



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“APLICACIÓN DEL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO EN  
EL APROVECHAMIENTO DE RECURSOS GEOTÉRMICOS”**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
**INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

P R E S E N T A:

**CLAUDIA GISELA GUEVARA OLVERA.  
GUSTAVO SANTIAGO SALAZAR.**

DIRIGIDA POR:

DR. ARTURO REINKING CEJUDO.

MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA 2010.





Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

## *Agradecimientos*

*Quiero mostrar mi más sincero agradecimiento a todas aquellas personas que han hecho posible este proyecto, ya que directa o indirectamente participaron en este esfuerzo que deseo compartir con todos ustedes.*

*Agradezco a Dios por permitirme lograr otra meta más en mi vida, por llenarme de dicha y bendiciones.*

*Agradezco a mis padres Alicia y Ángel por apoyarme a seguir adelante siempre, por su comprensión, confianza, consejos y amor. Gracias por guiarme y hacerme una persona de bien. Los amo.*

*A mis hermanos Rebeca, Edgar y Sergio, les agradezco todo lo que me han enseñado, por su cariño, paciencia, consejos, opiniones, compañía, por su apoyo incondicional. Los amo.*

*A mis amigas y amigos: Priscila, Jazmín, Guadalupe, Mayra, Paola, Alberto, Isaías, Rafael, Ernesto, José Luis, por su lealtad, confianza por aprender junto, por ser personas increíbles con quienes he compartido momentos maravillosos.*

*A todas mis tías, tíos, primos y sobrinas por sus enseñanzas y apoyo.*

*A mis profesores de esta Máxima Casa de Estudios por compartir sus conocimientos y su tiempo. En especial gracias al Dr. Arturo Reinking por ser nuestra guía en este proyecto.*

*Muchas gracias a todos.*

*Claudia Gisela Guevara Olvera.  
Mayo 2010.*

## *Agradecimientos*

*Quiero agradecer muy especialmente a mi madre Eufemia, a mi tío Elfego, a mis hermanos Rodrigo y Viviana por el apoyo incondicional a lo largo de mi preparación profesional. Por su comprensión y por darme el impulso necesario para no detenerme a la mitad del camino.*

*A mi compañeros de preparatoria que me acompañaron al inicio de la carrera y por compartir conocimientos de sus carreras.*

*A mis compañeros de aula, y más aún a mis amigas y amigos que sin el apoyo de todos ellos; las tareas, trabajos, proyectos, presentaciones, investigaciones y exámenes hubieran resultado ser bastante más difíciles de poder realizar.*

*A mis maestros: Pablo Sandoval, Luz Lazos, Alfredo Tagle, Beatriz Eslava, Lauro Santiago, Alejandro Sosa, Rolando Carrera, Juan Manuel Rojas y Jacinto Viqueira, por su excelente contribución a mi aprendizaje.*

*Al Ing. Eduardo Carranza por haberme abierto las puertas al mundo profesional.*

*Al Dr. Arturo Reinking, tutor de ésta tesis, por su gran conocimiento, apoyo y dedicación a este proyecto. Por sus ideas, aportaciones y puntos de vista, sin los cuales este trabajo no tuviera su punto final.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme dado las experiencias más increíbles que jamás olvidaré, por acompañarme desde que inicié mis pasos en la E.N.P “José Vasconcelos” y culminando con gran éxito este difícil andar en la Facultad de Ingeniería y sobre todo por la invaluable formación académica que recibí durante todos estos años.*

*A todos aquellos que directa e indirectamente contribuyeron a quitar obstáculos en mi travesía sólo me queda decirles:*

