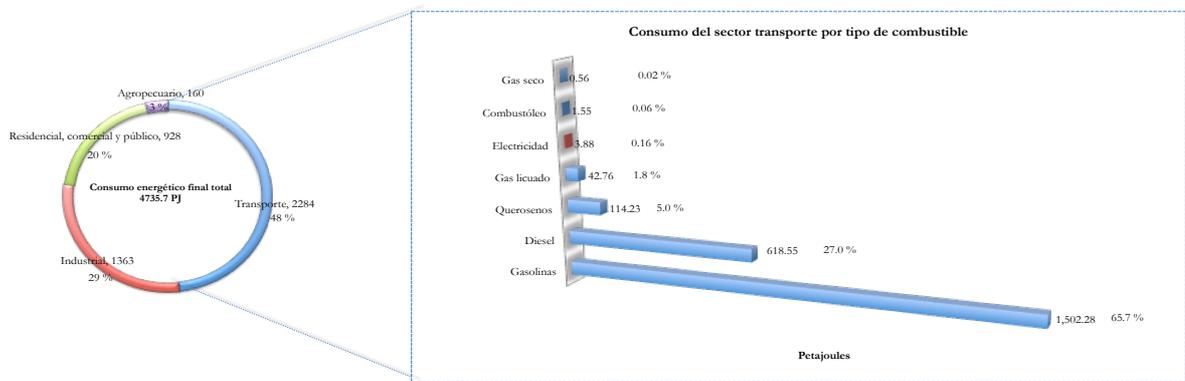
Por último en el capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones de esta evaluación.

*Capítulo I. Antecedentes.*

Este trabajo realiza un estudio de la energía solar, como una posibilidad de energía primaria para la generación de energía eléctrica, para atender un tipo estratégico de transporte masivo de pasajeros en la Ciudad de México, como lo es, el Sistema de Transporte Colectivo Metro. Para ello es importante conocer algunas estadísticas involucradas en este sector, tanto a nivel nacional como local, denotando así su contribución en esta área y un panorama del campo de estudio.

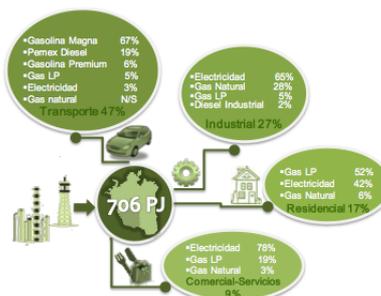
### 1.1. Consumo Energético, Transporte y Contaminación en la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM).

El último reporte oficial del Balance Nacional de Energía corresponde al año 2011 (SENER, 2012) en él, se presenta que el consumo nacional energético final, durante ese año fue de 4737.7 petajoules (PJ) de los cuales el sector transporte es el más demandante al representar el 48% del consumo total, este porcentaje equivale a 2284 PJ con una participación del 99.8% de combustibles de hidrocarburos y sólo el 0.16% de electricidad



**Figura 1.1** Consumo energético final del año 2011 por sector y por combustible en el sector transporte.  
Fuente: elaboración propia con datos del Balance Nacional de Energía 2011.

En el caso de la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM) y de acuerdo al Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de la ZMVM del 2010 (SMA-GDF, 2010), el principal sector demandante es el del transporte a base de combustibles fósiles, ya que este sector (casi al igual que el consumo a nivel nacional) utilizó 47% del total de energía consumida, lo cual equivale a la emisión de casi 23 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente en el 2010



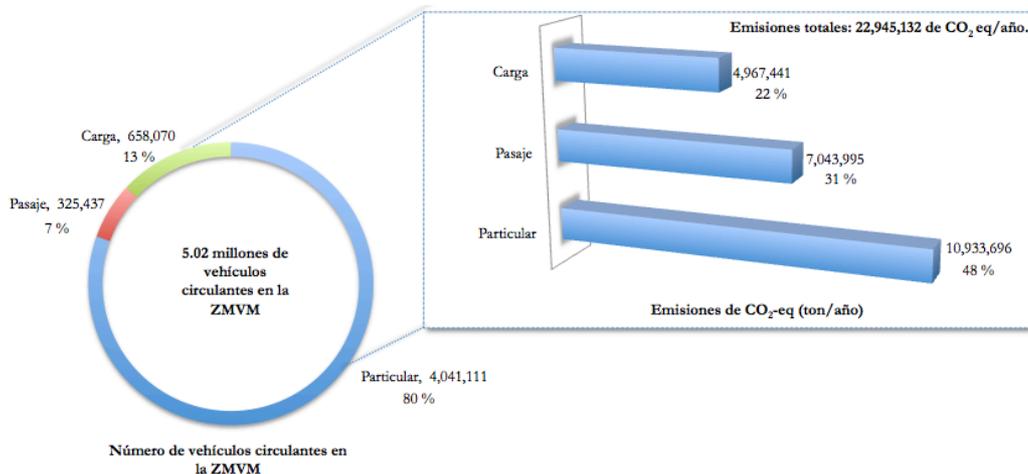
**Figura 1.2** Consumo energético por sector en la ZMVM.  
Fuente: Inventario de GEI de la ZMVM 2010.

El consumo energético de combustibles fósiles da un panorama del potencial contaminante que tienen los diferentes sectores para generar emisiones a la atmósfera por la quema del combustible.

Sector	Emisiones de GEI (Toneladas de CO <sub>2</sub> equivalente /año)			Total
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	
Industrial	11,899,876	12,425	4,470	11,916,771
Servicios y comercio	845,392	1,755	596	847,743
Habitacional	4,539,236	14,925	2,980	4,557,141
<b>Fuentes móviles</b>	<b>22,428,222</b>	<b>63,950</b>	<b>452,960</b>	<b>22,945,132</b>
Ganadería	N/A	328,749	11,920	340,669
Disposición de residuos	859,943	9,353,025	N/S	10,212,968
Otras Fuentes	3,044,400	169,300	694,936	3,908,636
<b>Total</b>	<b>43,617,069</b>	<b>9,944,129</b>	<b>1,167,862</b>	<b>54,729,060</b>

**Tabla 1.1** Emisiones equivalentes de GEI por sector, ZMVM-2010.  
Fuente: Inventario de GEI de la ZMVM 2010

La distribución espacial de las emisiones contaminantes generalmente se focalizan en las zonas urbanas, ello y de acuerdo al mismo reporte, se debe a los más de 5 millones de vehículos automotores circulando en la ZMVM. Los vehículos de uso particular son los más abundantes con más de 4 millones de unidades, y los cuales consumen principalmente gasolina, contribuyendo así con aproximadamente 11 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente a la atmósfera de la ZMVM.



**Figura 1.3** Modos de transporte de la ZMVM y las emisiones de GEI asociadas.  
Fuente: elaboración propia con datos del Inventario de GEI de la ZMVM 2010.

Esta proporción de emisiones, sin duda, tiene un efecto sobre los ciudadanos. En la Ciudad de México la OMS (UITP, 2003 A) estima que la concentración de partículas atmosféricas en suspensión es de 179 mg/m<sup>3</sup>, casi el doble del nivel recomendado de 90 mg/m<sup>3</sup>. De acuerdo a lo ya planteado, se concluye que los automóviles en la ZMVM son los principales responsables de esta baja calidad atmosférica.

## 1.2. Sistema de Transporte Colectivo Metro (STC Metro)

La situación crítica ambiental de la ZMVM, hace que se voltee la atención hacia medios de transporte de pasajeros más masivos. Todos los medios de transporte consumen energía y ocupan espacio tanto al desplazarse como al detenerse. Al conjugar la tracción eléctrica con una elevada capacidad de pasajeros, el metro es el medio de transporte más eficiente en términos de consumo energético y ocupación de espacio. De acuerdo al reporte de la UITP 2003 B, y a los datos registrados por la RATP (Administración Autónoma de Transporte de Paris, por sus siglas en francés) se presenta que, para poder transportar a 50,000 pasajeros por hora, se necesita un tren de 9 m de largo si se trata del metro, 35 m de autobuses y 175 m en el caso de automóviles, esto sin lugar a duda refleja la gran eficiencia en el aprovechamiento de espacio que presenta el metro.

El metro en la Ciudad de México, cuyo nombre oficial es Sistema de Transporte Colectivo Metro, brinda movilidad a extensas áreas del Distrito Federal y a los municipios aledaños pertenecientes al Estado de México. El metro es, probablemente, la obra civil y arquitectónica más grande y compleja de la Ciudad de México. Su principal característica es que está en un proceso permanente de transformación y crecimiento, por la incorporación de nuevas tecnologías y la ampliación de la red (STC Metro, 2013).

En el 2008, el Metro de la Ciudad de México contaba con 11 líneas y un total de 193 estaciones con una longitud total de 201.3 km. El 30 de octubre del 2012 se llevó a cabo la integración de la nueva línea 12 (El Economista, 2012), esta brinda servicio de transporte a los habitantes de 7 delegaciones del Distrito Federal, ya que corre desde la delegación Tláhuac a la delegación Mixcoac.

El continuo crecimiento de este sistema de transporte en la ZMVM, tiene sin duda un importante impacto en los costos durante la etapa de operación, los cuales de manera proporcional, se hacen presentes en el consumo de energía eléctrica. En la tabla número 2 se presentan los costos de operación de la red del metro para el ejercicio 2007 (STC Metro, 2009) en esta, se observa que el rubro técnico al cual se le asocian los mayores costos, es debido al consumo de energía eléctrica.

<i>Descripción</i>	<i>Costos 2007</i>	<i>Costos 2008*</i>
Personal	\$ 2,374,110,250.19	\$ 2,514,182,754.95
<b>Energía Eléctrica</b>	<b>\$ 1,131,437,040.26</b>	<b>\$ 1,198,191,825.64</b>
Materiales	\$ 187,249,936.00	\$ 198,297,682.62
Servicios	\$ 532,427,583.50	\$ 563,840,810.93
Maquinaria	\$ 89,543,335.55	\$ 94,826,392.35
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 4,314,768,145.87</b>	<b>\$ 4,569,339,466.47</b>

**Tabla 1.2** Costos de Operación de las líneas del STC-Metro en operación  
 Fuente: Sistema de Transporte Colectivo 2009. \*Importes sin IVA a precios del 2008.

La información que provee este reporte, contribuye al análisis de los costos que representa el consumo de energía eléctrica anual del STCM. Lo cual da pie al estudio de la posibilidad de implementar un sistema de generación de energía eléctrica propio del STCM con una fuente renovable.

Los proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes renovables de energía, para atender las necesidades de transporte eléctrico masivo de pasajeros son técnicamente factibles. A continuación se presenta un ejemplo nacional y uno internacional en ese sentido.

### 1.3. Transporte Eléctrico Masivo Impulsado con Energías Renovables.

El metro no emite sustancias contaminantes o gases de efecto de invernadero en su entorno. Su contribución al cambio climático se reduce a las consecuencias vinculadas a la producción de electricidad (UITP, 2010). Esto sin duda, también es de una importante contribución de generación de GEI en México, considerando que de acuerdo al Balance Nacional de Energía 2011 (SENER, 2011), las emisiones asociadas a la generación de electricidad ocupan el segundo lugar, con una aportación del 30.8% de las emisiones provenientes de combustibles en el año 2011. Si bien, la generación de electricidad para atender esta demanda no afectará de manera directa a la ZMVM, debido a que estas plantas no se encuentran en la Ciudad de México; estas si impactarán a otras regiones del país.

Una de las medidas para reducir la emisiones indirectas de GEI procedentes del transporte metro, sería el uso de combustibles primarios alternos, para la generación de energía eléctrica, existen ya esfuerzos encaminados en ese sentido. Actualmente en México se tiene el proyecto de Metrorrey del Estado de Nuevo León, en dónde el suministro de energía eléctrica se realiza a partir de la captación de los gases del relleno sanitario del municipio de Salinas Victoria. Un ejemplo internacional, es el de la Ciudad de Calgary, en Alberta-Canadá, ya que el tren ligero Ride the Wind emplea energía eléctrica generada con sistemas eólicos.

#### 1.3.1 Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey.

Metrorrey forma parte de la Administración Descentralizada del Gobierno del Estado de Nuevo León, teniendo personalidad jurídica y patrimonio propios, con domicilio en Monterrey, Nuevo León. El Sistema de Transporte Colectivo (STC) Metrorrey inició sus operaciones en abril de 1991. Actualmente cuenta con dos líneas: la línea L1 con una extensión de 19 km y que une las zonas oriente y norponiente del Área Metropolitana de Monterrey (AMM); y la línea L2 que con una extensión de 14 km une a la zona centro de la ciudad de Monterrey, con la zona norte del AMM (STC Metrorrey, 2010). En la tabla 3 se muestran las estadísticas de afluencia y consumo energético para el mes de diciembre del 2012.

<i>Afluencia</i>	Total día laboral	8,574,131
	Total día sábado	2,018,945
	Total día domingo	2,149,030
	Promedio diaria	411,036
	Promedio día laboral	428,707
	Promedio día sábado	403,789
	Promedio día domingo	358,172
	<b>Total</b>	<b>12,742,106</b>
<i>Consumo</i>	Energía subtotal de tracción ( kWh)	2,641,030
	Energía subtotal de Alumbrado (kWh)	662,2003
	<b>Total (kWh)</b>	<b>3,303,230</b>

**Tabla 1.3** Afluencia y consumo de energético del mes de diciembre del 2012 en el Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey. Fuente: Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey 2013.

Bioenergía de Nuevo León, S.A. de C. V. (BENLESA) es el primer proyecto en México y Latinoamérica de energía renovable utilizando como combustible el biogás que se forma en un relleno sanitario, en este caso ubicado en el Municipio de Salinas Victoria, Nuevo León. Este proyecto es el resultado de una alianza estratégica entre el sector privado y el Gobierno del Estado de Nuevo León, a través del Sistema para el Manejo Ecológico y Procesamiento de Desechos SIMEPRODE, organismo público descentralizado. Actualmente parte de la energía eléctrica generada, se emplea en el Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey

El viernes 19 de septiembre del 2003 se inauguró la planta de BENLESA. En septiembre 17 del 2008 se inauguró la 2ª etapa de la planta, la cual se incrementó la capacidad de generación pasando de 7.42 MW a 12.72 MW. El proyecto busca la reducción en la emisión de los gases de efecto invernadero.

En el tercer 3er Informe del Ex Gobernador de Nuevo León, José Natividad González Parás (2003-2009) reporta que Metrorrey recibe 5.9 megawatts/hora, lo que significa el 82% de su consumo total de energía eléctrica, esto lo convierte en el primer metro a nivel mundial que funciona con energía proveniente de la basura. Según el informe los beneficios financieros ascienden a un ahorro de 5.7 millones de pesos por año en términos de consumo de energía, al tiempo de que se obtienen beneficios ambientales importantes, ya que se han destruido 12 mil 863 toneladas métricas de gas metano, que a su vez equivalen a 232 mil 295 toneladas métricas de bióxido de carbono.

Asimismo, se han destinado importantes recursos a la investigación y desarrollo de tecnologías de punta a nivel internacional para el aprovechamiento de la basura, rubro en el que sobretodo destaca el proyecto de gasificación.



**Figura 1.4** Diagrama del proceso de generación de energía eléctrica de la planta de BENLESA.  
 Fuente: BENLESA – Gobierno de Nuevo León 2011.

### 1.3.2 Ride the Wind

El C-Train es el sistema de tránsito de tren ligero de Calgary. El sistema usa 39,477 MWh de electricidad anualmente (datos 2007), en la cual la ciudad compra de ENMAX Energy Corporation, proveedor de la distribución eléctrica de la ciudad (Inglis 2009). El programa es calificado como Ride the Wind. La energía del C-Train usa energía suministrada por el viento de 12 turbinas de 600 kilowatts que están instaladas en el sur de Alberta en las cimas de las colinas orientadas hacia las Montañas Rocosas, esto es para obtener ventaja de los fuertes vientos del oeste que llegan de los pasos de las montañas.

El C-Train es actualmente 100% libre de emisiones. Es el primer sistema de transporte de tren ligero público en América del Norte, en energizar su flota de trenes con electricidad generada del viento.

Siguiendo el capital de inversión de \$447 millones de USD (En el sistema de transporte y turbinas de viento). Los Tren-C de Calgary ahorran aproximadamente 590,000 toneladas de CO<sub>2</sub> por año (Inglis 2009). Cada día (de lunes a viernes) se aborda el C-Train 290,000 veces. Si cada pasajero viajara solo en un carro en lugar del C-Train, el kilometraje debería ser totalizado en 2.32 millones de kilómetros. Estos viajeros en carro usarían 238,300 litros de combustible y producirían aproximadamente 590,656 toneladas de dióxido de carbono, así como otros contaminantes, tales como óxido nitroso, monóxido de carbón y partículas (Rajan K., 2010).

Antes de esta conexión, la energía de los C-Train contabilizaba el suministro de aproximadamente 20,000 toneladas de gases de efecto invernadero y otros contaminantes del aire cada año, siendo menos que 1/10 de la contaminación que ha resultado si todos los pasajeros del C-Train tienen que conducir en su propio carro. La mayoría de esta electricidad provenía de estaciones de generación a base de carbón.



**Figura 1.5** Tren ligero Ride the Wind en Calgary, Canadá.

#### **1.4. Hacia un Sistema de Transporte Colectivo Metro Impulsado con Energía Solar.**

La viabilidad de una nueva opción renovable como la solar, que sea capaz de atender el consumo de electricidad del STC Metro se estudia en este trabajo. Para ello se requiere de un estudio del arte de la tecnología solar, que involucre la disponibilidad del recurso, las tecnologías disponibles, y si es posible su integración al Sistema Eléctrico Nacional de México. A continuación se realiza la descripción del panorama que involucra estos aspectos.

##### **1.4.1 Recurso Solar en México**

Los dispositivos que emplean la energía solar, se valen básicamente de su componente difusa y directa. En la tecnología solar fotovoltaica se emplea la energía difusa, que es convertida de manera directa en electricidad, mientras que la tecnología de concentración solar para la generación de energía eléctrica, emplea la componente directa de la radiación para el calentamiento de un fluido y posterior conversión indirecta en electricidad. Este trabajo se basa en este último tipo de aprovechamiento, por lo cual es importante el conocimiento de este recurso a nivel mundial y de principal interés para este trabajo, su disponibilidad en México.

La irradiación directa representa aproximadamente entre el 80% y 90% de la energía solar que llega a la superficie de la Tierra en un día despejado; en un día nublado, la componente directa de la radiación es cercana a cero. La energía solar termoeléctrica necesita de la componente directa de la radiación solar, ya que solamente puede concentrarse la energía que le acompaña si los espejos que forman los campos solares reciben este tipo de irradiación. Por tanto, los emplazamientos idóneos para instalar plantas termosolares requieren que sea sitios de muchos días de sol al año, principalmente en latitudes inferiores a los 40°, tanto en el hemisferio norte como en el sur (Protermosolar, 2011). Winter C. J. (1991), sugiere que estos sistemas pueden operar de manera efectiva en el cinturón ecuatorial de la tierra, el cual comprende latitudes  $\pm 30-40^\circ$  N/S, donde la luz directa del sol presenta su máximo. México se encuentra entre los paralelos  $14^\circ 32' 27'' - 32^\circ 43' 06''$  Norte y los meridianos  $86^\circ 42' 36'' - 118^\circ 22' 00''$  longitud Oeste (INEGI, 2013), por lo cual se cumple condicional de ubicación geográfica planteada.

Internacionalmente México se referencia como un país con valores de irradiación normal directa superiores a los 2,000 kWh/m<sup>2</sup> anuales (Protermosolar, 2011y Solarpaces), valor que es ideal para la instalación de dispositivos solares. En este sentido, a partir del programa System Advisor Model (SAM, por sus siglas en inglés) se encontró que para las ubicaciones de Temixco, Morelos y Hermosillo, Sonora presentan valores anuales de 2 093.4 kWh/m<sup>2</sup> y 2 475 kWh/m<sup>2</sup> respectivamente.

En México se han realizado esfuerzos más exhaustivos y detallados de la evaluación del recurso solar disponible en el país. La información más actual, es la proporcionada por Estrada-Cajigal y Almanza (2005). Ellos presentan el trabajo realizado sobre estadísticas de horas de insolación, las cuales son empleadas para el uso de varias correlaciones analíticas de modelos empíricos, para el cálculo en 57 localidades del territorio nacional de irradiación global, directa normal, directa horizontal y la difusa horizontal, así como las irradiaciones correspondiente a un plano inclinado con ángulo igual a la latitud del lugar, en valores diarios promedio mensual. En este trabajo se incluyen los mapas de isohelias de irradiación, con una posible incertidumbre del 15% o menor.

Ellos concluyen que los estados de mayor radiación en México son Sonora, Chihuahua y el oriente de la península de Baja California, los cuales pueden considerarse como las más apropiadas para la instalación de sistemas de concentración solar; sin embargo, también mencionan que la información debe de tomarse con cierta precaución, ya que en tanto ellos han realizado sus cálculos con gran cuidado, estos requieren ser validados con datos medidos en las localidades evaluadas.

La aportación del trabajo realizado por Cajjal-Estrada y Almanza a esta tesis, se presenta tanto en su conclusión, ya que si bien el municipio de Hermosillo no forma parte de las dos localidades estudiadas en el estado de Sonora (de un total de 57 en el país), si se hace referencia a que el estado en su conjunto presenta altos valores del recurso, así como en los mapas de isohelias, ya que ahí, de manera gráfica y con valores se observa la tendencia del recurso probable en la zona centro-sur del país, que es muy cercana al municipio de Temixco en Morelos, y que se ve significativamente menor, en comparación del recurso disponible en Sonora.

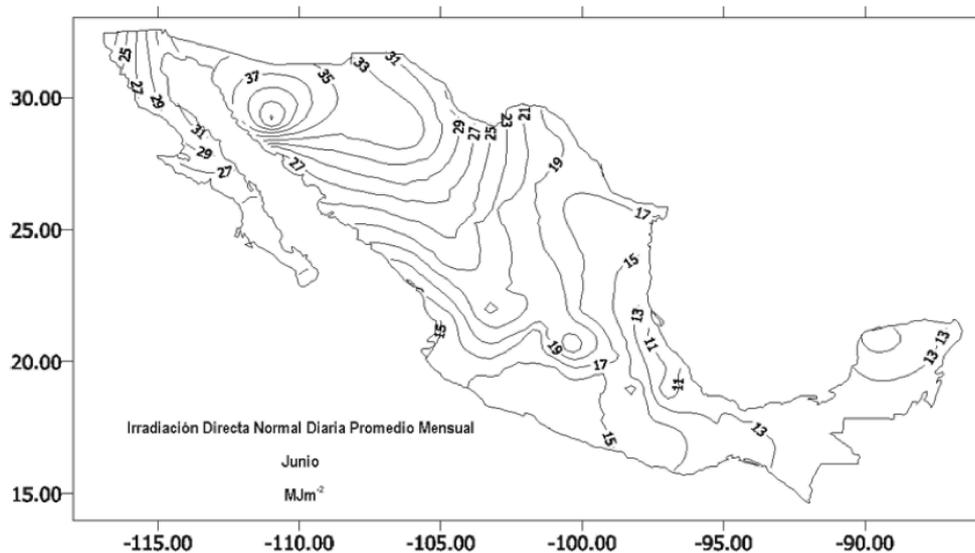


Figura 1.6 Mapa de Irradiación directa normal diaria promedio mensual (MJ/m<sup>2</sup>), en junio.

Fuente: Estrada-Cajjal y Almanza 2005.

## **1.4.2 Tecnologías de Concentración Solar**

La implementación una planta solar térmica para la producción de electricidad, se estudia como una opción alterna de suministro de energía eléctrica para el STC Metro, para ello, es importante dar una descripción de las diferentes tecnologías actualmente disponibles, ya que los esfuerzos de investigación y desarrollo en la búsqueda de dispositivos que enaltezcan a la energía solar como fuente primaria de generación de energía eléctrica, han mostrado una basta gama de ejemplos exitosos en su utilización. A continuación, se da una descripción general de la tecnología de concentración y de las cuatro tecnologías principales que sobresalen por su alto nivel de desarrollo.

### **1.4.2.1. Generalidades de los Sistemas de Concentración Solar.**

Se llaman sistemas termosolares de concentración a una serie de dispositivos tecnológicos pensados en la transformación de la radiación normal directa en energía térmica a alta temperatura y posteriormente en electricidad y/o calor para su utilización inmediata. En todos los casos mediante el uso de concentradores basados en espejos o lentes.

Los distintos sistemas termosolares se diferencian principalmente por los dispositivos tan característicos de concentración que emplean, los cuales redireccionan la componente directa de la radiación solar que llega a la superficie de captación para hacerla llegar al receptor-absorbedor, donde queda concentrada.

La diferencia principal de estos sistemas termosolares de producción eléctrica y/o calor, respecto a las centrales convencionales, radica en la tecnología de aprovechamiento de la radiación y, evidentemente en la materia prima utilizada. El sistema de conversión de potencia suele presentar el mismo esquema para cualquier tipo de central térmica, ya sea termosolar o convencional, definido principalmente por un sistema turbina-generador o motor-generador, y el desarrollo de un ciclo termodinámico, ya sea gas o vapor de agua (IDEA , 2011).

Una Central Eléctrica Termosolar se compone básicamente de un sistema de captación, un sistema absorbedor y el sistema de conversión o bloque de potencia. Además suele incluir también un sistema de almacenamiento térmico para mejorar la gestionabilidad, y un aporte auxiliar de energía a partir de combustibles, ya sea de origen fósil o renovable (IDEA , 2011).

#### 1.4.2.2. Sistemas de Canales parabólicos

La tecnología de concentración de canal parabólico actualmente presenta un alto nivel de madurez, experiencia operativa y gran número de proveedores comerciales (A. T. Kearney, 2010). Estas plantas usan colectores de canal parabólico de concentración lineal, que reflejan la radiación solar directa dentro de un tubo absorbedor, en él generalmente circula aceite sintético a aproximadamente 400°C. En el capítulo 2 se realiza revisión más detallada de esta tecnología.



**Figura 1.7** Planta termosolar Nevada Solar One, Nevada USA  
Fuente: Cohen, E. G., Presentación SolarPaces 2008.

#### 1.4.2.3. Sistemas de Receptor Central.

Plantas de demostración de este tipo se construyeron en los 80's. Las primeras plantas comerciales en operación fueron instaladas en España con una capacidad de 10 MW y 20 MW. Actualmente la capacidad instalada es de 10 a 50 MW y proyectos más grandes han sido anunciados en Estados Unidos.

Los componentes básicos que componen estas plantas (también conocidas como Torre Central) son:

- El sistema de concentrador formado por un campo de helióstatos
- La torre
- El receptor absorbedor
- El sistema de control

Su operación, es a partir del uso de grandes espejos (helióstatos) mayores a 100 m<sup>2</sup>, los cuales son casi planos y que siguen al sol en dos ejes. La radiación directa concentrada golpea un receptor en la parte superior de la torre. Las temperaturas del fluido dependen del fluido de trabajo, el cual es usado para coleccionar la energía y está dentro del rango de 500°C a 600°C (ESTELA, 2009).

Por mencionar algunos ejemplos se tiene la PS 10 de Abengoa en Sevilla, la potencia nominal es 10 MW y es diseñada con un campo de helióstatos norte y vapor saturado como fluido de trabajo en el receptor. El sistema de almacenamiento (1h) es sólo diseñado para cumplir con condiciones transitorias. En el mismo sitio existe una segunda planta con una capacidad nominal de 20 MW (PS 2), con un diseño similar.

También cabe destacar las plantas solares Central Solar One, posteriormente la Solar Two, en Barstow, en el estado de California en Estados Unidos, que han estado operando un largo periodo de tiempo. Estas dos plantas trabajan con sales fundidas como HTF, las cuales presentan significativas mejoras en su eficiencia, con respecto a las torres de vapor saturado. La operación con sales fundidas pueden llevar a temperaturas de operación de aproximadamente 560°C y pueden permitir una mejora en la eficiencia de 24%, comparado con el vapor saturado. Actualmente una planta de torre con sales fundidas se encuentra instalada en España, llamada Gemasolar, con una capacidad de 20 MW y 15 horas de almacenamiento.



**Figura 1.8** Planta de torre central Gemasolar de 20MW de capacidad nominal y 15 h de almacenamiento, Sevilla, España. Fuente: IDEEA, 2011.

#### 1.4.2.4. Sistemas de Disco Parabólico.

Los principales componentes de un sistema con discos parabólico son:

- Concentrador
- Receptor
- Sistema de generación
- Estructura soporte y mecanismos de seguimiento

El elemento clave es el concentrador paraboloïdal, el cual está formado por elementos receptores individuales mantenidos por la estructura soporte o por una continua (pero posiblemente subdividida) superficie. La superficie cóncava es cubierta por una segunda superficie de espejos de vidrio o por una película superficial frontal reflectiva plateada o de aluminio (Winter C. J., 1991) .

El receptor es quien realiza la conexión térmica entre el concentrador y el motor Stirling. El desarrollo de los sistemas de discos parabólicos ha estado muy ligado a los motores Stirling. El ciclo Stirling es el ciclo termodinámico más eficiente para transformar calor en energía mecánica, entre sus características se destaca que es un motor de combustión externa, dependiendo su funcionamiento del aporte de calor que se realice, con independencia del modo en que se genere dicho calor. Usualmente utiliza un fluido interno de trabajo (frecuentemente hidrógeno o helio) que es reciclado a lo largo del motor. El fluido de trabajo es calentado y presurizado por el receptor solar, el cual regresa energía al motor Stirling.

El sistema de Disco Stirling tiene registradas historias de operación por décadas. En 20 años, los sistemas de energía Stirling en discos ha mantenido el record de eficiencia mundial por conversión de energía solar en electricidad, en enero del 2008, alcanzo el record de 31.25% de eficiencia (ESTELA, 2009).

Estos sistemas son flexibles en términos de tamaños y despliegue a escala. Debido a su diseño modular son capaz de producir energía de manera distribuida a pequeña escala y de manera útil en proyectos a escala comercial con miles de arreglos de discos en un parque solar.



**Figura 1.10** Disco parabólico con motor Stirling  
Fuente: IDEA, 2011.

#### 1.4.2.5. Sistemas de Concentración Lineal Fresnel.

Los sistemas Fresnel, usan módulos de espejos planos que concentran la radiación solar en un receptor lineal colocado arriba de estos espejos, los cuales simulan un espejo curvo a partir del ajuste individual de cada fila de espejos en relación con el absorbedor, este último presenta la característica de mantenerse de manera fija. Los reflectores se construyen con espejos de vidrio normales, por lo tanto su materia prima es muy barata. Los espejos se controlan por motores eléctricos que hacen que el seguimiento de la posición del sol. La luz del sol se concentra en el tubo absorbedor de manera más eficiente.

Los espejos paralelos enfocan la energía irradiada por el sol en tubo colocado a 8 m. por encima de los espejos. El agua fluye a través de este tubo de absorción, que se calienta a temperaturas de hasta 450°C. Esto produce vapor, que se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor. Debido al pequeño tamaño de los espejos, se permite que sean menos sensibles al viento, y por tanto se emplean estructuras ligeras y económicas (IDEA, 2011).

Actualmente existen dos plantas en operación, Puerto Errado I y II, lo cuales se encuentran en la provincia de Murcia en España con una capacidad nominal de 1.4 MW y 30 MW respectivamente.



**Figura 1.11** Sistemas Fresnel  
Fuente: IDEA, 2011.

### **1.4.3 Marco Regulatorio de las Energías Renovables en México.**

En la sección anterior se muestra que las plantas termosolares para generación de electricidad (en sus distintas variantes técnicas), se encuentra en continua mejora u optimización, a partir de esfuerzos encaminados a la investigación y desarrollo. Con ejemplos de plantas instaladas se denota el grado comercial actual de estas tecnologías. Sin embargo, esto es posible gracias a la legislación propia que cada país ofrece al uso de las energías limpias provenientes de fuentes renovables. En ese sentido, México también cuenta con la propia, a continuación se realiza una exposición de ella.

#### **Marco Legal**

Al ser uno de los objetivos de esta tesis el supuesto de que el STC Metro se plantea como opción generar electricidad con la energía solar como fuente renovable, es necesario conocer los ordenamientos legales que son encargados de regular el sector de energía eléctrica en México con estas fuentes. Estos se rigen de manera jerárquica por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y a partir de ella se generan una serie de ordenamientos que regulan la prestación del servicio público de energía eléctrica. Dos que involucran a todas las fuentes de energía eléctrica son la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Y para fines exclusivos de las fuentes de energía renovables se tiene a la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) emitida en el 2008, y a partir de la cual se han emitido una serie de instrumentos y mecanismos que pretenden su impulso y fomento. En el cuadro 4 se describe los ordenamientos previos a la LAERFTE y su aportación a las energías renovables. En el cuadro 4 se ilustran los mecanismos más importantes que fueron creados a partir de la creación de la LAERFTE, y de interés para el tema de esta tesis.

	<i>Instrumento</i>	<i>Contenido enfocado a la generación de energía eléctrica con fuentes renovables.</i>
<b>Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos</b> 5 de febrero de 1917	Artículo 27	Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.
	Artículo 28	En su párrafo cuarto, precisa que no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las áreas estratégicas que se determinan en dicho artículo , entre las que se encuentra la electricidad. Este precepto también establece que el Estado llevará a cabo estas actividades estratégicas, a través de organismos y empresas que requiera para su manejo eficaz y eficiente.
<b>Leyes</b>	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) 22 de mayo de 1975	<p>Con la expedición de esta Ley en 1975, se establece que la participación de las personas físicas y morales en la generación de energía eléctrica puede realizarse, sujeta a previo permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).</p> <p>Con el objetivo de incentivar la participación de particulares en la expansión del sistema eléctrico, el Congreso de la Unión ha modificado la LSPEE en diferentes ocasiones para incorporar nuevas modalidades de generación de energía eléctrica que no se consideran servicio público: cogeneración, productor independiente, autoabastecimiento, pequeña producción y exportación e importación de energía eléctrica.</p>
	Ley de la Comisión Reguladora de Energía 31 de octubre de 1995	<p>Desde 1995 a través de su expedición, esta entidad cuenta con facultades en materia de regulación de energía eléctrica entre otras. A partir de ese año, la CRE se constituyó como autoridad reguladora y pasó a ser un órgano consultivo en materia de electricidad a un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía (SENER) con autonomía técnica y operativa con funciones de regulación sobre el sector de electricidad, gas natural y gas LP.</p> <p>En lo concerniente al sector eléctrico, la CRE tiene por objeto promover el desarrollo eficiente de las siguientes actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público</li> <li>• Generación, exportación e importación de energía eléctrica que realicen los particulares</li> <li>• Adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público</li> <li>• Servicios de conducción, transformación y entrega de energía entre entidades que tienen a su cargo el servicio público, y entre estas y los particulares.</li> </ul>
	Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) 28 de noviembre del 2008	Regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para la generación de electricidad "con fines distintos a la presentación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética"

**Tabla 1.4** Marco legal para previo a la emisión de la LAERFTE en el 2008. Fuente: Creación propia con información de SENER 2007, 2009, 2012 B y C.

<i>Instrumento</i>	<i>Descripción</i>
Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) 28 de noviembre del 2008	<p>CRE</p> <p>Le otorga las facultades en materia de fuentes renovables, como la de expedir:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que regulen la generación de electricidad a partir de energías renovables, previa opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la SENER,</li> <li>• Los instrumentos de regulación para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que se presten entre sí los Suministradores y los Generadores de electricidad a partir de energías renovables</li> <li>• Las reglas generales de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional que le deberán proponer los Suministradores, escuchando las opiniones de los Generadores</li> </ul> <p>Así como solicitar al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) la adecuación de las reglas de despacho para garantizar el cumplimiento de la LAERFTE</p>
Reglamento de la LAERFTE	Imponer distintas obligaciones a la SENER para la promoción de las fuente de energía renovables, mediante programas, políticas públicas, evaluación de costos, fomento al desarrollo social; así como la regulación de licitaciones de proyectos de energías renovables.
Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables	Establecer metas cuantificables para la incorporación de fuentes de energía renovables a la matriz energética nacional. Adicionalmente se tiene el fomento, desarrollo, promoción e investigación de las fuentes renovables de energía, así como la expedición de normas y elaboración de metodologías que regulen la generación de electricidad a partir de energías renovables
Estrategias Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía	Mecanismo con el cual se impulsan las políticas, programas, acciones y proyectos, para aumentar la participación de las fuentes de energías renovables y las tecnologías limpias, promover la eficiencia y la sustentabilidad energética y disminuir la dependencia de los hidrocarburos como fuente primaria de energía. Para impulsar el cumplimiento a los objetivos a las Estrategia, se creó el fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

**Tabla 1.5** Instrumentos y facultades creadas a partir de la emisión de la LAERFTE. Fuente: Creación propia con información de SENER 2007, 2009, 2012 B y C.

En el capítulo 4 se realizará una revisión más extensa de la regulación emitida por la CRE, y la cual tiene que ver con su aplicación para fines de este trabajo.

*Capítulo II. Estado del Arte de los  
Sistemas de Concentración Solar de Canal Parabólico.*

Al ser sujeto de estudio la generación de energía eléctrica con una planta termosolar de canal parabólico, para atender la demanda energética de la línea 8 del STC Metro de la Ciudad de México es importante que el lector conozca más sobre sus principios de operación, ya que la implementación de una central de este tipo es un mecanismo complejo que requiere de vastas consideraciones ingenieriles asociadas con el diseño y dimensionamiento de los equipos que la conforman.

A continuación se presenta una explicación general que involucra algunos de estos aspectos.

## 2.1. Historia

La tecnología de concentración solar con canal parabólico tiene su origen desde hace más de un siglo. Por mencionar un ejemplo exitoso de aplicación práctica, fue el desarrollado en 1913, con la instalación de un campo de 1,233 m<sup>2</sup> de apertura, diseñado para el bombeo de agua. Sin embargo, la historia reciente que ha dado origen a la instalación de ambiciosos proyectos de plantas termosolares con canal parabólico tiene su impulso en la década de los 70's, ya que se vio propiciado por la tan mencionada crisis del petróleo, situación que concientizó a los países más desarrollados a tomar una conciencia y acciones reales sobre la limitante finita del recurso, además de los riesgos asociados con el repentino incremento en sus precios y de escasas.

Con la situación anterior se crearon centros de investigación y desarrollo impulsado por gobiernos e industrias, cuyo objetivo era el estudio de la viabilidad técnica de la producción de energía eléctrica a través de una transformación térmica. A continuación se presentan tres ejemplos internacionales representativos, desarrollados a partir de esa época (Winter C. J., 1991) y uno nacional:

- o La instalación de 150 kW en Coolidge/Az, USA (1979). El primer sistema experimental totalmente solar para demostrar la operación automatizada en una aplicación ambiental real.
- o La planta experimental *Small Solar Power System* (SSPS) de 500 kWe, en Almería, España (1981). Fue desarrollada, construida y operada como un proyecto colaborativo de investigación y desarrollo que estuvo bajo el auspicio de la Agencia Internacional de Energía (IEA-SSPS)
- o La plantas *Solar Electricity Generating System* (SEGS por sus siglas en inglés) de 30 MWe (SEGS II-VII, 1985-1989). Fue desarrollado por un grupo comercial de compañías Alemanas, Americanas e Israelíes, y comercializado por Luz International Inc., Los Angeles/CA, USA.
- o La planta solar de 10 kW del Instituto de Ingeniería de la UNAM (1980-1982). Fue el primer sistema piloto experimental de concentradores de canal parabólico instalado en México, con la tecnología de fluido de transferencia de calor o heat transfer fluid (HTF) para la generación de electricidad. Posteriormente la instalación se empleó para la generación directa de vapor (GDV).

De este último proyecto es importante resaltar que fue la primera planta de grado comercial con la tecnología de canal parabólico. Si bien la información de Winter C. J. (1991), respecto a que el desarrollo de las plantas SEGS se originó con una capacidad nominal de 30 MWe, vale la pena mencionar que antes se llevo a cabo la instalación de una planta con capacidad de 13.8 MWe (SEGS I), siguiéndole el desarrollo de seis plantas con una capacidad de 30 MWe cada una, y dos de 80 MWe. En la Tabla 1 se presentan algunas características de ellas, las cuales fueron el inicio de proyectos a gran escala a nivel mundial.

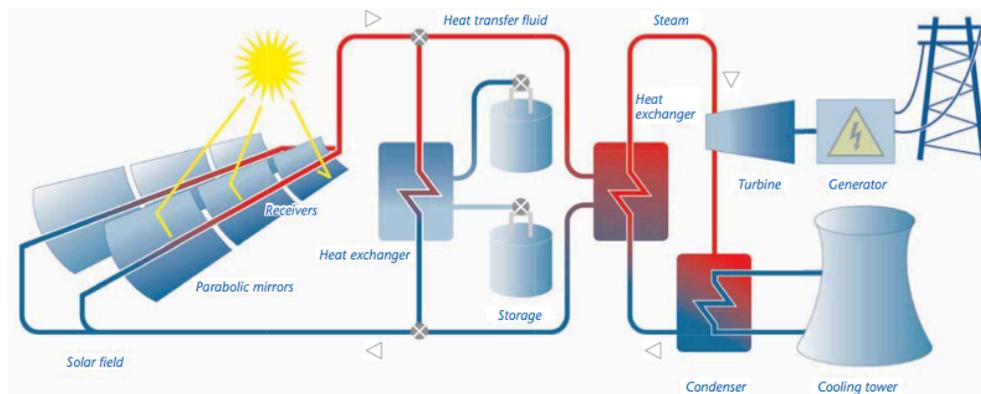
<i>Planta</i>	<i>Primer año</i>	<i>Tamaño de la turbina (MWe)</i>	<i>Temperatura Solar (°C)</i>	<i>Área del campo (m2)</i>	<i>Eficiencia de la turbina</i>		<i>Producción anual (MWh)</i>
					<i>Solar</i>	<i>Gas</i>	
I	1985	13.8	307	82,960	31.5	-	30,100
II	1986	30	316	190,338	29.4	37.3	80,500
III	1987	30	349	230,300	30.6	37.3	91,311
IV	1987	30	349	230,300	30.6	37.3	91,311
V	1988	30	349	250,560	37.5	37.3	99,182
VI	1989	30	390	188,000	37.5	39.5	90,850
VII	1989	30	390	194,280	37.5	39.5	92,646
VIII	1990	80	390	464,340	37.6	37.6	252,842
IX	1991	80	390	483,960	37.6	37.6	256,125

**Tabla 2.1** Características de las plantas SEGS. Fuente: Duffie and Beckman, 2006.

A pesar del desempeño exitoso de las plantas SEGS mantenido en la actualidad, en ese entonces no se logró mantener la tendencia del desarrollo de nuevas plantas, lo cual se debió más a problemas de financiamiento que a aspectos técnicos y/u operativos.

## 2.2. Descripción de los Componentes del Campo de Colectores

En el capítulo 1, se incluyó a la tecnología de canal parabólico como un tipo de concentración solar térmica. Esto se debe a que estos campos consisten de grandes instalaciones formadas por colectores de canal parabólico, que coleccionan la radiación normal directa proveniente del Sol en un receptor lineal (tubo absorbedor) que está en la línea focal de la parábola. Los arreglos de colectores están compuestas de muchas filas paralelas que de manera general se encuentran orientados en el eje horizontal norte-sur o este-oeste. El colector durante el día sigue al sol del este al oeste para asegurar que continuamente esté enfocado sobre el tubo receptor. A través de este último circula un fluido de transferencia de calor (HTF, por sus siglas en inglés) que es calentado a lo largo de los tubos receptores que a su vez forma parte de arreglo en serie de colectores. Al finalizar este recorrido el HTF fluye hacia un intercambiador de calor, para generar vapor supercalentado (o al almacenamiento térmico si lo hay). El vapor formado pasa a un bloque de potencia que trabaja bajo los principios de las tecnologías de ciclo convencional, usando una turbina para convertir la energía térmica proveniente del campo solar y posteriormente a un generador para producir electricidad.



**Figura 2.1** Elementos característicos de una planta termosolar con almacenamiento.  
 Fuente: Schott Solar Memorandum on Concentrated Solar Power Plant Technology 2009.

De manera general así opera una planta termosolar de canal parabólico. A continuación se hace una descripción de los componentes principales que la conforman.

## 2.2.1 Colector de Canal Parabólico

Este dispositivo engloba a todos los componentes centrales del campo de colectores. Se compone básicamente de la estructura soporte, un sistema de seguimiento, reflector de cilindro parabólico y el tubo receptor. Las características de los diferentes diseños del colector está determinada por el tipo de estructura soporte que lo componen, por tanto su descripción se hace en base a esta.

La estructura soporte debe de cumplir con tres principales funciones:

- Ser soporte de los espejos y recibidores, manteniendo en ellos su alineación óptica
- Soportar las cargas debidas a las fuerzas del viento
- Permitir que el colector rote, de manera tal que los espejos y el recibidor sigan al sol

Estas estructuras generalmente son metálicas, aunque en la actualidad se ha empezado a investigar con materiales distintos como fibra de vidrio y materiales de plástico como soporte para la superficie reflectoras (IDEA, 2011). A continuación se mencionan tres ejemplos de colectores que conceptualizan los diferentes diseños de la estructura, además de formar parte de instalaciones de plantas actualmente en operación.

### 2.2.1.1 Colectores Solargenix.

El diseño del sistema es de aluminio, similar al LS-3, con este material se tienen ahorros en el peso del 30% y presenta una estructura espacial también de aluminio o denominada Space-Frame. A continuación se presentan algunas ventajas (CSP Today, 2011):

- Usa 50% menos de componentes en comparación con sus predecesores
- Mejor resistencia a la corrosión, al ser de aluminio
- Logísticas simplificadas en la instalación en campo
- Los espejos son montados directamente en la estructura, por tanto no es requerida la alineación in situ.



**Figura 2.2** Estructura Space-Frame del colector Solargenix SGX-2Fuente: CSP Today, 2011

De este colector son dos las versiones disponibles SGX-1 y SGX-2, esta última se desarrolló con el principal objetivo de reducir los tiempos de manufactura.

### 2.2.1.2 Colectores Luz

Las versiones Luz LS-1 y LS-2 se basan en un tubo soporte de estructura rígida denominada *torque tube* o tubo soporte central, esta soporta los perfiles de acero en donde los espejos parabólicos son unidos. El tubo cilíndrico de alta rigidez torsional es de acero, con un espesor que está en función de los requerimientos de las cargas del viento. Después de su manufactura es sometida a un proceso de galvanizado, además cuenta con placas soldadas en donde se sujetan las vigas voladizas (CSP Today, 2011).

El tubo del colector soporta un conjunto de vigas voladizas (brazos), los cuales constituyen la principal innovación asociada con es tipo de colectores. De acuerdo a los diseñadores del Tubo-Torque, presenta las siguientes ventajas sobre los otros tipos de colectores (CSP Today, 2011):

- Reduce el tiempo de ensamble en un 50%
- Reduce el peso estructural en 10%
- Menores costos de manufactura, ensamble y mantenimiento.
- Manufactura simplificada (Reducción de costos en la puesta en operación)
- Procesos de manufactura robustos
- Aumento de rigidez en la torsión
- Alta exactitud de manufactura en los componentes
- Logística mejorada (configuración optimizada de empaque para el transporte)

La versión LS-3 presenta un concepto de diseño diferente, denominado Space –Frame o estructura espacial. De las versiones LS-1 y LS-2, se reemplazó el *tube-torque* por una estructura metálica reticular. El ancho de apertura es 14% mayor respecto a su antecesor el LS-2, y duplicada su longitud respecto a este (Fernández-García et al., 2010).



**Figura 2.3** Estructura Tube –Torque y Space-Frame de los colectores Luz LS-2 y LS-3 Respectivamente. Fuente: CSP Today 2011 y Fernández-García et al. 2010

En la tabla 2 se recopilan algunas características técnicas de los colectores Luz.

	<i>LS-1</i>	<i>LS-2</i>	<i>LS-3</i>
Año	1984	1988	1989
Estructura	Torque tube	Torque tube	Space-frame
Área de apertura (m <sup>2</sup> )	128	235.5	570.2
Ancho de apertura (m)	2.55	5	5.76
Longitud (m)	50.2	47.5	99
Longitud focal (m)	0.68	1.4	1.71
Distancia focal promedio (m)	0.94	1.84	2.12
Eficiencia óptica pico	0.734	0.74	0.77
Peso (kg/m <sup>2</sup> )	n/a	25	33

**Tabla 2.2** Características técnicas de los colectores Luz.

Fuente: Fernández-García 2010 y Montes M. J. 2008

### 2.2.1.3 Colector EuroTrough

Presenta características similares al colector Luz LS-3 pero con la diferencia principal de presentar una estructura Torque- Box o estructura espacial rectangular, que combina los beneficios del diseño de rigidez en la torsión y de alineación del LS-2 con la reducción de costos del diseño de armadura del LS-3 (Fernández- García, 2010). Este tipo de diseño ayuda a reducir la deformación de la estructura ocasionada por el peso muerto y de las cargas del viento, en comparación con otros diseños. Esto tiene el efecto auxiliar de minimizar la torsión y flexión sobre la estructura durante su operación, y como resultado se incrementa su resiliencia a las cargas del viento y por tanto su tiempo de vida (CSP Today, 2011).

Un elemento central es la estructura espacial de acero con sección transversal cuadrada, la cual mantiene los brazos soporte para las facetas de los espejos parabólicos. El diseño permite a los espejos actuar como elementos estructurales estáticos, pero al mismo tiempo reduce los esfuerzos sobre las placas de vidrio en un factor de tres (Geyer M. et al., 2002). La caja es construida tan sólo de cuatro piezas diferentes de acero. Esto dispone un proceso de manufactura simplificado, y disminuye los costos y esfuerzos de ensamble in situ. Los requerimientos de transporte también son optimizados para su máximo empaque (CSP Today, 2011). A continuación se presentan sus principales características respecto a otros diseños (Fernández-García et al. 2010):

- La ampliación en la longitud del colector de 100 m (ET-100) a 150m (ET-150), hace posible reducir el número de colectores requeridas en campo, así como el número de tubos de interconexión, disminuyendo las pérdidas térmicas y el costo total
- Menos efectos por sombreado debido al diseño mejorado de los soportes del absorbedor
- El peso de la estructura de acero es alrededor de 14% más ligera que el colector LS-3

- Menores componentes, lo que incrementa su capacidad de producción a gran escala.
- Manufactura simplificada, reduciendo los costos de ensamble in situ.
- Los aspectos anteriores resultan en aproximadamente un 10% de reducción en costos.



**Figura 2.4** Estructura Torque-Box del colector EuroTrough ET-100 y ET-150  
Fuente: Fernández-García et al. 2010

Como ya se mencionó son dos las versiones, que varían de acuerdo a su longitud, es decir, el colector EuroTrough ET-100 y ET-150, de 100m y 150m respectivamente. A continuación se presentan sus características técnicas.

	<i>ET-100</i>	<i>ET-150</i>
Año	1998-2002	1998-2002
Estructura	Torque-Box	Torque-Box
Área de apertura (m <sup>2</sup> )	545	817.5
Ancho de apertura (m)	5.77	5.77
Longitud (m)	99.5	148.5
Distancia focal (m)	1,71	1.71
Número de módulos	8	12
Número de espejos	224	336
Número de absorbedores	24	36
Reflectividad del espejo	94%	94%
Peso (kg/m <sup>2</sup> )	19	18.5
Ángulo de Incidencia Modificador	$k(\theta) = \text{Cos}(\theta) - 5.251 \cdot 10^{-4}\theta - 2.8596 \cdot 10^{-5}\theta^2$	

**Tabla 2.3** Características técnicas de los colectores EuroTrough ET-100 y ET-150  
Fuente: Geyer M. et al., 2002.

Este último colector, en su versión EuroTrough ET-150 es el que se emplea en el dimensionamiento del campo de colectores de esta tesis. Esto debido a que varios desarrolladores de proyectos y consorcios han seleccionado el colector EuroTrough como la tecnología del campo solar, ya que los resultados de pruebas han mostrado que este concentrador tiene mejoras en aproximadamente el 3% de desempeño sobre el colector Luz LS-3, el cual fue el diseño final de las plantas SEGS VI-IX (Price et al., 2002).

## 2.2.2 Reflector de cilindro parabólico

Su función es la de reflejar la radiación solar directa incidente sobre él y concentrarla en el tubo absorbedor situado en la línea focal del reflector, en los sistemas con canal parabólico se trata de los espejos curvados. Para cumplir con esta función se utilizan películas de plata o aluminio sobre un soporte que ofrece rigidez, siendo este de chapa metálica, plástico o vidrio, y en función del cual será el depósito de la película, ya que en el caso de la chapa metálica se suele usar el aluminio pulido de alta reflectividad, en este el material de soporte también actúa como elemento reflectivo con una reflectancia aproximada del 80%. Su principal ventaja es el bajo costo, pero su desventaja es la baja durabilidad en su capacidad reflectiva del aluminio que se ve afectada por su exposición a la intemperie (IDEA, 2011).

En el caso de que el soporte sea vidrio debe de ser de bajo contenido en hierro, con lo cual se consigue una alta transmitancia. Sobre la cara posterior se deposita una película de plata protegida por una película de cobre y otra de pintura epoxi. Dependiendo del espesor del vidrio soporte se realiza su clasificación en dos tipos:

- Vidrio grueso (espesor  $> 3\text{mm}$ ). Se curva en caliente dándole la forma parabólica necesaria
- Vidrio delgado (espesor  $< 1.5\text{ mm}$ ). Los espejos tienen suficiente flexibilidad para curvarse en frío

Debido a que los espejos presentan una reflectividad superior al 92% se usan de manera más frecuente en las plantas actualmente en operación con respecto a los de aluminio, ya que en este es  $< 86\%$ . En el caso del EuroTrough (al igual que en el LS-3) es del tipo de vidrio grueso con una reflectividad de hasta 93.5% al momento de su instalación.



**Figura 2.4** Reflector en el colector ET-150.

### 2.2.3 Tubo Absorbedor o Heat Collection Element (HCE)

Este es el elemento fundamental de un colector, ya que en él se centra el rendimiento global del colector. Su función consiste en convertir la energía concentrada por el reflector a energía térmica del fluido que circula en su interior.

El tubo receptor, absorbedor o *heat collection element (HCE)*, está diseñado para minimizar las pérdidas de calor al ambiente mientras permite la entrada y absorción de tanta luz del sol como le sea posible. Consiste de dos tubos concéntricos, el interior es generalmente de acero y el exterior de vidrio. El espacio anular entre el tubo de acero y el de vidrio es evacuado para prevenir la convección/conducción de calor del tubo absorbedor caliente al envoltorio de vidrio que está más frío. Las pérdidas de calor radiativas del absorbedor son minimizadas por el recubrimiento del tubo absorbedor con una superficie selectiva que tiene alta absorción solar (>95%) pero baja emisividad térmica. El efecto de la conducción de calor en los extremos se reduce por hacer colectores largos (4m o más). Por último el diámetro del absorbedor es pequeño respecto a la apertura del reflector, y por tanto se disminuye el área superficial asociada a las pérdidas de calor (Burkholder F. y Kutscher C., 2009).

