



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Estudio de factibilidad económica para la
implementación de un sistema de
concentración solar con colectores cilíndricos
en una planta de elaboración de cerveza**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Civil

P R E S E N T A

Carlos Alberto Aragón García

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Ana Beatriz Carrera Aguilar



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



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.

Dedicatorias y agradecimientos

A la docente que más admiro y respeto, a mi madre, por permear el conocimiento desde temprano, enseñarme a cultivar el intelecto y por el apoyo sin condiciones durante toda mi vida, que se la debo enteramente a ella. A mi familia y a mi hermano que representan las buenas decisiones, la vida recta y la excelencia académica.

A mi tutora y sinodales que representan a todos los docentes que contribuyeron con mi formación como ingeniero. A mi segunda casa, la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Al Ing. Alberto Martín Jiménez Vázquez quien apoyó con aportaciones importantes para el análisis hidráulico.

Al M. en I. Eduardo Pérez González por sus recomendaciones que enriquecieron el análisis energético.

A la Dra. Fabiola Méndez Arriaga por inspirar la terminación de este ciclo y sobre todo por motivar uno nuevo.

Agradezco a Park por darme la oportunidad de desarrollar proyectos de energía solar térmica, al grupo IIDEA y en especial a mis compañeros de laboratorio, Antonio, Diego, Miguel, Roberto y mi jefe Eduardo Pérez con quienes tuve la magnífica oportunidad de colaborar en un proyecto de investigación de energía geotérmica.

A mis colegas y amigos de esta mi alma mater, dedicado a todos los miembros de GFBK, a quienes estimo y admiro.

*“ El hombre, para atender a sus necesidades
se hace industrial
y guiado por el instinto de producir impresión,
despertar sentimientos y emociones vivas en los demás,
se hace artista. ” - Rodolfo García*

ÍNDICE

RESUMEN.....	2
Capítulo 1. INTRODUCCIÓN.....	4
1.1 Planteamiento del problema	4
1.1.2 Hipótesis.....	4
1.2 La energía y el cambio climático	4
1.3 Contexto internacional sobre el cambio climático	9
1.3.1 Compromisos nacionales	12
Capítulo 2. PANORAMA ENERGÉTICO	14
2.1 Fuentes de energía.....	14
2.1.1 Escenario de las energías renovables	16
2.2 Balance nacional de energía	25
Capítulo 3. ENERGÍA TERMOSOLAR	30
3.1 Recurso solar	30
3.2 Colectores solares	33
Capítulo 4. INGENIERÍA DEL PROYECTO	38
4.1 Componentes del sistema.....	38
4.2 Configuraciones del sistema	39
4.3 Procesos de calor	41
4.4 Generalidades del sitio.....	41
4.5 Dimensionamiento del sistema.....	43
4.6 Beneficios ambientales	57
Capítulo 5. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA.....	59
5.1 Presupuesto	59
5.2 Indicadores financieros	61
5.2.1 Ahorros por sustitución de combustible.....	61
5.2.2 Punto de equilibrio.....	63
5.2.3 Valor presente neto	64
5.2.4 Periodo de recuperación de la inversión	66
5.2.5 Tasa interna de retorno	68
Capítulo 6. CONCLUSIONES.....	69
ANEXOS.....	71
GLOSARIO	76
BIBLIOGRAFÍA	77

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1 Producción mundial de carbón

Gráfica 1.2 Producción mundial de petróleo

Gráfica 1.3 Variación de la temperatura de la superficie de la tierra

Gráfica 1.4 Ratio de concentración de CO₂ de los núcleos de hielo y registro atmosférico moderno del polo sur

Gráfica 1.5 Calentamiento global relativo a 1850-1990

Gráfica 1.6 Emisiones nacionales de GEI según el escenario tendencial (BAU) y las metas de reducción INDC comprometidas de manera no condicionada, 2013 -2030

Gráfica 1.7 Emisiones nacionales de gases de efecto invernadero y producto interno bruto

Gráfica 2.1 Producción mundial de energía primaria, Mtoe

Gráfica 2.2 Consumo final total por sector

Gráfica 2.3 Aportación por fuente al suministro mundial de energía renovable para el año 2016

Gráfica 2.4 Producción de energía primaria a partir de biocombustibles y residuos, ktoe

Gráfica 2.5 Hidroeléctricas. Generación de energía eléctrica mundial, GWh

Gráfica 2.6 Generación de electricidad a nivel mundial a partir de energía eólica, GWh

Gráfica 2.7 Generación de electricidad a nivel mundial a partir de energía geotérmica, GWh

Gráfica 2.8 Generación de electricidad a nivel mundial a partir de celdas fotovoltaicas, GWh

Gráfica 2.9 Generación de electricidad a nivel mundial a partir de sistemas termosolares, TJ

Gráfica 2.10 Capacidad instalada de calentadores solares de agua a nivel mundial (GWt)

Gráfica 2.11 Consumo total final de calor por sector, ktoe

Gráfica 2.12 Generación de calor por fuente, TJ

Gráfica 2.13 Pronóstico de energías renovables

Gráfica 2.14 Consumo de energía renovable por tecnología (2017-2023)

Gráfica 2.15 Índice de independencia energética

Gráfica 2.16 Oferta interna bruta / Consumo nacional de energía

Gráfica 2.17 Estructura de la producción de energía primaria, 2017 (petajoules)

Gráfica 2.18 Consumo nacional por sector, petajoules

Gráfica 2.19 Consumo nacional del sector industrial por energético

Gráfica 2.20 Consumo energético para la elaboración de cerveza a nivel nacional

Gráfica 3.1 Variación diurna de la irradiancia en Lindenberg, Alemania

Gráfica 4.1 Eficiencia instantánea de un captador solar

Gráfica 5.1 Aportación por partida presupuestal

Gráfica 5.2 Aportación por gastos operativos

Gráfica 5.3 Precio promedio de venta al público reportado por distribuidores en el estado de Guanajuato

Gráfica 5.4 Tasa de inflación anual en el periodo 2001-2018

Gráfica 5.5 Punto de equilibrio

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.1 Efecto invernadero

Ilustración 1.2 Consecuencias del incremento de temperatura global

Ilustración 1.3 Participantes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

Ilustración 2.1 Fuentes de energía renovable

Ilustración 2.2 Proceso de suministro de energía

Ilustración 2.3 Tasa de crecimiento anual promedio (1990-2016)

Ilustración 1.4 Estructura del balance energético

Ilustración 1.5 Consumo nacional de energía, 2016 (petajoules)

Ilustración 3.1 Factores que influyen en la atenuación de la radiación solar incidente

Ilustración 3.2 Posición relativa del plano del ecuador y de la eclíptica que define la declinación solar

Ilustración 3.3 Radiación solar diaria promedio anual a nivel mundial [kWh/m²-día]

Ilustración 3.4 Radiación solar diario promedio anual a nivel nacional

Ilustración 3.5 Colector solar de placas planas

Ilustración 3.6 Elementos de un colector solar de placa plana

Ilustración 3.7 Colector solar de tubos evacuados

Ilustración 3.8 Tubos evacuados con tecnología heat pipe

Ilustración 3.9 Colector de tubos evacuados de flujo directo

Ilustración 3.10 Colector parabólico compuesto

Ilustración 3.11 Colector cilíndrico parabólico

Ilustración 3.12 Plataforma solar de Almería, España

Ilustración 3.13 Planta solar térmica Gemasolar, Sevilla, España

Ilustración 4.1 Esquema de circuito primario

Ilustración 4.2 Esquema de circuito secundario

Ilustración 4.3 Proceso general para la elaboración de cerveza

Ilustración 4.4 Ubicación del proyecto

Ilustración 4.5 Esquema de transferencia de calor en tubería aislada

Ilustración 4.6 Esquema de intercambiador de calor de placas

Ilustración 4.7 Esquema de disposición de los concentradores solares

Ilustración 4.8 Perfil altimétrico

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de las industrias con mayor consumo

Tabla 4.1 Promedio mensual de la radiación normal directa [kWh/m²-día]

Tabla 4.2 Temperatura media ambiente del sitio [°C]

Tabla 4.3 Condiciones de operación del circuito primario y propiedades de la tubería

Tabla 4.4 Coeficiente de pérdida por accesorio (k)

Tabla 5.1 Datos de inversión del sistema solar térmico

Tabla 5.2 Ahorro de combustible anual

Tabla 5.3 Flujos estimados con referencia al desplazamiento de combustible

Tabla 5.4 Flujo neto efectivo anual

Tabla 5.5 Valor presente neto del proyecto

Tabla 5.6 Flujo neto efectivo descontado anual

Tabla 5.7 Cálculo de las variables conocidas

RESUMEN

Durante las últimas décadas pocas situaciones han llamado tanto la atención de manera global como lo ha hecho el cambio climático. En tan solo un par de siglos, la industrialización pasó de presentarse como la bandera de progreso a ser el punto débil de un modelo energético sustentable. Los compromisos a nivel internacional no están evolucionando de la manera esperada, el comportamiento de la matriz energética presenta poco o muy ligero avance respecto a lo contemplado en las primeras intenciones que se establecieron en el Protocolo de Kyoto.

La oferta de energía cumple un papel fundamental en el desarrollo económico, entonces, saber suministrarla de manera adecuada con los recursos disponibles, es una tarea que requiere la incorporación de distintas fuentes de energías como parte de la infraestructura energética nacional. Bajo esa premisa, la industria se permitirá evolucionar hacia el desarrollo sostenible e intentar aprovechar la energía generando el menor impacto posible al ambiente.

El trabajo presenta el estudio de factibilidad de una propuesta para la generación de calor dentro de la subrama industrial de la elaboración de la cerveza a partir del aprovechamiento de la energía solar a partir de un colector solar cilíndrico parabólico. La ventaja de esta fuente de energía renovable radica en la flexibilidad de sus aplicaciones, ya que está virtualmente disponible en cualquier punto de la superficie terrestre. Además, la producción modular ofrece una ventaja competitiva, ya que evita el sobredimensionamiento del sistema y facilita el transporte de la tecnología logrando propuestas asequibles para la industria. Sin embargo, la intermitencia de la tecnología reduce el tiempo de aprovechamiento, por lo que es importante un correcto dimensionamiento.

Al principio del texto se explican conceptos fundamentales de energía, principios termodinámicos y la aplicación de las máquinas térmicas en los procesos de producción para el entendimiento del problema ambiental, una industria basada en la quema de combustibles fósiles, así como las consecuencias de utilizar energéticos de alta tasa de emisiones de gases de efecto invernadero. En el primer capítulo también se mencionan las acciones políticas en el contexto internacional al margen del cambio climático, y los compromisos a los que México se ha alineado para alcanzar los objetivos globales.

En el segundo capítulo se realiza una breve descripción de los principales conceptos utilizados en los balances de energía mundial, considerando particularmente el escenario de las energías renovables, y las fuentes de energía principales para entender su posición en el Panorama Energético Mundial. Además, se presenta el Balance Energético Nacional y algunos indicadores que son de importancia para conocer el comportamiento de los últimos años. Se hace referencia al sector industrial y en específico a la subrama de elaboración de cerveza alineado al objetivo del trabajo.

Una vez presentado el problema de la energía y cambio climático y después de ubicar las diferentes fuentes de energías renovables en el contexto nacional e internacional se explica en el tercer capítulo la energía solar térmica describiendo brevemente el recorrido de la radiación electromagnética proveniente del Sol, la forma en que incide sobre la superficie terrestre, los dispositivos de colección solar encargados de transformar el recurso solar en calor y su funcionamiento general.

En el cuarto capítulo se presentan los antecedentes particulares indispensables para el dimensionamiento de la propuesta del estudio, los subsistemas principales que componen al sistema de aprovechamiento solar de concentración parabólica lineal, las configuraciones para el sistema, así como los procesos de calor inherentes a la elaboración de cerveza. Se presentan los datos requeridos propios del sitio como la radiación normal directa,

la temperatura, la presión atmosférica y el área de instalación disponible. Con lo anterior establecido, se dimensiona el subsistema de colección solar, es decir, el número de módulos concentradores a utilizar para satisfacer la demanda de la planta calculando las pérdidas presentes en las instalaciones propuestas y la demanda de calor específico de los procesos que serán intervenidos.

En el quinto capítulo se presenta el estudio de factibilidad de la propuesta comenzando con el presupuesto contemplado para la partida de inversión inicial del proyecto, como para los gastos operativos y de mantenimiento. El área de captación de estos módulos equivale a una cantidad determinada de calor que contrasta con la sustitución de combustible, la cual representa un ahorro generado por el sistema, a partir del cual se calcularán los distintos indicadores financieros para conocer la viabilidad del proyecto.

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

Al margen del problema medioambiental surge la necesidad de integrar tecnologías que logren aprovechar fuentes de energías renovables, que sustituyan parcial o completamente a los combustibles fósiles causantes del efecto invernadero y del consecuente incremento de temperatura, siendo el principal recurso utilizado para la generación de energía eléctrica y de calor. La industria es el sector de mayor consumo energético y presenta una brecha importante en cuanto a la renovación de sus fuentes de consumo.

En México se ha ralentizado este proceso de evolución hacia el desarrollo sustentable, ya sea por una cuestión geopolítica dado que es un país que se propone principalmente petrolero o por la incapacidad financiera de realizar cambios estructurales en los sistemas energéticos utilizados en los procesos. Es necesario probar la factibilidad de los sistemas de energía renovables con aplicaciones industriales para generar confianza en el mercado y facilitar el acercamiento a los distintos procesos industriales compatibles con cada una de ellas.

El presente escrito pretende crear un antecedente en cuanto a la factibilidad de implementar un sistema de calentamiento basado en la transformación de energía solar utilizando un dispositivo de concentración cilíndrico parabólico, también llamado parabólico lineal que permita sustituir en gran medida el uso de un combustible fósil como el gas licuado de petróleo, y que contribuya así a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Es importante señalar que no se desea diseñar un sistema que sustituya por completo el sistema convencional utilizado, ya que esto elevaría los costos del proyecto y presentaría sobredimensionamiento en los meses donde el recurso solar presenta sus máximos anuales, impactando así en la eficiencia del equipo y en la asequibilidad del proyecto.

1.1.2 Hipótesis

Es posible implementar un sistema de concentración solar con colectores cilíndricos parabólicos en una planta de elaboración de cerveza que se encuentra en producción y cuya generación de calor se realiza a partir de la combustión de gas licuado de petróleo. El recurso solar es variable a lo largo del año, por ello, la producción energética del área de captación se realizará a partir de los promedios mensuales utilizando una base de datos que presente una muestra representativa para la estimación del recurso, de esta manera se propone un diseño que esté definido por el mes de máxima radiación solar, para evitar el sobredimensionamiento del sistema.

El combustible desplazado por la tecnología presentará un ahorro el cual deberá ser mayor al cabo de la vida útil del dispositivo que la inversión que se realice para la implementación del proyecto y que los gastos de operación y de mantenimiento del sistema. Los incentivos fiscales que se derivan de la implementación de tecnología limpia representan una ventaja en términos financieros y que mejoran sustancialmente los indicadores.

1.2 La energía y el cambio climático

La energía físicamente se define como la capacidad de un cuerpo para realizar un trabajo, este último implica movimiento y puede manifestarse en varias formas: térmica, mecánica, cinética, potencial, eléctrica, magnética, química y nuclear (Cengel, 2012).

ENERGÍA MECÁNICA	- Definida como la forma de energía que se puede convertir completamente en trabajo mecánico de modo directo mediante un dispositivo mecánico como una turbina ideal. (Ibidem)
ENERGÍA CINÉTICA	- La energía que posee un sistema como resultado de su movimiento en relación con cierto marco de referencia. (Ibidem)
ENERGÍA POTENCIAL	- La energía que posee un sistema como resultado de su incremento de altura en un campo gravitacional. (Ibidem)
ENERGÍA QUÍMICA	- La energía interna relacionada con los enlaces atómicos en una molécula. (Ibidem)
ENERGÍA NUCLEAR	- La cantidad de energía relacionada con los fuertes enlaces dentro del núcleo del átomo, mucho mayores que las que unen a los electrones con el núcleo. (Ibidem)
ENERGÍA TÉRMICA	- Hace referencia a las formas de energía interna en forma de energía cinética de las moléculas y la energía latente, relacionada con la fase de un sistema. (Ibidem)
ENERGÍA MAGNÉTICA	- Referente a las fuerzas de atracción y repulsión generadas a partir de un campo magnético resultado de partículas subatómicas cargadas eléctricamente o por efecto del movimiento de cargas o corrientes eléctricas. (Ibidem)
ENERGÍA ELÉCTRICA	- Forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos. Este flujo tiene su origen en la presencia de cargas eléctricas (electrones) que se desplazan de un sitio a otro (Huitzil, 2010).

Por lo anterior se observa que la energía también puede considerarse como la capacidad para causar cambios, por ello - de la mano de la ingeniería - esta capacidad se aprovecha para realizar distintas actividades con la finalidad de mejorar nuestra calidad de vida incorporándola a los procesos de producción. Durante estos procesos la energía cambia de una forma a otra y este comportamiento se rige por las leyes de la termodinámica.

El *principio de conservación de la energía* –“La energía no se crea, ni se destruye, sólo se transforma”- expresa que la cantidad de energía total se mantiene constante en todo el proceso, independientemente de la cantidad de manifestaciones que puedan presentarse. Este principio también se conoce como *primera ley de la termodinámica*.

Los procesos en la naturaleza muestran una particularidad, que no pueden invertirse sin que los alrededores y el sistema donde suceden no se alteren de algún modo, es decir, que de tratar de revertir el proceso a su estado inicial no podría realizarse sin que exista trabajo entregado por el entorno. Este fenómeno se conoce como *irreversibilidad*. Además de la dirección que puede tener un proceso, existe otra propiedad llamada *entropía* o la degradación que sufre la energía durante un proceso, y dado que en los procesos reales siempre existirán irreversibilidades, esta propiedad invariablemente incrementará. En procesos que únicamente involucren transferencia de calor esta propiedad es cuantificable.

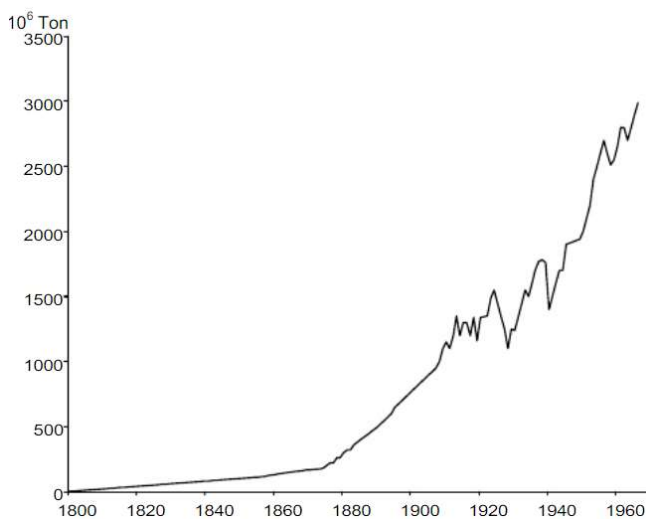
Así, la *segunda ley de la termodinámica* identifica que, los procesos tienen dirección y degradación o calidad, y ha tenido diferentes interpretaciones según la aplicación que esta ley pueda tener en distintos procesos energéticos particulares. En general, esta ley se aplica para encontrar los límites teóricos del desempeño de un proceso, así la tecnología va mejorando a medida que se va acercando a estos límites.

Dentro del desarrollo de las distintas sociedades la tecnología ha tenido un papel relevante en la evolución de las actividades productivas. Hasta principios del siglo XVII, tanto las actividades agrícolas, como el transporte y la manufactura habían quedado supeditadas a una tecnificación muy escasa. Dentro de los distintos sectores económicos se aprovechaba la energía hidráulica y eólica mediante dispositivos que implicaban la conversión de dichas fuentes de energía a trabajo mecánico.

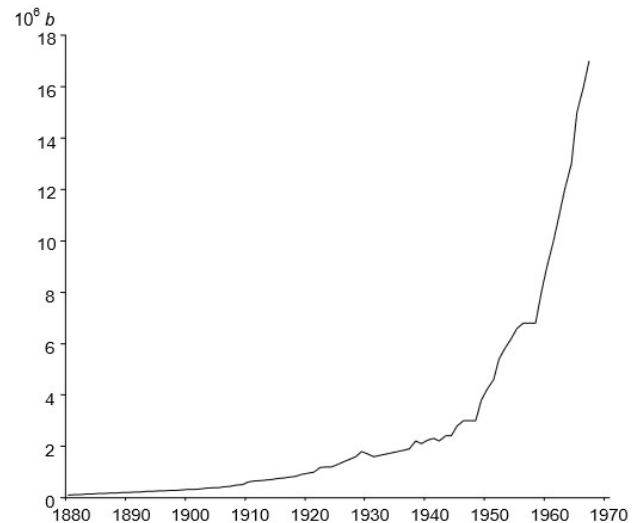
Con la creación de las primeras máquinas térmicas, y el origen y aplicación de la termodinámica como ciencia, surgen avances como consecuencia de las invenciones prácticas y no necesariamente del entendimiento teórico. El primer acercamiento hacia una aplicación industrial fue demostrado por Thomas Savery en 1698, utilizando el vapor como método de bombeo para posteriormente, realizar los primeros intentos de aprovechar la energía térmica, a través de la generación de vapor para convertirlo en trabajo mecánico utilizando un mecanismo de cilindro-pistón. Estos intentos fueron poco eficientes por la cantidad de combustible que se utilizaba para elevar la temperatura del agua y el incipiente desarrollo técnico que los llevaban a tener un gran desperdicio de vapor.

El impulso científico alrededor de las máquinas térmicas y la utilización en diversos procesos representó una transformación del comportamiento económico y social durante la Revolución Industrial: la aceleración de una economía limitada por la producción artesanal y la introducción de la sociedad urbana. Tanto las máquinas de vapor, como los motores de combustión interna requieren de una fuente de energía, que a inicios de la Revolución Industrial se suministra mediante la explotación del carbón hasta el siglo XX, donde empieza a ser sustituido gradualmente por hidrocarburos, principalmente el petróleo, como se observa en las siguientes gráficas 1.1 y 1.2.

Gráfica 1.1 Producción mundial de carbón



Gráfica 1.2 Producción mundial de petróleo



Fuente: Viqueira Landa, Jacinto. "Energía e impacto ambiental". Ed. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2ª edición, México, 2012.

Las máquinas térmicas que tienen como objetivo generar trabajo mecánico, realizan desplazamientos internos donde la posición relativa entre las partes es idéntica al inicio y al final del proceso, a esta operación se le conoce como *ciclo mecánico*. La combustión dispone la energía necesaria para el funcionamiento de estos dispositivos y los gases producto de esta no tienen la misma trayectoria cíclica, son despedidos del sistema y reemplazados por una mezcla nueva de combustible y aire. Esta energía de desecho causa la llamada *contaminación térmica* si

incrementa demasiado la temperatura del ambiente, pues si no existe una disipación adecuada puede perturbar el entorno, aunque este fenómeno es sólo uno de los daños colaterales de la combustión.

Los gases emitidos por la quema de combustibles fósiles tienen efectos nocivos en la atmósfera que han quedado en evidencia a partir del excesivo consumo energético, que supera la capacidad de depuración del medioambiente, convirtiéndose en una amenaza de escala mundial que produciría catástrofes globales de no atenderse a tiempo. Estos generan el llamado *efecto invernadero* cuya presencia permite los distintos ecosistemas y la vida en general, cuando se encuentra oscilando dentro de los niveles naturales por consecuencia de la composición de la atmósfera, pero que por emisiones antropogénicas constituyen un problema, que ocurre cuando la radiación que es absorbida por la Tierra a lo largo del día y que por la noche, cuando parte de ese calor, se transmite fuera de la atmósfera en forma de ondas infrarrojas es absorbido de nuevo por estos gases que lo vuelven a emitir a la superficie terrestre. La acumulación de este calor, al no tener salida alguna del sistema, incrementa la temperatura de la atmósfera, este fenómeno se conoce como *forzamiento radiativo*. En la ilustración 1.1 realizada por el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático se puede observar lo descrito anteriormente.

Ilustración 1.1 Efecto invernadero

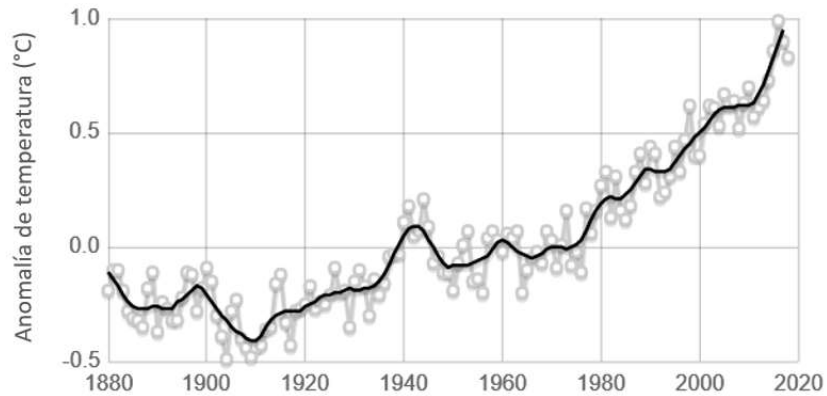


Fuente: Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático, 2001.

El incremento de temperatura de la atmósfera, entonces, es el principal indicador de estas inmensas emisiones de gases de efecto invernadero, esto da lugar al cambio climático, que se entiende como *'un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables'* (CMNUCC, 1992)

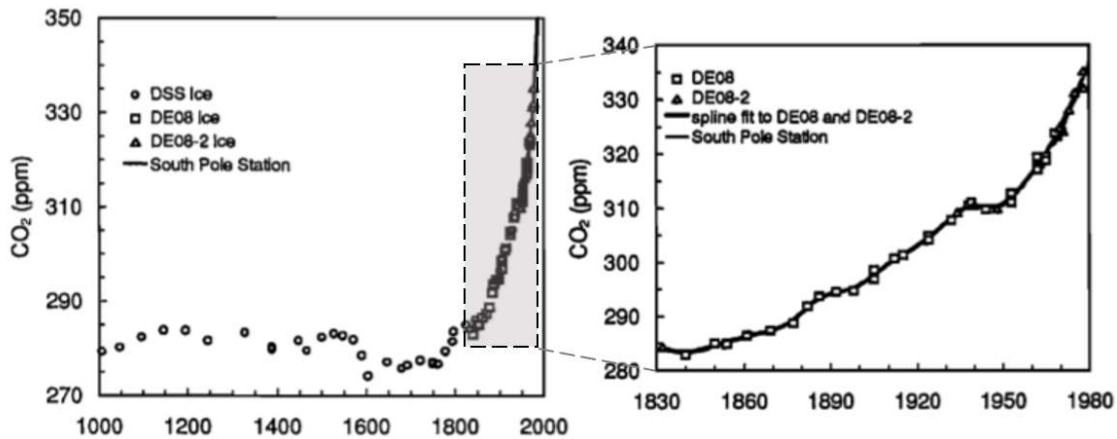
El GEI más representativo es el dióxido de carbono, CO_2 , por su estrecha correlación con el incremento de temperatura global de la atmósfera (véase gráfica 1.3) tal como lo afirma la Organización Meteorológica Mundial en la Conferencia Mundial sobre el Clima en 1979. La concentración de CO_2 en la atmósfera se registra de manera directa desde 1958, antes de esa fecha las mediciones se han realizado analizando el aire encerrado en burbujas de aire de muestras de hielo polar como se muestra en la imagen del lado izquierdo de la gráfica 1.4. Las concentraciones preindustriales de CO_2 oscilaban ente 275-284 ppm, aumentando en aproximadamente 25% durante los últimos cien años, siendo consistente con la industrialización y la transformación a gran escala del uso de suelo. [Etheridge, et al., 1996].

Gráfica 1.3 Variación de la temperatura de la superficie de la tierra



Fuente: *climate.nasa.gov*.

Gráfica 1.4 Ratio de concentración de CO₂ de los núcleos de hielo y registro atmosférico moderno del polo sur



Fuente: Etheridge, et al. (1996, febrero 20). "Natural and anthropogenic changes in CO₂ over the last 1000 years from air in Antarctic ice and firn". *Journal of Geophysical Research*. 101. Pp. 4115-4128.

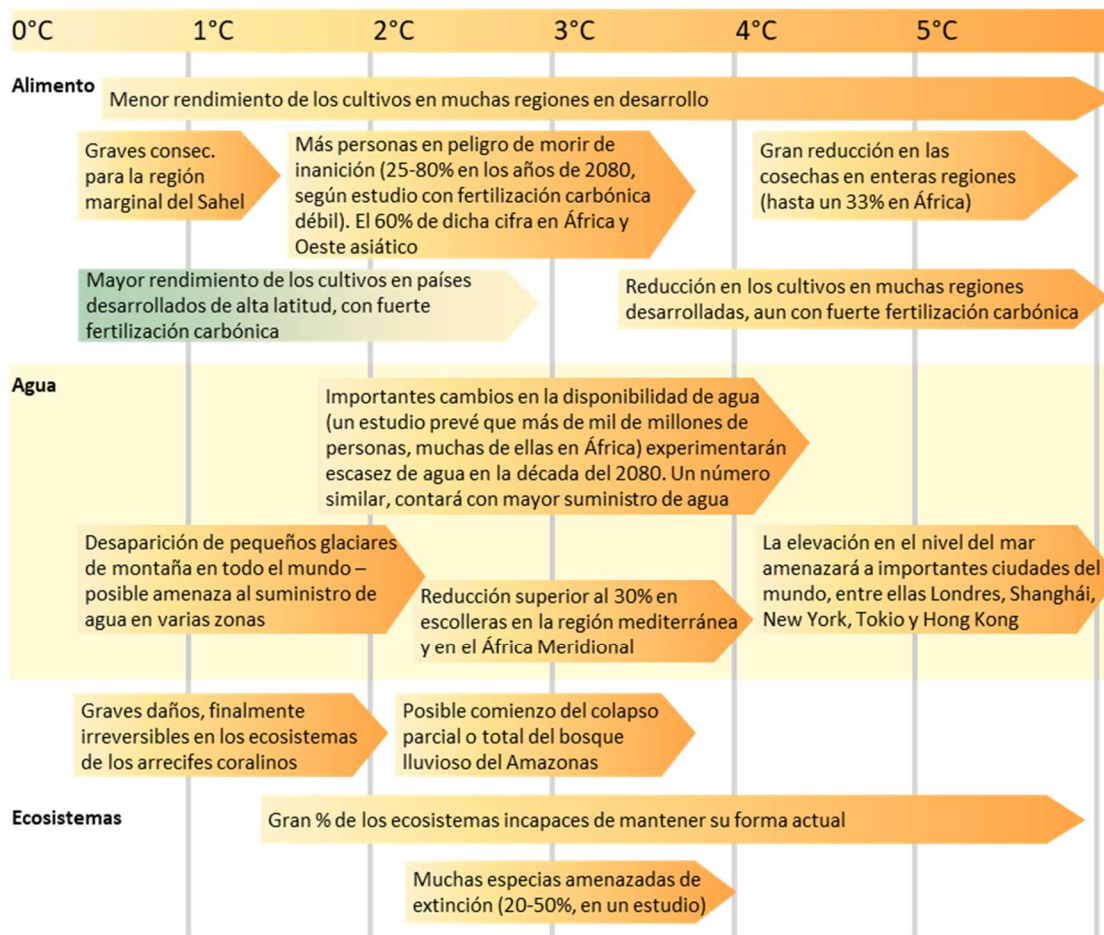
Además del dióxido de carbono, responsable del 90% del incremento del forzamiento radiativo en la última década, otras emisiones como el gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) contribuyen al fenómeno. Otros gases que contribuyen en menor medida son los Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y el Hexafluoruro de azufre (SF₆). Un séptimo gas de efecto invernadero se incorporó en el segundo periodo del Protocolo de Kyoto, el trifluoruro de nitrógeno (NF₃).

Como parte de los compromisos internacionales las estimaciones de emisiones antropogénicas de estos gases se registran en un Inventario de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, elaborado con base en la metodología acordada por la Conferencia de las Partes, actualmente apegado a los criterios establecidos por el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático, de modo que sea comparable y que funcione como mecanismo de seguimiento.

Las consecuencias del incremento de temperatura son muy numerosas, algunas de ellas han comenzado un trayecto que seguirá desarrollándose durante años, siglos y milenios incluso si este incremento eventualmente se detiene. El nivel del mar incrementará, con los impactos asociados que esto ocasione; precipitaciones intensas

en muchas regiones, probabilidad de sequías y déficit de precipitación en algunas otras; pérdida y extinción de especies, riesgos para la salud, medios de vida, seguridad alimentaria, suministro de agua, seguridad y crecimiento económico relacionados con el clima (IPCC, 2018); por mencionar algunas. En la ilustración 1.2 se presenta una compilación presentada en el Informe Stern solicitado por las Naciones Unidas que muestra las consecuencias para distintos incrementos globales de temperatura.

Ilustración 1.2 Consecuencias del incremento de temperatura global



Fuente: Stern Review: The economics of climate change (Nicholas Stern, 2006).

1.3 Contexto internacional sobre el cambio climático

La primera vez que se centra la atención en el tema de la degradación del medio ambiente a nivel mundial sucede durante la Conferencia Internacional sobre el Medio Humano, el 14 de junio de 1972 en Estocolmo, Suecia. En aquella ocasión también se plantea especialmente el hecho de que la contaminación no reconoce límites políticos o geográficos afectando más allá de su punto de origen, un concepto acuñado como *contaminación transfronteriza*.