*¡Gracias!*

*Gustavo Santiago Salazar  
Mayo 2010*

---

## Índice

<b>Objetivo</b> .....	<b>12</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>12</b>
<b>Fenómeno de Cambio Climático</b> .....	<b>13</b>
<b>1.1 PRINCIPIOS FÍSICOS</b> .....	<b>14</b>
1.1.1 Efecto Invernadero .....	15
1.1.2 Gases de Efecto Invernadero.....	17
1.1.3 Características para estimar el efecto invernadero de los gases .....	17
1.1.3.1 El forzamiento radiativo.....	17
1.1.3.2 Potencial de calentamiento Global (PCG) .....	19
1.1.4 Descripción de los gases de efecto invernadero .....	19
<b>1.2 EVIDENCIAS</b> .....	<b>25</b>
<b>1.3 AUMENTO DE LA TEMPERATURA GLOBAL MEDIDA</b> .....	<b>27</b>
<b>1.4 OTROS IMPACTOS</b> .....	<b>30</b>
<b>El Protocolo de Kioto</b> .....	<b>31</b>
<b>2.1 METAS Y OBLIGACIONES</b> .....	<b>32</b>
<b>2.2 INSTANCIAS Y ORGANISMOS</b> .....	<b>35</b>
<b>2.3 MECANISMOS FLEXIBLES</b> .....	<b>38</b>
2.3.1 Comercio de Emisiones (CE).....	38
2.3.2 Aplicación Conjunta (AC) .....	39
2.3.3 Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).....	39
2.3.3.1 Conferencia de las Partes/Miembros de las Partes – Junta Ejecutiva .....	41
2.3.3.2 Entidades Operacionales Designadas.....	41
2.3.3.3 Autoridad Nacional para el Mecanismo de Desarrollo Limpio .....	41
2.3.3.4 País Anfitrión .....	42
2.3.3.5 Ciclo de un Proyecto MDL.....	43
2.3.3.6 Periodo de Acreditación .....	47
2.3.3.7 Tipos de proyectos MDL .....	47
2.3.3.8 Entidad responsable de proyectos MDL en México.....	48
2.3.3.9 Procedimientos para obtener Cartas de Aprobación en México.....	48
2.3.3.10 Costos de Proyectos MDL.....	49
2.3.3.11 Proyectos No Elegibles por el Mecanismo de Desarrollo Limpio .....	49
2.3.3.12 Procedimientos Simplificados para Proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio a Pequeña Escala .....	49
2.3.3.13 Proyectos MDL en México .....	50
<b>2.4 MERCADO DE BONOS DE CARBONO</b> .....	<b>50</b>
2.4.1 Fondo Mexicano de Carbono.....	52
<b>Plantas Geotermoeléctricas</b> .....	<b>53</b>
<b>3.1 GEOTERMIA</b> .....	<b>54</b>
3.1.2 Fuentes geotérmicas.....	56
3.1.2 Uso de la Geotermia en el mundo .....	57
3.1.3 La Geotermia en México .....	59
3.1.4 Generación geotermoeléctrica en México.....	63
<b>3.2 TIPOS DE PLANTAS GENERADORAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE RECURSOS GEOTÉRMICOS</b> .....	<b>65</b>

---

3.2.1 Plantas con turbinas de vapor convencionales.....	65
3.2.2 Planta Geotermoeléctrica "Flash" .....	67
3.2.3 Ciclo de Rankine Orgánico (ORC) .....	69
3.2.3.1 Diferencias entre un ORC y un ciclo Rankine tradicional .....	71
3.2.4 Planta Geotermoeléctrica con Ciclo Binario.....	72
3.2.5 Planta Geotermoeléctrica con Ciclo Binario de dos fases .....	74
3.2.6 Planta Geotermoeléctrica con Ciclo Binario Combinado .....	74
3.2.7 Ciclo Bottoming .....	76
3.2.8 Fluidos de Trabajo.....	76
<b>3.3 VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN</b>	
<b>GEOTÉRMICO.....</b>	<b>79</b>
3.3.1 Química .....	82
3.3.1.1 Dióxido de Carbono.....	82
3.3.1.2 Gases No Condensables .....	82
3.3.1.2.1 Acido Sulfhídrico .....	83
3.3.1.2.3 Mercurio.....	83
3.3.2 Corrosión .....	83
3.3.3 Incrustaciones .....	84
3.3.4 Contaminación del Agua .....	85
3.3.5 Depresión del acuífero .....	86
3.3.6 Contaminación sonora .....	86
3.3.7 Contaminación Térmica .....	86
3.3.8 Uso del suelo.....	86
3.3.9 Impacto Visual.....	87
3.3.10 Potenciales sucesos catastróficos .....	87
<b>Aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio .....</b>	<b>88</b>
<b>4.1 PROYECTOS GEOTÉRMICOS APROBADOS COMO MDL .....</b>	<b>88</b>
4.1.1 Proyecto geotérmico de San Jacinto Tizate.....	89
4.1.2 Proyecto geotérmico, fase II, La Geo, S.A. de C.V., Berlín .....	91
4.1.3 Proyecto geotérmico de Lihir.....	94
4.1.4 Proyecto geotérmico de Nasulo 20 MW.....	96
4.1.5 Proyecto geotérmico de Darajat Unidad III .....	99
4.1.6 Proyecto geotérmico de Amatitlán .....	101
<b>4.2 METODOLOGÍA USADA EN EL PROYECTO .....</b>	<b>103</b>
4.2.1 Línea Base .....	104
4.2.2 Adicionalidad .....	105
4.2.2.1 Identificación de alternativas posibles a la actividad del proyecto.....	105
4.2.2.2 Análisis financiero .....	105
4.2.2.3 Análisis de barreras.....	105
<b>4.3 CUANTIFICACIÓN DE REDUCCIONES DE CO<sub>2</sub>E ESPERADAS POR EL PROYECTO ....</b>	<b>106</b>
4.3.1 Emisiones esperadas para la Línea Base.....	106
4.3.2 Emisiones debido al proyecto .....	107
4.3.3 Reducción de Emisiones anuales .....	109
<b>4.4 INDICADORES FINANCIEROS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....</b>	<b>111</b>
4.4.1 Valor presente neto (VPN) .....	111
4.4.2 Índice beneficio costo (B/C) .....	111
4.4.3 Tasa de descuento o de actualización.....	112
4.4.4 Tasa interna de retorno (TIR).....	113
<b>4.5 PARÁMETROS TÉCNICOS Y FINANCIEROS DEL PROYECTO .....</b>	<b>113</b>
4.5.1 Características técnicas y financieras.....	114
4.5.2 Costos de operación y mantenimiento.....	115
4.5.3 Análisis Financiero .....	115
<b>4.6 LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO .....</b>	<b>122</b>