Con respecto al vacío existente entre el absorbedor y el vidrio, este corre el riesgo de verse afectado debido a la permeabilidad del tubo de acero por algunos gases (fundamentalmente hidrógeno) producidos por la descomposición de aceite térmico al trabajar a elevadas temperaturas. Para contrarrestar este problema, se instalan unos dispositivos llamados *getters* que son compuestos metálicos que sirven para absorber tanto moléculas de gas en el espacio anular, así como indicador de la presencia de ellas. Precisamente un aspecto importante durante la operación de las plantas termosolares de canal parabólico, es debido a las pérdidas del vacío en el espacio anular del receptor, ya que en el reporte presentado por Cohen E.G. et al. (1999) del estudio de mejoras de operación y mantenimiento realizado a cinco plantas SEGS (III a la VII), en 15% de los 50,000 HCE's que se habían instalado al momento de hacer el reporte, presentaban pérdida en el vacío y fractura de la cubierta de vidrio. Estas pérdidas presentan los siguientes efectos (Ruiz H. V. Et al., 2009):

- Pérdida del vacío. Provoca un importante incremento de pérdidas térmicas y un aumento de la temperatura del tubo de vidrio, con el consiguiente aumento en tensiones térmicas.
- Degradación del recubrimiento selectivo. Resulta en una disminución de la absorción y aumento de emisividad.
- Fractura de la cubierta de vidrio. Las pérdidas de calor llegan a ser excesivas, especialmente durante clima ventoso.

Debido a esto último, y dado que en este dispositivo recae de manera principal la eficiencia asociada al campo de colectores, es que se han realizado estudios de modelos de transferencia de calor asociados al tubo absorbedor, de hecho en este trabajo de tesis se ha realizado la simulación que abarca tanto al absorbedor y al colector en su conjunto, lo cual se explicará en el capítulo 3. Por el momento vale la pena mencionar que Forristal R. (2003) realiza un estudio detallado, que se basa en un enfoque desarrollado por Mancini y Dudley para predecir el desempeño térmico de los tubos absorbedores del colector de canal parabólico, y que fue referencia en la simulación realizada en este trabajo.

En la tabla 4 se presentan la recopilación de algunas características técnicas de los HCE SCHOTT PTR70 y del Solel Universal Vacuum Collector (UVAC) de Solel, denominado Solel UVAC, que son versiones actuales de algunas plantas en operación (Fernández-García et al., 2010).

	<i>Schott PTR70</i>	<i>Solel UVAC 3</i>	<i>Siemens UVAC 2010</i>
Diámetro interno del absorbedor(m)	0.066	0.66	0.66
Diámetro exterior del absorbedor (m)	0.07	0.07	0.07
Diámetro interno de la cubierta de vidrio (m)	0.115	0.115	0.109
Diámetro externo de la cubierta de vidrio (m)	0.12	0.121	0.115
Material del absorbedor	Acero 304-L	Acero 304L	Acero 216L
Recubrimiento selectivo	Cermet	Cermet	Cermet
Absortancia del absorbedor	0.96	0.96	0.96
Emitancia a 400°C	0.1818	0.09999	0.1082
Absortancia de la cubierta de vidrio	0.02	0.02	0.02
Emitancia de la cubierta de vidrio	0.86	0.86	0.89
Transmitancia de la cubierta de vidrio	0.963	0.96	0.965

**Tabla 2.4** Características técnicas de algunos tubos absorbedores. Fuente: Librería del programa System Advisor Model (SAM) Versión 2011.12.2 del National Energy Renewable Laboratory (NREL).

El absorbedor denominado Siemens UVAC 2010, forma parte del campo de colectores que se dimensiona en esta tesis.

## 2.2.4 Fluido de Transferencia de Calor en el Tubo Absorbedor.

En los colectores solares de canal parabólico se utiliza un fluido calorífero que fluye a través del recibidor para coleccionar la energía solar térmica y transportarla a un bloque de potencia. La tecnología en donde el fluido de transferencia es diferente del empleado en el bloque de potencia, y además se hecha mano de un intercambiador de calor entre el campo de colectores y el bloque de potencia se denomina HTF (Heat Transfer Fluid, por sus siglas en inglés). Por otro lado, cuando el fluido calorífero en el campo de colectores es el mismo que se emplea en el bloque de potencia y no se requiere de un intercambiador de calor se denomina generación directa de vapor (Direct Steam Generation, DSG). Para la tecnología HTF existen una gama diversa de fluidos térmicos, sin embargo, para fines de este trabajo sólo se describirán las sales fundidas y el aceite sintético. Para la tecnología DSG el fluido calorífero actualmente en estudio es el agua, por lo que también será revisado brevemente.

- **Generación Directa de Vapor (GDV) o Direct Steam Generation (DSG).**

El uso de agua directamente en los colectores siempre se ha contemplado como una opción atractiva. DSG se refiere a la generación directa de vapor en el campo de colectores, que elimina la necesidad de un HTF intermedio, como es el caso del aceite Therminol VP-1. Aunque esta tecnología incrementa el costo de las tuberías en el campo solar, debido al incremento de las presiones de trabajo del fluido (vapor), que están por encima de 100 bar, la tecnología DSG reduce los costos totales de inversión de la planta, debido a la eliminación de los intercambiadores de calor encargados de la generación de vapor y de todos los elementos asociados con el HTF. La eficiencia es incrementada por eliminar el proceso de intercambio de calor entre el HTF y el vapor, ya que se reducen las pérdidas de calor a través de mejorar la transferencia de calor en el colector, esto incrementa la eficiencia del ciclo de potencia por medio del aumento en las temperaturas y presiones de operación, adicionalmente hay una reducción denominada parásitas y que son debidas al consumo eléctrico por bombeo. La tecnología DSG ha sido probada de manera exitosa en la Planta Solar de Almería (Price H. et al., 2002); sin embargo, aún no se cuenta con alguna planta de uso comercial en operación.

- **Fluido de Transferencia de Calor o Heat Transfer Fluid (HTF).**

**Salas.** El uso de sales fundidas como HTF en una planta de canal parabólico tiene varias ventajas obvias. Con éstas es posible aumentar la temperatura a la salida del campo de colectores, en el rango de 450-500 °C, incrementando la eficiencia del Ciclo Rankine en la turbina de vapor del bloque de potencia hasta por un 40% (Kearney D. et al., 2003).

La principal desventaja de las sales fundidas es su alto punto de enfriamiento, produciendo complicaciones relacionadas a la protección de enfriamiento en el campo solar. El aceite actualmente usado se congela a aproximadamente 15°C, mientras que las sales fundidas ternarias y binarias solidifican entre 120 y 220 °C, respectivamente. Estas características demandan métodos innovadores de protección de enfriamiento e incrementos en los requerimientos de operación y mantenimiento.

Existen también otras consideraciones importantes relacionadas al uso de las sales fundidas. Por ejemplo, los materiales de las tuberías de los cabezales y accesorios sobre el lado caliente del lazo de colectores será también más caro, y el límite de altas temperaturas deseadas en la parte caliente puede ser restringido por la durabilidad y el desempeño de la superficie selectiva del receptor (Kearney D. et al., 2003).

**Aceite.** Las bajas presiones de vapor de los aceites sintéticos permiten trabajar a presiones no muy altas en estado líquido, facilitando el uso de materiales económicos para las tuberías y simplificando la instalación y las medidas de seguridad. Existen diversos tipos de aceite que se pueden emplear en el campo solar y la elección de uno u otro se hace en función de la temperatura máxima de trabajo que se desea. Para temperaturas de hasta 400°C se suele utilizar el Therminol VP-1. Este aceite sintético trabaja bien a 400°C, aunque presenta el inconveniente de su punto de congelación de 12°C, lo que obliga a mantener todo el circuito de aceite de forma permanente a una temperatura por encima de dicho valor. En cualquier caso los aceites sintético presentan siempre el inconveniente de la temperatura límite (400°C) por encima de la cual se degradan (Montes M. J., 2008).

El uso del Therminol VP-1 se empleó en las últimas versiones de las plantas SEGS y han mostrado excelente estabilidad. Aunque es flamable, los requerimientos de seguridad y protección ambiental pueden ser satisfechos con esfuerzos razonables (Price et. al, 2002). Esta tesis emplea al Therminol VP-1 como fluido calorífero debido a que el que se usa de manera frecuente en las plantas actualmente en operación (Montes M. J., 2008). En la tabla 5 se presentan las características de los tres fluido caloríferos expuestos

<i>Fluido</i>	<i>Temperatura de aplicación (°C)</i>	<i>Propiedades</i>
Aceite sintético Difenil-difenilóxido VP-1	13-395	Relativamente de alta temperatura de aplicación.
Sal fundida HITEC XL	0 - >500	Soportar altas presiones en el receptor, espesor de la tubería
Agua/vapor	220-500	Altos puntos de congelación, alta estabilidad térmica y corrosivo.

**Tabla 2.5** Fluidos calorífero de actual aplicación e investigación en plantas termosolares de canal parabólico.

Fuente: Price H. et al., 2002

### **2.3. Almacenamiento Térmico**

El principio de las plantas termosolares se basa en su operación a partir de la concentración de la radiación directa proveniente del Sol. Sin embargo, la disponibilidad continua del recurso se ve interferido a partir de los fenómenos naturales como el diurno, el estacional y en cambios asociados al clima (Winter et al. 1991). Para paliar con esto, en los sistemas de concentración solar se emplea el almacenamiento térmico que presenta la ventaja de amortiguar los efectos transitorios, además de aumentar el tiempo de operación anual de la planta (Rovira A. et al., 2011). Su mecanismo de operación básicamente consiste en coleccionar energía térmica durante el día para que en periodos de baja o total ausencia del recurso solar, siga operando el bloque de potencia (Inclusive a su capacidad nominal), lo cual conlleva a la continua generación de energía eléctrica.

Para entender los principios de operación de estos sistemas, a continuación se presenta una recopilación del trabajo realizado por Gil A. et al. (2010). Esto debido a que realiza una revisión muy actualizada de los conceptos disponibles, materiales empleados, y de ellos realiza una clasificación, para posteriormente dar paso a una recopilación de las plantas termosolares (con las cuatro tecnologías de concentración) que cuentan con sistema de almacenamiento, así como las propuestas bajo estudio. En definitiva, un estudio completo del estado del arte de los sistemas de almacenamiento.

#### **Medio de Almacenamiento**

##### **1. Almacenamiento en forma de calor sensible.**

La energía térmica puede ser almacenada en el cambio de temperaturas que las sustancias experimentan debido a un cambio en la energía interna. Además de la densidad y el calor específico del material del almacenamiento, otras propiedades son importantes para el almacenamiento en forma de calor sensible: temperatura de operación, conductividad y difusividad térmica, presión de vapor, compatibilidad entre la estabilidad de los materiales, coeficientes de pérdida de calor como una función de la relación del área superficial al volumen, y finalmente el costo.

El almacenamiento en forma de calor sensible puede ser por medios sólidos y líquidos. Para medios sólidos (en el caso de altas temperaturas se considera el concreto y cerámicas moldeables) usualmente su diseño es en forma de camas empacadas, requiriendo de un fluido para el intercambio de calor. En medio líquido (principalmente sales fundidas aceites minerales y sintéticos) se mantiene la estratificación térmica natural, debido a las diferencias de densidad entre el fluido caliente y frío. La presencia de un gradiente térmico a través del almacenamiento térmico es deseable. Los requerimientos para usar estas características son que el fluido caliente es abastecido en la parte superior del almacenamiento durante la carga, y el fluido frío es extraído de la parte inferior durante la descarga, o usando algún otro mecanismo para asegurar que el fluido ingrese al almacenamiento a un nivel apropiado en concordancia con su temperatura, para evitar un mezclado.

## 2. Almacenamiento en forma de calor latente.

La energía térmica puede ser almacenada casi isotérmicamente en algunas sustancias en forma de calor latente de cambio de fase, como calor de fusión o de vaporización. Hoy en día se usa principalmente la transición sólido-líquido, y las sustancias empleadas bajo esta tecnología son llamadas materiales de cambio de fase. Los materiales de cambio de fase permiten almacenar grandes cantidades de energía en volúmenes relativamente pequeños, resultando en el medio de almacenamiento de menor costo de cualquiera de los conceptos de almacenamiento.

## 3. Almacenamiento químico

Es por medio de reacciones químicas. Para este tipo de almacenamiento es necesario que las reacciones químicas sean totalmente reversibles. El calor producido por el receptor solar se emplea para excitar una reacción química endotérmica. Si la reacción es completamente reversible la energía térmica puede ser recuperada completamente en el sentido contrario.

### **Concepto de Almacenamiento.**

Gil A. et al. (2010), hace referencia a dos principios de operación del almacenamiento: el pasivo y activo. Dado que el objetivo de esta tesis es estudiar los sistemas termosolares con la tecnología de canal parabólico, y en base a la clasificación que da, sólo se revisará y darán las características de los sistemas activos.

Un sistema de almacenamiento activo es principalmente caracterizado por una transferencia de calor por convección forzada en el material de almacenamiento. El propio medio de almacenamiento circula a través de intercambiadores de calor (este intercambiador de calor puede ser un receptor solar y un generador de vapor). Y este sistema puede usar uno o dos tanques como medio de almacenamiento.

- **Almacenamiento directo.**

Hasta ahora este es el desarrollado en sistemas solares, el HTF que circula en el campo solar también se emplea como material de almacenamiento. Lo cual significa que debe cumplir con características especiales para ser un buen HTF a la vez de ser un buen material de almacenamiento.

El empleo de las sales fundidas o vapor como HTF, y como material de almacenamiento al mismo tiempo, elimina la necesidad de intercambiadores de calor costosos. Esto permite temperaturas de operación más altas en el campo solar, en comparación con las permitidas en los fluidos caloríferos actuales. Esta combinación también permite una sustancial reducción en los costos del sistema de almacenamiento térmico, mejorando el desempeño de la planta y reduciendo los costos nivelados. Sin embargo, en el caso de las sales fundidas, su punto de congelación relativamente alto (120 – 220°C) implica tener cuidados especiales para asegurar que la sal no se enfríe en las tuberías del campo durante la noche.

Uno de los sistemas directos, es el de dos tanques, el cual consiste en un sistema de almacenamiento en donde el HTF se almacena directamente en un tanque caliente. El HTF es bombeado a otro tanque, donde este permanece esperando para ser calentado al mismo tiempo.

- **Almacenamiento Indirecto.**

Dentro del sistema indirecto se encuentran los sistemas de un solo tanque (también llamado termoclina) y de dos tanques. El sistema de dos tanques es llamado sistema indirecto debido a que el fluido calorífero que se encuentra circulando en el campo solar es diferente al empleado como medio de almacenamiento. Este ha sido desarrollado en años recientes.

En el sistema indirecto en dos tanques (configuración similar al sistema de almacenamiento directo) la energía no es almacenada directamente por el HTF, pero en este caso se realiza por un segundo fluido calorífero o de transferencia de calor (generalmente aceite), calentando los tanques a partir del bombeo del HTF a través del intercambiador de calor. El calor del HTF es absorbido en el intercambiador de calor aceite-sal por el medio de almacenamiento térmico de energía, que frecuentemente son sales fundidas.

Otra configuración consiste en un solo tanque, en donde ambos, el fluido caliente y frío son almacenados. Este sistema provee una posibilidad de reducir costos adicionales respecto a un sistema de almacenamiento en dos tanques. Aquí el fluido caliente y frío son separados debido a la estratificación, a la zona entre el fluido caliente y frío, se le llama termoclina. El sistema de almacenamiento termoclina tiene la característica de que el fluido caliente está en la parte superior y la fría en la parte inferior. En estos sistemas, el HTF que llega del campo solar pasa a través de un intercambiador de calor, calentando el medio del fluido del almacenamiento térmico. Este fluido es almacenado en un solo tanque.

En la tabla 6 se presentan las plantas de canal parabólico existentes en el mundo que cuentan con almacenamiento, así como las características operativas de ellas.

Concepto de almacenamiento	Experiencia / Proyecto	Año	Capacidad térmica (MWh <sub>th</sub> )	Capacidad total (MWe)	Rango de temperatura de operación (°)	Factor de capacidad anual	HTF	Medio TES
Indirecto (dos tanques)	Andasol I SENER/Cobra Granada, España	2008	1010	n.a.*	384-291	14.70%	Vapor	Sales Fundidas (60% NaNO <sub>3</sub> +40% KNO <sub>3</sub> )
			1010	50	560-260			
			880	n.a.	382-296			
			(6-12h)		384-292			
Indirecto (dos tanques)	Andasol II-SENER/Cobra, Granada España	2009	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Vapor	Sales Fundidas
Indirecto (dos tanques)	Extresol I-SENER/Cobra	Proyecto (Programado en 2010)	(12h)	50	n.a.	n.a.	Aceite sintético	Sales Fundidas
n.a.	SOLANA, Phoenix, AR, USA	Proyecto (Programado en 2011)	n.a.	280	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Directo (dos tanques)	SEGS I, Dagget, CA, USA	1984-2001	115	14	307- n.a.	n.a.	Aceite mineral (Caloria)	Aceite mineral (Caloria)
			120		n.a.			
			120 (3h)		307-240			
Directo (dos tanques)	SEGS II, Dagget, CA, USA	1985	n.a.	30	316-n.a.	n.a.	Aceite mineral (ESSO 500)	Aceite mineral (ESSO 500)
Directo (dos tanques)	SSPA DCS, PSA España	1981	0.5	-	180-290	n.a.	Aceite mineral (Santotherm 55)	Aceite mineral (Santotherm55)
n.a.	HELIOS I- Abengoa, Ciudad Real	Proyecto	n.a.	50	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
n.a.	HELIOS II- Abengoa, Ciudad Real	Proyecto	n.a.	50	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

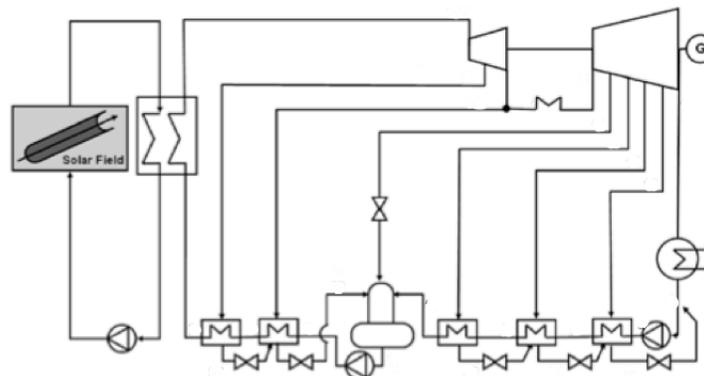
**Tabla 2.6** Resumen de diferentes tecnologías y materiales empleados en las plantas termosolares de canal parabólico con sistema almacenamiento existentes en el mundo.

Fuente: Medrano M. et al., 2010. \*Información no disponible

## 2.4. Bloque de Potencia

Las plantas termosolares son capaces de producir electricidad de manera completamente convencional por un proceso termodinámico. La electricidad usualmente es generada centralmente por una unidad de conversión de potencia, es decir, la combinación de un generador y turbina como motor primario. En el caso de las plantas termosolares de canal parabólico el ciclo termodinámico empleado es el Ciclo Rankine. A continuación, se describe de manera general en qué consiste la operación de un bloque de potencia de una planta termosolar de 50 MW.

El fluido de transferencia de calor es bombeado a un conjunto de intercambiadores de calor como fuente de energía del ciclo de potencia. Este conjunto consiste de un sobrecalentador, generador de vapor y precalentador en serie, así como un recalentador en paralelo. El HTF recibe una alimentación de agua precalentada y genera vapor seco a una temperatura y presión aproximadamente 371°C y 100 bar (en condiciones nominales) por el intercambio de calor con el HTF en el precalentador, generador y sobrecalentador de vapor. El vapor sobrecalentado viaja primero a través de la turbina de alta presión donde ésta se expande e impulsa los alabes de la turbina. Dos extracciones son tomadas de la turbina de alta presión; estas corrientes son usadas para precalentar el agua de alimentación dentro de dos cambiadores de superficie. Al salir de la turbina de alta presión, el vapor es dirigido a través de un recalentador, donde este es sobrecalentado a aproximadamente la misma temperatura alcanzada a la salida del sobrecalentador y a una presión mucho más baja (en condiciones nominales). El vapor sobrecalentado entonces pasa a través de la turbina de baja presión, donde nuevamente expande el vapor e impulsa los alabes de la turbina. Cuatro extracciones de vapor son tomadas de la turbina de baja presión; una es dirigida a un deaerador, y las restantes son alimentadas a tres cambiadores de superficie. El vapor que deja la turbina de baja presión es condensada en un condensador de superficie por el intercambio de calor con el agua circulante. El agua del condensador es enfriada usando una torre de enfriamiento. El vapor condensado (a partir de ahora referenciado como agua de alimentación) es bombeado a una presión suficientemente alta para permitir que esta pase a través de tres cambiadores de superficie y un deaerador a una presión ligeramente mayor que la presión de ebullición en el generador de vapor. Por último el agua de alimentación pasa a través de dos cambiadores de superficie de alta presión antes de retornar a el precalentador para completar el ciclo (Patnode A. M., 2006)



**Figura 2.5** Diagrama simplificado de un bloque de potencia de 50MW.

Fuente: Montes M. J., 2009.

## 2.5. Plantas de Concentración Solar en México.

Antes de explicar el proyecto que actualmente se tiene en México de estos sistemas, es importante dar una revisión breve de algunos de los trabajos realizados en el país que están encaminados a la generación de electricidad con esta tecnología, los cuales se describen a continuación.

### **Recopilación de algunos trabajos realizados en México con la tecnología de canal parabólico para la generación de electricidad.**

Se han realizado esfuerzos muy importantes en el estudio de estos sistemas en México. Los trabajos realizados por el equipo de trabajo de Almanza R., del Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) llevan ya más de treinta años aportando información valiosa de estos sistemas, lo cual incluso ha servido como referencia a nivel internacional (Zarza E., 2002 y Fernández-García et al., 2010).

Sus trabajos han involucrado:

- Estudios y fabricación de espejos para concentradores solares
- Estudio de un sistema de bombeo solar con capacidad de 1 kW que opera con un sistema de colectores de canal parabólico. Este desarrollo involucró el estudio térmico y termodinámico de los componentes del sistema.
- El estudio de una planta termosolar de canal parabólico de 10 kW, en el cual presenta sus componentes, así como la caracterización del receptor, selección del HTF, intercambiador de calor y sistema de potencia.
- Evaluación y caracterización del recurso solar de México, a partir del empleo de información medida en estaciones meteorológicas, el uso modelos matemáticos y empíricos, y propuesta de algunos de ellos para denotar las características meteorológicas del país. Lo cual ha dado como resultado información contenida en mapas, reportes y programas de computo.
- Estudios en localidades con gran potencial de generación de energía eléctrica en el norte del país para la instalación de sistemas de concentración con la tecnología de canal parabólico con aceite como fluido calorífico.
- Bastos estudios en modelos de transferencia de calor en el agua-vapor del tubo receptor proponiéndola como una opción de fluido en los colectores de canal parabólico.

Vale la pena mencionar que sólo se presentan los trabajos que tienen que ver con los sistemas de concentración con la tecnología de canal parabólico; sin embargo, sus estudios han abarcado más allá de esta tecnología, pero que de igual manera han sido encaminados al aprovechamiento de las energías renovables.

## Proyecto 171 CC Agua Prieta II

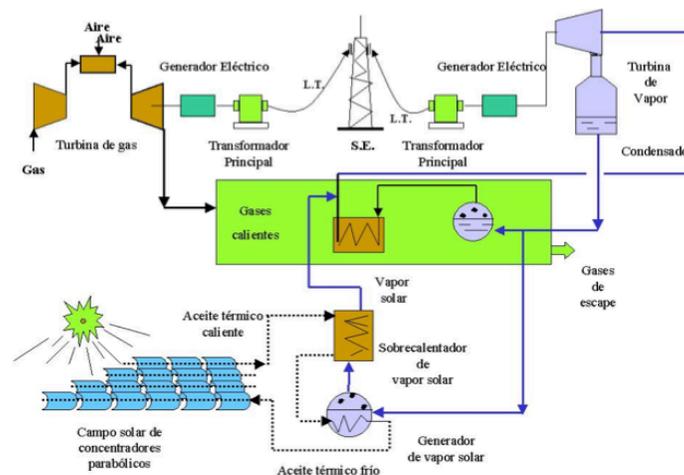
A pesar de que México está posicionado como un país con un amplio potencial de aprovechamiento de insolación normal directa (DNI, por sus siglas en inglés), y por citar algunas estimaciones de entre 2700 -3000 kWh/m<sup>2</sup> anuales (Solar paces y Estrada-Cajigal-Almanza, 2005), que lo ubican como uno de los países de mejor recurso, actualmente no hay sistemas en operación de este tipo. Sin embargo, a la fecha se cuenta con sólo un proyecto que está en fase de desarrollo en México. Este proyecto se denomina 171 CC Agua Prieta II, el cual consiste de una sistema híbrido de ciclo combinado con capacidad de 477 MWe, y de 14 MWe para la parte termosolar de canal parabólico. A continuación se presentan la recopilación algunas características del proyecto. Estas se toman del reporte denominado Estudio de Riesgo, y el cual fue realizado por la Universidad Autónoma de Tamaulipas.

Este proyecto fue propuesto por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para satisfacer la demanda de energía eléctrica esperada del Noroeste y para mantener los márgenes de reserva regional a niveles que cumplan con los estándares requeridos por el sistema.

El esquema de financiamiento del proyecto está dividido en una modalidad de Obra Pública Financiada para el Ciclo Combinado y el Sistema de Campo Solar, es una donación del *Global Environmental Facility* (GEF), a través del Banco Mundial. Cabe destacar que esta donación asciende a 49.3 millones de dólares, y se fundamenta en los beneficios que la operación del proyecto híbrido producirá en términos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

El tipo de Central que se constituirá, será de ciclo combinado y estará integrada por un conjunto de turbogeneradores de gas y vapor que trabajaran en ciclo Brayton y Rankine respectivamente. Los gases de desecho generados durante el ciclo Brayton, poseen un importante contenido energético, que se manifiesta en alta temperatura. Esta energía es aprovechada en el ciclo Rankine a través de un recuperador de calor y para producir vapor.

A partir de este aprovechamiento de energía térmica proveniente del ciclo combinado se aplican los principios de operación del campo de colectores y del bloque de potencia relacionados con el ciclo Rankine. En la figura 2.6 se presenta la configuración propuesta del sistema



**Figura 2.6** Diagrama de flujo del proyecto 171 CC Agua Prieta II .  
Fuente: Estudio de Riesgo realizado por la Universidad Autónoma de Tampico.

## 2.6. ¿Por qué la Selección Tecnología Termosolar con Canal Parabólico?

En las décadas recientes el impulso en investigación y desarrollo para denotar los beneficios de la energía solar como una opción de fuente primaria para la generación de electricidad, ha sido exitoso al verse materializado en la instalación de plantas con diferentes dispositivos y configuraciones.

Se ha ya mencionado que el aprovechamiento del recurso solar para fines de producción de energía eléctrica se basa en el aprovechamiento de las componentes de la radiación, es decir, mientras las plantas fotovoltaicas operan sobre el total de la luz del sol, las plantas de potencia solar térmica utilizan la alta intensidad de radiación directa, y por lo tanto pueden alcanzar altas temperaturas como el resultado de su concentración (Winter et al. 1991).

De acuerdo con el reporte La Situación Global de las Energías Renovables 2012 emitido por la Red Política de Energías Renovables para el Siglo 21 (REN 21, por sus siglas en inglés) presenta que la energía solar fotovoltaica (FV) tiene una capacidad instalada de 13 GW al cierre del 2011, tan sólo considerando los sistemas de gran escala con capacidades superiores a 20 MW, y una capacidad total de 70 GW que adicionalmente incluye los sistemas a pequeña escala, esto frente a una capacidad de 1.8 GW con sistemas de concentración.

Esto refleja que el mercado de aprovechamiento de la energía solar para la generación de electricidad está liderado por los sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, los sistemas de concentración con la tecnología de canal parabólico presentan algunas ventajas importantes sobre estos:

- El hecho de contar con sistemas de almacenamiento de energía térmica de gran capacidad, comparados con sistemas de almacenamiento de electricidad, que prácticamente se basan en el empleo de acumuladores o baterías, se incurre en beneficios de despachabilidad en periodos de demanda pico, lo cual resuelve aspectos de intermitencia intrínsecos de la energía solar.
- La incorporación de sistemas de hibridación que funcionen a base de combustibles fósiles de igual modo atienden el aspecto de intermitencia. Esta posibilidad de hibridación no sólo permite la incorporación de sistemas a base de energías convencionales, como lo es el carbón o gas (ciclo combinado, como el ya mencionado proyecto Agua Prieta II), sino también la incorporación de sistemas de generación con energías renovables, como la Planta Termosolar Borges de la provincia de Lleida en España, que consiste en un sistema de canal parabólico y de hibridación con biomasa con una capacidad de 22.5 MW.
- Las dos anteriores producen un incremento en el factor de capacidad de las plantas termosolares de cilindro parabólico respecto a las fotovoltaicas.
- En el caso de sistemas conectados a la red eléctrica, esto es, mientras el fluido que está circulando en los receptores de canal parabólico (y en general los fluidos de las otras tres tecnologías de concentración) se encuentran operando a altas temperaturas, éste no sufre un enfriamiento abrupto como resultado de los efectos transitorios de la energía solar, lo cual permite que la planta termosolar siga operando y seguir suministrando energía eléctrica a la red. Situación que no se mantiene en las plantas fotovoltaicas ( A. T. Kearney, 2010).

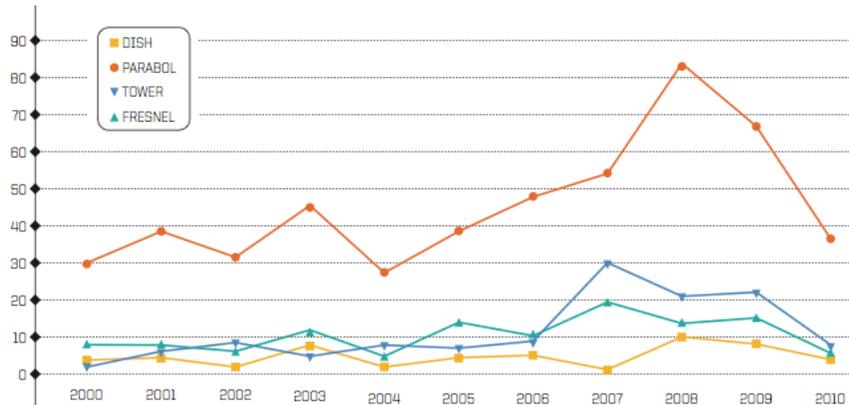
- Un aspecto importante en el caso de México, es que habría un impulso de la economía local ya que la adquisición de sistemas fotovoltaicos implica la importación de los componentes asociados a éstos, y en el caso de los sistemas de concentración solar con canal parabólico la adquisición de materia prima como componentes metálicos de acero y cobre, así como espejos serían adquiridos y manufacturados en el propio país (Hurtado A. C., 2013).
- En una planta termosolar de canal parabólico se tiene un incremento de su eficiencia conforme aumentan los niveles de irradiancia normal directa (DNI, por su siglas en inglés) condición meteorológica que generalmente está asociado con altas temperaturas de la localidad (característica meteorológica del norte de México). Esta situación limita la eficiencia de los sistemas FV, ya que se ha comprobado que la combinación de estas condiciones meteorológicas produce la disminución en la generación de electricidad.

Con respecto a las otras tecnologías de concentración solar como la de Disco Parabólico, Fresnel y Torre Central, la de Canal Parabólico es la tecnología mas madura de concentración, lo cual se representa en la capacidad instalada y por tanto un dominio sobre el mercado, situaciones que propicia una potencial disminución de costos debido a efectos asociados a curvas de aprendizaje y economías de escala.

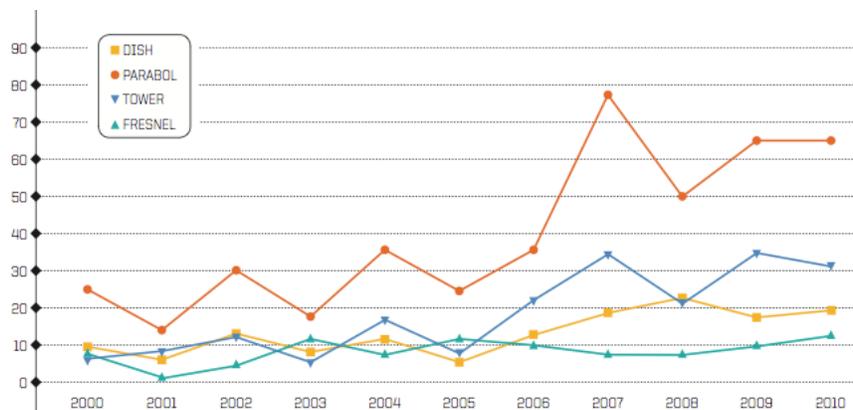
<i>Potencia Acumulada (MW)</i>	<i>Canal Parabólico</i>	<i>Torre Central</i>	<i>Disco Parabólico</i>	<i>Fresnel</i>
España	599.8	31	0.08	1.4
Estados Unidos	421	5	1.5	5
Egipto	40	0	0	0
Australia	0	0.5	0.4	4
Alemania	0	1.5	0	0
Irán	0.3	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1061.1</b>	<b>38</b>	<b>1.98</b>	<b>10.4</b>

**Tabla 2.7** Potencia acumulada de los principales países con instalación de plantas termosolares con las distintas tecnologías de concentración. Fuente: IDEEA, 2011.

En el futuro existe gran probabilidad de mejora en el desempeño de los sistemas de concentración solar de canal parabólico, debido a la investigación y desarrollo que es impulsado por centros de investigación e industria, proceso que se dará si se sigue la tendencia mostrada desde hace más de una década. Esto debido a la cantidad de publicaciones científicas y a la generación de patentes emitidas y generadas desde entonces (figuras 2.7 y 2.8).



**Figura 2.7** Cantidad de patentes a nivel mundial de las cuatro tecnologías de concentración.  
Fuente: IDEA, 2011.



**Figura 2.8** Cantidad de artículos científicos relevantes a nivel mundial de las cuatro tecnologías de concentración. Fuente: IDEA, 2011.

En los últimos años se ha impulsado sustancialmente los estudios por parte de varios centros de investigación en la opción de generación directa vapor (DSG, por sus siglas en inglés) en el campo de colectores. De hecho el trabajo de Feldhoff J. F. (2010) estima que dependiendo de la ubicación del proyecto, los beneficios del proceso DSG podrían alcanzar hasta un 11% de reducción en los costos nivelados de electricidad.

Esta opción de investigación, así como otras encaminadas al estudio del incremento de la eficiencia óptica y térmica de los colectores, mejores diseños en la estructura del colector, disminución de los costos de operación y mantenimiento, la incorporación de un sistema de almacenamiento de bajo costo, así como la integración conjunta del resultado de estas investigaciones, y de los trabajos realizados por especialistas de gran nivel en el país, que aunado al hecho de que México a nivel mundial es de los pocos países que cuentan con un enorme potencial del recurso solar, dio impulso a la selección de esta tecnología como la opción de estudio para la generación de electricidad que se analiza en esta tesis.

En el sentido de los costos y justificando lo anterior, se tiene que de acuerdo al estudio de AT Kearney (2010), se menciona que la industria Solar Térmica Eléctrica está comisionada en iniciativas de mejora tecnológica, enfocadas en incrementar la eficiencia de las plantas y reducir los costos de instalación y producción. Por el 2015, cuando la mayoría de estas expectativas de mejoras sean implementadas en plantas nuevas, se espera que se alcance un aumento en la producción de energía de más del 10% y que los costos disminuyan hasta un 20%. Además, las economías de escala resultantes de incrementar el tamaño de las plantas también contribuirán a reducir los gastos de capital de la planta por MW instalado de hasta el 30%. La instalación de plantas solares térmicas eléctricas en localidades con muy alta radiación solar, adicionalmente contribuirán en alcanzar competitividad en los costos de esta tecnología, al reducir los costos de electricidad hasta en un 25%. Todos estos factores pueden llevar a ahorros en los costos de generación de electricidad de un 30% en el 2015 y de hasta un 50% en el 2025, alcanzando los niveles de competitividad de las fuentes convencionales.

*Capítulo III. Estudio de Viabilidad Técnico.*

Como ya se ha mencionado las consideraciones en el dimensionamiento de una planta de potencia solar es complejo, por lo cual se debe de considerar una metodología que permita un orden en su concepción. Existen diversos trabajos en la literatura que estudian el desempeño completo de la planta, los cuales siguen un conjunto de pasos que de manera inconsciente siguen un orden lógico en su diseño y análisis; sin embargo, no se ha establecido una secuencia estándar en su dimensionamiento.

Winter et al. (1991) plantea que el diseño de una planta convencional difiere de la termosolares, debido a que desde el inicio se sabe que el Sol es la fuente primaria de energía; sin embargo, debido a la naturaleza y calidad del recurso de la radiación solar, los procedimientos de diseño difieren en algunos aspectos esenciales de los convencionales.

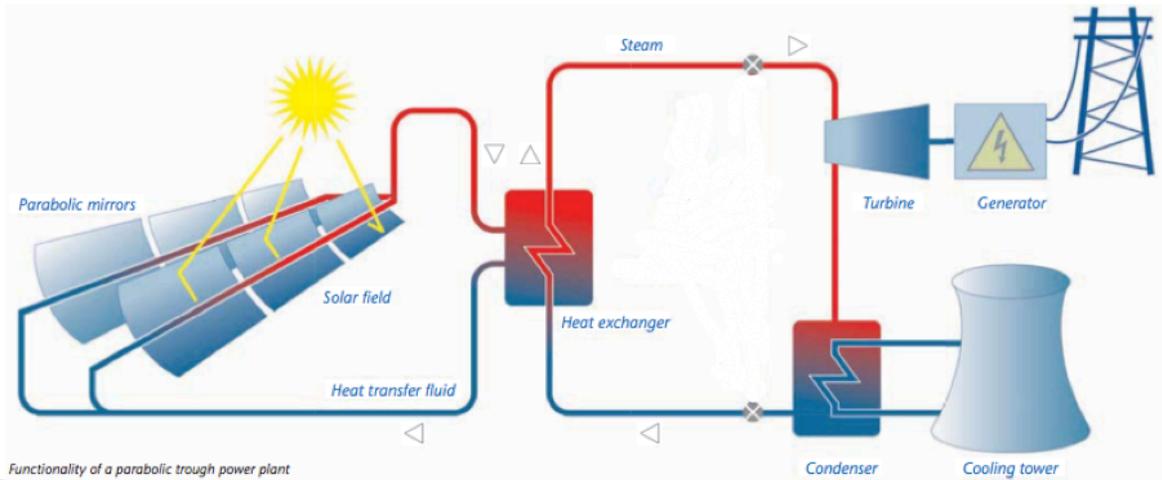
Posteriormente sugiere un conjunto de etapas que conceptualizan el diseño de las plantas de potencia solar, por tanto esta fue la metodología que se tomó como referencia en el desarrollo de esta tesis. Se debe mencionar que la inclusión de sistemas como el almacenamiento térmico, equipo auxiliar de respaldo y su respectivo dimensionamiento no se incluyen en esta evaluación, ello con el objetivo de que esta tesis sirva de base a posibles optimizaciones futuras.

El diseño conceptual de la planta termosolar de canal parabólico será desarrollado bajo las siguientes premisas (Winter et al. 1991):

- Definición de la planta. Definición y especificación de la configuración básica de la planta y su desempeño nominal bajo las condiciones de diseño.
- Optimización en la colección de energía. Para una insolación dada, dimensionar y configurar del campo de colectores, con particular consideración en la disminución del Costo Nivelado de energía (LEC, por sus siglas en inglés) como objetivo, y
- Optimización en la utilización de la energía. Dependiendo de la estrategia de despacho, la función objetivo puede ser el servicio óptimo por asegurar en alto grado que la producción pueda ser disponible cuando sea requerida, o que ésta, pueda ser función de lo máximos ingresos al año y/o sobre su tiempo de vida.

Se menciona que para ejemplificar las etapas de diseño de las plantas termosolares Winter et al. (1991) toma a la tecnología de torre central, por lo cual nuevamente, al no ser parte de una metodología estándar para dimensionar las centrales de este tipo, se ha planteado su adecuación a la de canal parabólico, junto con algunas consideraciones adicionales características de esta tesis. La metodología propuesta para este trabajo se presenta en la figura 3.1.

Los últimos dos puntos planteados de las tres etapas del dimensionamiento se desarrollan en el capítulo siguiente. En lo concerniente a éste, se involucran los aspectos técnicos del dimensionamiento de la planta termosolar de canal parabólico. Para ello se empleó el programa de *System Advisor Model (SAM)* del *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* de los Estados Unidos. A continuación, se expondrá la explicación de cómo se utilizó dicha herramienta a partir de revisiones de trabajos similares, consideraciones técnicas, así como de cálculos, que permitieron obtener resultados de la producción horaria de energía eléctrica de esta central. Antes de ello, se plantea de manera general cómo opera el autoabastecedor de energía eléctrica, el cual para fines de este trabajo será el ente que la genere y emplee. El STC Metro fungirá como éste, considerando que sólo la línea 8 del STC Metro será el consumidor de energía eléctrica de la planta termosolar.



Functionality of a parabolic trough power plant

Definición de la planta

Necesidad de consumo de energía eléctrica a suministrar

Evaluación del recurso solar

Dimensionamiento del bloque de potencia

Conformación del campo:  
Colector, receptor y HTF

Condiciones de operación del  
Campo solar

Optimización en la utilización de la energía

Selección de la configuración óptima del campo de colectores a partir del análisis costo promedio mínimo respecto al múltiplo solar

Optimización en la colección de energía

Producción de energía eléctrica

Costos de la planta

Análisis económico del proyecto a partir de indicadores: TIR, Valor Presente, Anualidad equivalente, Relación B/C y costo promedio

Análisis de sensibilidad: costos de inversión y tasa de descuento



**Figura 3.1** Propuesta de metodología para el dimensionamiento y optimización del campo de colectores para abastecer de electricidad a la línea 8 del STC Metro. Fuente: elaboración propia, con imágenes de Schott Solar Memorandum on Concentrated Solar Power Plant Technology 2009 y STC Metro.

### **3.1. Necesidad de Suministro.**

El diseño de las plantas convencionales de potencia, en general comienza con una decisión sobre las necesidades de suministro. Este se agrega como un parámetro en la propuesta de metodología para el dimensionamiento de la central termosolar (de aquí en adelante el término central o planta de potencia hará referencia a la planta termosolar de canal parabólico, salvo que otra cosa sea indicada). En este caso es atender el consumo de sólo la línea 8 del STC Metro.

Para cumplir con esto, se entabló comunicación personal con la Subgerencia de Instalaciones Eléctricas del STC Metro. Por medio de esta área, se pudo tener acceso a información relacionada con el consumo de energía eléctrica durante el 2011 de toda la red del STC Metro (que incluye a la línea 8), una explicación general sobre la logística de operación, así como de los costos erogados durante ese año para la línea en estudio. A continuación se hace una breve descripción de ello.

#### **Línea 8 del Sistema de Transporte Colectivo Metro (STC Metro) en la Ciudad de México.**

El Sistema de Transporte Colectivo Metro (STC Metro) requiere para su funcionamiento una gran cantidad de energía eléctrica, en virtud de que con ella funcionan los trenes, dispositivos de las estaciones y la mayoría de los equipos en los talleres y edificios administrativos

La energía eléctrica que se utiliza en el metro es suministrada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en tres sistemas diferentes:

- a) La CFE entrega la corriente eléctrica en un edificio perteneciente al STC Metro de donde se distribuye para las líneas 1, 2 y 3
- b) La CFE entrega la corriente eléctrica directamente en las líneas 4, 5, 6, 7 y 9; con los mandos de los alimentadores, en el Puesto Central de Control (PCC)
- c) La CFE alimenta una Subestación Eléctrica de Alta Tensión (SEAT) en las proximidades del Cerro de la Estrella, para la línea 8 y futuras que se encuentren en sus proximidades. Los mandos de control se encuentran en la misma SEAT.

Las necesidades de energía eléctrica para las diversas instalaciones dentro del sistema, se resumen en dos grandes ramas:

- La utilizada para el funcionamiento de los trenes, denominada energía eléctrica de tracción, siendo de 750 voltios de corriente continua (VCC).
- La utilizada para el funcionamiento de las estaciones, edificios y talleres, denominada de alumbrado y fuerza, siendo de 127/220 voltios de corriente alterna (VCA).

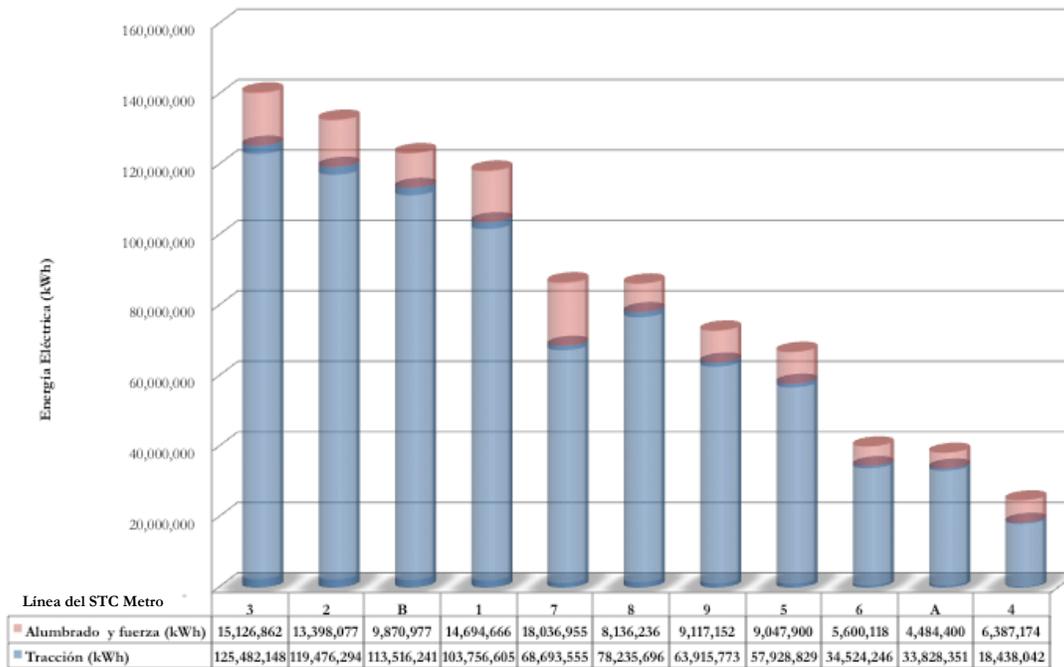
Es importante resaltar que la línea 8, objeto de estudio de esta tesis, cuenta con la SEAT de uso exclusivo para su abastecimiento, por lo cual, la producción total de energía eléctrica con la planta será para consumo exclusivo de ella.

### Consumo de energía eléctrica de la Línea 8 del STC Metro.

El consumo total de energía eléctrica de la red del STC Metro se presenta en la tabla 3.1, así como sus costos erogados durante el 2011 a la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En la figura 3.2 se observa que el mayor consumo de electricidad es en tracción.

Línea	Consumo (kWh)			Costos (\$)			Porcentajes %		Costo (\$/kWh)
	Tracción	Alumbrado y Fuerza	Total	Tracción	Alumbrado y Fuerza	Total	Tracción	Alumbrado y Fuerza	
1	103,756,605	14,694,666	118,451,271	177,901,906	25,174,852	203,076,758	87.59	12.41	1.714
2	119,476,294	13,398,077	132,874,371	204,857,257	22,953,540	227,810,797	89.92	10.08	1.714
3	125,482,148	15,126,862	140,609,009	215,217,140	25,915,288	241,132,429	89.24	10.76	1.715
4	18,438,042	6,387,174	24,825,216	37,675,698	10,533,747	48,209,445	74.27	25.73	1.942
5	57,928,829	9,047,900	66,976,729	122,913,266	15,169,936	138,083,202	89.01	10.99	2.062
6	34,524,246	5,600,118	40,124,364	76,560,023	9,311,888	85,871,911	89.16	10.84	2.140
7	68,693,555	18,036,955	86,730,510	150,595,773	31,082,463	181,678,236	82.89	17.11	2.095
<b>8</b>	<b>78,235,696</b>	<b>8,136,236</b>	<b>86,371,932</b>	<b>119,377,294</b>	<b>12,414,817</b>	<b>131,792,111</b>	<b>90.58</b>	<b>9.42</b>	<b>1.526</b>
9	63,915,773	9,117,152	73,032,925	136,176,502	15,553,381	151,729,883	89.75	10.25	2.078
A	33,828,351	4,484,400	38,312,751	72,633,827	8,103,621	80,737,448	89.96	10.04	2.107
B	113,516,241	9,870,977	123,387,218	173,813,687	15,114,234	188,927,921	92.00	8.00	1.531
TOTAL	817,795,780	113,900,516	931,696,296	1,487,722,374	191,327,766	1,679,050,140	88.60	11.40	1.802

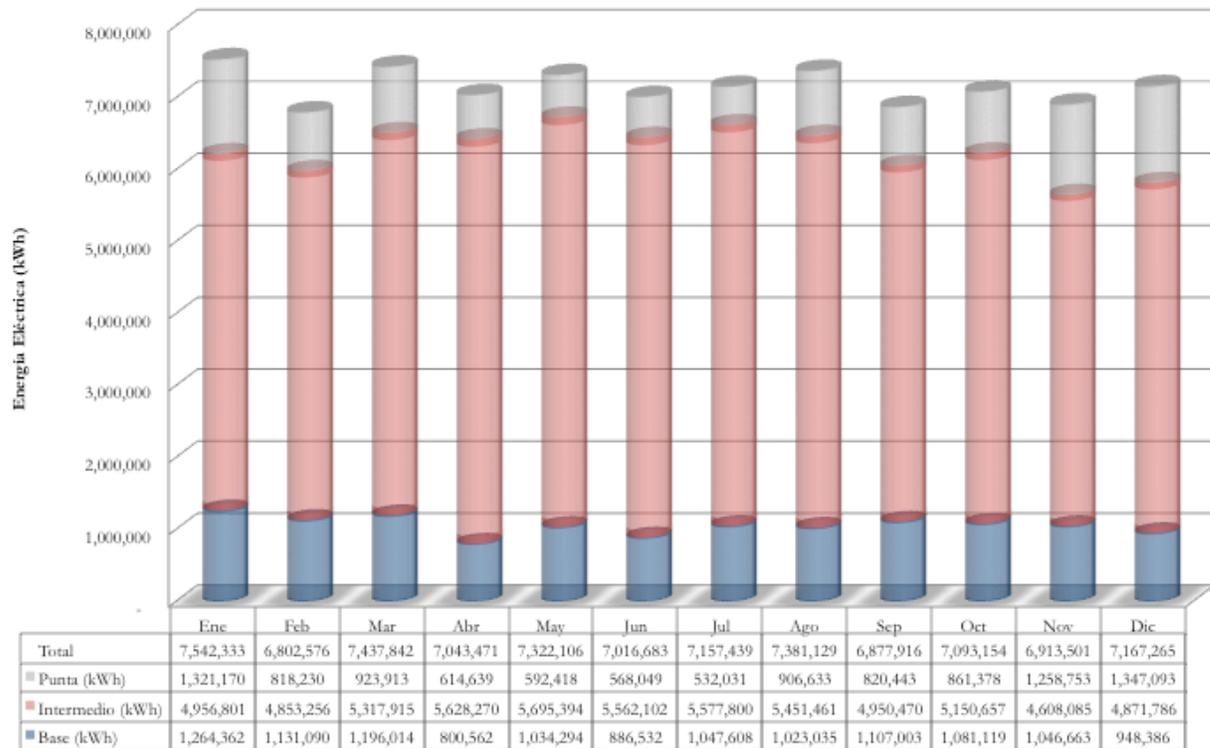
**Tabla 3.1** Consumo de energía eléctrica del STC Metro durante el 2011. Fuente: Subgerencia de Instalaciones Eléctricas del STC Metro de la Ciudad de México.



**Figura 3.2** Consumo de energía eléctrica del STC Metro durante el 2011. Fuente: Creación propia con información de La Subgerencia de Instalaciones Eléctricas del STC Metro de la Ciudad de México.

2011	kWh base	kWh Intermedio	kWh Punta	kW Base	kW Intermedio	kW Punta	Demanda Fact. kW	\$ MXN 2011
Enero	1,264,362	4,956,801	1,321,170	14,602	17,345	17,302	17,307	10,873,188
Febrero	1,131,090	4,853,256	818,230	13,819	17,561	17,496	17,503	9,716,433
Marzo	1,196,014	5,317,915	923,913	14,062	17,691	17,259	17,303	10,724,058
Abril	800,562	5,628,270	614,639	13,673	17,280	16,654	16,717	9,731,924
Mayo	1,034,294	5,695,394	592,418	14,423	16,929	16,786	16,801	10,644,158
Junio	886,532	5,562,102	568,049	--	--	--	16,936	10,551,227
Julio	1,047,608	5,577,800	532,031	14,409	17,319	16,262	16,368	10,782,123
Agosto	1,023,035	5,451,461	906,633	14,041	17,814	17,408	17,449	11,374,071
Septiembre	1,107,003	4,950,470	820,443	13,687	17,872	16,349	16,502	10,831,803
Octubre	1,081,119	5,150,657	861,378	13,305	16,455	15,418	15,522	11,104,224
Noviembre	1,046,663	4,608,085	1,258,753	13,766	17,419	17,098	17,131	11,747,424
Diciembre	948,386	4,871,786	1,347,093	14,220	17,673	16,881	16,961	12,596,220
TOTAL	12,566,668	62,623,997	10,564,750	154,007	191,358	184,913	202,500	130,676,853

**Tabla 3.2** Consumo mensual de energía eléctrica de la línea 8 del Sistema de Transporte Colectivo Metro durante el 2011. Fuente: Subgerencia de Instalaciones Eléctricas del STCM de la Ciudad de México.



**Figura 3.3** Consumo de energía eléctrica en kWh de los periodos horarios Base, Intermedio y Punta del año 2011 de la Línea 8 del STC Metro. Fuente: Creación propia con información de la Subgerencia de Instalaciones Eléctricas del STC Metro de la Ciudad de México.