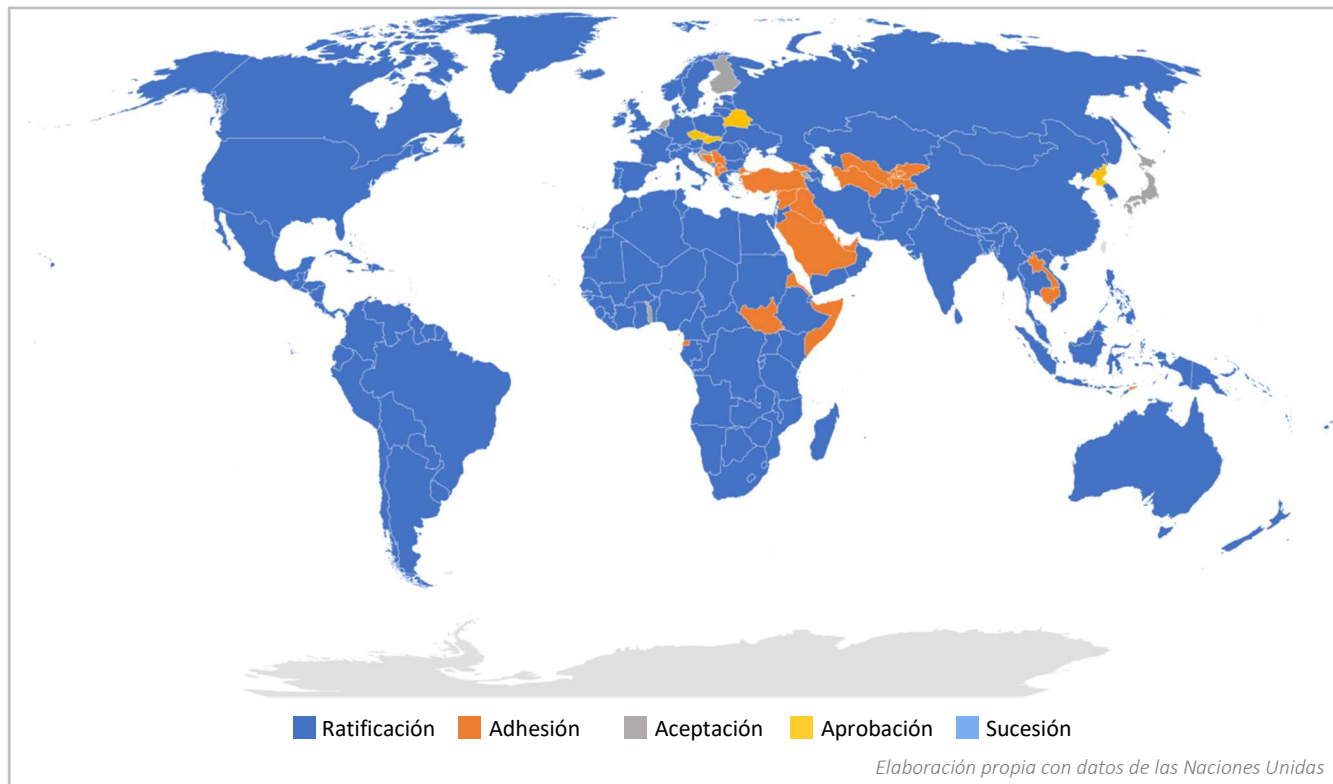
En los años posteriores se intensifican el reconocimiento de los problemas medio ambientales, la explosión demográfica y la administración de los recursos naturales y su impacto en la biodiversidad; tanto sus causas como sus consecuencias conllevan a distintos escenarios económicos y sociales. A partir de este punto,

comienzan a surgir las primeras ideas hacia el desarrollo sostenible, el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la habilidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades, (Comisión Brundtland, 1987).

Es hasta 1988 cuando se crea el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), un órgano de las Naciones Unidas que, si bien no realiza investigación por cuenta propia, recoge la información científica más objetiva y fidedigna a fin de presentar un seguimiento transparente del cambio climático y lograr un impacto en la política sin ser preceptivo. En 1990, el primer informe de evaluación del Panel declara sobre los incrementos de temperatura observados que eran “ampliamente congruentes con las predicciones de los modelos climáticos, así como de la misma magnitud que la variabilidad natural del clima” como lo señala Chirstiana Figueres en una declaración externa a finales del año 2014. Con cada uno de los 5 informes que ha presentado a la fecha el Grupo Intergubernamental presenta escenarios cada vez más desalentadores.

Atendiendo a las preocupaciones de las distintas convenciones y conferencias, y por la necesidad de crear un instrumento vinculante a nivel mundial para prevenir la interferencia humana peligrosa con el sistema climático, se adopta la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático (CMNUCC) en la sede de las Naciones Unidas en Nueva York, EEUU, el 9 de mayo de 1992 y queda abierta a la firma hasta el 19 de junio de 1993, cuando se contaba con 165 firmantes. A principios del año en curso según se publica este texto, se contaba con la participación de 197 entidades llamadas ‘Partes’ (196 Estados y 1 organización de integración económica regional). La ilustración 1.3 muestra la participación de los involucrados, según lo declarado por las Naciones Unidas, consultado el 25 de junio del 2019.

Ilustración 1.3 Participantes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático



Todas las Partes están representadas en el órgano supremo de la Convención conocido como la Conferencia de las Partes (COP) cuyas principales tareas son: evaluar el progreso logrado, actuar como revisor de la Convención, así como tomar las decisiones necesarias para hacer efectiva la misma. Las reuniones de la COP son anuales siendo la primera sesión en marzo de 1995 en Berlín, Alemania.

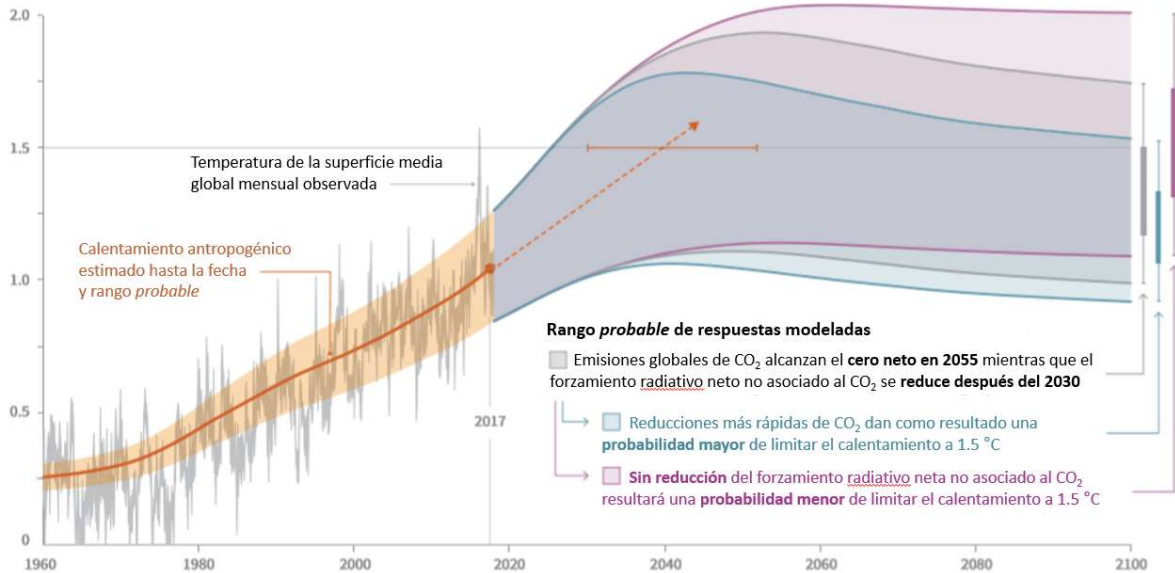
Un par de años más tarde, el 11 de Diciembre de 1997 es adoptado el Protocolo de Kyoto de la CMNUCC, cuyo objetivo es promover el desarrollo sostenible y servir de instrumento jurídico de las Naciones Unidas, donde los países desarrollados se comprometen a llevar a cabo las acciones necesarias para reducir cuando menos en 5% las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a lo emitido en 1990, el primer periodo para alcanzar lo acordado comienza en 2008 y finalizaría cuatro años más tarde; mientras que el segundo periodo tiene un horizonte de planeación de ocho años iniciando el 1 de enero de 2013 y culminando en 2020.

Este protocolo marca un acercamiento importante estableciendo metas concretas que tuvieran impacto directo contra el deterioro del medio ambiente, aunque activamente la disminución de niveles de GEI se sostiene principalmente por los países desarrollados, las intenciones de los países subdesarrollados no tardarían en solicitar ser representadas ante las Naciones Unidas de manera más puntual, puesto que la mitigación y adaptación al cambio climático estaría evolucionando de manera desacelerada. Estos planes de acción llamados “Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional” (INDC por sus siglas en inglés) fueron presentados por 155 países, que equivalía a cerca del 90% de las emisiones globales de carbono, como preámbulo de la vigésima primera sesión de la Conferencia de las Partes (COP21) a celebrarse en París a finales del 2015. Lo resuelto por las propuestas limita el incremento de la temperatura global a un rango de entre 2.7°C y 3.5°C para el año 2100 un claro avance a comparación del aumento de temperatura de 4°C de no tomarse acción alguna.

Durante la COP21 se marcaría el siguiente hito, el Acuerdo de París. Tras analizar las propuestas obtenidas por los países miembros y llegar a la conclusión de que se necesitaría una labor más profunda para evitar una catástrofe ambiental, se toma la decisión de elaborar un nuevo acuerdo mundial donde se establecen nuevos compromisos, incluyendo en esta ocasión a los países en desarrollo. Los alcances de este Acuerdo radican principalmente en *“Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1.5°C con respecto a los niveles preindustriales.”*(CMNUCC, 2015). Dentro de este Acuerdo se propone que después de alcanzar el punto máximo, cualquiera que este sea, se reduzcan rápidamente las emisiones de gases de efecto invernadero, hasta alcanzar el equilibrio entre emisiones y absorción en la segunda mitad del siglo. El Acuerdo entró en vigor el 4 de noviembre de 2016.

En octubre del 2018 el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático presenta un informe especial, *Calentamiento del planeta de 1.5°C*, sobre las consecuencias del calentamiento con referencia a ese incremento de temperatura global, la tendencia de las emisiones de efecto invernadero y el camino a seguir como parte del fortalecimiento de las acciones contra el cambio climático. Este informe declara con alto nivel de confianza lo que en sus primeros informes era discutible, el incremento debido a las emisiones antropogénicas mencionando que: *“Se estima que las actividades humanas han causado aproximadamente 1.0°C de calentamiento global por encima de los niveles preindustriales, con un rango probable de 0.8°C a 1.2°C. Es probable que el calentamiento global alcance 2030 y 2052 si continúa aumentando al ritmo actual.”* (Véase gráfica 1.5).

Gráfica 1.5 Calentamiento global relativo a 1850-1990



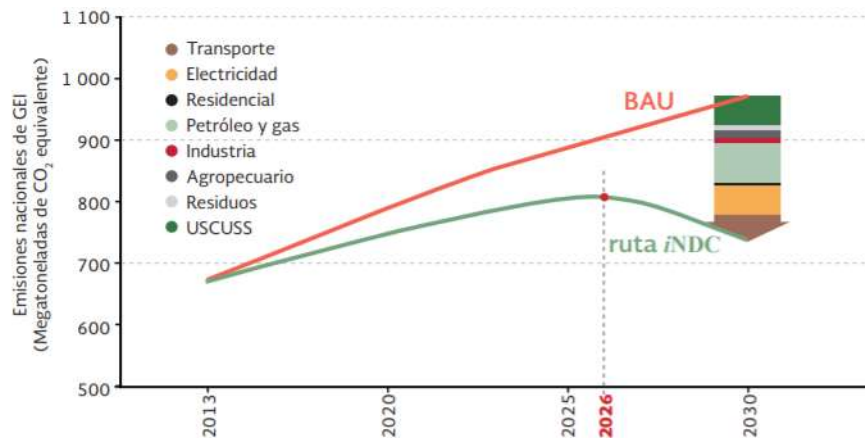
Fuente: IPCC. Calentamiento global 1.5°C, 2018. Resumen ejecutivo.

1.3.1 Compromisos nacionales

El escenario ambiental de las últimas décadas ha llevado a dictar legislaciones en diversos sectores para combatir los problemas del cambio climático. Sin embargo, las políticas públicas no deben depender del deterioro medio ambiental existente, sino de la evolución hacia sociedades sustentables que no afecten el entorno donde crecen y se desarrollan. Ergo, los distintos instrumentos que deben implementarse para contribuir a la mitigación del problema deben considerar impactar tanto en la conservación de la biodiversidad como en la gestión de sus recursos naturales, y la implementación de recursos energéticos renovables como parte de las estrategias de seguridad nacional de manera transversal y conjunta. En ese sentido, México se ha pronunciado a favor de realizar las acciones necesarias en materia de política pública ambiental como principal medio para lograr los compromisos a los que se ha alineado en los últimos años.

Las Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (INDC) enviadas a las Naciones Unidas el 30 de marzo de 2015 contempla la reducción incondicional del 25% de sus emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes climáticos de corta duración por debajo del escenario 'Business As Usual' (escenario tendencial sin presentar ninguna acción contra el cambio climático) para el año 2030 (gráfica 1.6). Además de un compromiso de alcanzar hasta un 40% de la reducción los gases y contaminantes expresados anteriormente sujeto a un acuerdo global que aborde temas importantes, incluido el precio internacional del carbono, los ajustes de la frontera del carbono, la cooperación técnica, el acceso a recursos financieros de bajo costo y la transferencia de tecnología, todo a una escala acorde con el desafío del cambio climático global.

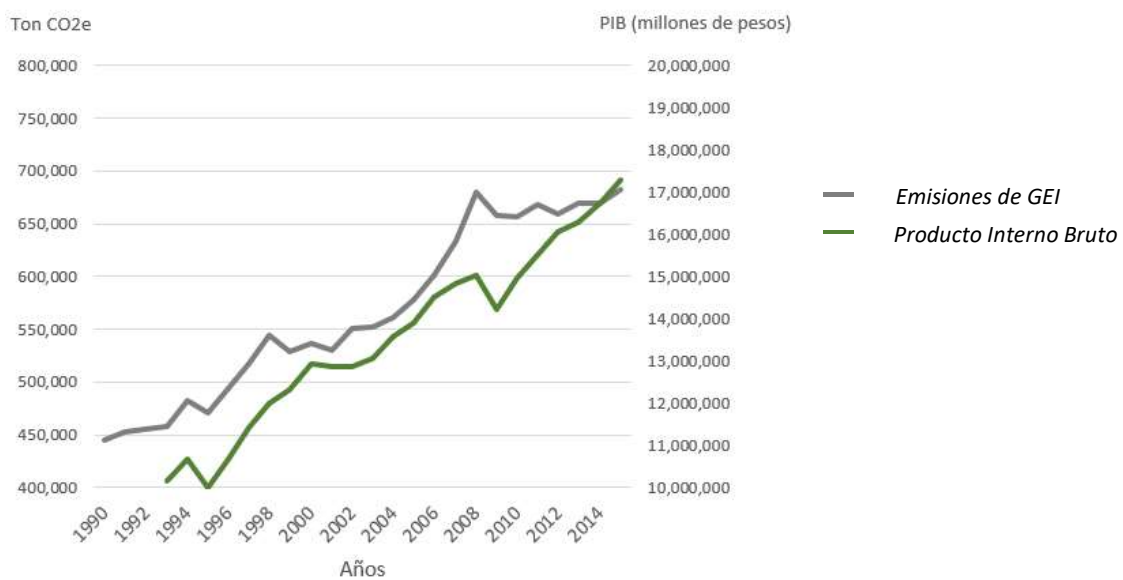
Gráfica 1.6 Emisiones nacionales de GEI según el escenario tendencial (BAU) y las metas de reducción INDC comprometidas de manera no condicionada, 2013 -2030



Fuente: Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el periodo 2020-2030, INECC, 2015

En 1997 México presentó la 1ª Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, cuyo objetivo es declarar el Inventario Nacional de Emisiones de GEI. A partir de esa fecha México ha presentado 6 Comunicaciones Nacionales (1997, 2001, 2006, 2010, 2012, 2018) y 2 Informes Bienales de Actualización (2015, 2018). Este mecanismo de seguimiento es fundamental para la evaluación a nivel nacional de las acciones realizadas hacia el objetivo planteado, ya que la ruta de mitigación establece un máximo de emisiones nacionales de GEI para el año 2026, esto implica desvincular las emisiones de GEI del crecimiento económico, en la gráfica 1.7 se muestra el producto interno bruto con el cual se expresa la situación económica del país comparado con las emisiones nacionales durante el periodo 1990-2014. Además de los compromisos propuestos explícitamente antes las Naciones Unidas, la Ley General del Cambio Climático busca reducir al año 2050 el 50% del volumen de las emisiones con respecto a las registradas en el año 2020.

Gráfica 1.7 Emisiones nacionales de gases de efecto invernadero y producto interno bruto

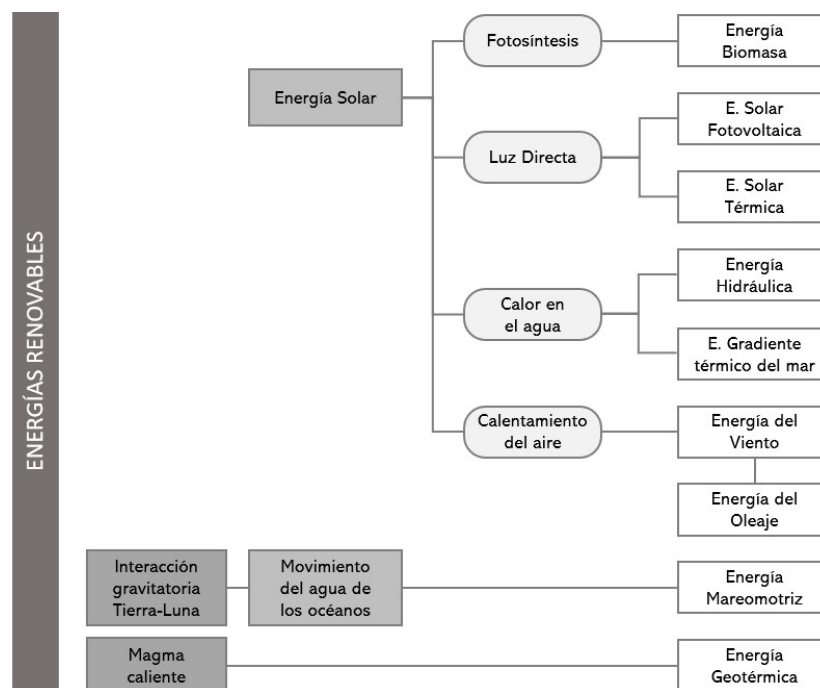


Capítulo 2. PANORAMA ENERGÉTICO

2.1 Fuentes de energía

Todo objeto que pueda suministrar energía en cualquiera de sus manifestaciones se considera como una fuente de energía. Las fuentes de energía pueden clasificarse por su permanencia a través del tiempo, los recursos fósiles se denominan como no renovables por su formación de muy largo plazo, millones de años, y que son agotables en el tiempo, así como la energía nuclear. Por lo tanto, aquellos recursos de períodos de formación relativamente cortos o continuos, es decir, que su disponibilidad no disminuye en escalas de tiempo de la existencia humana como especie se consideran como renovables. La ilustración 2.1 muestra una propuesta de clasificación de las distintas fuentes de energía renovable.

Ilustración 2.1 Fuentes de Energía Renovable



Fuente: Durán, G. (2011). Pruebas experimentales a paneles colectores de energía térmica solar

En los balances de energía realizados a nivel mundial, generalmente se utiliza la clasificación de las fuentes de energía como primarias y secundarias. Las fuentes de energía primaria son aquellas de las que se obtiene energía directamente o en su estado natural, es decir, no ha sufrido ningún tipo de transformación física o química mediante la intervención humana. En otras palabras, son aquellas que se obtienen directamente de la naturaleza o después de un proceso de extracción (Coronel, 2015). Esta energía primaria es susceptible de transformarse para su transporte y disposición como energía útil al consumidor final, llamada energía secundaria (véase ilustración 2.2) y con cada transformación existen pérdidas relativas a la conversión y con ello contaminación ambiental que acompaña a estos procesos.

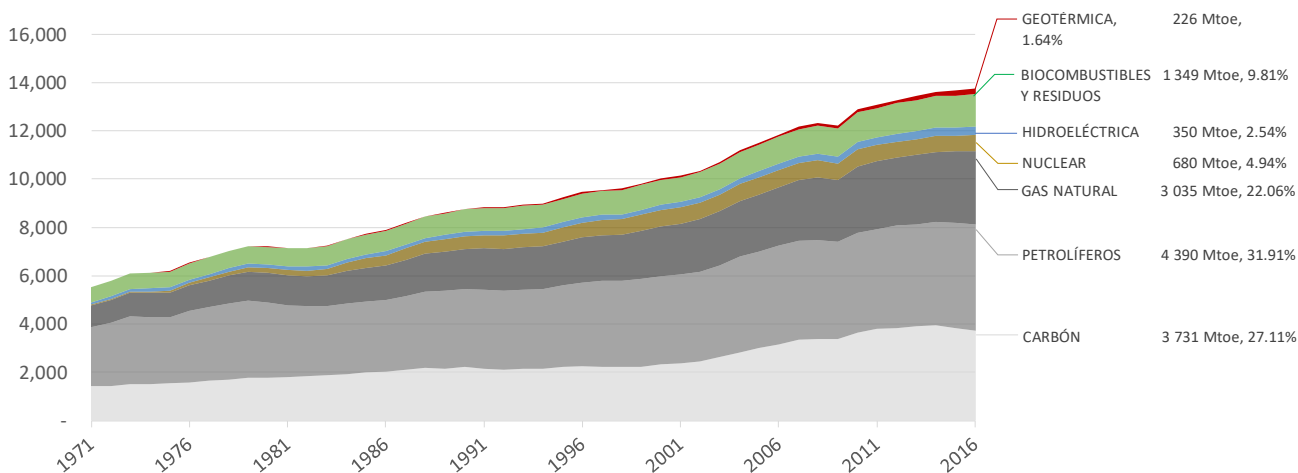
Ilustración 2.2 Proceso de suministro de energía



Fuente: Viqueira, J. (2012). *Energía e impacto ambiental*

Como se puede notar en el diagrama anterior el abastecimiento de la demanda de energía comienza por la producción de energía primaria. Este primer escenario es un acercamiento a la capacidad energética global y la recolección de estos sirven como punto de partida para diversos análisis económicos y sobre todo energéticos. Según la Agencia Internacional de Energía en el año 2016 la producción de energía primaria se obtiene de las siguientes fuentes: crudo 31.9%, carbón y sus derivados 27.1%, gas natural 22.1%, renovables 13.7%, nucleenergía 4.9%, el restante lo constituyen otras fuentes de residuos no renovables; alcanzando una producción mundial de 13,760.82 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtoe) o 576,164.35 petajoules. Se puede observar de lo anterior que más del 80% de la energía se produce a partir de combustibles fósiles (gráfica 2.1).

Gráfica 2.1 Producción mundial de energía primaria, Mtoe

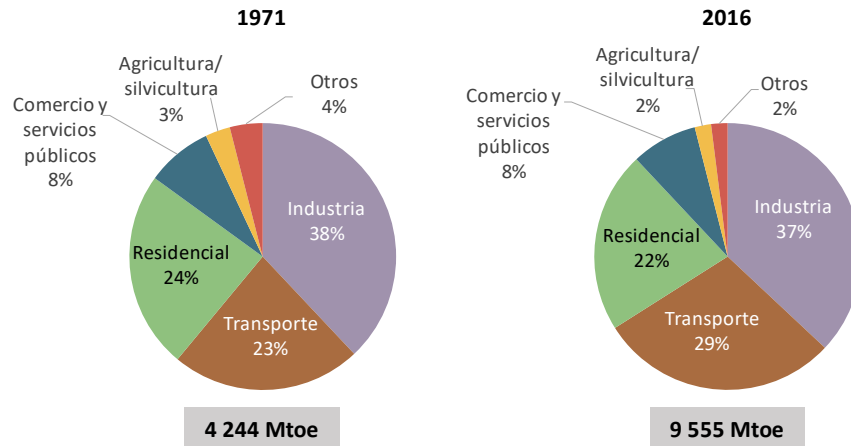


Fuente: IEA World Energy Balances, 2018

El consumo final total es la cantidad de energía disponible para uso final en hogares, negocios (incluso para usos no energéticos) y para transporte. Se mide después de que la energía se haya transformado de una forma a otra, pero también incluye el uso directo de combustibles primarios (IEA,2018).

En el año 2016 el consumo final total alcanzó 9,555 Mtoe o 400,048.74 petajoules, siendo la industria el sector de mayor consumo energético con alrededor del 37% del total (Ibidem). Por otro lado, el transporte consumió el equivalente del 29% del consumo final total, este porcentaje ha ido incrementando en este sector, en 1971 donde era el 24% del total. El consumo en los demás sectores no ha presentado cambios representativos en cuanto a la distribución general, la gráfica 2.2 muestra los escenarios de los años 1971 y 2016 presentados por la Agencia Internacional de Energía en el año 2018.

Gráfica 2.2 Consumo final total por sector



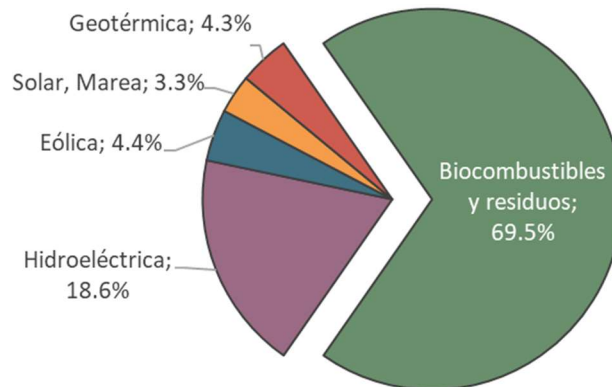
Fuente: IEA World Energy Balances 2018

2.1.1 Escenario de las energías renovables

Las distintas fuentes con las que un país suministra su demanda de energía constituyen su matriz energética. Hoy en día es de suma importancia para las naciones conocer la manera en que se integra esta matriz para identificar oportunidades y establecer estrategias encaminadas al desarrollo sostenible. El fortalecimiento de su infraestructura energética a partir de recursos renovables contribuye sustancialmente al cumplimiento de los compromisos internacionales. Satisfacer la demanda a partir de combustibles fósiles sostiene un escenario, no sólo irresponsable sino insuficiente, ya que su disponibilidad en un momento dado es finita por definición y las limitaciones para conseguir explotarlos serán cada vez mayores y eventualmente nulas, por lo que utilizar recursos cuya naturaleza es inagotable representa seguridad energética para las naciones.

Como se mencionó anteriormente la aportación de las fuentes de energía renovable a la producción mundial de energía primaria en 2016 representa el 13.7% o 1,882 Mtoe, 63 Mtoe adicionales a los producidos por estas fuentes el año anterior. Del total producido en ese mismo año por energías renovables las aportaciones de las distintas fuentes se distribuyen de la siguiente manera: 69.5% bioenergéticos, 18.6% energía hidroeléctrica, 4.4% energía eólica, 4.3% energía geotérmica, 3.3% energía solar y por marea (véase gráfica 2.3).

Gráfica 2.3 Aportación por fuente al suministro mundial de energía renovable para el año 2016



Fuente: IEA World Energy Balances 2018

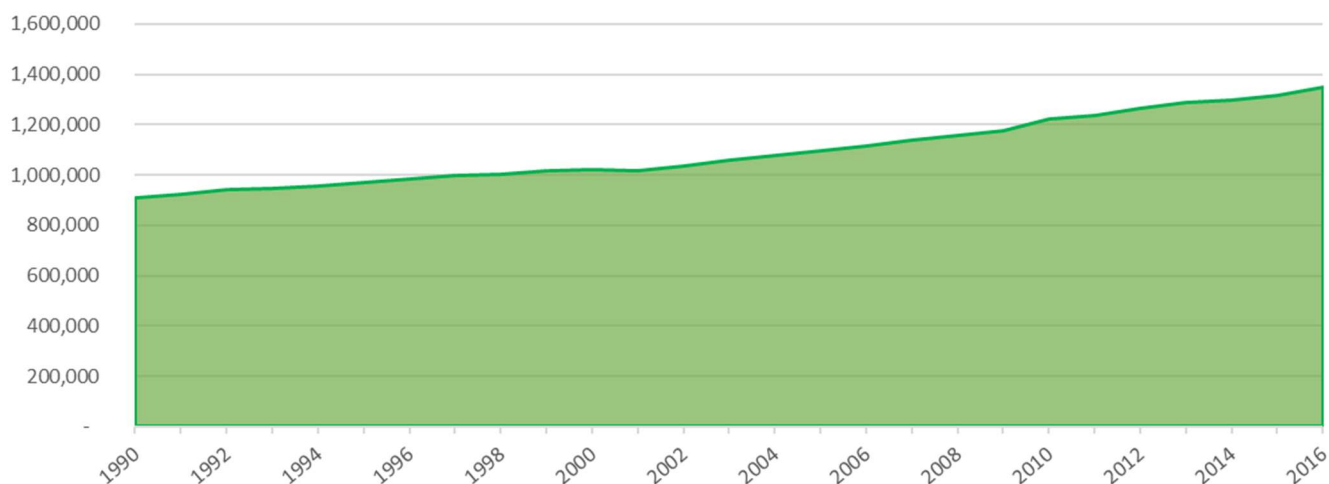
Bioenergía

La bioenergía es la energía obtenida de la biomasa que se refiere a cualquier tipo de materia orgánica que haya tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico, y comprende tanto a los de origen vegetal como a los de origen animal (JPDEATH-TENSHI, 2009). La categorización adoptada por la Agencia Internacional de Energía respecto a los bioenergéticos es la siguiente: biogases, biocombustibles líquidos, residuos industriales, residuos municipales, biocombustibles sólidos primarios y carbón.

La ventaja de la bioenergía, por naturaleza, está en su disponibilidad, no tiene temporalidad como en el caso de la energía eólica o solar; ni un espacio determinado, como la geotermia. Aunque el uso tradicional doméstico frecuentemente es poco eficiente provocando impactos negativos, la bioenergía moderna es una fuente de energía renovable con bajas emisiones de carbono, que utilizada de manera eficiente desempeña un papel importante en la mitigación efectiva de las emisiones de dióxido de carbono. La tecnología como biodigestores y los biocombustibles líquidos como bioetanol y biodiesel son un ejemplo de aplicaciones sustentables de los bioenergéticos que contribuyen al desarrollo sostenible de la sociedad.

La bioenergía representa cerca del 9% del suministro mundial total de energía primaria en la actualidad. En su mayoría se relaciona con el uso tradicional en los países en vías de desarrollo (IEA, 2018). La generación de energía por biocombustibles sólidos creció de 94.5 TWh a 183.5 TWh entre 1990 y 2017. En 2023, la bioenergía seguirá siendo la fuente predominante de energía renovable, aunque su participación en la energía renovable total disminuye del 50%, en 2017, al 46%, ya que la expansión de la energía solar fotovoltaica y la eólica se aceleran en el sector eléctrico (Íbidem). La gráfica 2.4 muestra la producción anual de energía primaria a partir de biocombustibles y residuos para el periodo 1990-2016.

Gráfica 2.4 Producción de energía primaria a partir de biocombustibles y residuos, ktoe



Fuente: IEA World Energy Balances 2018

Energía hidroeléctrica

La energía potencial de las masas de agua producida por los niveles existentes o de la energía cinética de corrientes fluviales tienen su origen en el ciclo hidrológico. La evaporación en los cuerpos de agua causada por la energía solar incrementa su nivel energético, la posterior precipitación sobre la superficie terrestre forma corrientes superficiales factibles de explotar.

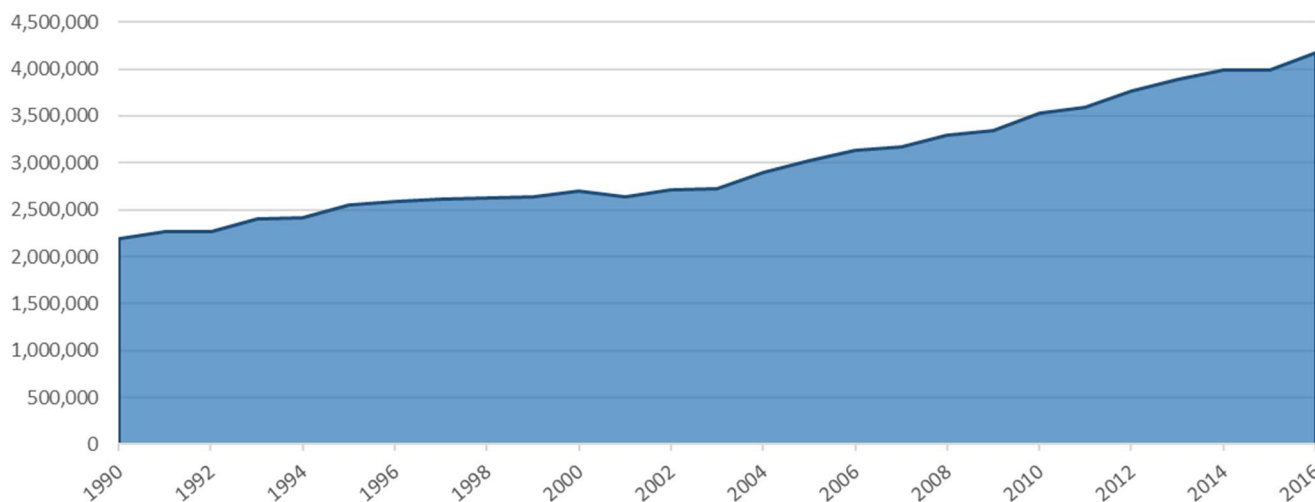
En México cerca 1,500 miles de millones de metros cúbicos de agua se reciben anualmente en forma de precipitación. De esta se estima que el 73.1% se evapotranspira, el 22.1% escurre por los ríos y arroyos y el 4.8% restante se infiltra al subsuelo (Álvarez, 2012).