---

4.6.1 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica para el servicio público por región.....	124
4.6.2 Generación de energía eléctrica para el servicio público por tipo de central .....	125
4.6.3 Generación de energía eléctrica por fuente utilizada .....	126
<b>Conclusiones .....</b>	<b>128</b>
<b>Anexo A .....</b>	<b>132</b>
<b>Referencias.....</b>	<b>139</b>
CAPÍTULO 1 .....	139
CAPÍTULO 2 .....	139
CAPÍTULO 3 .....	140
CAPÍTULO 4 .....	142
<b>ABREVIATURAS.....</b>	<b>144</b>

## Índice de Figuras

### Capítulo 1

<b>Figura 1.1</b> El cambio climático es un fenómeno que afecta al mundo entero.....	13
<b>Figura 1.2</b> Concentración atmosférica de CO <sub>2</sub> al pasar de los años.....	15
<b>Figura 1.3</b> Fenómeno del efecto invernadero.....	16
<b>Figura 1.4</b> Forzamiento radiativo de GEI.....	18
<b>Figura 1.5</b> Concentración de dióxido de Carbono en años anteriores.....	24
<b>Figura 1.6</b> Cuatro eras en las que el mundo se encontraba a temperaturas frías.....	25
<b>Figura 1.7</b> Calentamiento antropógeno de los últimos cincuenta años en cada continente.....	26
<b>Figura 1.8</b> Variación de las temperaturas en la superficie y nivel del mar.....	28
<b>Figura 1.9</b> Cambios experimentados por los sistemas físicos, biológicos y por la temperatura superficial.....	29

### Capítulo 2

<b>Figura 2.1</b> El protocolo de Kioto.....	31
<b>Figura 2.2</b> Principales instituciones de apoyo de la Convención Marco sobre Cambio Climático (CMNUCC).....	36
<b>Figura 2.3</b> Organigrama del CICC.....	38
<b>Figura 2.4</b> Mecanismo de Desarrollo Limpio.....	39
<b>Figura 2.5</b> Etapas de un Proyecto MDL.....	43
<b>Figura 2.6</b> UE-ETS: Mercado de permisos de emisión de la Unión Europea, MDL, IC, Otros: Chicago Climate Exchange y Australian New South Wales.....	51

### Capítulo 3

<b>Figura 3.1</b> Estructura interna de la Tierra.....	53
<b>Figura 3.2</b> Instalación de generación de energía eléctrica de origen geotérmico en Larderello (Italia), en 1904.....	55
<b>Figura 3.3</b> Distribución de la utilización del calor geotérmico en el mundo. (TJ/año), en 2005.....	58
<b>Figura 3.4</b> Localización de los campos geotérmicos en México. ....	60
<b>Figura 3.5</b> Central Geotermoeléctrica “Cerro Prieto”.....	61
<b>Figura 3.6</b> Campo Geotérmico “Los Azufres”.....	61

<b>Figura 3.7</b> Campo Geotérmico “Los Humeros”.....	62
<b>Figura 3.8</b> Campo Geotérmico “Tres Vírgenes”.....	63
<b>Figura 3.9</b> Distribución de la capacidad geotermoeléctrica mundial por país, 2007.....	64
<b>Figura 3.10</b> Evolución del punto de evaporación del agua con respecto a la presión.....	66
<b>Figura 3.11</b> Diagrama de una Planta de Vapor Seco.....	67
<b>Figura 3.12</b> Diagrama de una Planta “Flash” simple.....	68
<b>Figura 3.13</b> Diagrama de una Planta “Flash” doble.....	69
<b>Figura 3.14</b> Esquemático de un ORC. ....	70
<b>Figura 3.15</b> Ciclo de Rankine Orgánico.....	71
<b>Figura 3.16</b> Ciclo de Rankine. ....	71
<b>Figura 3.17</b> Diagrama de una Planta de Ciclo Binario.....	72
<b>Figura 3.18</b> Diagrama de una Planta de Ciclo Binario de doble fase.....	74
<b>Figura 3.19</b> Diagrama de una Planta de Ciclo Binario Combinado.....	75
<b>Figura 3.20</b> Ciclo <i>Bottoming</i> .....	76
<b>Figura 3.21</b> Eficiencia Neta vs. Temperatura del recurso.....	79
<b>Figura 3.22</b> Factor de Planta Neto promedio para distintas fuentes de energía renovable..	80
<b>Figura 3.23</b> Respiraderos de vapor corroídos.....	84
<b>Figura 3.24</b> Tubería corroída y con incrustaciones.....	85