El consumo total de energía eléctrica durante el 2011 es de 85,755,415 kWh sólo para la línea 8 del STC Metro, la cual se desglosa en la tabla 3.2 y la figura 3.3 para los diferentes periodos horarios. Con respecto a periodos horarios (base, intermedio y punta) se refiere a los intervalos de tiempo en que se divide el día y que están en función de la curva de carga. Además de variar con respecto al día, también lo hacen con respecto a la época del año y de acuerdo a cada región tarifaria que define CFE en el país. Desde el punto de vista técnico, el consumo de un kilowatt hora de energía eléctrica es el mismo entre los diferentes periodos; sin embargo, la diferencia estriba al momento de considerar la demanda de ese kilowatt hora, y por tanto de su costo asociado, que será dependiendo del periodo en el que es consumido. En el capítulo 4 se realizará una explicación más amplia de estos aspectos al tratarse en esta tesis, también de una evaluación económica.

Para fines de este capítulo solamente se considera el consumo anual de esta línea, ya que en función de ello se hicieron consideraciones del tamaño del bloque de potencia y por tanto del dimensionamiento del campo de colectores.

### **3.2. Dimensionamiento de la Planta Termosolar de Cilindro Parabólico para Temixco, Morelos y Hermosillo, Sonora.**

Como ya se mencionó, la definición de la planta se hace a partir del programa System Advisor Model (SAM, por sus siglas en inglés) el cual fue creado por el National Renewable Energy Laboratory del Gobierno de los Estados Unidos. Al ser la herramienta fundamental en el desarrollo de esta tesis se procederá a realizar su descripción general, para posteriormente dar paso a la explicación de consideraciones técnicas y cálculos que permitieron el uso de este programa para la obtención de producción de energía eléctrica horaria de las localidades de Temixco en Morelos y Hermosillo en Sonora.

#### **3.2.1. Programa System Advisor Model (SAM)**

El uso de métodos de programación y simulación para el dimensionamiento de sistemas solares, ha servido como una herramienta valiosa e imprescindible en el estudio del desempeño de componentes individuales y de la operación en conjunto de estos, a grado tal, de poder estudiar el comportamiento completo de una planta. Por mencionar algunas ventajas se tiene (Kalogirou, 2004):

1. Se elimina el gasto en la construcción de prototipos
2. Los sistemas complejos son organizados en un formato entendible
3. Proveen un amplio entendimiento de la operación del sistema y de la interacción de los componentes.
4. Es posible la optimización de los componentes del sistema
5. Estiman la cantidad de energía liberada por el sistema
6. Proveen variaciones de temperatura del sistema
7. A partir de cambios en las variables de diseño, se estima el desempeño del sistema, con el uso de las mismas condiciones climáticas

A pesar de ser una herramienta que permite un entendimiento claro de los fenómenos físicos involucrados, este proceso no deja de ser complejo, debido principalmente a la simulación de la intermitencia del recurso solar y del efecto sobre los componentes del campo. Aunado a esto, se tienen las consideraciones y suposiciones que simplifican los cálculos para la obtención de resultados. Todo ello en su conjunto sugiere que se deben de tomar con cautela la interpretación física de los resultados obtenidos. Para ello los modelos y simulaciones, deben ser validados con sistemas experimentales, bajo la premisa fundamental de que el modelo matemático no es más importante que el proceso.

Teniendo en cuenta estas últimas consideraciones y las ventajas de los programas que simulan los sistemas solares, se empleó el programa de libre acceso System Advisor Model (SAM por sus siglas en inglés).

SAM originalmente llamado “Solar Advisor Model”, fue desarrollado por el NREL (National Renewable Energy Laboratory) en colaboración con Sandia National Laboratories (SNL) en el año 2005, para el estudio de sistemas fotovoltaicos y sistemas de concentración solar con la tecnología de canal parabólico. En sus comienzos, fue empleado de manera interna por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) dentro del Programa de Tecnologías con Energía Solar, con el objetivo de analizar oportunidades de mejora de este tipo de energía. En el 2007, se liberó la primera versión pública adicionando supuestos financieros. A partir del 2010 el nombre cambió a “System Advisor Model” debido a la adición de tecnologías no solares.

Entre las virtudes por las cuales se seleccionó el programa SAM están:

- Ser un programa de libre acceso, es decir gratuito
- Al ser creado por el NREL, El Departamento de Energía de Los Estados Unidos y en colaboración con centros de investigación, se ha permitido generar una amplia gama de manuales técnicos, artículos científicos, recursos electrónicos de aprendizaje, librerías de datos que describen las características del sistema, etc., lo cual sin duda refleja la investigación y desarrollo detrás de esta herramienta
- Provee un marco coherente para analizar y comparar, los costos y el desempeños de las diferentes tecnologías solares
- SAM usa parte del software TRNSYS (autores como Duffie-Beckman y Kalogirou le han dedicado apartados para dar una amplia descripción de él) programa que fue inicialmente desarrollado para simulaciones en aplicaciones solares y que posteriormente extendió su aplicación a una amplia variedad de sistemas de procesos térmicos. TRNSYS en SAM es un programa validado de simulación de series de tiempo, que puede simular el desempeño sistemas de concentración solar y de otras fuentes renovables a partir de datos horarios del recurso. TRNSYS es de uso comercial; sin embargo, este se encuentra integrado en SAM, por lo cual no es necesario su instalación.
- Ha servido como herramienta para científicos y centros de investigación para el estudio del desempeño de diferentes configuraciones del campo solar (Manzolini G. et al. 2012, CSP Today, 2011, etc.) por lo que esto, respalda la confiabilidad en su uso.
- En el caso de la simulación para el denominado modelo físico del canal parabólico en SAM, presenta manuales y tesis muy completas sobre los principios termodinámicos y de transferencia de calor elementales, que caracterizan el desempeño de la planta termosolar.
- SAM realiza cálculos hora por hora de producción de energía eléctrica, generando un conjunto de 8,760 datos, valor que representa la producción de energía eléctrica en un solo año.

Además SAM presenta una interface al usuario que despliega una serie de páginas de subsistemas que conforman la planta termosolar. A continuación, se presentan las empleadas en este trabajo en el orden analizado.

1. Clima
2. Ciclo de Potencia
3. Colector o Solar Collector Assembly (SCA)
4. Tubo absorbedor, Receptor o Heat Collection Element (HCE)
5. Campo solar

Con este orden y una vez que se ha justificado el empleo de este programa, en los siguiente apartados se presentan las consideraciones y/o cálculos que se realizaron durante el dimensionamiento de la planta termosolar de canal parabólico en el Programa SAM.

### **3.2.1.1. Recurso Solar de Temixco- Morelos y Hermosillo-Sonora**

En el capítulo 2 se planteó que México a nivel mundial es un país con niveles altos de insolación normal directa (DNI, por sus siglas en inglés), y que por citar algunas estimaciones se cuenta con un recurso de entre 2700 -3000 kWh/m<sup>2</sup> anuales (Solarpaces y Estrada-Cajigal-Almanza, 2005) los valores más altos del recurso se encuentran en el Noroeste del país. Debido a esto, y a que la producción de electricidad está destinada a abastecer los consumos de la línea 8 del STC Metro de la Ciudad de México, se planteó evaluar el desempeño de la planta en una ubicación del país que cuente con altos niveles de insolación y otra que esté en las proximidades de la Ciudad de México para ver su efecto en la producción de electricidad y por tanto, en los aspectos económicos de la evaluación del proyecto. Debido a esto, la ubicación de la planta se propone en las proximidades del Municipio de Hermosillo, en Sonora y/o en el Municipio de Temixco en el estado de Morelos, estas localidades respectivamente representan las propuestas de evaluación planteadas, además, esta última es significativa al ser la localidad en donde se encuentra el Instituto de Energías Renovables de la UNAM (IER-UNAM).

Con esta consideración y para el empleo de SAM, se requiere de datos de un archivo del clima, que describa las condiciones ambientales de la ubicación del proyecto. Al ser un programa creado por el Gobierno de Estados Unidos, SAM trae por default una lista de al menos 239 localidades de ese país. De no encontrarse la ubicación que se desea estudiar en ese país, el manual provee algunos vínculos de páginas de internet en donde se puede buscar información de satelital que ofrecen datos climatológicos.

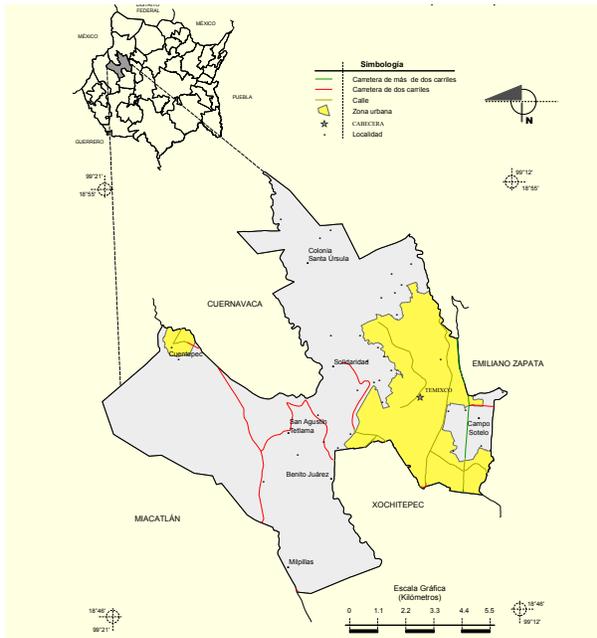
En el caso de ubicaciones fuera de Los Estados Unidos, SAM permite dos opciones. Por un lado, sugiere obtener datos meteorológicos de sitios de internet como Meteonorm, Weather analytics y Energy Plus, y por el otro, en caso de disponer de datos meteorológicos a partir de recursos generados en programas de medición o de alguna estación meteorológica, estos pueden ser cargados directamente en SAM. En ambas opciones los archivos deben de ser en tres formatos TMY2 con la extensión del archivo (.tm2), TMY3 extensión (.csv) y EPW con extensión (.epw), los cuales corresponden a archivos de año meteorológico típico 2, año meteorológico típico 3 y EnergyPlus respectivamente, y que son legibles en SAM.

El año típico del NREL representa datos anuales promedio en el rango de años: 1961-1990 para el TMY2 y 1991-2005 para TMY3. Los datos del año típico del NREL, se basan en el análisis de datos medidos del clima en la ubicación en cuestión, y su empleo es adecuado para la predicción económica y de desempeño del proyecto, sobre un amplio periodo de análisis. Por otro lado, pero en ese mismo sentido, el análisis también se puede realizar sobre el desempeño de un año en específico, lo cual es a partir de datos de clima de un año en particular para la ubicación en cuestión (NREL, 2011), es decir, el estudio del desempeño de la planta termosolar a partir de estos datos será en específico para ese año.

El estudio del desempeño de un año en específico se emplea en este trabajo para las ubicaciones de Temixco y Hermosillo, debido a que en el momento de búsqueda de datos meteorológicos no se contaba con históricos que pudieran aportar información del comportamiento del clima en un intervalo de tiempo mayor. Por lo que a continuación, se expone la metodología en la obtención de datos meteorológicos para cada ubicación, así como una breve descripción geográfica de estas dos localidades.

## Temixco, Morelos

### Información Geográfica



**Figura 3.4** Localización geográfica del municipio de Temixco en el estado de Morelos. Fuente: INEGI, 2009A

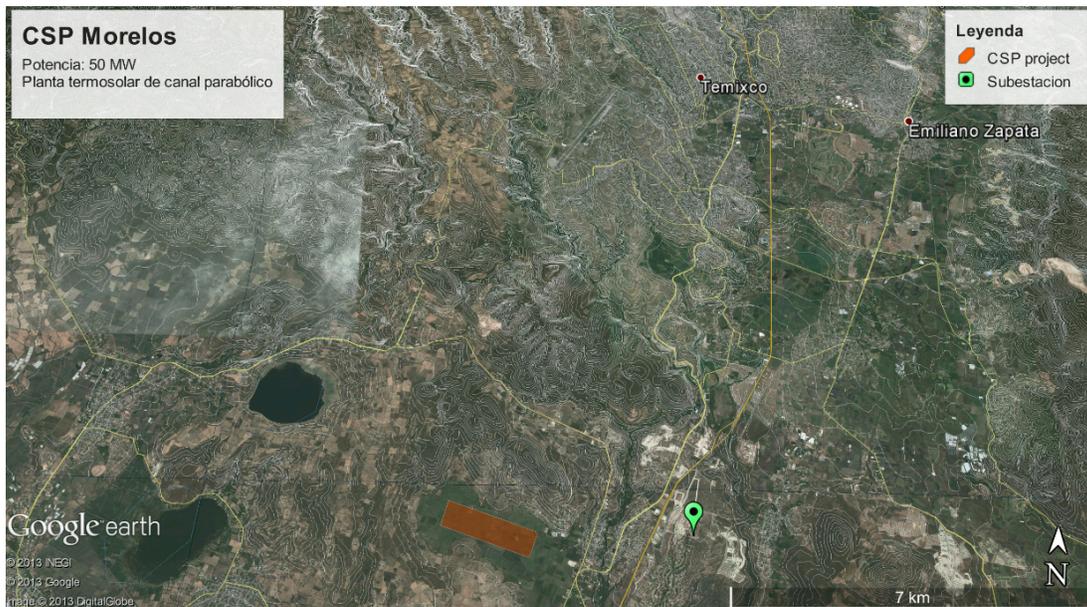
El municipio de Temixco en el estado de Morelos se encuentra entre los paralelos 18° 46' y 18° 55' de latitud norte; los meridianos 99° 12' y 99° 21' de longitud oeste, y con altitud entre 1000 y 1700 m sobre el nivel del mar. Colinda al norte con el municipio de Cuernavaca; al este con el municipio de Emiliano Zapata; al sur con los municipios de Xochitepec y Miacatlán; al oeste con los municipios de Miacatlán y Cuernavaca. Ocupa el 2.11% de la superficie del estado. Cuenta con 35 localidades y con una población total de 98,560 habitantes.

El rango de temperatura es de 18 - 24°C, con precipitación entre 800 y 1200 mm. El clima es cálido subhúmedo con lluvias en verano, de menor humedad (57.04%) y semicálido subhúmedo con lluvias en verano, de humedad media (42.96%).

El uso de suelo y vegetación se comprende de agricultura(40.71%), zona urbana (23.36%), Selva (19.66%) y pastizal (18.61%) (INEGI, 2009 A).

## Recurso Solar de Temixco, Morelos

La información del recurso solar y de parámetros del clima para el municipio de Temixco en Morelos, se obtuvieron de la estación meteorológica del Instituto de Energías Renovables de la UNAM (IER-UNAM), sus coordenadas geográficas son latitud 18.916° N, 99. 26° longitud oeste y con una altitud de 1280 m sobre el nivel del mar. La ficha técnica de los equipos de medición se encuentra en el anexo A-1.



**Figura 3.5** Ubicación propuesta para la Planta Termosolar de Canal Parabólico en Temixco, Morelos. Fuente. Google earth.

En la tabla 3.3 se presentan los parámetros meteorológicos que son necesarios para realizar la simulación en el programa SAM. En esta también se indica si la estación del IER cuenta con información disponible.

<i>Parámetro</i>	<i>Unidad</i>	<i>Estación IER-UNAM</i>
Latitud	(°)	✓
Longitud	(°)	✓
Elevación por encima del nivel del mar	(m)	✓
Irradiancia normal directa, DNI	W/m <sup>2</sup>	✓
Irradiancia global, GHI	W/m <sup>2</sup>	✓
Presión atmosférica	mbar	✓
Temperatura de bulbo seco, T <sub>dry</sub>	(°C)	✓
Temperatura de bulbo húmedo, T <sub>wet</sub>	(°C)	*n.d.
Humedad Relativa, RHUM	%	✓
Velocidad de viento, W <sub>spd</sub>	(m/s)	✓

**Tabla 3.3** Datos requeridos en el programa SAM y su disponibilidad en la Estación Meteorológica del IER. \*n.d. datos no disponible. Fuente: Creación propia.

El único dato no disponible en la estación corresponde a la temperatura de bulbo húmedo, para obtenerlo, se puede hacer uso de la carta psicrométrica a partir de valores de humedad relativa y temperatura de bulbo seco, y con ello obtener los 8,760 datos requeridos en el programa SAM; sin embargo, esto resulta engorroso, por lo que, se optó por calcularlo. Para ello, se empleó el modelo propuesto por Tejeda M. A. (1994), el cual, para aproximadamente 150 datos tomados al azar, presentó porcentajes de error de entre 0 y 10%. Por lo cual este se mantuvo como fuente de información de estos datos requeridos.

Es importante mencionar el tratamiento que se les da a los datos disponibles en la Estación, para su posterior uso en el programa SAM. La estación realiza mediciones en intervalos de tiempo de uno y diez minutos, esta última se seleccionó para promediar valores para cada hora, dado que el programa SAM requiere los 8,760 datos que caracterizan un año completo.

Para los datos de lecturas cada diez minutos, el valor de cada hora de los parámetros contenidos en la tabla 3.3, se obtuvo al tomar los valores de dos lecturas antes de la hora, es decir veinte minutos antes, el dato de la hora en punto y de tres valores después de la hora (treinta minutos después), dando un total de 6 valores, los cuales se promediaron y fue así como se obtuvo en valor de la hora en punto. Este tratamiento de los datos permitió tener un comportamiento representativo durante la hora a partir del promedio que se tiene para cualquiera de los parámetros de la tabla 3.3

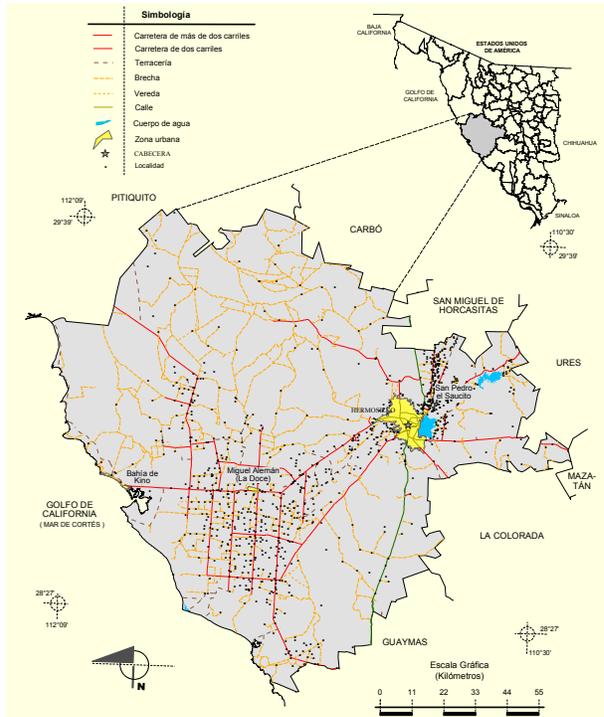
Otra consideración importante en los datos de la estación, se debe a la falta de mediciones de la irradiancia normal directa (DNI) de los meses de junio y julio, esto según personal de la estación, debido a la falta del pirheliómetro para llevarlas a cabo. Al disponer de mediciones de irradiancia global y difusa (GHI y DHI, respectivamente) se procedió a calcular el valor de DNI, a partir de la ecuación:

$$DNI \left( W/m^2 \right) = \frac{GHI \left( W/m^2 \right) - DHI \left( W/m^2 \right)}{\cos \theta_z}$$

donde  $DNI \left( W/m^2 \right)$  es la irradiancia normal directa,  $GHI \left( W/m^2 \right)$  irradiancia global,  $DHI \left( W/m^2 \right)$  irradiancia difusa y  $\theta_z$  el ángulo cenital. Con estas consideraciones, se procedió a cargar la información en SAM, dando por concluido la obtención de datos en esta localidad.

## Hermosillo, Sonora.

### Información geográfica.



**Figura 3.6** Localización geográfica del municipio de Hermosillo en el estado de Sonora. Fuente: INEGI, 2009B.

El municipio de Hermosillo, Sonora se encuentra entre los paralelos 28° 13'- 29° 43' latitud norte y los meridianos 110° 22' -112° 14' longitud oeste, a una altitud entre 0 y 1 100 m sobre el nivel del mar. Colinda al norte con los municipios de Pitiquito, Carbó y San Miguel de Horcasitas; al este con los municipios de San Miguel Horcasitas, Ures, Mazatlán y La Colorada; al sur con los municipios de La Colorada, Guaymas y el Golfo de California; al oeste con el golfo de California y el municipio de Pitiquito. Ocupa el 8.74% de la superficie del estado. Cuenta con 1,715 localidades y una población total de 701 838 habitantes.

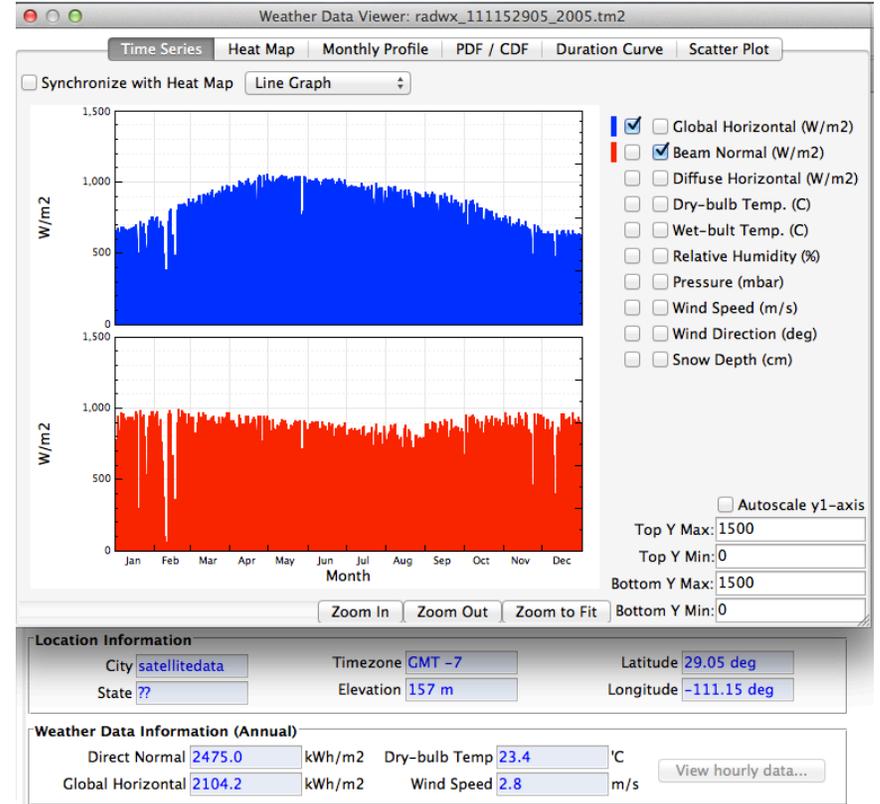
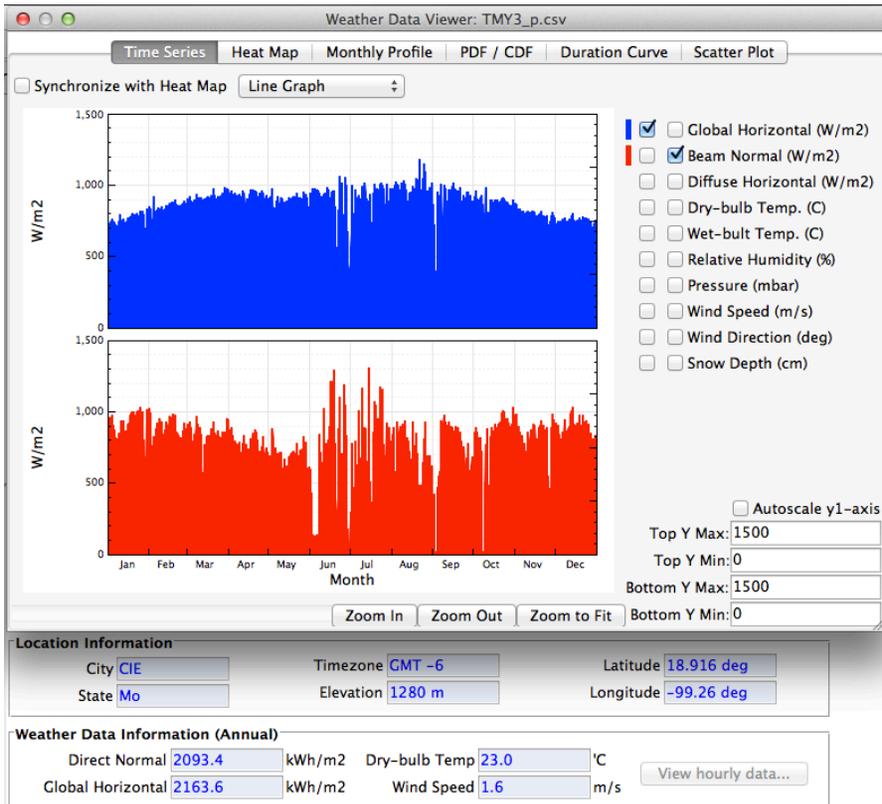
El rango de temperaturas es de 18-24 °C, con rangos de precipitación menores de 100-500 mm. El clima es muy seco semicálido (49.58%), muy seco muy cálido y cálido (47.46%), seco muy cálido y cálido (1.61%), seco semicálido (1.35%). El uso de suelo y se comprende de agricultura 12.29%, zonas urbanas (1.07%), matorral (76.62%), selva (1.76%) y no aplicable (8.26%) (INEGI, 2009 B).



Una vez que se cuenta con los datos del recurso solar anual de las ubicaciones de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora; se presenta en las gráficas el comportamiento anual de la irradiancia global y normal directa respectivamente. La componente irradiancia normal directa es la que interesa en el dimensionamiento del campo de colectores. En el caso de Temixco se presentan un comportamiento muy variable durante el año mostrando una tendencia en su disminución entre los meses de junio a septiembre, esto si se considera que los valores máximos pueden ser erróneos, ya que el comportamiento que presenta la irradiancia global no presenta esa misma tendencia máxima en los meses de junio y julio.

En el caso de Hermosillo el comportamiento en el transcurso del año es más homogéneo y uniforme con valores superiores a  $800 \text{ W/m}^2$ . De nuevo, el contar con sistemas de medición y/o fuentes de información que sean capaz de describir y dar más certidumbre a la evaluación del recurso será el factor que mayor certeza ofrecerá para predecir el desempeño de la planta termosolar.

Con la información meteorológica y del recurso solar de Temixco y Hermosillo, en los apartados siguientes se procede a realizar el dimensionamiento de los componentes que conforman la planta termosolar para estas dos ubicaciones.



**Figura 3.8** Gráficas de Irradiancia global y normal directa del año 2011, para el municipio de Temixco, Morelos (medidos de la Estación Meteorológica y Solarimétrica del IER, UNAM) y del 2005 para el municipio de Hermosillo, Sonora (de la base de datos del programa Solar prospector, NREL) respectivamente.

### 3.2.1.2. Bloque de potencia

Inicialmente se dimensionó la capacidad de la turbina del bloque de potencia. Para ello, se usó de referencia la información que emite Protermo Solar (2012) en base a la plantas termosolares instaladas en España. A manera de recordatorio, este trabajo busca suministrar con la planta termosolar, el consumo de energía eléctrica de aproximadamente 86 GWh que tuvo la línea 8 del STC Metro durante el año 2011. Las plantas en España con capacidad nominal de 50MW y sin almacenamiento producen aproximadamente 100 GWh al año (cantidad que se acerca a lo requerido por el STC Metro), por lo que, con esta información fue que se seleccionó la capacidad nominal de la turbina de 50 MW.

En el caso de los demás parámetros que aparecen por default en la página SAM para el ciclo de potencia, se modificaron a partir de una recopilación en la literatura de sistemas que analizan casos similares a la potencia de 50 MW y sin almacenamiento, esto para los parámetros del apartado punto de diseño del bloque de potencia (Montes M. J., 2009). En el caso de la subsección control de la planta, se modificó con información de Hurtado A. C., (2013). Y en el apartado del sistema de enfriamiento se mantuvieron los valores que están por default en SAM.

La información y consideraciones del dimensionamiento de una central termosolar es amplio y se requieren de vastos estudios antes de definir su configuración final. En este estudio sólo se realiza un desglose más amplio en aspectos que tienen que ver con el campo de colectores, por lo que esta parte, que tiene que ver con el bloque de potencia, se deja una oportunidad adicional de optimización en el diseño de las plantas aquí propuestas.

En el anexo A-2 se presentan los valores la pantalla impresa de esta página en SAM.

### 3.2.1.3. Selección del Colector y Absorbedor en el programa SAM.

Después de que en SAM cuenta con los archivos del recurso solar y parámetros meteorológicos para las dos ubicaciones a evaluar, así como los parámetros del bloque de potencia, el siguiente paso es la selección del colector y receptor en sus respectivas páginas en SAM a partir de las librerías que están incluidas en el programa. En el capítulo 2 se ha mencionado y justificado su elección. Sin embargo a modo de recordatorio en la tabla 3.4 se resume el modelo, versión del componente y sus características técnicas.

<i>Componente</i>	<i>Parámetro</i>	
Receptor (HCE) Siemens UVAC 2010	Diámetro interno del absorbedor (m)	0.66
	Diámetro exterior del absorbedor (m)	0.07
	Diámetro interno de la cubierta de vidrio (m)	0.109
	Diámetro externo de la cubierta de vidrio (m)	0.115
	Material del absorbedor	Acero 216L
	Recubrimiento selectivo	Cermet
	Absortancia del absorbedor	0.96
	Emitancia a 400°C	0.1082
	Absortancia de la cubierta de vidrio	0.02
	Emitancia de la cubierta de vidrio	0.89
	Transmitancia de la cubierta de vidrio	0.965
Colector (SCA) EuroTrough ET-150	Área de apertura (m <sup>2</sup> )	817.5
	Ancho de apertura (m)	5.75
	Longitud (m)	150
	Número de módulos	12
	Reflectividad	0.935
Fluido Calorífico (HTF) Therminol VP-1	Temperatura de aplicación (°C)	13 - 395

**Tabla 3.4** Características técnicas de los componentes del campo de colectores en el programa SAM.

Se debe mencionar que los componentes de la tabla 3.4 se mantienen para las plantas de Temixco, Morelos y Hermosillo, Sonora. La pantalla impresa de dicha selección se muestra en el Anexo A-3.

#### **3.2.1.4. Configuración del Campo de Colectores.**

El programa SAM, realiza el balance energético en el campo de colectores a partir de las distintas condiciones de clima, características ópticas del receptor, colector y técnicas del bloque de potencia, que el usuario integre en él. Sin embargo, en la página del campo de colectores de SAM se requiere que el usuario defina algunas consideraciones de operación. Una de las más importantes corresponde al flujo másico máximo ( $\dot{Q}$ ) de aceite Therminol VP-1 en el tubo receptor. Debido a que este es un parámetro de control que permite obtener las condiciones de temperatura a la salida del campo que serán disponibles en la entrada del bloque de potencia. En el apartado siguiente se desglosa el desarrollo que se realizó para obtener este parámetro. Desarrollo que a su vez sirve para describir la configuración y los principios generales de operación del campo.

Con respecto a los otros parámetros requeridos en SAM fueron obtenidos a partir de una amplia revisión de la literatura disponible, comunicación personal y de cálculos realizados. En el anexo A-4 se desglosan y describen para Temixco, Morelos y Hermosillo, Sonora así como la pantalla impresa de esta página en SAM para los dos casos.

### 3.2.1.4.1. Simulación Matemática del Tubo Receptor

La simulación matemática que se realiza para obtener el flujo másico que circula por los receptores en el campo de colectores de Temixco y Hermosillo se logró gracias a la coordinación, facilidad del software y desarrollo de la simulación que se realizó en conjunto con personal de investigación del Departamento de Ingeniería Metalúrgica de la Facultad de Química UNAM (FQ, UNAM). Esta se describe a continuación.

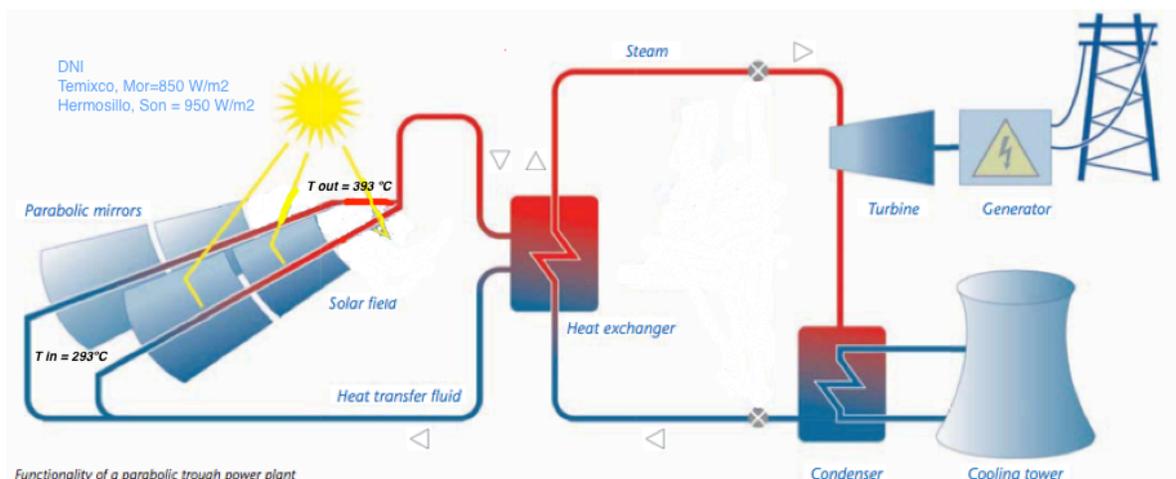
#### Modelo Matemático

La solución de los fenómenos de transporte que ocurren en el tubo receptor Solel Uvac, requiere de una metodología y de poderosas herramientas que sean capaz de describir el sistema bajo las condiciones de irradiancia de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora, para así obtener las variables de velocidad y por tanto del flujo másico ( $\dot{Q}$ ). La metodología y herramienta serán descritas en los siguientes apartados.

#### Planteamiento del problema

El campo de colectores de una planta termosolar de canal parabólico tiene como arreglo principal a un conjunto de lazos de colectores, que a la vez está integrado por su conexión en serie. El diseño de sólo un lazo de colectores es el sistema de estudio para realizar esta simulación, el cual consiste de cuatro colectores EuroTrough ET-150 con tubos absorbedores Solel UVAC.

A través del tubo absorbedor circula el HTF Therminol VP-1 a una velocidad tal, que está en función de las condiciones de diseño de DNI de 850 y 950 W/m<sup>2</sup> para Temixco y Hermosillo respectivamente. El valor de la velocidad bajo estas condiciones de energía es el objeto de estudio de esta simulación de manera tal, que cumpla con un incremento de cien grados a lo largo de los seiscientos metros de longitud del lazo, desde una temperatura en la entrada de 293°C a una temperatura a la salida de 393°C.



### **Hipótesis de la simulación.**

Dentro de los comportamientos que se espera observar en el lazo de colectores se tiene:

- Aumento de la temperatura del HTF conforme aumenta la longitud del lazo de colectores.
- Aumento de las pérdidas de calor por radiación, conforme incrementa la temperatura a lo largo del lazo de los colectores.
- Se espera que un aumento en la magnitud del DNI produzca un incremento de la velocidad y por tanto del flujo másico del HTF que circula en los absorbedores, para así cumplir con la temperatura a la salida de 393°C.

### **Objetivos de la simulación.**

Bajo las condiciones de DNI de 850 y 950 W/m<sup>2</sup> para Temixco y Hermosillo respectivamente, obtener el valor de velocidad del HTF y por tanto del flujo másico, que circula por el lazo de colectores para que se consiga un incremento de 100 °C y una temperatura a la salida de 393°C.

### **Suposiciones.**

Las suposiciones en un modelo matemático tienen la función de simplificar el problema para obtener su solución. Para el lazo de colectores se hicieron las siguientes:

- La longitud del absorbedor corresponde a la longitud del colector, es decir de 150 metros.
- La irradiancia se mantiene constante
- No hay pérdida de calor a través de los soportes que sujetan al receptor
- Las propiedades del acero y cubierta de vidrio se mantienen constantes.
- No hay gradientes de temperatura en la dirección theta del tubo absorbedor.
- Condición de no deslizamiento sobre las paredes del tubo.
- Coeficiente convectivo externo constante  $h= 10.48 \text{ W/m}^2 \text{ K}$  y la temperatura ambiente constante  $T_{\text{amb}}=23^\circ \text{ C}$ .
- Temperatura efectiva del cielo constante  $T_{\text{sky}}=15^\circ \text{ C}$

## Ecuaciones Gobernantes

Los fenómenos de los procesos físicos que se desean entender a partir de modelos matemáticos, requieren de ecuaciones que describan los mecanismos que están involucrados en dicho fenómeno, de manera tal, que una vez resueltos sean capaz de interpretarlo.

En el caso del lazo de colectores analizado en esta parte de la tesis, los mecanismos de transferencia están regidos por cuatro ecuaciones gobernantes. Estas sólo se mencionan a manera de descripción, ya que su desarrollo sale de los alcances de este trabajo.

1. En este caso el fluido Therminol VP-1 debe de satisfacer la conservación de materia o el balance de masa a lo largo del lazo de colectores, la ecuación de continuidad en coordenadas cilíndricas en la dirección longitudinal Z es la encargada de describir este comportamiento, es decir, una ecuación diferencial parcial ya que sólo es en una dirección.
2. El balance en la cantidad de movimiento se describe en un pequeño elemento de volumen que se mueve como el fluido Therminol VP-1. El balance considera la velocidad de entrada de la cantidad de movimiento menos su velocidad a la salida más la suma de las fuerzas que actúan sobre él y que es igual a la velocidad de acumulación de la cantidad de movimiento. La ecuación que describe este balance es la de Navier-Stokes en coordenadas cilíndricas pero sólo en las direcciones r y Z. Esto plantea que el comportamiento es descrito por dos ecuaciones diferenciales parciales.
3. El balance energético para el lazo de colectores sólo está compuesto por los términos conductivos y convectivos, ya que no existe algún dispositivo dentro de los receptores del lazo de colectores que puedan generar energía, de igual modo se considera que toda la energía sale del sistema y por tanto no hay acumulación dentro de él.
4. Adicionalmente se deben de considerar los mecanismos de turbulencia que se presentan en el HTF al momento de realizar este balance. El más empleado es el  $\kappa - \varepsilon$ , estos describen la energía cinética turbulenta y la disipación de la energía respectivamente, estos dos términos son empleados para calcular la viscosidad turbulenta que es considerada en una ecuación de Navier - Stokes modificada, que describe el balance de momentum turbulento en el fluido.

## Condiciones de Frontera

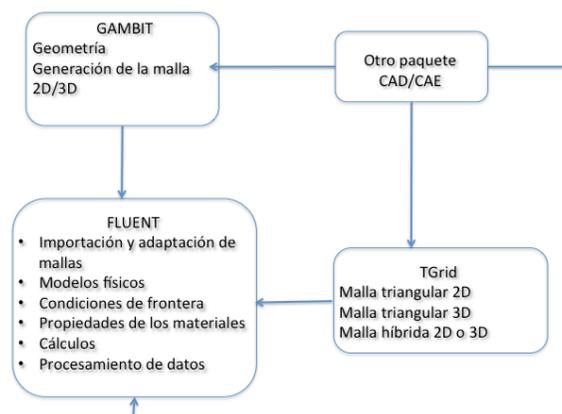
Las condiciones de frontera se buscan de manera tal que su planteamiento dé información de cómo se comportan las variables dependientes en las fronteras o en los límites del sistema, y éstas a su vez sirvan para encontrar la solución particular de las ecuaciones planteadas. En este caso las fronteras son:

- En la entrada del tubo receptor se tiene una temperatura de 293 °C y se propone una velocidad inicial que servirá como valor inicial de una serie de iteraciones que permitan obtener el valor de 393 °C a la salida.
- La salida del receptor es otra frontera que es definida por la condicional de temperatura a 393°C.
- El tubo de vidrio es una frontera a la cual, se le asocian los fenómenos de pérdidas de transferencia de calor por convección y radiación

Una vez planteado la formulación matemática de los receptores del lazo, se procederá a describir la herramienta empleada para su solución

## FLUENT

Debido a la complejidad de los sistemas de ecuaciones que describen los fenómenos físicos del receptor, es que se recurre a software especializado en su solución. Personal de investigación de la FQ-UNAM empleó el código comercial FLUENT, que es un programa innovador escrito en lenguaje C para realizar el cálculo de flujo de fluidos y transferencia de calor usando la técnica de volumen finito. En la técnica de volumen finito se discretiza el dominio de cálculo en elementos de volumen (nodos o mallas) para resolver las ecuaciones en cada una de estos elementos. Como resultado, se transforma en un conjunto de ecuaciones diferenciales que describen los fenómenos de transporte de interés a un sistema de ecuaciones algebraicas que se puede resolver numéricamente.



**Figura 3.9** Estructura básica de FLUENT. Fuente: Navarro N. A., 2003

En la figura 3.9 se muestra la estructura básica de FLUENT e indica la secuencia que se debe de seguir para trabajar con FLUENT, es decir la geometría puede ser generada por diferentes paquetes de computo CAD/CAE, programas diseñados para el dibujo técnico. La malla puede ser generada a partir de GAMBIT o T-Grid, éstos son paquetes de computo especialmente diseñados para creación de mallas, una vez que se tiene la geometría discretizada, se procede a definir de acuerdo a las posibilidades de FLUENT el modelo matemático para realizar los cálculos y procesamiento de datos.

En la tabla 3.5 se presentan la metodología general empleada para la modelación matemática en FLUENT.

<i>Etapa</i>	<i>Herramienta</i>
Pre-Procesamiento	Design Modeler
Dominio (Geometría)	
Discretización del dominio (Mallado)	Meshing
Definir simulación transitoria o estable	FLUENT
Ecuaciones gobernante	
Propiedades de los materiales	
Condiciones de frontera	
Condiciones iniciales	
Controles numéricos	
Procesamiento	Resolver iterativamente las 6 ecuaciones diferenciales parciales FLUENT
Post-Procesamiento	CFD-Post
Gráficas	
Imágenes	
Perfiles de velocidad y temperatura	

**Tabla 3.5** Metodología general empleada en FLUENT para la modelación matemática de la velocidad en el receptor

### Validación y Resultados de la simulación.

Realizar cualquier simulación matemática de un proceso requiere de su validación, generalmente a partir de un sistema físico. En este caso al no contar con él, se validó a partir de los resultados reportados por Montes M. J. (2008). De hecho, la simulación realizada en este trabajo, se basa en la que ella realiza a un lazo de 4 colectores ET-150 con tubos absorbedores Solel Uvac y con Therminol VP-1 como HTF, para cumplir las condiciones de temperatura a la entrada y salida del lazo de 293 y 393°C respectivamente. Por tanto la validación de la simulación matemática que se realiza en esta parte será de acuerdo a los resultados reportados de Montes M. J. (2008).

La validación comenzó con la simulación del lazo de colectores para las condiciones de diseño en la Planta Solar de Almería, estas se presentan en la tabla 3.6. Así como de la descripción del arreglo del lazo de colectores, que está conformado por cuatro colectores, 144 receptores y el fluido calorífico circulando en él, que es aceite sintético Therminol VP-1. El resumen de sus características técnicas de los equipos se presenta en la tabla 3.7.

	<i>Almería, España</i>	<i>Temixco, Morelos</i>	<i>Hermosillo, Sonora</i>
Longitud (°)	2° 21' 19" W	99° 15' 36" W	111° 9' 00" W
Latitud (°)	37° 05' 27.8"N	18° 54' 57.6" N	29° 3' 00" N
Altitud (m)	366	1280	157
Temperatura ambiente (°C)	25	23	23
Ángulo horario (°)	0	0	0
Declinación	23.44	23.44	23.44
Ángulo de incidencia de la radiación solar (°) (Orientación N-S) para el punto de diseño (21 de junio al medio día solar)	13° 39' 14.4"	4° 31' 25.61"	5° 36' 78"
Radiación solar directa (W/m <sup>2</sup> )	850	850	950
$k(\theta)$	0.95979926	0.993924045	0.991389526

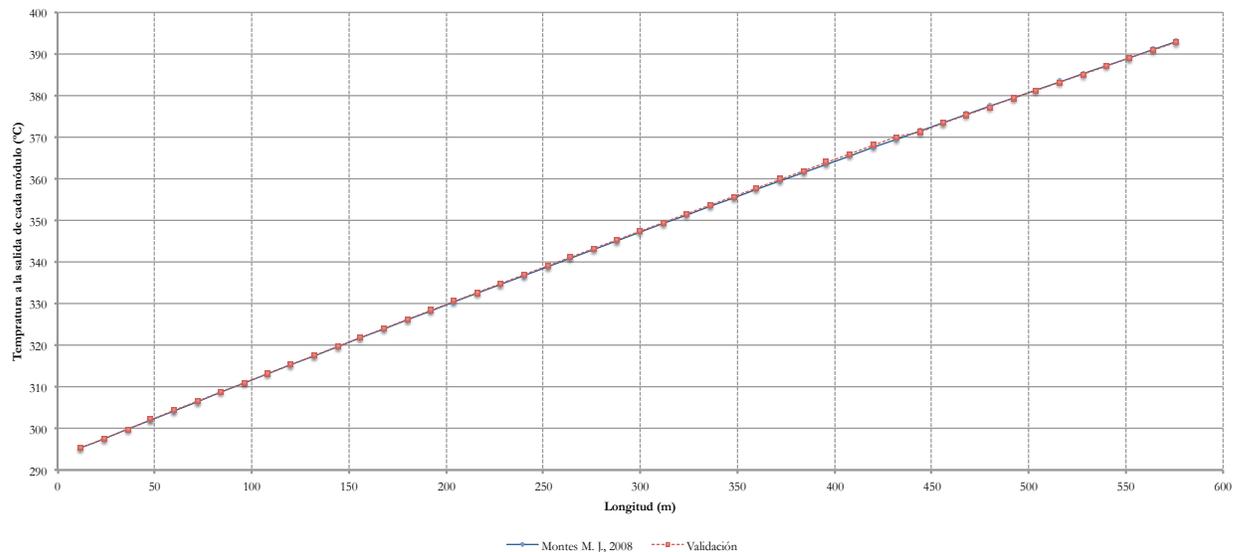
**Tabla 3.6** Condiciones en el punto de diseño elegido para las ubicaciones de Almería, Temixco y Hermosillo.

<i>Equipo</i>	<i>Parámetro</i>	
Colector Eurotrough ET-150	Longitud (m)	148.5
	Número de módulos	12
	Longitud de cada módulo (m)	12.27
	Número de absorbedores	36
Receptor Solel UVAC	Diámetro interno del absorbedor (m)	0.66
	Diámetro exterior del absorbedor (m)	0.07
	Diámetro interno de la cubierta de vidrio (m)	0.109
	Diámetro externo de la cubierta de vidrio (m)	0.115
	Material del tubo absorbedor	Acero 216 L
	longitud (m)	4.06
Parámetro ópticos	Factor de interceptación	0.92
	Reflectividad del espejo	0.92
	Transmisividad del vidrio	0.945
	Absortividad solar	0.94
	Rendimiento óptico pico	0.75
HTF	Therminol VP-1	-

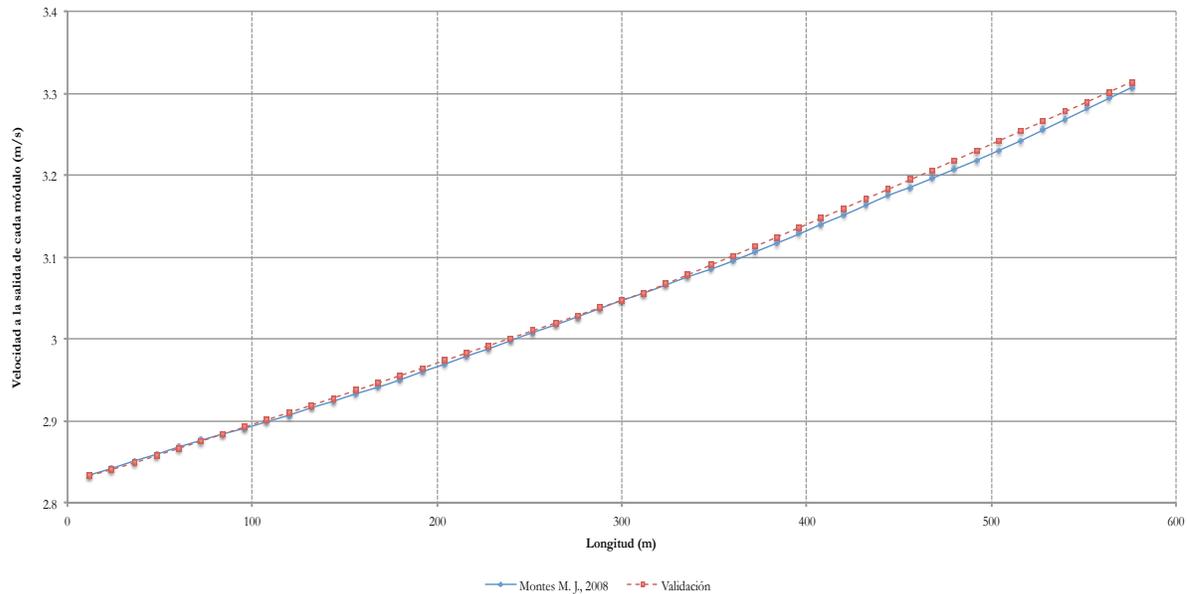
**Tabla 3.7** Elementos que conforman un lazo de colectores del campo solar para Almería, Temixco y Hermosillo.

Una vez que se ha dado a modo de recordatorio las características de los componentes del lazo de colectores, las condiciones en el punto de diseño de Almería-España, así como el planteamiento del modelo matemático y la herramienta de solución que se empleó, a continuación se presenta los resultados de la validación.

En las figuras 3.10 y 3.11 se presentan las gráficas de temperatura y velocidad a la salida de cada módulo, de los 48 que totalizan el lazo de cuatro colectores, tanto para los datos reportados por Montes M. J. (2008) y los obtenidos de la simulación realizada en este trabajo. En la figura 3.10 que corresponde a la temperatura en la salida, no se puede percatar la diferencia entre la curva de temperatura reportada por Montes M. J. y los resultados obtenidos del modelo aquí desarrollado, ya que ambas están sobrepuestas. En el caso de la gráfica de la velocidad a la salida de cada módulo en la figura 3.11, la separación entre ambas curvas es algo más notable. En el anexo A-5A se presentan las tablas de los datos de estas gráficas. En ellas se presentan los porcentajes de error entre los datos calculados y los reportados por Montes M. J. En el caso de la temperatura el valor máximo de error es de 0.15% y en el caso de la velocidad es de 0.36%. Estos valores no alcanzan medio punto porcentual de error. Esto significa que la formulación matemática, así como la herramienta de solución fueron planteadas de manera correcta, lo cual por tanto, valida la metodología empleada y con ello se procede a realizar los cálculos para obtener la velocidad a la salida de cada módulo para Temixco y Hermosillo.

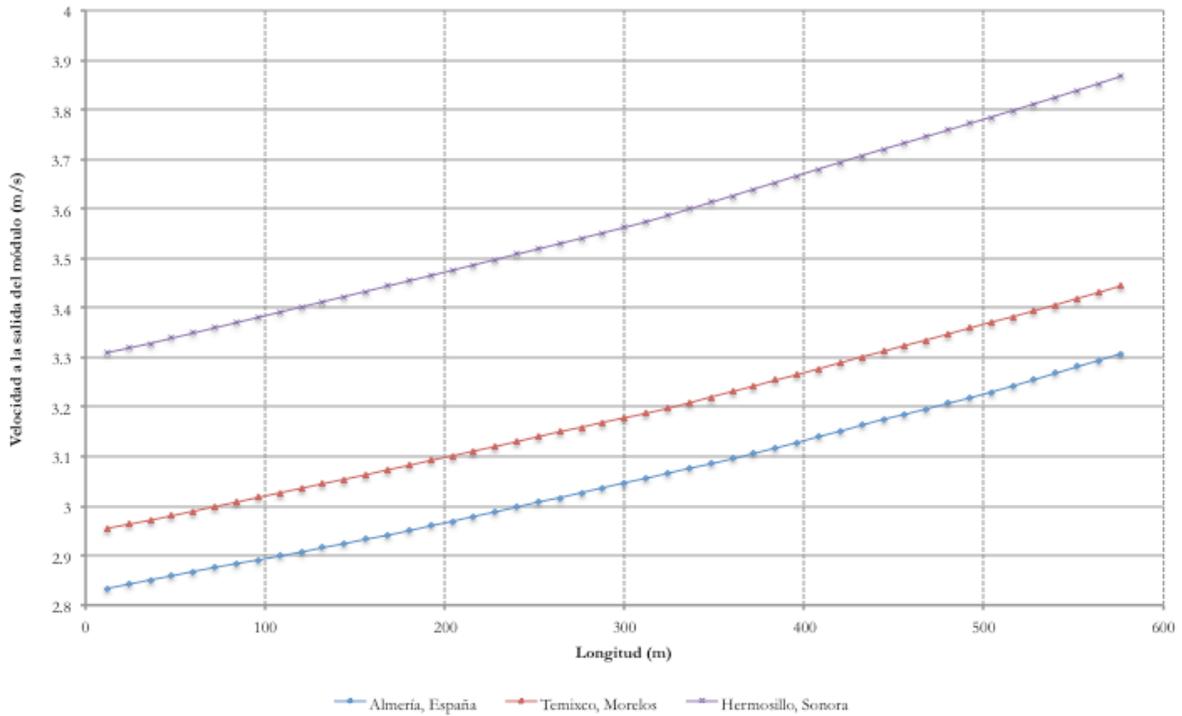


**Figura 3.10** Validación de los resultados reportados por Montes M. J. 2008 para la temperatura a la salida de cada módulo de los colectores que conforman el lazo.



**Figura 3.11** Validación de los resultados reportados por Montes M. J. 2008 para la velocidad a la salida de cada módulo de los colectores que conforman el lazo.

En la figura 3.12 se presentan las velocidades de las tres ubicaciones desarrolladas en este modelo matemático: Almería-España, Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora. Es importante mencionar que el valor de la DNI que se empleó en el punto de diseño para las ubicaciones de Almería y Temixco fue  $850 \text{ W/m}^2$ , y en el caso de Hermosillo se considera de  $950 \text{ W/m}^2$  (tabla 3.6). Almería presenta el valor más bajo de velocidad a lo largo del lazo. Temixco, es superior a ella en aproximadamente  $0.1 \text{ m/s}$  a lo largo del lazo de colectores; sin embargo, Hermosillo presenta un aumento considerable al ser superior en aproximadamente  $0.4 \text{ m/s}$  a Temixco. Dado que el diseño del lazo de colectores es el mismo en los tres casos, la diferencia en su comportamiento debe de estar regido por la ubicación geográfica, que a su vez influye en la magnitud del ángulo de incidencia (tabla 3.6). Este parámetro es una medida que cuantifica la desviación de que los rayos incidan de manera normal a la apertura del colector. El hecho de presentar esta desviación se ve reflejado en la cantidad de energía térmica aprovechable, ya que estos dispositivos calientan los tubos absorbedores sólo cuando la insolación solar incide de manera normal a la superficie del colector, es decir su magnitud tienda a un valor de cero. Para las condiciones en el punto de diseño Almería presenta un valor superior del ángulo de incidencia respecto a las dos ubicaciones de México (ver tabla 3.6). Y entre Temixco y Hermosillo sólo hay un grado de diferencia. Al momento de relacionar este comportamiento con los valores de velocidad se tiene que Almería debe disminuir su velocidad y por tanto el flujo másico para cumplir con la temperatura a la salida del lazo de  $393^\circ\text{C}$ . Por otro lado y a pesar de que el ángulo de incidencia es ligeramente menor en el caso de Temixco no refleja un valor mayor de velocidad debido a la magnitud de DNI que incide sobre él, ya que en esta localidad es de  $850 \text{ W/m}^2$  respecto a la de Hermosillo que es de  $950 \text{ W/m}^2$ . Esta última ubicación refleja la necesidad de aumentar la velocidad y por ende el flujo másico para que la temperatura del HTF a la salida del lazo sea de  $393^\circ\text{C}$ .