El aprovechamiento de estos escurrimientos a partir de turbinas generadoras que convierten la energía mecánica en energía eléctrica se realiza en presas hidroeléctricas, cuya localización depende de muchos factores, principalmente económicos ya que este tipo de proyectos envuelven numerosas estructuras.

Dado que dependen del ciclo hidrológico, es fundamental conocer la estacionalidad de los fenómenos meteorológicos para maximizar el aprovechamiento y contemplar eventos extraordinarios que puedan afectar al proyecto o pongan en peligro el entorno.

La energía hidroeléctrica es la fuente de electricidad renovable más grande del mundo, produce alrededor del 16% de la electricidad mundial y la capacidad instalada supera los 1,200 GW (IEA,2018). La gráfica 2.5 muestra la producción anual de energía eléctrica a partir de plantas hidroeléctricas de generación para el periodo de 1990-2016.

Gráfica 2.5 Hidroeléctricas. Generación de energía eléctrica mundial, GWh



Fuente: IEA Renewables Information 2018

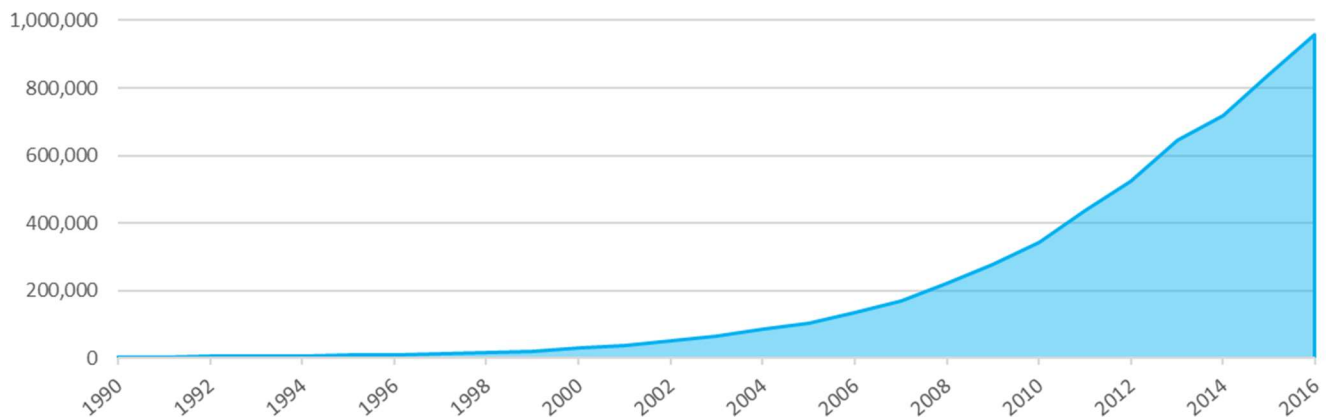
Energía eólica

La energía eólica se considera como una de las manifestaciones de la energía solar. La energía cinética de las masas de aire es causada por la diferencia de temperatura entre ellas, este gradiente ocasiona el movimiento de estas masas hacia regiones más frías o de bajas presiones, generando viento, aprovechado por aeroturbinas o aerogeneradores que convierten la energía mecánica en energía eléctrica.

Existen consideraciones generales sobre la distribución global de las corrientes de aire, aunque de manera particular la topografía rige sobre el perfil del viento e influye en la variación de su velocidad. Idealmente, la caracterización de las corrientes del sitio se elabora a partir de la obtención de datos de velocidad y dirección del viento a diferentes niveles sobre el suelo (Martínez, 2013).

Esta fuente de energía ha tenido gran impulso en los últimos 20 años, hasta alcanzar los 515 GW de capacidad instalada en el año 2017, de los cuales 497 GW provienen de instalaciones realizadas en tierra y 18 GW de instalaciones marinas. Así la electricidad aportada por la energía eólica representó cerca del 4% de la generación eléctrica mundial en el mismo año. (IEA, 2018). La gráfica 2.6 muestra la producción anual de energía eléctrica a partir de aeroturbinas para el periodo de 1990-2016.

Gráfica 2.6 Generación de electricidad a nivel mundial a partir de energía eólica, GWh



Fuente: IEA Renewables Information 2018

Energía geotérmica

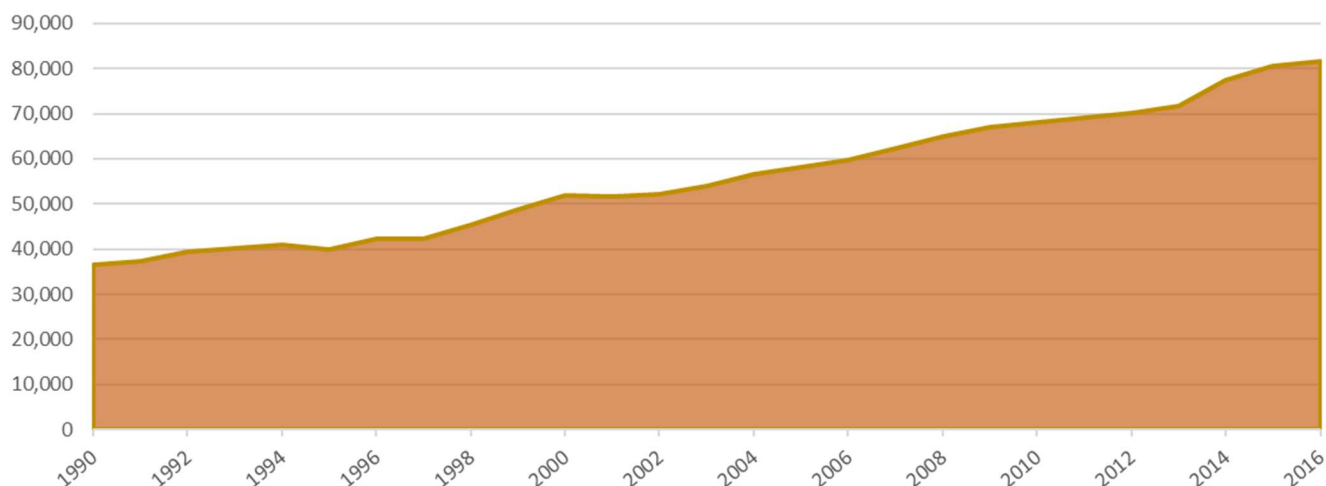
La energía geotérmica o el calor almacenado de la superficie de la Tierra se conduce lentamente por las rocas de la corteza terrestre, por lo que no cualquier punto presenta gradientes susceptibles de aprovecharse. Las profundidades de explotación se limitan hasta los 5 km por razones técnicas y económicas (Creus, 2014).

El calor conducido por los sistemas rocosos (roca seca caliente) ocasionalmente encuentra acuíferos en su recorrido hacia la superficie sirviendo de fluido caloportador para su aprovechamiento. En cualquier caso, puede aprovecharse ese calor mediante la inyección de agua hasta producir vapor que, de nuevo, con ayuda de una turbina, genera energía eléctrica.

Además de la generación de energía, el aprovechamiento del recurso geotérmico puede ser muy variado dependiendo de su entalpía, por lo que comúnmente se habla de los usos directos que puede tener a nivel residencial e industrial, como la calefacción, refrigeración o el aprovechamiento en general para elevar la temperatura de otros fluidos mediante el uso de intercambiadores de calor.

En 2017, la generación global de energía geotérmica se estimó en 84.8 TWh, mientras que la capacidad acumulada alcanzó 14 GW. Se espera que la capacidad de energía global aumente a solo 17 GW para 2023 (IEA, 2018). Respecto al aprovechamiento del calor, China y Turquía representan el 80% del consumo en 2017. En general, 45% es utilizado para bañarse y 34% para calentar espacios y el restante para fines diversos (IEA, 2018). La gráfica 2.7 muestra la producción anual de energía eléctrica a partir del aprovechamiento del recurso geotérmico para el periodo de 1990-2016.

Gráfica 2.7 Generación de electricidad a nivel mundial a partir de energía geotérmica, GWh



Fuente: IEA Renewables Information 2018

Energía solar

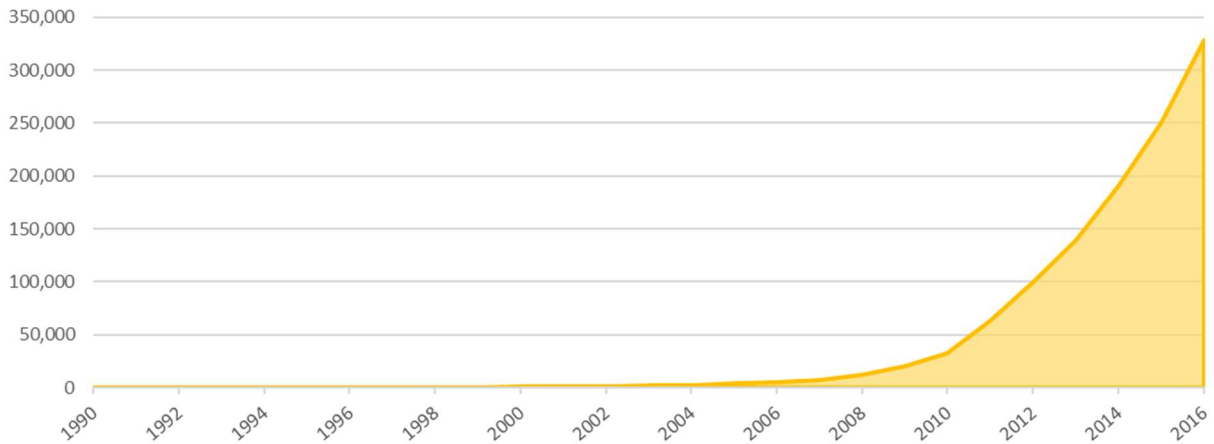
El aprovechamiento de la radiación solar consiste en convertir la luz solar en formas útiles como la electricidad a través de tecnologías fotovoltaicas, y tecnología solar térmica. Esta última también conocida por la generación de calor y “frío solar”. Se explican ambos escenarios dentro del panorama energético mundial, haciendo una reseña particular sobre la energía solar térmica en el siguiente capítulo, que, aunque no se ha explotado tan ampliamente como los sistemas fotovoltaicos históricamente, ha tenido una mayor participación en el mercado (Secretaría de Economía, 2017), ambas muestran un potencial importante en el sector energético.

Energía solar fotovoltaica

La luz solar puede ser convertida directamente en electricidad usando dispositivos basados en materiales semiconductores llamados fotovoltaicos. Este efecto llamado fotovoltaico fue descubierto por el científico francés Alexandre Edmond Becquerel en 1839 y se describe como la generación de voltaje o corriente en un material cuando es expuesto a la luz. No fue hasta 1954 cuando se produce el primer dispositivo fotovoltaico moderno en Bell Telephone Laboratories con celdas de sílice que alcanzaban el 4% de eficiencia en la conversión de luz a energía eléctrica. En 1994, el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, por sus siglas en inglés) de los EE. UU. desarrolló celdas solares basadas en material semiconductor III-V (fósforo de galio-indio/arseniuro de galio) excediendo el límite de conversión del 30%.

La escalabilidad de esta tecnología es una de las ventajas sobre las demás fuentes renovables de generación eléctrica, ya que su fabricación modular puede producirse a gran escala disminuyendo así el costo de producción. Además del beneficio de la economía de escala, la producción modular de los sistemas fotovoltaicos brinda una importante flexibilidad en su aplicación. Esta fuente de energía ha presentado una caída en el coste de los paneles fotovoltaicos, ya que existe un gran desarrollo y oferta desde la década de 1980, disminuyendo alrededor de 10% anual (Acciona, 2018). La gráfica 2.8 muestra la producción anual de energía eléctrica a partir de celdas fotovoltaicas para el periodo de 1990-2016.

Gráfica 2.8 Generación de energía eléctrica a nivel mundial a partir de celdas fotovoltaicas, GWh

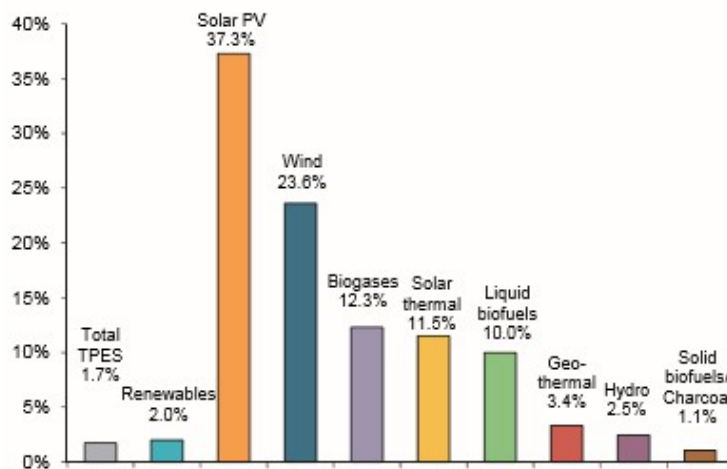


Fuente: IEA Renewables Information 2018

Desde el año 2008, la energía fotovoltaica ha mostrado un crecimiento sin precedentes hasta alcanzar en 2017 casi 398 GW de capacidad instalada y generando más de 460 TWh que representa alrededor del 2% de la potencia de salida. Actualmente los proyectos de escala utilitaria representan el 60% de la capacidad instalada, el resto proviene de proyectos residenciales, comerciales y de autoabastecimiento conocida como generación distribuida. De las fuentes renovables, la energía solar fotovoltaica tiene la tasa de crecimiento más alta, tomando como periodo de comparación del año 1990 al año 2016 (*ilustración 2.3*), con 37.3%, 13.7 puntos porcentuales por arriba de la energía eólica y se espera que siga siendo líder por el próximo lustro (IEA, 2018).

Los países con la mayor aportación de energía solar fotovoltaica para la generación de energía eléctrica en 2017, según datos de la misma Agencia son: Luxemburgo (11.5%), Italia (8.6%), Grecia (6.8%), Alemania (6.1%) y Japón (5.7%).

Ilustración 2.3 Tasa de crecimiento anual promedio. (1990-2016)

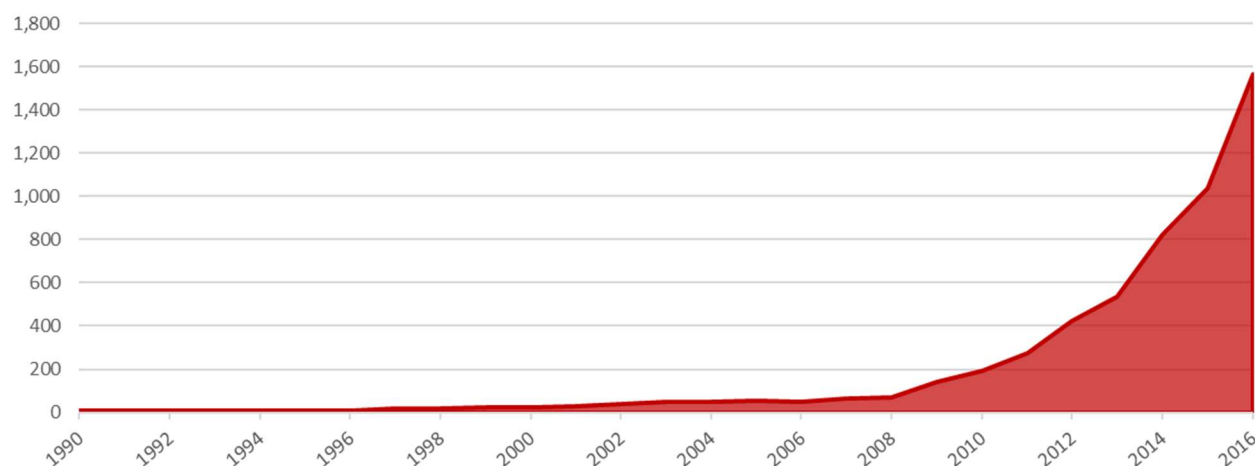


Fuente: IEA, 2018

Energía solar térmica

La producción de energía solar térmica presentó un crecimiento progresivo a partir de 1980, alcanzando 887 GWh en 1998. A partir de 2007, la producción de electricidad con energía solar térmica crece en España, seguida por los EE. UU., con tasas de crecimiento anual promedio de 27.7% y 8.0%, respectivamente (IEA, 2018). Según datos del Programa de Desarrollo del Sistema Energético Nacional 2018-2032, estos países (España y EE. UU) líderes en esta tecnología con casi el 82% de la capacidad instalada en el mundo. La gráfica 2.9 muestra la generación de calor a partir de sistemas termosolares para el periodo de 1990-2016.

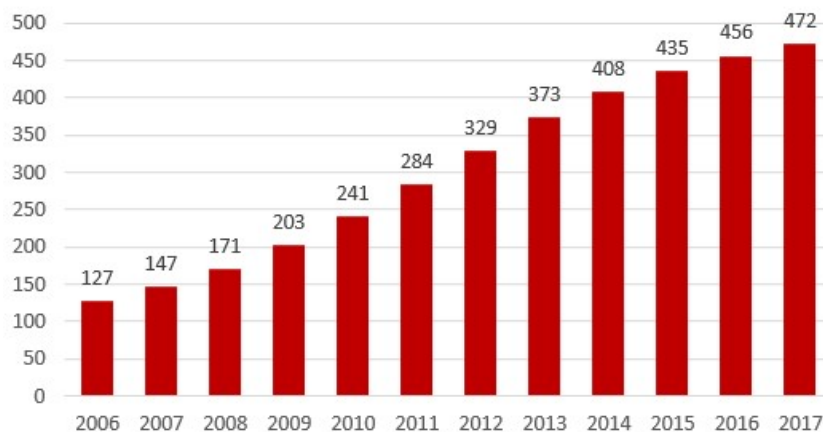
Gráfica 2.9 Generación de calor a partir de sistemas termosolares, Tj



Fuente: IEA, 2018

Al año 2017 la Agencia Internacional de Energía reporta una capacidad instalada de calentadores solares de agua a nivel mundial de 472 GW, presentando una tasa sostenida de crecimiento de 12.8% para el periodo de 2006-2017 (gráfica 2.10), aunque respecto del año 2016 se presentó un incremento anual de sólo 3.5%.

Gráfica 2.10 Capacidad instalada de calentadores solares de agua a nivel mundial (GWt)

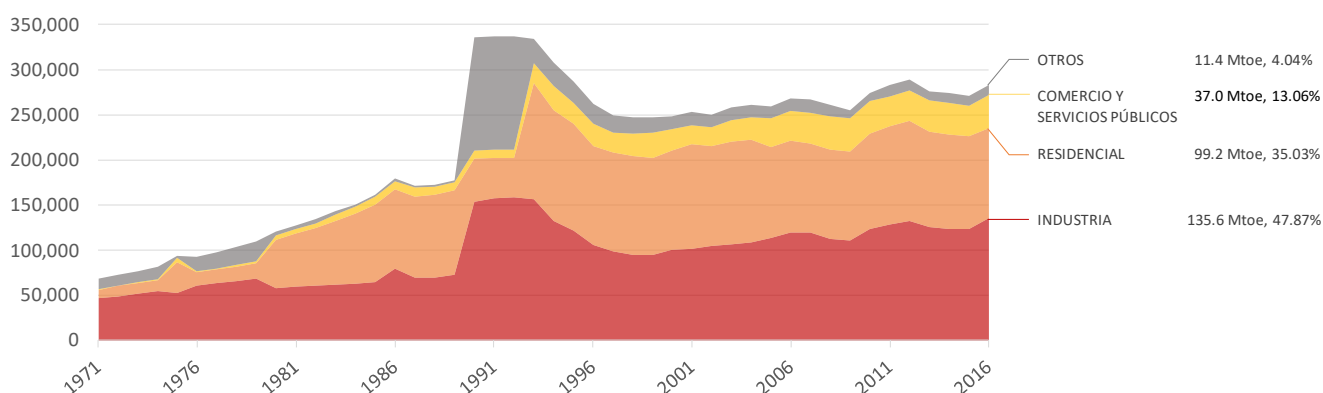


Fuente: IEA, 2018

Calor

Aunque mucho ha cambiado desde las primeras máquinas térmicas, la generación de calor sigue siendo algo esencial en distintos procesos industriales, la esterilización y limpieza de los equipos es fundamental en la fabricación de productos alimenticios y bebidas, así como la pasteurización y destilación en muchos de ellos; la deshidratación de alimentos requiere de calor a media temperatura, análogo al proceso de secado; el confort en viviendas también representa una aplicación importante. Por ello, la generación de calor es el mayor uso final de energía, alcanzando más del 50% del consumo final total, según lo explica Ute Collier, analista en la Agencia Internacional de Energía. En 2017 sólo el 10% del calor se produjo a partir de fuentes renovables (IEA, 2018). La gráfica 2.11 muestra el consumo mundial de calor por sector y su ponderación para el periodo de 1971-2016.

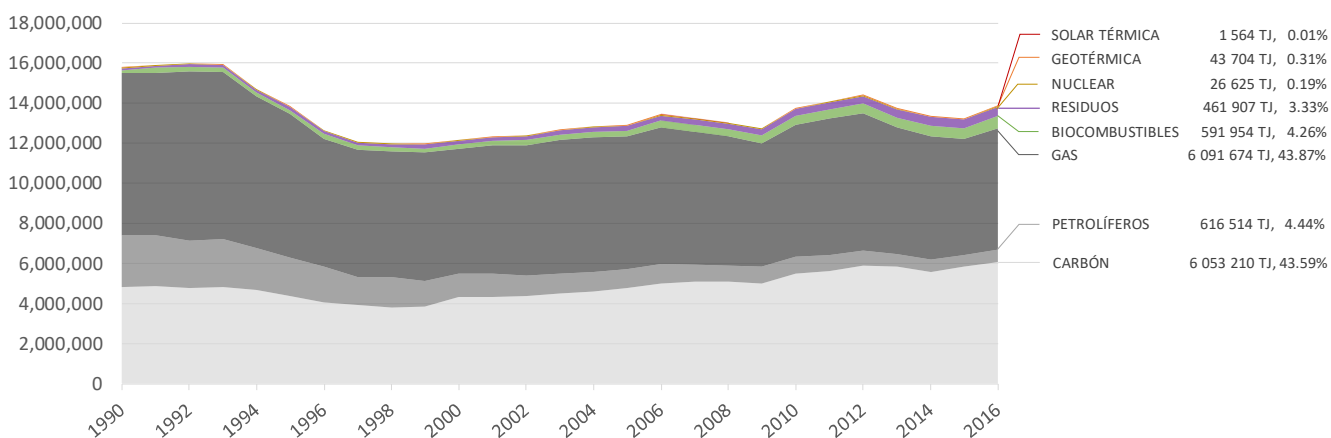
Gráfica 2.11 Consumo total final de calor por sector, ktoe



Fuente: IEA World Energy Balances 2018

El calor producido para la venta alcanzó un consumo de 283,185 ktoe en el año 2016, 4.52% superior al año inmediato anterior (Ibid). Esto representa una oportunidad importante para tecnologías geotérmicas, solares y de bioenergéticos, pues la mayor parte de la producción de calor actual proviene de la quema de combustibles fósiles (véase gráfica 2.12). De la gráfica anterior el calor utilizado en la industria representa cerca de la mitad del consumo de calor a nivel global, es por lo que sigue siendo una oportunidad importante para la reducción de emisiones. A pesar de esto, no ha tenido el impacto adecuado dentro de la política energética. En algunos países como Suecia casi el 70% del calor proviene de opciones renovables (Ibid).

Gráfica 2.12 Generación de calor por fuente, TJ

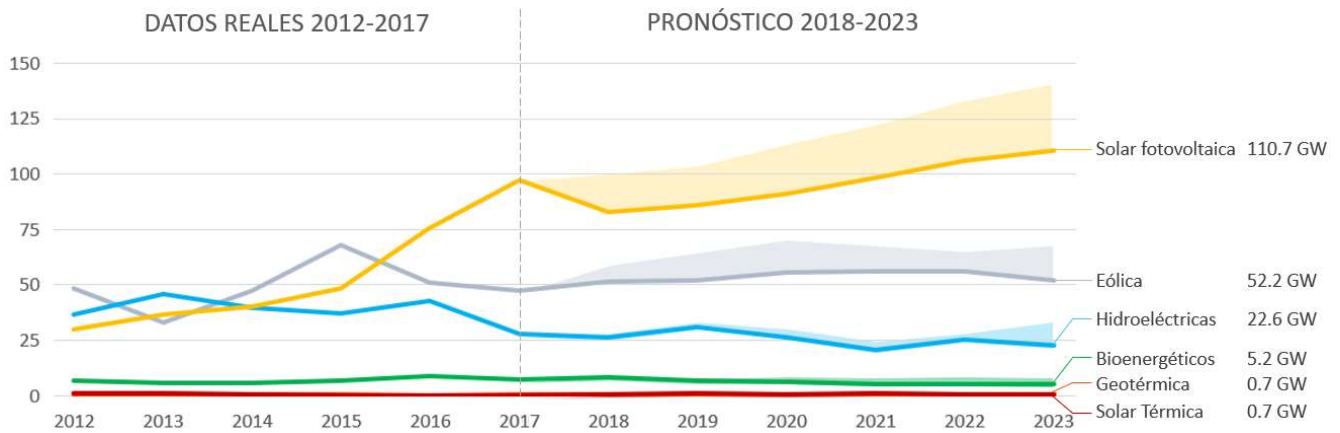


Fuente: IEA World Energy Balances 2018

Pronóstico energético

El avance de las tecnologías renovables no ha tenido el progreso que se esperaba con base en los escenarios provisionales del límite incremental de 2°C de temperatura global por encima de los niveles preindustriales. La Agencia Internacional de Energía reporta el seguimiento de una variedad de tecnologías, de las presentadas en este escrito la energía solar fotovoltaica y la energía eólica parcialmente (solamente las instalaciones terrestres) se encuentran encaminadas a lo planteado para cumplir los objetivos para el año 2025. Otras tecnologías como la energía geotérmica, bioenergéticos y la concentración solar se mantienen con un desarrollo limitado y fuera del progreso requerido (*gráfica 2.13*).

Gráfica 2.13 Pronóstico de Energías Renovables

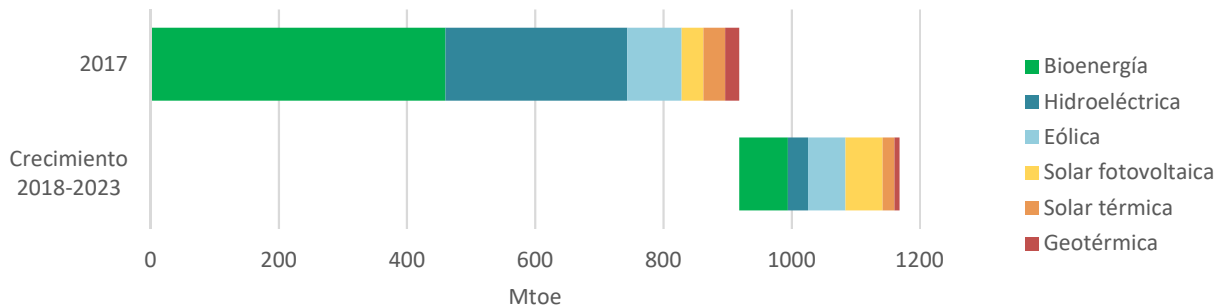


Fuente: IEA, 2018

La gráfica anterior muestra los datos de las capacidades instaladas de las distintas fuentes de energía renovables para el periodo de 2012-2017, y un pronóstico de la capacidad que se espera para el siguiente periodo (2018-2023). El área sombreada considera la capacidad adicional que podría instalarse para el caso de un escenario de crecimiento acelerado, según lo presenta la Agencia Internacional de Energía.

Para el caso particular de la energía solar térmica, el consumo de energía en el año 2017 alcanzaba los 34.1 Mtoe a nivel mundial y la prospectiva de la Agencia Internacional de Energía pronostica un crecimiento para el periodo 2018-2023 de 18.3 Mtoe, siendo en ambos casos una aportación de alrededor del 4% de energía por fuentes renovables (*véase gráfica 2.14*).

Gráfica 2.14 Consumo de energía renovable por tecnología (2017-2023)

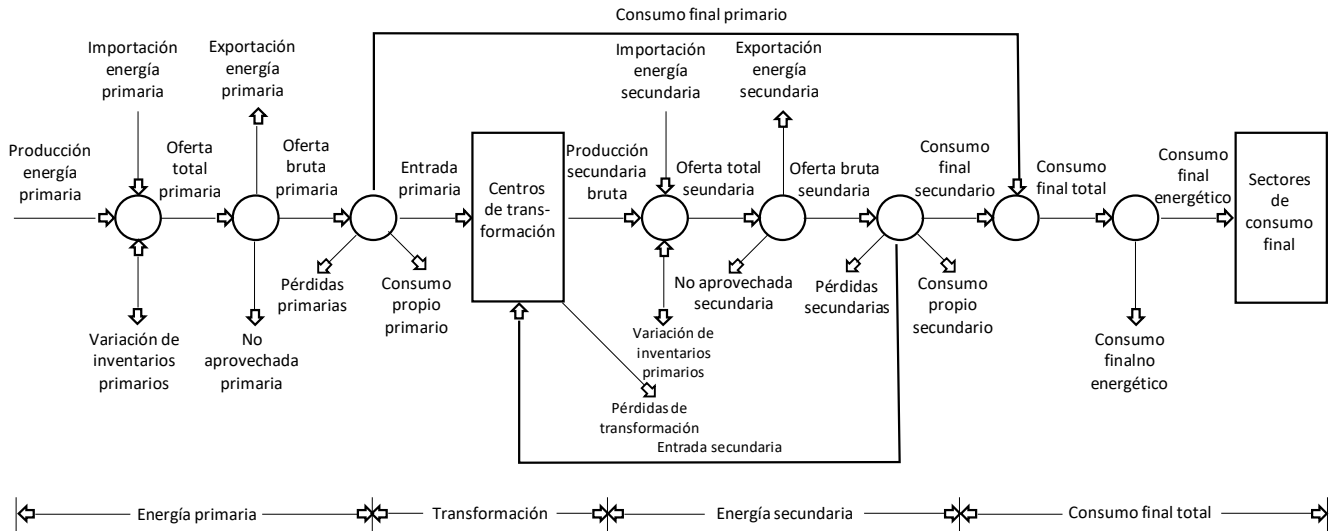


Fuente: IEA, 2018

2.2 Balance nacional de energía

De acuerdo a la metodología de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) para la elaboración de Balances en Términos de Energía Útil del 2017, la Secretaría de Energía presenta anualmente un Balance Nacional de Energía donde se presentan los flujos de energía, desde su origen hasta el consumidor final (*ilustración 2.4*). Este documento se basa en un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan la energía que se produce, la que se intercambia con el exterior, la que se transforma, la de consumo propio, la no aprovechada y la que se destina a los distintos sectores y agentes económicos (SENER, 2017).

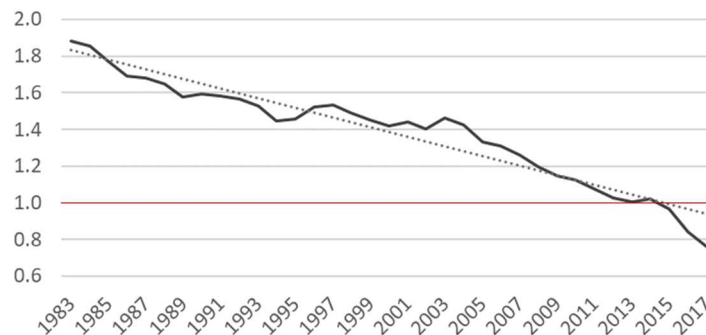
Ilustración 2.4 Estructura del balance energético



Fuente: Viqueira, J. (2012). *Energía e impacto ambiental*.

Dentro de los indicadores que se pueden encontrar en este documento, uno de los más importantes es el índice de independencia energética (*gráfica 2.15*) que se define como la razón entre la producción energética y el consumo nacional de energía, es decir, la energía que se pone a disposición dentro del territorio en relación con lo que demanda el país. La producción de energía alcanzó en el año 2017 los 7,027.22 petajoules, mientras que el consumo nacional fue de 9,249.75 petajoules, que equivale tener un índice de independencia energética de 0.76, implica que el 24% del consumo no lo satisface la producción nacional. Este indicador presentó un valor máximo en 1983 de 1.88 manteniendo su producción por arriba del consumo hasta el año 2015 donde el índice reportado fue de 0.97. Durante los últimos 10 años el índice de independencia energética ha disminuido en promedio 5.0% anual (*Íbidem*).