#### **Capítulo 4**

<b>Figura 4.1</b> Ubicación de la Central Geotermoeléctrica de San Jacinto Tizate.....	89
<b>Figura 4.2</b> Diagrama de la primera fase del proyecto de San Jacinto Tizate.....	90
<b>Figura 4.3</b> Diagrama de la segunda fase del proyecto de San Jacinto Tizate.....	91
<b>Figura 4.4</b> Localización del campo geotérmico La Geo.....	92
<b>Figura 4.5</b> Diagrama de la planta geotérmica La Geo.....	92
<b>Figura 4.6</b> Ubicación de la Central Geotermoeléctrica de Lihir.....	94
<b>Figura 4.7</b> Ubicación del proyecto Nasulo.....	96
<b>Figura 4.8</b> Diagrama del proceso de la planta Nasulo.....	97
<b>Figura 4.9</b> Ubicación de la Central Geotermoeléctrica.....	99
<b>Figura 4.10</b> Ubicación de la Central Geotermoeléctrica de Amatitlán.....	101
<b>Figura 4.11</b> Gráfica que muestra el índice B/C con distintos costos de Inversión con respecto a los Bonos de Carbono esperados con un CMgG DE \$45 USD.....	118

<b>Figura 4.12</b> Gráfica que muestra el índice B/C con distintos CMgG respecto a los Bonos de Carbono esperados con una Inversión de \$3,500 USD.....	119
<b>Figura 4.13</b> Gráfica que muestra el índice B/C con un CMgG de \$45 USD, los Bonos de Carbón esperados con distintos Factores de Planta y con una Inversión de \$3,500 USD..	120
<b>Figura 4.14</b> Gráfica que muestra el índice B/C con un CMgG de \$45 USD, los Bonos de Carbón esperados con distintos Factores de emisión de dióxido de carbono equivalente (FE) y con una Inversión de \$3,500 USD.....	121
<b>Figura 4.15</b> Estructura de la producción de energía primaria, 2007 (10,522.966 petajoules). Fuente: Sistema de Información Energética, SENER.....	123
<b>Figura 4.16</b> Distribución de la capacidad efectiva instalada nacional de cada región por tecnología, 2007 (MW y participación porcentual).....	124
<b>Figura 4.17</b> Generación bruta en el servicio público por tipo de central, 1997-2007(GWh).....	126
<b>Figura 4.18</b> Generación bruta en el servicio público por tipo de energético utilizado, 1997-	

---



---

## Índice de Tablas

### Capítulo 1

**Tabla 1.1** Los Gases de efecto invernadero y algunas de sus características.....23

**Tabla 1.2** Factores determinantes de un gas de invernadero.....23

### Capítulo 2

**Tabla 2.1** Países incluidos en el Anexo I de la Convención Marco sobre el Cambio Climático.....32

**Tabla 2.2** Países incluidos en el Anexo II de la Convención Marco sobre el Cambio Climático.....32

**Tabla 2.3** Países incluidos en el Anexo B del PK y sus objetivos en reducción de emisiones.....33

**Tabla 2.4** Países Latinoamericanos y del Caribe en vías de desarrollo.....40

**Tabla 2.5** Actores del ciclo del proyecto MDL y funciones desarrolladas.....42

**Tabla 2.6** Cartera de Proyectos MDL mexicanos hasta el 2 de mayo de 2007.....50

### Capítulo 3

**Tabla 3.1** Principales países que hacen utilización directa de la energía geotérmica.....59

**Tabla 3.2** Capacidad geotérmica mundial instalada para generación de energía eléctrica, 2007.....64

**Tabla 3.3** Características de los fluidos de trabajo.....78

### Capítulo 4

**Tabla 4.1** Reducción estimada de emisiones para el Proyecto La Geo.....93

**Tabla 4.2** Reducción estimada de emisiones para el proyecto de Lihir.....95

**Tabla 4.3** Reducción estimada de emisiones para el proyecto de Nasulo.....98

**Tabla 4.4** Reducción estimada de emisiones para el proyecto de Darajat.....100

**Tabla 4.5** Reducción estimada de emisiones para el proyecto de Amatitlán.....103

**Tabla 4.6** Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación para el proyecto.....110

**Tabla 4.7** Tabla que muestra los parámetros técnicos y financieros como punto de partida para el proyecto.....116

<b>Tabla 4.8</b> Análisis financiero sin tomar en cuenta Bonos de Carbono.....	117
<b>Tabla 4.9</b> Resultados del análisis.....	117
<b>Tabla 4.10</b> Producción de energía primaria 2006-2007 (petajoules).....	122

## *Objetivo*

Utilizar uno de los Mecanismos Flexibles establecidos en el Protocolo de Kioto mediante la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio enfocado al aprovechamiento de recursos Geotérmicos para la generación de energía eléctrica y reducir emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

Detectar mediante nuestro análisis el nivel de rentabilidad del proyecto, con el fin de obtener un desarrollo sustentable tanto en la reducción de emisiones contaminantes, mediante bonos de carbono y en la generación de energía eléctrica.