**Figura 3.12** Velocidad a la salida de cada módulo para Almería-España, Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora.

Los datos que se grafican en la figura 3.12 se presentan en el anexo A-5A y A-5B. En la tabla 3.8 se presentan los valores de flujo másico promedio en el lazo de colectores, parámetros que fueron capturados en el programa SAM como el flujo másico máximo.

<i>Ubicación</i>	<i>Flujo másico (kg/m<sup>3</sup>)</i>
Almería, España	7.5
Temixco, Morelos	8.3
Hermosillo, Sonora	9.3

**Tabla 3.8** Flujo másico que debe circular en el lazo de colectores bajo las condiciones de diseño.

Adicionalmente, como parte de los resultados de la simulación en el anexo A-5C, se presentan las imágenes de los perfiles de velocidad y de temperatura en la entrada, parte intermedia y salida de cada uno de los cuatro colectores que conforman el lazo, en las localidades de Temixco, Morelos y Hermosillo, Sonora. En estos perfiles, se ilustra y demuestra la diferencia del comportamiento que presenta el HTF bajo diferentes condiciones de DNI, y su influencia sobre los parámetros velocidad y temperatura del tubo absorbedor.

Con el desarrollo y las consideraciones descritas en las páginas anteriores, en el apartado siguiente se presentan las variables características de las plantas termosolares en Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora.

### 3.3. Parámetros Generales de las Plantas Termosolares y Generación de Energía Eléctrica.

Una vez que se definieron los parámetros que caracteriza la planta termosolar en Temixco – Morelos y Hermosillo – Sonora en SAM, el siguiente paso es obtener la producción de energía eléctrica. En la tabla 3.9 se presenta algunos datos relevantes de cada planta termosolar, así como la producción de energía eléctrica anual, para el año específico 2011.

		<i>Temixco, Morelos</i>	<i>Hermosillo, Sonora</i>
Datos Generales	Irradiación normal directa anual (kWh/m <sup>2</sup> )	2093.4	2475.0
	Longitud (°)	99° 15' 36" W	111° 9' 00" W
	Latitud (°)	18° 54' 57.6" N	29° 3' 00" N
Componentes del Campo	Colector	Eurotrough ET-150	
	Recibidor	Solel UVAC	
	HTF	Therminol VP-1	
Condiciones en el Punto de Diseño	Irradiancia de diseño, DNI (W/m <sup>2</sup> )	850	950
	Ángulo de incidencia de la radiación solar (°) (Orientación N-S) para el punto de diseño (21 de junio al medio día solar)	4° 31' 25.61"	5° 36' 78"
	Flujo másico de diseño en un lazo (kg/m <sup>3</sup> )	8.3	9.3
Campo Solar	Múltiplo solar óptimo para el STC Metro (MS)	1.4	1.6
	Área de apertura (m <sup>2</sup> )	327,000	333,540
	Área total del campo solar (Ha)	98	100
	Número de colectores por lazo	4	4
	Número de lazos	100	102
	Número de colectores del campo	400	408
	Número de recibidores en el campo	14,400	14,688
Bloque de Potencia	Flujo másico total de aceite en el campo (kg/s)	830	949
	Capacidad - Neta/ Bruta (MW)	50/55	50/55
	Eficiencia de conversión nominal del ciclo	0.381	0.381
Energía Eléctrica	Sistema de enfriamiento	Evaporativo	Evaporativo
	Generación neta de energía eléctrica anual (kWh)	107,445,474.5 (MS =1.4)	126,692,955.54 (MS =1.6)
	Generación neta de energía eléctrica anual con múltiplo solar = 1 (kWh)	80,313,218.78	84,130,769.99

**Tabla 3.9** Características de la planta termosolar y generación de energía eléctrica anual de Temixco – Morelos y Hermosillo – Sonora.

Los efectos de la ubicación geográfica y disponibilidad del recurso solar presentan su influencia en los parámetros de diseño de la planta termosolar, así como en su desempeño en la producción de energía eléctrica. Como ya se ha mencionado el ángulo de incidencia y la irradiancia de diseño fueron determinantes en el flujo másico que circula en el campo, en el caso de Hermosillo es de 949 kg/s para cumplir con la condición de temperatura a la salida de 393 °C, y en Temixco es de 830 kg/s. Nuevamente, al ser un parámetro de control, el flujo másico en el caso de Hermosillo requiere de un aumento, para que el HTF no sea calentado a temperaturas superiores a 393 °C debido a la cantidad de irradiancia de diseño considerada de 950 W/m<sup>2</sup>. Caso contrario es el de Temixco al ser menor el flujo másico.

Otro parámetro importante es el múltiplo solar (MS) ya que fue determinante en el dimensionamiento del campo de colectores. En el anexo A-4 se ha mencionado que este parámetro es una relación entre el tamaño del campo de colectores, y a su vez la cantidad de energía térmica producida por éste, respecto a la cantidad de energía térmica que es requerida por el bloque de potencia para que trabaje a su capacidad nominal bajo las condiciones de diseño. Entonces, la magnitud del MS claramente refleja en el tamaño del campo. La elección de un valor óptimo en las dos ubicaciones propuestas de la planta, se realizó en base a un análisis de sensibilidad que relaciona el MS y su efecto sobre el costo promedio de generación de energía eléctrica (USD/kWh). Este desarrollo se explica con mayor detalle en el capítulo 4 y 5. Sin embargo, esto se menciona a fin de explicar la cantidad de lazos y por tanto de colectores y absorbedores en las dos ubicaciones en Temixco, el MS óptimo fue de 1.4 y en el caso de Hermosillo fue de 1.6; sin embargo, en ambas ubicaciones la cantidad de lazos y por tanto de colectores es muy similar, es decir, mientras en Temixco se requiere de un arreglo de 100 lazos, con 400 colectores y 14,400 recibidores, en Hermosillo se requiere 102 lazos, 408 colectores y 14,688 recibidores, cantidad que influye en una diferencia aproximada de dos hectáreas superior en tamaño del campo solar en Hermosillo respecto a Temixco, para producir una cantidad de casi 127 GWh de energía eléctrica respecto a 107 GWh en Temixco.

El comportamiento arriba descrito, sin duda refleja que Hermosillo - Sonora es la opción más atractiva para la instalación de la planta termosolar desde el punto de vista técnico, al producir aproximadamente 20 GWh más de energía eléctrica al año que Temixco - Morelos en un campo solar con dimensiones similares a las requeridas por esta.

En la figura 3.13 se presenta la producción de energía eléctrica anual para las ubicaciones de Temixco – Morelos y Hermosillo – Sonora. Al igual que las gráficas de radiación la generación de energía eléctrica se mantiene constante a lo largo del año en Hermosillo, en comparación con la producción en Temixco.

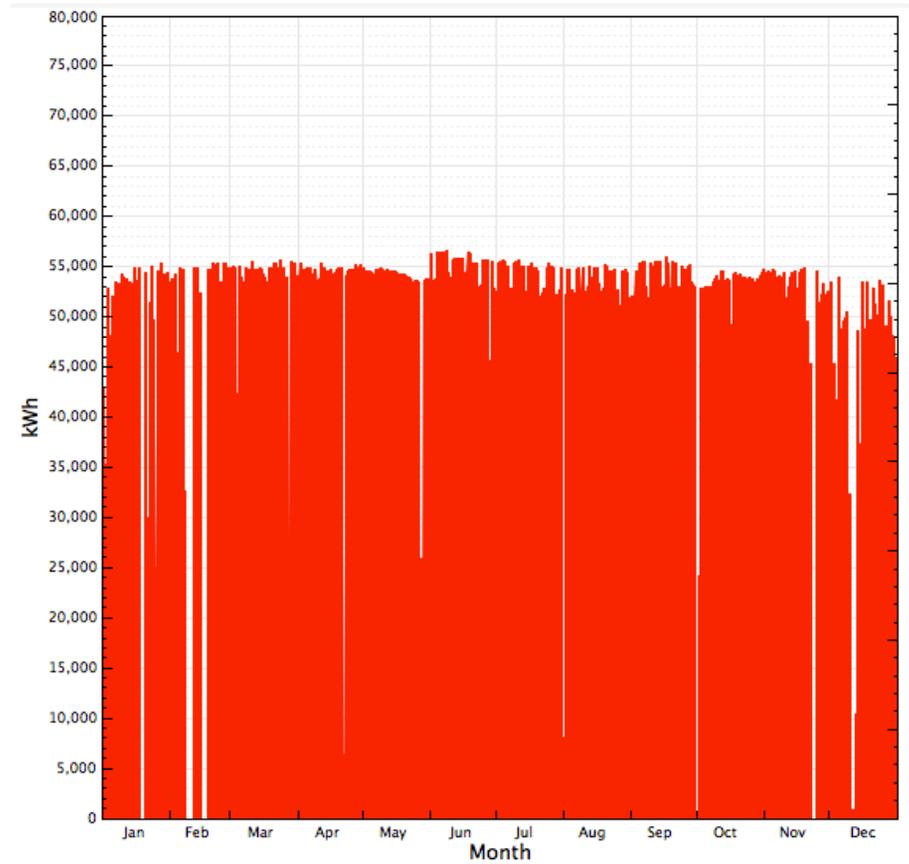
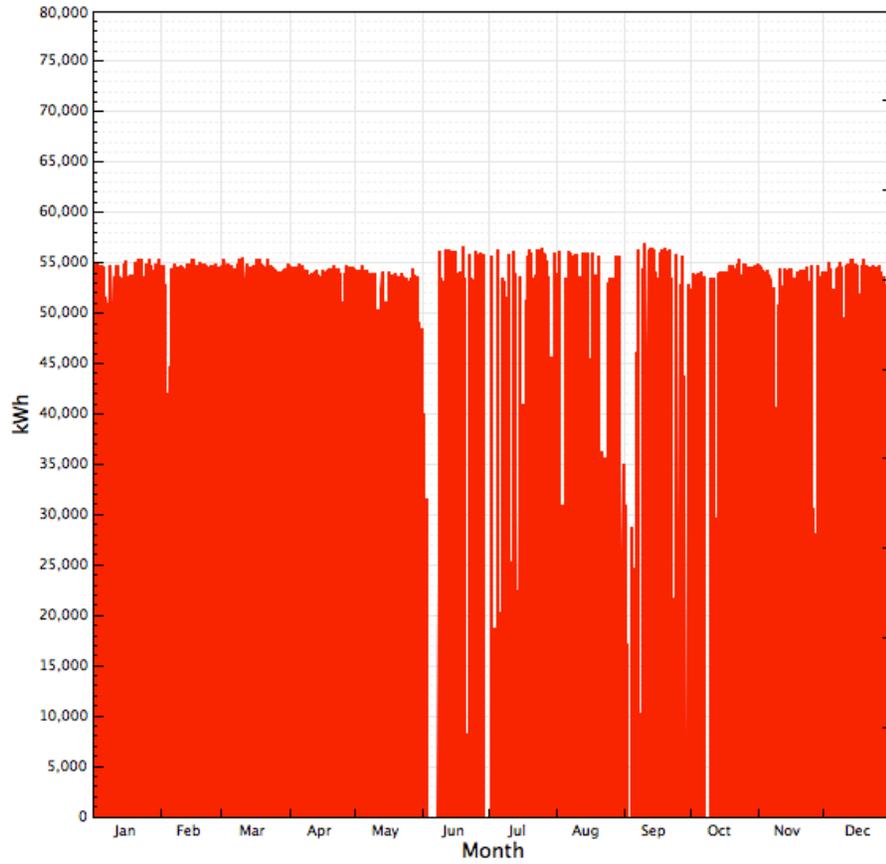


Figura 3.13 Generación de energía eléctrica de un año específico de la planta termosolar en Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora respectivamente.

*Capítulo IV. Estudio de los Flujos de  
Energía de las Centrales de Potencia Solar de Temixco, Morelos y  
Hermosillo, Sonora para los Mecanismos de Compensación y Venta de Energía.*

La concepción técnica de una planta termosolar queda sin ser considerada como una opción de fuente de generación de energía eléctrica para el STC Metro, al no cuantificarse los costos económicos de su instalación. Para no dejar esta brecha, es que se realiza el análisis económico de las centrales termosolares con las características de diseño y dimensionamiento planteadas en el capítulo anterior. Análisis que adicionalmente, se hace en conjunto con la aplicación de los mecanismos regulatorios, que han sido creados en los últimos años en México para fomentar el empleo de las energías renovables.

#### **4.1. Marco Regulatorio para la Generación de Electricidad en México que No Se Considera Servicio Público**

En el capítulo 1 se presentaron los principales ordenamientos legales que permiten la incorporación de nuevas modalidades de generación de energía eléctrica que no se consideran del servicio público, estas son:

- Autoabastecimiento. Es la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía se destine a satisfacer las necesidades de personas físicas o morales y que no resulte inconveniente para el país.
- Cogeneración.
  - Es la producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria; o ambas
  - Es la producción directa e indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, y
  - Es la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.
- Producción independiente. Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30MW, destinada exclusivamente a su venta a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o a la exportación.
- Pequeña producción. Es la generación de energía eléctrica destinada:
  - En su totalidad a la venta a CFE, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30MW en un área determinada.
  - Al autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW.
  - A la exportación, dentro del límite máximo de 30MW.
- Exportación. Es la generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos. Los permisionarios en esta modalidad no pueden enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso de la CRE para realizar dicha actividad en la modalidad de que se trate.

- **Importación.** Es la adquisición de energía eléctrica proveniente de las plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía eléctrica y el consumidor de la misma

Es decir, bajo estas modalidades se permite en la legislación nacional obtener permisos para la generación y aprovechamiento de la energía eléctrica por particulares. Después de plantear las características de cada una de estas modalidades se identifica que el STC fungirá bajo el esquema de autoabastecimiento o como autoabastecedor.

Por otro lado permitir que particulares en México, intervengan en áreas no reservadas de forma exclusiva a la nación en cuanto a la generación de energía eléctrica, dio origen a instrumentos de regulación que establecen lineamientos y mecanismos de interrelación entre éstos ( el STC Metro) y la CFE.

Al ser la energía solar una tipo de generación renovable y debido a la capacidad considerada de 50 MW de la planta termosolar, es que se hace uso de los siguientes instrumentos de regulación:

1. Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente, y el
2. Convenio para el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuente de Energía

Se debe mencionar que sólo se consideran los instrumentos aplicables a la capacidad planteada en este trabajo y de acuerdo a la modalidad de autoabastecimiento en la que se clasifica el STC Metro; sin embargo, estos instrumentos precisamente difieren respecto a la modalidad de generación, el tipo de fuente de energía (por ejemplo hidroeléctrica, firme, etc.) y a su capacidad. A continuación se realiza una breve descripción de los dos instrumentos ya mencionados y que aquí, aplican a la generación de energía eléctrica con las centrales termosolares.

#### **4.2. Resolución RES-067-2010 y Contrato de Interconexión para las Energías Renovables.**

Desde el 2001, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó un modelo de contrato específico para fuentes renovables de energía con la finalidad de fomentar el desarrollo en proyectos de generación de energía eléctrica. Estos instrumentos consideran las características de estos tipos de fuentes de energía, así como la disponibilidad intermitente del energético primario, y establece conceptos aplicables únicamente a dichas fuentes. Como resultado de lo establecido en la LAERFTE, con fecha 28 de abril de 2010, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Resolución RES-067-2010 por la que la CRE expide los dos instrumentos de regulación arriba mencionados, y que son los aplicables en este análisis.

A manera de resumen en la tabla 4.1 se presentan los cuatro instrumentos regulatorios que deben ser considerados en la instalación de las centrales termosolares de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora (ahí se incluye los dos mencionados en el apartado 4.1), los cuales son aplicables de acuerdo a las características de diseño que han sido propuestas y a la tensión que será recibida en la Subestación Eléctrica de Alta Tensión (SEAT) Cerro de la Estrella del STC Metro.

Es de resaltar, que entre las características de los recursos renovables que atienden los mecanismos, es el de la intermitencia de las fuentes, y dado que es una característica intrínseca de las centrales aquí propuestas, es el único que se analiza en este trabajo. El instrumento específico que trata este aspecto es el Contrato de Interconexión para Fuentes Renovables, en sus apartados XV.3, XV.4 y XV.5. En él, se definen conceptos referentes al tratamiento de la energía eléctrica generada y a la potencia producida por las fuentes, así como los cálculos y consideraciones para determinar sus pagos. Este instrumento también es conocido como banco de energía o como un mecanismo de compensación de energía. La herramienta y su metodología se aplica en el apartado 4.7 y 4.8, planteándola como una opción para atender la intermitencia del recurso solar de las centrales aquí propuestas.

Central de Generación de Energía Eléctrica con Energía Termosolar  
 Tensión de suministro: 230 kV  
 Capacidad de la Central Termosolar: 50 MW  
 Modalidad de generación: Autoabastecimiento.

	<b>Resolución RES-067-2010</b>		<b>Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional</b>	<b>Reglas Generales de Interconexión al SEN para Generadores o Permisionarios con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente</b>
	<b>Modelo de Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente</b>	<b>Modelo de Convenio para el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuente de Energía</b>		
Objetivo	Realizar y mantener durante la vigencia del mismo, la interconexión entre el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) del Suministrador y la Fuente de Energía de 50 MW, así como establecer las condiciones generales para los actos jurídicos que celebren las Partes relacionados con la generación y en su caso , con la transmisión a sus Puntos de Carga	Aplicable para transportar la energía eléctrica desde el sitio de la fuente de energía del permisionario hasta el punto donde se localizan sus centros de consumo, para uso exclusivo del solicitante (permisionario) y de sus socios que requieran recibir la energía en uno o más puntos de carga.	Es asegurar la estabilidad, confiabilidad, seguridad, economía y accesibilidad del SEN, al establecer las facultades, atribuciones, reglas, procedimientos y disposiciones técnicas que deberán observar todos los interactuantes del Sistema, es decir, el Suministrador, como responsable de su operación, así como los Generadores o Permisionarios que cumplan con los requisitos jurídicos y técnicos para interconectarse.	Establecer los requerimientos técnicos, administrativos y legales para la interconexión al SEN de las instalaciones de los Generadores o Permisionarios con fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente mediante las cuales CFE (el suministrador) mantiene el SEN operando con seguridad, confiabilidad y competitividad.
Clausulas Relevantes para las Centrales Termosolares	XV Determinación de pagos 3) Energía Sobrante, Energía Faltante y Energía Complementaria. 4) Determinación de la demanda facturable. 5) Servicios Conexos y administración del Contrato	VI. Pagos		
Documentos trascendentes	<ul style="list-style-type: none"> <li>Anexo F-RC</li> </ul>	Metodología para la Determinación de los Cargos Correspondientes a los Servicios de Transmisión que Preste el Suministrador a los Permisionarios con Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Fuente de Energía Renovable o Cogeneración Eficiente.		

**Tabla 4.1** Instrumentos de regulación aplicables para la planta termosolar en Temixco – Morelos y Hermosillo – Sonora.

### Apartados XV.3, XV.4 y XV.5 del Contrato.

En el anexo B-1A se presenta el contenido aplicable de los apartados XV.3, XV.4 y XV.5 a las centrales termosolares, los cuales, hacen referencia a los mecanismos de compensación de energía que aparecen en el Contrato de Interconexión. Antes de explicar el desarrollo de la aplicación de este mecanismo, es importante mencionar algunas consideraciones.

#### 4.3. Identificación de los Óptimos del Múltiplo Solar de las Centrales de Potencia Solar en Temixco y Hermosillo, de Autoabastecimiento para el Metro de la Ciudad de México.

La ubicación de la central en Temixco y Hermosillo definen el término Punto de Interconexión, ya que es el sitio en donde el Permisario, es decir, el STC Metro entregará la energía eléctrica producida por las centrales al SEN, para transportarla desde las ubicaciones mencionadas hasta el Punto de Carga. Esta actividad se hace a partir de la solicitud de un Servicio de Transmisión a la CFE. La energía eléctrica transportada llega a un Punto de Carga el cual de acuerdo al Contrato de Interconexión, se define como el sitio en donde la CFE entregara la energía. En este análisis la SEAT Cerro de la Estrella del STC Metro fungirá, tanto como Punto de Carga, y a su vez como Centro de Consumo. En las tablas 4.2 y 4.3 se presentan las características del Punto de Interconexión y del Punto de Carga o Centro de Consumo.

	<i>Temixco-Morelos</i>	<i>Hermosillo-Sonora</i>
Capacidad de la Central	50 MW	50 MW
Región Tarifaria de acuerdo a CFE	Sur	Noroeste
Nodo de interconexión	Central	Sonora Sur

**Tabla 4.2** Datos de las centrales termosolares en el punto de interconexión

<i>Línea 8 del STC Metro</i>	
Tensión de suministro	230 kV
Tarifa	HT

**Tabla 4.3** Datos del centro de consumo SEAT Cerro de la Estrella del STC Metro.

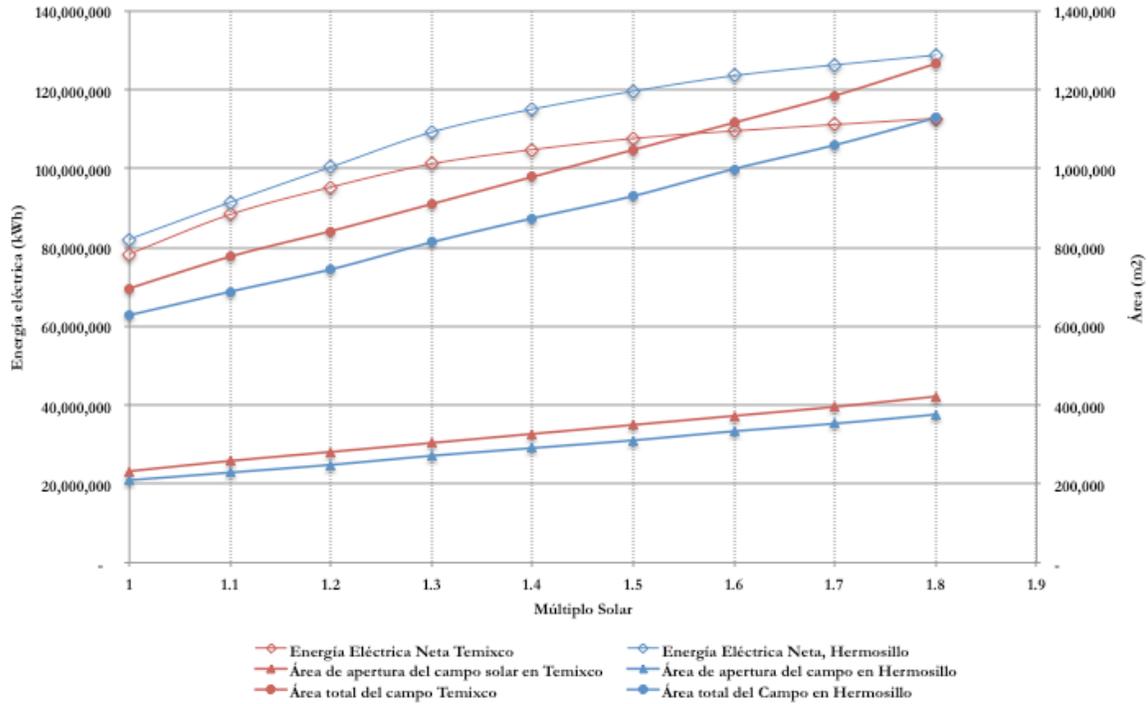
Antes de dar paso a la explicación de la distribución de energía eléctrica generada por las centrales termosolares de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora, se menciona el procedimiento seguido para obtener el parámetro, que en este trabajo se encargó de fijar el dimensionamiento del campo de colectores, el cual es denominado múltiplo solar (MS). A modo de recordatorio se retoma su concepto dado en el capítulo 3. Dicho parámetro, relaciona el cociente de la potencia térmica producida por el campo de colectores a partir de un tamaño específico, respecto a la energía térmica requerida por el bloque de potencia. Un valor de uno, significa que un tamaño determinado del campo de colectores produce exactamente la potencia térmica requerida por el bloque de potencia. Valores superiores a este, indican que hay un incremento en la potencia térmica que produce el campo, y por tanto, un incremento en el tamaño del mismo, de manera tal, que el bloque de potencia puede seguir trabajando por más tiempo en las condiciones nominales de diseño bajo las cuales fue dimensionado, para así generar la energía eléctrica.

Con las consideraciones técnicas conceptuales planteadas, es que se llevó a cabo un conjunto de corridas en el programa SAM, a partir de la variación del MS. Esto se realizó, una vez que fueron fijados y establecidos los parámetros técnicos que se mencionaron en los anexos A-2, A-3 y A-4. Ya con esto, se procedió a realizar las corridas a partir de un valor inicial de 1, obteniéndose las dimensiones del campo de colectores para cada una de las dos localidades, así como la energía eléctrica generada con esa configuración en específico. Después de esto, se procedió a realizar exactamente lo mismo pero a partir de la variación de una décima adicional al valor inicial propuesto del MS. Lo anterior se realizó hasta un MS de 1.8. Se debe mencionar que este ejercicio se realizó en base a Hurtado A. C. (2013), y el valor final fue inspirado en el trabajo de Montes M.J. (2009).

La metodología arriba descrita, fue realizada con objeto de determinar el tamaño óptimo del campo solar. Esto a partir de llevar a cabo una variación al criterio de una práctica que relaciona el MS con el parámetro económico denominado Costo Nivelado de Generación de Energía Eléctrica (CNE). Este último término, debido al análisis y consideraciones de este trabajo, es más apropiado tratarlo como un *costo promedio* en lugar de ser un criterio que considera aspectos económicos más generarles como lo es CNE. Una explicación más amplia se presenta en el capítulo 5.

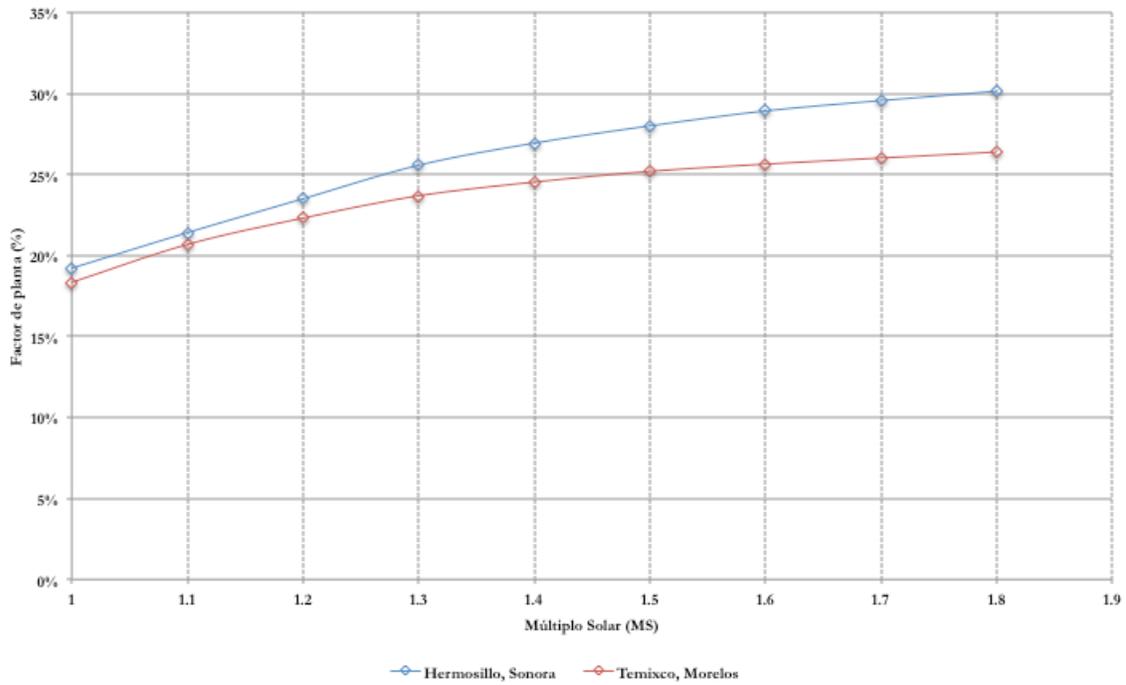
La resultante y descripción de este ejercicio se confirma en el apartado 5.4, debido a la naturaleza económica que involucra el término del costo promedio. Sin embargo, debido a que en los siguientes apartados se requiere hacer uso de la energía eléctrica generada en las centrales, y esto como ya se ha mencionado, depende del tamaño del campo de colectores, es decir del MS, es por ello que a continuación se presentan los valores respectivos de las centrales. En el caso de Temixco-Morelos son dos los valores de MS, estos corresponden a 1.3 y 1.4. Para Hermosillo de igual modo son dos: 1.5 y 1.6. La explicación de la situación bajo la cual aplica cada uno de estos valores se presenta en el siguiente apartado; sin embargo, de nuevo se menciona que su selección tiene un origen desde el punto de vista económico, correspondiendo su confirmación en el capítulo 5.

Con respecto al comportamiento de generación de energía eléctrica, el factor de planta, el área de apertura, así como las dimensiones del campo de colectores resultantes de variar el MS se presentan en la figura 4.1 y 4.2.



**Figura 4.1** Efectos de la variación del múltiplo solar (MS) sobre la generación de energía eléctrica neta, área de apertura del campo y tamaño del campo solar para las centrales de Temixco y Hermosillo.

Uno de las interpretaciones del comportamiento que se presenta en la figura 4.1 y 4.2 tiene que ver con el hecho de que a un MS dado, la generación de energía eléctrica y el factor de planta de la central en Hermosillo es superior a la generación anual y al factor de Temixco, se pensaría que con una mayor generación de energía y factor de planta en el caso de Hermosillo se requiere una mayor área de apertura de colectores, así como del campo; sin embargo, el comportamiento no sigue esta hipótesis, ya que en ambos parámetros, es sustancialmente menor en Hermosillo a diferencia de Temixco en donde los valores para ese MS dado, son superiores. Lo cual, refleja el efecto de contar con altos valores de DNI en la localidad a instalar este tipo de sistemas.



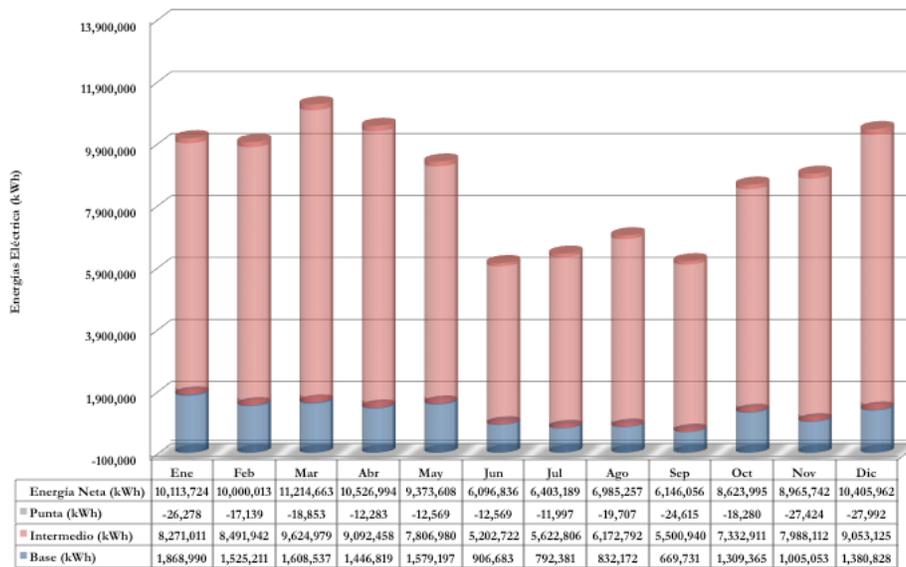
**Figura 4.2** Efectos de la variación del múltiplo solar (MS) sobre el factor de planta para las centrales de Temixco y Hermosillo.

Otro comportamiento, deriva del hecho de que el aumento proporcional que en ambas centrales tiene la generación de energía eléctrica, factor de planta, área de apertura y tamaño del campo conforme al incrementar el valor de MS, lo cual confirma, que a partir del aumento del MS se relaciona con el incremento del campo de colectores y a su vez con una mayor generación de energía eléctrica y magnitud del factor de planta.

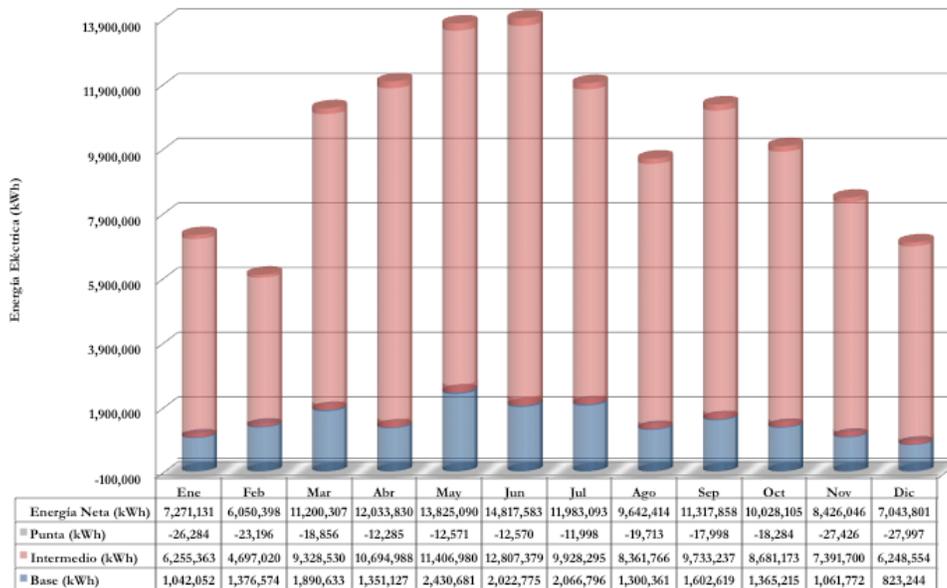
#### **4.4. Generación de Energía Eléctrica de las Centrales de Potencia Solar.**

Como ya se mencionó en el capítulo 3, el programa SAM ofrece la producción de energía eléctrica horaria, cubriendo los 8,760 datos que integran el año específico del 2011. Con ellos de manera inmediata, se procede a compaginar la generación de las dos centrales con el consumo de electricidad de la línea 8 del STC Metro. Para entender el cómo funciona esto, se debe mencionar que el suministro de energía eléctrica para atender el consumo de la línea 8 del STC Metro se contabiliza en base a la distribución que tenga esta, de acuerdo a los periodos horarios en que se consume, y en consecuencia, del efecto asociado a los cargos tarifarios. Ya se mencionó, que los periodos horarios se refiere a los intervalos de tiempo en que se divide el día, y que adicionalmente también están en función de la curva de carga, la época del año y de acuerdo a la clasificación de la región tarifaria de la CFE. Además de ser considerados en la distribución de energía eléctrica generada, también son considerados en los cargos tarifarios para la aplicación del mecanismo de la venta, así como en la compensación de energía. Los periodos horarios en los que se divide el servicio de alta tensión (HT) del STC Metro son base, intermedio y punta.

En el anexo B-2 se presentan los periodos horarios que estuvieron vigentes en el año 2011, y los cuales fueron empleados para distribuir la energía eléctrica generada por las centrales de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora. En las figuras 4.3 y 4.4 se presenta respectivamente su comportamiento.



**Figura 4.3** Generación de energía eléctrica de Temixco, Morelos en los periodos base, intermedio y punta, para un MS=1.4.



**Figura 4.4** Generación de energía eléctrica de Hermosillo, Sonora en los periodos base, intermedio y punta, para un MS=1.6.

Las figuras 4.3 y 4.4 presentan que la mayor producción se tiene en el periodo intermedio, para ambas ubicaciones. Ello debido a que este periodo, generalmente comprende el horario de las 6:30 a las 20:00 horas, durante los días del transcurso del año, el cual coincide con las horas disponibles del recurso solar. En una proporción considerablemente menor, se tiene la producción del periodo base. En el periodo de punta no hay generación de energía eléctrica, inclusive de acuerdo a las tablas de las mismas figuras se presentan valores negativos.

Esto último, tiene su explicación debido al autoconsumo de energía eléctrica que el programa SAM calcula, el cual, también se conoce como consumo parásito, debido a la operación de bombas, sistemas de calentamiento del aceite, sistemas de control y de aquellos que requieran mantener la central en stand-by.

Al comparar los valores mínimos y máximos de generación de energía eléctrica de los doce meses del año, y entre las dos ubicaciones, se tiene que Hermosillo, Sonora en general presenta mayor producción en los periodos base e intermedio, así como en la generación neta, es decir, la energía total producida en el mes. Salvo en el periodo intermedio en la magnitud de la generación mínima, en donde Temixco, es superior por aproximadamente 0.5 GWh.

	<i>Temixco - Morelos</i>				<i>Hermosillo-Sonora</i>			
	<i>Base</i>	<i>Intermedio</i>	<i>Punta</i>	<i>Neta</i>	<i>Base</i>	<i>Intermedio</i>	<i>Punta</i>	<i>Neta</i>
Generación mínima (kWh)	669,731	5,202,722	11,997*	6,096,836	823,244	4,697,020	11,998*	6,050,398
Generación máxima (kWh)	1,868,990	9,624,979	27,992*	11,214,663	2,430,681	12,807,379	27,997*	14,817,583

**Tabla 4.4** Generación de energía eléctrica mínima y máxima de la centrales termosolares

\* = valor que corresponde a un consumo de energía.

Con respecto al comportamiento en el transcurso del año (figuras 4.3 y 4.4), Temixco-Morelos tiene la mayor generación en los meses de enero a abril y diciembre, y con menor generación en los meses de junio a septiembre. Comportamiento diferente a Hermosillo-Sonora, ya que para los meses de marzo a octubre (a excepción de agosto) se tienen valores superiores a los 9 GWh de energía eléctrica generada, es decir, valores superiores de generación de energía eléctrica en los que comprenden las estaciones meteorológicas de equinoccio de primavera y del solsticio de verano. Y su menor generación en los meses de enero, febrero y diciembre, es decir, en los correspondiente al solsticio de invierno.

El comportamiento anual de energía eléctrica en los distintos periodos horarios arriba descritos, coinciden con el recurso de Irradiancia Normal Directa (DNI) descrito en el capítulo 3, para Temixco y Hermosillo (figuras 4.5 y 4.6 respectivamente). Para hacer posible esta comparación, la distribución de irradiancia se realizó también, en función de los periodos horarios ya mencionados del anexo B-2.

El hecho de que Temixco presente bajos valores de DNI y por tanto de generación de energía eléctrica durante los meses mencionados, probablemente se deba a fenómenos de clima ocasionados por el temporal de lluvias que está presente en esta época. En el caso de Hermosillo el efecto de lluvias no es significativo, por lo cual, como ya fue mencionado, la mayor generación se presentan en los meses que forman parte del equinoccio de primavera y solsticio de verano, comportamiento que posiblemente esté influenciado debido a una menor magnitud del ángulo de incidencia durante los meses que comprenden esta época.

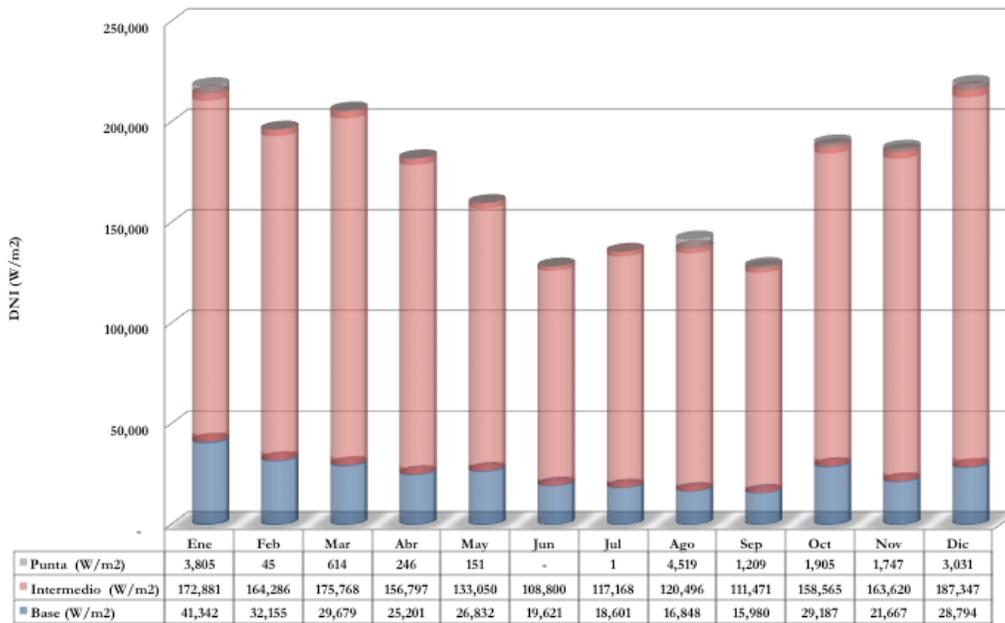


Figura 4.5 Distribución de DNI en los periodos horarios base, intermedio y punta, en Temixco-Morelos.

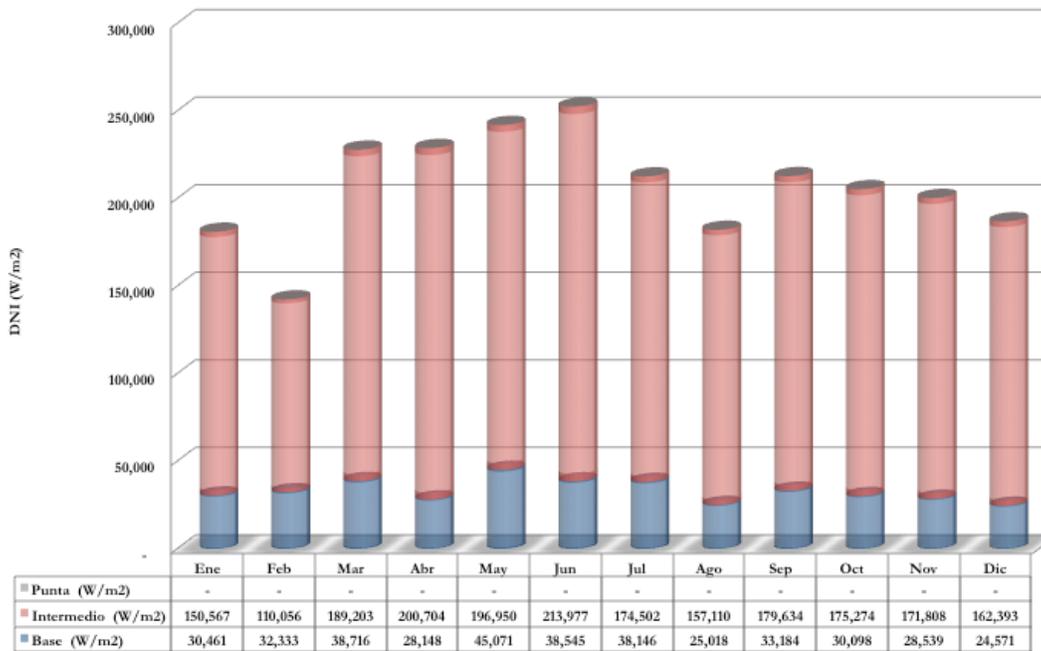


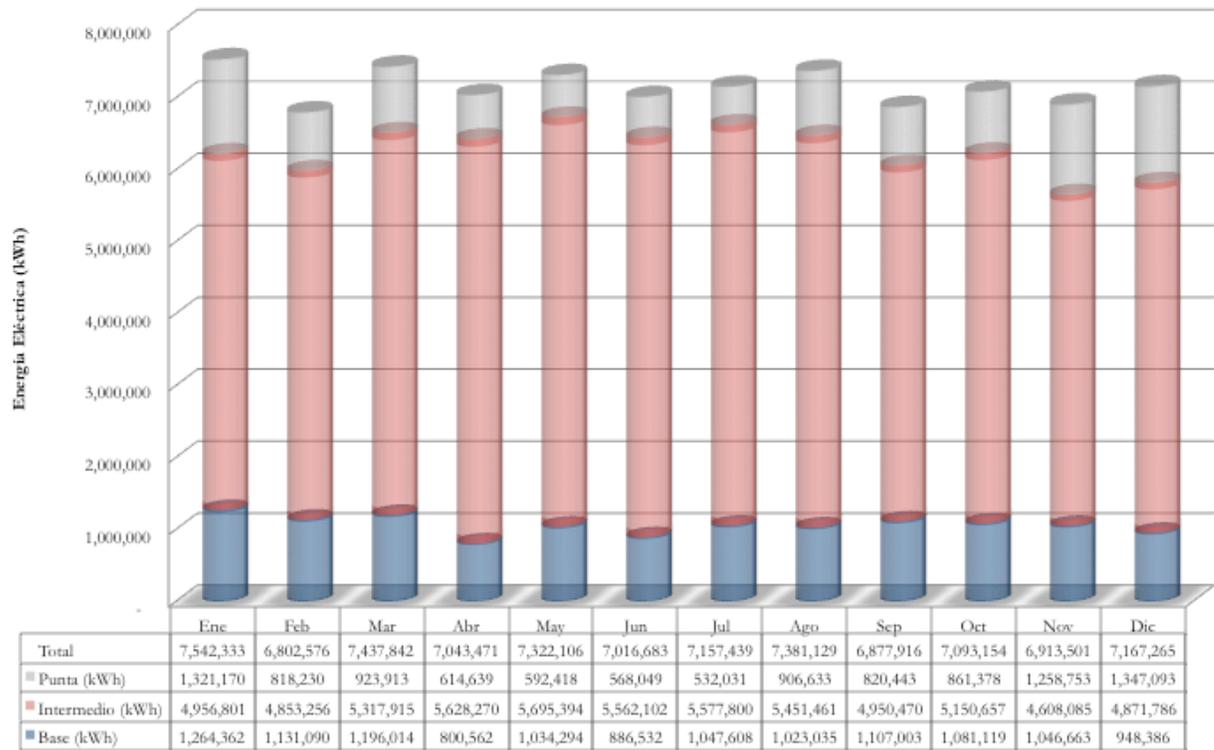
Figura 4.6 Distribución de DNI en los periodos horarios base, intermedio y punta, de Hermosillo-Sonora.

#### 4.5. Distribución en los Periodos Horarios de la Energía Generada por las Centrales Termosolares.

En el siguiente apartado se realiza la explicación de la distribución de energía generada por las plantas termosolares de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora a los requerimientos de consumo del STC Metro. A partir de ello, se procede a aplicar y analizar el mecanismo regulatorio de México que ofrece una solución a la intermitencia de las fuentes de energías renovables. Antes de dar paso a este desarrollo, a manera de recordatorio se vuelven a presentar los consumos de energía eléctrica en los tres periodos horarios de la línea 8 del STC Metro.

<i>2011</i>	<i>kWh base</i>	<i>kWh Intermedio</i>	<i>kWh Punta</i>	<i>kW Base</i>	<i>kW Intermedio</i>	<i>kW Punta</i>	<i>Demanda Fact. kW</i>	<i>\$ MXN 2011</i>
Enero	1,264,362	4,956,801	1,321,170	14,602	17,345	17,302	17,307	10,873,188
Febrero	1,131,090	4,853,256	818,230	13,819	17,561	17,496	17,503	9,716,433
Marzo	1,196,014	5,317,915	923,913	14,062	17,691	17,259	17,303	10,724,058
Abril	800,562	5,628,270	614,639	13,673	17,280	16,654	16,717	9,731,924
Mayo	1,034,294	5,695,394	592,418	14,423	16,929	16,786	16,801	10,644,158
Junio	886,532	5,562,102	568,049	--	--	--	16,936	10,551,227
Julio	1,047,608	5,577,800	532,031	14,409	17,319	16,262	16,368	10,782,123
Agosto	1,023,035	5,451,461	906,633	14,041	17,814	17,408	17,449	11,374,071
Septiembre	1,107,003	4,950,470	820,443	13,687	17,872	16,349	16,502	10,831,803
Octubre	1,081,119	5,150,657	861,378	13,305	16,455	15,418	15,522	11,104,224
Noviembre	1,046,663	4,608,085	1,258,753	13,766	17,419	17,098	17,131	11,747,424
Diciembre	948,386	4,871,786	1,347,093	14,220	17,673	16,881	16,961	12,596,220
<b>TOTAL</b>	<b>12,566,668</b>	<b>62,623,997</b>	<b>10,564,750</b>	<b>154,007</b>	<b>191,358</b>	<b>184,913</b>	<b>202,500</b>	<b>130,676,853</b>

**Tabla 4.5** Consumo mensual de energía eléctrica de la línea 8 del Sistema de Transporte Colectivo Metro durante el 2011. Fuente: Subgerencia de Instalaciones Eléctricas del STCM de la Ciudad de México.



**Figura 4.7** Consumo de energía eléctrica en kWh de los periodos horarios Base, Intermedio y Punta del año 2011 de la Línea 8 del STC Metro. Fuente: Creación propia con información de la Subgerencia de Instalaciones Eléctricas del STC Metro de la Ciudad de México.

#### 4.6. Consideraciones Generales para los Mecanismos de Compensación y Venta de energía

De acuerdo al apartado XV.3 del contrato de interconexión, la generación de energía eléctrica de las centrales termosolares aquí propuestas será entregada a la red de transmisión cuando ésta, sea disponible.

Si la energía no se consume el Permisionario, es decir el STC Metro, de acuerdo a estos instrumentos regulatorios, puede hacer uso de ella en dos maneras distintas. Por un lado, la energía sobrante en algún periodo horario puede ser acumulada por CFE y entregada cuando sea requerida debido a faltantes, ya sea en el mismo periodo o en distintos, y en el mismo mes o en meses posteriores, ya que en meses precedentes al mes de generación no está permitido. A este, para fines del estudio se le denominara *compensación de energía o banco de energía*. La otra opción, corresponde a la venta total de energía sobrante al suministrador, es decir a CFE, el cual, para este análisis se le denominara *venta de energía*.

En el caso de periodos horarios en los que se presente energía faltante, de igual manera el mecanismo presenta dos opciones, por un lado se puede compensar haciendo uso de la energía sobrante del mes o de meses anteriores y/o esta se puede comprar a CFE, ya que una ventaja es que ésta, proveerá energía de respaldo, es decir de la red, y la cual será pagada de acuerdo a la tarifa correspondiente autorizada en el Acuerdo de Tarifas.

La distribución de energía requerida por el STC Metro, así como los sobrantes y faltantes de energía se explicaran a continuación para la generación de las centrales termosolares. Sin embargo, antes de comenzar con ello, nuevamente se debe mencionar algunas consideraciones respecto al MS. El valor de generación de electricidad planteado en la sección anterior, corresponde a un valor de MS de 1.4 y 1.6 para Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora respectivamente. Estos valores se mantienen para el análisis que se dará en la siguiente sección para la opción de venta de energía eléctrica sobrante. Para el otro tratamiento que se le da a los sobrantes, el cual, corresponde a la compensación de energía, los valores de MS cambian a 1.3 y 1.5 respectivamente para Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora. Valores que se introdujo, tienen su origen en análisis económicos que se explicará en el capítulo 5.

Caso	MS	
	Temixco, Morelos	Hermosillo, Sonora
1. Compensación de energía	1.3	1.5
2. Venta de energía	1.4	1.6

#### **4.7. Mecanismo de Compensación de Energía o Banco de Energía**

Ya se mencionó, que el contenido de los apartados del Contrato de Interconexión que involucran a los mecanismos de compensación de energía se presentan en el anexo B-1A. Sin embargo, a continuación se realiza una descripción más amplia de las consideraciones y de los cálculos asociados en su aplicación, esto con el fin presentar una metodología más clara para emplear el mecanismo.

##### **4.7.1. Metodología para la Aplicación de la Compensación de Energía o Banco de Energía.**

La compensación de energía entre los distintos periodos para cubrir con energía sobrante, la faltante requiere establecer una serie de pasos en su tratamiento. A continuación, se presentan algunas consideraciones, así como la metodología empleada en esta evaluación.

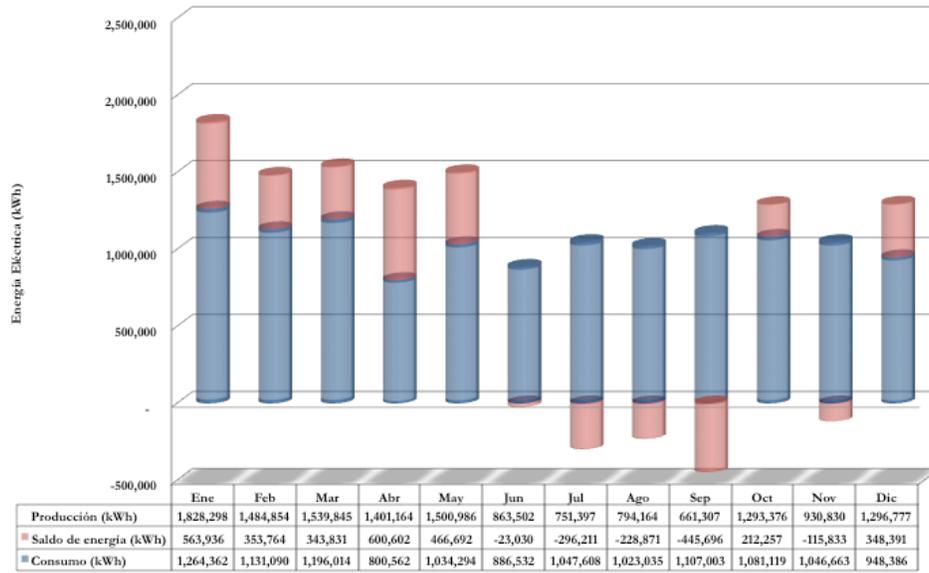
- 1) Flujos de energía
  - Inicialmente se distribuye la generación de energía eléctrica de las centrales termosolares, a los requerimientos de consumo del STC Metro (esto es aplicable tanto para compensación o banco de energía, así como a la variante venta de energía)
  - Identificar la energía sobrante de cada mes, así como el periodo horario en el que fue generada.
  - Identificar los periodos y meses con energía faltante.
- 2) Compensación entre periodos del mismo mes
  - Obtener los cargos de las tarifas de alta tensión (HT) vigentes del año 2011 (Anexo B-3A y B-3B) para las regiones Sur y Noroeste que corresponden a la ubicación de las Centrales de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora, respectivamente (tabla 4.2).
  - Con los cargos de las tarifas, calcular los factores de conversión entre periodos horarios distintos.
  - Multiplicar la energía sobrante del periodo en cuestión por el factor de conversión, esto, de acuerdo a las formulas del anexo B-1B. El resultado de esta operación es la energía convertida al periodo de energía requerida o faltante.
  - Compensar el faltante de energía, a partir de realizar la suma aritmética con la conversión de energía del punto anterior.
- 3) Compensación entre meses
  - Emplear nuevamente los Cargos de Tarifa, para calcular el factor de compensación entre meses (Apartado XV.3, ii b).
  - Multiplicar el factor que se obtiene del punto anterior, por la energía del mes sobrante (Apartado XV.3, ii b).