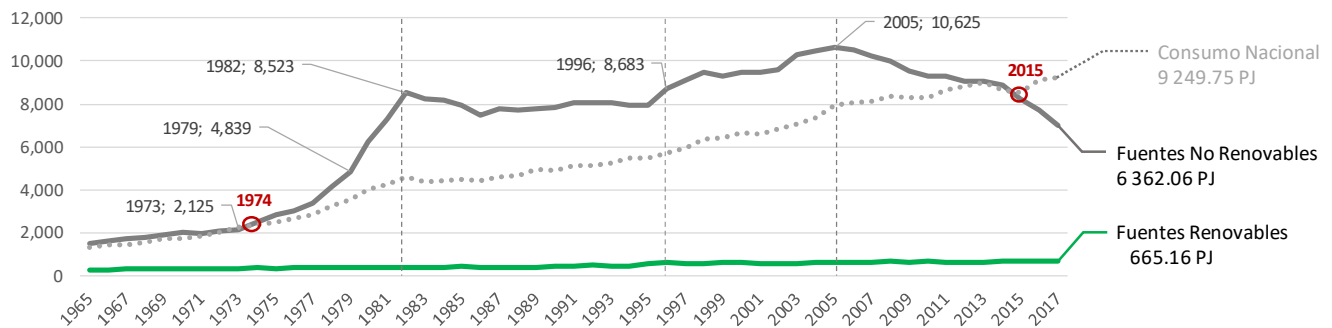
Gráfica 2.15 Índice de independencia energética



Fuente: Sistema de Información energética, SENER

La producción de energía primaria muestra un comportamiento particular cercano al último cuarto del siglo pasado, un incremento inusual en la producción a partir de energías no renovables que genera un superávit, excedente que se mantuvo por casi una década. Actualmente, presenta una tendencia negativa por lo que la producción de energía primaria de fuentes renovables representa una aportación mayor en la producción total. La reducción de la producción de petróleo es el principal elemento que define el comportamiento de la producción de energía a nivel nacional (SENER, 2017). Aunque el tema de seguridad nacional excede el objetivo del presente, de manera intuitiva se entiende que perder independencia energética es someterse a los precios que rige el mercado internacional lo cual representa una desventaja sobre los productos y servicios generados internamente. En la gráfica 2.16 se presenta el comportamiento de la oferta de energía contra el consumo nacional para el periodo de 1965-2017.

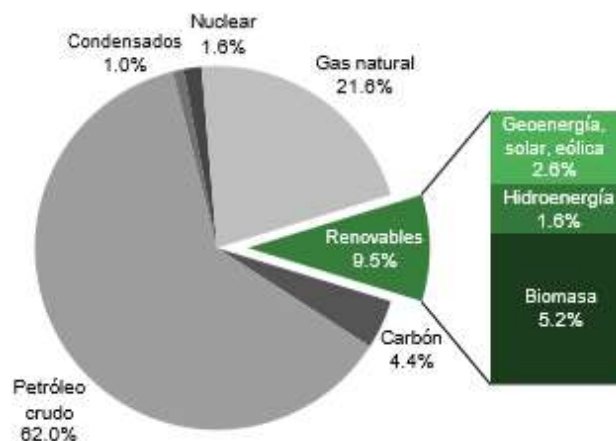
Gráfica 2.16 Oferta interna bruta de energía / Consumo nacional de energía



Fuente: Sistema de Información energética, SENER

En el 2017 fue suministrada principalmente por energías no renovables aportando más del 90% de la producción, el petróleo crudo aportó 62.0% del total de la energía, seguido del gas natural con 21.6% (gráfica 2.17). La producción de energía por fuentes renovables alcanzó los 665.16 petajoules, de los cuales 367.17 PJ (55.20%) se produjeron a partir de biomasa, 114.65 PJ (17.24%) a partir de hidroeléctricas y solamente 15.16 PJ (2.28%) a partir de energía solar. No es el valor más alto que han presentado las fuentes de energía renovables dentro de la matriz energética, pues en 2008 se produjeron 667.30 PJ, principalmente por la alta aportación de la energía hidroeléctrica y de geoenergía.

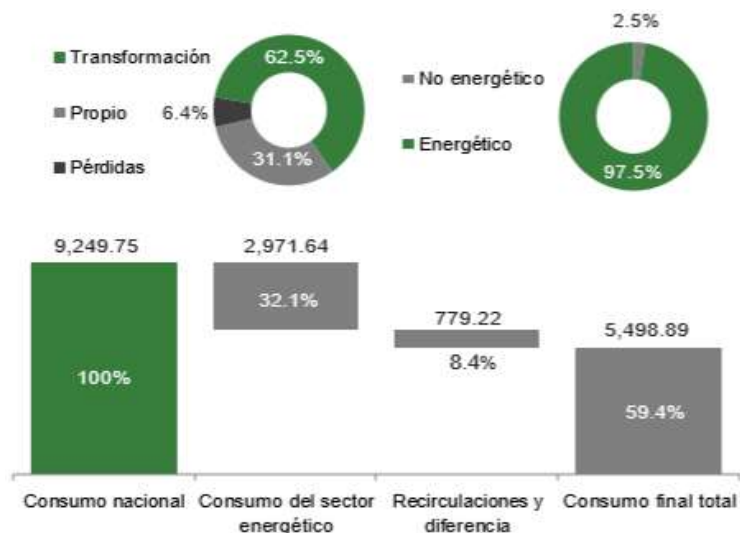
Gráfica 2.17 Estructura de la producción de energía primaria, 2017 (petajoules)



Fuente: Balance Nacional de Energía 2017, SENER

El propio sector energético consumió en el 2017 cerca de una tercera parte de la energía, que requiere principalmente en los centros de transformación o que se pierde en el transporte y distribución así como consumo *per se* del sector (ilustración 2.5). De los 9,249.75 PJ mencionados anteriormente, al consumo final total corresponden 5,498.89 PJ una vez descontado el consumo del sector energético y las recirculaciones y diferencias, de los cuales 136.07 PJ se destinaron a consumo no energético, referente a productos energéticos y no energéticos derivados del petróleo (SENER, 2017).

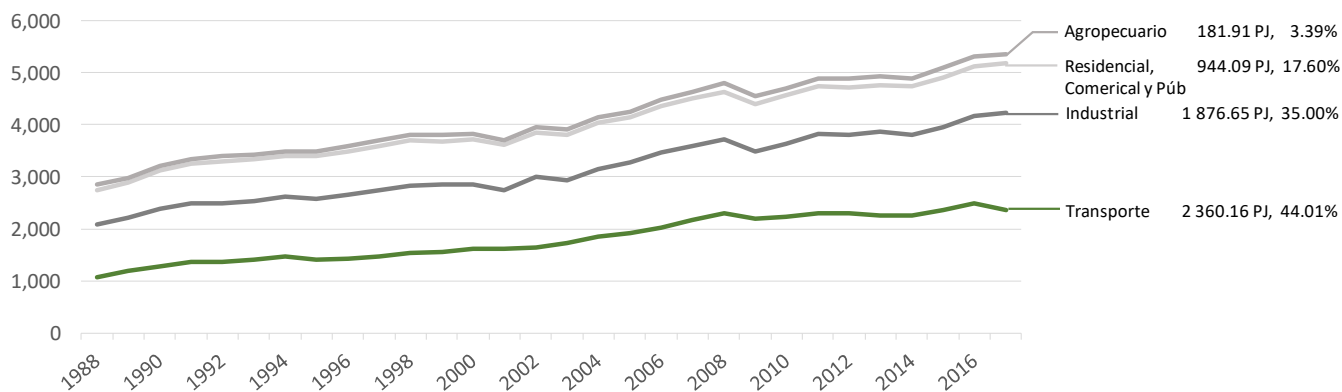
Ilustración 2.5 Consumo nacional de energía, 2016 (petajoules)



Fuente: Balance Nacional de Energía 2017, SENER

El consumo energético total definido en el *Balance de Energía Nacional 2017* como “la energía destinada a la combustión en los procesos y actividades económicas, así como la satisfacción de necesidades energéticas en la sociedad” representó 58.4% del consumo nacional, 5,489.89 petajoules en ese año. De lo anterior al transporte se destino 2,360.16 PJ siendo el sector de mayor consumo, seguido del sector industrial donde se consumió 1,876.65 PJ; el sector residencial, comercial y público en conjunto consumieron 944.09 PJ y por último el sector agropecuario cuyo consumo fue de 181.91 PJ, lo restante corresponde al consumo no energético (136.07 PJ). Como se puede observar en la gráfica 2.18 este comportamiento de consumo se ha establecido por los últimos 30 años.

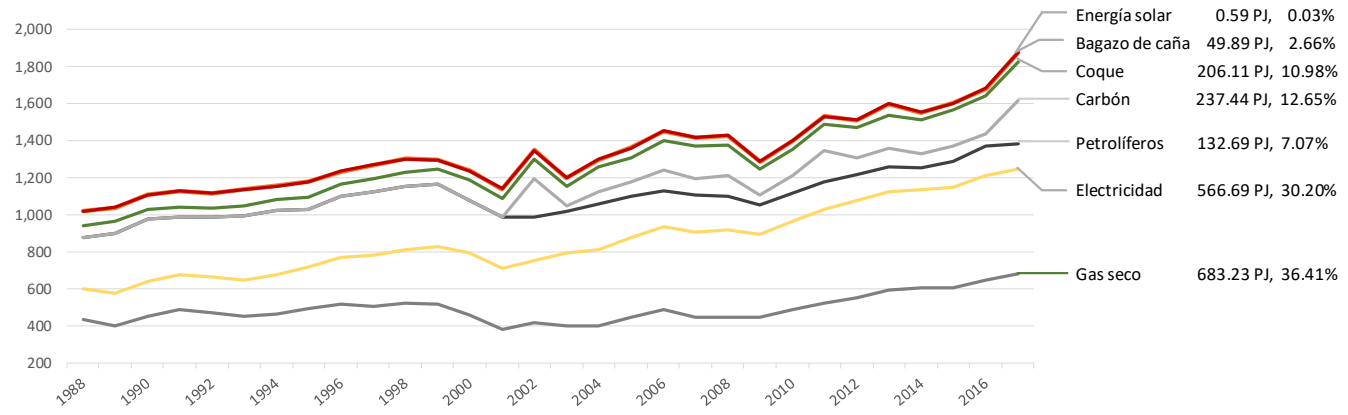
Gráfica 2.18 Consumo nacional por sector, petajoules



Fuente: Sistema de información energética

Siendo el segundo sector de mayor consumo la industria ha alcanzado el 35.00% del consumo energético total en el año 2017, donde el consumo de gas seco alcanzó 683.23 PJ representando el 36.41% siendo el energético de mayor aportación. La electricidad alcanzó una aportación de 30.20% siendo el segundo energético que más se consume en la industria, ambos energéticos han mantenido estas posiciones desde el 2010 (*gráfica 2.19*).

Gráfica 2.19 Consumo nacional del sector industrial por energético



Fuente: Sistema de información energética

La clasificación del sector industrial utilizada en el Balance Nacional de Energía se define de acuerdo con el Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte, contemplando las siguientes 15 industrias como las de mayor consumo (*tabla 2.1*).

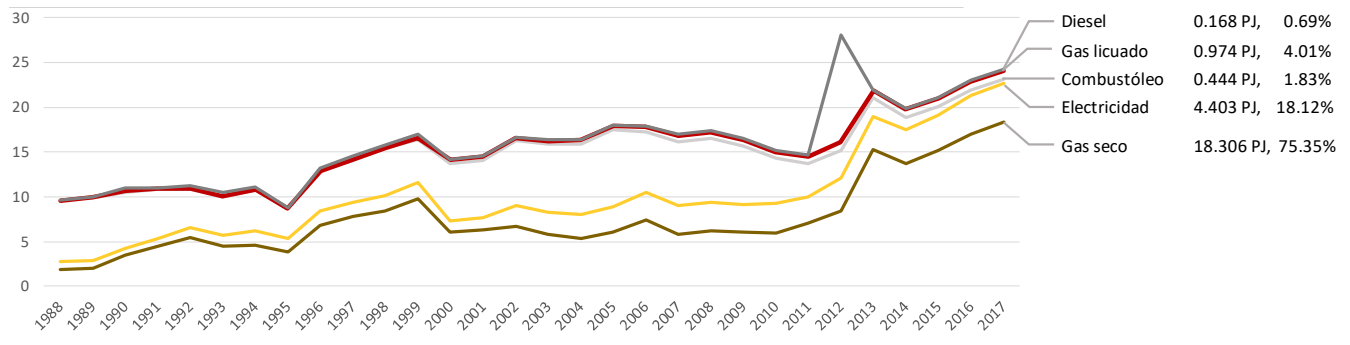
Tabla 2.1 Clasificación de las industrias con mayor consumo

	2016 [PJ]	2017 [PJ]	Variación porcentual (%) 2016/2017	Estructura porcentual (%) 2017
Industria básica del hierro y el acero	242.74	248.05	2.19%	13.22%
Fabricación de cemento y productos a base de cemento en plantas integradas	183.56	175.34	-4.48%	9.34%
Elaboración de azúcares	38.21	48.81	27.75%	2.60%
Pemex Petroquímica	66.12	58.95	-10.84%	3.14%
Industria Química	105.60	109.52	3.71%	5.84%
Minería de minerales metálicos y no metálicos	66.40	71.30	7.37%	3.80%
Fabricación de pulpa, papel y cartón	59.41	56.22	-5.37%	3.00%
Fabricación de vidrio y productos de vidrio	64.33	51.15	-20.49%	2.73%
Elaboración de cerveza	23.04	24.29	5.46%	1.29%
Construcción	13.96	13.18	-5.59%	0.70%
Elaboración de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas, purificación y embotellado de agua	10.87	11.05	1.65%	0.59%
Fabricación de automóviles y camiones	17.39	17.28	-0.66%	0.92%
Fabricación de productos de hule	11.25	10.43	-7.30%	0.56%
Fabricación de fertilizantes	1.30	0.91	-29.96%	0.05%
Elaboración de productos de tabaco	0.61	0.60	-2.47%	0.03%
Otras ramas	775.94	979.57	26.24%	52.20%
Total	1680.74	1876.65		

Fuente: Sistema de información energética

La subrama de la elaboración de cerveza en el año 2017 tuvo crecimiento de consumo energético de 5.29% respecto al año anterior, de los mayores dentro de la industria sólo por debajo de la extracción de azúcares y de la minería de metálicos y no metálicos. En general, esta subrama representa 1.29% del consumo industrial energético en ese mismo año, en su mayoría consumiendo gas seco como combustible (75.35%) como se muestra en la gráfica 2.20, una mezcla de hidrocarburos gaseosos obtenida como subproducto del procesamiento del gas natural o la refinación del petróleo (SENER, 2017).

Gráfica 2.20 Consumo energético para la elaboración de cerveza a nivel nacional



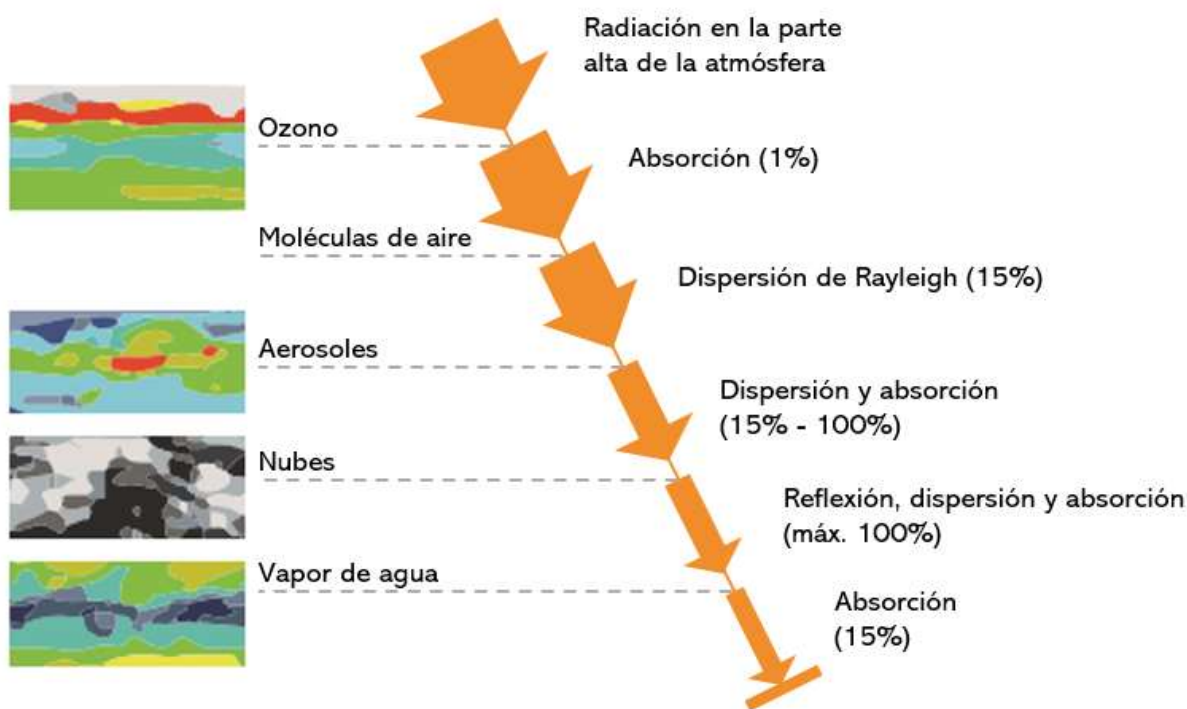
Fuente: Sistema de información energética

Capítulo 3. ENERGÍA TERMOSOLAR

3.1 Recurso solar

La magnitud de energía de radiación electromagnética que incide en la superficie de la atmósfera de la Tierra oscila alrededor de $1,360 \text{ W/m}^2$, comúnmente se refiere a esta cantidad como *constante solar*. En su paso por la atmósfera las ondas electromagnéticas experimentan distintos fenómenos (véase ilustración 3.1) que atenúan la irradiancia hasta reducirse a magnitudes cercanas a los 900 W/m^2 de radiación directa normal a la superficie de la Tierra, es decir, aquella que no ha modificado su dirección en toda la trayectoria hasta incidir en el cuerpo terrestre.

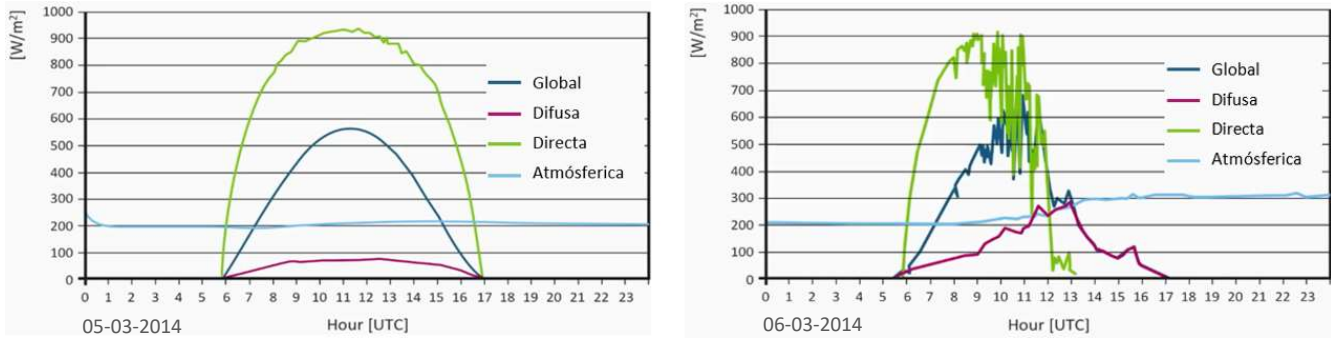
Ilustración 3.1 Factores que influyen en la atenuación de la radiación solar incidente



Fuente: Aplicaciones térmicas de la energía solar en los sectores residencial, servicio e industrial, 2017

Las moléculas de los gases que constituyen la atmósfera interfieren en la trayectoria de las ondas electromagnéticas redireccionándolas de manera aleatoria. Este fenómeno de dispersión origina la llamada *radiación difusa*. La suma de la radiación normal directa y la radiación difusa dan lugar a la radiación global. Mediciones realizadas por el Centro Mundial de Monitoreo de Radiación (WRMC, por sus siglas en inglés) muestran que la distribución de la cantidad de energía que incide en una superficie horizontal a lo largo del día es en principio predecible. Existen factores climatológicos que pueden modificar por completo esta distribución, por ejemplo, cuando la nubosidad llega a cubrir por completo al cuerpo celeste la radiación directa se difunde. Por ello es importante que se consideren los registros históricos del sitio al realizar estimaciones para el aprovechamiento del recurso solar. Las siguientes imágenes (*gráfica 3.1*) presentan la diferencia entre la radiación que incide en la superficie terrestre un día completamente despejado (izquierda) y un día que va de despejado a completamente nublado para la misma estación de monitoreo.

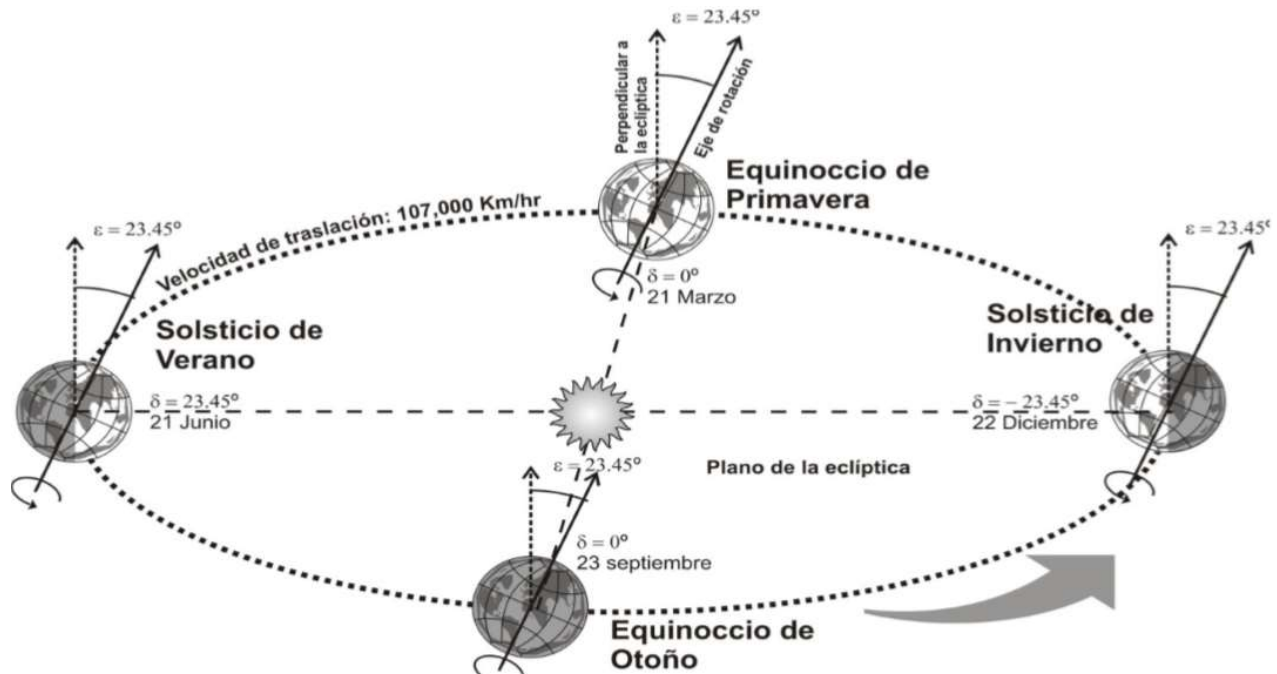
Gráfica 3.1 Variación diaria de la irradiancia en Lindenberg, Alemania



Fuente: DWD, Observatorio meteorológico de Lindenberg

La radiación solar no es uniforme en toda la superficie de la Tierra, esto es debido a la pérdida durante el recorrido de las ondas electromagnéticas a través de la atmósfera. La longitud de trayectoria más corta, dependiendo de la estación del año oscilará entre el trópico de Cáncer y el trópico de Capricornio pasando por el ecuador, la cual va en aumento hasta llegar a los polos. Este efecto se produce por la declinación solar, el cual se define como el ángulo formado entre el eje de rotación de la tierra y el vector normal que define el plano donde existe la órbita terrestre, cuyo valor es de 23.45° (véase ilustración 3.2)

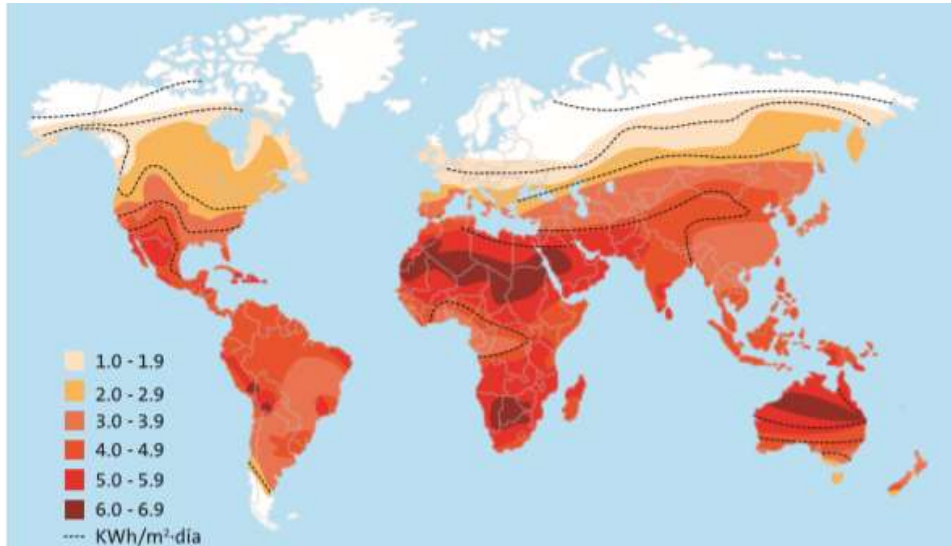
Ilustración 3.2 Posición relativa del plano del ecuador y de la eclíptica que define la declinación solar



Fuente: Prontuario Solar de México, 2015

La ilustración 3.3 presenta la radiación solar diaria promedio anual en la superficie terrestre. De acuerdo con la *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA) son 66 los países que pertenecen al cinturón solar, región donde se registran los niveles más altos de irradiación solar, ubicados entre -35° y $+35^\circ$ respecto al Ecuador. Australia, China, India, México y Singapur son algunos de estos países.

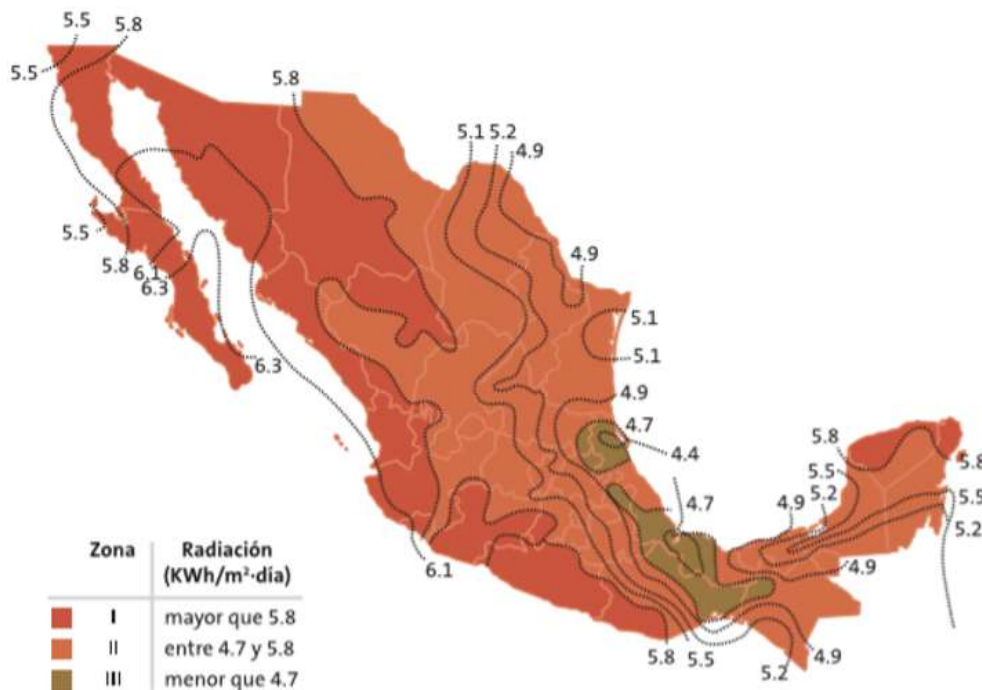
Ilustración 3.3 Radiación solar diaria promedio anual a nivel mundial [kWh/m²-día]



Fuente: Aplicaciones térmicas de la energía solar en los sectores residencial, servicio e industrial, 2017

México es uno de los 5 países con mayor potencial de energía solar en el mundo, la radiación diaria promedio anual en la República Mexicana es de 5 kWh/m²-día (Secretaría de Economía, 2017) (véase ilustración 3.4), según datos del Prontuario Solar de México los valores más bajos se reportan en el norte del país oscilando entre 2-2.5 kWh/m²-día y los valores más altos en la península de Baja California alcanzando los 8 kWh/m²-día, este rango de valores complica el dimensionamiento de los sistemas solares térmicos, en particular por el almacenamiento del fluido caloportador. Por ello, los sitios que presentan menores desviaciones respecto al promedio anual resultan con una matriz de costos más equilibrada sin recurrir al sobredimensionamiento de ninguno de los componentes en proyectos de generación de calor por la transformación de energía solar.

Ilustración 3.4 Radiación solar diario promedio anual a nivel nacional



Fuente: Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, 2017

3.2 Colectores solares

Los dispositivos que aprovechan la energía solar para generación de calor se conocen con el nombre de colectores solares. Esta tecnología requiere de algún fluido caloportador el cual aumentará su temperatura como consecuencia de la absorción de energía producto de la incidencia de la radiación solar, ya sea a través de algún material absorbente o una superficie selectiva que permita la transferencia de calor por conducción, y/o con la ayuda de la reflexión de una superficie concentradora. Esta energía aportada al fluido se destina al proceso que la demanda para su utilización.

La categorización utilizada en estos dispositivos, al ser tecnología basada en la generación de calor, hace referencia a la temperatura que se desea alcanzar en el fluido a la salida del sistema térmico solar: baja temperatura por debajo de los 100°C, media temperatura en un rango de 100°C - 400°C y alta temperatura superior a los 400°C. Las aplicaciones de uso residencial y comercial como el calentamiento de agua para uso sanitario, sistemas de calefacción y calentamiento de albercas utilizan sistemas de baja temperatura ya que no requieren temperaturas tan elevadas; aplicaciones industriales como cocción de alimentos y bebidas, esterilizado, destilación, deshidratación, lavado, pasteurización, precalentamiento de caldera, secado y demás procesos de calor utilizan dispositivos tanto de baja como de media temperatura, esto debido a que algunos procesos, si bien no requieren temperaturas superiores a los 90°, la transferencia de calor puede involucrar intercambiadores de calor lo que provoca que la eficiencia general del proceso disminuya y la temperatura de salida deba ser mayor para alcanzar la temperatura del proceso. Por último, los colectores de alta temperatura son usados generalmente para generación eléctrica.

Existen distintos dispositivos de colección solar dependiendo de sus características, ya sea que presenten un área de captación que enfoque la radiación a una superficie receptora de menores dimensiones, incrementando la aportación energética de la superficie absorbidora a los cuales se les conoce como concentradores; o que simplemente presenten un área de intercepción igual a la superficie de absorción en cuyo caso se denominan estacionarios.

Adicionalmente a la clasificación anterior, los sistemas de concentración pueden categorizarse en tres subgrupos: los de imagen, que en lo general utilizan sistemas de seguimiento para conseguir enfocar directamente al cuerpo celeste; los de no imagen que logran la concentración sin usar sistemas de seguimiento, únicamente por las propiedades óptico-geométricas de la superficie reflectora y los híbridos de enfoque no-imagen que alcanzan altas concentraciones aprovechando el comportamiento de las anteriores.

Colector de placa plana

El diseño de este sistema de captación permite que ingrese la radiación a un gabinete a través de una cubierta transparente debajo de la cual existe una placa absorbidora como se muestra en la ilustración 3.5, está cubierta cumple la función de evitar que existan pérdidas cuando la placa absorbidora emita ondas infrarrojas toda vez que aumente su temperatura como consecuencia de la absorción de energía proveniente de la radiación, sin embargo, existen pérdidas marginales por los rayos que puedan reflejarse en la cara exterior de la misma. Esta energía absorbida por la placa se transfiere por conducción a la tubería a la que se encuentra conectada, para así elevar la temperatura del fluido caloportador que la recorre.

Es importante que se encuentre debidamente aislado en el interior del gabinete que lo contiene, tanto en los laterales como en la cara inferior para evitar la dispersión de calor hacia el exterior y mejorar el rendimiento general del dispositivo. Dado que este dispositivo se encuentra a la intemperie, para evitar que exista agua en el

interior que pueda ocasionar una caída en el rendimiento se utilizan juntas entre la cubierta y la carcasa debido a la incompatibilidad de deformaciones al dilatarse ambas por incremento de temperatura.

Ilustración 3.5 Colector solar de placa plana



Recuperado de: <https://www.intermica.com/index.php/gallery/47-energia-solar/147-colector-solar-de-placa-plana>.
Consultado el 01 de junio de 2019

Los colectores de placa plana están clasificados como estacionarios, se montan en una posición fija, por lo que la orientación debe ser la adecuada en función de la latitud del sitio. Dependiendo de los materiales con que se fabrique, por lo general, suelen ser muy resistentes requiriendo de un mínimo mantenimiento. Por las temperaturas que alcanzan son muy utilizados a nivel residencial y comercial.

Colector de tubos evacuados

Este dispositivo mostrado en la ilustración 3.6 implementa el vacío para reducir sustancialmente las pérdidas de calor por conducción y convección. Este vacío se presenta entre dos tubos de vidrio de borosilicato dispuestos de manera concéntrica, el tubo interior presenta un material selectivo para realizar la absorción de energía de la radiación, mientras el tubo exterior sirve para poder realizar el vacío, en algunas ocasiones se puede encontrar una superficie reflectante en su parte media inferior que concentra los rayos.