## *Introducción*

Actualmente hay una gran preocupación respecto al cuidado del medio ambiente, por tal motivo hoy en día es importante conocer algunas de las soluciones y proyectos para obtener un mejor beneficio a nivel mundial en el cuidado del medio ambiente.

Una posible solución a este tipo de problema es utilizando energías limpias, es decir, mediante recursos naturales generar electricidad sin generar una gran cantidad de emisiones de gases producidos por los combustibles fósiles, los cuales perjudican nuestro medio ambiente.

Los recursos geotérmicos son abundantes en México, por tal motivo es importante realizar un análisis del aprovechamiento de este tipo de energía, para la generación de energía eléctrica, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la comercialización de la industria limpia mediante bonos de carbono ante los países desarrollados que pertenecen al Anexo 1<sup>1</sup>.

Este tipo de proyectos presentan una gran cantidad de ventajas ambientales, económicas y sociales, por ejemplo la generación de empleos, nuevas tecnologías y mejoras en el uso de suelo, entre otros.

En la presente tesis se analizarán los beneficios en tiempo, costo e inversión de los bonos de carbono para el cuidado del medio ambiente, mediante el Mecanismo de Desarrollo Limpio enfocado a la utilización de recursos geotérmicos.

---

<sup>1</sup> Estado de ratificación del Protocolo de Kioto, Anexo A de esta Tesis.

## CAPITULO I

### Fenómeno de Cambio Climático

Cada vez resulta más evidente que las emisiones de gases de invernadero generadas por el hombre están afectando el clima del planeta. Durante el último siglo se registraron incrementos en la temperatura global que no son explicables en su totalidad por causas naturales, trayendo consigo cambios que van desde el aumento del nivel del mar hasta alteraciones en el comportamiento de los animales como podemos observar en la Figura 1.1. También se esperan modificaciones aún más importantes en el futuro. La solución al problema y sus consecuencias deben involucrar a todos los países, tomando en cuenta sus diferentes condiciones y capacidades tecnológicas.

El cambio climático es sin duda un tema muy relevante en la actualidad y en el futuro cercano, ha pasado en pocos años de los foros científicos al debate político, social y económico. Se ha venido planteando de manera catastrofista y muy centrada en el escaso uso que hacemos de las tecnologías alternativas para mitigar los efectos que tienen en el sistema climático los gases invernaderos.



**Figura 1.1 El cambio climático es un fenómeno que afecta al mundo entero.**

Pero poco se habla de que el cambio climático es una componente, y además no es la más importante, de un proceso emergente más amplio que es el Cambio Global conceptualizado como el conjunto de cambios ambientales que la actividad humana está generando sobre los procesos naturales que condicionan el funcionamiento de nuestro planeta.

Sus componentes por orden de prioridad son los siguientes: cambios de usos del suelo, el cambio climático, el cambio en las comunidades biológicas, la contaminación por Nitrógeno (N) y Fósforo (P) y el incremento de Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

Considerando las recientes discusiones que han tenido lugar en torno al cambio climático, sus impactos y sus consecuencias, tenemos la inminente necesidad de que tanto el gobierno como la población se sensibilicen ante este asunto que es relevante para México.

### **1.1 Principios Físicos**

La atmósfera terrestre es una película muy delgada, constituida por una masa gaseosa de composición homogénea<sup>2</sup>. Todo contaminante gaseoso que reciba se diluye y acaba distribuyéndose en toda su extensión. Cualquier transformación que sufra la atmósfera en las concentraciones de los gases que forman parte de ella afecta a la biosfera y a la humanidad.

El cambio climático es resultado del uso intensivo de la atmósfera como receptora de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Los volúmenes de GEI (especialmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)), emitidos durante los últimos años de industrialización, superan la capacidad de captura de la biosfera dando como resultado es el aumento de las concentraciones de estos gases, que obstaculizan la re-emisión de energía hacia el espacio exterior y acrecientan el proceso natural de efecto invernadero.

La contaminación atmosférica ha hecho que las concentraciones de CO<sub>2</sub> pasen de 280 ppm (partes por millón) antes de la revolución industrial, a más de 380 ppm. Si hacemos una equivalencia de todos los GEI en dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>e) obtenemos un valor de 430 ppm<sup>3</sup>, lo cual representa una gran concentración de contaminación en los últimos años, por lo que a mayor concentración de GEI en la atmósfera, mayor será la opacidad de esta a la radiación infrarroja que emite la superficie terrestre y mayor el efecto invernadero, con la que se elevan la temperatura global y el nivel del mar tanto por dilatación térmica de los océanos como por el derretimiento de los hielos terrestres.