- 4) Orden de compensación. A continuación, se presenta el orden que se siguió en este trabajo para llevar a cabo la compensación entre periodos y meses.
- De manera prioritaria se compensa con la energía sobrante de los periodos base y/o intermedio a energía faltante de punta,
  - Si se cuenta con energía sobrante de meses anteriores, primero se compensa con esta energía el faltante del mes, y de no lograr cubrirse los requerimientos, entonces se hace uso (si la hay) del sobrante del propio mes.
  - Después de priorizar la compensación de la energía faltante del periodo horario de punta, la siguiente corresponde al periodo intermedio y por último el periodo base.

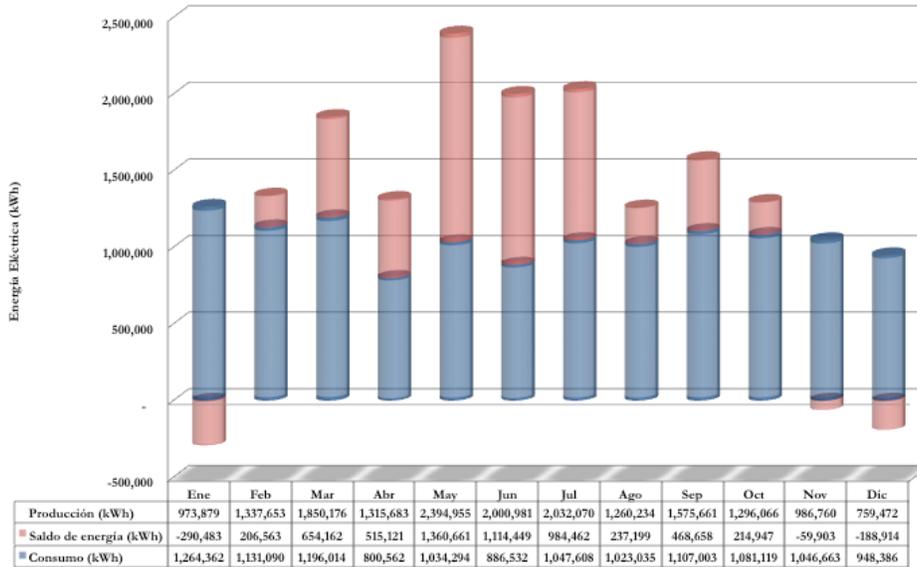
#### **4.7.2. Flujos de Energía para la Opción Compensación de Energía.**

Los resultados de aplicar la metodología se presenta a continuación. En las figuras 4.8 a 4.13 se realiza la representación gráfica de la compensación de energía de los tres periodos horarios para las centrales termosolares de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora. De igual manera se dan los flujos energéticos en cada periodo y de cada central que representan la energía sobrante o faltante en el mes. Un valor positivo de saldo de energía en estas figuras significa energía sobrante del mes, y un valor negativo implica energía faltante, que no pudo ser atendida con la energía eléctrica generada por las centrales en ese periodo horario.

Otra manera de interpretar este comportamiento es a partir de las gráficas. Si la barra de color rojo se encuentra por debajo del eje de las abscisas, existe un faltante de energía que no es capaz de atender la central termosolar, si se encuentran por encima de la columna azul es energía sobrante del periodo. Las barras de color azul, por default, hacen referencia a el consumo de energía de la Línea 8 del STC Metro del periodo horario en cuestión.

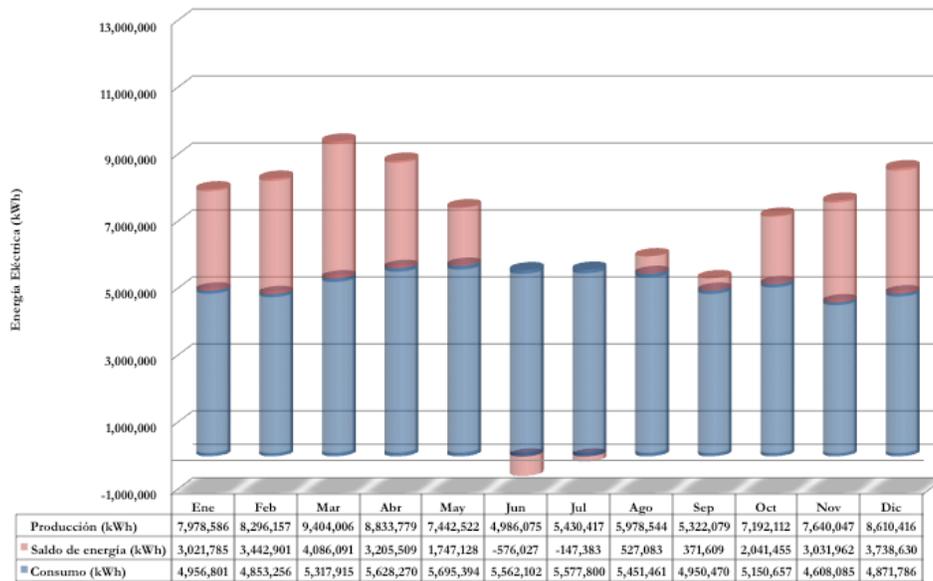


**Figura 4.8** Consumo de energía eléctrica en el periodo base del STC Metro de la central termosolar de Temixco-Morelos con MS =1.3.

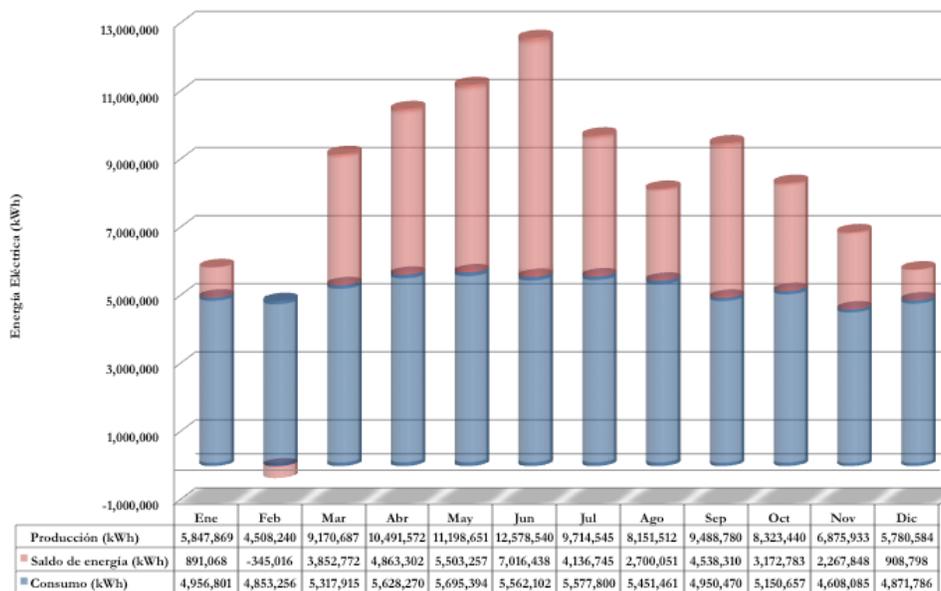


**Figura 4.9** Consumo de energía eléctrica del periodo base del STC Metro de la central termosolar de Hermosillo-Sonora, con MS=1.5.

La generación de energía eléctrica en el periodo base de la central de Temixco, permitió cubrir sólo siete meses, en los cuales, además de generar lo requerido por el STC Metro, se tiene también energía sobrante que se puede utilizar en compensar energía de otros periodos, siempre y cuando estos sean posteriores al mes de generación. En el caso de Hermosillo en nueve meses se cubre el consumo y de igual manera en ellos se tiene energía sobrante. A partir del comportamiento gráfico, se observa que hay una mayor producción en Hermosillo respecto a Temixco, principalmente en los meses de mayo a septiembre.

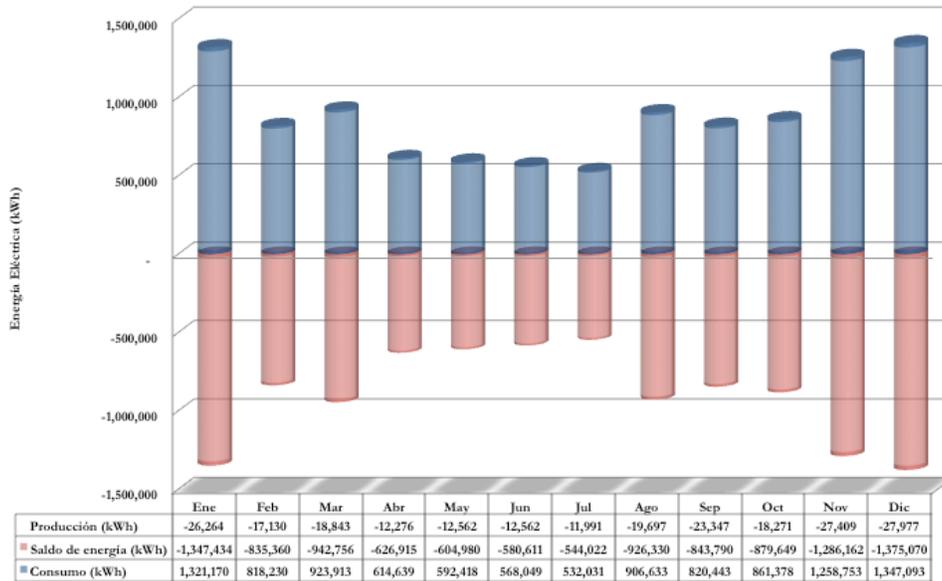


**Figura 4.10** Consumo de energía eléctrica en el periodo intermedio del STC Metro de la central termosolar de Temixco-Morelos con MS =1.3.

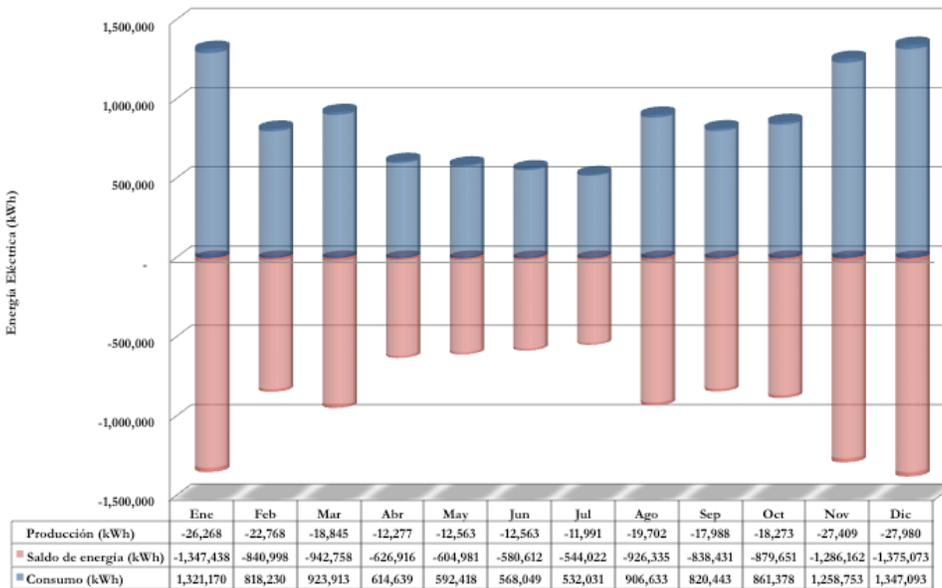


**Figura 4.11** Consumo de energía eléctrica del periodo intermedio del STC Metro de la central termosolar de Hermosillo-Sonora, con MS=1.5

En el periodo intermedio la central de Temixco no satisface el consumo de los meses de junio y julio, para los restantes hay excedentes de energía, que serán empleados para compensar en los periodos que hay faltantes. En Hermosillo sólo en el mes de febrero se tiene energía faltante. Por otro lado, Temixco presenta su mayor producción en los meses de marzo, abril y diciembre. Por su parte Hermosillo genera cantidades considerablemente mayores de energía en los meses de mayo a septiembre, con excepción de agosto. Y de igual manera que en el periodo base, la generación de este último, es mayor en comparación con Temixco.



**Figura 4.12** Consumo de energía eléctrica en el periodo punta del STC Metro de la central termosolar de Temixco-Morelos con MS =1.3



**Figura 4.13** Consumo de energía eléctrica del periodo punta del STC Metro de la central termosolar de Hermosillo-Sonora, con MS=1.5

En el periodo punta no hay generación de energía eléctrica que pueda abastecer la central en ninguna de las dos ubicaciones. Inclusive como generación de energía eléctrica se tienen valores negativos, los cuales, ya se explicó, tienen su origen debido al consumo que tiene la central para mantener algunos sistemas operando durante el periodo de stand-by, en lapsos de baja o nula presencia de DNI. Por último, en ambas centrales se tiene un consumo similar de energía eléctrica.

#### 4.7.3. Energía Resultante Después de Aplicar la Variante Compensación de Energía

Una vez que se ha distribuido la energía eléctrica generada por las centrales, así como identificado los excedentes y faltantes, el siguiente paso es realizar la compensación de energía entre ellos, a partir de las consideraciones y metodología planteada en el apartado 4.7.1. Las tablas que presentan los flujos energéticos detallados de la compensación, se presentan en el anexo B-3A y B-3B. A continuación, en las tablas 4.4 y 4.5, sólo se presentan los flujos energéticos antes y los resultantes después de llevar a cabo las compensaciones pertinentes para las centrales de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora respectivamente.

Mes	Balance inicial a partir de la energía generada por la central			Balance neto de energía después de realizar la compensación		
	Base (kWh)	Intermedio (kWh)	Punta (kWh)	Base (kWh)	Intermedio (kWh)	Punta (kWh)
Enero	563,935.69	3,021,784.82	-1,347,433.76	-	-	-
Febrero	353,763.79	3,442,901.34	-835,360.04	-	-	-
Marzo	343,831.16	4,086,090.73	-942,756.17	-	-	-
Abril	600,601.89	3,205,509.20	-626,915.45	-	-	-
Mayo	466,692.14	1,747,128.41	-604,980.40	-	-	-
Junio	-23,030.47	-576,027.41	-580,611.18	-	-	-
Julio	-296,210.81	-147,383.32	-544,022.09	-	-	-
Agosto	-228,871.09	527,082.87	-926,330.25	-	-	-
Septiembre	-445,696.36	371,609.00	-843,789.53	-298,920.73	-	-
Octubre	212,257.34	2,041,455.14	-879,648.61	-	-	-
Noviembre	-115,833.08	3,031,962.15	-1,286,162.24	-	-	-
Diciembre	348,391.36	3,738,630.36	-1,375,070.18	-	-	734,736.86
	1,779,831.55	24,490,743.29	-10,793,079.89			

**Tabla 4.6** Balance energético de la variante compensación de energía de la central de Temixco-Morelos, con MS = 1.3

Mes	Balance inicial a partir de la energía generada por la central			Balance neto de energía después de realizar la compensación		
	Base (kWh)	Intermedio (kWh)	Punta (kWh)	Base (kWh)	Intermedio (kWh)	Punta (kWh)
Enero	-290,482.53	891,068.10	-1,347,438.14	-290,482.53	-	-976,430.88
Febrero	206,563.23	-345,016.32	-840,998.39	-	-345,016.32	-760,127.17
Marzo	654,162.17	3,852,772.25	-942,757.56	-	-	-
Abril	515,121.19	4,863,301.67	-626,916.24	-	-	-
Mayo	1,360,661.12	5,503,256.76	-604,981.30	-	-	-
Junio	1,114,448.55	7,016,437.79	-580,611.54	-	-	-
Julio	984,462.11	4,136,745.16	-544,022.30	-	-	-
Agosto	237,199.04	2,700,050.79	-926,334.64	-	-	-
Septiembre	468,657.75	4,538,309.80	-838,430.56	-	-	-
Octubre	214,947.32	3,172,783.31	-879,650.66	-	-	-
Noviembre	-59,903.24	2,267,847.74	-1,286,162.34	-	-	-
Diciembre	-188,913.59	908,798.49	-1,375,072.92	-	-	10,454,633.50
	5,216,923.12	39,506,355.54	-10,793,376.58			

**Tabla 4.7** Balance energético de la variante compensación de energía de la central de Hermosillo, Sonora, con MS = 1.5

Las tablas 4.6 y 4.7 presentan los flujos de energía antes y después de realizar las compensaciones. El comportamiento del balance antes de la compensación de energía ya fue analizado gráficamente y numéricamente en el apartado 4.7.2 (figuras 4.8 a 4.13). Con lo que respecta a estas tablas, se presenta esa misma información, pero de manera conjunta para los flujos de energía de los tres periodos horarios durante los meses del año. Los valores en azul corresponden a los sobrantes o excedentes de energía y los valores en rojo son los faltantes de energía que no cubren los consumos de energía eléctrica del STC Metro.

Analizando el comportamiento de la energía resultante, después de llevar a cabo la compensación de la energía generada por la central de Temixco (tabla 4.6), se observa que se logra saldar los faltantes de casi todos los periodos horarios (lo cual se representa por un guión en las tres últimas columnas de las tablas 4.6 y 4.7), salvo parte del consumo del periodo base del mes de septiembre, esto es, la energía sobrante en los periodos base e intermedio de los meses de enero a mayo, cubren sus respectivos faltantes del periodo punta, más adicionalmente, compensan los faltantes de los tres periodos horarios de los meses de junio-julio, los periodos base y punta de agosto, así como el periodo punta del mes de septiembre y parte de su periodo intermedio. En los meses de octubre a diciembre la energía sobrante, en general de los periodos base e intermedio (a excepción del periodo base de noviembre) permiten compensar los faltantes de punta y el base de noviembre. Inclusive al final se tiene una cantidad 734,736.86 kWh sobrantes del periodo punta, los cuales pueden ser vendidos a CFE, generando un ingreso monetario adicional. Esto último será tratado en el capítulo 5.

Por el momento, es importante recordar que el exceso de energía en los meses posteriores a septiembre, de acuerdo a las cláusulas del apartado XV.3, no permite realizar la compensación de energía faltante de meses anteriores al mes de generación. Por lo cual, el faltante del periodo base del mes de septiembre tiene que ser pagado de acuerdo a los cargos de las tarifas vigentes del 2011, estas aparecen en el anexo B-3 A.

En el caso de Hermosillo (tabla 4.7) no se cubre en cuatro periodos, esto es, la totalidad de los periodos base e intermedio de los meses de enero y febrero, respectivamente, y en su periodo punta se cubre de manera parcial. En los meses de marzo a diciembre la compensación con energía es la suficiente, para atender sus respectivos periodos de punta, así como tener un sobrante considerablemente superior al de Temixco, el cual es de 10,454,633.50 kWh. De igual manera, este sobrante servirá para obtener ingresos extras a partir de su venta a CFE.

Hay otra observación importante que se debe resaltar sobre las características de la variante u opción denominada compensación de energía del instrumento regulatorio. El cual tiene que ver con el factor de compensación entre los distintos periodos horarios. Estos se presentan en la tabla 4.8.

<i>Factores de compensación entre distintos periodos del mismo mes</i>					
<i>Mes</i>	<i>Base a Punta</i>	<i>Intermedio a Punta</i>	<i>Punta a Intermedio</i>	<i>Punta a Base</i>	<i>Intermedio a base</i>
Enero	0.37504804	0.416362414	2.401753779	2.666325093	1.110157551
Febrero	0.391508282	0.434650901	2.300696942	2.554224385	1.110195932
Marzo	0.396325082	0.440030704	2.272568687	2.523181213	1.110277206
Abril	0.388048193	0.430843373	2.321029083	2.576999503	1.110283159
Mayo	0.407510431	0.452433936	2.210267445	2.453924915	1.11021624
Junio	0.414297468	0.459959777	2.17410315	2.413724625	1.110287004
Julio	0.421713509	0.468223028	2.13573434	2.371278082	1.110293298
Agosto	0.411500161	0.45688587	2.188730414	2.430132709	1.110307609
Septiembre	0.419173868	0.465411935	2.148634199	2.3856449	1.110307609
Octubre	0.414021641	0.459648332	2.175576263	2.41533268	1.110203637
Noviembre	0.415622925	0.461385262	2.167386091	2.406027047	1.11010542
Diciembre	0.42382964	0.4705147	2.125332112	2.359438568	1.110150529

**Tabla 4.8** Factores de compensación entre diferentes periodos horarios de los distintos meses, en base a los cargos tarifarios vigentes del 2011 de las regiones Sur y Noroeste.

Si bien, por parte de la regulación actualmente vigente en México para las energías renovables, se ha intentado beneficiar o denotarlas de beneficios, para que estas sean empleadas, aún queda un camino para cumplir con ello. Esto, se menciona con respecto al mecanismo de compensación de energía arriba analizado. Ya que si bien, este se ofrece como una solución al problema de la intermitencia del recurso, las condiciones de compensación presentan un grado un tanto desfavorable en su empleo. Lo cual es a partir del factor de compensación de energía entre periodos del mismo mes, ya que éste, se puede interpretar como el factor que se encarga de asignarle el porcentaje de valor del kilowatt hora sobrante, necesario para compensar el kilowatt hora faltante. El caso más recurrente de compensación del diseño de las centrales termosolares aquí propuesto, presentan su generación de energía en los periodos base e intermedio, que de manera general se emplean para cubrir el faltante de producción del periodo punta. A partir de la tabla 4.8, se puede analizar que el valor del kilowatt hora generado en los periodos base e intermedio se ve disminuido en casi una tercera parte de su valor para compensar los faltantes de punta. Sin embargo, aún con esta disminución la generación de las centrales logró cumplir con los requerimientos, y adicionalmente producir energía sobrante, que se propone será vendida a CFE.

#### 4.8. Venta de energía

La venta directa de todos los excedentes de energía eléctrica, es la otra variante que permite la regulación, y que también se analiza en este trabajo. Una consideración sobre este tratamiento, es que no se realiza compensación de energía faltante con energía excedente o sobrante, por lo que otra suposición realizada en este estudio, corresponde a que la energía faltante será facturada conforme al Acuerdo de Tarifas (anexo B-4A y B-4B).

De igual manera que en el caso de la variante compensación de energía o banco de energía, a continuación se describen las consideraciones y metodología seguida en su aplicación.

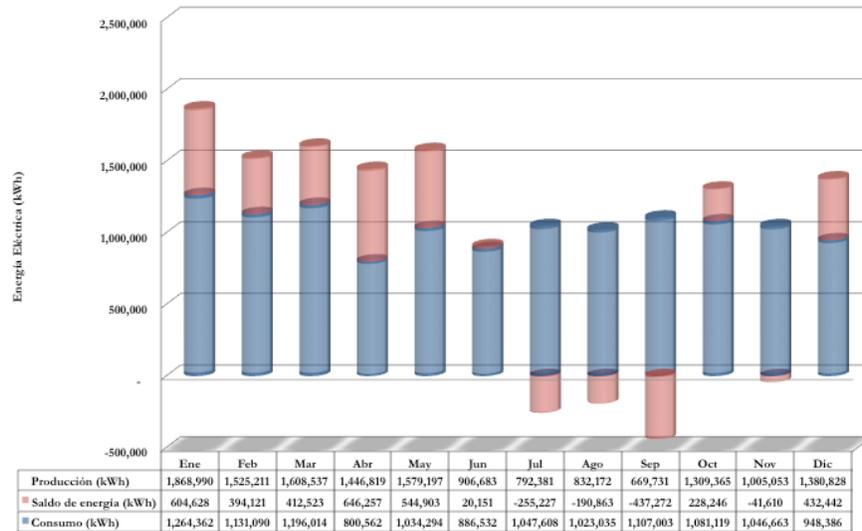
##### 4.8.1. Metodología para la venta de energía

- 1) Flujos de energía.
  - De igual manera que en el caso de la variante compensación de energía, inicialmente hay que distribuir la generación de energía eléctrica de las centrales termosolares, a los requerimientos de consumo del STC Metro.
  - Identificar la energía sobrante de cada mes, así como el periodo horario en el que fue generada.
  - Identificar los periodos y meses con energía faltante
- 2) Costos. De acuerdo al apartado XV.3 i), el costo al cual CFE facturará la energía que el permisionario decida vender, es de acuerdo al Costo Total de Corto Plazo (CTCP) promedio mensual, de la región correspondiente, para el periodo horario en cuestión. Estos se publican de manera mensual por CFE para todos los nodos disponibles en el país. Para fines de análisis, se seleccionaron los nodos Central y Sonora Sur en donde se propone la conexión las centrales de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora respectivamente.
- 3) Venta. Multiplicar la cantidad de energía sobrante por 0.85 y por el CTCP promedio del mes en el cual se genero, es decir, del mes en el cual se presenta el sobrante.
- 4) Compra. La energía faltante se factura en base al los cargos que del Acuerdo de Tarifas, en este caso son los vigentes para la tarifa HT del año 2011 (anexo B-4A y B-4B).

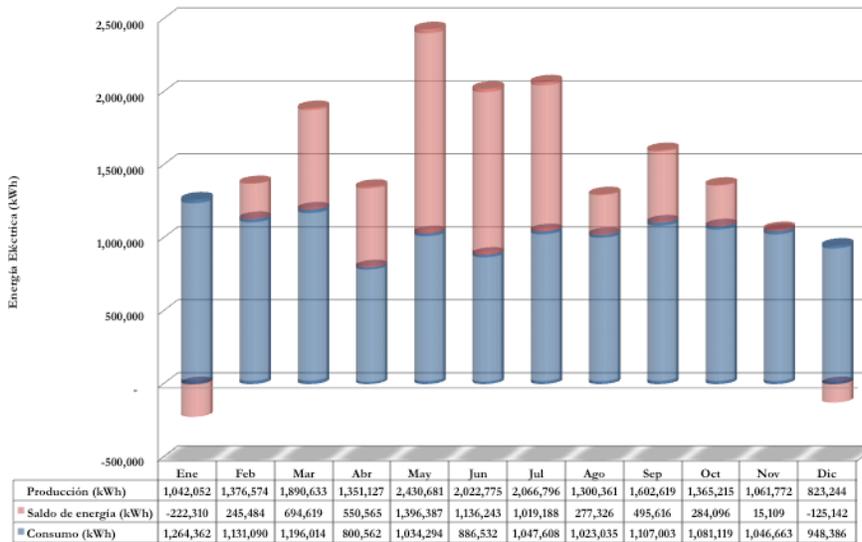
##### 4.8.2. Flujos de Energía para la Opción Venta de Energía.

Para la distribución de energía eléctrica, se procede de manera similar a la llevada a cabo con la variante de compensación de energía o banco de energía, pero con la diferencia de que en este caso se realiza sobre la generación de energía eléctrica para un MS de 1.4 y 1.6 para Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora, respectivamente.

Las figuras 4.14 a 4.19 describen la energía que se emplea para atender los consumos de la línea 8 del STC Metro. Nuevamente, los valores numéricos positivos del saldo de energía eléctrica hacen referencia a un sobrante y los valores negativos corresponden a energía faltante, que será facturada por CFE. En lo referente a las gráficas, las barras azules corresponden a la energía requerida por el STC Metro en el periodo en cuestión. La columna roja por encima de la azul es energía sobrante y por debajo del eje es energía faltante.

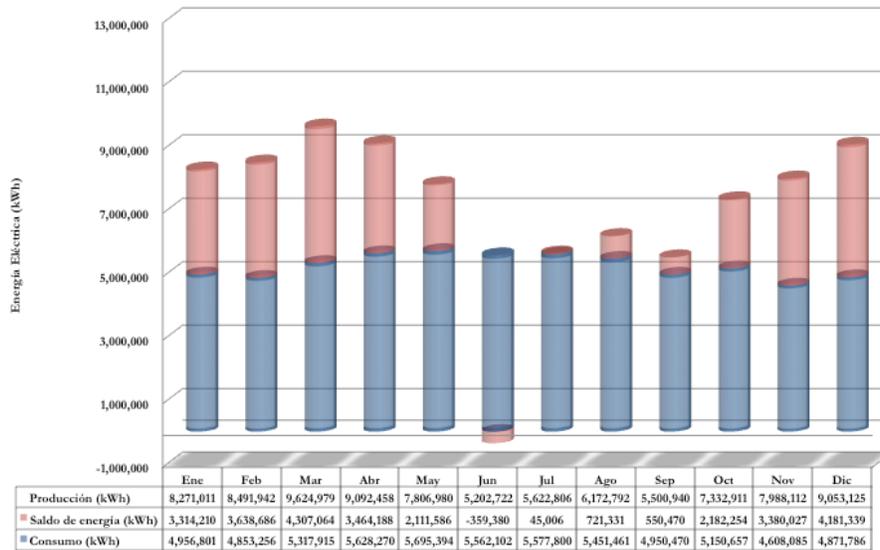


**Figura 4.14** Consumo de energía eléctrica en el periodo base del STC Metro de la central termosolar de Temixco-Morelos con MS =1.4.

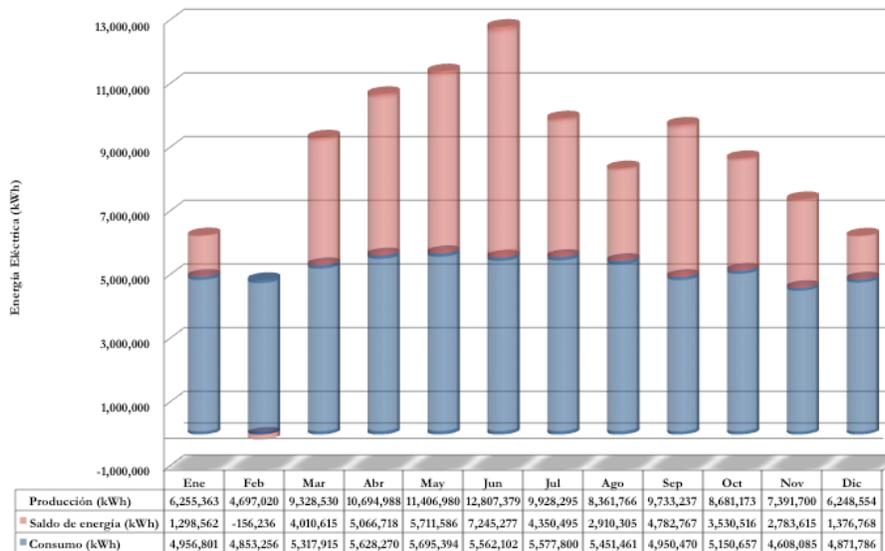


**Figura 4.15** Consumo de energía eléctrica del periodo base del STC Metro de la central termosolar de Hermosillo-Sonora, con MS=1.6.

La generación de energía eléctrica de ambas centrales en general permite abastecer el consumo de energía del STC Metro durante el año, e inclusive contar con energía sobrante. En el caso de Temixco, son los meses de julio a septiembre, así como noviembre, en donde se presenta un faltante de energía. Para Hermosillo, se presenta esta situación para los meses de enero y diciembre. En ambas centrales, para los meses restantes se logra atender el consumo del STC Metro y adicionalmente contar con energía sobrante que será vendida a CFE. En el capítulo 5 se presentan los flujos económicos. Al comparar la generación de ambas centrales, se observa claramente que en el periodo base Hermosillo, produce mayor cantidad de energía eléctrica en comparación con la central de Temixco, Morelos.

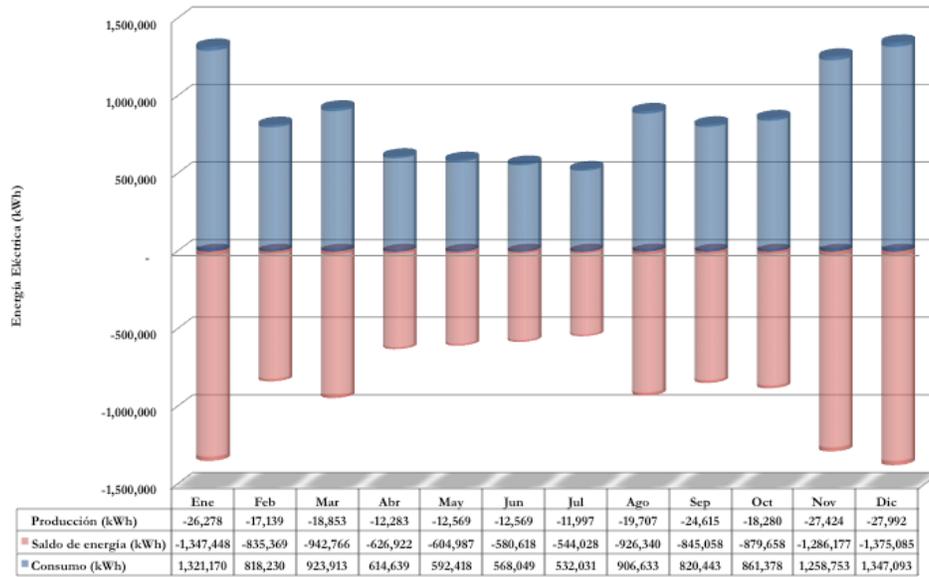


**Figura 4.16** Consumo de energía eléctrica en el periodo intermedio del STC Metro de la central termosolar de Temixco-Morelos con MS =1.4.

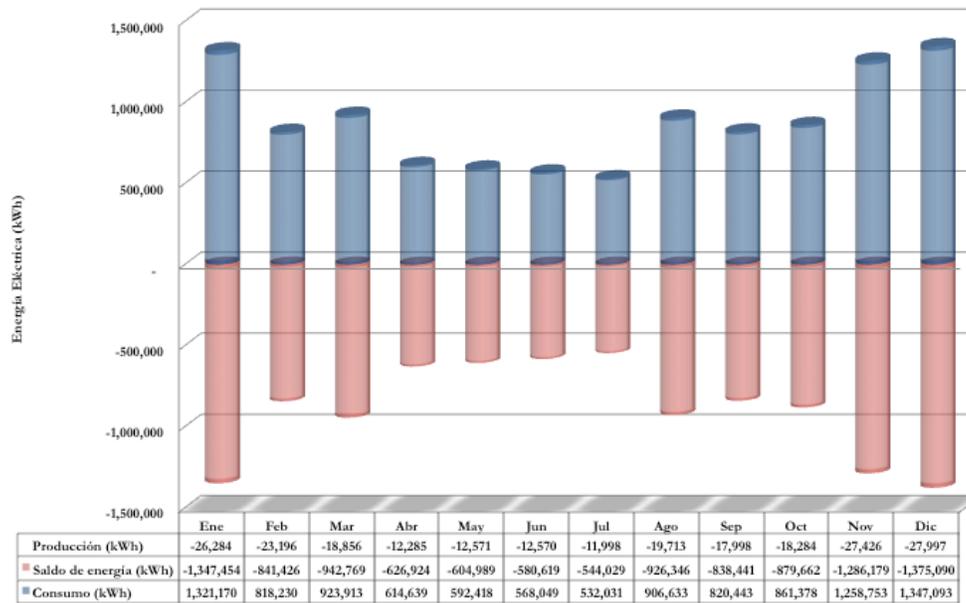


**Figura 4.17** Consumo de energía eléctrica del periodo intermedio del STC Metro de la central termosolar de Hermosillo-Sonora, con MS=1.6.

En el periodo intermedio para ambas centrales se cubre los requerimientos de energía eléctrica del STC Metro en once meses del año, siendo sólo uno, en donde se requiere de energía eléctrica que será adquirida de la red de CFE. En lo concerniente a la comparación de estas dos figuras, es claramente visible que la generación de energía eléctrica, y por tanto del sobrante, es notablemente mayor en la central de Hermosillo, con respecto a la propuesta de Temixco, Morelos. En esta última su mayor producción es en el mes de marzo, abril y diciembre, y en Hermosillo es de marzo a septiembre (a excepción de noviembre).



**Figura 4.18** Consumo de energía eléctrica en el periodo punta del STC Metro de la energía generada por la central termosolar en Temixco-Morelos



**Figura 4.19** Consumo de energía eléctrica en el periodo punta del STC Metro de la energía generada por la central termosolar en Hermosillo, Sonora

En las figuras 4.18 y 4.19 del periodo punta, no hay generación de energía eléctrica en ninguna de las dos centrales. Al contrario del comportamiento en los periodos base e intermedio, se tienen valores negativos, los cuales, como ya se mencionó significa energía requerida para atender las necesidades de operación de algunos sistemas eléctricos de la central. Al realizar la comparación entre ambas centrales, se tiene que el requerimiento de energía para estos sistemas, es similar en ambas instalaciones. Entonces en este periodo se requiere la energía para atender el consumo del STC Metro, así como de algunos sistemas de la central.

#### 4.8.3. Energía Resultante Después de Aplicar la Variante Venta de Energía.

Los flujos de energía se presentan en la tabla 4.9 y 4.10 respectivamente para Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora. Al igual que en la variante compensación de energía, el color rojo representa energía faltante y el azul es excedente de energía.

Mes	Balance inicial a partir de la energía generada por la central			Excedentes (kWh)			Faltantes (kWh)		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Enero	604,628.16	3,314,210.27	-1,347,447.80	604,628.16	3,314,210.27	-	-	-	-1,347,447.80
Febrero	394,120.65	3,638,686.18	-835,369.38	394,120.65	3,638,686.18	-	-	-	-835,369.38
Marzo	412,523.39	4,307,064.14	-942,766.44	412,523.39	4,307,064.14	-	-	-	-942,766.44
Abril	646,257.06	3,464,188.00	-626,922.18	646,257.06	3,464,188.00	-	-	-	-626,922.18
Mayo	544,902.53	2,111,585.64	-604,986.58	544,902.53	2,111,585.64	-	-	-	-604,986.58
Junio	20,151.12	-359,380.21	-580,617.77	20,151.12	-	-	-	-359,380.21	-580,617.77
Julio	-255,227.27	45,005.79	-544,028.34	-	45,005.79	-	-255,227.27	-	-544,028.34
Agosto	-190,863.03	721,331.42	-926,340.47	-	721,331.42	-	-190,863.03	-	-926,340.47
Septiembre	-437,271.80	550,469.96	-845,058.20	-	550,469.96	-	-437,271.80	-	-845,058.20
Octubre	228,245.88	2,182,253.61	-879,658.36	228,245.88	2,182,253.61	-	-	-	-879,658.36
Noviembre	-41,609.53	3,380,027.30	-1,286,177.08	-	3,380,027.30	-	-41,609.53	-	-1,286,177.08
Diciembre	432,442.22	4,181,339.43	-1,375,084.78	432,442.22	4,181,339.43	-	-	-	-1,375,084.78
				3,283,271.01	27,896,161.75	-	-924,971.64	-359,380.21	-10,794,457.38

**Tabla 4.9** Balance de energía de la variante Venta de energía de los tres periodos horarios para la central de Temixco-Morelos con un MS =1.4.

Mes	Balance inicial a partir de la energía generada por la central			Excedentes (kWh)			Faltantes (kWh)		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Enero	-222,310.40	1,298,562.20	-1,347,453.70	-	1,298,562.20	-	-222,310.40	-	-1,347,453.70
Febrero	245,484.49	-156,235.95	-841,426.27	245,484.49	-	-	-	-156,235.95	-841,426.27
Marzo	694,619.26	4,010,614.85	-942,768.86	694,619.26	4,010,614.85	-	-	-	-942,768.86
Abril	550,564.75	5,066,717.82	-626,923.63	550,564.75	5,066,717.82	-	-	-	-626,923.63
Mayo	1,396,386.62	5,711,586.03	-604,989.02	1,396,386.62	5,711,586.03	-	-	-	-604,989.02
Junio	1,136,242.73	7,245,276.51	-580,618.83	1,136,242.73	7,245,276.51	-	-	-	-580,618.83
Julio	1,019,187.82	4,350,495.00	-544,029.12	1,019,187.82	4,350,495.00	-	-	-	-544,029.12
Agosto	277,326.07	2,910,304.96	-926,346.48	277,326.07	2,910,304.96	-	-	-	-926,346.48
Septiembre	495,615.70	4,782,767.23	-838,441.22	495,615.70	4,782,767.23	-	-	-	-838,441.22
Octubre	284,096.38	3,530,515.82	-879,661.61	284,096.38	3,530,515.82	-	-	-	-879,661.61
Noviembre	15,108.50	2,783,614.96	-1,286,178.77	15,108.50	2,783,614.96	-	-	-	-1,286,178.77
Diciembre	-125,141.65	1,376,767.85	-1,375,089.74	-	1,376,767.85	-	-125,141.65	-	-1,375,089.74
				6,114,632.33	43,067,223.23	-	-347,452.06	-156,235.95	-10,793,927.25

**Tabla 4.10** Balance de energía de la variante Venta de energía de los tres periodos horarios para la central de Hermosillo-Sonora con un MS =1.6.

Las tablas 4.9 y 4.10 representan en conjunto los tres periodos horarios de los doce meses, que ya se analizaron en el apartado 4.8.2 para Temixco y Hermosillo. Información más detallada de los flujos de energía del mecanismo venta se encuentran en el anexo B-4A y B-4B. Sin embargo, al presentarse en conjunto los flujos energéticos mensuales se observa que Temixco presenta más periodos sin generar la suficiente electricidad en comparación a Hermosillo, ya que además, de no cubrir en sus respectivos periodos de punta, se tiene en la primer localidad cuatro periodos en base y uno en intermedio en donde el sistema no alcanza a generar la suficiente electricidad, para cumplir con el consumo de la línea 8 del STC Metro de los meses de junio a septiembre. Por otro lado, Hermosillo sólo no cubre en dos periodos base y uno de intermedio, para los meses de enero, febrero y diciembre.

Al comparar la generación total de las dos centrales, Hermosillo-Sonora genera entre los periodos base e intermedio un total de casi 50 millones de kilowatts hora de excedentes y con faltantes de aproximadamente 11 millones de kilowatts hora. En el caso de Temixco-Morelos se generan excedentes de totales entre el periodo base e intermedio de aproximadamente 30 millones de kilowatts hora y con faltantes de casi 12 millones de kilowatts hora. Con estos valores se presenta que Hermosillo-Sonora genera aproximadamente 20 millones de kilowatts hora más en comparación de Temixco-Morelos durante el año 2011.

*Capítulo V. Estudio de Viabilidad Económica  
de las Centrales de Potencia Solar de Temixco y Hermosillo  
para las Opciones de los Mecanismos de Compensación y Venta de Energía.*

El análisis individual del mecanismo de compensación de energía así como la venta se realizó en el capítulo anterior. Sin embargo, se debe analizar cuál es el más ventajoso para el STC Metro, a fin de saber qué hacer con los excedentes de energía, los cuales ya se demostró, son capaz de producir por las centrales termosolares, tanto en Temixco-Morelos, así como en Hermosillo-Sonora.

El intentar comparar ambos mecanismos para las dos ubicaciones de la central, a partir de los flujos de energía resultante, los cuales serán una fuente de ingresos monetarios adicionales, por medio de su venta a CFE, resulta ser un tanto desventajoso. Es decir, mientras en el caso de la compensación de energía se dispone sólo con el flujo de energía resultante después de hacer las compensaciones pertinentes, que para fines de este estudio fueron de 734,736.86 kWh y 10,454,633.50 kWh para Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora respectivamente (tabla 4.6 y 4.7), en el caso de la venta se cuenta con la energía sobrante neta sin realizar ninguna compensación; sin embargo, en este caso se debe considerar que hay energía faltante que debe ser facturada a la orden de CFE.

Con lo anterior, es que surge como un mejor criterio de comparación entre ambos mecanismos, los ingresos monetarios netos después de aplicarlos. Su contribución en el análisis económico de la central termosolar es obligado, debido al hecho de que existe un riesgo considerable en la inversión, y los ingresos netos de la venta de energía, ayudan a la viabilidad económica de su instalación.

Las centrales solares generalmente se caracterizan por un alto costo inicial y bajos costos de operación, debido a la ausencia de costos asociados al uso de combustible en su operación, salvo en aquellas instalaciones que presentan algún tipo de respaldo o hibridación fósil. Es por ello, que el objetivo consiste en minimizar los costos de instalación, operación y mantenimiento, y maximizar la producción anual de energía, lo cual corresponde a las condiciones de irradiación local. Lo anterior se concreta en generar la producción de energía eléctrica al mínimo coste unitario posible.

Esto último, sugiere la importancia de contabilizar aspectos económicos, que permitan determinar la viabilidad de instalar la central termosolar en las dos localidades propuestas en este trabajo. Lo cual será sujeto de estudio en los siguientes apartados.

## 5.1 Indicadores de la Evaluación Económica.

La evaluación de cualquier proyecto de inversión se conforma inicialmente de plantear aquellas opciones posibles, que sean capaz de satisfacer los requerimientos, generalmente del tipo técnico. Que para fines de este estudio es atender el consumo de energía eléctrica de la línea 8 del STC Metro. Dicha evaluación, erige su importancia del lado del tomador de decisiones y/o del inversionista, que está interesado en llevar a cabo el proyecto en cuestión. Para cumplir con ello, es que la conveniencia de las opciones puede ser cuantificable a partir de establecer ciertos indicadores económicos que determinaran la selección más óptima.

La definición de los indicadores más empleados se presenta a continuación.

- Valor presente. Es la conversión de todos los flujos de efectivo individuales a su equivalente del valor presente y la suma de los valores presentes individuales, a fin de obtener el valor presente neto. La fórmula que se emplea para evaluar este criterio, se presenta a continuación.

$$VPN = S_o + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Donde

$VPN$  = Valor presente neto

$S_o$  = Inversión inicial

$S_t$  = Flujo de efectivo neto del periodo  $t$

$n$  = Número de periodos de vida del proyecto

$i$  = Tasa de recuperación

En este indicador el criterio cambia dependiendo la cantidad de proyectos existentes. Es decir, mientras que en proyecto individual la aceptación se hace si el valor presente es mayor que la unidad o positivo, por otro lado, si se tienen varias alternativas mutuamente excluyentes, se determina el VPN y se selecciona la alternativa con el mayor valor presente, si se trata de proyectos de inversión o la de menor costo si se trata de proyectos de reducción de costos o ahorro de energía. Esto último, es el criterio de selección en este trabajo.

- Valor anual. Se determina convirtiendo todos los flujos de efectivo que ocurren durante un periodo del proyecto se convierten a una serie anual uniforme equivalente de flujos de efectivo.

$$AE = -p(A/p, i\%, n) + \left\{ \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \right\} (A/p, i\%, n) + F(A/F, i\%, n)$$

Donde

$A$ =Anualidad equivalente.

$p$ =Inversión inicial

$S_t$ =Flujo de efectivo neto del año  $t$

$F$ =Valor de rescate

$n$ =Número de años de vida del proyecto.

$i$ =Tasa de descuento

- Razón Beneficio-Costo (B/C). Existen varias definiciones de la razón beneficio-costo, pero en general se define como la razón del valor equivalente de los costos. Un enfoque básico es relacionar los costos y gastos con respecto a los beneficios, estos últimos se llevan a valor presente, dado que los beneficios se presentan a los largo de la vida del proyecto.

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Valor presente de los beneficios}}{\text{Valor presente de los costos}}$$

Inmediatamente se identifica que el criterio es tener valores mayores a la unidad, lo cual significa, que los beneficios a lo largo de la vida del proyecto se verán superados por los costos erogados.

- Tasa Interna de Retorno (TIR).

La tasa interna de retorno TIR es un indicador de la rentabilidad de proyectos. Se define como aquella tasa de descuento que hace igual esta diferencia a cero. El criterio de decisión a partir de:

Si  $TIR >$  Tasa de descuento, el proyecto es aceptable

Si  $TIR <$  Tasa de descuento, el proyecto no es aceptable

- Periodo de Recuperación. Este parámetro mide el tiempo en que el inversionista tardara en recuperar la inversión. Es un criterio útil cuando se trata de proyectos con alta incertidumbre.

$$PR = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ingresos anuales}}$$

- Costo Nivelado de Generación de Energía Eléctrica (CNE). Para la clasificación entre las alternativas de plantas de potencia, frecuentemente el costo nivelado de generación de energía eléctrica es el indicador preferido. En términos simples, el costo nivelado de generación de energía (CNE) es la relación de amortización de costos de un sistema de generación de electricidad durante su tiempo de vida (incluyendo costos de inversión, financiamiento y operación y mantenimiento) a la generación de electricidad durante el tiempo de vida del sistema. El costo total por kWh generado de electricidad se calcula por descontar y nivelar los costos de inversión y operación y mantenimiento durante su vida. Esto se divide por la producción de electricidad anual. Usando el parámetro CNE, diferentes fuentes de energía con distintos tiempos de vida y capacidades de generación pueden ser comparados.

## 5.2 Metodología del Análisis Económico.

Al igual que la evaluación técnica para la instalación de una central de potencia solar, requirió de una metodología para llevar a cabo su concepción, la evaluación económica también necesita de una serie de etapas, que permitan plantear la conveniencia económica del STC Metro para instalar la central termosolar en las dos localidades. Debido a ello, a continuación se describe la secuencia ordenada que fue seguida para realizar el análisis económico del caso base, así como de las dos alternativas propuestas, esto se basa en el trabajo realizado por Villanueva M. C. (2008).

La metodología se conforma de plantear los escenarios de análisis, los cuales, a partir de la recopilación de información serán estudiados y evaluados con los indicadores económicos que fueron presentados en el apartado anterior. Esto se describe a continuación

Definición del alcance técnico y la vida económica de los proyectos a evaluar, los cuales son:

- Caso base. El consumo de energía eléctrica de la línea 8 del STC Metro, siga siendo suministrado por la CFE.
- Alternativa 1. Instalar una central termosolar en Temixco-Morelos, para generación de energía eléctrica que atienda el consumo de la línea 8 del STC Metro.
- Alternativa 2. Instalar una central termosolar en Hermosillo-Sonora, para generación de energía eléctrica que atienda el consumo de la línea 8 del STC Metro.

La identificación, cuantificación y compilación de los costos del caso base y de las dos alternativas se hacen de la siguiente manera:

- Caso Base. Los costos asociados al caso base, es decir, los correspondientes a la facturación de energía eléctrica que consume la línea 8 del STC Metro del suministrador denominado CFE, fueron obtenidos a partir de comunicación personal con la Subgerencia de Instalaciones Eléctricas del STC Metro.
- Alternativa 1 y 2. Corresponden a instalar la Central termosolar en Temixco-Morelos y en Hermosillo-Sonora respectivamente. Los costos asociados a la instalación de la central termosolar fueron recopilados de una serie de documentos internacionales. Para ello se realizó una búsqueda de sistemas que se asemejen a la configuración técnica que aquí ha sido propuesta. Después de esto, se encontró que el trabajo de mayor aporte en esta recopilación es el realizado por Montes M. J. et al. (2009), esto debido a la similitud en configuración de la central termosolar. El segundo trabajo de aporte en información es el realizado por Kutscher C. et al (2010), el cual fue seleccionado por presentar costos más actuales del campo de colectores. Estos se presentan de manera concentrada e integral en el apartado siguiente.

La identificación, cuantificación y compilación de los beneficios directos e indirectos de los casos base y de las dos alternativas se realizan en el siguiente contexto:

Al ser el caso base, la situación en donde la línea 8 del STC Metro siga consumiendo energía eléctrica de la CFE, es que no se presenta algún beneficio adicional durante la evaluación del proyecto. Por otro lado, las opciones de evaluar la instalación de las centrales en Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora, presentan beneficios económicos por conceptos de venta de la energía excedente o sobrante en los dos mecanismos planteados, es decir, de la compensación de energía y venta de energía, así como algunos costos asociados a la instalación de la central termosolar, los cuales sólo para fines de este trabajo, tienen que ver con los servicios asociados a la interconexión de la central al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), entre otros.

La determinación de los flujos de efectivo del caso base y de las dos alternativas se realiza a partir de usar la información técnica y económica que se presentó en los dos párrafos anteriores. De manera adicional en esta etapa, y una vez que ha sido recopilado la información, se calculan los indicadores económicos que evalúan la factibilidad las opciones de estudio. Dichos parámetros son valor presente, costo anual equivalente, TIR, relación B/C, costo nivelado de generación de energía eléctrica y el costo de generación, los cuales se han explicado en el apartado 5.1.

### 5.3 Supuestos del Análisis Económico.

Para llevar a cabo el análisis, se deben definir algunos supuestos económicos que permitan establecer un escenario de la evaluación económica del proyecto, supuestos que adicionalmente son de importancia debido a que también en función de ellos se determina su viabilidad. Los de aplicación general se explican primeramente, seguidos por los del caso base y enseguida por las consideraciones de las centrales solares.

En la tabla 5.1 se presentan los parámetros generales de la evaluación del caso base y de las dos alternativas. El análisis se lleva a cabo en valor constante. El periodo de análisis del caso base y de las dos alternativas de instalación de la central se realiza por 30 años, esto debido a que es el tiempo de vida estimado de estas centrales (Montes M. J., 2009). La selección de la tasa de descuento se propone que sea del 10%, debido a que está próxima a 12%, valor que se usa en los proyectos de generación de energía eléctrica por CFE. Debido a que la información proporcionada por el STC Metro del consumo de energía eléctrica es del año 2011, así como la información de la estación meteorológica del IER-UNAM, es que este, se tomó como año de referencia. La selección del 2007 como año de moneda, es porque se considera un año estable, y previo a la crisis económica del 2009. Un supuesto que no aparece en la tabla pero que debe ser considerado, consiste en que no se considera escalación en la tarifa promedio de la red. Al tener más de una opción a evaluar, es que se realiza el análisis de selección en base a considerar que son proyectos mutuamente excluyentes.

<i>Parámetro</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valor</i>
Periodo de análisis	Años	30
Tasa de descuento real	%	10
Año de referencia		2011
Año de moneda		2007
Moneda		USD
Tipo de cambio MXN 2011-USD 2007		0.07425607
Tipo de cambio EURO 2011- USD 2011		1.3928
Tipo de cambio EURO 2008-USD 2007		1.41103307
Tipo de cambio USD 2010-USD 2007		0.9521
Tipo de cambio USD 2011-USD 2007		0.923

**Tabla 5.1** Parámetros generales de la evaluación económica

Los supuestos del caso base involucran a sus costos que se obtienen a partir de información proporcionada por el STC Metro. Estos costos, se conforman por la facturación del consumo de energía eléctrica de la línea 8 del STC Metro.