Ilustración 3.6 Colector solar de tubos evacuados



Recuperado de: <http://www.xunneco.com.mx/modelos.php>. Consultado el 01 de junio de 2019

Las instalaciones más sencillas funcionan con circulación natural, donde por diferencia de temperatura la densidad del fluido cambia, lo que permite que realice el recorrido hacia el tanque de almacenamiento acoplado al sistema. Este efecto se conoce como termosifón (véase ilustración 3.7).

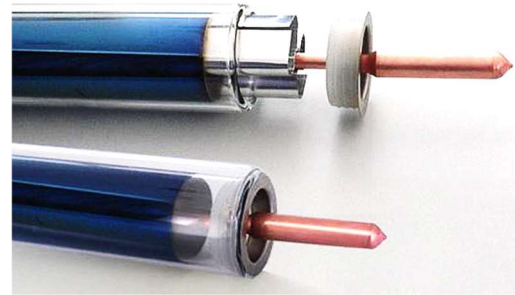
Los colectores de tubos evacuados de flujo directo cuentan con una superficie plana absorbente a mitad del tubo interior conectado a un tubo por donde circula el fluido mientras se transfiere el calor al mismo. Otra tecnología utilizada en el dispositivo son los denominados “heat pipe” que consiste en un tubo de metal que contiene una pequeña cantidad de fluido que al estar al vacío se evapora y funciona para transferir el calor al fluido de trabajo (*ilustración 3.8*).

Ilustración 3.7 Colector de tubos evacuados de flujo directo



Recuperado de: <https://renovasol.com.mx/products/tubo-heat-pipe-1800-58-para-equipos-de-presion>.
Consultado el 01 de junio de 2019

Ilustración 3.8 Tubos evacuados con tecnología heat pipe



Recuperado de: http://energia-solar.com.ar/?attachment_id=3704.
Consultado el 01 de junio de 2019

Estos dispositivos suelen requerir de mantenimiento habitual, eventos como granizos pueden dañar los tubos consiguiendo que muestren fracturas o que fallen por completo, teniendo que ser reemplazados.

Concentrador parabólico compuesto

El concentrador parabólico compuesto (CPC) se encuentra dentro del grupo de concentración de no imagen, tiene la ventaja de captar parte de la radiación difusa, es una tecnología de mediana temperatura por su capacidad de concentración. Como se describe dentro de la clasificación de sistemas concentradores de no imagen, este grupo se distingue por la superficie reflectora lineal que posee propiedades geométricas que permite enfocar los rayos solares al foco donde se produce la absorción de calor. La sección transversal del canal describe secciones parabólicas encontradas lo que permite un amplio rango de ángulos (*ilustración 3.9*).

Ilustración 3.9 Colector parabólico compuesto. Instituto de Energías Renovables, UNAM

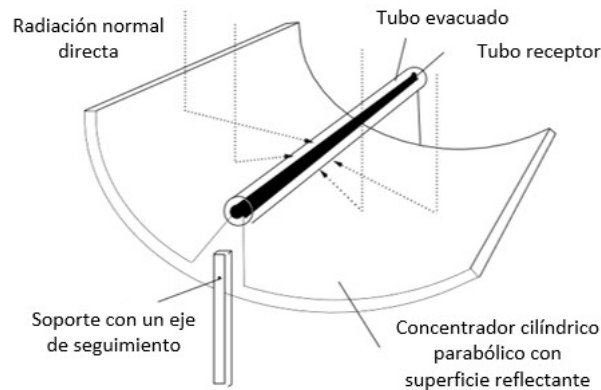


Recuperado de: http://www.fordecyt.ier.unam.mx/html/concentradorParab%C3%B3licoCompuesto_1.html.
Consultado el 01 de junio de 2019

Concentrador cilíndrico parabólico

Los dispositivos de concentración cilíndrico parabólico utilizan una superficie curvada para la reflexión de los rayos solares, esta superficie está definida por una parábola a través de una recta, formando un canal en cuyo foco lineal se instala el tubo receptor en donde se dispondrá el fluido de trabajo (véase *ilustración 3.10*). Para alcanzar la mayor eficiencia del sistema requiere del seguimiento de la trayectoria solar, alcanzando altas temperaturas superiores a los 100°C por lo que puede presentarse comúnmente en proyectos de generación de vapor para la industria. Los sistemas que utilizan esta tecnología suelen colocar cada uno de los módulos, en serie o en paralelo, esto si lo que requiere el proceso es mayor gasto o mayor temperatura respectivamente.

Ilustración 3.10 Colector cilíndrico parabólico



Fuente: Solar thermal heat and power – parabolic trough technology for Chile, 2014

Discos parabólicos

Formado por una superficie de revolución, este disco definido por un paraboloide concentra los rayos solares en el punto focal del mismo, donde se transfiere la energía a un fluido térmico (gas helio, aire, hidrógeno, etc...). A este dispositivo se acopla un motor Stirling (*ilustración 3.11*) para producir energía que realiza trabajo mediante el aprovechamiento de los cambios volumétricos de un fluido como resultado de los cambios de temperatura (Zepeda, 2014). El ciclo del motor se compone de dos procesos isométricos donde el gas pasa a través del regenerador absorbiendo/cediendo calor y dos procesos isotérmicos en los que el gas está en contacto con un depósito de temperatura alta o uno de temperatura fría. (Miguel, et al, 2013)

Ilustración 3.11 Plataforma Solar de Almería, España



Recuperado de: <https://www.psa.es/es/instalaciones/discos/distal1.php>. Consultado el 01 de junio de 2019

Heliostatos

A la formación de espejos planos, llamados heliostatos, utilizada para concentrar la luz solar en un punto se le conoce con el nombre de torre solar. El reflejo de cada uno de ellos coincide en un receptor central en donde se concentra la energía para la generación de electricidad. Para este proceso se utilizan sales que se funden a temperaturas de alrededor de 400°C, al superar este punto, se disponen en tanques térmicos para poder ser utilizadas cuando se requiera producir vapor, que conectado a una turbina de generación realizará la conversión a energía eléctrica (véase ilustración 3.12).

Ilustración 3.12 Planta solar térmica Gemasolar, Sevilla, España



Recuperado de: <http://torresolenergy.com/en/gemasolar/>. Consultado el 01 de junio de 2019

Capítulo 4. INGENIERÍA DEL PROYECTO

La elección del sistema termosolar está en función de la temperatura de trabajo, es decir, la temperatura que requiere el proceso, la cual será entregada por el sistema. El tipo de tecnología utilizada en el proyecto es de concentración lineal con seguimiento solar para aumentar la eficiencia del sistema, por lo general estos sistemas presentan un rendimiento óptimo mejorando el retorno de inversión. Los colectores presentados a continuación no contemplan el uso de tubo evacuados, el cual tendría una eficiencia más elevada, pero también elevaría los costos de mantenimiento, habitualmente por el reemplazo de estos tubos después de eventos como granizo o por vandalismo, una vez que se encuentra alguna fisura en el tubo no se puede garantizar el vacío en el elemento.

4.1 Componentes del sistema

El trabajo se plantea para resolver el sistema a partir de colectores cilíndricos parabólicos, no siendo la única alternativa existente para cubrir la demanda. El sistema de termosolar considera los subsistemas siguientes necesarios para el correcto funcionamiento:

Colector solar

El sistema de colección contempla en principio las superficies reflectoras, las cuales suelen ser, como es el caso, del aluminio anodizado por su alta reflectancia, con un rango de 0.919 -0.898 para longitudes de onda en el espectro visible (400nm-700nm) (Michael Bass, et al, 2001); y por el tratamiento anticorrosivo de anodizado que alarga la vida útil de la superficie. La estructura que da soporte a esta superficie debe aligerarse lo máximo posible, para mejorar el desempeño del sistema de seguimiento, ya que se acoplarán motores para realizar el trabajo de rotación de la superficie. La superficie receptora presenta un tratamiento selectivo que aumenta la absorción.

Este sistema se puede instalar a nivel de terreno, sobre losas de concreto o sobre techos metálicos. En esta instalación particular se realizaría en losa de concreto, sobre la que se colocan dados de concreto reforzado de 30 cm de ancho, 30 cm de largo y de altura variable asegurándose de mantener el mismo nivel en cada soporte del colector.

Rastreo solar

El sistema de rastreo solar se compone de sensores fotosensibles localizados sobre los colectores a través de los cuales se determina la perpendicular del plano donde se genera el canal y la trayectoria de la radiación normal directa y así enfocar la mayor cantidad de energía en el tubo receptor, la señal de estos sensores se envía al sistema de control que indica a los motores acoplados a la estructura del colector si es necesario rotar las líneas de colección. Además cumple la función de proteger la superficie reflectante, cuando los sensores detectan que algún nublado, es decir, si se detecta un decrecimiento importante en los valores de irradiancia solar, el sistema entra en modo hibernación rotando el colector, buscando exponer la cara contraria a la superficie reflectante resguardando así el tubo receptor.

Instrumentación y control

Dentro de la instrumentación y control deben considerarse los diferentes sensores que existen en el sistema completo, pues no sólo los sensores que miden la radiación son importantes, sino también flujómetros, manómetros y sensores de temperatura del sistema hidráulico y termotanque para evitar fallos por

sobrecalentamiento o problemas en la operación. Este sistema, por lo tanto, también controla el encendido y apagado de las bombas, según las temperaturas presentes y para evitar pérdidas por nublados. El control de las electroválvulas instaladas en las líneas de conducción también se realiza de manera automática.

Los datos obtenidos en cada sensor instalado se registran en una computadora central para procesar la información y localizar cualquier variación de presión, velocidad o temperatura que represente pérdidas en el sistema.

Sistema hidráulico

Las instalaciones hidráulicas deben ser compatibles con los requisitos sanitarios de la planta, ya que el agua de proceso tendrá que presentar valores inferiores a los límites permisibles descritos en la Norma Oficial Mexicana NOM-127-SSA1-1994, toda vez que se utilice el agua de proceso como fluido caloportador. Los procesos industriales requieren controlar variables como la temperatura muy puntualmente dentro de su producción, por ello, es más habitual utilizar un fluido caloportador distinto al agua de proceso y no comprometer la producción en caso de que ocurra alguna eventualidad en planta, así la disposición de los distintos circuitos del sistema termosolar serán independientes al proceso, incorporando un dispositivo de intercambio de calor que realiza la transferencia entre ambos fluidos.

Es importante elegir correctamente el material del que estarán elaboradas las tuberías de conducción, en tuberías plásticas, ya sea PVC hidráulico o polietileno de mediana y alta densidad si se superan las temperaturas de trabajo recomendadas comenzarán a deformarse y a elongarse ocasionando problemas en el sistema en especialmente con el aislamiento donde pueden presentarse filtraciones.

Para evitar pérdida de calor a lo largo del recorrido del fluido tanto las tuberías como las conexiones de la misma se encuentran aisladas por un recubrimiento de lana de fibra de vidrio, forrado con una lámina de aluminio delgada para dar protección contra la intemperie.

Tanque de almacenamiento

El tanque de almacenamiento o termotanque es un recipiente elaborado de acero al carbón donde se almacena el fluido caloportador, revestido de algún material aislante ya sea espuma de poliuretano esparcido o fibra de vidrio de cierto espesor y así evitar pérdida de energía térmica. El tanque no está diseñado para trabajar en un sistema presurizado por lo que debe considerarse una válvula de alivio en caso de que el fluido de trabajo eleve su temperatura por encima del punto de ebullición.

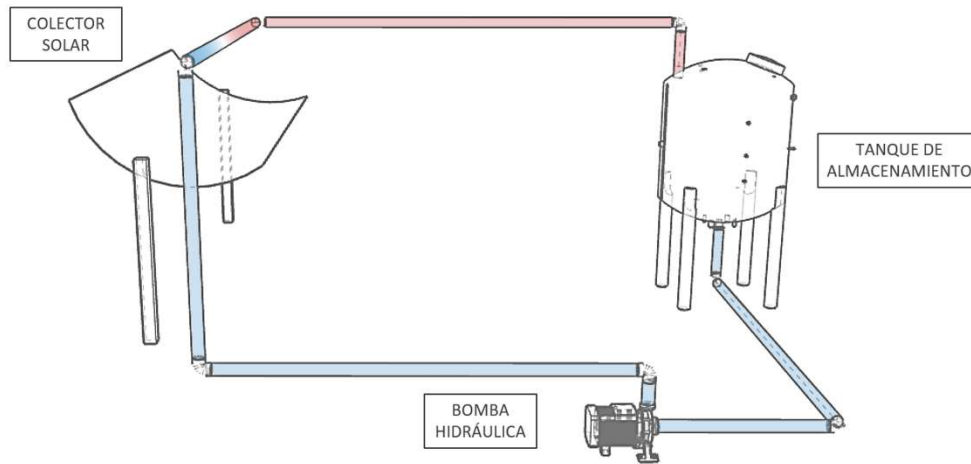
4.2 Configuraciones del sistema

La primera configuración que es importante determinar es la conexión que existirá a lo largo de los colectores, como se mencionaba anteriormente puede realizarse en serie o en paralelo. Las instalaciones de colectores en paralelo requieren de un mayor número de accesorios y conexiones, lo que eleva el costo del sistema hidráulico, tienen mayores pérdidas de energía térmica. Los sistemas de colectores en serie pierden más carga hidráulica y por tanto, la potencia del sistema de bombeo tendrá que ser mayor, elevando el consumo eléctrico consecuente.

La configuración general del sistema de generación de calor, requiere de distintos circuitos para satisfacer la demanda energética, la manera en que se selecciona la cantidad y los elementos que se encuentran conectados es particular a las necesidades y condiciones que presente la instalación. Se explicarán los circuitos propios del sistema termosolar presentados para el presente estudio.

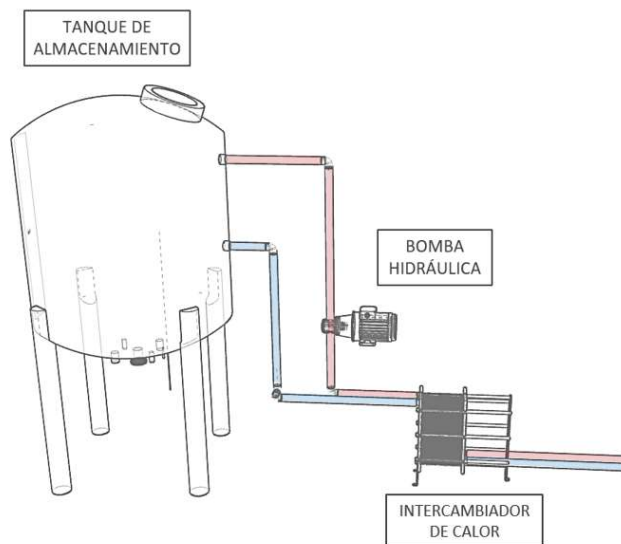
El circuito primario se compone principalmente del sistema de colección solar, el tanque de almacenamiento y la bomba de recirculación (véase *ilustración 4.1*). En este primer circuito se eleva la temperatura del fluido, debe realizarse el trazado óptimo de esta red para garantizar el rendimiento esperado, ya que suele tener los recorridos más extensos, pues los colectores se disponen en el punto más alto para evitar las sombras y conectándose con el tanque de almacenamiento el cual se recomienda que se disponga dentro de las instalaciones si es que el espacio lo permite para evitar que se produzcan pérdidas mayores de temperatura ya sea por la diferencia de temperatura ambiente, el viento o por eventos meteorológicos varios.

Ilustración 4.1 Esquema de circuito primario



En el circuito secundario se realiza la transferencia de energía del fluido portador de calor al agua de proceso, esto a través de un intercambiador de calor (véase *ilustración 4.2*), donde se presentan grandes pérdidas de presión propias del funcionamiento, por lo que es necesario instalar una bomba que aumente la presión hasta la recomendada por el fabricante. Esta recirculación se mantiene hasta que se logran el equilibrio en térmico o cuando el agua de proceso se encuentre en la temperatura deseada.

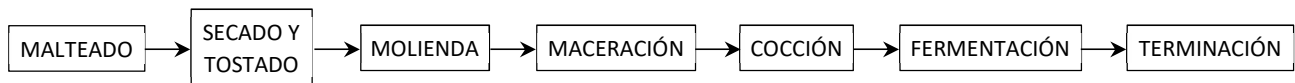
Ilustración 4.2 Esquema de circuito secundario



4.3 Procesos de calor

La elaboración de cerveza depende del producto que se desea entregar al consumidor, las variaciones que puedan existir durante el proceso definen en gran medida las características especiales de la bebida. A pesar de esto se puede generalizar el proceso en los siguientes pasos mostrados en la ilustración 4.3:

Ilustración 4.3 Proceso general para la elaboración de cerveza



En el procedimiento de malteado, el cereal es remojado para inducir a la germinación, necesaria para el proceso de maceración, agregando agua a una temperatura de entre 15-20°C (Sancho, 2015). En la fase de secado de malta se incrementa la temperatura del aire por encima de los 50°C, con el fin de retirar la humedad hasta alcanzar un 5% en el grano (Íbid). El procedimiento donde se obtiene malta a partir de la cebada, así como el secado y tostado no se realizan dentro de la fábrica, por lo que no serán considerados para los fines del estudio.

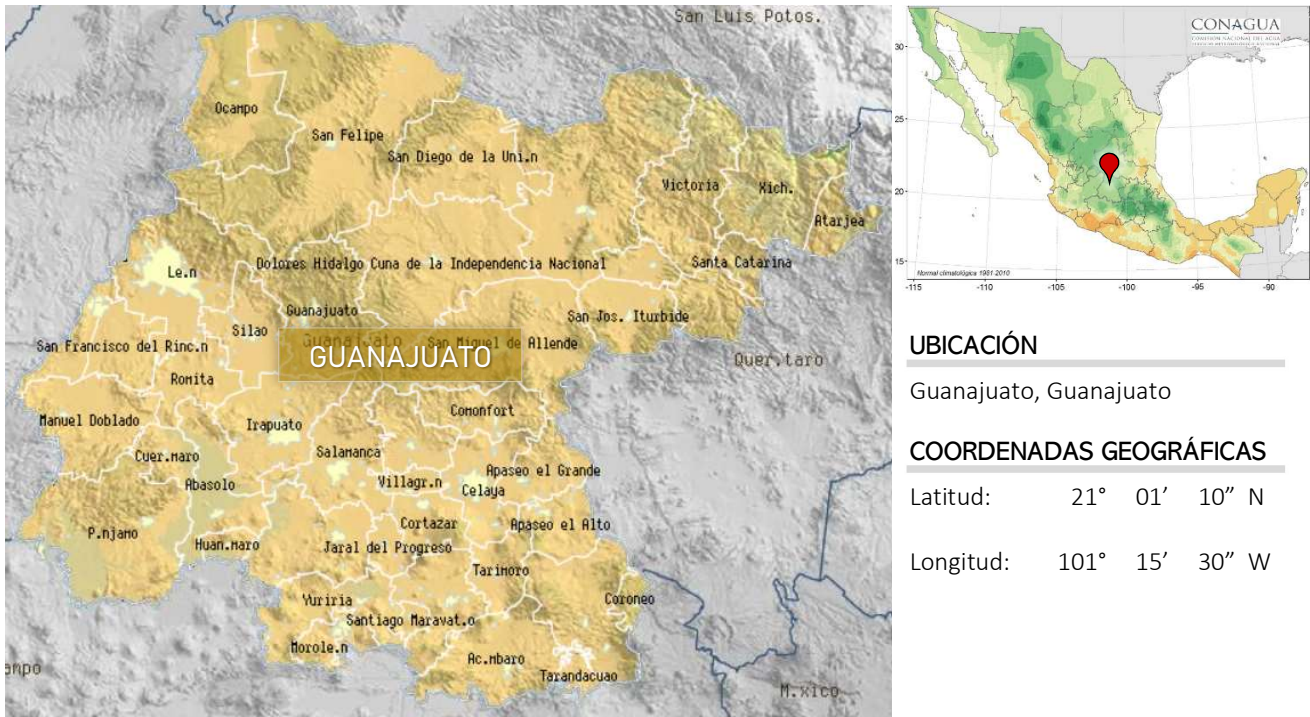
La maceración es un método utilizado para extraer las azúcares contenidas en el cereal. Esta conversión enzimática se realiza mediante la adición de agua a 70°C que descenderá hasta los 65°C al introducir el grano, temperatura de trabajo óptimo de las enzimas (Gisbert, 2016), puede variar este procedimiento entre 60-120 minutos obteniendo como subproducto el mosto, un líquido fermentable de color caramelo. El siguiente paso es la cocción donde se eleva a temperaturas de ebullición durante 90 minutos (Íbid) mientras se añaden las flores de lúpulo, utilizado para añadirle sabor y aroma a la cerveza. Ambos procesos de calor son realizados en la planta donde se implementarán los colectores solares, aunque sólo se destinará el calor generado por aprovechamiento para el procedimiento de maceración.

Además del proceso de elaboración, las fábricas llevan a cabo procedimientos de desinfección y limpieza los cuales también requieren de agua a distintas temperaturas, fundamental para conservar la calidad de la cerveza. El proceso de limpieza llevado a cabo en la fábrica utiliza agua a una temperatura de 80°C para el lavado de los distintos tanques y tuberías utilizados en la elaboración, esto representa un consumo de alrededor de 500 litros de agua.

4.4 Generalidades del sitio

Para los fines del proyecto, la planta de elaboración de cerveza se considerará en la Ciudad de Guanajuato, Guanajuato (ilustración 4.4). La ubicación del sitio de instalación nos permite conocer las condiciones del lugar a través de distintas bases de datos que nos brinden la información necesaria para realizar los cálculos correspondientes, ya sea con datos obtenidos de manera remota o a partir de mediciones directas o indirectas en el sitio. La información mínima necesario para el dimensionamiento del sistema son: radiación normal directa, temperatura ambiente, presión atmosférica local, superficie disponible para la instalación.

Ilustración 4.4 Ubicación del proyecto



UBICACIÓN

Guanajuato, Guanajuato

COORDENADAS GEOGRÁFICAS

Latitud: 21° 01' 10" N

Longitud: 101° 15' 30" W

Fuente: Instituto de Planeación, Estadística y Geografía del Estado de Guanajuato, 2019

Dependiendo del tipo de tecnología, los requerimientos de información pueden ser distintos, para dispositivos que concentran los rayos solares la energía proviene de la radiación normal directa. Los valores presentados en la tabla 4.1 para el dimensionamiento se obtuvieron a través de la plataforma de la NASA llamada POWER Data Access Viewer, la cual proporciona información con estimaciones promedio de 22 años de registros.

Tabla 4.1 Promedio mensual de la radiación normal directa [kWh/m²-día]

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio Anual
6.77	7.57	8.14	7.43	6.85	5.88	5.36	5.56	5.18	6.24	7.35	7.06	6.61

Recuperado de: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. Consultado el 01 de junio de 2019

Tanto el tubo receptor del colector, como las instalaciones hidráulicas y el almacenamiento presentan pérdidas de energía, el fluido que ha elevado su temperatura en contacto con los materiales transfiere energía por conducción, estos materiales a su vez con el ambiente, por lo que la temperatura media del lugar se considera como el factor principal para el cálculo de la eficiencia térmica del sistema. Es deseable que la temperatura del lugar se obtenga de una o varias estaciones climáticas cercanas al sitio, ya que pueden presentarse microclimas que afectarán el rendimiento del sistema. La tabla 4.2 muestra los datos de la estación climática más cercana.

Tabla 4.2 Temperatura media ambiente del sitio [°C]

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio Anual
14.6	16	18.4	20.8	22.3	21.7	20.5	20.4	19.9	18.6	16.6	14.4	18.68

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional, Estación No. 00011135 Arperos

Por último, es importante conocer la presión del sitio, relevante cuando se trabaja cerca de la temperatura de ebullición, esto puede calcularse a partir de la altura del lugar con la llamada ecuación de la atmósfera estándar (ecuación 1):

$$\frac{p_a}{p_0} = (1 - 2.26 \cdot 10^{-5} z)^{5.256} \quad \dots \text{ecuación 1}$$

donde:

- p_a presión atmosférica local, en [Pa];
- p_0 presión a nivel medio del mar, 101,325 [Pa];
- Z altura del sitio sobre el nivel medio del mar, en [m];

El lugar tiene una altura de 2,110 metros sobre el nivel del mar, por lo que se obtiene el siguiente resultado para la ecuación 1:

$$p_a = p_0 \cdot (1 - 2.26 \cdot 10^{-5} z)^{5.256} = 101,325 \cdot [1 - 2.26 \cdot 10^{-5} (2,110)]^{5.256} = 78,376 \text{ Pa}$$

El punto de ebullición del agua es distinto para diferentes presiones atmosféricas, a 1 atm (101,325 Pa) el agua hierve a 100°C, esta temperatura se conoce como *temperatura de saturación* y se puede encontrar en tablas de presiones para agua saturada utilizando la presión atmosférica local como valor de entrada. Para el caso de la presión atmosférica que se ha calculado se encuentra entre el valor superior 84.609 kPa con punto de ebullición en 95°C, y el valor inferior 70,183 kPa con un punto de ebullición de 90°C, por lo que se realiza una interpolación para encontrar la temperatura de saturación para una presión de 78,376 Pa.

Presión de saturación [kPa]	Temperatura [°C]
70.14	90
84.55	95

La diferencia de entre los valores de presión mostrados es de 14.41 kPa con un incremento de 5°C de temperatura esto quiere decir que cada 1 kPa hay un incremento de 0.347 °C. El valor buscado se encuentra 8.236 kPa por encima del valor inferior, por lo que la temperatura de saturación es igual a 92.86°C.

4.5 Dimensionamiento del sistema

Para el proceso de maceración se considera un solo tanque en la planta con una capacidad de 2,500 litros, este tanque realiza un proceso de macerado por día, por lo que se considerará que trabajará a su capacidad máxima. Por lo tanto, la cantidad de energía necesaria en el proceso se puede calcular por medio de la ecuación de calor (ecuación 2):

$$Q_m = m C_p \Delta T \quad \dots \text{ecuación 2}$$

donde:

- Q_m calor requerido en el proceso de maceración, en [kJ];
- M masa de agua, en [kg];
- C_p calor específico del agua, 4.1868 [kJ/kg°C];
- ΔT incremento de temperatura, en [°C].

El calor específico del agua a 15°C, definido por la caloría o la energía necesaria para elevar un grado un kilogramo de agua que es exactamente 4,1868 J (Cengel, 2012) valor que es variable según la temperatura del agua, pero que no representa una diferencia importante, por lo que se considera despreciable en estos cálculos. La densidad del agua igualmente presenta variaciones en su magnitud, tomando de referencia en este texto como $\rho_{H_2O} = 1,000 \text{ kg/m}^3$ valor de la densidad del agua cuando su temperatura es de 4°C (Íbidem).

Para determinar la masa del agua se utiliza la ecuación 3:

$$m = \rho_{H_2O} \cdot V_{H_2O} \quad \dots \text{ecuación 3}$$

donde:

ρ_{H_2O} densidad del agua, en $[\text{kg/m}^3]$;
 V_{H_2O} volumen de agua, en $[\text{m}^3]$.

$$m = 1,000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 2,500 \text{ l} \cdot 0,001 \frac{\text{m}^3}{\text{l}} = 2,500 \text{ kg}$$

La temperatura de inicio del agua de proceso oscila entre 30°C y 32°C esto por los procesos de recuperación de calor que se han llevado a cabo dentro de la planta y que sirven como precalentamiento de caldera. La temperatura del proceso de maceración se considera igual a 70°C.

Finalmente, la cantidad de calor requerida (ecuación 2.0) queda resuelta de la siguiente manera:

$$Q_m = m C_p \Delta T = 2,500 \text{ kg} \cdot 4,1868 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}^\circ\text{C}} \cdot (70^\circ\text{C} - 30^\circ\text{C}) = 418,680 \text{ kJ}$$

El proceso de lavado requiere de 500 litros, que se sustituirán por agua del abastecimiento de la fábrica que se encuentra a 15°C, por lo que se calcula la energía requerida utilizando la ecuación de calor (ecuación 4):

$$Q_L = m C_p \Delta T \quad \dots \text{ecuación 4}$$

donde:

Q_L calor requerido para el proceso de lavado, en $[\text{kJ}]$.

$$Q_L = (500 \text{ kg}) \left(4,1868 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}^\circ\text{C}} \right) (80^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C}) = 136,071 \text{ kJ}$$

Por lo tanto, la demanda total de calor que involucra ambos procesos queda de la siguiente manera (ecuación 5):

$$Q_{\text{procesos}} = Q_M + Q_L \quad \dots \text{ecuación 5}$$

donde:

Q_{procesos} demanda total de calor por procesos de maceración y lavado, en $[\text{kJ}]$.

$$Q_{\text{procesos}} = 418,680 \text{ kJ} + 136,071 \text{ kJ} = 554,751 \text{ kJ}$$

A partir de esta demanda energética se realiza el dimensionamiento del sistema de captación que deberá satisfacer el total de la energía para el mes de mayor radiación.

El valor mensual máximo es de 8.14 kWh/m²/día, esto representa la cantidad de energía que aporta la radiación normal directa por metro cuadrado de superficie en un día, recordando la equivalencia de kilovatio-hora a kilojoules (1 kWh = 3,600 kJ) se puede esperar una aportación diaria de $I_d = 29,304 \text{ kJ/m}^2$.

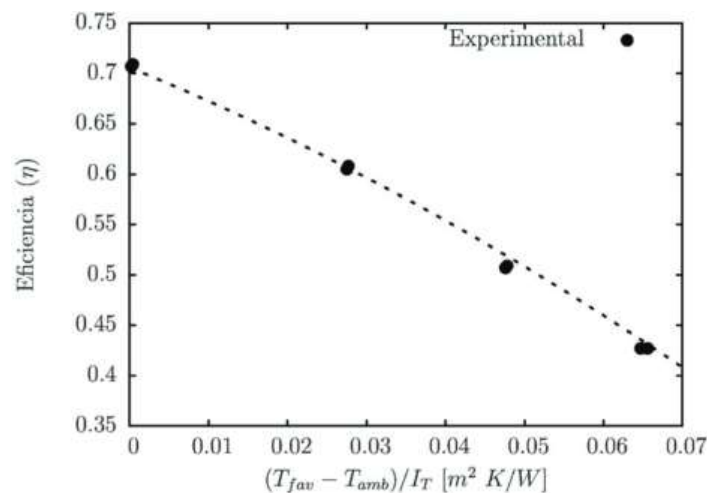
La radiación incidente en la superficie reflejante se transmitirá a la superficie receptora que absorberá la energía reflejada, el área de colección es igual al área de donde inciden dichos rayos solar, cada módulo del sistema propuesto presenta una apertura de 1.15 metros y una longitud de 3.2 metros, por lo que el área de apertura del colector será de 3.68 m².

La eficiencia óptica del sistema se compone de las propiedades que presentan los materiales, por lo que existen pérdidas en el trayecto de la radiación solar desde que incide en la superficie reflectora, hasta la transferencia de calor al fluido del sistema, debido a que el espejo concentrador no es un reflector perfecto ni tiene una forma geométrica perfecta, ni la cubierta transparente deja pasar toda la radiación solar a través de él, ni la superficie selectiva es un absorbedor perfecto (Mendoza, 2011).

Además de la eficiencia óptica, el sistema de captación también interactúa con el ambiente, lo que provoca que pierda energía térmica, cuanto mayor sea la diferencia con la temperatura ambiente del sitio, mayores serán sus pérdidas de energía. La temperatura de trabajo en este caso no será la temperatura de proceso, para la configuración del sistema propuesta, el agua utilizada para la colección de energía solar no se utiliza para el proceso de macerado directamente, así que, la temperatura de entrada a los colectores será igual a la temperatura del proceso de macerado, es decir que la temperatura de equilibrio en el intercambiador de calor se considera como la temperatura mínima a la que se encontrará nuestro fluido portador de calor, siendo este valor igual a 70°C.

Para conocer la eficiencia del captador solar se utiliza la gráfica de la gráfica 4.1, la cual requiere de un valor de entrada que se calcula a partir de la diferencia de temperatura ambiente (T_{amb}) menos la temperatura promedio del fluido caloportador (T_{fav}), entre la irradiancia solar incidente en el plano del captador por unidad de superficie (I_T), en México la irradiancia solar promedio es del orden de 850 W/m^2 , (Tapia et al, 2009).

Gráfica 4.1 Eficiencia instantánea de un captador solar



Fuente: Aplicaciones térmicas de la energía solar en los sectores residencial, servicio e industrial, 2017

Obteniendo el valor de entrada a la gráfica para las condiciones particulares del sistema, se sustituyen los siguientes datos en la ecuación 6:

$$\frac{T_{fav} - T_{amb}}{I_T} = \frac{\left(\frac{70 + 90}{2}\right) - 18.68}{850} = 0.072 \quad \dots \text{ecuación 6}$$

Aunque el valor de entrada excede la gráfica, por extrapolación se supone un valor cercano a $\eta_{captador} \approx 0.39$. El valor máximo de temperatura en el sistema se propone de 90 °C para evitar el presurizado de las líneas cuando el fluido exceda la temperatura de saturación.

Adicionalmente, existen pérdidas generadas en el sistema hidráulico, las cuales se estimaron para los valores típicos de operación. La velocidad recomendada para la conducción de un fluido en tubería es de $V=2 \text{ m/s}$, el diámetro nominal de la tubería tanto del tubo receptor del sistema de captación como del sistema hidráulico en general es de 0.03002 m. Dados estos parámetros se requiere calcular el número de Reynolds para determinar el régimen de flujo en el cual operará el sistema, utilizando la ecuación 7:

$$Re = V \cdot \frac{d_i}{\nu} \quad \dots \text{ecuación 7}$$

donde:

- Re número de Reynolds, sin dimensiones;
- V velocidad media del fluido, [m/s];
- d_i Diámetro interior de la tubería, en [m];
- ν viscosidad cinemática, en [m²/s].