En la Figura 1.2 se aprecia la tendencia de incremento de concentraciones de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, según la información de la División de Monitoreo Global de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos de América (NOAA), donde la línea roja representa los valores promedio mensuales y la línea negra representa los mismos datos corregidos por el promedio del ciclo estacional.

---

<sup>2</sup> La composición seca de la atmósfera terrestre es: 78% de nitrógeno (N<sub>2</sub>), 21% de oxígeno (O<sub>2</sub>), 0.9% de argón (Ar) y 0.03% de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

<sup>3</sup> Observatorio Mauna Loa Hawaii. 2007.

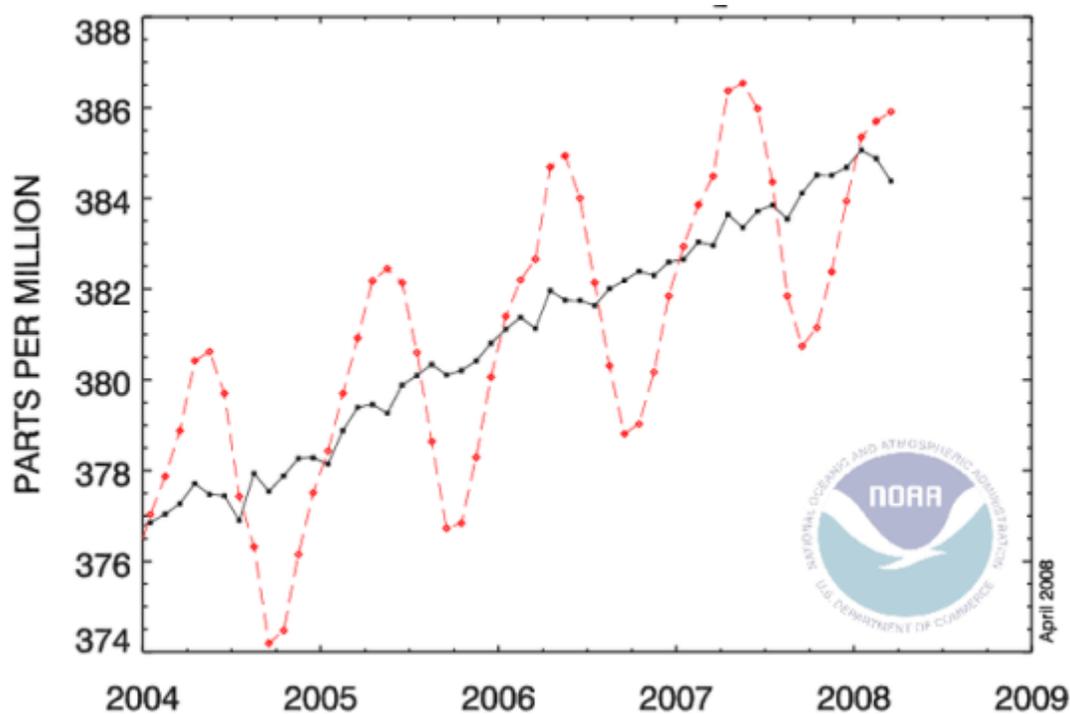


Figura 1.2 Concentración atmosférica de CO<sub>2</sub> al pasar de los años.  
Fuente: NOAA

El cambio climático es uno de los mayores problemas a los que se enfrenta el mundo hoy en día. Sus efectos son de largo alcance, es decir, trascienden ambientalmente y representa amenazas para muchos procesos en desarrollo. Afectan a cualquier ser vivo en todo el mundo y a su entorno. Uno de los factores que influyen en el cambio climático son las variaciones de gases del efecto invernadero, así como aerosoles en la atmósfera y las variaciones de la radiación solar.

### 1.1.1 Efecto Invernadero

La mayor parte de los gases de efecto invernadero se producen naturalmente, pero en los últimos años la actividad humana también produce estos gases.

La superficie terrestre absorbe radiación solar, la cual es llamada radiación de onda corta. Esta se concentra principalmente en la superficie y la redistribuye por toda la atmósfera y océanos para intentar compensar los contrastes térmicos del ecuador a los polos. La energía recibida es remitida al espacio la cual también es conocida como radiación de onda larga, para mantener en el largo plazo, un balance entre energía recibida y remitida. Los cambios en el clima se deben a la alteración de tal balance, ya sea por cambios en la radiación recibida o remitida, o en su distribución en la Tierra. A los cambios de energía radiactiva se les conoce como forzamientos radiactivos. Cuando éstos son positivos tienden a calentar la superficie de la Tierra. Un enfriamiento se producirá si el forzamiento radiactivo es negativo, como por ejemplo el efecto del niño.