La información técnica corresponde al consumo de energía eléctrica del año 2011 para los tres periodos horarios (tabla 5.2) y sus respectivos costos en millones de dólares (M USD) se dan en la tabla 5.3.

<i>Energía (kWh)</i>	
Base	12,566,668
Intermedio	62,623,997
Punta	10,564,750
Total	85,755,415

**Tabla 5.2** Consumo de energía eléctrica de los tres periodos horarios. Fuente: STC Metro.

<i>Parámetro</i>	<i>MXN 2011</i>	<i>Costo unitario USD 2007</i>	<i>Costo total por rubro (M USD 2007)</i>
Tarifa			HT
Cargo por energía anual	95,302,278.89	7,076,772.69	7.08
Cargo demanda facturable anual	20,135,201.43	1,495,160.93	1.50
Bonificación Factor de Potencia	( 2,885,937.01 )	( 214,298.34 )	(0.21)
Total	112,551,543.31	8,357,635.28	8.36

**Tabla 5.3** Cargos tarifarios del año 2011 de la línea 8 del STC Metro. Fuente: STC Metro.

Los supuestos aplicables a las dos centrales abarcan los costos unitarios de cada concepto, estos se presentan en la tabla 5.4, adicionalmente a estos se presenta la fuente de información y se explica sus consideraciones.

	<i>Componentes de la Central Solar</i>	<i>Costo unitario USD 2010</i>	<i>Costo unitario USD 2007</i>	<i>Fuente de información</i>
<b>Inversión</b>	Campo solar (USD/m <sup>2</sup> )	304	289.4384	Kutscher C. et. al, 2010
	<i>Componentes de la Central Solar</i>	<i>Costo unitario Euro 2008</i>	<i>Costo unitario USD 2007</i>	
	Bloque de potencia (€/kWe)	700	987.723149	Montes M. J. et al., 2009
	Precalentador (€/kWe)	1.54	2.172990928	✓
	Evaporador (€/kWe)	10.45	14.74529558	✓
	Supercalentador (€/kWe)	1.625	2.292928739	✓
	Recalentador (€/kWe)	4.221	5.955970588	✓
	Área específica (€/m <sup>2</sup> )	0.8	1.128826456	✓
	Ingeniería, construcción y contingencias	20%		✓
<b>Operación y mantenimiento</b>	<i>Concepto</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Costo unitario USD 2007</i>	
	Costos de mano de obra por empleado y año (\$/año), Área geográfica B (Hermosillo)		18,647.30	Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS)
	Costos de mano de obra por empleado y año (\$/año), Área geográfica C (Temixco)		18,188.57	✓
	Número de personas por operación de la planta	30		Montes M. J. et al., 2009
	Número de personas para mantenimiento del campo	10		✓
	Porcentaje de costos de O&M de inversión por año	1%		✓
<b>Asociados a la interconexión</b>	<i>Concepto</i>	<i>MXN 2011</i>	<i>Costo unitario USD 2007</i>	
	Supervisión del permiso	204,305	15,170.89	Comisión Reguladora de Energía (CRE)
	Transmisión en Alta Tensión (HT) (Mxn/kWh).	0.03037	0.002255	✓
<b>Energía eléctrica de la red</b>	<i>Concepto</i>	<i>MXN 2011</i>	<i>Costo unitario USD 2007</i>	
	Servicios conexos (40% de Dem. Fact. Recibo)	8,054,080.57	598,064.37	CRE
	Bonificación por factor de potencia	-2,885,937.01	-214,298.34	STC Metro

**Tabla 5.4** Costos unitarios de los rubros económicos asociados a la instalación de la central termosolar.

Las fuentes de información para los costos de inversión como ya se mencionó, fueron recopilados de los trabajos de Montes M. J. et al. (2009) y de Kutscher C. et. al (2010).

Para el rubro operación y mantenimiento, en el concepto de mano de obra, son de acuerdo a los salarios vigentes del 2011 publicados por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) para la zona geográfica B Y C, en donde se clasifican los municipios de Hermosillo y Temixco, respectivamente.

Los costos asociados a la interconexión, así como el rubro de servicios conexos son en base al marco regulatorio establecido por la CRE y que están en función de las características técnicas de la Central Termosolar que ya han sido planteadas. Se debe mencionar una consideración importante con respecto al mecanismo ya analizado, y que para fines de este trabajo ha sido la venta, es que en este caso sólo se consideran los costos de transmisión de la energía que en el instante que se genera, es consumida por la línea 8 del STC Metro, y la energía excedente no genera cargos de transmisión, ya que esta se vende a la CFE en el punto de interconexión de cada una de las dos ubicaciones de la central termosolar.

Por último el concepto de bonificación por factor de potencia, CFE lo considera como una compensación debida al correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, que de forma general es la cantidad de energía que se ha convertido en trabajo, característica intrínseca de los trenes y del consumo de electricidad en las instalaciones del STC Metro.

Adicionalmente en el caso de la central termosolar, se presenta en tabla 5.5 los costos totales de los componentes asociados al bloque de potencia, los cuales, en base a la fuente de información (Montes M.J.) se considera que sólo están en función de la capacidad de la turbina (50 MW), por lo que sus valores se mantienen constantes para cualquier MS y ubicación dada.

	<i>M USD 2007</i>
Bloque de potencia	\$ 49.39
Precalentador	\$ 0.11
Evaporador	\$ 0.74
Supercalentador	\$ 0.11
Recalentador	\$ 0.30
Total	\$51.00

**Tabla 5.5** Costos totales de los componentes del bloque de potencia de capacidad nominal de 50 MW.

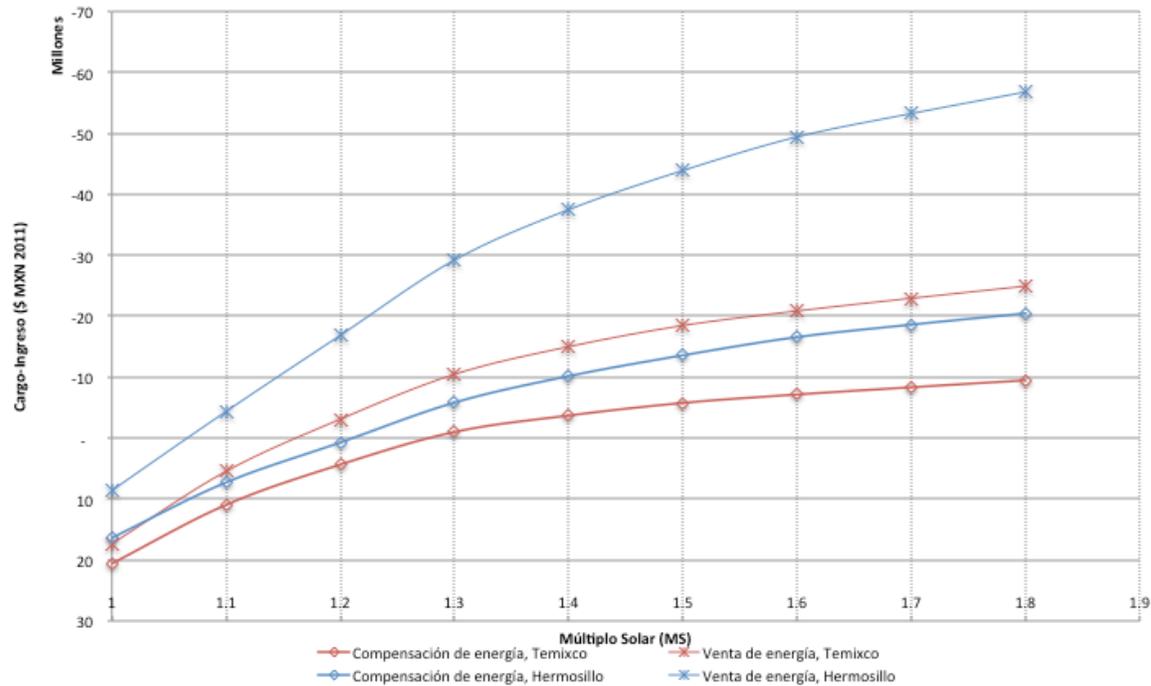
#### **5.4 Evaluación Económica de las Centrales de Potencia Solar de Temixco y Hermosillo para Autoabastecer el Metro de la Ciudad de México en Función del Múltiplo Solar. Identificación de los Óptimos Económicos.**

En este capítulo y en previos, se ha planteado con ahínco la consideración del término múltiplo solar (MS). El cual, es un parámetro representativo del tamaño del campo de colectores. Su principal importancia desde el punto de vista económico, reside en el hecho de que el campo de colectores llega a representar entre el 40 y 50% de los costos directos de la inversión en la central (Sargent and Lundy LLC Consulting Group, 2003 y CSP Today, 2011). El hecho de que el MS represente el tamaño del campo de colectores, ha permitido establecer una práctica, que da una idea de la selección óptima del campo de colectores. Este análisis consiste en realizar un análisis de sensibilidad de costo nivelado de generación de energía eléctrica (CNE) vs. el múltiplo solar. El CNE es un parámetro útil para optimizar el campo solar, debido a que este incluye la cantidad de electricidad generada por el sistema, los costos de instalación del proyecto, el costo de operación y mantenimiento del sistema durante su ciclo de vida (NREL 2011 B).

Este análisis sirvió como base para encontrar el tamaño óptimo del campo de colectores. El parámetro económico denominado CNE, no se empleó como tal ya que se llevó a cabo una variante del análisis, debido al hecho de que este trabajo realiza una evaluación especial, que como ya fue analizado en el capítulo 4, estudia la aplicación regulatoria vigente de México para los mecanismos de compensación y venta de energía eléctrica. La incorporación de estos y de los parámetros componentes del CNE, junto con las consideraciones de costos asociados a servicios de interconexión de la central termosolar y supuestos de que el sitio específico de instalación de la central se encuentra próximas al SEN, hacen que el término económico más apropiado para realizar este análisis sea referenciado como un *costo promedio*, en lugar de un término simplificado como lo es el CNE, por lo que el costo promedio, será quien permita dar el tamaño óptimo del campo de colectores para este estudio específico.

Antes de explicar el desarrollo de esta práctica, se describe el comportamiento de los dos mecanismos por los cuales el STC Metro obtendría ingresos económicos, lo cual para ambos se explicó, será vía ingresos netos (carga-ingreso) por venta de energía.

Para cumplir con ello y a fin de dar un amplio panorama de su comportamiento sobre un rango de tamaños del campo solar, es decir del MS, es que en la figura 5.1 se muestran las curvas del criterio que se denomina *cargos menos ingreso (carga-ingreso)*, el cual representa el flujo de efectivo después de llevar a cabo la facturación de la energía empleada de la red para atender los consumos en los periodos horarios que las centrales no atendieron las necesidades de consumo de la línea 8 del STC Metro, aún después de la aplicación de los dos mecanismos.



**Figura 5.1** Variación de la diferencia cargo-ingreso por los mecanismos compensación y venta de energía en función del MS.

En la figura 5.1 se presentan valores negativos del cargo-ingreso en el eje de las ordenadas, debido a la convención de flujo de efectivos que consiste en que los beneficios económicos se consideran con signo negativo o entre paréntesis, ambas nomenclaturas serán empleadas en los siguientes apartados.

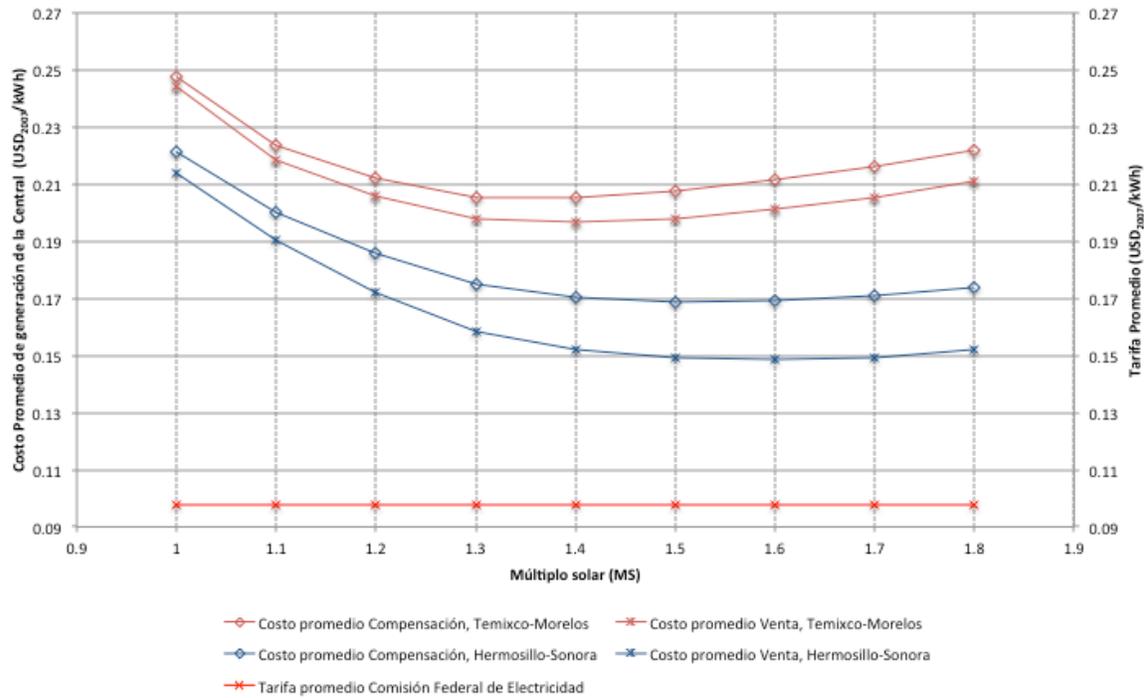
Al comparar en la figura 5.1 los ingresos netos, después de hacer las erogaciones pertinentes de aplicar los mecanismos de compensación y venta de energía, tanto en Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora se observa que la venta de energía genera más ingresos netos respecto a la compensación a cualquier valor de MS. Por otro lado, Hermosillo presenta ingresos superiores en la aplicación de ambos mecanismos en comparación a los generados por Temixco. En la tabla 5.6 se presenta de manera numérica la diferencia de los ingresos adicionales que genera la venta de energía respecto a la compensación de energía, es decir, para cada ubicación a un valor de MS dado, es la diferencia en flujo de efectivo en MXN 2011, entre la curva del mecanismo de compensación y el de venta de energía. A partir de esta tabla se comprueba que son considerablemente mayores los ingresos debido a la venta en comparación a la compensación.

<i>MS</i>	<i>Temixco, Morelos (MXN 2011)</i>	<i>Hermosillo, Sonora (MXN 2011)</i>
1	3,240,394	7,773,551
1.1	5,510,482	11,652,545
1.2	7,446,053	17,576,628
1.3	9,470,608	23,393,699
1.4	11,292,187	27,319,984
1.5	12,697,033	30,316,841
1.6	13,703,532	32,851,074
1.7	14,602,467	34,630,660
1.8	15,449,893	36,321,232

**Tabla 5.6** Diferencia en pesos del 2011 cargo-ingresos netos entre el mecanismo compensación y venta de energía.

Por otro lado el comportamiento de las curvas presenta una tendencia asintótica, es decir, en los valores iniciales de 1.0 a 1.3 de MS al realizar su variación en cada punto, se obtienen la mayor cantidad de ingresos netos en ambos mecanismos y para las dos localidades, en comparación al final de cada punto, en donde al variar de un MS al siguiente, el incremento de ingresos no es significativo como en los primeros tres

Una vez que se han analizado la aportación individual de los flujos de efectivo de cada mecanismo, a continuación estos se contabilizan, así como las consideraciones económicas que se mencionaron en los párrafos iniciales de este apartado, y que de manera integral se engloban en el término costo promedio, el cual se grafica en la figura 5.2 vs. el múltiplo solar (MS) para las dos ubicaciones.



**Figura 5.2** Análisis costo promedio vs múltiplo solar, considerando los mecanismos de compensación y venta de energía de las ubicaciones en Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora, así como la tarifa de CFE.

En la figura 5.2 se dificulta apreciar cuáles son los valores exactos del costo promedio mínimo de cada una de las curvas, y por tanto el óptimo, es por ello que en la tabla 5.7 se presentan los valores numéricos de esta figura. En ella el mínimo óptimo se encuentra con caracteres más remarcados.

MS	Temixco, Morelos			Hermosillo, Sonora			CFE (USD <sub>2007</sub> /kWh)
	Compensación (USD <sub>2007</sub> /kWh)	Venta (USD <sub>2007</sub> /kWh)	% Variación	Compensación (USD <sub>2007</sub> /kWh)	Venta (USD <sub>2007</sub> /kWh)	% Variación	
1	0.2475	0.2441	1	0.2214	0.2139	3	0.0975
1.1	0.2238	0.2187	2	0.2003	0.1903	5	0.0975
1.2	0.2123	0.2060	3	0.1859	0.1722	7	0.0975
1.3	<b>0.2053</b>	0.1979	4	0.1751	0.1584	10	0.0975
1.4	0.2055	<b>0.1968</b>	4	0.1706	0.1521	11	0.0975
1.5	0.2074	0.1979	5	<b>0.1687</b>	0.1490	12	0.0975
1.6	0.2115	0.2014	5	0.1692	<b>0.1485</b>	12	0.0975
1.7	0.2161	0.2055	5	0.1708	0.1495	12	0.0975
1.8	0.2219	0.2109	5	0.1738	0.1518	13	0.0975

**Tabla 5.7** Análisis del costo promedio en función del MS, considerando los mecanismos de compensación y venta de energía para las dos ubicaciones propuestas, así como la tarifa promedio de CFE.

De manera general en la figura 5.2 se observa el comportamiento del costo promedio respecto al MS. En el caso en donde se incluye el mecanismo o la variante compensación de energía se presenta mayores costos promedio que van del orden del 1 al 5 % respecto a la venta de energía para la ubicación de Temixco. En el caso de Hermosillo, el comportamiento presenta un cambio significativo en el costo promedio de entre 3 y hasta el 13% de diferencia entre la variante compensación y venta de energía, siendo la primera quien presenta costos superiores.

Con respecto al análisis entre las dos ubicaciones propuestas, es muy notorio que en Hermosillo-Sonora se tienen los menores costos conforme se realiza la variación del MS, ya sea para el mecanismo de compensación de energía, así como la venta de energía.

En la tabla 5.7, se presentan los valores numéricos de la figura 5.2, así como la estimación de los mínimos óptimos. Para la variante compensación de energía, se encuentra el mínimo en un valor de MS de 1.3 y 1.5, respectivamente para las ubicaciones de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora. En cuanto a la otra variante, referenciada como venta de energía, se encuentran en 1.4 y 1.6, respectivamente para las ubicaciones.

En Temixco-Morelos el menor costo promedio mínimo por kilowatt hora es de 0.1968 dólares para la variante venta de energía a un MS de 1.4, en el caso del mecanismo de compensación se tiene un costo promedio mínimo de 0.2053 dólares por kilowatt hora a un MS de 1.3. Siendo una diferencia de aproximadamente 4% mayor del costo promedio al mecanismo de compensación de energía.

Para la central en Hermosillo-Sonora, y de similar comportamiento que en Temixco-Morelos, el menor costo promedio es en la variante venta de energía, con un valor de 0.1485 dólares por kilowatt hora a un MS de 1.6, y en el caso de la otra variante denominada compensación de energía, el menor valor corresponde a 0.1687 dólares por kilowatt hora a un MS de 1.5. Diferencia que representa una variación de aproximadamente 12% mayor el costo promedio en el caso de la compensación de energía respecto a la variante venta de energía.

El análisis anterior, queda resumido en el hecho de que el mecanismo de menor costo promedio mínimo es el correspondiente a la venta de energía para las dos ubicaciones. Y que la ubicación y configuración más óptima para las dos ubicaciones al emplear los dos mecanismos, se presenta en Hermosillo-Sonora en un valor de MS de 1.6.

Con lo anterior es que se justifica la selección de los valores de MS, que se han empleado en los capítulos 3, 4 y en apartados anteriores.

## 5.5 Resultados de los Óptimos Económicos.

Una vez que se han presentado los óptimos de cada instalación y después de aplicar cada una de las variantes que son permitidas en la regulación mexicana, para manejar los excedentes de generación de energía eléctrica por las centrales termosolares, se procede a presentar los costos económicos característicos de cada instalación.

		<i>Temixco, Morelos</i>		<i>Hermosillo, Sonora</i>	
<i>Parámetro</i>		<i>Compensación MS=1.3</i>	<i>Venta MS= 1.4</i>	<i>Compensación MS=1.5</i>	<i>Venta MS=1.6</i>
<i>Campo Solar</i>	Área de apertura (m <sup>2</sup> )	304,110	327,000	310,650	333,540
	Área del campo solar (m <sup>2</sup> )	910,575	979,374	930,810	999,609
	Área del bloque de potencia (m <sup>2</sup> )	368,277	392,559	372,324	400,653
	Área total (m <sup>2</sup> )	1,278,852	1,371,933	1,303,134	1,400,262
<i>Generación de energía eléctrica</i>	Producción total (kWh)	103,732,872	107,445,474	122,640,964	126,692,956
	Energía entregada al usuario (kWh)	101,232,910	104,856,039	119,685,317	123,639,655
	Factor de planta (%horas/año)	24%	25%	28%	29%
<i>Inversión</i>	<b>Concepto</b>	<b>M USD 2007</b>	<b>M USD 2007</b>	<b>M USD 2007</b>	<b>M USD 2007</b>
	Campo solar	\$88.02	\$94.65	\$89.91	\$96.54
	Bloque de potencia	\$50.64	\$50.64	\$50.64	\$50.64
	Área específica	\$1.44	\$1.55	\$1.47	\$1.58
	Subtotal	\$140.11	\$146.84	\$142.03	\$148.76
	Ingeniería, construcción y contingencias	\$28.02	\$29.37	\$28.41	\$29.75
	Costo total del rubro	\$168.13	\$176.21	\$170.44	\$178.52
<i>Operación y mantenimiento</i>	Costos de mano de obra por empleado	\$0.73	\$0.73	\$0.75	\$0.75
	Porcentaje de costos de O&M de inversión por año	\$1.68	\$1.76	\$1.70	\$1.79
	Costo total del rubro	\$2.41	\$2.49	\$2.45	\$2.53
<i>Asociados a la interconexión</i>	Supervisión del permiso	\$0.02	\$0.02	\$0.02	\$0.02
	Transmisión	\$0.23	\$0.17	\$0.28	\$0.17
	Costo total del rubro	\$0.25	\$0.18	\$0.29	\$0.18
<i>Energía eléctrica de la red</i>	Cargo-Ingreso por energía	(\$0.09)	(\$1.11)	(\$1.01)	(\$3.67)
	Servicios conexos (40% de Dem Fact Recibo)	\$0.60	\$0.60	\$0.60	\$0.60
	Bonificación	(\$0.21)	(\$0.21)	(\$0.21)	(\$0.21)
	Costo total del rubro	\$0.29	(\$0.73)	(\$0.63)	(\$3.29)

**Tabla 5.8** Aspectos técnicos y costo total por rubro de cada una de las configuraciones óptimas resultantes del análisis costo promedio vs MS para las ubicaciones de Temixco y Hermosillo.

En la tabla 5.8 se presentan los resultados técnicos más relevantes así como los costos de cada una de las configuraciones óptimas resultantes del análisis realizado en el apartado anterior, así como los costos totales de cada uno de los rubros económicos. En esta tabla se pueden observar algunos comportamientos interesantes.

Ya se ha mencionado que la opción de vender o venta de energía excedente de las centrales termosolares es la opción más conveniente de elección al generar una mayor cantidad de ingresos, en comparación de la otra variante que es la compensación. Dicho lo anterior, ahora se procede a realizar la comparación entre las dos ubicaciones. En la tabla 5.8, se puede observar que la central de Hermosillo, Sonora con aproximadamente las mismas dimensiones del campo solar a las de Temixco-Morelos la generación de energía eléctrica es considerablemente mayor, en casi 20 GWh al comparar entre los mismo mecanismos.

El factor de planta es superior en Hermosillo. En el caso de los costos en inversión el comportamiento es similar, al análisis del tamaño del campo, esto es, con aproximadamente las mismas dimensiones y de magnitud del monto de inversión se presentan una mayor generación de energía eléctrica.

En operación y mantenimiento, los costos en ambas ubicaciones son similares al comparar entre variantes similares.

Para el rubro de los servicios de interconexión, está el concepto de supervisión del permiso que es el mismo para las dos ubicaciones de la central, así como el asociado a la transmisión, en el caso de los costos para la variante compensación de energía es mayor, debido a que toda la energía se emplea para compensar el consumo de la línea 8 del STC Metro, y en el caso de la venta, debido a que sólo se transmite la energía que justo atiende las necesidades de consumo del STC Metro, y la energía excedente se vende a CFE, la energía que se consumió es la que genera costos asociados a la transmisión.

Con respecto al rubro de energía eléctrica de la red, ahí están contenidos los beneficios netos después de vender la energía excedente y facturar la energía faltante, lo cual ya se explicó, está representado por el concepto de cargo-ingreso. Se observa que en el caso de Hermosillo-Sonora se tienen los mayores beneficios debido a este concepto, en comparación con Temixco-Morelos, y lo cual se da a un valor de MS= 1.6.

Para validar esta última aseveración a continuación se presentan los indicadores de rentabilidad del proyecto para las cuatro configuraciones óptimas resultantes del análisis, así como las del caso base. Estas se presentan en la tabla 5.9.

	<i>VP</i>	<i>VAE</i>	<i>TIR</i> % <i>(Incremental)</i>	<i>B/C</i> <i>(Incremental)</i>	<i>Periodo de recuperación (años)</i>	<i>Costo promedio (USD<sub>2007</sub>/kWh)</i>
Caso base	\$78.79	\$8.36	-	-		0.0975
Temixco, Morelos. Compensación de energía. MS= 1.3	\$195.95	\$20.79	-0.23%	0.3032	31.09	0.2053
Temixco, Morelos. Venta de energía. MS=1.4	\$194.51	\$20.63	0.58%	0.3433	27.46	0.1968
Hermosillo, Sonora. Compensación de energía. MS=1-.5	\$190.39	\$20.20	0.62%	0.3452	27.31	0.1687
Hermosillo, Sonora. Venta de energía. MS=1.6	\$173.13	\$18.37	2.85%	0.4715	19.99	0.1485

**Tabla 5.9** Indicadores de rentabilidad económica de las cuatro configuraciones óptimas.

Al ser proyectos mutuamente excluyentes, el criterio de selección para el método del valor presente y de la anualidad equivalente, corresponde al costo más bajo de estos dos parámetros. Si se comparan los cuatro óptimos, el VP y VAE menor se presenta en la ubicación de Hermosillo-Sonora con un MS de 1.6, de igual manera la TIR más alta se tiene en este caso, con un valor del 2.85%, aunque este no alcanza al valor esperado de 10%, que corresponde al valor de la tasa de descuento de la evaluación. De igual manera, la relación B/C máxima se tiene en esta configuración, aunque de igual manera no alcanza el criterio mínimo de 1, para que los beneficios superen a los costos erogados a lo largo de la vida del proyecto. El menor tiempo de recuperación de la inversión de los cuatro óptimos, se tiene en esta configuración al requerirse 19.9 años. Por último y como ya se mencionó en apartados previos, el costo promedio más bajo se tiene en esta configuración al ser de 0.1485 USD<sub>2007</sub>/kWh.

El párrafo anterior demuestra que de los cuatro óptimos el mejor corresponde a instalar la central termosolar en Hermosillo-Sonora, con un MS de 1.6. Con esta información, es que en el anexo C se presenta el análisis incremental de los flujos de efectivo de esta opción. En él se puede ver una comparación detallada del caso base y de la central que resultó ser la configuración óptima.

Si bien, se ha encontrado un óptimo de las cuatro configuraciones de la central termosolar, por otro lado, y de acuerdo a los criterios económicos (tabla 5.9), esta opción no logra ser una opción retadora del caso base. Para denotar las bondades de la propuesta en este trabajo, es que enseguida se presentan los beneficios ambientales que ofrece este tipo de fuente renovable, así como el estudio de otros escenarios económicos de probable potencial que harían competitiva a la central termosolar respecto al caso base.

## **5.6 Emisiones Evitadas de Gases de Efecto Invernadero de la Generación de Energía Eléctrica de CFE.**

La preocupación a nivel internacional sobre el cambio climático, ha dado origen a eventos entre los países, los cuales son encaminados a resolver esta problemática. Estos han generado una serie de instrumentos que comprometen a los países firmantes (de acuerdo a su nivel de desarrollo) a llevar a cabo acciones para reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Lo anterior surge con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) que se llevó a cabo en Río de Janeiro, Brasil, en el año 1992. En ella se comenzó a establecer los compromisos de los países “Anexo 1” (países desarrollados) a disminuir sus emisiones en 5% con respecto a sus niveles de generación del año 1990. México forma parte de los países “No Anexo 1”, por lo que su compromiso se reduce a desarrollar sus inventarios de GEI y a la publicación en comunicaciones nacionales.

En ese sentido es que México crea el Programa de GEI, el cual es un programa nacional voluntario de contabilidad y reporte de GEI y promoción de proyectos de reducción de emisiones de GEI. Este se enfocó inicialmente a desarrollar capacidad técnica para la cuantificación de emisiones de gases de GEI, conociendo las fuentes de emisión y estimando las emisiones de GEI, es posible identificar las áreas de oportunidad para desarrollar proyectos que mejoren los consumos energéticos y por ende, logren reducir las emisiones de GEI ( Programa GEI México, 2013).

El siguiente evento relevante fue la Conferencia de las Partes de la Convención celebrada en la ciudad de Kioto, Japón, en 1997, el cual dio origen al Protocolo de Kioto, en donde se definen compromisos cuantitativos de los países desarrollados para reducir sus emisiones.

Cabe mencionar que el protocolo estableció un instrumento denominado Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), mediante el cual países desarrollados pueden financiar proyectos de mitigación de GEI dentro de países en desarrollo, por ejemplo México, y recibir a cambio Certificados de Reducción de Emisiones (instrumento también derivado del Protocolo), los cuales pueden ser usados por los países desarrollados para cumplir con los compromisos de reducción acordados.

Para mitigar proyectos MDL es necesaria una carta de aprobación emitida por la Autoridad Nacional Designada (AND), en México esta enmienda recae en el Secretariado de la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC), ejercida por la SEMARNAT.

Es importante agregar que estos proyectos generan Reducciones Certificadas de Emisiones o bonos de carbono (CER por sus siglas en inglés), los cuales son comercializables en un mercado internacional de carbono (SENER , 2012 C).

La central termosolar no produce emisiones de GEI en la generación de energía eléctrica, por lo que, a continuación se cuantifican las emisiones de GEI evitadas en la atmósfera, así como la contribución económica que tendría el instrumento MDL, de acuerdo al precio promedio del mercado en el año 2011 (Investing, 2014).

Para llevar a cabo la estimación contable de las emisiones de GEI es que se emplea el factor de emisión de electricidad, este varía cada año de acuerdo a la mezcla de combustibles empleados en la generación de electricidad que se compra al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En base al factor de emisión de electricidad promedio de  $0.5002 \text{ tCO}_2\text{eq}/\text{MWh}$  del año 2011, establecido de acuerdo al Programa GEI México, es que se contabilizan las emisiones evitadas anuales y durante la vida del proyecto de la central termosolar en Hermosillo-Sonora, en base a la siguiente fórmula.

$$\text{Emisiones evitadas [tCO}_2\text{eq]} = \text{Generación neta [MWh]} \cdot \text{FEE[tCO}_2\text{eq/MWh]}$$

donde

$t\text{CO}_2\text{eq}$  = toneladas de  $\text{CO}_2$  equivalente

FEE = Factor de emisión de electricidad promedio.

Con lo anterior, es que en la tabla 5.10 se presentan las consideraciones técnicas para realizar dicho cálculo, y en la tabla 5.11 el resultado de contable de las emisiones anuales y durante el tiempo de vida de la central termosolar evitadas.

Año del factor de emisión promedio	2011
Tiempo de vida de la central termosolar (años)	30
Factor de emisión (t $\text{CO}_2$ eq/MWh)	0.5002
Energía evitada de la red (MWh)	123,639.66

**Tabla 5.10** Parámetros técnicos requeridos para el cálculo de emisiones evitadas de  $\text{CO}_2\text{eq}$

Emisiones anuales evitadas (t $\text{CO}_2\text{eq}$ )	61,844.56
Emisiones evitadas durante la vida de la central (Millones de t $\text{CO}_2\text{eq}$ )	1.86

**Tabla 5.11** Toneladas de  $\text{CO}_2\text{eq}$  evitadas.

Una vez que se han dado las emisiones evitadas de  $\text{CO}_2\text{eq}$  a la atmósfera por la instalación de la central termosolar, se procede a cuantificar su aporte a la viabilidad económica del proyecto a partir de la venta de los bonos de carbono de acuerdo al precio promedio del mercado vigente durante el año 2011, ya que como se ha planteado en el análisis, es el año de referencia bajo el cual se desarrolla éste. En la tabla 5.12 se presentan los indicadores de rentabilidad del óptimo correspondiente a la instalación de la central en Hermosillo-Sonora sin la aportación de los beneficios económicos por la venta de los bonos de carbono y con la aportación de estos, para un precio promedio del año 2011 de 13.08 Euros por tonelada de  $\text{CO}_2\text{eq}$  (Investing, 2014).

	<i>Caso base</i>	<i>Caso. Central termosolar</i>		<i>Variación</i>
		<i>Sin bonos de carbono</i>	<i>Con bonos de carbono</i>	
VP (M USD 2007)	\$78.79	\$173.13	\$163.33	-5.66%
VAE (M USD 2007)	\$8.36	\$18.37	\$17.33	-5.66%
TIR (%) (Incremental)	-	2.85%	3.71%	0.87%
B/C (Incremental)	-	0.47	0.53	0.05
Periodo de recuperación (años)	-	19.99	17.91	2.09
Costo promedio mínimo (USD <sub>2007</sub> /kWh)	0.0975	0.1485	0.1401	0.0084

**Tabla 5.12** Indicadores de rentabilidad económica sin considerar y considerando los beneficios económicos por la venta de los bonos de carbono de la central termosolar de Hermosillo, Sonora con un MS=1.6.

Al considerar los beneficios por la venta de los bonos de carbono, los indicadores económicos se ven mejorados al disminuir el valor presente y de la anualidad equivalente en aproximadamente 5.6% para ambos indicadores, con respecto a la tasa interna de rendimiento se aumenta en 0.87%, en el caso de la relación B/C tan sólo mejora en 0.05 décimas con respecto a su cálculo sin la contribución de los bonos de carbono, y por último en cuanto al periodo de recuperación, este se ve reducido en casi dos años, es decir de 19.9 años cambia a 17.91 años. A pesar de esta contribución, y de acuerdo a la tabla 5.12 los indicadores de rentabilidad del valor presente y de anualidad equivalente necesitan disminuir para alcanzar su magnitud de costos del caso base.

### 5.7 Análisis de Sensibilidad en el Óptimo de la Central de Potencia Solar de Hermosillo-Sonora.

Un análisis de sensibilidad es una práctica económica común que se efectúa cuando existen condiciones de incertidumbre para uno o más parámetros. El objetivo de un análisis de sensibilidad es presentar al tomador de decisiones información relacionada con: 1) el comportamiento de la medición de efectividad económica debido a errores al estimar diversos valores de los parámetros, y 2) La posibilidad de que se reviertan las preferencias en las alternativas de inversión económica. El término “análisis de sensibilidad” se deriva de la intención de medir la sensibilidad de una decisión a los cambios en los valores de uno o más parámetros (Canada J. R. et. al, 1997).

Lo expuesto en el segundo punto del párrafo anterior se busca en el análisis de sensibilidad que se realiza en este trabajo. Debido a que se quiere encontrar con este análisis, las condiciones bajo las cuales la instalación de la central termosolar podría ser una elección atractiva.

Las variables relevantes a analizar son la inversión y la tasa de descuento sobre el valor presente. En la figura 5.3 se presenta el porcentaje de variación de la inversión sobre el valor presente de las dos opciones, es decir, del caso base (consumo de energía de CFE) y la central termosolar en Hermosillo-Sonora, para esta última alternativa se presentan dos curvas. La curva azul más tenue, no considera los beneficios por la venta de los bonos de carbono y en la azul más intenso, si están considerados.

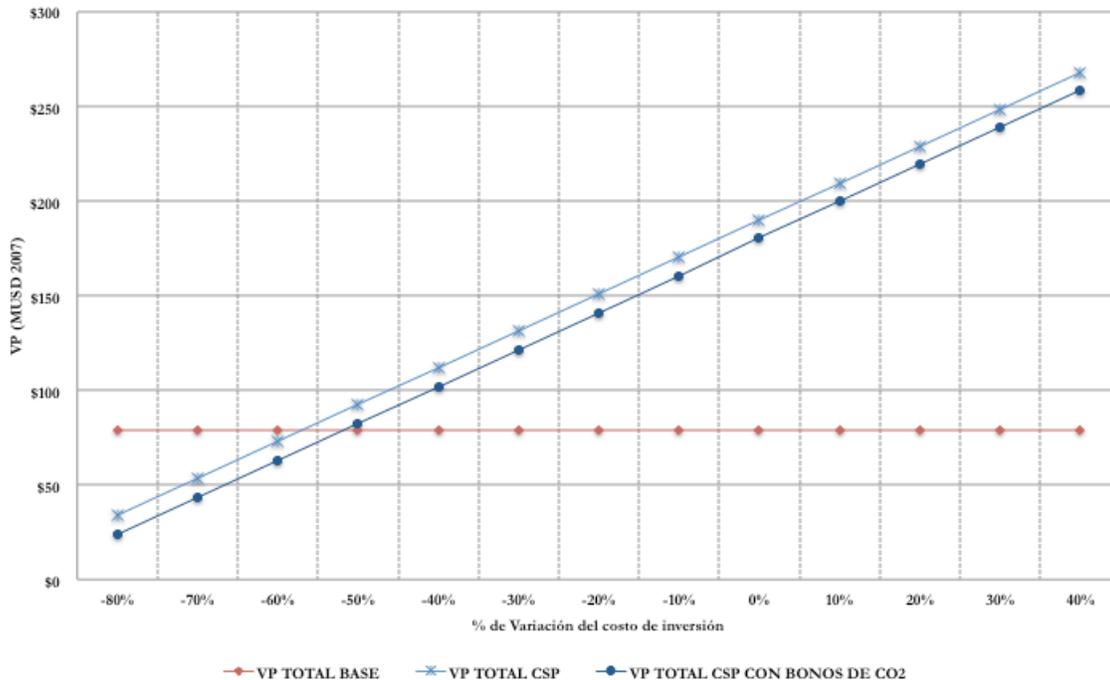
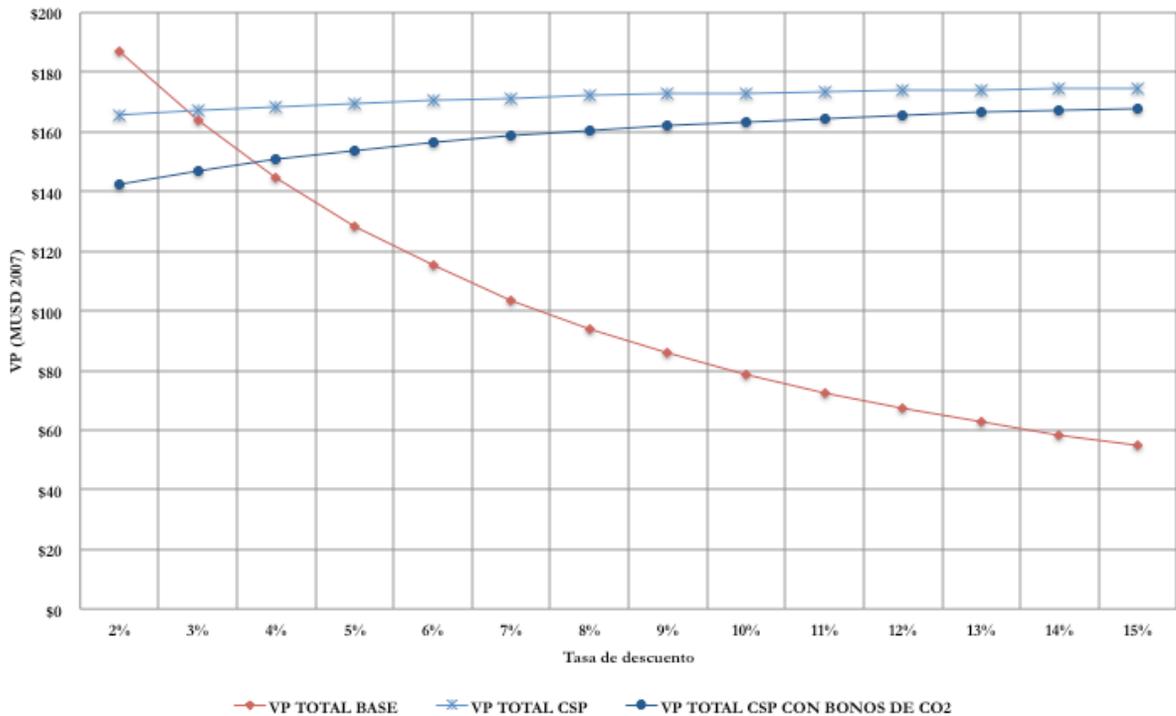


Figura 5.3 Análisis de sensibilidad de la inversión

En la figura 5.3 se tiene que las curvas se cortan en - 56 y - 51% de variación en el porcentaje de la inversión respectivamente para las opciones de no considerar y considerando los beneficios por la venta de los bonos de carbono.

Un hecho que aplica para el análisis de sensibilidad de cualquiera de los dos parámetros relevantes de este trabajo, es que si alguna de las curvas correspondiente a la opción de instalar la central, ya sea sin el aporte de los beneficios económicos por los bonos del carbono o con él, significa que a partir de ese punto de intersección la opción retardadora de la central termosolar es una opción marginalmente aceptable en comparación al caso base.

La contribución debida a los bonos de carbono permite disminuir la magnitud del porcentaje de variación de la inversión de 56 a 51%, si bien su disminución es en cinco puntos porcentuales, una disminución de tal magnitud del 51%, en la inversión resulta algo bastante improbable de realizar en el corto plazo, incluso en cualquier tipo de central de generación eléctrica, lo cual incluye a las fuentes convencionales, ya que ha sido reportado (COPAR, 2011) que este rubro presenta los mayores costos. Ahora específicamente en la tecnología termosolar no es probable que las mejoras en la eficiencia de los sistemas que conforman la central, permitan por ahora una disminución tan considerable en el monto de inversión.



**Figura 5.4** Análisis de sensibilidad de la tasa de descuento.

Con respecto al otro parámetro relevante, correspondiente a la tasa de descuento su análisis de sensibilidad se presenta en la figura 5.4. De igual manera que en el análisis anterior, se considera una curva para la opción de la central termosolar sin el aporte de los beneficios por los bonos de carbono y la otra corresponde a su contribución.

En este análisis de sensibilidad, la aportación de los beneficios económicos por los bonos de carbono aumenta la tasa de descuento de 2.8% a aproximadamente 3.7%, lo cual significa, y de acuerdo con tasas de descuento que por debajo de este valor la central termosolar en Hermosillo-Sonora es aceptable para competir con el caso base. Es decir, a tasas inferiores al 4.1% de descuento la opción de la central termosolar resulta ser mejor en comparación del caso base, y para que este, sea un valor aceptable del proyecto se tendría que recurrir a mecanismos de financiamiento que tengan esquemas con créditos blandos.

### **5.8 Comentarios del Análisis Económico.**

El análisis de los apartados previos genera algunas observaciones. Instalar la central, ya sea en Temixco o Hermosillo para cubrir el consumo de energía eléctrica de la línea 8 del STC Metro en la Ciudad de México, permite obtener ingresos adicionales debido a la venta de los excedentes de energía en cualquiera de los dos mecanismos que son permitidos en la regulación nacional vigente. La opción que genera más ingresos es la correspondiente a vender todos los excedentes de energía. Aún y considerando que su pago es al 85% de los costos totales mínimos de corto plazo, esta resulta ser la opción que más ingresos genera. En el caso de la compensación de energía que fue la otra opción evaluada en este trabajo, y la cual, recientemente se integró en el marco regulatorio nacional para considerar la intermitencia de las fuentes renovables, no se presenta como una opción atractiva desde el punto de vista de los ingresos monetarios netos generados, por la venta de los excedentes después de llevar a cabo la compensación. En el capítulo 4, apartado 4.7.3, ya se había mencionado que este mecanismo, al ser analizado a partir de los factores de compensación entre distintos periodos horarios en el mes, presenta que las conversiones de mayor uso en una central termosolar, es de los periodos base e intermedio a los periodos de punta, y en estos casos el valor del kilowatt hora excedente (base e intermedio) se reduce hasta casi una tercera parte del kilowatt hora faltante (punta). Esto sin duda se ve reflejado en el concepto cargo-ingreso, ya que al reducir el kilowatt hora a casi un tercio de su valor, se requerirá de más kilowatts hora para poder compensar uno faltante en el periodo punta, y en consecuencia se dispone de menor cantidad de energía que pueda generar ingresos adicionales. Sin embargo, aún y con esta desventaja del mecanismo de compensación, la central termosolar atiende sus faltantes y adicionalmente genera ingresos aunque si bien son bajos, estos son generados.

Para el caso del mecanismo de compensación, posiblemente si el factor se considera de uno a uno entonces esta opción sería mejor que el otro mecanismo que es la venta directa de energía, es decir, si la compensación de un kilowatt hora del periodo en que se genera el excedente tiene el mismo valor de kilowatt hora del periodo faltante, entonces la energía disponible sería mayor, y por tanto, los ingresos netos por la venta de los sobrantes después de la compensación se verían incrementados, lo cual mejoraría la viabilidad económica al menos de esta variante, aunque esto posiblemente no sea de significativo efecto sobre la totalidad de la viabilidad económica del proyecto, claro que esto, genera una posibilidad que debe ser analizada más ampliamente.

Con respecto al mecanismo venta de energía, como ya se mencionó, el costo al cual paga la CFE la energía excedente es al 85% del costo total de corto plazo promedio del mes (CTCP), este en general presenta un valor más alto en los periodos base e intermedio en comparación, a los cargos tarifarios que el STC Metro factura en esos periodos a la misma CFE, lo cual se aprecia en la tabla 5.13. En el periodo punta se invierte este comportamiento, y entonces los CTCP's son más bajos; sin embargo, estos son irrelevantes en el diseño de la central aquí propuesta, ya que no hay generación de electricidad en este periodo, y por tanto no hay excedentes en el periodo punta.

Mes	Base		Intermedio		Punta	
	Cargo tarifario (\$ <sub>2011</sub> /kWh)	CTCP (\$ <sub>2011</sub> /kWh)	Cargo tarifario (\$ <sub>2011</sub> /kWh)	CTCP (\$ <sub>2011</sub> /kWh)	Cargo tarifario (\$ <sub>2011</sub> /kWh)	CTCP (\$ <sub>2011</sub> /kWh)
Enero	0.7807	0.6695	0.8667	1.1606	2.0816	1.3276
Febrero	0.8013	0.7432	0.8896	1.3476	2.0467	1.3910
Marzo	0.8261	0.6775	0.9172	1.4796	2.0844	1.5448
Abril	0.8052	1.3539	0.894	1.6162	2.0750	1.6569
Mayo	0.8790	1.5581	0.9759	1.6398	2.1570	1.6249
Junio	0.9064	1.8834	1.0063	1.9943	2.1878	1.9684
Julio	0.9303	1.6702	1.0329	1.8078	2.2060	1.8380
Agosto	0.8967	1.8490	0.9956	1.9530	2.1791	2.0102
Septiembre	0.9265	1.7991	1.0287	1.9937	2.2103	2.0271
Octubre	0.9183	1.7025	1.0195	1.9716	2.2180	2.0429
Noviembre	0.9391	1.0613	1.0425	1.8287	2.2595	1.9569
Diciembre	0.9832	0.9414	1.0915	1.7327	2.3198	1.9928

**Tabla 5.13** Cargos tarifarios del servicio a los cuales factura el STC Metro y los costos totales de corto plazo promedio (CTCP) del mes del nodo Sonora Sur.

El análisis del párrafo anterior y de la tabla 5.13, justifica que es más conveniente el precio de los excedentes de energía al CTCP, y que la opción de que CFE pagará esos mismos excedentes, al valor de los cargos tarifarios a los cuales factura el STC Metro, no tendría alguna mejora económica, más bien, su efecto sería disminuir los ingresos netos, es decir, probablemente generaría una disminución en la magnitud del concepto económico cargo-ingreso.

Una probable mejora en el cargo-ingreso para este mecanismo, sería a partir de que el pago, no sea disminuido al 85% del CTCP, sino que en lugar de ello, este fuera pagado a valores igual o por arriba del 100%, lo cual, sin duda generaría un aumento en la magnitud de este concepto, bajo la premisa, del fomento real del uso de las energías renovables, a partir de dotar los instrumentos regulatorios con mejoras de considerable aporte, y no a partir de disminuir el valor de la generación de energía eléctrica, ya sea, por medio de los factores de compensación, los cuales ya se vio, disminuyen a aproximadamente un tercio el valor del kilowatt hora, en el caso del mecanismo denominado compensación de energía o a partir de disminuir el pago al 85%, como lo es el caso del mecanismo de venta de energía.

Lo anterior si bien, generaría un aumento en los ingresos, posiblemente su contribución a los indicadores económicos, sería en mejorar en algunas décimas de su valor ya calculado; sin embargo, esto abre una ventana a análisis posteriores y de mejoras a este trabajo.

Por otro lado, al llevar a cabo la comparación entre las dos localidades propuestas se tiene que Hermosillo presenta la mejor opción desde el punto de vista del cargo-ingreso si se hace la comparación entre mecanismos similares. Este comportamiento para las centrales termosolares, está relacionado con la mayor disponibilidad del recurso solar que ya fue comprobado en los capítulos 3 y 4, lo cual tiene su efecto en una mayor generación de energía eléctrica, el uso eficiente del área de captación y del campo solar, así como de un mayor factor de planta.

Después de analizar individualmente cada mecanismo a partir del concepto cargo-ingreso, posteriormente su contribución en el término costo promedio se realizó en conjunto con algunos parámetros económicos y consideraciones que permitieron obtener los óptimos económicos, así como de la configuración para cada propuesta de ubicación de la central y de cada mecanismo, lo cual arrojó los siguiente:

	<i>Mecanismo</i>	<i>MS</i>	<i>Costo promedio óptimo</i>
Temixco	Compensación	1.3	0.2053
	Venta	1.4	0.1968
Hermosillo	Compensación	1.5	0.1687
	Venta	1.6	0.1485

En esta tabla se observa que el costo mínimo se presenta en Hermosillo a un MS de 1.6, situación que también se comprobó a partir de los indicadores de viabilidad económica valor presente, valor anual equivalente, TIR y relación B/C (tabla 5.9).

Una vez identificada la configuración de diseño óptima de la central se procede a analizar algunos comportamientos económicos.

<i>CONCEPTO/AÑO</i>	<i>COSTO DE INVERSIÓN M USD 2007</i>	<i>COSTO DE O&amp;M M USD 2007</i>	<i>COSTO DE ELECTRICIDAD M USD 2007</i>	<i>OTROS COSTOS M USD 2007</i>	<i>TOTAL M USD 2007</i>
0	\$-	\$-	\$0.00	\$-	\$0.00
1	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
2	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
3	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
.					
.					

**Tabla 5.14** Flujos de efectivo del caso base.

<i>CONCEPTO/AÑO</i>	<i>COSTO DE INVERSIÓN M USD 2007</i>	<i>COSTO DE O&amp;M M USD 2007</i>	<i>COSTO DE ELECTRICIDAD M USD 2007</i>	<i>OTROS COSTOS M USD 2007</i>	<i>TOTAL M USD 2007</i>
0	\$178.52	\$-	\$-		\$178.52
1	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
2	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
3	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
.					

**Tabla 5.15** Flujos de efectivo de la central termosolar en Hermosillo-Sonora.

<i>CONCEPTO/AÑO</i>	<i>COSTO DE INVERSIÓN M USD 2007</i>	<i>COSTO DE O&amp;M M USD 2007</i>	<i>COSTO DE ELECTRICIDAD M USD 2007</i>	<i>OTROS COSTOS M USD 2007</i>	<i>TOTAL M USD 2007</i>
0	\$178.52	\$-	\$-		\$178.52
1	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
2	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
3	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
.					

**Tabla 5.16** Flujos de efectivo incremental

Las tablas 5.14 a 5.16 presentan parte de los flujos de efectivo del caso base, la central termosolar, así como el incremental de ellos, respectivamente. Los flujos totales durante la vida de la central se presentan en el anexo C.

Los flujos del caso base (tabla 5.14), básicamente presentan los costos debido a la factura anual que debe pagar el STC Metro a CFE por conceptos de energía eléctrica y demanda facturable, la cual asciende a aproximadamente 8 millones de dólares (M USD).

Con respecto a la tabla 5.15 correspondiente a los flujos de efectivo de la central termosolar, se tiene que anualmente hay costos de 2.5 M USD por conceptos de operación y mantenimiento (O& M), en el rubro de costo de electricidad se consideran los beneficios económicos por aproximadamente 3.3 M USD debido a la venta de excedentes a CFE, adicionalmente hay cargos de 0.18 M USD sólo por servicios de supervisión del y de pagos asociados a servicios por transmisión de energía eléctrica. El balance neto anual corresponde a que hay beneficios por 0.57 M USD.

En el análisis incremental de la tabla 5.16 sirve para comparar el caso base y el caso de la central, es por ello que la inversión, así como los costos de operación y mantenimiento se conservan, pero en el rubro de costos de electricidad se presentan en conjunto los beneficios económicos debido a los ahorros por la factura evitada y los beneficios de la venta de energía excedente, monto que asciende a 11.64 M USD; sin embargo, este monto anual se ve disminuido por los costos de O&M y el rubro de otros costos, a un valor de 8.93 M USD, es decir, además de ahorrar los costos de la factura se tiene un beneficio marginal de 0.57 M USD por venta de los excedentes que genera la central.

VP COSTO INV	\$179	VAE COSTO INV	\$18.94
VP COSTO DE O&M	\$23.86	VAE COSTO O&M	\$2.53
VP COSTO DE ELECTRICIDAD	-\$109.76	VAE COSTO ELEC	-\$11.64
VP OTROS COSTOS	\$1.73	VAE COSTO OTROS COSTOS	\$0.18
VPN CENTRAL-BASE	\$94.34	VAE CENTRAL-BASE	\$10.01

**Tabla 5.17** Criterios valor presente neto y anualidad equivalente de la central termosolar en Hermosillo, Sonora.

Al observar los criterios económicos del valor presente y de la anualidad equivalente de acuerdo en la tabla 5.17 se presenta que aún y con los beneficios de ahorro en la factura y de la venta de excedentes, se siguen teniendo costos de acuerdo a estos dos criterios, al ser representado por valores positivos, esto al considerar la convención de que los costos se representan con magnitudes positivas.