El número de Reynolds representa la variación del coeficiente de arrastre (Sotelo, 1999), un parámetro adimensional que se calcula mediante la razón entre el diámetro de la tubería y la viscosidad cinemática del fluido (ν) tantas veces como su velocidad media presentada en el tubo.

La viscosidad de cinemática mide la resistencia de un fluido al fluir (Ibid), y su comportamiento estará relacionado con la temperatura y para obtener el valor del agua en estado líquido se utiliza la ecuación 8:

$$\nu = [-3(10^{-6})T^3 + 0.0006 T^2 - 0.0484 T + 1.7678] \cdot 10^{-6} \quad \dots \text{ecuación 8}$$

donde:

- T temperatura del agua, [°C].

El cálculo se realizará para una temperatura de 90°C, siendo el escenario donde exista la mayor pérdida de energía por la diferencia de temperatura. Por lo tanto, la ecuación 8 queda de la siguiente manera:

$$\nu = [-3(10^{-6})(90)^3 + 0.0006 (90)^2 - 0.0484 (90) + 1.7678] \cdot 10^{-6} = 8.48 \cdot 10^{-8}$$

Sustituyendo los datos anteriores para la ecuación 7, el número de Reynolds resulta el siguiente:

$$Re = 2 \frac{\text{m}}{\text{s}} \cdot \frac{0.03002 \text{ m}}{8.48 \cdot 10^{-8} \frac{\text{m}^2}{\text{s}}} = 708,019$$

A partir del número de Reynolds se determina el régimen de flujo consultando el diagrama de Moody, para ello es necesario calcular la rugosidad relativa del material, siendo el cociente de la rugosidad absoluta ϵ , entre el diámetro interno de la tubería d_i (ecuación 9). La rugosidad absoluta de las tuberías de acero comercial ronda los 0.06 mm.

$$\text{Rugosidad relativa } \frac{\varepsilon}{d_i} = \frac{0.00006 \text{ m}}{0.03002 \text{ m}} = 0.002 \quad \dots \text{ ecuación 9}$$

Para los valores obtenidos de rugosidad relativa y número de Reynolds, el flujo se encuentra en la zona de régimen turbulento del diagrama de Moody, que se puede consultar en los anexos al final del texto.

Una vez conocido el régimen de flujo, conveniente para obtener las pérdidas de calor presentes en la tubería, las cuales se rigen por las ecuaciones de transferencia de calor por convección y conducción, ya que el fluido se encuentra en movimiento. Se utilizará el Número de Nusselt (*ecuación 10*) el cual representa el mejoramiento de la transferencia de calor a través de una capa de fluido como resultado de la convección en relación con la conducción a través de la misma capa (Cengel, 2011).

$$\frac{\dot{q}_{conv}}{\dot{q}_{cond}} = \frac{h di}{k} = Nu \quad \dots \text{ ecuación 10}$$

donde:

- \dot{q}_{conv} flujo de calor por convección, en $[W/m^2]$;
- \dot{q}_{cond} flujo de calor por conducción, en $[W/m^2]$;
- h coeficiente de transferencia de calor por convección, en $[W/m^2 \text{ } ^\circ C]$;
- k conductividad térmica del fluido, en $[W/m^\circ C]$;
- Nu número de Nusselt, sin dimensiones.

Para calcular este parámetro, existen diversas ecuaciones que se aplican para el flujo en régimen turbulento en tubos. En este caso la ecuación a utilizar será la correlación de Gnielinski de 1976 (*ecuación 11*), una modificación de la segunda ecuación de Petukhov que mejor la exactitud del cálculo, por debajo del 10% de error (Íbidem).

$$Nu = \frac{(f/8)(Re - 1000)Pr}{1 + 12.7(f/8)^{0.5}(Pr^{2/3} - 1)} \quad \dots \text{ ecuación 11}$$

donde:

- f factor de fricción de Darcy, sin dimensiones;
- Pr Número de Prandtl, sin dimensiones.

El número de Prandtl (Pr) es un parámetro utilizado en la teoría de la capa límite, que se desarrolla cuando un fluido fluye sobre una superficie, generándose una distribución de velocidades y temperaturas. La mejor manera de describir el espesor relativo de estas capas es por medio de este parámetro definido en la ecuación 12:

$$Pr = \frac{\text{Difusividad molecular de la cantidad de movimiento}}{\text{Difusividad molecular del calor}} \quad \dots \text{ ecuación 12}$$

La ecuación modificada de Gnielinski se ajusta con el factor de fricción de Darcy (*ecuación 13*), un factor utilizado generalmente para el cálculo de pérdida de carga hidráulica en tuberías. Para determinar el factor de fricción, se propone el uso de la ecuación modificada de Colebrook-White, este ajuste es una representación muy cercana al comportamiento real de conductos a presión.

$$f = \frac{0.25}{\left(\log_{10} \left(\frac{\frac{\varepsilon}{d_i}}{3.71} + \frac{G_{Re}}{Re^{T_{Re}}} \right) \right)^2} \quad \dots \text{ecuación 13}$$

donde:

G_{Re} / T_{Re} Coeficientes de correlación, sin dimensiones.

Los coeficientes de correlación tienen valor para distintas magnitudes del número de Reynolds, siendo los siguientes:

$G_{Re} = 4.555$ y $T_{Re} = 0.8764$ para $4,000 \leq Re \leq 100,000$

$G_{Re} = 6.732$ y $T_{Re} = 0.9104$ para $100,000 \leq Re \leq 3,000,000$

$G_{Re} = 8.982$ y $T_{Re} = 0.9300$ para $3,000,000 \leq Re \leq 100,000,000$

Sustituyendo los valores en la ecuación 13 para determinar el factor de fricción cuando el número de Reynolds tiene un valor de 708,019.

$$f = \frac{0.25}{\left(\log_{10} \left(\frac{\frac{0.00006}{0.03002}}{3.71} + \frac{6.732}{708,019^{0.9104}} \right) \right)^2} = 0.02376$$

Luego entonces, se resuelve el número de Nusselt, una vez obtenido el factor de fricción. El número de Prandtl a la temperatura máxima de operación (90°C) es igual a $Pr = 1.96$. Se puede consultar en la tabla de propiedades del agua anexa al final del texto. Sustituyendo en la ecuación 11 se obtiene:

$$Nu = \frac{(0.02376/8)(708,019 - 1000)1.96}{1 + 12.7(0.02376/8)^{0.5}(1.96^{2/3} - 1)} = 2,957.01$$

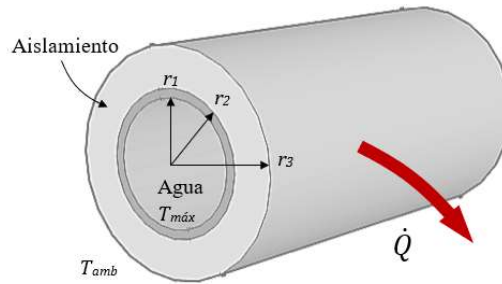
Para determinar el coeficiente de transferencia de calor por convección, se despeja la variable de la definición del número de Nusselt (ecuación 10). Considérese la conductividad térmica del agua a 90°C, $k = 0.675 \text{ W/m}^\circ\text{C}$.

$$h = \frac{k}{d_i} Nu = \frac{0.675 \frac{\text{W}}{\text{m}^\circ\text{C}}}{0.03002 \text{ m}} 2,957.01 = 66,488.31 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{ }^\circ\text{C}}$$

Finalmente, la razón de transferencia de calor por unidad de tiempo, \dot{Q} , comprende de tres fenómenos de transferencia dispuestas en serie: el calor transferido por convección del fluido a la superficie de la tubería, el calor que se transfiere en el espesor completo de la misma y la transferencia de calor por conducción al aislante

térmico. La ilustración 4.5 presenta el diagrama del fenómeno de transferencia térmica que ocurre en el sistema hidráulico propuesto para el estudio.

Ilustración 4.5 Esquema de transferencia de calor en tubería aislada



Para cuantificar las pérdidas se utiliza el método de resistencias térmicas, haciendo una analogía con las resistencias eléctricas, la razón de la transferencia de calor a través de una capa corresponde a la corriente eléctrica, la resistencia térmica a la resistencia eléctrica y la diferencia de temperatura a la caída de voltaje (Cengel, 2011). Las igualdades que presenta este método son las siguientes:

$$\text{ecuación 14 ... } \quad \dot{Q}_{cond} = \frac{\Delta T}{R_{cond}}; \quad \dot{Q}_{conv} = \frac{\Delta T}{R_{conv}} \quad \text{... ecuación 15}$$

donde:

- \dot{Q}_{cond} razón de transferencia de calor por conducción, en [W];
- \dot{Q}_{conv} razón de transferencia de calor por convección, en [W];
- ΔT diferencia de temperatura, en [°C];
- R_{cond} resistencia a la conducción de la pared, en [°C/W];
- R_{conv} resistencia a la convección de la superficie, en [°C/W].

La resistencia a la conducción a través de una pared (ecuación 14) y la resistencia a la convección de la superficie del tubo (ecuación 15) se calculan con las ecuaciones de transferencia de calor en cilindros relativos a sus respectivos fenómenos.

$$\text{ecuación 16 ... } \quad R_{cond, cil} = \frac{\ln\left(\frac{r_{ext}}{r_{int}}\right)}{2\pi L k_{mat}}; \quad R_{conv} = \frac{1}{hA_s} \quad \text{... ecuación 17}$$

donde:

- $R_{cond, cil}$ resistencia a la conducción de la capa cilíndrica, en [°C/W];
- r_{ext} radio exterior de la capa cilíndrica, en [m];
- r_{int} radio interior de la capa cilíndrica, en [m];
- L longitud del cilindro, en [m];
- k_{mat} conductividad térmica del material, en [W/m°C];
- A_s superficie de transferencia de calor, en [m²]

La red de resistencias térmicas que se presenta transversalmente en la tubería, utilizando las ecuaciones 16 y 17 queda de la siguiente manera:

$$\dot{Q}_{tub} = \frac{T_{\infty} - T_{amb}}{R_{conv} + R_{tub} + R_{aisl}} \quad \dots \text{ecuación 18}$$

donde:

- \dot{Q}_{tub} razón de transferencia de calor total en la tubería, en [W];
- T_{∞} temperatura de entrada al sistema hidráulico, en [°C];
- R_{tub} resistencia a la conducción de la tubería, en [°C/W];
- R_{aisl} resistencia a la conducción del aislante, en [°C/W];

Sustituyendo las variables de resistencia por las variables de transferencia de calor antes mencionadas se obtiene la ecuación 19:

$$\dot{Q}_{tub} = \frac{T_{m\acute{a}x} - T_{amb}}{\frac{1}{h A_s} + \frac{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}{2\pi L k_{tub}} + \frac{\ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right)}{2\pi L k_{aisl}}} \quad \dots \text{ecuación 19}$$

donde:

- $T_{m\acute{a}x}$ temperatura máxima de operación, en [°C];
- r_1 radio interior de la tubería, en [m];
- r_2 radio exterior de la tubería, en [m];
- r_3 radio exterior de la capa aislante, en [m];
- L longitud de la tubería, en [m];
- k_{tub} conductividad térmica de la tubería, en [W/m°C];
- k_{aisl} conductividad térmica del aislante, en [W/m°C].

Para evaluar la ecuación en las condiciones de operación más desfavorables, se debe determinar todas las variables involucradas, principalmente el espesor de aislante a utilizarse a lo largo de toda la tubería. Considere lo siguiente para sustituir en la ecuación 19:

$A_s = 2\pi r_1 L = 7.94 \text{ m}^2$	$r_2 = 0.0167 \text{ m}$	$k_{tub} = 60.5 \text{ W/m}^\circ\text{C}$
$T_{m\acute{a}x} = 90^\circ\text{C}$	$r_3 = 0.0421 \text{ m}$	$k_{aisl} = 0.043 \text{ W/m}^\circ\text{C}$
$r_1 = 0.0150 \text{ m}$	$L = 84.23 \text{ m}$	$h = 66,488.31 \text{ W/m}^2\text{C}$

$$\dot{Q}_{tub} = \frac{90^\circ\text{C} - 18.68^\circ\text{C}}{\frac{1}{66,488.31 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{C}} (7.94 \text{ m}^2)} + \frac{\ln\left(\frac{0.0167 \text{ m}}{0.0150 \text{ m}}\right)}{2\pi(84.23 \text{ m})60.5 \frac{\text{W}}{\text{m}^\circ\text{C}}} + \frac{\ln\left(\frac{0.0421 \text{ m}}{0.0167 \text{ m}}\right)}{2\pi(84.23 \text{ m})0.043 \frac{\text{W}}{\text{m}^\circ\text{C}}}} = 1,755.09 \text{ W}$$

Esta razón de transferencia existe tanto como exista concentración de rayos solares en el sistema de captación, es importante determinar las horas efectivas llamadas horas solar pico (HSP), una hora solar pico equivale a 1 kWh/m² (Félix Rivera, 2017). Considerando el valor de radiación utilizado para el dimensionamiento 8.14 kWh/m²-día, se determinará que las horas solares pico son 8.14 horas, por lo que la pérdida de energía resulta de la ecuación 20:

$$Q_{tub} = \dot{Q}_{tub} \cdot \Delta t = 1.755 \text{ kW} (8.14 \text{ horas}) \left(60 \frac{\text{min}}{\text{hora}}\right) \left(60 \frac{\text{s}}{\text{min}}\right) = 51,431 \text{ kJ} \quad \dots \text{ecuación 20}$$

Las pérdidas asociadas al tanque de almacenamiento se calcularán análogamente al de las tuberías, siendo el tanque y el aislamiento del mismo material, acero al carbón y lana de fibra de vidrio respectivamente. Sin embargo, el sistema de resistencias asociado no contempla pérdidas de convección dado que el fluido no se encuentra en movimiento. La ecuación 21 representa este comportamiento particular en el tanque.

$$\dot{Q}_{tanque} = \frac{T_{tanque} - T_{amb}}{R_{tanq} + R_{aisl}} \quad \dots \text{ecuación 21}$$

donde:

- \dot{Q}_{tanque} razón de transferencia de calor en el tanque de almacenamiento, en [W];
- T_{tanque} temperatura media del fluido en el tanque de almacenamiento, en [°C];
- R_{tanque} resistencia a la conducción del tanque de almacenamiento, en [°C/W].

En este caso, la temperatura media del fluido se considera de 73.4°C la mayor parte del tiempo no superará los 70°C y en el tiempo de operación de diseño (8.14 horas) se elevará de 70°C a 90°C, es decir, una media de 80°C cuando se encuentre activo el sistema de captación, y las resistencias térmicas deben considerarse tanto en el cilindro como en la base del tanque, esta última utiliza la ecuación establecida para una pared, representadas en la siguiente igualdad (ecuación 22):

$$R_{pared} = \frac{L_{pared}}{k_{pared} A_s} \quad \dots \text{ecuación 22}$$

donde:

- R_{pared} resistencia a la conducción de la pared, en [°C/W];
- L_{pared} espesor de la pared, en [m];
- k_{pared} conductividad térmica del material de la pared, en [W/m°C];

Sustituyendo en la ecuación 21 de resistencias térmicas se obtiene lo siguiente para el cálculo de la razón de transferencia en la base del tanque (ecuación 23):

$$\dot{Q}_{base \ tanque} = \frac{T_{tanque} - T_{amb}}{\frac{L_{tanque}}{k_{tanque} A_{base}} + \frac{L_{aisl}}{k_{aisl} A_{base}}} \quad \dots \text{ecuación 23}$$

Recordando que la conductividad térmica del acero al carbón es de $k_{tanque} = 60.5 \text{ W/m°C}$, y la conductividad térmica del aislante es de $k_{aisl} = 0.043 \text{ W/m°C}$, con el mismo espesor de aislamiento que la tubería. Considerando el espesor de la placa de acero de $L_{tanque} = 0.00476 \text{ m}$ y el diámetro interno $d_{i, \ tanque} = 1.37 \text{ m}$. Sustituimos en la ecuación 23:

$$\dot{Q}_{base \ tanque} = \frac{73.4^\circ\text{C} - 18.68^\circ\text{C}}{\frac{0.00476 \text{ m}}{60.5 \frac{\text{W}}{\text{m}^\circ\text{C}} (1.478 \text{ m}^2)} + \frac{0.0254 \text{ m}}{0.043 \frac{\text{W}}{\text{m}^\circ\text{C}} (1.478 \text{ m}^2)}} = 128.35 \text{ W}$$

Análogamente para el cilindro que compone el tanque, considerando el mismo espesor de acero que la placa base y una longitud vertical del cilindro de $L = 3.33 \text{ m}$.

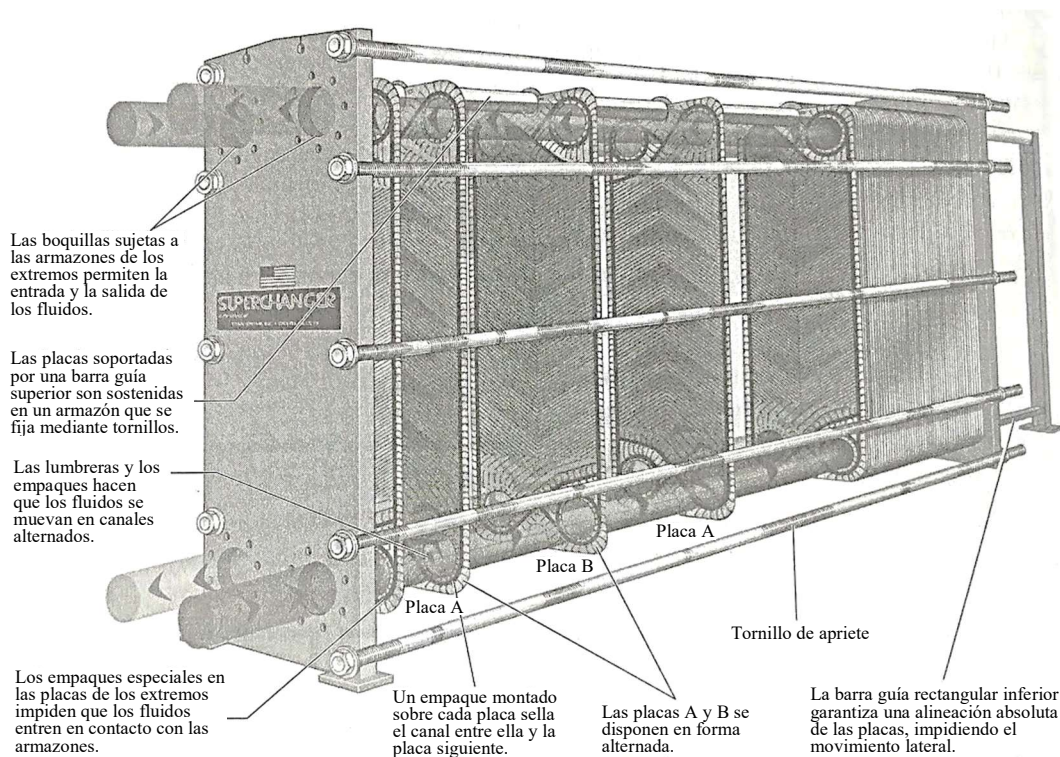
$$\dot{Q}_{cil\ tanque} = \frac{73.4^{\circ}\text{C} - 18.68^{\circ}\text{C}}{\frac{\ln\left(\frac{0.6906\ \text{m}}{0.6858\ \text{m}}\right)}{2\pi(3.33\ \text{m})60.5\ \frac{\text{W}}{\text{m}^{\circ}\text{C}}} + \frac{\ln\left(\frac{0.7160\ \text{m}}{0.6906\ \text{m}}\right)}{2\pi(3.33\ \text{m})0.043\ \frac{\text{W}}{\text{m}^{\circ}\text{C}}}} = 1,362.54\ \text{W}$$

El tanque de almacenamiento aloja el fluido caloportador desde su puesta en marcha salvo que exista alguna reparación y tenga que ser vaciado, por lo tanto, la pérdida de calor se calcula para todo el día mediante la ecuación 24:

$$Q_{tanque} = \dot{Q}_{tanqu} \cdot \Delta t = (1.36 + 0.13)\ \text{kW} (24\ \text{horas}) \left(60\ \frac{\text{min}}{\text{hora}}\right) \left(60\ \frac{\text{s}}{\text{min}}\right) = 128,813\ \text{kJ} \quad \dots\ \text{ecuación 24}$$

El calor requerido en el circuito primario queda contemplado en los cálculos anteriores y atendiendo a las pérdidas del circuito secundario se debe calcular la pérdida de calor que ocurre en el proceso de intercambio entre el fluido caloportador que recorre el circuito primario y el agua de proceso la cual se utilizará en el proceso de malteado. Esta transferencia de calor se realizará con un dispositivo intercambiador de calor de placas y armazón, de líquido hacia líquido como el mostrado en la ilustración 4.6:

Ilustración 4.6 Esquema de intercambiador de calor de placas



Fuente: *Transferencia de calor y masa. Fundamentos y aplicaciones, 2011*

La eficiencia máxima de transferencia de calor en un intercambiador de placas es de 93% (Morales, 2013), la pérdida energética por lo tanto puede suponerse la siguiente (ecuación 25):

$$Q_{ip} = Q_m \cdot (1 - \eta_{ip}) = 418,680 \text{ kJ} (1 - 0.93) = 29,307 \text{ kJ} \quad \dots \text{ecuación 25}$$

donde:

Q_{ip} pérdida de calor en el intercambiador de placas, en [kJ];
 η_{ip} eficiencia del intercambiador de placas, 0.93.

Una vez obtenidas las pérdidas involucradas en el sistema completo (ecuación 26), se calcula el área de captación requerida y así determinar los módulos que se deberán instalar para suministrar la energía necesaria.

$$Q_{TOTAL} = Q_{proceso} + Q_{tub} + Q_{tanque} + Q_{ip} = 764,303 \text{ kJ} \quad \dots \text{ecuación 26}$$

donde:

Q_{TOTAL} energía total por suministrar por el sistema, en [kJ];

Para obtener el área de captación se calcula con la ecuación 27:

$$A_{captación} = \frac{Q_{TOTAL}}{\eta_{captador} \cdot I_d} = \frac{764,303 \text{ kJ}}{(0.39) \cdot 29,304 \frac{\text{kJ}}{\text{m}^2}} = 66.88 \text{ m}^2 \quad \dots \text{ecuación 27}$$

donde:

$A_{captación}$ área de captación solar, en [m²];
 I_d irradiación solar diaria, en [kJ/m²].

El número de módulos (ecuación 28) preliminarmente corresponde al cociente del área de captación entre la superficie reflectante de cada módulo individual.

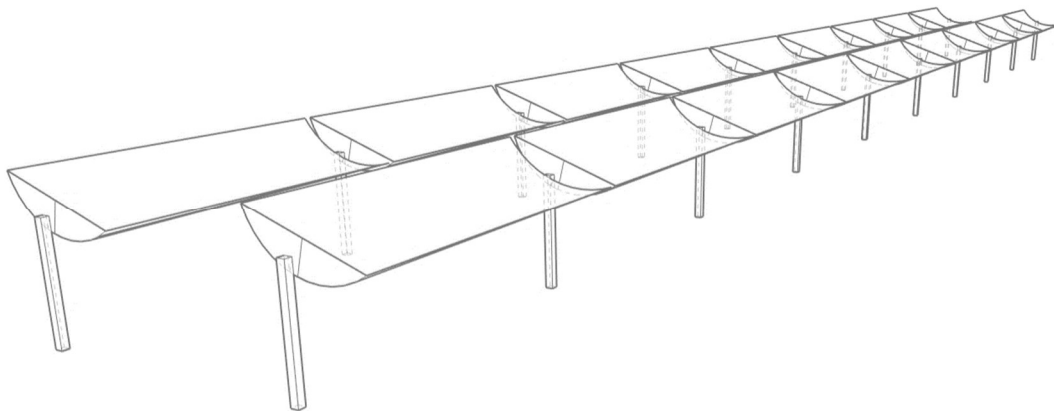
$$\text{No. módulos} = \frac{A_{captación}}{A_{módulo}} = \frac{66.88 \text{ m}^2}{3.68 \text{ m}^2} = 18.18 \quad \dots \text{ecuación 28}$$

donde:

$A_{módulo}$ área de captación solar por módulo, en [m²].

El sistema no se sobredimensionará, por lo que se opta por redondear al número entero inmediato inferior, 18 módulos dispuestos en 2 filas de 9 concentradores cilíndricos parabólicos por fila (véase ilustración 4.7).

Ilustración 4.7 Esquema de disposición de los concentradores solares



Elección de bomba principal

Una vez calculado el número de colectores necesarios para satisfacer la demanda y revisando que el área de instalación tenga las dimensiones suficientes para disponer los equipos, se realiza el trazo de la instalación hidráulica. A partir de la longitud de tubería, el número de accesorios y conexiones necesarios en el sistema hidráulico se estiman las pérdidas de carga hidráulica asociadas.

Para realizar la estimación se utiliza la ecuación de Darcy-Weisbach (*ecuación 29*) para el cálculo de pérdidas en tuberías para cualquier tipo de fluido incompresible:

$$h_f = f \frac{L V^2}{d_i 2g} \quad \dots \text{ecuación 29}$$

donde:

- h_f pérdida de carga hidráulica por fricción, en [m];
- L longitud de tubo, en [m];
- g aceleración de la gravedad, 9.81 [m/s²].

El factor de fricción de Darcy, utilizado para conocer la pérdida térmica del sistema hidráulico fue calculado para el escenario más desfavorable cuando diferencia entre la temperatura ambiente y la temperatura de operación es máxima. En esta ocasión, el escenario más desfavorable es para la temperatura en la cual el número de Reynolds es menor y, por lo tanto, el factor de fricción es mayor, esto ocurre en la temperatura mínima operación, es decir, a 70°C.

Para los diferentes materiales utilizados en la instalación hidráulica existen distintas rugosidades absolutas, esto ocasiona que el factor de fricción cambie. Los materiales para la conducción se muestran en la tabla 4.3, junto con las condiciones de operación y la pérdida de carga hidráulica ocurrida a lo largo de la tubería:

Tabla 4.3. Condiciones de operación del circuito primario y propiedades de la tubería.

Velocidad media de conducción: 2 m/s
Temperatura de operación: 70 °C
Diámetro interno de tubería: 0.03002 m

Material	ϵ [m]	f	L [m]	h_f [m]
Acero negro	0.00005	0.02349	84.23	13.44
Poliestireno	0.00003	0.02118	57.80	8.32
Acero 316	0.0000015	0.01599	4.80	0.52

Para calcular las pérdidas por accesorio, conexiones y piezas especiales se utiliza la ecuación 30:

$$h_k = k \frac{V^2}{2g} \quad \dots \text{ecuación 30}$$

donde:

- h_k pérdida por accesorio en [m];
- k coeficiente de pérdida por accesorio, sin dimensiones.

Las piezas utilizadas con su respectivo coeficiente de pérdida se presentan en la tabla 4.4:

Tabla 4.4. Coeficiente de pérdida por accesorio (k)

Piezas que producen pérdida	k
Entrada	2.75
Medidor de caudal	2.50
Codo 90°	0.90
Codo de 45°	0.75
Cople	0.40
Tee con pasada directa	0.60
Manómetro	2.5
Tuerca unión	0.5
Válvula de esfera completamente abierta	0.05
Válvula de retención	2.5

Para determinar la carga hidráulica que debe proporcionar la bomba se utiliza la ecuación de la energía (ecuación 31), donde en el primer sumando de cada lado de la igualdad se encuentra la carga de posición, en el segundo sumando se expresa la carga de presión que se calcula como el cociente de la presión en la tubería entre el peso específico del líquido, el tercer sumando representa la carga de velocidad cuyo valor es la razón de la velocidad media del fluido en la tubería entre dos veces la gravedad.

$$Z_0 + \frac{p_0}{\gamma} + \frac{v_0^2}{2g} + H_B = z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} + h_r \quad \dots \text{ecuación 31}$$

donde:

- Z altura desde una cota de referencia, en [m];
- P presión al interior de la tubería, en [Pa];
- γ peso específico del fluido, en [kg/m³];
- g aceleración gravitacional, 9.81 [m/s²].

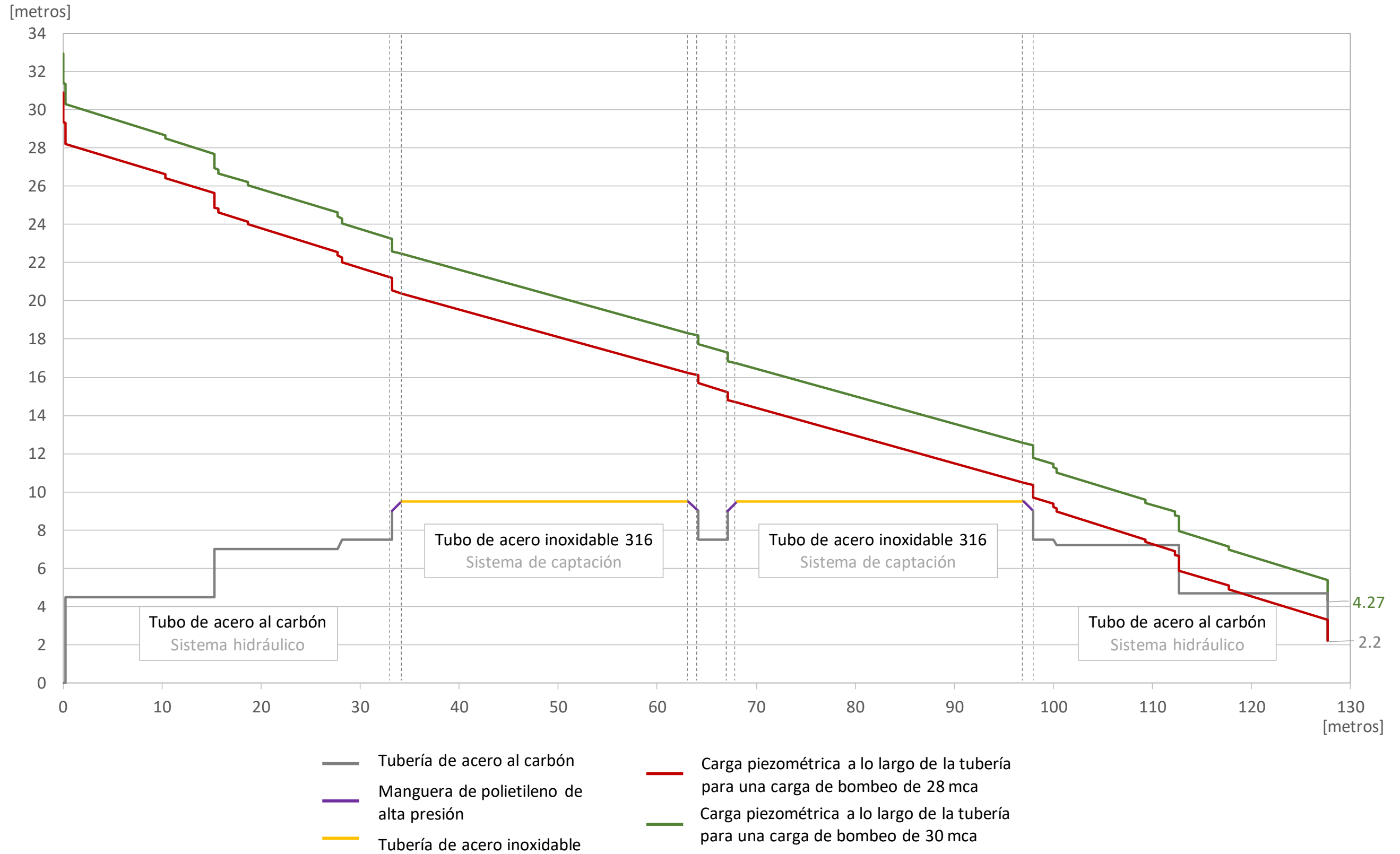
En este caso la ecuación de la energía se analiza entre la salida de la bomba y la salida al final de la tubería, esta aplicación tiene algunas reducciones pues la carga de presión en la salida es nula al encontrarse a presión atmosférica, la velocidad del líquido tanto en la salida de la bomba como a la salida de la tubería son iguales y la posición de la bomba coincide con el plano de referencia, quedando la siguiente reducción de la ecuación 31:

$$Z_0 + \frac{p_0}{\gamma} + H_B + \frac{v_0^2}{2g} = z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} + h_r \quad \dots \text{ecuación 32}$$

$$3.5 \text{ m} + H_B = 2.22 \text{ m} + 0.204 \text{ m} + 29.23 \text{ m}; \quad H_B = 27.95 \text{ m}$$

La carga de bombeo debe ser como mínimo de 27.95 m y se revisa que durante el recorrido de la tubería para una carga hidráulica de bombeo de 28 metros no existan pérdidas de presión donde la carga piezométrica se abata por debajo de la carga de posición generando que se detenga la trayectoria del fluido, por ello se realiza el perfil altimétrico mostrado a continuación:

Figura 4.1 Perfil altimétrico



Se puede observar que existen presiones negativas en la tubería en varios puntos para una carga de bombeo de 28 metros, por lo que se propone una bomba de alta temperatura que proporcione una carga de 30 metros que no impida el flujo del líquido.