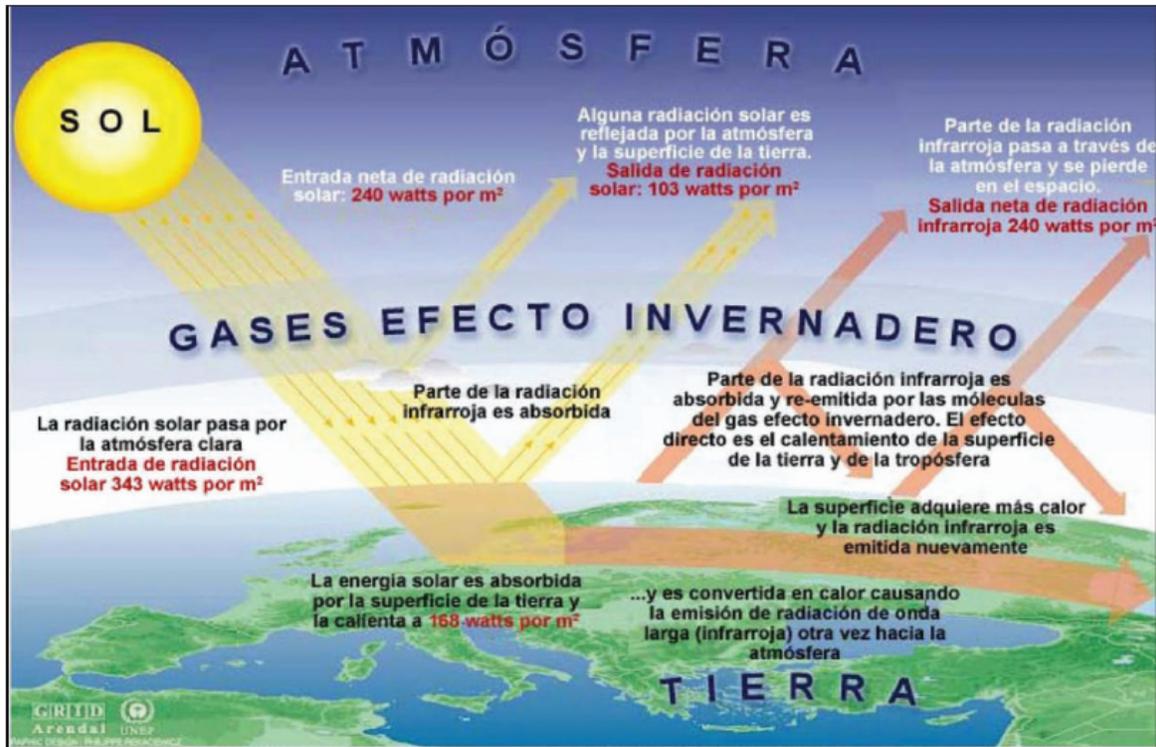


Figura 1.3 Fenómeno del efecto invernadero.

Fuente: PNUMA/WMO, 1996.

El aumento en la concentración de los gases de efecto invernadero reduce la eficiencia con la cual la Tierra rechaza la energía recibida al espacio. Parte de la radiación saliente de onda larga emitida por la Tierra al espacio es remitida a la superficie por la presencia de esos gases. Así, la temperatura de superficie se eleva para emitir más energía y parte de ella quede atrapada. Otra parte de energía saldrá al espacio para alcanzar el balance radiactivo que mantiene estable el clima, este fenómeno lo podemos observar en la Figura 1.3. Si las concentraciones de gases de efecto invernadero continúan aumentando, la temperatura de la superficie del planeta mantendrá una tendencia positiva. Si las emisiones de estos gases se estabilizan, los efectos del calentamiento perdurarán mucho tiempo, pues los gases de este tipo tienden a permanecer por muchos años en la atmósfera.

Los aerosoles de origen antropogénico emitidos a la tropósfera, producidos en su mayoría por las industrias o por la quema de bosques, pueden reflejar radiación solar, constituyéndose en un forzante radiativo negativo que enfría el sistema climático. Dado que algunos aerosoles como el hollín de las fábricas, absorben radiación solar, su presencia puede resultar propensa al calentamiento. Sin embargo, la presencia de los aerosoles puede alterar la cantidad y reflectividad de las nubes, por lo que en promedio se estima que su efecto final es el de enfriar el sistema climático. Los volcanes también pueden aportar grandes cantidades de material sulfúrico en la estratosfera, por ejemplo el dióxido de sulfuro que resulta en aerosoles el efecto que producen es enfriar la atmósfera.

Cuando se cambia el forzante radiativo, naturalmente o por actividad humana, el sistema climático responde en varias escalas de espacio y tiempo. Cambios significativos en

el balance radiactivo de la Tierra, incluyendo aquellos debidos al aumento en la concentración de gases de efecto invernadero, alterarán la circulación del mar y la atmósfera y consecuentemente el ciclo hidrológico, lo que se manifestará como cambios en la precipitación y la temperatura en superficie. Las alteraciones en el clima por efecto de la actividad humana afectarán las variaciones naturales de éste en un amplio rango de escalas. Así, la variabilidad natural del sistema climático, como la asociada a fenómenos naturales<sup>4</sup>, podría verse afectada por la influencia humana. La forma como tales impactos del cambio climático de origen antropogénico se manifestarán en los procesos relacionados con la variabilidad natural del clima es aún materia de estudio.