El análisis de sensibilidad intenta ver la viabilidad bajo diferentes escenarios, el elegido fue el de la inversión y su resultante presenta que se debe reducir a niveles por debajo del 51% para que sea competitiva la opción de la central; sin embargo, esto al no ser posible en el corto plazo se requeriría esperar si con el transcurso de los años se lograra disminuir a esos niveles la inversión o esperar que existan algunos mecanismos de apoyo que contribuyan a disminuir el costo de inversión.

En estos momentos lo que permite hacer viable la opción es a partir de la disminución de la tasa de descuento a valores por debajo del 3.7%, lo cual se predice a partir del análisis de sensibilidad.

Esto último, abre una oportunidad para que instituciones gubernamentales como podría ser el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS), ayude a estos tipos de sistemas renovables a partir de mecanismos financieros que estén en la figura de créditos blandos, los cuales impulsen su instalación, ya que si se considera que la instalación de la central termosolar propuesta en este trabajo, es para una obra de infraestructura que promueve el desarrollo social como lo es el STC Metro, en donde adicionalmente se promueve que su operación sea de manera sustentable a partir de un sistema de generación de energía limpia, posiblemente sea de mas peso su consideración.

El término sustentable, se plantea a partir de evitar emisiones de GEI a la atmósfera por la generación de energía eléctrica con la central termosolar, lo cual se contabilizó en 61,844.56 toneladas anuales y 1.86 millones de toneladas a lo largo de la vida de la central, la cual es de 30 años. Como ya se planteó en el apartado 5.6, a partir de los MDL adicionalmente se tienen ingresos los cuales mejoraron los indicadores económicos de la central, a su vez que la contribución de los beneficios económicos por la venta se reflejaron en los análisis de sensibilidad del porcentaje de variación de la inversión y de la tasa de descuento. En el primero disminuyó en 5% al bajarla a 51%, y respecto a la tasa de descuento permite que del 2.9% pase a aproximadamente 3.7%, valor que permite hacer aún más viable al buscar alguna institución que ofrezca sistemas de financiamiento flexible como el ya mencionado en párrafos anteriores.

Si bien, el proyecto de instalar la central en Hermosillo en este análisis económico, hecha mano de los beneficios por la venta de los excedentes de energía eléctrica y de un análisis probable para mejorarlos, así como de los ingresos por bonos de carbono, y con ellos mostrar los escenarios económicos bajo los cuales la opción de la central se hace factible y competitiva, esta también debería considerar aspectos técnicos de probables mejoras. Para ello se ha encontrado que mejorando la eficiencia óptica del campo solar, reduciendo las pérdidas térmicas del mismo y del consumo de energía parásita, etc., son aspectos de potenciales mejoras en el desempeño del campo de colectores de canal parabólico que se pueden traducir en disminuir el costo de generación de energía eléctrica por las centrales termosolares. En este sentido y considerando que el STC Metro requiere energía eléctrica en el periodo punta, el cual, como ya se ha mostrado, no es capaz de proveer por la central termosolar debido a la intermitencia por el fenómeno diurno, es que la opción de incluir un sistema de almacenamiento ayudaría indudablemente a generar en ese periodo de no abastecimiento por la central, por lo que los ingresos económicos se vería incrementados, ya que el hecho de que el sistema de almacenamiento apoye en el periodo en el cual los cargos tarifarios del consumo de electricidad son los más altos a lo largo del año. Sin embargo, este sistema y de acuerdo a la literatura llega a representar el 24% del costo capital total de la planta (Kutscher C., 2010), por lo que su estudio debe ser sujeto a un detalle más profundo que involucre desde aspectos técnicos en su dimensionamiento, así como su efecto sobre los beneficios económicos de su instalación.

*Capítulo VI. Conclusiones.*

Para la viabilidad técnica de las plantas termosolares de cilindro parabólico con capacidad nominal de 50 MW, el parámetro más relevante a calcular, fue el flujo máximo del fluido de transferencia de calor en los tubos absorbedores de sólo un lazo de cuatro colectores. Para ello se resolvió el modelo de transferencia de calor de este sistema, el cual fue validado de acuerdo a un estudio, de un sistema de configuración similar en Almería-España, presentando la solución del modelo un valor máximo de error del 0.3% para los perfiles de velocidad y temperatura.

Una vez validado el modelo, se obtuvieron estos mismos perfiles para Temixco y Hermosillo, y con ello se calculó el flujo másico promedio ( $\dot{Q}$ ) a lo largo del lazo de colectores, el cual fue de 8.3 y 9.3 kg/s respectivamente para las dos ubicaciones. Al comparar esta información de las tres localidades se encontró:

$$\dot{Q}_{Hermosillo} > \dot{Q}_{Temixco} > \dot{Q}_{Almería}$$
$$vel_{Hermosillo} > vel_{Temixco} > vel_{Almería}$$

Este comportamiento fue atribuible a la magnitud del ángulo de incidencia, ya que bajo las condiciones de diseño, Hermosillo tiene un menor valor en comparación de Temixco y Almería, lo cual afecta la componente de irradiancia normal directa (DNI), haciendo que esta sea mayor y entonces se requiera incrementar el flujo másico promedio en el lazo, para así cumplir con la condición de la temperatura a la salida del mismo (393°C). El hecho de que en Hermosillo, Sonora se cuente con valores altos de DNI influye en una mayor generación de energía eléctrica, ya que si se considera un múltiplo solar de 1 hay una producción anual de 80,313,218.78 en Temixco-Morelos, con 4.5 horas pico promedio en verano y 6.8 horas pico promedio en invierno, y en el caso de Hermosillo-Sonora se generan 84,130,769.99 kWh con 6.7 horas pico promedio en verano y 6 horas pico promedio en invierno.

De acuerdo a los tres periodos horarios de la tarifa alta tensión (HT), bajo los cuales figura el STC Metro, las dos centrales termosolares generan la mayor cantidad de energía eléctrica en el periodo intermedio, siguiéndole en una producción considerablemente menor el periodo base, y sin generación en el periodo de punta. El comportamiento de los periodos base e intermedio coincide en general con el consumo de electricidad de la Línea 8 de STC Metro, ya que el orden de demanda, sigue el de la generación mencionada.

La evaluación económica permitió llevar a cabo un análisis del costo promedio mínimo de generación de energía eléctrica en función del múltiplo solar (MS), arrojando una gran cantidad de información referente al comportamiento de algunos aspectos técnicos y económicos del campo solar, así como del análisis de los dos mecanismos creados en México para favorecer la intermitencia de las fuentes renovables.

En el rubro técnico se encontró que para las dos centrales, al incrementar el múltiplo solar (MS) del tamaño de campo de colectores, el factor de planta y de generación de energía eléctrica aumentan; sin embargo, de acuerdo a estos criterios, la central en Hermosillo, Sonora es más conveniente que la central en Temixco, Morelos, ya que a un valor dado de MS la generación de energía eléctrica en Hermosillo es mayor con un área de apertura menor que en Temixco, y por tanto del campo solar.

En el caso del instrumento compensación de energía que atiende la intermitencia de las fuentes renovables, la generación de electricidad en las dos centrales, fue suficiente, a grado tal que fue capaz de atender los faltantes de energía eléctrica de los periodos base, intermedio y punta, así como generar sobrantes después de la compensación anual de 734,736.86 kWh y 10,454,633.50 kWh para Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora, respectivamente, siendo el excedente de energía eléctrica en esta última localidad considerablemente mayor.

Al comparar los dos rubros que apoyan a la intermitencia de las energías renovables evaluados en este trabajo, y de acuerdo al análisis económico, se tiene que el caso del instrumento de venta de energía, presenta mayores beneficios económicos, en comparación con los beneficios referente al instrumento de la compensación de energía, por lo que la primera, es la elección más conveniente para el STC Metro, en el tratamiento de los excedentes de energía eléctrica generados en cualquiera de las dos centrales.

El objetivo del análisis de la curva del costo de generación mínimo promedio vs MS fue cubierto al obtener la configuración óptima de cada una de las dos centrales bajo los dos mecanismos. En Temixco, Morelos con el mecanismo de compensación de energía su configuración óptima fue a un MS de 1.3 con el mínimo costo promedio de generación de 0.2053 USD<sub>2007</sub>/kWh, en el caso de la venta de energía se tiene en un MS de 1.4 con un costo mínimo de 0.1968 USD<sub>2007</sub>/kWh. En Hermosillo, Sonora el costo promedio mínimo de generación por la central aplicando el mecanismo de compensación se tiene en 0.1687 USD<sub>2007</sub>/kWh a un MS de 1.5, en el caso de la venta es 0.1485 USD<sub>2007</sub>/kWh a un MS de 1.6.

De los cuatro óptimos resultantes, la opción económicamente más viable es instalar la central termosolar en Hermosillo, Sonora al presentar el costo promedio de generación más bajo de 0.1485 USD<sub>2007</sub>/kWh, situación que adicionalmente fue validada a partir de los indicadores de viabilidad económica valor presente, valor anual equivalente, TIR y relación B/C; sin embargo, esta opción bajo los supuestos generales de la evaluación económica, no consigue ser una opción viable desde el punto de vista económico

Desde el punto de vista del beneficio ambiental el instalar la central termosolar en Hermosillo, Sonora se evita la emisión de 61,844.56 toneladas anuales de CO<sub>2</sub>eq y 1.86 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq a la atmósfera durante los treinta años de vida de la central. Además de la contribución ambiental de la central, esto fue evaluado para generar beneficios económicos a partir de la implementación del Mecanismo de Desarrollo Limpio bajo el esquema de Certificados de Reducción de Emisiones o bonos de carbono.

El análisis de sensibilidad sobre el porcentaje de variación de la inversión y su efecto sobre el indicador valor presente, sin la contribución de los bonos de carbono y con su aporte, resultó en que ésta mejoró al pasar del 56% al 51%, es decir, para que el proyecto sea viable se requiere que la inversión sea reducida 51%; sin embargo, este valor aún no se considera viable en el corto plazo, sino posiblemente con las mejoras en el desempeño de los sistemas al transcurso de los años.

En el corto plazo el análisis de sensibilidad de la variación de la tasa de descuento sobre el valor presente sin y con la aportación de los beneficios económicos por los bonos de carbono aumenta la tasa de descuento, al pasar del 2.8% a aproximadamente 3.7%. Valores por debajo de esta tasa de descuento la elección de la central es considerablemente competitiva a el caso base.

El análisis técnico y económico arrojó que es viable la instalación de la central termosolar bajo esquemas de financiamiento con créditos a tasas de descuento por debajo del 3.7%; sin embargo, se recomienda que este debería ser beneficiado de manera sustancial a partir de mejoras a los dos mecanismos que la CRE regula y que afectan la viabilidad económica de las centrales de potencia solar. Una probable mejora en el cargo-ingreso para el mecanismo de compensación, sería a partir de que el pago, no sea disminuido al 85% del costo total de corto plazo (CTCP), sino que en lugar de ello, éste fuera pagado a valores igual o por arriba del 100%, lo cual, sin duda generaría un aumento en la magnitud de este concepto, bajo la premisa, del fomento real del uso de las energías renovables, a partir de dotar los instrumentos regulatorios con mejoras de considerable aporte, y no a partir de disminuir el valor de la generación de energía eléctrica, ya sea, por medio de los factores de compensación, los cuales ya se vio disminuyen a aproximadamente un tercio el valor del kilowatt hora, en el caso del mecanismo denominado compensación de energía o a partir de disminuir el pago al 85%, como lo es el caso del mecanismo de venta de energía.

Adicionalmente los beneficios económicos por la emisión de los bonos de carbono, contribuirán en una manera considerable en la rentabilidad del proyecto esto, si en los años futuros se logran alcanzar niveles tan altos como el registro histórico del 2006, en donde el precio por tonelada de CO<sub>2</sub>eq fue de 32€ en los mercados europeos.

Otro aspecto que indudablemente contribuirá en la viabilidad de la central, tiene que ver con los mejoras en el desempeño del campo solar, a partir de las mejoras en la eficiencia y en el diseño de los en los componentes del colector solar, las cuales están encaminadas en la disminución en el costo de la inversión, acciones que como ya ha sido reportado, fomentarían la instalación de una mayor cantidad de centrales, lo cual a su vez tendría efectos debido a economías de escala y de curvas de aprendizaje.

*Anexo A.*

## Anexo A-1 Estación Meteorológica y Solarimétrica del Instituto de Energías Renovables, UNAM (IER-UNAM)

Lugar: Temixco, Morelos

Periodo de Construcción: 1990, reconstruida en 1998 – 2000

Responsables: Dr. Camilo Arancibia Bulnes

Colaboradores: Dr. Claudio Estrada, Ing. José de Jesús Quiñones Aguilar

Descripción Técnica: El sistema está constituido por un adquisidor de datos (mod. CR10X Campbell), interfaceado una computadora personal y alimentado por una batería que se recarga mediante un panel fotovoltaico. A continuación se presenta la ficha técnica de los instrumentos.

<i>Variable</i>	<i>Descripción</i>	<i>Modelo</i>	<i>Calibración</i>
Radiación global	Piranómetro PSP marca Eppley	PSP	Anual (IGF-UNAM* K=7.80 X10 <sup>-6</sup> V/Wm <sup>-2</sup> )
Radiación difusa	Piranómetro B&W marca Eppley	B &W	Anual (IGF-UNAM K=10.82 X10 <sup>-6</sup> V/Wm <sup>-2</sup> )
Radiación Ultravioleta	Radiómetro TUVR marca Epley	TUVR	Anual (IGF-UNAM K=175 X10 <sup>-6</sup> V/Wm <sup>-2</sup> )
Temperatura ambiente y humedad relativa	Sensor Campbell, CS 500	1000 ΩPRT, DIN 43760B INTERCAP	Bianual (Fabricante)
Velocidad y dirección de viento	Wind Sentry mod 03002-5 R.M. Young Company	03002-5	Bianual (Fabricante)
Presión atmosférica	Sensor de presión Campbell, CS 105	PTB101B	Bianual (Fabricante)
Precipitación pluvial	Tipping bucket, magnetic reed	TE525MM	Bianual (Fabricante)

**Tabla A-1** Ficha técnica de los equipos disponibles en la Estación Meteorológica y Solarimétrica del IER-UNAM.

\*Instituto de Geofísica de la UNAM. Fuente: <http://xml.cie.unam.mx/xml/se/cs/meteo1.xml>, consultado en septiembre 2013.

**Anexo A-2 Pantalla Impresa del Ciclo de Potencia del Programa SAM.**

<b>Plant Capacity</b>	
Design gross output	55 MWe
Estimated gross to net conversion factor	0.9
Estimated net output at design (nameplate)	50 MWe
<i>Note: Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power</i>	
<b>Power Block Design Point</b>	
Rated cycle conversion efficiency	0.381
Design inlet temperature	393 °C
Design outlet temperature	293 °C
Boiler operating pressure	90 bar
Fossil backup boiler LHV efficiency	0.9
Steam cycle blowdown fraction	0.02
<b>Plant Control</b>	
Low resource standby period	1 hrs
Fraction of thermal power needed for standby	0.2
Power block startup time	0.5 hr
Fraction of thermal power needed for startup	0.2
Minimum required startup temp	350 °C
Max turbine over design operation	1.05
Min turbine operation	0.1
Turbine Inlet Pressure Control	Sliding pressure

**Figura A-2** Pantalla impresa del bloque de potencia de la planta termosolar de Temixco –Morelos y Hermosillo – Sonora.

### Anexo A-3 Pantalla Impresa de las Páginas Colector y Tubo Absorbedor del Programa SAM.

Collector (SCA) Type 1

Configuration name: No library match. Choose collector from library...

**Collector Geometry**

Reflective aperture area	817.5 m <sup>2</sup>	Number of modules per assembly	12
Aperture width, total structure	5.75 m	Average surface-to-focus path length	2.11 m
Length of collector assembly	150 m	Piping distance between assemblies	1 m

**Optical Parameters**

Incidence angle modifier coeff 1	1	Geometry effects	0.98
Incidence angle modifier coeff 2	-0.000525097	Mirror reflectance	0.935
Incidence angle modifier coeff 3	-2.85962e-05	Dirt on mirror	0.95
Tracking error	0.99	General optical error	0.99

**Figura A-3 A** Características técnicas del Colector EuroTrough ET-150 en el programa SAM, para Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora.

Receiver (HCE) Type 1

Configuration name: Siemens UVAC 2010 Choose receiver from library...

**Receiver Geometry**

Absorber tube inner diameter	0.066 m	Absorber flow plug diameter	0 m
Absorber tube outer diameter	0.07 m	Internal surface roughness	4.5e-50
Glass envelope inner diameter	0.109 m	Absorber flow pattern	Tube fl...
Glass envelope outer diameter	0.115 m	Absorber material type	216L

**Parameters and Variations**

	Variation 1	Variation 2	Variation 3	Variation 4*
Variant weighting fraction*	0.985	0.01	0.005	0
<b>Absorber Parameters:</b>				
Absorber absorptance	0.96	0.96	0.9	0
Absorber emittance	Table...	0.65	0.65	0
<b>Envelope Parameters:</b>				
Envelope absorptance	0.02	0.02	0	0
Envelope emittance	0.89	0.86	1	0
Envelope transmittance	0.965	0.96	1	0
	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input checked="" type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass
<b>Gas Parameters:</b>				
Annulus gas type	Hydrogen	Air	Air	Hydrogen
Annulus pressure (torr)	7.5e-05	750	750	0
<b>Heat Loss at Design:</b>				
Estimated avg. heat loss (W/m)	192	1100	1500	0
<b>Optical Effects:</b>				
Bellows shadowing	0.963	0.971	0.971	0.963
Dirt on receiver	1	0.98	1	0.98

Note: \* The variant weighting fractions and Variation 4 inputs are not part of the library.

**Figura A-3 B** Características técnicas del receptor Solel UVAC en el programa SAM, para Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora.

### Anexo A-4 Parámetros del Campo Solar en SAM

Este apartado describe los parámetros que han sido modificados de los valores que SAM trae por default. Así como la pantalla impresa para las dos ubicaciones a estudiar, es decir Temixco- Morelos y Hermosillo-Sonora. Se debe mencionar que salvo sea mencionado, estos parámetros se mantienen para ambas ubicaciones.

#### Parámetros del Campo Solar (Solar Field Parameters).

- Múltiplo Solar (MS). Este parámetro, es definido como la relación entre la potencia térmica producida por el campo solar en el punto de diseño y la potencia térmica requerida por el bloque de potencia en condiciones nominales. Un valor de 1 representa el área de apertura, la cual al ser expuesta a la radiación de diseño, genera la energía térmica requerida para mover el bloque de potencia.

Debido a que en cualquier ubicación dada, el número de horas en un año en que el recurso solar es igual a la irradiación de diseño probablemente es pequeño, un campo solar con un MS=1, raramente hará funcionar el bloque de potencia a su capacidad nominal. Incrementando el MS (MS>1), resulta en un campo solar que opera en su punto de diseño por más horas del año y genera más electricidad (NREL B, 2011B).

De acuerdo al documento a NREL (2011 B) una manera de seleccionar el valor más óptimo de ese campo en particular, es a partir de un análisis de sensibilidad del MS vs. el costo nivelado de generación de energía eléctrica. El desarrollo de este estudio se explica en el capítulo 5. A continuación, sólo se dan los valores para las dos ubicaciones estudiadas.

<i>Ubicación</i>	<i>Multiplo Solar</i>
Temixco, Morelos	1.4
Hermosillo, Sonora	1.6

- Espaciamiento entre filas. Para considerar el efecto del sombreado entre las filas paralelas de los colectores a partir de consideraciones geométricas, se utiliza este parámetro. Para obtener un buen desempeño del campo de colectores se recurre a aumentar la distancia y evitar el efecto de sombreado; sin embargo, este aumento incrementa el área del campo, así como las pérdidas por bombeo y térmicas. De acuerdo a la literatura (Montes M. J., 2008), se recomienda que la distancia sea tres veces el ancho de apertura del colector, para este trabajo se propone el colector Eurotrough ET-150, el cual, presenta 5.75m, entonces:

$$\text{Espaciamiento entre filas} = 3 w = 3(5.75m) = 17.25m$$

donde  $w$  = ancho de apertura.

- Número de subsecciones del campo. De acuerdo a M. J. Montes et al. 2009 para áreas de colectores con dimensiones menores a 400 000 m<sup>2</sup> se considera una configuración 1 ó de 2 dos secciones, alineados sobre un eje horizontal N-S y un seguimiento continuo en la dirección E-O. Esta consideración tiene que ver con las tuberías colectoras, las cuales son encargadas de hacer la distribución del fluido frío y de coleccionar el fluido caliente de cada lazo, estas viajan de manera paralela. Con sólo dos secciones, la distribución se hace de manera directa a través de las tuberías del bloque de potencia, a cada par de tuberías colectoras de las dos secciones del campo, es decir la este y oeste.
- Rugosidad de las tuberías colectoras. La rugosidad es importante para determinar la escala de la caída de presión a lo largo del sistema. Un valor conservativo de rugosidad para un tubo de acero extruido (frecuentemente usado para un tubo absorbedor) es de 3 x10<sup>-6</sup> m. El valor default sugerido por el manual de SAM es de 4.5x10<sup>-5</sup> m el cual se basa en el valor de rugosidad para el acero extruido y el diámetro interno del tubo absorbedor Solel UVAC 3, es decir:

$$3 \times 10^{-6} \text{ m} / 0.66 \text{ m} = 4.5 \times 10^{-5} \text{ m}$$

- Eficiencia de las bombas del fluido de transferencia de calor (HTF). Para la operación de un Planta de Potencia Solar térmica, se necesita de manera continua energía, así como para mantener el sistema en stand-by. A estas energías de autoconsumo se les asigna el término de *energía parásita* (Winter C. J., 1991). En SAM aparece el término de eficiencia de las bombas del HTF, el cual, sirve para considerar la energía de bombeo requerida para operar la recirculación del HTF en el campo solar. En los trabajos consultados (Montes M.J., 2009 y Patnode A.M. 2006) para este parámetro, se hace referencia al trabajo de Lippke, 1995. En él se considera como razonable un valor de 0.75 de eficiencia de las bombas para este fin.
- Temperatura de protección de enfriamiento. Cuando existen momentos prolongados de paro en la planta o si se presentan temperaturas muy fría durante la noche, el HTF puede enfriarse a un valor inaceptable de temperatura. SAM modela esta situación limitando la temperatura mínima del HTF en el campo especificándola a partir de este parámetro. De acuerdo a Cohen et al. (2008) se recomienda que el valor mínimo de temperatura debe estar por arriba del punto de congelación, el cual para el Therminol VP-1 es de 12°C. En este caso se decidió mantener el valor que aparece por default en el programa SAM, el cual es de 150°C.
- Irradiación de diseño. Los valores de las condiciones climáticas de diseño son valores de referencia que representan el recurso solar en alguna ubicación dada para propósitos de dimensionamiento del campo solar, la Irradiación Normal Directa (DNI) tiene un impacto significativo en ello. El valor de Irradiación Normal Directa para Hermosillo-Sonora se fijó en 950 W/m<sup>2</sup>, dado que es el recomendado para la ubicación del Desierto de Mohave en Estados Unidos (NREL, 2011B), la cual se encuentra geográficamente próxima a Hermosillo. En el caso de Temixco-Morelos el valor propuesto fue de 850 W/m<sup>2</sup>, esto con fines de diferenciar entre el recurso que se presenta en una parte central y en el noroeste de México.

- Permitir desenfoque parcial. Durante horas cuando el campo solar libera más energía térmica que la requerida por el bloque de potencia ( y el sistema de almacenamiento, si es que existe), o cuando el flujo es mayor al máximo definido en el apartado de características del fluido de transferencia de calor, entonces los colectores se desenfocan en el campo, para reducir la producción térmica del campo. Este desenfoque se puede programar a partir de desenfocar cada colector en el orden que se desee; sin embargo, existe la opción de desenfoque parcial de manera simultánea, que consiste en desenfocar los colectores parcialmente a partir de realizar ligeros ajustes en el ángulo de seguimiento, desenfocándolos en la misma cantidad y tiempo.

### Fluido de Transferencia de Calor (Heat Transfer Fluid).

- Field HTF Fluid. El aceite sintético Therminol VP-1, se seleccionó como fluido de transferencia de calor debido a que se emplea en los proyectos actualmente disponibles.
- Temperatura de diseño de entrada al lazo (°C). Es la temperatura de entrada al lazo en condiciones de diseño, la cual se propone de 293°C
- Temperatura de diseño de salida al lazo (°C). Es la temperatura de salida del lazo en condiciones de diseño la cual se establece de 393°C. El valor de temperatura a la entrada y salida del lazo se propone para que exista un aumento de 100°C a lo largo del lazo (NREL, 2011B). Este aumento se empleará en el cálculo de flujo másico máximo a lo largo del lazo
- Flujo másico mínimo de un solo lazo (kg/s). Representa el mínimo flujo que se tiene en un lazo, el cual se considera que es de 1 kg/s.
- Flujo másico máximo de un solo lazo (kg/s). Este valor es el máximo permisible en el lazo. El flujo másico de aceite que circule por el lazo, es el encargado de suministrar la energía térmica que se requiere para obtener un incremento de 100°C, y con ello obtener a la salida una temperatura de 393°C. Para obtener este valor se llevo a cabo la simulación matemática de un lazo de cuatro colectores Eurotrough ET-150, dando como resultado:

<i>Ubicación</i>	<i>Flujo másico (kg/m<sup>3</sup>)</i>
Temixco, Morelos	8.3
Hermosillo, Sonora	9.3

El desarrollo para obtener estos parámetros se presenta en el apartado 3.2.1.4.1 del capítulo 3.

- Velocidad mínima y máxima del campo (m/s). Estos valores dependen de los flujos máxicos mínimos y máximo en el lazo, la densidad del HTF y el diámetro interno del tubo absorbedor. En SAM se calcula de manera automática.
- Velocidad mínima y máxima de diseño de la tubería colectora. La tubería colectora es la encargada de hacer tanto la distribución de HTF frío, como la recolección del HTF caliente a lo largo del campo de colectores. Estos se mantienen en el valor que SAM trae por default.

### **Configuración de un solo lazo**

- SAM permite hacer configuraciones en un lazo con diferentes tipos de colectores y receptores; sin embargo, en este trabajo consiste de un lazo de colectores comprendido por cuatro colectores Eurotrough ET-150 y tubos receptores Solel UVAC-2010. Este arreglo está inspirado en el trabajo realizado por Montes M. J. (2008).

A continuación se presenta las imágenes de las pantallas impresas de la página del campo solar de SAM, que contiene los datos anteriormente desglosados, tanto para Temixco - Morelos y Hermosillo – Sonora.

- **Temixco, Morelos.**

**Solar Field Parameters**

Option 1: Solar multiple   
 Option 2: Field aperture  m<sup>2</sup>  
 Row spacing  m  
 Stow angle  deg  
 Deploy angle  deg  
 Number of field subsections   
 Header pipe roughness  m  
 HTF pump efficiency   
 Freeze protection temp  °C  
 Irradiation at design  W/m<sup>2</sup>  
 Allow partial defocusing

**Heat Transfer Fluid**

Field HTF fluid

User-defined HTF fluid

Design loop inlet temp  °C  
 Design loop outlet temp  °C  
 Min single loop flow rate  kg/s  
 Max single loop flow rate  kg/s  
 Min field flow velocity  m/s  
 Max field flow velocity  m/s  
 Header design min flow velocity  m/s  
 Header design max flow velocity  m/s

**Single Loop Configuration**

Note: The specification below is only for one loop in the solar field.  
 Usage tip: To configure the loop, choose whether to edit SCAís, HCEís or defocus order. Select assemblies by clicking one or dragging the mouse over multiple items. Assign types to selected items by pressing keys 1-4.

Number of SCA/HCE assemblies per loop:   Edit SCAs  Edit HCEs  Edit Defocus Order

SCA: 1	SCA: 1	SCA: 1	SCA: 1
HCE: 1 DF# 4	HCE: 1 DF# 3	HCE: 1 DF# 2	HCE: 1 DF# 1

- **Hermosillo, Sonora.**

**Solar Field Parameters**

Option 1: Solar multiple   
 Option 2: Field aperture  m<sup>2</sup>  
 Row spacing  m  
 Stow angle  deg  
 Deploy angle  deg  
 Number of field subsections   
 Header pipe roughness  m  
 HTF pump efficiency   
 Freeze protection temp  °C  
 Irradiation at design  W/m<sup>2</sup>  
 Allow partial defocusing

**Heat Transfer Fluid**

Field HTF fluid

User-defined HTF fluid

Design loop inlet temp  °C  
 Design loop outlet temp  °C  
 Min single loop flow rate  kg/s  
 Max single loop flow rate  kg/s  
 Min field flow velocity  m/s  
 Max field flow velocity  m/s  
 Header design min flow velocity  m/s  
 Header design max flow velocity  m/s

**Single Loop Configuration**

Note: The specification below is only for one loop in the solar field.  
 Usage tip: To configure the loop, choose whether to edit SCAís, HCEís or defocus order. Select assemblies by clicking one or dragging the mouse over multiple items. Assign types to selected items by pressing keys 1-4.

Number of SCA/HCE assemblies per loop:   Edit SCAs  Edit HCEs  Edit Defocus Order

SCA: 1	SCA: 1	SCA: 1	SCA: 1
HCE: 1 DF# 4	HCE: 1 DF# 3	HCE: 1 DF# 2	HCE: 1 DF# 1

**Anexo A-5 A Resultados de la Simulación Matemática del Lazo de Colectores del Programa FLUENT. Validación del Modelo Matemático.**

Colector	Módulo	Longitud (m)	Montes M. J. (2008)				Validación Fluent CFD				% Error T	% Error v
			T in (°C)	T out (°C)	v in (m/s)	v out (m/s)	T in (°C)	T out (°C)	v in (m/s)	v out (m/s)		
1	1	12	293	295.3	2.825	2.834	293	295.28	2.825	2.8328	0.006772773	0.042342978
	2	24	295.3	297.5	2.834	2.842	295.28	297.55	2.8328	2.8407	0.016806723	0.045742435
	3	36	297.5	299.8	2.842	2.851	297.55	299.81	2.8407	2.8486	0.003335557	0.084180989
	4	48	299.8	302	2.851	2.859	299.81	302.08	2.8486	2.8574	0.026490066	0.055963624
	5	60	302	304.2	2.859	2.868	302.08	304.35	2.8574	2.8663	0.049309665	0.059274756
	6	72	304.2	306.4	2.868	2.876	304.35	306.55	2.8663	2.875	0.048955614	0.034770515
	7	84	306.4	308.7	2.876	2.884	306.55	308.75	2.875	2.8838	0.016196955	0.006934813
	8	96	308.7	310.9	2.884	2.891	308.75	310.93	2.8838	2.8925	0.009649405	0.051885161
	9	108	310.9	313.1	2.891	2.899	310.93	313.11	2.8925	2.9013	0.003193868	0.079337703
	10	120	313.1	315.3	2.899	2.907	313.11	315.31	2.9013	2.9102	0.003171583	0.110079119
	11	132	315.3	317.4	2.907	2.916	315.31	317.47	2.9102	2.919	0.02205419	0.102880658
	12	144	317.4	319.6	2.916	2.924	317.47	319.651	2.919	2.928	0.015957447	0.136798906
2	1	156	319.6	321.8	2.924	2.933	319.651	321.8423	2.928	2.9371	0.01314481	0.139788612
	2	168	321.8	323.9	2.933	2.941	321.8423	324.0137	2.9371	2.9461	0.035103427	0.173410405
	3	180	323.9	326.1	2.941	2.95	324.0137	326.1837	2.9461	2.9552	0.025666973	0.176271186
	4	192	326.1	328.2	2.95	2.96	326.1837	328.3477	2.9552	2.9643	0.045003047	0.14527027
	5	204	328.2	330.4	2.96	2.969	328.3477	330.514	2.9643	2.9735	0.034503632	0.151566184
	6	216	330.4	332.5	2.969	2.979	330.514	332.6644	2.9735	2.9827	0.049443609	0.124202753
	7	228	332.5	334.6	2.979	2.988	332.6644	334.7993	2.9827	2.9918	0.059563658	0.127175368
	8	240	334.6	336.7	2.988	2.998	334.7993	336.9369	2.9918	3.001	0.07035937	0.100066711
	9	252	336.7	338.8	2.998	3.008	336.9369	339.0492	3.001	3.0102	0.073553719	0.073138298
	10	264	338.8	340.9	3.008	3.017	339.0492	341.1474	3.0102	3.0194	0.072572602	0.079549221
	11	276	340.9	343	3.017	3.027	341.1474	343.2518	3.0194	3.0286	0.073411079	0.052857615
	12	288	343	345.1	3.027	3.037	343.2518	345.34	3.0286	3.0379	0.069545059	0.029634508

**Tabla A-5 A** Validación de la simulación matemática de los parámetros de temperatura y velocidad a la salida de cada módulo

Colector	Módulo	Longitud (m)	Montes M. J. (2008)				Validación Fluent CFD				% Error T	% Error v
			T in (°C)	T out (°C)	v in (m/s)	v out (m/s)	T in (°C)	T out (°C)	v in (m/s)	v out (m/s)		
3	1	300	345.1	347.2	3.037	3.047	345.34	347.4298	3.0379	3.0472	0.066186636	0.006563833
	2	312	347.2	349.3	3.047	3.056	347.4298	349.5144	3.0472	3.0565	0.061379903	0.016361257
	3	324	349.3	351.3	3.056	3.066	349.5144	351.6145	3.0565	3.0674	0.089524623	0.0456621
	4	336	351.3	353.4	3.066	3.076	351.6145	353.6851	3.0674	3.0786	0.080673458	0.084525358
	5	348	353.4	355.4	3.076	3.085	353.6851	355.747	3.0786	3.09	0.097636466	0.162074554
	6	360	355.4	357.5	3.085	3.095	355.747	357.799	3.09	3.1013	0.083636364	0.20355412
	7	372	357.5	359.5	3.095	3.106	357.799	359.8581	3.1013	3.1127	0.09961057	0.215711526
	8	384	359.5	361.5	3.106	3.117	359.8581	361.9082	3.1127	3.1243	0.112918396	0.234199551
	9	396	361.5	363.5	3.117	3.128	361.9082	363.9648	3.1243	3.1358	0.12786795	0.249360614
	10	408	363.5	365.5	3.128	3.14	363.9648	366.0307	3.1358	3.1476	0.145198358	0.242038217
	11	420	365.5	367.6	3.14	3.151	366.0307	368.0666	3.1476	3.1592	0.126931447	0.260234846
	12	432	367.6	369.5	3.151	3.163	368.0666	370.0873	3.1592	3.1709	0.15894452	0.249762883
4	1	444	369.5	371.5	3.163	3.175	370.0873	371.3154	3.1709	3.1825	0.049690444	0.236220472
	2	456	371.5	373.5	3.175	3.185	371.3154	373.39	3.1825	3.1942	0.029451138	0.288854003
	3	468	373.5	375.5	3.185	3.196	373.39	375.37	3.1942	3.206	0.034620506	0.312891114
	4	480	375.5	377.5	3.196	3.207	375.37	377.34	3.206	3.2179	0.042384106	0.339881509
	5	492	377.5	379.4	3.207	3.218	377.34	379.41	3.2179	3.2297	0.002635741	0.363579863
	6	504	379.4	381.4	3.218	3.23	379.41	381.28	3.2297	3.2417	0.031463031	0.362229102
	7	516	381.4	383.3	3.23	3.242	381.28	383.23	3.2417	3.2536	0.018262458	0.357803825
	8	528	383.3	385.3	3.242	3.255	383.23	385.16	3.2536	3.2655	0.036335323	0.322580645
	9	540	385.3	387.2	3.255	3.268	385.16	387.08	3.2655	3.2775	0.030991736	0.290697674
	10	552	387.2	389.1	3.268	3.281	387.08	389.11	3.2775	3.2895	0.002570033	0.259067358
	11	564	389.1	391.1	3.281	3.294	389.11	390.94	3.2895	3.3017	0.040910253	0.233758349
	12	576	391.1	393	3.294	3.307	390.94	392.83	3.3017	3.3138	0.043256997	0.205624433

**Tabla A-5 A** Validación de la simulación matemática de los parámetros de temperatura y velocidad a la salida de cada módulo

**Anexo A-5 B Resultados de la Simulación Matemática del Lazo de Colectores con el Programa FLUENT. Valores de los Perfiles de Velocidad y Temperatura.**

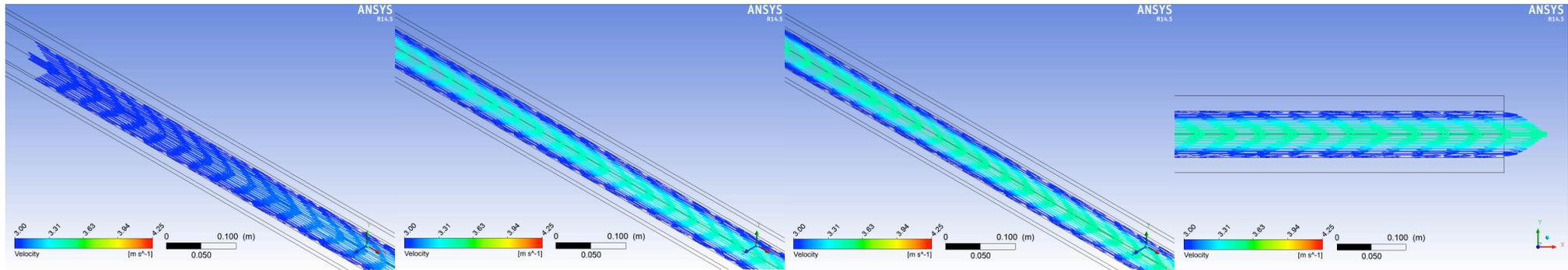
<i>Colector</i>	<i>Módulo</i>	<i>Longitud (m)</i>	<i>Almería, España</i>		<i>Temixco, Morelos</i>		<i>Hermosillo, Sonora</i>	
			<i>v out (m/s)</i>	<i>T out (°C)</i>	<i>v (m/s)</i>	<i>T (°C)</i>	<i>v (m/s)</i>	<i>T (°C)</i>
<b>1</b>	1	12	2.834	295.3	2.955	295.24	3.3093064	295.24404
	2	24	2.842	297.5	2.9632	297.46	3.3187835	297.49081
	3	36	2.851	299.8	2.9713	299.68	3.328217	299.73403
	4	48	2.859	302	2.9803	301.91	3.3386636	301.96981
	5	60	2.868	304.2	2.9896	304.13	3.3491015	304.18954
	6	72	2.876	306.4	2.9988	306.33	3.3595767	306.38986
	7	84	2.884	308.7	3.0079	308.53	3.3701336	308.58938
	8	96	2.891	310.9	3.0172	310.71	3.3805578	310.785
	9	108	2.899	313.1	3.0265	312.9	3.3911407	312.98275
	10	120	2.907	315.3	3.0357	315.08	3.4016073	315.17349
	11	132	2.916	317.4	3.045	317.26	3.4121168	317.36007
	12	144	2.924	319.6	3.054	319.44	3.4226136	319.54482
<b>2</b>	1	156	2.933	321.8	3.063	321.75	3.4331138	321.7037
	2	168	2.941	323.9	3.073	323.8913	3.443696	323.85299
	3	180	2.95	326.1	3.082	326.0322	3.4543164	326.00149
	4	192	2.96	328.2	3.092	328.25	3.4649706	328.13925
	5	204	2.969	330.4	3.101	330.3	3.4756467	330.27896
	6	216	2.979	332.5	3.111	332.44	3.4864109	332.41702
	7	228	2.988	334.6	3.12	334.56	3.4972429	334.54873
	8	240	2.998	336.7	3.13	336.69	3.507987	336.66641
	9	252	3.008	338.8	3.14	338.78	3.5187764	338.77084
	10	264	3.017	340.9	3.15	340.87	3.5295501	340.87502
	11	276	3.027	343	3.159	342.97	3.5403936	342.9772
	12	288	3.037	345.1	3.169	345.07	3.5512176	345.07052

**Tabla A-5 B** Resultados de velocidad y temperatura de la simulación matemática para Almería, Temixco y Hermosillo

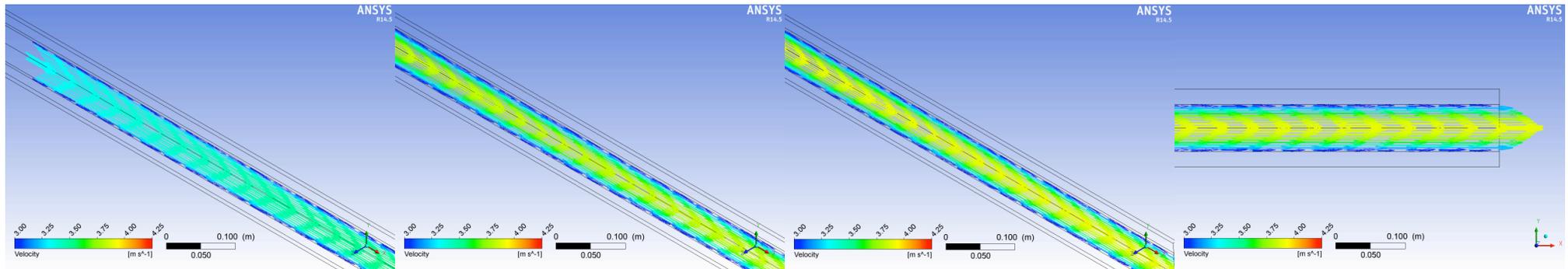
<i>Colector</i>	<i>Módulo</i>	<i>Longitud (m)</i>	<i>Almería, España</i>		<i>Temixco, Morelos</i>		<i>Hermosillo, Sonora</i>	
			<i>v out (m/s)</i>	<i>T out (°C)</i>	<i>v (m/s)</i>	<i>T (°C)</i>	<i>v (m/s)</i>	<i>T (°C)</i>
<b>3</b>	1	300	3.047	347.2	3.178	347.3	3.5622425	347.15786
	2	312	3.056	349.3	3.187	349.4	3.5734856	349.25387
	3	324	3.066	351.3	3.197	351.49	3.5860434	351.33877
	4	336	3.076	353.4	3.208	353.53	3.5993421	353.39669
	5	348	3.085	355.4	3.22	355.58	3.6126158	355.45016
	6	360	3.095	357.5	3.231	357.6	3.6259971	357.49844
	7	372	3.106	359.5	3.242	359.64	3.6394961	359.54751
	8	384	3.117	361.5	3.254	361.67	3.6529486	361.59054
	9	396	3.128	363.5	3.265	363.72	3.6664956	363.63064
	10	408	3.14	365.5	3.277	365.73	3.68011	365.67666
	11	420	3.151	367.6	3.289	367.74	3.6936805	367.69937
	12	432	3.163	369.5	3.301	369.73	3.7072253	369.70986
<b>4</b>	1	444	3.175	371.5	3.312	371.85	3.7201045	371.70236
	2	456	3.185	373.5	3.324	373.83	3.7326794	373.6882
	3	468	3.196	375.5	3.335	375.8	3.7456021	375.67141
	4	480	3.207	377.5	3.347	377.77	3.7585478	377.65109
	5	492	3.218	379.4	3.359	379.74	3.7717924	379.6282
	6	504	3.23	381.4	3.371	381.71	3.7850103	381.59927
	7	516	3.242	383.3	3.382	383.66	3.7980065	383.54373
	8	528	3.255	385.3	3.394	385.8	3.8114676	385.48715
	9	540	3.268	387.2	3.406	387.54	3.8248961	387.43276
	10	552	3.281	389.1	3.419	389.48	3.8387642	389.37203
	11	564	3.294	391.1	3.431	391.42	3.8526793	391.31191
	12	576	3.307	393	3.444	393.36	3.866919	393.25546

**Tabla A-5 B** Resultados de velocidad y temperatura de la simulación matemática para Almería, Temixco y Hermosillo

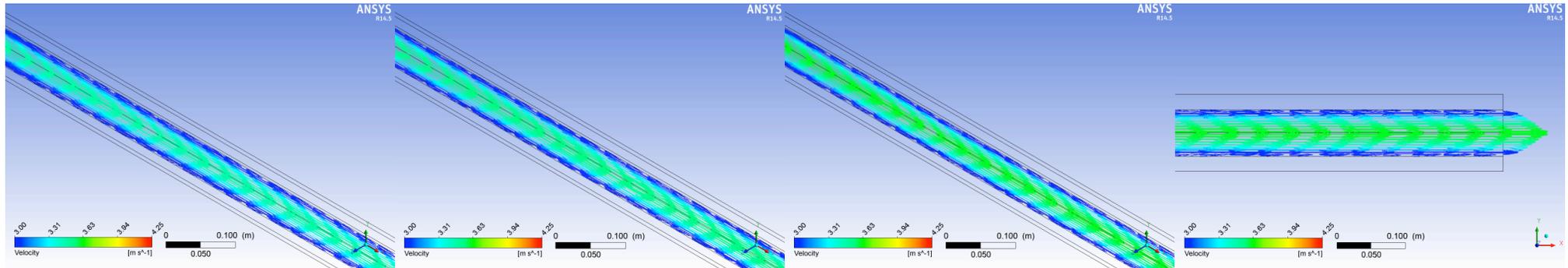
**Anexo A-5 C Resultados de la Simulación Matemática del lazo de colectores con el programa FLUENT. Imágenes de los Perfiles de Velocidad y Temperatura del Fluido de Transferencia de Calor Therminol VP-1 en el Tubo Absorbedor Siemens UVAC -2010 del Lazo de Colectores EuroTrough ET-150.**



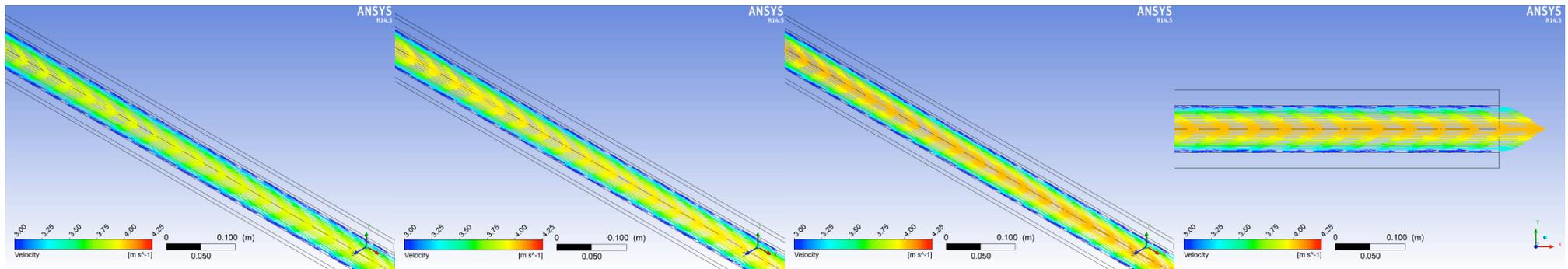
**Figura A-5 A** Perfiles de velocidad del HTF en el primer colector en la central de Temixco a 0, 75 y 150 metros del lazo de colectores, y vista lateral del receptor a 150 metros, respectivamente.



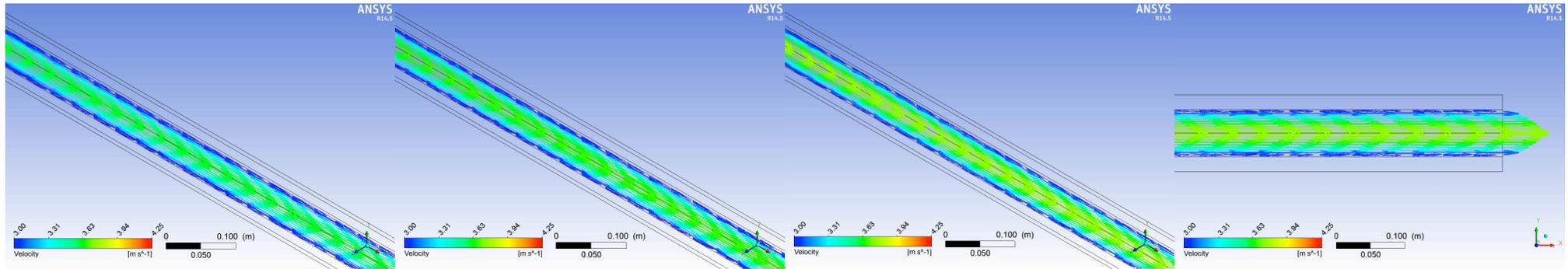
**Figura A-5 B** Perfiles de velocidad del HTF en el primer colector en la central de Hermosillo a 0, 75 y 150 metros del lazo de colectores, y vista lateral del receptor a 150 metros respectivamente.



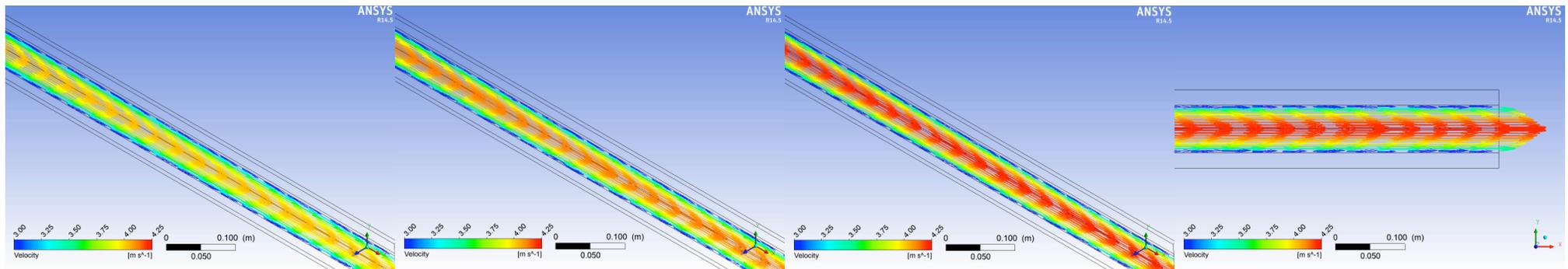
**Figura A-5 C** Perfiles de velocidad del HTF en el segundo colector en la central de Temixco a 150, 225 y 300 metros del lazo de colectores, y vista lateral del receptor a 300 metros respectivamente.



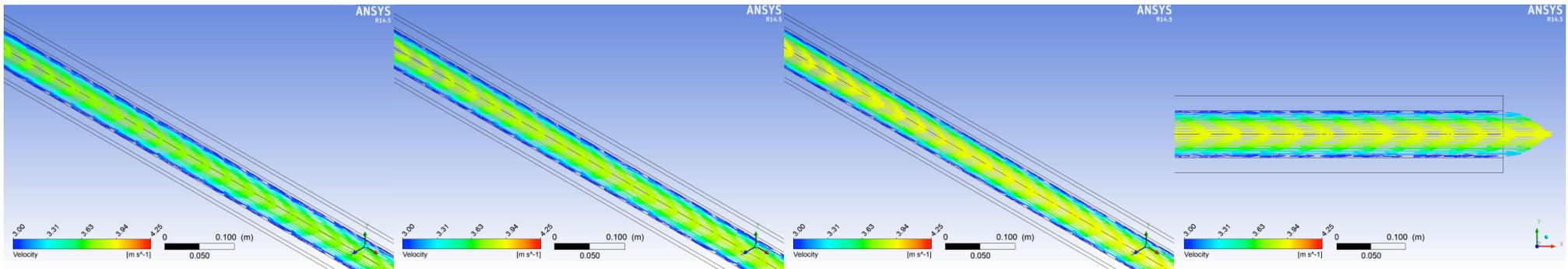
**Figura A-5 D** Perfiles de velocidad del HTF en el segundo colector en la central de Hermosillo a 150, 225 y 300 metros del lazo de colectores, y vista lateral del receptor a 300 metros respectivamente.