4.6 Beneficios ambientales

Actualmente en la planta cervecera se utilizan calderas que funcionan quemando gas licuado de petróleo para elevar la temperatura del agua, lo que implica cierta cantidad de emisiones que suelen estimarse a partir de las eficiencias teóricas de estas máquinas térmicas. La eficiencia típica de una caldera de gas ordinario es de 55% (Cengel, 2011) y según el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (2014) el poder calorífico neto del gas LP es de 46.16 MJ/kg con una densidad promedio de 0.525 kg/l, por lo que cada litro de gas LP entrega una cantidad de energía total en la combustión de 24.234 MJ. Sin embargo, la energía útil entregada por el horno se reduce por la eficiencia propia del horno quedando lo siguiente (ecuación 33):

$$Q_{\text{útil,horno}} = Q_{\text{comb}} \cdot \eta_{\text{horno}} = 24.234 \text{ MJ/l} (0.55) = 13.33 \text{ MJ/l} \quad \dots \text{ecuación 33}$$

donde:

- $Q_{\text{útil,horno}}$ energía útil entregada por el horno, en [MJ/l];
- Q_{comb} energía producto de la combustión, en [MJ/l];
- η_{horno} eficiencia de horno con gas ordinario, 55%.

Estimando la energía entregada anualmente por el sistema termosolar se considera que el promedio de la radiación normal directa es de 6.61 kWh/m² al día, equivalente a 23,796 kJ/m². Tomando en cuenta el área de captación propuesta para el sistema el calor entregado se calcula con la ecuación 34:

$$A_{\text{captación}} \cdot \eta_{\text{captador}} \cdot I_d = Q_{\text{útil,CCP}} = 66.88 \text{ m}^2 \cdot 0.39 \cdot 23,796 \frac{\text{kJ}}{\text{m}^2} = 620,675.83 \text{ kJ} \quad \dots \text{ecuación 34}$$

donde:

- $Q_{\text{útil,CCP}}$ energía útil entregada por el sistema de captación, en [MJ/l].

De lo resuelto con anterioridad se puede considerar que las pérdidas de calor asociadas al sistema hidráulico y al intercambiador de calor son de 27.4% por lo que la energía final entregada es la siguiente (ecuación 35):

$$Q_{\text{útil,final}} = Q_{\text{útil,CCP}} \cdot (1 - 27.4\%) = 620.675 \text{ MJ} (1 - 27.4\%) = 450.5 \text{ MJ} \quad \dots \text{ecuación 35}$$

donde:

- $Q_{\text{útilfinal}}$ energía útil entregada para el proceso, en [MJ/l].

Una vez obtenidas las cantidades de energía entregados por ambos sistemas se determina el volumen de combustible que estará siendo desplazado diariamente por la implementación del sistema termosolar mediante la ecuación 35:

$$\frac{Q_{\text{útil,final}}}{Q_{\text{útil,horno}}} = \frac{450.5 \text{ MJ}}{13.33 \text{ MJ/l}} = 33.8 \text{ l} \quad \dots \text{ecuación 35}$$

Finalmente, el factor de emisión para gas LP obtenido por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (2014) es de 1.58 kg CO₂/l, por lo que cada día de que opere el sistema se reducirán 53.4 kg de CO₂ emitido a la atmósfera. La planta opera seis días a la semana, en promedio anualmente opera 312 días. Calculando la reducción anual de emisiones de dióxido de carbono con la ecuación 36 se obtiene:

$$\text{Reducción de emisiones de CO}_2 = 53.4 \frac{\text{kg de CO}_2}{\text{día}} \cdot 312 \text{ días} = 16,661 \frac{\text{kg de CO}_2}{\text{año}} \quad \dots \text{ecuación 36}$$

Capítulo 5. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA

El estudio de factibilidad económica consiste en construir un instrumento para la toma de decisiones. Es necesario cubrir tanto las características técnicas como las económicas, por ello, el análisis debe ser lo más completo posible. En este caso se tomará en cuenta las condiciones locales de mercado y los incentivos pues son factores que afectan la viabilidad del proyecto de manera importante.

5.1 Presupuesto

A partir de lo obtenido de la ingeniería de proyecto se asigna un determinado monto de capital basado en los precios actuales del mercado y tabuladores de obra correspondientes (*tabla 5.1*). Este presupuesto se considera como inversión inicial, pues el proyecto también debe considerar gastos operativos y de mantenimiento a lo largo de la vida útil del sistema.

Tabla 5.1. Datos de inversión del sistema solar térmico.

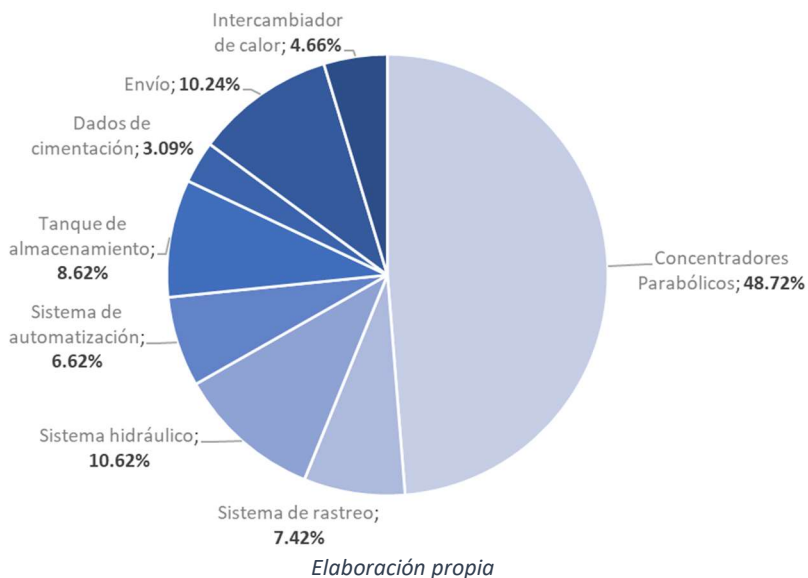
Concepto de inversión	Cantidad	Unidad	Costo unitario \$MXN	Total \$MXN
Concentradores parabólicos	18	pza	18,400.00	331,200.00
Sistema de rastreo	1	Evento	50,453.24	50,453.24
Sistema hidráulico	1	Evento	72,225.03	72,225.03
Sistema de automatización	1	Evento	45,000.00	45,000.00
Tanque de almacenamiento	1	pza	58,627.59	58,627.59
Dados de cimentación	22	pza	955.73	21,026.14
Envío	1	Evento	69,600.00	69,600.00
Intercambiador de calor	1	pza	31,657.76	31,657.76
Inversión subtotal en el sistema térmico solar				679,789.75
IVA				108,766.36
Inversión total en el sistema térmico solar				788,556.11

De la tabla anterior se puede observar que el concepto de mayor ponderación son los concentradores parabólicos con el monto de capital más representativo, 48.72% del monto total destinado a la inversión inicial del proyecto. Por otro lado, es importante considerar el sistema hidráulico como determinante dentro del presupuesto que en este caso representa 10.62%, esto no solamente por los equipos de bombeo que dependiendo el flujo requerido y las temperaturas del fluido puede incrementar la inversión, pero por la longitud de tubería, es decir, lo retirado que se encuentren tanto el sistema de captación como de almacenamiento de los procesos que se desean intervenir.

El traslado de los concentradores parabólicos al sitio del proyecto determinado por el proveedor se contempla en el concepto de envío, donde también se considera la disposición de los equipos a nivel de terreno. Este concepto se encuentra por debajo del sistema hidráulico dentro del ponderado del proyecto.

El tanque de almacenamiento también es un concepto a considerar como importante dentro del presupuesto. La colocación de este elemento en la planta o sitio del proyecto no es depreciable, pues para volúmenes grandes de almacenamiento el desplante puede complicarse y requerir grúas para realizar la maniobra como es el caso en este proyecto. La gráfica 5.1 muestra la aportación por partida para el presupuesto de inversión inicial.

Gráfica 5.1 Aportación por partida presupuestal

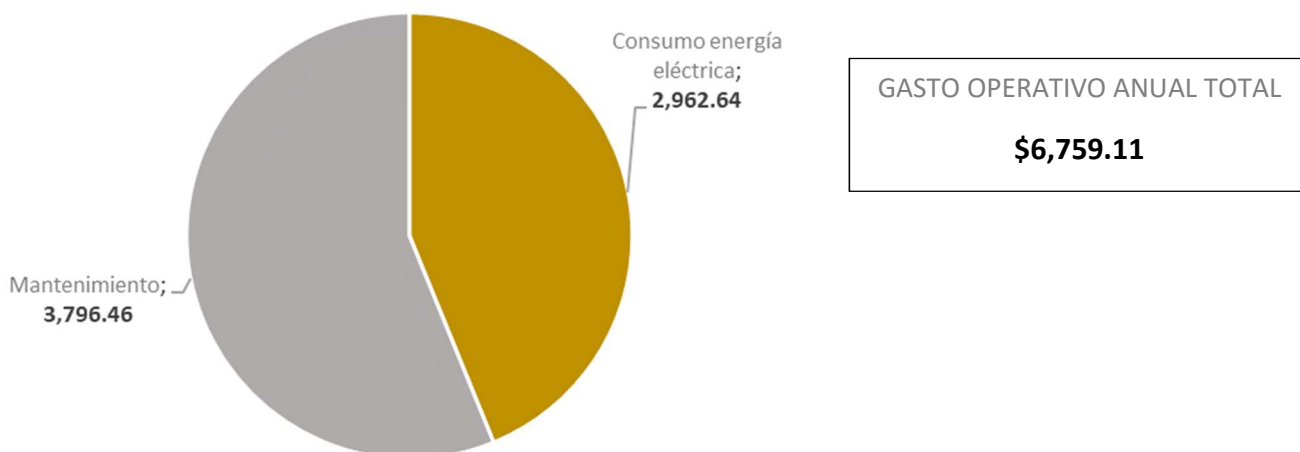


Lo presupuestado para la partida de gastos operativos contempla lo siguiente:

El consumo eléctrico requerido por el sistema de bombeo (bomba de circuito primario y secundario y la bomba para el agua de reposición), por el sistema de rastreo y por el sistema de instrumentación y control.

El mantenimiento preventivo del equipo como engrasar chumaceras, el recubrimiento de pintura negra del tubo receptor y la limpieza del equipo por lo menos cuatro veces por año según lo recomendado por la Comisión Naional para el Uso Eficiente de la Energía. La gráfica 5.2 muestra la aportación de cada concepto dentro de lo presupuestado para gastos operativos para el primer año de operación.

Gráfica 5.2 Aportación por gastos operativos



5.2 Indicadores financieros

La implementación de un proyecto requiere de análisis de rentabilidad, tomando en cuenta que la inversión se encuentra siempre en riesgo y que se desea plantear escenarios que ayuden a la toma de decisiones para intentar mitigar ese riesgo. Para conocer la rentabilidad de la propuesta presentada y dado que la implementación del sistema resulta de la sustitución parcial de combustible utilizado actualmente se plantea la implementación como un problema de minimización de costos relativos al desplazamiento del gas licuado de petróleo.

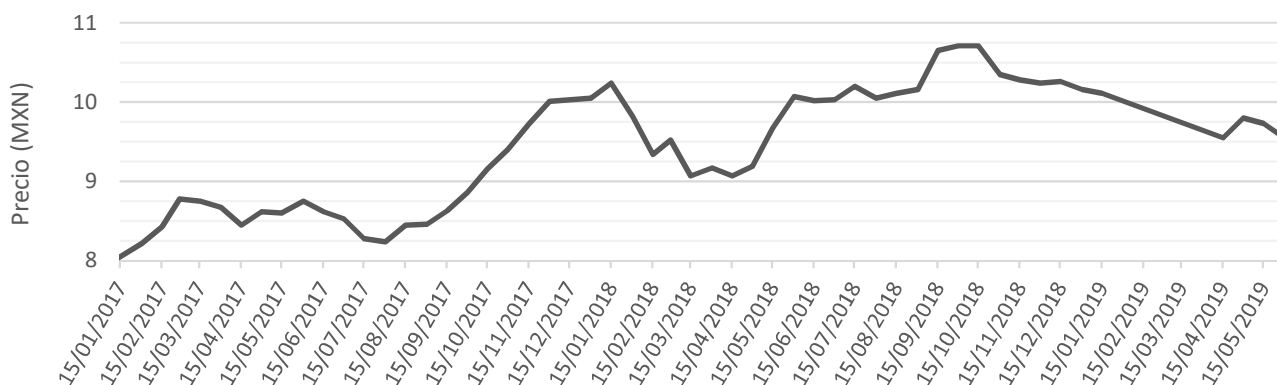
Como respuesta a los problemas asociados al abuso de los hidrocarburos y el carbono y en referencia a la diversificación de la matriz energética como una de las directrices para reducir la emisión de gases de efecto invernadero se llevaron a cabo cambios en materia fiscal para incentivar el desarrollo e implementación de proyectos para la generación de energía proveniente de fuentes renovables. La nueva Ley de Impuesto Sobre la Renta en el artículo 34 fracción XIII contempla la deducción del impuesto al 100% para maquinaria y equipo para los proyectos anteriormente descritos. Esto representa un ahorro en el primer año de 30% del proyecto tasa establecida de ISR para personas morales que se verá reflejado en el flujo neto de efectivo (FNE).

5.2.1 Ahorros por sustitución de combustible

En el año 2017 como parte de la reforma energética se inicia la liberación del precio de los energéticos, es decir, los precios serán determinados bajo condiciones de mercado y por la dinámica de la oferta y la demanda aplicable a todo el territorio nacional. Al margen de esta liberación, los precios de venta deben ser reportados a la Comisión Reguladora de Energía, lo que permite tener registro de estos datos y que son publicados por la misma dependencia.

El registro de los precios promedio de venta al público reportado por los distribuidores corresponde al estado de Guanajuato donde se implementará el sistema. La gráfica 5.3 presenta el comportamiento que ha tenido desde la liberación del precio.

Gráfica 5.3 Precio promedio de venta al público reportado por distribuidores en el estado de Guanajuato

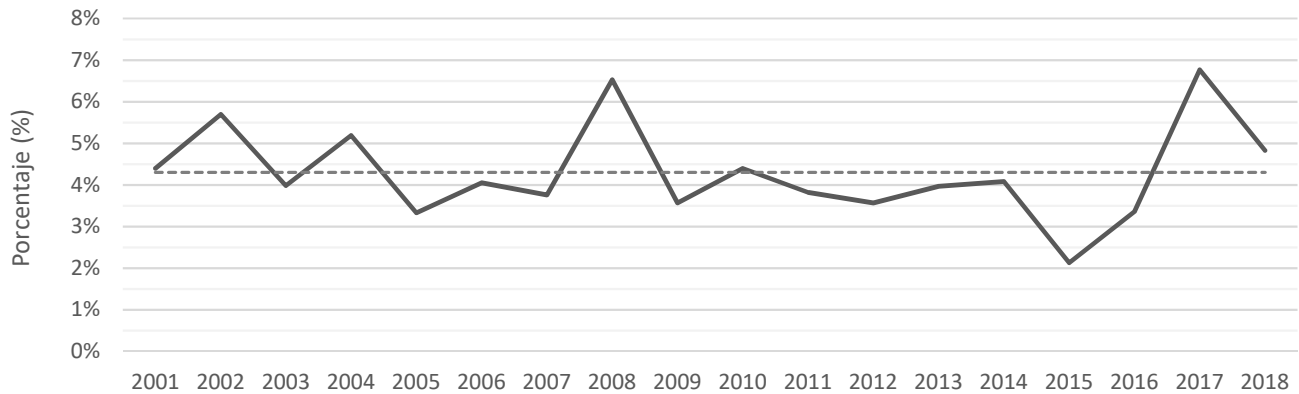


Fuente: Comisión Reguladora de Energía

El primer registro obtenido es del día 11 de enero de 2017 con un valor de 8.01 pesos mexicanos por litro de combustible, el precio promedio máximo se registra para la fecha 15 de octubre del año 2018 con un valor de 10.71 pesos por litro, lo que significa un incremento de 33.75% en un periodo de 22 meses. A partir de esa fecha el valor del energético ha descendido hasta 9.54 pesos por litro. Por lo anterior se puede observar que el

comportamiento no es consistente para realizar una predicción a partir de los registros históricos, por lo que el valor del gas LP a través del tiempo se ajusta con un valor de inflación promedio de los últimos 18 años. Según datos del INEGI, presentados en la gráfica 5.4, en los tres sexenios pasados la inflación ha tenido un valor promedio de 4.30%.

Gráfica 5.4 Tasa de inflación anual en el periodo 2001-2018



Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Geografía

De esta manera, se puede calcular el ahorro utilizando el volumen promedio diario de combustible desplazado por el sistema termosolar obtenido anteriormente para estimar la reducción de gases de dióxido de carbono, siendo 33.8 litros de gas LP. Para los 312.86 días de operación anual promedio de la planta y el precio de combustible de 9.54 pesos por litro se obtiene el siguiente ahorro anual:

$$33.8 \frac{l}{día} (312.86 \text{ días}) 9.54 \frac{\text{pesos}}{\text{litro}} = 100,879.75 \text{ pesos}$$

Dado que el rendimiento del captador solar tiende a disminuir por el ensuciamiento de la superficie reflectante y la degradación causada por la intemperie se considera una reducción del desplazamiento de combustible a una tasa del 2% anual, lo cual reduce el ahorro a lo largo del tiempo. La tabla 5.2 presenta el flujo de efectivo contemplado por el ahorro de combustible en la vida útil del equipo.

Tabla 5.2. Ahorro de combustible anual

Año	Ahorro de combustible anual
1	\$100,879.75
2	\$103,115.43
3	\$105,400.65
4	\$107,736.52
5	\$110,124.15
6	\$112,564.70
7	\$115,059.33
8	\$117,609.25
9	\$120,215.68
10	\$122,879.87

Continuación Tabla 5.2: Ahorro de combustible anual

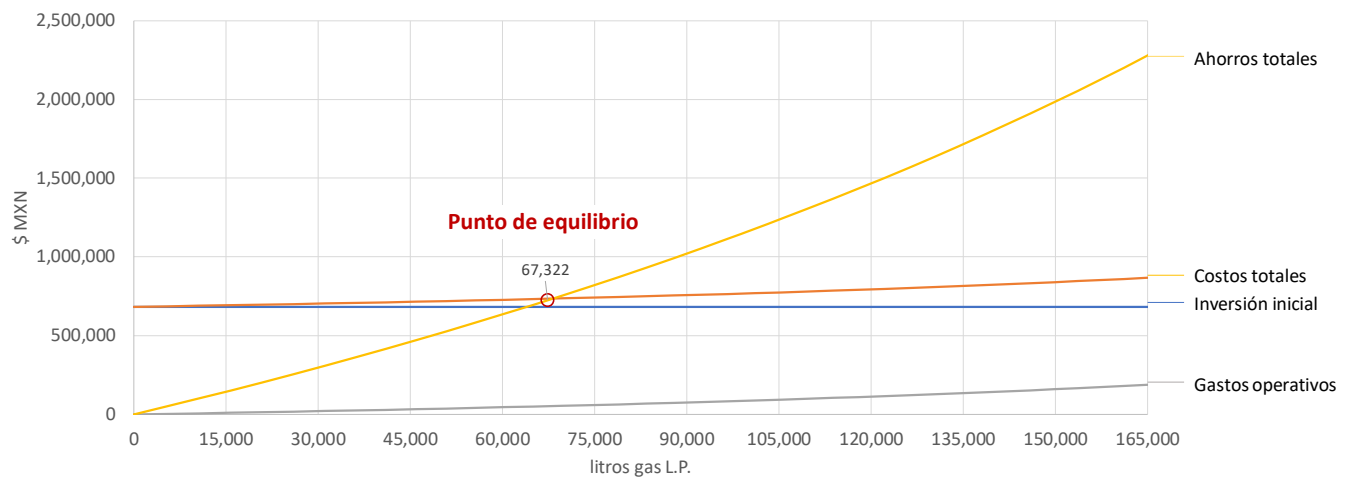
11	\$125,603.11
12	\$128,386.70
13	\$131,231.97
14	\$134,140.31
15	\$137,113.10
16	\$140,151.77
17	\$143,257.78
18	\$146,432.63
19	\$149,677.83
20	\$152,994.96

5.2.2 Punto de equilibrio

Conocido el desplazamiento de combustible anual y el ahorro estimado por los mismos uno de los indicadores principales dentro del análisis financiero se refiere a la producción necesaria para cubrir los costos tanto de inversión como los asociados a la operación y al mantenimiento.

La producción de energía térmica se ve disminuida por la eficiencia del sistema de captación mientras que los gastos operativos se mantienen en términos de costo real, lo que significa que a través del tiempo aumentarán por lo menos a una tasa inflacionaria promedio tal como se plantea para el precio del gas L.P. La siguiente gráfica presenta ambos comportamientos.

Gráfica 5.5 Punto de equilibrio



Los costos y los ahorros totales presentan un comportamiento similar al tiempo, pues el incremento de ambos está basado en la misma tasa inflacionaria, esto quiere decir que el aumento existe cada que se alcanza la producción anual estimada en ambos casos. Los aumentos se muestran en la tabla 5.3:

Tabla 5.3 Flujos estimados con referencia al desplazamiento de combustible

Litros desplazados	Precio por litro	Gastos operativos por litro	Ahorro efectivo por litro	Ahorro efectivo
10,574.40	9.54	0.64	8.90	94,120.65
20,937.31	9.74	0.65	9.10	190,476.97
31,092.96	9.95	0.65	9.30	289,118.52
41,045.50	10.16	0.66	9.50	390,095.93
50,798.99	10.38	0.67	9.71	493,460.97
60,357.40	10.60	0.67	9.93	599,266.56
69,724.65	10.83	0.68	10.15	707,566.79
78,904.56	11.06	0.69	10.37	818,416.93
87,900.86	11.29	0.69	10.60	931,873.51

El valor de desplazamiento de litros de gas L.P. que equivale a energía producida, se obtiene interpolando entre los aumentos anuales, encontrando el punto de equilibrio en 67,322.12 litros de combustible desplazado con un ahorro total acumulado de 724,355.08 pesos de los cuales 679,789.75 provienen de la inversión inicial y 44,565.33 de correspondiente de gastos operativos.

5.2.3 Valor presente neto

A pesar de que las estimaciones calculadas a partir de una tasa inflacionaria promedio pueden ser acercamientos probables para pronósticos de escenarios futuros, para registros históricos consistentes, existen métodos de evaluación económica para calcular la rentabilidad de los proyectos. Uno de los índices más utilizado es el valor presente neto (VPN) que representa el cambio del valor monetario a través del tiempo donde suele recomendarse que la tasa utilizada en los cálculos sea referente a los Certificados de la Tesorería de la Federación también conocidos como Cetes que son títulos de crédito al portador emitidos por el Gobierno que funciona como instrumento de inversión de bajo riesgo.

Para obtener el valor presente neto del proyecto se necesita estimar el flujo neto de efectivo anual (véase tabla 5.4), esto significa que se cuantificarán los ahorros que existen a lo largo de la vida útil del proyecto, descontando aquellos gastos que lo disminuyen resultando así el ahorro anual efectivo y sumando las depreciaciones del equipo como parte del ahorro fiscal que en este caso será el 30% del monto del proyecto por la legislación del Impuesto Sobre la Renta antes mencionado.

Tabla 5.4. Flujo neto efectivo anual

Año	Litros desplazados	Precio por litro	(+) Ahorro de combustible	(-) Gastos operativos	(=) Ahorro anual efectivo	(+) Depreciación	(=) Flujo neto efectivo
1	10,574.40	9.54	100,879.75	6,759.11	94,120.65	203,936.93	298,057.57
2	10,362.91	9.95	103,115.43	7,049.90	96,065.53	-	96,065.53
3	10,155.65	10.38	105,400.65	7,353.20	98,047.45	-	98,047.45
4	9,952.54	10.83	107,736.52	7,669.55	100,066.97	-	100,066.97
5	9,753.49	11.29	110,124.15	7,999.51	102,124.64	-	102,124.64
6	9,558.42	11.78	112,564.70	8,343.67	104,221.03	-	104,221.03
7	9,367.25	12.28	115,059.33	8,702.63	106,356.70	-	106,356.70
8	9,179.90	12.81	117,609.25	9,077.04	108,532.21	-	108,532.21
9	8,996.31	13.36	120,215.68	9,467.55	110,748.13	-	110,748.13
10	8,816.38	13.94	122,879.87	9,874.87	113,005.00	-	113,005.00
11	8,640.05	14.54	125,603.11	10,299.71	115,303.40	-	115,303.40
12	8,467.25	15.16	128,386.70	10,742.82	117,643.87	-	117,643.87
13	8,297.91	15.82	131,231.97	11,205.00	120,026.97	-	120,026.97
14	8,131.95	16.50	134,140.31	11,687.07	122,453.24	-	122,453.24
15	7,969.31	17.21	137,113.10	12,189.87	124,923.23	-	124,923.23
16	7,809.92	17.95	140,151.77	12,714.31	127,437.46	-	127,437.46
17	7,653.73	18.72	143,257.78	13,261.30	129,996.48	-	129,996.48
18	7,500.65	19.52	146,432.63	13,831.83	132,600.79	-	132,600.79
19	7,350.64	20.36	149,677.83	14,426.91	135,250.92	-	135,250.92
20	7,203.62	21.24	152,994.96	15,047.59	137,947.37	-	137,947.37

Una vez obtenido el flujo neto efectivo (FNE) este será disminuido por un factor que intente simular el valor de cada cantidad anual llevada a un escenario futuro a partir de una tasa base la cual debe ser referencia de la tasa de ganancia de esta cantidad si fuese invertida en algún banco, empresa o instrumento de inversión. La tasa de interés utilizada (i) en esta ocasión es la última reportada para los Cetes a 364 días, el Banco de México publicó que para la fecha del 20 de junio del 2019 la tasa alcanza un valor 8.16%. Esta tasa se duplicará para estresar el valor presente neto al nivel de mercado financiero convencional. Utilizando la ecuación 37 queda de la siguiente manera:

$$VPN = \frac{FNE}{(1 + i)^n} \quad \dots \text{ecuación 37}$$

donde:

- VPN valor presente neto, en [\$(MXN)];
- FNE flujo neto de efectivo, en [\$(MXN)];
- i tasa de interés, 16.32%;
- n año de operación del sistema.

El resultado se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5.5. Valor presente neto del proyecto.

Año	Flujo neto de efectivo	Factor de interés $(1 + i)^{-n}$	Flujo neto de efectivo descontado
1	298,057.57	0.86	256,239.32
2	96,065.53	0.74	71,000.07
3	98,047.45	0.64	62,297.86
4	100,066.97	0.55	54,660.44
5	102,124.64	0.47	47,957.72
6	104,221.03	0.40	42,075.47
7	106,356.70	0.35	36,913.40
8	108,532.21	0.30	32,383.48
9	110,748.13	0.26	28,408.40
10	113,005.00	0.22	24,920.33
11	115,303.40	0.19	21,859.68
12	117,643.87	0.16	19,174.17
13	120,026.97	0.14	16,817.90
14	122,453.24	0.12	14,750.57
15	124,923.23	0.10	12,936.81
16	127,437.46	0.09	11,345.58
17	129,996.48	0.08	9,949.63
18	132,600.79	0.07	8,725.03
19	135,250.92	0.06	7,650.80
20	137,947.37	0.05	6,708.50
	Suma		786,775.18
	Inversión inicial		679,789.75
	Valor presente neto		106,985.43

5.2.4 Periodo de recuperación de la inversión

Utilizando la tabla anterior se calculará el periodo de recuperación de la inversión encontrando una curva de ajuste, para ello del flujo neto de efectivo descontado se obtiene el flujo acumulado para calcular el periodo de recuperación de la inversión a partir de la regresión cuadrática. De la tabla 5.6 se puede intuir que se recupera alrededor de los 11 años de operación.

Tabla 5.6. Flujo neto efectivo descontado anual

Año	Flujo neto de efectivo descontado	Acumulado a valor presente
1	256,239.32	256,239.32
2	71,000.07	327,239.39
3	62,297.86	389,537.25
4	54,660.44	444,197.70
5	47,957.72	492,155.42
6	42,075.47	534,230.89
7	36,913.40	571,144.30
8	32,383.48	603,527.78
9	28,408.40	631,936.18
10	24,920.33	656,856.51
11	21,859.68	678,716.19
12	19,174.17	697,890.36
13	16,817.90	714,708.26
14	14,750.57	729,458.83
15	12,936.81	742,395.64

Continuación Tabla 5.6: Flujo neto de efectivo descontado anual acumulado.

Año	Flujo neto de efectivo descontado	Acumulado a valor presente
16	11,345.58	753,741.22
17	9,949.63	763,690.85
18	8,725.03	772,415.88
19	7,650.80	780,066.68
20	6,708.50	786,775.18

El método consiste en encontrar una ecuación de segundo grado que mejor se ajuste al conjunto de datos de pares ordenados, en este caso siendo las abscisas el acumulado de flujo efectivo neto reducido a valor presente y para el eje de las ordenadas el año de operación. La forma general de la ecuación es la siguiente (ecuación 38):

$$y = ax^2 + bx + c \quad \dots \text{ecuación 38}$$

Los parámetros a , b y c se despejan del siguiente sistema de ecuaciones:

$$\sum y = a \sum x^2 + b \sum x + n c \quad \dots \text{ecuación 39}$$

$$\sum xy = a \sum x^3 + b \sum x^2 + c \sum x \quad \dots \text{ecuación 40}$$

$$\sum x^2y = a \sum x^4 + b \sum x^3 + c \sum x^2 \quad \dots \text{ecuación 41}$$

Donde:

n número de pares ordenados, 20

Se realiza la tabla 5.7 para obtener los valores de las variables conocidas:

Tabla 5.7. Cálculo de las variables conocidas.

x	y	x ²	x ³	x ⁴	xy	x ² y	
1	256,239.32	1	1	1	256,239	256,239	
2	327,239.39	4	8	16	654,479	1,308,958	
3	389,537.25	9	27	81	1,168,612	3,505,835	
4	444,197.70	16	64	256	1,776,791	7,107,163	
5	492,155.42	25	125	625	2,460,777	12,303,886	
6	534,230.89	36	216	1296	3,205,385	19,232,312	
7	571,144.30	49	343	2401	3,998,010	27,986,071	
8	603,527.78	64	512	4096	4,828,222	38,625,778	
9	631,936.18	81	729	6561	5,687,426	51,186,831	
10	656,856.51	100	1000	10000	6,568,565	65,685,651	
11	678,716.19	121	1331	14641	7,465,878	82,124,659	
12	697,890.36	144	1728	20736	8,374,684	100,496,212	
13	714,708.26	169	2197	28561	9,291,207	120,785,695	
14	729,458.83	196	2744	38416	10,212,424	142,973,930	
15	742,395.64	225	3375	50625	11,135,935	167,039,019	
16	753,741.22	256	4096	65536	12,059,860	192,957,753	
17	763,690.85	289	4913	83521	12,982,744	220,706,656	
18	772,415.88	324	5832	104976	13,903,486	250,262,746	
19	780,066.68	361	6859	130321	14,821,267	281,604,072	
20	786,775.18	400	8000	160000	15,735,504	314,710,073	
Σ	210	12,326,924	2,870	44,100	722,666	146,587,494	2,100,859,536

Sustituyendo en el sistema de ecuaciones (39, 40 y 41):

$$\begin{aligned}12,326,924 &= 2,870 a + 210 b + 20 c \\146,587,494 &= 44,100 a + 2,870 b + 210 c \\2,100,859,536 &= 722,666 a + 44,100 b + 2,870 c\end{aligned}$$

Resolviendo el sistema se obtiene los siguientes valores para los parámetros:

$$\begin{aligned}a &= -1,612.3 \\b &= 59,653 \\c &= 221,338\end{aligned}$$

La ecuación 38 de segundo grado queda de la siguiente manera:

$$y = -1,612.3 x^2 + 59,653 x + 221,338$$

Para la ecuación anterior se sustituye la inversión inicial que está en función del tiempo para encontrar el periodo de recuperación, obteniendo el siguiente resultado:

$$PRI = 10.9 \text{ años}$$

5.2.5 Tasa interna de retorno

Finalmente, la tasa interna de retorno representa la capacidad de capitalización del proyecto, es decir, la tasa a la cual el proyecto genera ganancias, en este caso ahorros, y se contrasta con la tasa utilizada para el cálculo de valor presente neto.

Por definición, la tasa interna de retorno es la tasa para la que el valor presente neto es nulo, realizando el mismo procedimiento, pero sustituyendo la tasa de ceses duplicada por un valor con el que la suma del flujo neto efectivo descontado a lo largo de la vida útil se iguala al monto de la inversión inicial.

$$\text{Para } VPN = 0; \quad i = 19.77\% = TIR$$

Para poder comprender la rentabilidad del proyecto se compara de la siguiente manera. Si la diferencia de la tasa interna de retorno menos la tasa de interés utilizada para el valor presente neto resulta positivo el proyecto se puede considerar rentable, por lo contrario, si el resultado es negativo se puede entender como un proyecto que no es rentable y que por tanto la inversión no es recomendable. En nuestro caso la diferencia es la siguiente:

$$TIR - i_{VPN} = 19.77\% - 16.32\% = 3.45\%$$

Capítulo 6. CONCLUSIONES

Así como la principal consecuencia económica del progreso técnico aplicado a la producción de bienes y servicios durante la Revolución Industrial fue la acumulación de capital acelerado, en la actualidad la gestión de los avances científicos se enfrenta a una base industrial sostenida por un sistema financiero globalizado donde maximizar utilidades no sólo debe centrarse en un enfoque financiero sino en el desarrollo sostenible del sector. La seguridad energética nacional se presenta vulnerable ante la inestabilidad del mercado, dado que el principal suministro de energía proviene de fuentes no renovables que, por definición, son agotables en el tiempo y cuya demanda en el territorio no se ha podido satisfacer en los últimos años, por tanto, nuestra independencia energética requiere reestructurar la oferta de los energéticos para garantizar el suministro a futuras generaciones.