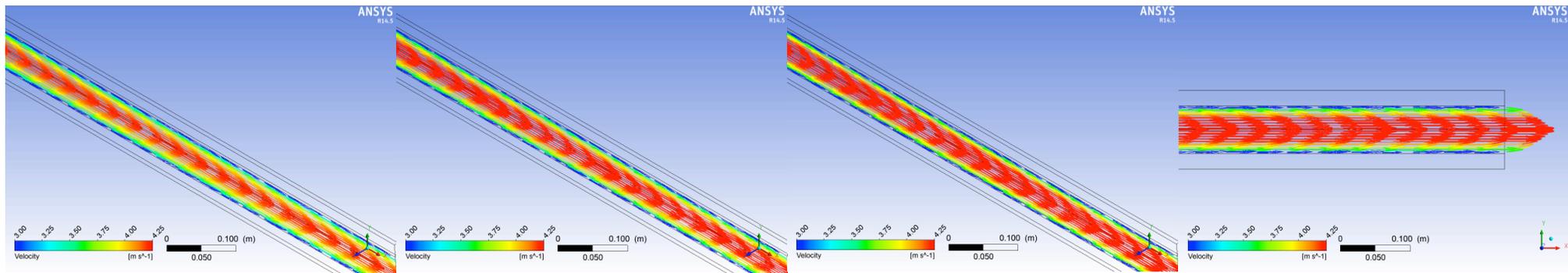
**Figura A-5 E** Perfiles de velocidad del HTF en el tercer colector en la central de Temixco a 300, 375 y 450 metros del lazo de colectores, y vista lateral del receptor a 450 metros respectivamente



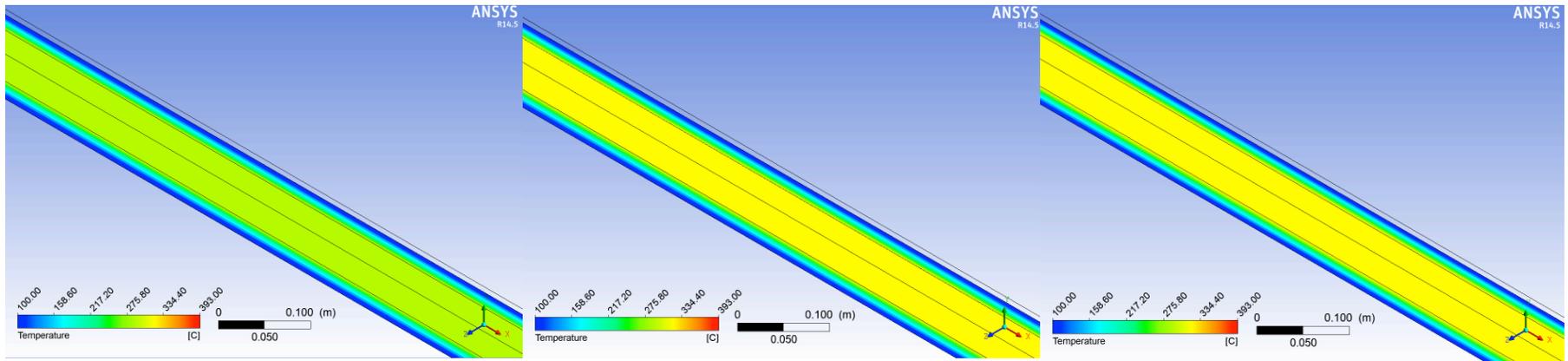
**Figura A-5 F** Perfiles de velocidad del HTF en el tercer colector en la central de Hermosillo a 300, 375 y 450 metros del lazo de colectores, y vista lateral del receptor a 450 metros respectivamente



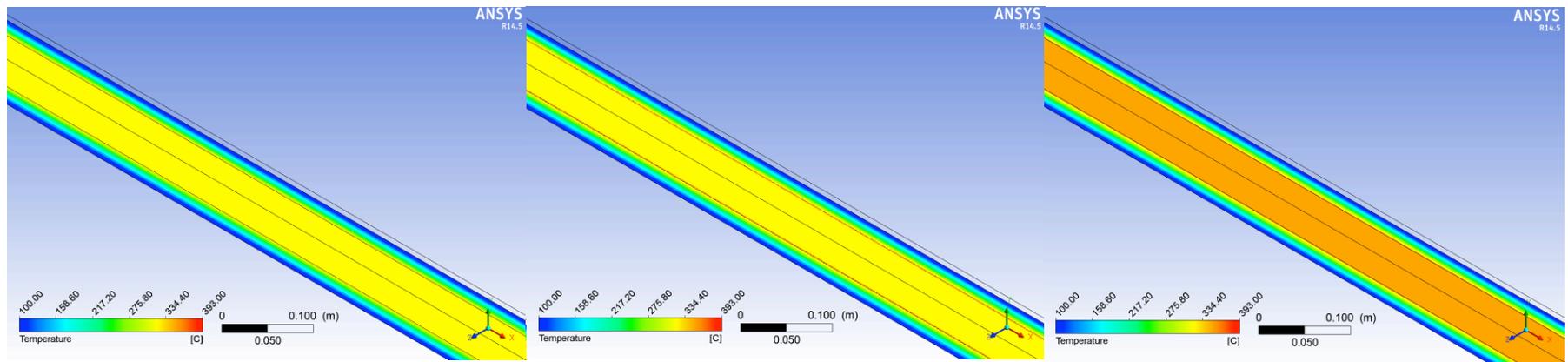
**Figura A-5 G** Perfiles de velocidad del HTF en el cuarto colector en la central de Temixco a 450, 525 y 600 metros del lazo de colectores, y vista lateral del receptor a 600 metros respectivamente



**Figura A-5 H** Perfiles de velocidad del HTF en el cuarto colector en la central de Hermosillo a 450, 525 y 600 metros del lazo de colectores, y vista lateral del receptor a 600 metros respectivamente



**Figura A-5 I** Perfiles de temperatura del HTF en el primer colector a 0, 75 y 150 metros del lazo de colectores.



**Figura A-5 J** Perfiles de temperatura del HTF en el primer colector a 150, 225 y 300 metros del lazo de colectores.

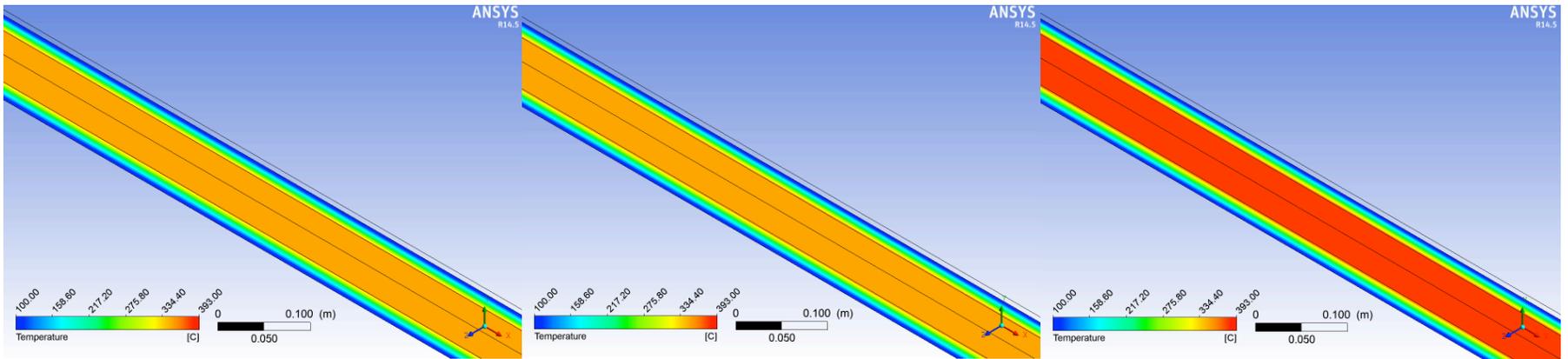


Figura A-5 K Perfiles de temperatura del HTF en el primer colector a 300, 375 y 450 metros del lazo de colectores.

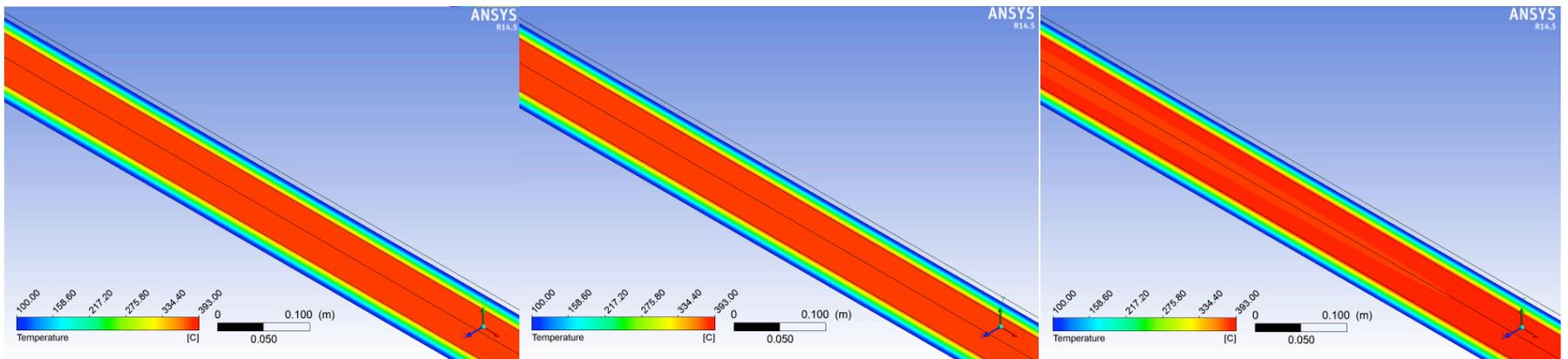


Figura A-5 L Perfiles de temperatura del HTF en el primer colector a 450, 525, y 600 metros del lazo de colectores.

*Anexo B.*

## Anexo B-1A. Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente.

### Apartado XV.3 Energía Sobrante, Energía Faltante y Energía Complementaria.

- i. La Energía Sobrante del Permisionario en un mes dado para alguno o algunos de los Periodos Horarios, podrá ser vendida al Suministrador en el mismo mes en que se generó o acumularla para su venta en meses posteriores, de acuerdo con:

$$PES_m = \sum_{t=1}^{np} \sum_{mgen=1}^m ES_{mgen}^t \cdot 0.85CTCP_{mgen}^t$$

donde

$PES_m$  = es el pago por Energía Sobrante en el mes de facturación, "m"

$ES_{mgen}^t$  = es la Energía Sobrante en el Periodo Horario "t", para el mes "mgen".

$CTCP_{mgen}^t$  = es el Costo Total de Corto Plazo promedio de la región correspondiente para el Periodo Horario "t" del mes mgen.

$mgen$  = mes en que se generó Energía Sobrante.

$np$  = número de Periodos Horarios considerados en la región tarifaria que corresponda.

- ii. La Energía Sobrante del Permisionario en un mes dado para alguno o algunos de los Periodos Horarios, podrá ser utilizada para compensar Energía Faltante de diversos Periodos Horarios en el mismo mes o acumularla para su compensación en meses posteriores de facturación. Toda compensación deberá entenderse como facturada en el punto de interconexión-

- a) La Energía Faltante en el mes de facturación se compensará primero con la energía Sobrante generada durante el mismo mes, sujetándose a lo siguiente:

- o Se compensara Energía Faltante de los diferentes Puntos de Carga, en el orden que el Permisionario haya establecido
- o Se compensará equivalentemente entre Periodos Horarios análogos.
- o Para compensar entre Periodos Horarios distintos se aplicará lo siguiente:

$$ES_p = X_s ES_s = X_l ES_l = X_b ES_b$$

donde:

$ES_p, ES_s, ES_l, ES_b$  = Energía Sobrante del permisionario en cada uno de los Periodos Horarios: p=punta, s= semipunta, l= intermedio y b= base, en kWh.

$X_s$  = Factor de conversión que resulta de dividir el cargo por kWh de energía para el Periodo Horario semipunta ( $CE_s$ ) entre el correspondiente al Periodo Horario de punta ( $CE_p$ ), en el mes en que el Permisionario generó Energía Sobrante.

$X_i$  = Factor de conversión que resulta de dividir el cargo por kWh de energía para el Periodo Horario intermedio ( $CE_i$ ) entre el correspondiente para el Periodo Horario de punta ( $CE_p$ ), en el mes en que el Permisionario generó Energía Sobrante.

$X_b$  = Factor de conversión que resulta de dividir el cargo por kWh de energía para el Periodo Horario base ( $CE_b$ ) entre el correspondiente para el Periodo Horario de punta, en el mes en que el Permisionario generó Energía Sobrante.

Los cargos por kWh de energía que se mencionan en los párrafos anteriores son los que se refieren en las tarifas horarias HM, H-SL o H-TL, del Acuerdo de Tarifas, que corresponda a la tensión en que se conecta y a la región en que su ubica la Fuente de Energía, para los diferentes Periodos Horarios.

- b) Si, después de efectuar la compensación descrita en a), el Permisionario aún contara con Energía Sobrante podrá venderla al Suministrador o utilizarla para compensar Energía Faltante en meses posteriores. Para llevarla a cabo la compensación se estará a lo siguiente:

$$ES_{p,mcomp} = \frac{CE_{p,mgen}}{CE_{p,mcomp}} ES_{p,mgen}$$

$$ES_{s,mcomp} = \frac{CE_{s,mgen}}{CE_{s,mcomp}} ES_{s,mgen}$$

$$ES_{i,mcomp} = \frac{CE_{i,mgen}}{CE_{i,mcomp}} ES_{i,mgen}$$

$$ES_{b,mcomp} = \frac{CE_{b,mgen}}{CE_{b,mcomp}} ES_{b,mgen}$$

donde :

$mcomp$  = mes en el que se compensa Energía Faltante con Energía Sobrante.

$mgen$  = mes en el que se genera Energía Sobrante

La Energía Faltante se compensará con Energía Sobrante entre distintos Periodos Horarios, según lo establecido en el inciso a). Si, después de que se lleve a cabo la compensación descrita en a), aún hubiere Energía Faltante remanente, ésta se facturará conforme al inciso iii) de esta sección XV.3.

- c) No podrá compensarse Energía Complementaria entregada por el Suministrador bajo un contrato de suministro normal, con Energía Sobrante.
- iii. La Energía Faltante remanente y la Energía Complementaria para cada uno de los Puntos de Carga, se facturarán mensualmente de acuerdo con la tarifa correspondiente de acuerdo con la tarifa correspondiente autorizada en el Acuerdo de Tarifas, considerando como demanda facturable la determinada según la sección XV.4 de este contrato, y como energía eléctrica entregada en cada Periodo Horario la correspondiente Energía Complementaria más la Energía Faltante calculadas conforme a la sección IV del Anexo F-RC y esta última ajustada de acuerdo con la compensación descrita en el inciso ii) de esta sección XV.3.

## Anexo B-1 B. Fórmulas Específicas para Compensar Energía entre distintos Periodos de las Centrales Termosolares

A partir de la ecuación:

$$ES_p = X_I ES_I = X_b ES_b$$

Se tiene:

- a) De energía sobrante en periodo horario intermedio a energía faltante en base

$$ES_b = \frac{CE_I}{CE_b} ES_I$$

- b) De energía sobrante en periodo horario intermedio a energía faltante a punta

$$ES_p = \frac{CE_I}{CE_p} ES_I$$

- c) De energía sobrante en periodo horario base a energía faltante en intermedio

$$ES_I = \frac{CE_b}{CE_I} ES_b$$

- d) De energía sobrante en periodo horario base a energía faltante en punta

$$ES_p = \frac{CE_b}{CE_p} ES_b$$

- e) De energía sobrante en periodo horario punta a energía faltante en base

$$ES_I = \frac{CE_p}{CE_I} ES_p$$

- f) De energía sobrante en periodo horario punta a energía faltante en intermedio

$$ES_I = \frac{CE_p}{CE_I} ES_p$$

### Anexo B.2 Periodos Horarios para las Localidades de Temixco, Morelos y Hermosillo, Sonora

Los siguientes periodos horarios de las ubicaciones de Temixco-Morelos y Hermosillo-Sonora corresponden a la clasificación establecida por la CFE. De acuerdo a ella Temixco en el estado de Morelos se considera que está en la Región Sur y Hermosillo, Sonora en la Región Noroeste. A continuación se presentan los horarios que estuvieron vigentes en el año 2011. Debe mencionarse que estos Periodos Horarios aplican para ambas regiones, así como para la regiones Noreste, Peninsular y Central.

<i>Día de la semana</i>	<i>Base</i>	<i>Intermedio</i>	<i>Punta</i>
Lunes a Viernes	00:00 - 6:00	6:00 - 19:30, 22:30-24:00	19:30-22:30
Sábado	00:00 - 7:00	7:00-24:00	
Domingo y Festivo	00:00 - 19:00, 23:00-24:00	19:00-23:00	

**Tabla B-2 A.** Del 1° de febrero al sábado anterior al 1er domingo de abril.

<i>Día de la semana</i>	<i>Base</i>	<i>Intermedio</i>	<i>Punta</i>
Lunes a Viernes	01:00 - 6:00	00:00 - 1:00, 6:00 - 20:30, 22:30-24:00	20:30-22:30
Sábado	01:00 - 7:00	00:00 - 1:00, 7:00-24:00	
Domingo y Festivo	00:00 - 19:00	19:00-24:00	

**Tabla B-2 B.** Del 1er domingo de abril al 31 de julio.

<i>Día de la semana</i>	<i>Base</i>	<i>Intermedio</i>	<i>Punta</i>
Lunes a Viernes	00:00 - 6:00	6:00 - 19:30, 22:30-24:00	19:30-22:30
Sábado	00:00 - 7:00	7:00-24:00	
Domingo y Festivo	00:00 - 19:00, 23:00-24:00	19:00-23:00	

**Tabla B-2 C.** Del 1° de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre.

<i>Día de la semana</i>	<i>Base</i>	<i>Intermedio</i>	<i>Punta</i>
Lunes a Viernes	00:00 - 6:00	6:00 - 18:30, 22:30-24:00	18:30-22:30
Sábado	00:00 - 8:00	8:00-19:30, 21:30 - 24:00	19:30 - 21:30
Domingo y Festivo	00:00 - 18:00	18:00-24:00	

**Tabla B-2 D.** Del domingo de octubre al 31 de enero.

### Anexo B-3 A Flujos de la Opción Compensación de Energía o Banco de Energía. Temixco, Morelos

<b>Localidad</b>	<b>Temixco, Morelos</b>
<b>Región</b>	<b>Sur</b>
<b>Tarifa</b>	<b>HT, nivel transmisión</b>

<b>Mes</b>	<b>Cargos vigentes del 2011 para la Región</b>		
	<b>Base</b>	<b>Intermedio</b>	<b>Punta</b>
	<b>Cargo (\$/kWh)</b>	<b>Cargo (\$/kWh)</b>	<b>Cargo (\$/kWh)</b>
Enero	0.7807	0.8667	2.0816
Febrero	0.8013	0.8896	2.0467
Marzo	0.8261	0.9172	2.0844
Abril	0.8052	0.894	2.075
Mayo	0.879	0.9759	2.157
Junio	0.9064	1.0063	2.1878
Julio	0.9303	1.0329	2.206
Agosto	0.8967	0.9956	2.1791
Septiembre	0.9265	1.0287	2.2103
Octubre	0.9183	1.0195	2.218
Noviembre	0.9391	1.0425	2.2595
Diciembre	0.9832	1.0915	2.3198

	<b>Factores de compensación entre meses</b>		
	<b>Base</b>	<b>Intermedio</b>	<b>Punta</b>
Enero a Febrero	0.974291776	0.974258094	1.01705184
Febrero a Marzo	0.969979421	0.969908417	0.98191326
Marzo a Abril	1.025956284	1.025950783	1.00453012
Abril a Mayo	0.916040956	0.916077467	0.961984237
Mayo a Junio	0.969770521	0.969790321	0.985921931
Junio a Julio	0.974309363	0.974247265	0.991749773
Julio a Agosto	1.037470726	1.037464845	1.012344546
Agosto a Septiembre	0.967835942	0.967823467	0.985884269
Septiembre a Octubre	1.008929544	1.009024031	0.996528404
Octubre a Noviembre	0.977851134	0.97793765	0.981633105
Noviembre a Diciembre	0.955146461	0.95510765	0.97400638

<b>Mes</b>	<b>Factores de compensación entre distintos periodos del mismo mes</b>				
	<b>Base-Punta</b>	<b>Intermedio-Punta</b>	<b>Punta-Intermedio</b>	<b>Punta-Base</b>	<b>Intermedio a base</b>
Enero	0.37504804	0.416362414	2.401753779	2.666325093	1.110157551
Febrero	0.391508282	0.434650901	2.300696942	2.554224385	1.110195932
Marzo	0.396325082	0.440030704	2.272568687	2.523181213	1.110277206
Abril	0.388048193	0.430843373	2.321029083	2.576999503	1.110283159
Mayo	0.407510431	0.452433936	2.210267445	2.453924915	1.11021624
Junio	0.414297468	0.459959777	2.17410315	2.413724625	1.110287004
Julio	0.421713509	0.468223028	2.13573434	2.371278082	1.110293298
Agosto	0.411500161	0.45688587	2.188730414	2.430132709	1.110307609
Septiembre	0.419173868	0.465411935	2.148634199	2.3856449	1.110307609
Octubre	0.414021641	0.459648332	2.175576263	2.41533268	1.110203637
Noviembre	0.415622925	0.461385262	2.167386091	2.406027047	1.11010542
Diciembre	0.42382964	0.4705147	2.125332112	2.359438568	1.110150529

Mes	Balance inicial de energía			Conversión en el mes de:	Compensación de energía entre periodos y meses					
	Base (kWh)	Intermedio (kWh)	Punta (kWh)		1a Conversión a punta (kWh)	Energía punta del mes anterior (kWh)	Base (kWh)	Intermedio (kWh)	Punta (kWh)	2a Conversión (kWh)
Enero	563,935.69	3,021,784.82	-1,347,433.76	3.- Base e Intermedio a Punta	1,469,660.60	-	-	122,226.84	122,226.84	
Febrero	353,763.79	3,442,901.34	-835,360.04	3.- Base e Intermedio a Punta	1,634,961.62	124,311.03	-	923,912.61	923,912.61	
Marzo	343,831.16	4,086,090.73	-942,756.17	3.- Base e Intermedio a Punta	1,934,274.29	907,202.04	-	1,898,720.17	1,898,720.17	
Abril	600,601.89	3,205,509.20	-626,915.45	3.- Base e Intermedio a Punta	1,614,134.88	1,907,321.60	-	2,894,541.02	2,894,541.02	
Mayo	466,692.14	1,747,128.41	-604,980.40	3.- Base e Intermedio a Punta	980,642.10	2,784,502.84	-	3,160,164.54	3,160,164.54	
Junio	-23,030.47	-576,027.41	-580,611.18	No hay sobrantes en el mes	-	3,115,675.52	5,456,401.77	-	2,260,573.44	
Julio	-296,210.81	-147,383.32	-544,022.09	No hay sobrantes en el mes	-	2,241,923.20	3,566,347.08	-	1,503,976.74	
Agosto	-228,871.09	527,082.87	-926,330.25	2.- Intermedio a Punta	240,816.72	1,522,542.65	1,805,220.74	-	742,848.62	
Septiembre	-445,696.36	371,609.00	-843,789.53	2.- Intermedio a Punta	172,951.26	732,362.77	-298,920.73	-	-	
Octubre	212,257.34	2,041,455.14	-879,648.61	3.- Base e Intermedio a Punta	1,026,230.58	-	-	146,581.98	146,581.98	
Noviembre	-115,833.08	3,031,962.15	-1,286,162.24	2.- Intermedio a Punta	1,398,902.65	143,889.72	501,625.96	-	208,487.25	
Diciembre	348,391.36	3,738,630.36	-1,375,070.18	3.- Base e Intermedio a Punta	1,906,739.12	203,067.91	-	734,736.86	734,736.86	

#### Notas importantes

Energía faltante

Energía Sobrante

1a Conversión = Se hace a partir de los excedentes de los periodos base e intermedio del mes, al periodo punta del mes

2a Conversión = Se realiza del total de la energía sobrante de los periodos horarios base e intermedio a energía disponible del periodo punta. Esta es la energía disponible para el siguiente mes

Mes	Balance neto de energía después de realizar la compensación			Flujos de caja			Energía final (kWh)		Flujo de caja final (\$)		Cargo-Ingreso (MXN 2011)
	Base (kWh)	Intermedio (kWh)	Punta (kWh)	Base (\$)	Intermedio (\$)	Punta (\$)	Excedentes	Faltantes	Costos	Beneficios	
Enero	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	
Febrero	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	
Marzo	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	
Abril	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	
Mayo	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	
Junio	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	
Julio	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	
Agosto	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	
Septiembre	-298,920.73	-	-	-276,950.06	-	-	0	-298,920.7328	276,950.059	0	
Octubre	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	
Noviembre	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	
Diciembre	-	-	734,736.86	-	-	1,279,704.35	734,736.857	0	0	-1,279,704.352	
							<b>734,736.857</b>	<b>-298,920.7328</b>	<b>276,950.059</b>	<b>-1,279,704.352</b>	<b>-1,002,754.29</b>

### Anexo B-3 B Flujos de la Opción Compensación de Energía o Banco de Energía, Hermosillo, Sonora

**Localidad** *Hermosillo, Sonora*  
**Región** *Noroeste*  
**Tarifa** *HT, nivel transmisión*

<i>Cargos vigentes del 2011 para la Región</i>			
	<i>Base</i>	<i>Intermedio</i>	<i>Punta</i>
<i>Mes</i>	<i>Cargo (\$/kWh)</i>	<i>Cargo (\$/kWh)</i>	<i>Cargo (\$/kWh)</i>
Enero	0.7807	0.8667	2.0816
Febrero	0.8013	0.8896	2.0467
Marzo	0.8261	0.9172	2.0844
Abril	0.8052	0.894	2.075
Mayo	0.879	0.9759	2.157
Junio	0.9064	1.0063	2.1878
Julio	0.9303	1.0329	2.206
Agosto	0.8967	0.9956	2.1791
Septiembre	0.9265	1.0287	2.2103
Octubre	0.9183	1.0195	2.218
Noviembre	0.9391	1.0425	2.2595
Diciembre	0.9832	1.0915	2.3198

<i>Factores de compensación entre meses</i>			
	<i>Base</i>	<i>Intermedio</i>	<i>Punta</i>
Enero a Febrero	0.974291776	0.974258094	1.01705184
Febrero a Marzo	0.969979421	0.969908417	0.98191326
Marzo a Abril	1.025956284	1.025950783	1.00453012
Abril a Mayo	0.916040956	0.916077467	0.961984237
Mayo a Junio	0.969770521	0.969790321	0.985921931
Junio a Julio	0.974309363	0.974247265	0.991749773
Julio a Agosto	1.037470726	1.037464845	1.012344546
Agosto a Septiembre	0.967835942	0.967823467	0.985884269
Septiembre a Octubre	1.008929544	1.009024031	0.996528404
Octubre a Noviembre	0.977851134	0.97793765	0.981633105
Noviembre a Diciembre	0.955146461	0.95510765	0.97400638

<i>Factores de compensación entre distintos periodos del mismo mes</i>					
<i>Mes</i>	<i>Base-Punta</i>	<i>Intermedio-Punta</i>	<i>Punta-Intermedio</i>	<i>Punta-Base</i>	<i>Intermedio a base</i>
Enero	0.37504804	0.416362414	2.401753779	2.666325093	1.110157551
Febrero	0.391508282	0.434650901	2.300696942	2.554224385	1.110195932
Marzo	0.396325082	0.440030704	2.272568687	2.523181213	1.110277206
Abril	0.388048193	0.430843373	2.321029083	2.576999503	1.110283159
Mayo	0.407510431	0.452433936	2.210267445	2.453924915	1.11021624
Junio	0.414297468	0.459959777	2.17410315	2.413724625	1.110287004
Julio	0.421713509	0.468223028	2.13573434	2.371278082	1.110293298
Agosto	0.411500161	0.45688587	2.188730414	2.430132709	1.110307609
Septiembre	0.419173868	0.465411935	2.148634199	2.3856449	1.110307609
Octubre	0.414021641	0.459648332	2.175576263	2.41533268	1.110203637
Noviembre	0.415622925	0.461385262	2.167386091	2.406027047	1.11010542
Diciembre	0.42382964	0.4705147	2.125332112	2.359438568	1.110150529

Mes	Balance inicial de Energía			Conversión en el mes de:	Compensación de energía entre periodos y meses					
	Base (kWh)	Intermedio (kWh)	Punta (kWh)		1a Conversión a punta (kWh)	Energía punta del mes anterior (kWh)	Base (kWh)	Intermedio (kWh)	Punta (kWh)	2a Conversión (kWh)
Enero	-290,482.53	891,068.10	-1,347,438.14	2.- Intermedio a Punta	371,007.26	-	-290,482.53	-	-	-
Febrero	206,563.23	-345,016.32	-840,998.39	1.- Base a punta	80,871.21	-	-	-345,016.32	-	-
Marzo	654,162.17	3,852,772.25	-942,757.56	3.- Base e Intermedio a Punta	1,954,598.96	-	-	-	1,011,841.40	1,011,841.40
Abril	515,121.19	4,863,301.67	-626,916.24	3.- Base e Intermedio a Punta	2,295,213.14	1,016,425.17	-	-	2,684,722.08	2,684,722.08
Mayo	1,360,661.12	5,503,256.76	-604,981.30	3.- Base e Intermedio a Punta	3,044,343.72	2,582,660.32	-	-	5,022,022.74	5,022,022.74
Junio	1,114,448.55	7,016,437.79	-580,611.54	3.- Base e Intermedio a Punta	3,688,992.37	4,951,322.35	-	-	8,059,703.19	8,059,703.19
Julio	984,462.11	4,136,745.16	-544,022.30	3.- Base e Intermedio a Punta	2,352,080.31	7,993,208.81	-	-	9,801,266.82	9,801,266.82
Agosto	237,199.04	2,700,050.79	-926,334.64	3.- Base e Intermedio a Punta	1,331,222.50	9,922,259.01	-	-	10,327,146.87	10,327,146.87
Septiembre	468,657.75	4,538,309.80	-838,430.56	3.- Base e Intermedio a Punta	2,308,632.63	10,181,371.65	-	-	11,651,573.71	11,651,573.71
Octubre	214,947.32	3,172,783.31	-879,650.66	3.- Base e Intermedio a Punta	1,547,357.40	11,611,124.16	-	-	12,278,830.90	12,278,830.90
Noviembre	-59,903.24	2,267,847.74	-1,286,162.34	2.- Intermedio a Punta	1,046,351.53	12,053,306.89	28,363,687.86	-	-	11,788,598.92
Diciembre	-188,913.59	908,798.49	-1,375,072.92	2.- Intermedio a Punta	427,603.05	11,482,170.56	24,667,065.50	-	-	10,454,633.50

#### Notas importantes

Energía faltante

Energía Sobrante

1a Conversión = Se hace a partir de los excedentes de los periodos base e intermedio del mes, al periodo punta del mes

2a Conversión = Se realiza del total de la energía sobrante de los periodos horarios base e intermedio a energía disponible del periodo punta. Esta es la energía disponible para el siguiente mes

Mes	Balance neto de energía después de realizar la compensación			Flujos de caja			Energía final (kWh)		Flujo de caja final (\$)		Cargo-Ingreso (MXN 2011)
	Base (kWh)	Intermedio (kWh)	Punta (kWh)	Base (\$)	(MXN 2011)	Punta (\$)	Excedentes	Faltantes	Costos	Beneficios	
Enero	-290,482.53	-	-976,430.88	-226,779.71	-	-2,032,538.51	-	-1,266,913.41	2,259,318.23	-	-
Febrero	-	-345,016.32	-760,127.17	-	-306,926.52	-1,555,752.28	-	-1,105,143.49	1,862,678.80	-	-
Marzo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abril	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Julio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Agosto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Septiembre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Octubre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Noviembre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diciembre	-	-	10,454,633.50	-	-	17,708,499.42	10,454,633.50	-	-	-17,708,499.42	-
							10,454,633.50	-2,372,056.90	4,121,997.02	-17,708,499.42	-13,586,502.40

## Anexo B-4 A Flujos de la Opción Venta de Energía. Temixco, Morelos

<b>Localidad</b>	<b>Temixco, Morelos</b>
<b>Región</b>	<b>Sur</b>
<b>Tarifa</b>	<b>HT, nivel transmisión</b>
<b>Nodo de Interconexión</b>	<b>Central</b>

Mes	CTCP Promedio (\$/kWh)		
	Base	Intermedio	Punta
Enero	0.629630075	1.106594034	1.354601924
Febrero	0.72190851	1.290265639	1.388103717
Marzo	0.681773646	1.402581007	1.512515621
Abril	1.287073282	1.552805709	1.658047419
Mayo	1.468500686	1.619047282	1.707476636
Junio	1.413229195	1.77446085	1.864344477
Julio	0.855957135	1.175614778	1.330189262
Agosto	1.384991398	1.718358737	1.834281246
Septiembre	1.255082343	1.685828266	1.834045873
Octubre	1.55055961	1.835430843	1.957133063
Noviembre	1.279611449	1.916176724	2.071163698
Diciembre	1.089739049	1.763578328	2.049079908

Mes	Cargos vigentes del 2011 para la Región Sur (\$/kWh)		
	Base	Intermedio	Punta
Enero	0.7807	0.8667	2.0816
Febrero	0.8013	0.8896	2.0467
Marzo	0.8261	0.9172	2.0844
Abril	0.8052	0.894	2.075
Mayo	0.879	0.9759	2.157
Junio	0.9064	1.0063	2.1878
Julio	0.9303	1.0329	2.206
Agosto	0.8967	0.9956	2.1791
Septiembre	0.9265	1.0287	2.2103
Octubre	0.9183	1.0195	2.218
Noviembre	0.9391	1.0425	2.2595
Diciembre	0.9832	1.0915	2.3198

Mes	Balance inicial a partir de la energía generada por la central (kWh)			Sobrantes (kWh)			Faltantes (kWh)		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Enero	604,628.16	3,314,210.27	-1,347,447.80	604,628.16	3,314,210.27	-	-	-	-1,347,447.80
Febrero	394,120.65	3,638,686.18	-835,369.38	394,120.65	3,638,686.18	-	-	-	-835,369.38
Marzo	412,523.39	4,307,064.14	-942,766.44	412,523.39	4,307,064.14	-	-	-	-942,766.44
Abril	646,257.06	3,464,188.00	-626,922.18	646,257.06	3,464,188.00	-	-	-	-626,922.18
Mayo	544,902.53	2,111,585.64	-604,986.58	544,902.53	2,111,585.64	-	-	-	-604,986.58
Junio	20,151.12	-359,380.21	-580,617.77	20,151.12	-	-	-	-359,380.21	-580,617.77
Julio	-255,227.27	45,005.79	-544,028.34	-	45,005.79	-	-255,227.27	-	-544,028.34
Agosto	-190,863.03	721,331.42	-926,340.47	-	721,331.42	-	-190,863.03	-	-926,340.47
Septiembre	-437,271.80	550,469.96	-845,058.20	-	550,469.96	-	-437,271.80	-	-845,058.20
Octubre	228,245.88	2,182,253.61	-879,658.36	228,245.88	2,182,253.61	-	-	-	-879,658.36
Noviembre	-41,609.53	3,380,027.30	-1,286,177.08	-	3,380,027.30	-	-41,609.53	-	-1,286,177.08
Diciembre	432,442.22	4,181,339.43	-1,375,084.78	432,442.22	4,181,339.43	-	-	-	-1,375,084.78
				3,283,271.01	27,896,161.75	-	-924,971.64	-359,380.21	-10,794,457.38

<i>Mes</i>	<i>Ingresos por ventas (\$)</i>			<i>Factura por faltantes (\$)</i>		
	<i>Base</i>	<i>Intermedio</i>	<i>Punta</i>	<i>Base</i>	<i>Intermedio</i>	<i>Punta</i>
Enero	323,588.26	3,117,362.51	-	-	-	-2,804,847.34
Febrero	241,841.20	3,990,640.99	-	-	-	-1,709,750.52
Marzo	239,060.44	5,134,855.41	-	-	-	-1,965,102.37
Abril	707,013.16	4,572,329.27	-	-	-	-1,300,863.52
Mayo	680,161.28	2,905,943.44	-	-	-	-1,304,956.06
Junio	24,206.43	-	-	-	-361,644.30	-1,270,275.55
Julio	-	44,973.06	-	-237,437.93	-	-1,200,126.51
Agosto	-	1,053,580.22	-	-171,146.88	-	-2,018,588.53
Septiembre	-	788,798.15	-	-405,132.32	-	-1,867,832.14
Octubre	300,822.52	3,404,569.24	-	-	-	-1,951,082.24
Noviembre	-	5,505,220.20	-	-39,075.51	-	-2,906,117.12
Diciembre	400,561.80	6,268,001.66	-	-	-	-3,189,921.67
	2,917,255.08	36,786,274.15	-	-852,792.65	-361,644.30	-23,489,463.56

<i>Mes</i>	<i>Balance final</i>				
	<i>Faltantes (kWh)</i>	<i>Excedentes (kWh)</i>	<i>Costos (\$)</i>	<i>Beneficios (\$)</i>	<i>Cargo - ingreso (MXN 2011)</i>
Enero	-1,347,447.80	3,918,838.43	2,804,847.34	-3,440,950.77	
Febrero	-835,369.38	4,032,806.84	1,709,750.52	-4,232,482.19	
Marzo	-942,766.44	4,719,587.53	1,965,102.37	-5,373,915.84	
Abril	-626,922.18	4,110,445.06	1,300,863.52	-5,279,342.43	
Mayo	-604,986.58	2,656,488.17	1,304,956.06	-3,586,104.72	
Junio	-939,997.97	20,151.12	1,631,919.85	-24,206.43	
Julio	-799,255.61	45,005.79	1,437,564.45	-44,973.06	
Agosto	-1,117,203.51	721,331.42	2,189,735.41	-1,053,580.22	
Septiembre	-1,282,330.00	550,469.96	2,272,964.46	-788,798.15	
Octubre	-879,658.36	2,410,499.49	1,951,082.24	-3,705,391.76	
Noviembre	-1,327,786.61	3,380,027.30	2,945,192.63	-5,505,220.20	
Diciembre	-1,375,084.78	4,613,781.65	3,189,921.67	-6,668,563.46	
	-12,078,809.23	31,179,432.76	24,703,900.51	-39,703,529.23	-14,999,628.72

### Anexo B-4 B Flujos de la Opción Venta de Energía. Hermosillo, Sonora.

<b>Localidad</b>	<b>Hermosillo, Sonora</b>
<b>Región</b>	<b>Noroeste</b>
<b>Tarifa</b>	<b>HT, nivel transmisión</b>
<b>Nodo de Interconexión</b>	<b>Sonora Sur</b>

Mes	CTCP Promedio (\$/kWh)		
	Base	Intermedio	Punta
Enero	1042051.595	6255363.202	-26283.69704
Febrero	1376574.488	4697020.049	-23196.26547
Marzo	1890633.261	9328529.851	-18855.857
Abril	1351126.753	10694987.82	-12284.62545
Mayo	2430680.624	11406980.03	-12571.0229
Junio	2022774.733	12807378.51	-12569.83402
Julio	2066795.825	9928294.998	-11998.12307
Agosto	1300361.067	8361765.962	-19713.48292
Septiembre	1602618.699	9733237.23	-17998.21984
Octubre	1365215.382	8681172.822	-18283.61391
Noviembre	1061771.501	7391699.956	-27425.76704
Diciembre	823244.3494	6248553.849	-27996.73693

Mes	Cargos vigentes del 2011 para la Región Noroeste (\$/kWh)		
	Base	Intermedio	Punta
Enero	0.7807	0.8667	2.0816
Febrero	0.8013	0.8896	2.0467
Marzo	0.8261	0.9172	2.0844
Abril	0.8052	0.894	2.075
Mayo	0.879	0.9759	2.157
Junio	0.9064	1.0063	2.1878
Julio	0.9303	1.0329	2.206
Agosto	0.8967	0.9956	2.1791
Septiembre	0.9265	1.0287	2.2103
Octubre	0.9183	1.0195	2.218
Noviembre	0.9391	1.0425	2.2595
Diciembre	0.9832	1.0915	2.3198

Mes	Balance inicial a partir de la energía generada por la central (kWh)			Sobrantes (kWh)			Faltantes (kWh)		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Enero	-222310.4046	1298562.202	-1347453.697	0	1298562.202	0	-222310.4046	0	-1347453.697
Febrero	245484.4882	-156235.9512	-841426.2655	245484.4882	0	0	0	-156235.9512	-841426.2655
Marzo	694619.2612	4010614.851	-942768.857	694619.2612	4010614.851	0	0	0	-942768.857
Abril	550564.7531	5066717.817	-626923.6255	550564.7531	5066717.817	0	0	0	-626923.6255
Mayo	1396386.624	5711586.033	-604989.0229	1396386.624	5711586.033	0	0	0	-604989.0229
Junio	1136242.733	7245276.51	-580618.834	1136242.733	7245276.51	0	0	0	-580618.834
Julio	1019187.825	4350494.998	-544029.1231	1019187.825	4350494.998	0	0	0	-544029.1231
Agosto	277326.0674	2910304.962	-926346.4829	277326.0674	2910304.962	0	0	0	-926346.4829
Septiembre	495615.6985	4782767.23	-838441.2198	495615.6985	4782767.23	0	0	0	-838441.2198
Octubre	284096.3823	3530515.822	-879661.6139	284096.3823	3530515.822	0	0	0	-879661.6139
Noviembre	15108.50148	2783614.956	-1286178.767	15108.50148	2783614.956	0	0	0	-1286178.767
Diciembre	-125141.6506	1376767.849	-1375089.737	0	1376767.849	0	-125141.6506	0	-1375089.737
				6,114,632.33	43,067,223.23	-	-347,452.06	-156,235.95	-10,793,927.25

<i>Mes</i>	<i>Ingresos por ventas</i>			<i>Factura por faltantes</i>		
	<i>Base</i>	<i>Intermedio</i>	<i>Punta</i>	<i>Base</i>	<i>Intermedio</i>	<i>Punta</i>
Enero	-	1,281,007.39	-	-173,557.73	-	-2,804,859.62
Febrero	155,067.75	-	-	-	-138,987.50	-1,722,147.14
Marzo	400,010.30	5,044,012.01	-	-	-	-1,965,107.41
Abril	633,586.25	6,960,705.77	-	-	-	-1,300,866.52
Mayo	1,849,312.78	7,960,913.67	-	-	-	-1,304,961.32
Junio	1,819,044.55	12,281,941.70	-	-	-	-1,270,277.89
Julio	1,446,919.88	6,685,112.72	-	-	-	-1,200,128.25
Agosto	435,847.82	4,831,321.99	-	-	-	-2,018,601.62
Septiembre	757,922.65	8,105,264.52	-	-	-	-1,853,206.63
Octubre	411,131.09	5,916,525.78	-	-	-	-1,951,089.46
Noviembre	13,629.22	4,326,860.51	-	-	-	-2,906,120.92
Diciembre	-	2,027,658.57	-	-123,039.27	-	-3,189,933.17
	7,922,472.29	65,421,324.64	-	-296,597.00	-138,987.50	-23,487,299.94

<i>Mes</i>	<i>Balance Final</i>				
	<i>Faltantes (kWh)</i>	<i>Excedentes (kWh)</i>	<i>Costos (\$)</i>	<i>Beneficios (\$)</i>	<i>Cargo-Ingreso (MXN 2011)</i>
Enero	-1,569,764.10	1,298,562.20	2,978,417.35	-1,281,007.39	
Febrero	-997,662.22	245,484.49	1,861,134.64	-155,067.75	
Marzo	-942,768.86	4,705,234.11	1,965,107.41	-5,444,022.31	
Abril	-626,923.63	5,617,282.57	1,300,866.52	-7,594,292.02	
Mayo	-604,989.02	7,107,972.66	1,304,961.32	-9,810,226.45	
Junio	-580,618.83	8,381,519.24	1,270,277.89	-14,100,986.25	
Julio	-544,029.12	5,369,682.82	1,200,128.25	-8,132,032.59	
Agosto	-926,346.48	3,187,631.03	2,018,601.62	-5,267,169.82	
Septiembre	-838,441.22	5,278,382.93	1,853,206.63	-8,863,187.17	
Octubre	-879,661.61	3,814,612.20	1,951,089.46	-6,327,656.87	
Noviembre	-1,286,178.77	2,798,723.46	2,906,120.92	-4,340,489.73	
Diciembre	-1,500,231.39	1,376,767.85	3,312,972.44	-2,027,658.57	
	-11,297,615.25	49,181,855.56	23,922,884.45	-73,343,796.93	-49,420,912.48

*Anexo C.*

## Anexo C-A Análisis de Flujo de Efectivo

### 1) Caso Base

CONCEPTO/AÑO	COSTO DE INVERSIÓN M USD 2007	COSTO DE O&M M USD 2007	COSTO DE ELECTRICIDAD M USD 2007	OTROS COSTOS M USD 2007	TOTAL M USD 2007
0	\$-	\$-	\$0.00	\$-	\$0.00
1	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
2	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
3	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
4	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
5	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
6	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
7	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
8	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
9	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
10	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
11	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
12	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
13	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
14	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
15	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
16	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
17	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
18	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
19	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
20	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
21	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
22	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
23	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
24	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
25	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
26	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
27	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
28	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
29	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36
30	\$-	\$-	\$8.36	\$-	\$8.36

VP COSTO INV	\$-	VAE COSTO INV	\$-
VP COSTO DE O&M	\$-	VAE COSTO O&M	\$-
VP COSTO DE ELECTRICIDAD	\$78.79	VAE COSTO ELEC	\$8.36
VP OTROS COSTOS	\$-	VAE COSTO OTROS COSTOS	\$-
VPN BASE	\$78.79	VAE BASE	\$8.36

## 2) Caso Central Termosolar en Hermosillo-Sonora

CONCEPTO/AÑO	COSTO DE INVERSIÓN M USD 2007	COSTO DE O&M M USD 2007	COSTO DE ELECTRICIDAD M USD 2007	OTROS COSTOS M USD 2007	TOTAL M USD 2007
0	\$178.52	\$-	\$-		\$178.52
1	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
2	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
3	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
4	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
5	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
6	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
7	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
8	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
9	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
10	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
11	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
12	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
13	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
14	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
15	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
16	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
17	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
18	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
19	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
20	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
21	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
22	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
23	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
24	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
25	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
26	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
27	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
28	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
29	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57
30	\$-	\$2.53	-\$3.29	\$0.18	-\$0.57

VP COSTO INV	\$178.52	VAE COSTO INV	\$18.94
VP COSTO DE O&M	\$23.86	VAE COSTO O&M	\$2.53
VP COSTO DE ELECTRICIDAD	-\$30.98	VAE COSTO ELEC	-\$3.29
VP OTROS COSTOS	\$1.73	VAE COSTO OTROS COSTOS	\$0.18
VPN CENTRAL TERMOSOLAR	\$173.13	VAE CENTRAL TERMOSOLAR	\$18.37

### 3) Incremental

CONCEPTO/AÑO	COSTO DE INVERSIÓN M USD 2007	COSTO DE O&M M USD 2007	COSTO DE ELECTRICIDAD M USD 2007	OTROS COSTOS M USD 2007	TOTAL M USD 2007
0	\$178.52	\$-	\$-		\$178.52
1	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
2	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
3	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
4	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
5	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
6	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
7	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
8	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
9	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
10	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
11	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
12	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
13	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
14	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
15	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
16	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
17	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
18	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
19	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
20	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
21	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
22	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
23	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
24	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
25	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
26	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
27	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
28	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
29	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93
30	\$-	\$2.53	-\$11.64	\$0.18	-\$8.93

VP COSTO INV	\$178.52
VP COSTO DE O&M	\$23.86
VP COSTO DE ELECTRICIDAD	-\$109.76
VP OTROS COSTOS	\$1.73
VPN CENTRAL-BASE	\$94.34

VAE COSTO INV	\$18.94
VAE COSTO O&M	\$2.53
VAE COSTO ELEC	-\$11.64
VAE COSTO OTROS COSTOS	\$0.18
VAE CENTRAL-BASE	\$10.01

## *Referencias.*

- 1) AT Kearney, 2010. Solar Thermal Electricity 2025 - Clean Electricity on Demand: Attractive STE Cost Stabilize Energy Production, Germany.
- 2) BENLESA 2013, Descripción General del Proyecto de Ampliación de la Infraestructura para el Uso y Captura de Biogás para la Generación de Energía Eléctrica en el Relleno Sanitario de SIMEPRODE, en el Municipio de Salinas Victoria, Nuevo León. Nuevo León, México.
- 3) Burkholder F. y Kutscher C., 2009. Heat Loss Testing of Solel's UVAC3 Parabolic Trough Receiver. Report No. NREL/TP-550-42394. Colorado, USA.
- 4) Canada J. R et al., 1997. Análisis de la Inversión de Capital para Ingeniería y Administración, 2ª ed. Prentice Hall Hispanoamérica, México. ISBN 0-13-311036-2.
- 5) Cohen, E. G., 2008. Solar Steam at Nevada Solar One. In: Proceedings of 14th International SolarPACES Symposium on Solar Thermal Concentrating Thechnologies, Las Vegas, USA.
- 6) CSP Today, 2011. CSP Parabolic Trough Report: Cost and Performace
- 7) Duffie, J.A. y Beckman, W.A., 1006, Solar Engineering of Thermal Processes. Ed. John Wiley & Sons, (3ª Edición), New York, USA. ISBN-13 978-0-471-69867-8
- 8) EIA (U. S. Energy Information Administration), 2013. International Energy Outlook 2013, Washington, USA.
- 9) ESTELA (European Solar Thermal Electricity Association ), 2009. Solar Power From the Sun Belt, Brussels, Belgium.
- 10) Estrada-Cajigal, Almanza R., 2005. Irradiaciones Global, Directa y Difusa en Superficies Horizontales e Inclinadas así como Irradiación Directa Normal, en la República Mexicana. Series del Instituto de Ingeniería, UNAM, México. ISBN 970-32-2661-2
- 11) Fernández- García A., et al., 2010. Parabolic-Trough Solar Collectors and Their Applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, 1695-1721
- 12) Forristal, R., 2003. Heat Transfer Analysis and Modelling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver, Report No. NREL/TP-550-34169, Colorado, USA.
- 13) Gil A. et al., 2010. State of Art on High Temperature Thermal Energy Storage for Power Generation. Part 1- Concepts, Materials and Modellization. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, pp.31-55
- 14) González Parás J. N. 2006, Tercer Informe de Gobierno Nuevo León 2004, Gobierno del Estado de Nuevo León". Nuevo León, México.
- 15) Hurtado A. C., 2013, Comunicación personal. Flagsol Alemania.
- 16) IDEA (Agencia de Innovación y Desarrollo de Andalucía), 2011. Estudio Sectorial Sector Energías Renovables, Vigilancia Tecnológica, Electricidad Termosolar. Andalucía, España.
- 17) IEA (International Energy Agency), 2012. World Energy Outlook 2012.
- 18) INEGI 2013, <http://cuentame.inegi.org.mx/territorio/coordenadas.aspx?tema=T>, consultado en octubre 2013.

- 19) INEGI, 2009 A. Prontuario de Información Geográfica Municipal de los Estados Unidos Mexicanos – Temixco, Morelos.
- 20) INEGI, 2009 B. Prontuario de Información Geográfica Municipal de los Estados Unidos Mexicanos – Hermosillo, Sonora.
- 21) Investing, 2014. Historial de Emisiones de Carbono, <http://es.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>. Consultado en enero 2014.
- 22) Kalogirou, S. A., 2009 . Solar Energy Engineering Processes and Systems. Elsevier, New York.
- 23) Kutscher C., et al., 2010. Line-Focus Solar Power Plant, Cost Reduction Plan. Report No. NREL/TP-5500-48175. Colorado, USA.
- 24) Lippke F., 1995. Simulation of the Part –Load Behaviour of a 30 MWe SEGS Plant. Report No. SAND 95-1293, SNL, Albuquerque, NM, USA.
- 25) Manzolini G., Gistri A., Saccilotto C., Silva P. and Macchi E., 2012. A Numerical Model for Off-Design Performance Prediction of Parabolic Trough Based Solar Power Plants. Journal of Solar Energy Engineering , 134.
- 26) Medrano M. et al., 2010. State of Art on High Temperature Thermal Energy Storage for Power Generation. Part 2-Case Studies. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, pp.55-72
- 27) Montes M. J. , 2008. Análisis y Propuestas de Sistemas Solares de Alta Exergía que Emplean Agua como Fluido Calorífero. Tesis del Departamento de Ingeniería Energética y Fluidomecánica, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Madrid.
- 28) Montes M.J. et al., 2009. Solar Multiple Optimization for a Solar –Only Termal Power Plant, Using Oil as Heat Transfer Fluid in the Parabolic Trough Collectors. Solar Energy 83, 10.
- 29) Navarro N. A., 2003. Estudio del Comportamiento de Inclusiones Metálicas en el Distribuidor de Colada Continua. Tesis del Programa de Postgraduados en Materiales. Instituto Tecnológico de Morelia. Morelia, México.
- 30) NREL, 2011 A. System Advisor Model (SAM) – Weather Data. Manual Version 2011.12.2
- 31) NREL, 2011 B. Technology Options: Concentrating Solar Power Systems. Manual Version 2011.12.2
- 32) NREL, 2013. <http://www.nrel.gov/gis/tools.html>, Consultado en octubre 2013.
- 33) Patnode A. M., 2006. Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants. Ph. D. Thesis , University of Winsconsin-Madison, USA.
- 34) Periódico El Economista 2013, <http://eleconomista.com.mx/sociedad/2012/10/30/todo-listo-inauguracion-linea-12-metro>. Consultado en junio 2013.
- 35) Price H. et al., 2002. Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology, Journal of Solar Energy Engineering 124 (2), pp. 109-125.
- 36) Programa GEI (Gases de Efecto Invernadero) México, <http://www.geimexico.org/factor.html>. Consultado en diciembre 2013.
- 37) Protermo Solar, 2012. Localización de Centrales Solares Termoeléctricas en España. Consultado en junio 2013.

- 38) Protermosolar, 2011. Impacto Macroeconómico del Sector Solar Termoeléctrico en España. Informe Deloitte. ISBN: 978-84-8198-855-0, Sevilla, España.
- 39) Rajan K. Bose 2010. Energy Efficient Cities: Assessment Tools and Benchmarking Practices. World Bank Publications, Washington, USA.
- 40) Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN 21), 2012. Renewables 2012 – Global Status Report. Paris, France.
- 41) Rovira A. et al., 2011. Energy Management in Solar Thermal Power Plants with Double Thermal Storage System and Subdivided Solar Field. Applied Energy 88, pp. 4055-4066.
- 42) Ruiz H. V., Silva P. M., y Lillo B. I., 2009. Electricidad Solar Térmica, Tan Lejos , Tan cerca. Fundación Gas Natural. ISBN 978-84-613-0406-6, Barcelona, España.
- 43) Sargent and Lundy LLC Consulting Group, 2003. Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecast. Report No. NREL/SR-550-34440, NREL, Colorado, USA.
- 44) SENER, 2007. Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016, Secretaría de Energía.
- 45) SENER, 2009. Prospectiva del Sector Eléctrico 2009-2024, Secretaría de Energía.
- 46) SENER, 2011. Balance Nacional de Energía 2010, México.
- 47) SENER, 2012 A. Balance Nacional de Energía 2011, México.
- 48) SENER, 2012 B. Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026, Secretaría de Energía.
- 49) SENER, 2012 C. Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026, Secretaría de Energía.
- 50) Sistema de Transporte Colectivo Metro (SCT Metro) de la Ciudad de México 2013, <http://www.metro.df.gob.mx/organismo/pendon3.html>. Consultado en junio 2013.
- 51) Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey 2010, “Estudio Integral de Movilidad Urbana del Área Metropolitana de Monterrey y Factibilidad Técnica- Económica para los Proyectos Estratégicos del Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey”. Nuevo León , México.
- 52) SMA-GDF 2010, Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de la ZMVM, D.F., México.
- 53) Solar Prospector, 2012. <http://maps.nrel.gov/prospector>, Consultado en mayo 2013.
- 54) Solarpaces 2000. Solar Parabolic Trough.
- 55) STC Metro, 2011. Comunicación personal, Subgerencia de Instalaciones Eléctricas, D.F. México.
- 56) STCM 2009, Evaluación Socio-Económica de la Línea 12 del Metro de la Ciudad de México. D. F., México.
- 57) Tejeda M. A., 1994. On the Evaluation of the Wet Bulb Temperature as a Function of Dry Bulb Temperature and Relative Humidity. Short Contribution, Atmósfera (7), pp. 179-184.
- 58) UITP 2003 A, Por una Mejor Movilidad Urbana en los Países en Desarrollo, Bruselas.
- 59) UITP 2003 B, El metro una Oportunidad para el Desarrollo Sostenible en las Grandes Urbes, Focus: Posición Oficial de la UITP.
- 60) UITP, 2005. Adelantarse al Mañana -Planificar el Progreso del Desarrollo Sostenible en el Sector del Transporte Público 2005-2007. Bruselas, Bélgica.
- 61) Villanueva M. C., 2008. Evaluación de los Índices de Rentabilidad de Proyectos Energéticos. XIX Congreso Anual de la SNM. Yucatán, México.

- 62) Wagner M. J., y Gilman P., 2011. Technical Manual for the SAM Physical Trough Model. Report No. NREL/TP-5500-51825, NREL Colorado, USA.
- 63) Winter C. J., Sizman R. L., Vant-Hull L. L. (eds)., 1991. Solar Power Plants. Springer Verlag Germany-USA. ISBN 3-540-18897-5.
- 64) Zarza E. et al., 2002. Generación Directa de Vapor con Colectores de Cilindro Parabólicos. Proyecto Direct Solar Steam (DISS). Tesis Doctoral, Universidad de Sevilla España.