La integración de tecnologías que aprovechen las fuentes de energía renovable en el sector industrial responderá en principio a la rentabilidad que pueda presentar el proyecto de ingeniería, la toma de decisiones tomará en cuenta que la implementación no incremente los costos de producción, ni que comprometa a la producción misma en algún sentido. De este modo, los sistemas de energía solar térmica no solamente deben considerar que el combustible a sustituir represente el equivalente al costo del proyecto y su operación, si no también contemplar que es un sistema sustitutivo parcial y que la intermitencia del sistema será respaldada por otra fuente de energía, comúnmente combustibles fósiles que puedan dar continuidad a la generación de calor.

Los resultados obtenidos para los indicadores financieros muestran una clara viabilidad de implementación, al término de la vida útil no solamente se alcanza a cubrir el costo del proyecto a partir de los ahorros estimados por la sustitución de combustible, si no que podría esperarse un superávit que representaría una disminución marginal en el costo de producción según se puede inferir del Valor Presente Neto al ser positivo. Mediante este criterio se acepta o se rechaza un proyecto nuevo si $VPN > 0$ o $VPN < 0$, respectivamente. Por otro lado, la vida útil estimada del sistema termosolar es de 20 años, por lo que un Periodo de Recuperación de la Inversión menor responde a un proyecto viable. Financieramente, la comparación de la tasa duplicada de Cetes contra la tasa interna de retorno también presenta un escenario favorable para la inversión.

Indicadores financieros

$$VPN = \$ 106,985.43$$

$$PRI = 10.9 \text{ años}$$

$$TIR = 19.77\%$$

Viabilidad

$$VPN > 0$$

$$PRI < \text{vida útil (20 años)}$$

$$TIR > \text{tasa de CETES} \times 2 (16.32\%)$$

La política ambiental que se ha implementado para la diversificación de la matriz energética genera una gran ventaja para proyectos de energías renovables, los incentivos fiscales impulsan la incorporación de nuevas tecnologías más eficientes sin la necesidad de esperar a la amortización de los gastos de desarrollo que existen en estos casos. Esta ventaja financiera, sin embargo, no garantiza la viabilidad de todos los proyectos por lo que cada uno de ellos debe analizar si la alternativa para satisfacer la demanda de energía es la correcta. Existen otros combustibles fósiles que suelen presentar un costo más bajo respecto a los kilowatt-hora térmicos generados que el gas licuado de petróleo, como es el caso del gas natural donde una planta de elaboración de cerveza que lo consuma probablemente no encontraría viable un proyecto con las mismas características que el presente.

Si bien cualquier proyecto de inversión está susceptible al riesgo, la implementación de la tecnología renovable genera certidumbre a gran escala para la generación de energía. Como se muestra en el proyecto los gastos

operativos son bajos que para el producto final representa márgenes de utilidad más estables respecto de su energía utilizada a lo largo del tiempo.

El proyecto anterior, entonces, presenta todo lo que requiere el mercado industrial para poder llevarse a cabo, resuelva la necesidad de origen, presente indicadores financieros adecuados y aunque la rentabilidad no es excesiva se lograrán conseguir ahorros al término del horizonte de planeación.

Recordando que es un proyecto de sustitución de combustible fósil y su principal objetivo no es el de conseguir ahorros sustanciales en los costos de producción, sino el de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero que según lo esperado anualmente se reducirían alrededor de 16.6 ton de CO₂, motivo suficiente para considerarlo viable dado la situación climática presente en el escenario mundial.

ANEXOS

ANEXO 1 | Participantes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)

Participant	Signature	Approval(AA), Acceptance(A), Accession(a), Succession(d), Ratification	Participant	Signature	Approval(AA), Acceptance(A), Accession(a), Succession(d), Ratification
Afghanistan	12 Jun 1992	19 Sep 2002	Congo	12 Jun 1992	14 Oct 1996
Albania		3 Oct 1994 a	Cook Islands	12 Jun 1992	20 Apr 1993
Algeria	13 Jun 1992	9 Jun 1993	Costa Rica	13 Jun 1992	26 Aug 1994
Andorra		2 Mar 2011 a	Côte d'Ivoire	10 Jun 1992	29 Nov 1994
Angola	14 Jun 1992	17 May 2000	Croatia	11 Jun 1992	8 Apr 1996 A
Antigua and Barbuda	4 Jun 1992	2 Feb 1993	Cuba	13 Jun 1992	5 Jan 1994
Argentina	12 Jun 1992	11 Mar 1994	Cyprus	12 Jun 1992	15 Oct 1997
Armenia	13 Jun 1992	14 May 1993 A	Czech Republic	18 Jun 1993	7 Oct 1993 AA
Australia	4 Jun 1992	30 Dec 1992	Democratic People's Republic of Korea	11 Jun 1992	5 Dec 1994 AA
Austria	8 Jun 1992	28 Feb 1994	Democratic Republic of the Congo	11 Jun 1992	9 Jan 1995
Azerbaijan	12 Jun 1992	16 May 1995	Denmark	9 Jun 1992	21 Dec 1993
Bahamas	12 Jun 1992	29 Mar 1994	Djibouti	12 Jun 1992	27 Aug 1995
Bahrain	8 Jun 1992	28 Dec 1994	Dominica		21 Jun 1993 a
Bangladesh	9 Jun 1992	15 Apr 1994	Dominican Republic	12 Jun 1992	7 Oct 1998
Barbados	12 Jun 1992	23 Mar 1994	Ecuador	9 Jun 1992	23 Feb 1993
Belarus	11 Jun 1992	11 May 2000 AA	Egypt	9 Jun 1992	5 Dec 1994
Belgium	4 Jun 1992	16 Jan 1996	El Salvador	13 Jun 1992	4 Dec 1995
Belize	13 Jun 1992	31 Oct 1994	Equatorial Guinea		16 Aug 2000 a
Benin	13 Jun 1992	30 Jun 1994	Eritrea		24 Apr 1995 a
Bhutan	11 Jun 1992	25 Aug 1995	Estonia	12 Jun 1992	27 Jul 1994
Bolivia	10 Jun 1992	3 Oct 1994	Eswatini	12 Jun 1992	7 Oct 1996
Bosnia and Herzegovina		7 Sep 2000 a	Ethiopia	10 Jun 1992	5 Apr 1994
Botswana	12 Jun 1992	27 Jan 1994	European Union	13 Jun 1992	21 Dec 1993 AA
Brazil	4 Jun 1992	28 Feb 1994	Fiji	9 Oct 1992	25 Feb 1993
Brunei Darussalam		7 Aug 2007 a	Finland	4 Jun 1992	3 May 1994 A
Bulgaria	5 Jun 1992	12 May 1995	France	13 Jun 1992	25 Mar 1994
Burkina Faso	12 Jun 1992	2 Sep 1993	Gabon	12 Jun 1992	21 Jan 1998
Burundi	11 Jun 1992	6 Jan 1997	Gambia	12 Jun 1992	10 Jun 1994
Cabo Verde	12 Jun 1992	29 Mar 1995	Georgia		29 Jul 1994 a
Cambodia		18 Dec 1995 a	Germany	12 Jun 1992	9 Dec 1993
Cameroon	14 Jun 1992	19 Oct 1994	Ghana	12 Jun 1992	6 Sep 1995
Canada	12 Jun 1992	4 Dec 1992	Greece	12 Jun 1992	4 Aug 1994
Central African Republic	13 Jun 1992	10 Mar 1995	Grenada	3 Dec 1992	11 Aug 1994
Chad	12 Jun 1992	7 Jun 1994	Guatemala	13 Jun 1992	15 Dec 1995
Chile	13 Jun 1992	22 Dec 1994	Guinea	12 Jun 1992	7 May 1993
China	11 Jun 1992	5 Jan 1993	Guinea-Bissau	12 Jun 1992	27 Oct 1995
Colombia	13 Jun 1992	22 Mar 1995	Guyana	13 Jun 1992	29 Aug 1994
Comoros	11 Jun 1992	31 Oct 1994	Haiti	13 Jun 1992	25 Sep 1996

ANEXO 1 | Participantes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)

(Continuación)

Participant	Signature	Approval(AA), Acceptance(A), Accession(a), Succession(d), Ratification	Participant	Signature	Approval(AA), Acceptance(A), Accession(a), Succession(d), Ratification
Honduras	13 Jun 1992	19 Oct 1995	Monaco	11 Jun 1992	20 Nov 1992
Hungary	13 Jun 1992	24 Feb 1994	Mongolia	12 Jun 1992	30 Sep 1993
Iceland	4 Jun 1992	16 Jun 1993	Montenegro		23 Oct 2006 d
India	10 Jun 1992	1 Nov 1993	Morocco	13 Jun 1992	28 Dec 1995
Indonesia	5 Jun 1992	23 Aug 1994	Mozambique	12 Jun 1992	25 Aug 1995
Iran (Islamic Republic of)	14 Jun 1992	18 Jul 1996	Myanmar	11 Jun 1992	25 Nov 1994
Iraq		28 Jul 2009 a	Namibia	12 Jun 1992	16 May 1995
Ireland	13 Jun 1992	20 Apr 1994	Nauru	8 Jun 1992	11 Nov 1993
Israel	4 Jun 1992	4 Jun 1996	Nepal	12 Jun 1992	2 May 1994
Italy	5 Jun 1992	15 Apr 1994	Netherlands	4 Jun 1992	20 Dec 1993 A
Jamaica	12 Jun 1992	6 Jan 1995	New Zealand	4 Jun 1992	16 Sep 1993
Japan	13 Jun 1992	28 May 1993 A	Nicaragua	13 Jun 1992	31 Oct 1995
Jordan	11 Jun 1992	12 Nov 1993	Niger	11 Jun 1992	25 Jul 1995
Kazakhstan	8 Jun 1992	17 May 1995	Nigeria	13 Jun 1992	29 Aug 1994
Kenya	12 Jun 1992	30 Aug 1994	Niue		28 Feb 1996 a
Kiribati	13 Jun 1992	7 Feb 1995	North Macedonia		28 Jan 1998 a
Kuwait		28 Dec 1994 a	Norway	4 Jun 1992	9 Jul 1993
Kyrgyzstan		25 May 2000 a	Oman	11 Jun 1992	8 Feb 1995
Lao People's Democratic Republic		4 Jan 1995 a	Pakistan	13 Jun 1992	1 Jun 1994
Latvia	11 Jun 1992	23 Mar 1995	Palau		10 Dec 1999 a
Lebanon	12 Jun 1992	15 Dec 1994	Panama	18 Mar 1993	23 May 1995
Lesotho	11 Jun 1992	7 Feb 1995	Papua New Guinea	13 Jun 1992	16 Mar 1993
Liberia	12 Jun 1992	5 Nov 2002	Paraguay	12 Jun 1992	24 Feb 1994
Libya	29 Jun 1992	14 Jun 1999	Peru	12 Jun 1992	7 Jun 1993
Liechtenstein	4 Jun 1992	22 Jun 1994	Philippines	12 Jun 1992	2 Aug 1994
Lithuania	11 Jun 1992	24 Mar 1995	Poland	5 Jun 1992	28 Jul 1994
Luxembourg	9 Jun 1992	9 May 1994	Portugal	13 Jun 1992	21 Dec 1993
Madagascar	10 Jun 1992	2 Jun 1999	Qatar		18 Apr 1996 a
Malawi	10 Jun 1992	21 Apr 1994	Republic of Korea	13 Jun 1992	14 Dec 1993
Malaysia	9 Jun 1993	13 Jul 1994	Republic of Moldova	12 Jun 1992	9 Jun 1995
Maldives	12 Jun 1992	9 Nov 1992	Romania	5 Jun 1992	8 Jun 1994
Mali	30 Sep 1992	28 Dec 1994	Russian Federation	13 Jun 1992	28 Dec 1994
Malta	12 Jun 1992	17 Mar 1994	Rwanda	10 Jun 1992	18 Aug 1998
Marshall Islands	12 Jun 1992	8 Oct 1992	Samoa	12 Jun 1992	29 Nov 1994
Mauritania	12 Jun 1992	20 Jan 1994	San Marino	10 Jun 1992	28 Oct 1994
Mauritius	10 Jun 1992	4 Sep 1992	Sao Tome and Principe	12 Jun 1992	29 Sep 1999
Mexico	13 Jun 1992	11 Mar 1993	Saudi Arabia		28 Dec 1994
Micronesia (Federated States of)	12 Jun 1992	18 Nov 1993	Senegal	13 Jun 1992	17 Oct 1994

ANEXO 1 | Participantes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)

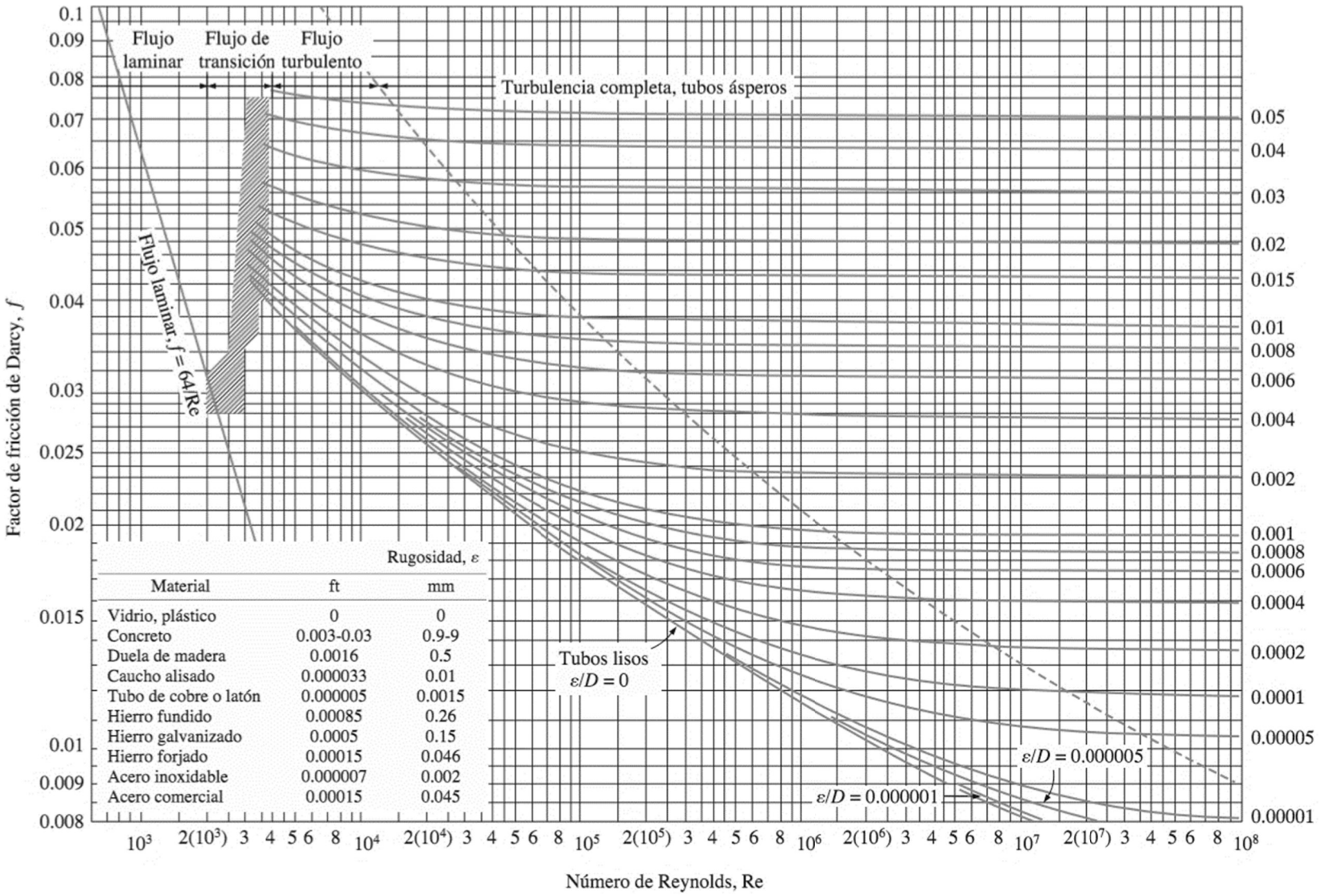
(Continuación)

Participant	Signature	Approval(AA), Acceptance(A), Accession(a), Succession(d), Ratification	Participant	Signature	Approval(AA), Acceptance(A), Accession(a), Succession(d), Ratification
Serbia		12 Mar 2001	Thailand	12 Jun 1992	28 Dec 1994
Seychelles	10 Jun 1992	22 Sep 1992	Timor-Leste		10 Oct 2006
Sierra Leone	11 Feb 1993	22 Jun 1995	Togo	12 Jun 1992	8 Mar 1995
Singapore	13 Jun 1992	29 May 1997	Tonga		20 Jul 1998
Slovakia	19 May 1993	25 Aug 1994	Trinidad and Tobago	11 Jun 1992	24 Jun 1994
Slovenia	13 Jun 1992	1 Dec 1995	Tunisia	13 Jun 1992	15 Jul 1993
Solomon Islands	13 Jun 1992	28 Dec 1994	Turkey		24 Feb 2004
Somalia		11 Sep 2009	Turkmenistan		5 Jun 1995
South Africa	15 Jun 1993	29 Aug 1997	Tuvalu	8 Jun 1992	26 Oct 1993
South Sudan		17 Feb 2014	Uganda	13 Jun 1992	8 Sep 1993
Spain	13 Jun 1992	21 Dec 1993	Ukraine	11 Jun 1992	13 May 1997
Sri Lanka	10 Jun 1992	23 Nov 1993	United Arab Emirates		29 Dec 1995
St. Kitts and Nevis	12 Jun 1992	7 Jan 1993	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	12 Jun 1992	8 Dec 1993
St. Lucia	14 Jun 1993	14 Jun 1993	United Republic of Tanzania	12 Jun 1992	17 Apr 1996
St. Vincent and the Grenadines		2 Dec 1996	United States of America	12 Jun 1992	15 Oct 1992
State of Palestine		18 Dec 2015	Uruguay	4 Jun 1992	18 Aug 1994
Sudan	9 Jun 1992	19 Nov 1993	Uzbekistan		20 Jun 1993
Suriname	13 Jun 1992	14 Oct 1997	Vanuatu	9 Jun 1992	25 Mar 1993
Sweden	8 Jun 1992	23 Jun 1993	Venezuela (Bolivarian Republic of)	12 Jun 1992	28 Dec 1994
Switzerland	12 Jun 1992	10 Dec 1993	Viet Nam	11 Jun 1992	16 Nov 1994
Syrian Arab Republic		4 Jan 1996	Yemen	12 Jun 1992	21 Feb 1996
Tajikistan		7 Jan 1998	Zambia	11 Jun 1992	28 May 1993
			Zimbabwe	12 Jun 1992	3 Nov 1992

ANEXO 2 | Propiedades del agua saturada

Propiedades del agua saturada

Temp., T °C	Presión de saturación, P_{sat} , kPa	Densidad, ρ kg/m ³		Entalpía de vaporización, h_{fg} , kJ/kg	Calor específico, C_p , J/kg · K		Conductividad térmica, k W/m · K		Viscosidad dinámica, μ kg/m · s		Número de Prandtl, Pr	
		Líquido	Vapor		Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	Líquido	Vapor	Líquido	Vapor
0.01	0.6113	999.8	0.0048	2 501	4 217	1 854	0.561	0.0171	1.792×10^{-3}	0.922×10^{-5}	13.5	1.00
5	0.8721	999.9	0.0068	2 490	4 205	1 857	0.571	0.0173	1.519×10^{-3}	0.934×10^{-5}	11.2	1.00
10	1.2276	999.7	0.0094	2 478	4 194	1 862	0.580	0.0176	1.307×10^{-3}	0.946×10^{-5}	9.45	1.00
15	1.7051	999.1	0.0128	2 466	4 185	1 863	0.589	0.0179	1.138×10^{-3}	0.959×10^{-5}	8.09	1.00
20	2.339	998.0	0.0173	2 454	4 182	1 867	0.598	0.0182	1.002×10^{-3}	0.973×10^{-5}	7.01	1.00
25	3.169	997.0	0.0231	2 442	4 180	1 870	0.607	0.0186	0.891×10^{-3}	0.987×10^{-5}	6.14	1.00
30	4.246	996.0	0.0304	2 431	4 178	1 875	0.615	0.0189	0.798×10^{-3}	1.001×10^{-5}	5.42	1.00
35	5.628	994.0	0.0397	2 419	4 178	1 880	0.623	0.0192	0.720×10^{-3}	1.016×10^{-5}	4.83	1.00
40	7.384	992.1	0.0512	2 407	4 179	1 885	0.631	0.0196	0.653×10^{-3}	1.031×10^{-5}	4.32	1.00
45	9.593	990.1	0.0655	2 395	4 180	1 892	0.637	0.0200	0.596×10^{-3}	1.046×10^{-5}	3.91	1.00
50	12.35	988.1	0.0831	2 383	4 181	1 900	0.644	0.0204	0.547×10^{-3}	1.062×10^{-5}	3.55	1.00
55	15.76	985.2	0.1045	2 371	4 183	1 908	0.649	0.0208	0.504×10^{-3}	1.077×10^{-5}	3.25	1.00
60	19.94	983.3	0.1304	2 359	4 185	1 916	0.654	0.0212	0.467×10^{-3}	1.093×10^{-5}	2.99	1.00
65	25.03	980.4	0.1614	2 346	4 187	1 926	0.659	0.0216	0.433×10^{-3}	1.110×10^{-5}	2.75	1.00
70	31.19	977.5	0.1983	2 334	4 190	1 936	0.663	0.0221	0.404×10^{-3}	1.126×10^{-5}	2.55	1.00
75	38.58	974.7	0.2421	2 321	4 193	1 948	0.667	0.0225	0.378×10^{-3}	1.142×10^{-5}	2.38	1.00
80	47.39	971.8	0.2935	2 309	4 197	1 962	0.670	0.0230	0.355×10^{-3}	1.159×10^{-5}	2.22	1.00
85	57.83	968.1	0.3536	2 296	4 201	1 977	0.673	0.0235	0.333×10^{-3}	1.176×10^{-5}	2.08	1.00
90	70.14	965.3	0.4235	2 283	4 206	1 993	0.675	0.0240	0.315×10^{-3}	1.193×10^{-5}	1.96	1.00
95	84.55	961.5	0.5045	2 270	4 212	2 010	0.677	0.0246	0.297×10^{-3}	1.210×10^{-5}	1.85	1.00
100	101.33	957.9	0.5978	2 257	4 217	2 029	0.679	0.0251	0.282×10^{-3}	1.227×10^{-5}	1.75	1.00
110	143.27	950.6	0.8263	2 230	4 229	2 071	0.682	0.0262	0.255×10^{-3}	1.261×10^{-5}	1.58	1.00
120	198.53	943.4	1.121	2 203	4 244	2 120	0.683	0.0275	0.232×10^{-3}	1.296×10^{-5}	1.44	1.00



GLOSARIO

Cambio climático: Se entiende un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables.

Emisiones: Se entiende la liberación de gases de efecto invernadero o sus precursores en la atmósfera en un área y un período de tiempo especificados.

Gases de efecto invernadero: Se entiende aquellos componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropógenos, que absorben y reemiten radiación infrarroja.

Desarrollo Sostenible: El desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la habilidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

Firma sujeta a ratificación, aceptación o aprobación: Firma que constituye un medio de autentificar un tratado y expresa la voluntad del Estado signatario de seguir con el procedimiento hacia la conclusión del tratado.

Ratificación: Acto internacional mediante el cual el Estado indica su consentimiento en obligarse por un tratado, siempre que las partes la hayan acordado como la manera de expresar su consentimiento.

Adhesión: Es el acto por el cual un Estado acepta la oferta o la posibilidad de formar parte de un tratado ya negociado y firmado por otros Estados. Tiene los mismos efectos jurídicos que la ratificación.

Matriz Energética: Es el estudio del sector energético en el que se cuantifica la oferta, demanda y transformación de cada una de las fuentes energéticas al interior del país, así como el inventario de recursos energéticos disponibles.

Desplazamiento de combustible: Se entiende como la sustitución del combustible fósil al utilizar una fuente de energía alterna.

Radiación: Energía emitida por la materia en forma de ondas electromagnéticas (o fotones), como resultado de los cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas.

Conducción: Transferencia de energía de las partículas más energéticas de una sustancia hacia las adyacentes menos energéticas.

Convección: Modo de transferencia de calor entre una superficie sólida y el líquido o gas adyacente que están en movimiento, y comprende los efectos combinados de la conducción y del movimiento del fluido.

BIBLIOGRAFÍA

- Ferrer, Aldo. (2013). *Historia de la Globalización II: la Revolución Industrial y el Segundo Orden Mundial*. Argentina: Fondo de Cultura Económica.
- García – Colín, Leopoldo. (2003). *De la máquina de vapor al cero absoluto: calor y entropía*. México: Fondo de Cultura Económica, Secretaría de Educación Pública y Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.
- Cengel, Yunus A., Boles, Michael A. (2011). *Thermodynamics. an engineering approach*. EE. UU.: The Mc Graw-Hill Co.
- Viqueira Landa, Jacinto. (2012) *Energía e impacto ambiental*. México: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- Creager, William P. (1929). *Engineering for Masonry Dams*. EE. UU.: John Wiley & Sons, Inc.
- Zoppetti Júdez, Gaudencio. (1974). *Centrales Hidroeléctricas: su estudio, montaje, regulación y ensayo*. España: Gustavo Gill, S.A.
- Díaz Velilla, Jorge P. (2015). *Sistemas de energías renovables*. España: Paraninfo.
- Creus, Antonio. (2014). *Energías Renovables*. Colombia: Ediciones de la U.
- Sotelo Ávila, Gilberto. (1999). *Hidráulica General. Vol 1*. México: Noriega Editores.
- Cengel, Yunus. A., Ghajar, Afshin J. (2011). *Transferencia de calor y masa. Fundamentos y Aplicaciones*. México: The Mc Graw-Hill Co.
- Bass, Michael, et al. (2001). *Handbook of Optics. Vol II: devices, measurements and properties*. EE. UU.: Mc Graw-Hill Co.
- Valladares G., Oscar, Pilatowsky Figueroa, Isaac. (2017). *Aplicaciones térmicas de la energía solar en los sectores residencial, servicios e industrial*. México: Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Energías Renovables.
- Baca Urbina, Gabriel. (2010). *Evaluación de Proyectos*. México: The Mc Graw-Hill Co.
- Ministerio de Energía, et al. (2010). *Sistemas Solares Térmicos II. Guía de diseño e instalación para grandes sistemas de agua caliente sanitaria*. Chile: Corporación de Desarrollo Tecnológico (CDT) de la Cámara Chilena de la Construcción (CChC).
- Tejeda Martínez, Adalberto, et al. (2015). *Prontuario solar de México*. México. Universidad de Colima.
-
- Sancho Sauriña, Rubén. (2015). *Diseño de una micro-planta de fabricación de cerveza y estudio de técnicas y procesos de producción*. Tesis de licenciatura. Universitat Politècnica de Catalunya.
- Pérez González, Eduardo. (2017). *Diseño de un sistema deshidratador de alimentos geotérmico de baja entalpía*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Coronel Pérez, Pedro E. (2015). *Planteamiento de un nuevo modelo energético y la importancia de la generación hidroeléctrica*. Tesina de especialidad. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Peña Cruz, Manuel I. (2011). *Caracterización de helióstatos por el método de proyección de imágenes*. Tesis de maestría. Centro de Investigación en Energía.
- Escobar López, José R. (2014). *Determinación de zona focal de concentrador solar de disco parabólico*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Álvarez Ramírez, Armando. (2012). *Caracterización y evaluación de esquemas no convencionales de plantas hidroeléctricas*. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.
- De Jesús Hernández, Armando, Sánchez García, María E. (2017). *Diseño y evaluación de una planta de digestión anaerobia para la producción de biocombustible de uso vehicular*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Morales Ramírez, César G. (2013). *Análisis numérico de tres diferentes tipos de intercambiadores de calor de placas*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Ramírez Jiménez, Tundra M. (2011). *Diseño y construcción de un colector solar fototérmico doméstico con placa de absorción de acero inoxidable*. Tesis de Maestría. Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico en Electroquímica.

Miguel Hernández, Guillermo, et al. (2013). *Diseño y prototipo de un motor Stirling*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Mendoza Rodríguez, César A. (2011). *Viabilidad técnica-económica de una central solar termoeléctrica de colectores cilíndricos parabólicos para su implementación en México*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Tzontecomani Ávila, Gabino. (2013). *Análisis técnico y económico de un colector solar asistido por un calentador eléctrico*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Huitzil Hinojosa, Talía E. (2010). *Generación de electricidad empleando Geobacter Sulfurreducens*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Gisbert Verdí, Mauro. (2016). *Diseño del proceso industrial para la elaboración de cerveza*. Tesis de Licenciatura. Universidad Politécnica de Valencia.

Durán González, Gabriel A. (2011). *Pruebas experimentales a paneles colectores de energía térmica solar*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Rivera Trejo, Félix. (2017). *Diseño de un sistema híbrido para calentamiento de alberca*. Tesis de Especialidad. Universidad Nacional Autónoma de México.

International Energy Agency. (2018). *World energy balances: Overview (2018 edition)*. [versión electrónica].

International Energy Agency. (2018). *Renewables information: Overview (2018 edition)*. [versión electrónica].

International Energy Agency. (2018). *Key world energy statistics (2018 edition)*. [versión electrónica].

International Energy Agency. (2018). *Insights series 2018*. [versión electrónica]. Renewable heat policies.

Secretaría de Energía. (2018). *Balance Nacional de Energía 2017*. México. [versión electrónica].

Ley de Impuesto sobre la Renta. Diario Oficial de la Federación. México. 11 de diciembre de 2013. [versión electrónica].

Etheridge, et al. (1996). *Natural and anthropogenic changes in atmospheric CO₂ over the last 1000 years from air in Antarctic ice and firn*. Journal of Geophysical Research, Vol. 101. No. D2, pp. 4114-4128.

IPCC, 2018: Summary for Policymakers. In: *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty* [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. *World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland, 32 pp.*

Organización de las Naciones Unidas. Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo. <http://www.un.org/spanish/conferences/wssd/unced.html>. Consultado el 25 de junio del 2019.

Organización de las Naciones Unidas. Cambio climático. <http://www.un.org/es/sections/issues-depth/climate-change/index.html>. Consultado el 25 de junio del 2019.

Organización de las Naciones Unidas. Objetivos de desarrollo sostenible. Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2015. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/cop21/>. Consultado el 25 de junio del 2019.

United Nations Framework Convention on Climate Change. Acuerdo de París. https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_spanish_.pdf. Consultado el 25 de junio del 2019.

United Nations. Treaty Collection. Status of Treaties. Chapter XXVII. 7. United Nations Framework Convention on Climate Change. https://treaties.un.org/Pages/ViewDetailsIII.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7&chapter=27&Temp=mtdsg3&clang=_en. Consultado el 25 de junio del 2019.

International Energy Agency. Key World Energy Statistics. Total final consumption. <https://www.iea.org/statistics/kwes/consumption/>. Consultado el 25 de junio del 2019.

International Energy Agency. Key World Energy Statistics. Total primary energy supply. <https://www.iea.org/statistics/kwes/supply/>. Consultado el 25 de junio del 2019.

International Energy Agency. Renewables 2018. Overview. <https://www.iea.org/renewables2018/>. Consultado el 25 de junio del 2019.

International Energy Agency. Bioenergy and biofuels. <https://www.iea.org/topics/renewables/bioenergy/>. Consultado el 25 de junio del 2019.

International Energy Agency. Hydropower. <https://www.iea.org/topics/renewables/hydropower/>. Consultado el 25 de junio del 2019.

International Energy Agency. Wind energy. <https://www.iea.org/topics/renewables/wind/>. Consultado el 25 de junio del 2019.

International Energy Agency. Geothermal energy. <https://www.iea.org/topics/renewables/geothermal/>. Consultado el 25 de junio del 2019.

International Energy Agency. Solar energy. <https://www.iea.org/topics/renewables/solar/>. Consultado el 25 de junio del 2019.

Instituto de Planeación, Estadística y Geografía. Mapa digital de Guanajuato. <http://seieg.iplaneg.net/seieg/index/clasificacion/13>. Consultado el 25 de junio del 2019.

Servicio Meteorológico Nacional. Información Climatológica por Estado. <https://smn.cna.gob.mx/es/informacion-climatologica-por-estado?estado=gto>. Consultado el 25 de junio del 2019.

National Aeronautics and Space Administration. Global Climate Change. <https://climate.nasa.gov/>. Consultado el 25 de junio del 2019.

Funke. Quality Heat Exchangers. https://www.funke.de/pdf/en/funke_phe_en-gb.pdf. Consultado el 25 de junio del 2019.

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. Calentamiento solar de agua – Instalación y mantenimiento. <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/calentamiento-solar-de-agua-instalacion-y-mantenimiento?state=published>. Consultado el 25 de junio del 2019.

Secretaría de Obras y Servicios de la Ciudad de México. Tabulador General de Precios Unitarios. <https://www.obras.cdmx.gob.mx/storage/app/uploads/public/5cb/625/721/5cb625721aa7d976082584.pdf>. Consultado el 25 de junio del 2019.

Banco de México. Sistema de Información Económica. <http://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CF107§or=22&locales=es>. Consultado el 25 de junio del 2019.

Organización Latinoamericana de Energía. Manual de Estadística Energética 2017. <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0380.pdf>. Consultado el 25 de junio del 2019.