### **1.1.2 Gases de Efecto Invernadero**

El principal gas que genera el efecto invernadero es el CO<sub>2</sub>, el cual ha aumentado en un 75% la concentración de gases de efecto invernadero, debido a las actividades humanas, es decir, el dióxido de carbono se libera principalmente al quemar combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas natural debido a que los combustibles fósiles siguen siendo la fuente de energía más utilizada.

Otros gases de efecto invernadero generados por las actividades humanas son el metano y el óxido nitroso, estos forman parte de los gases producidos por los vertederos, las explotaciones ganaderas, y determinados métodos agrícolas de fertilización. También fabricamos artificialmente algunos de los gases de efecto invernadero, los gases fluorados, los cuales se utilizan en los sistemas de refrigeración y aire acondicionado, pero acaban en la atmósfera si se producen fugas.

Los gases de efecto invernadero cubren una amplia gama de gases de origen tanto natural como antropogénico (efecto resultado de actividades humanas). En 1997 se aprobó el PK de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), mediante el cual se controlarán las emisiones de seis gases de efecto invernadero: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), hidrofluorocarbonos (HFCS), perfluorocarbonos (PFCS) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>). En el PK se establece el compromiso de 39 países desarrollados y en proceso de transición a economía de mercado que integran el Anexo I del Protocolo de Kioto, de reducir sus emisiones de GEI en no menos de 5%, con respecto a sus emisiones 1990. En el capítulo 2, analizaremos a fondo todos los anexos del Protocolo de Kioto.

### **1.1.3 Características para estimar el efecto invernadero de los gases**

Las características para estimar el efecto invernadero de los gases son el forzamiento radiativo y el potencial de calentamiento global, los cuales describiremos a continuación.

#### **1.1.3.1 El forzamiento radiativo**

Es el cambio en el balance entre la radiación solar que entra y la radiación infrarroja que sale de la Tierra (se expresa en Watts por metro cuadrado, W/m<sup>2</sup>), debido a una alteración en la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera o bien a cambios en la energía solar que incide en el planeta.

---

<sup>4</sup> Fenómeno de calentamiento y enfriamiento de las aguas oceánicas del Pacífico, mejor conocido como el Fenómeno del Niño y de la Niña respectivamente.

En el periodo comprendido entre 1750 y 2000 se atribuyó el aumento de los gases de efecto invernadero en su conjunto<sup>5</sup>. Este forzamiento lo podemos observar en la Figura 1.4.

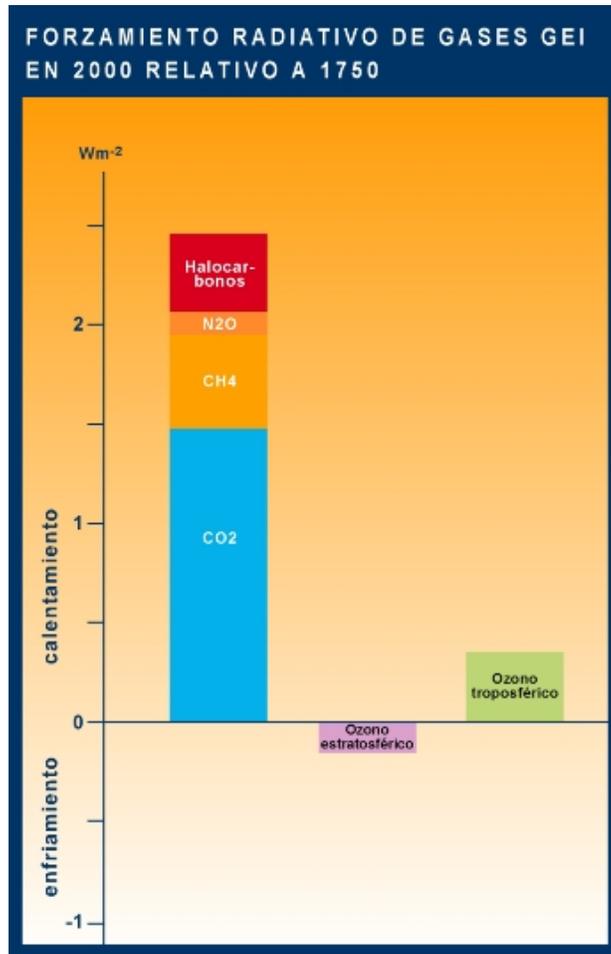


Figura. 1.4 Forzamiento radiativo de GEI.  
Fuente: Informe IPCC 2001.

El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) estableció que el agotamiento observado en la capa de ozono estratosférico de 1750 al 2000, ha causado un forzamiento radiativo negativo ( $-0.15 \text{ W/m}^2$ ). Al suponer que se cumple con toda la reglamentación actual sobre los halocarbonos<sup>6</sup>, su forzamiento positivo se verá reducido en la misma proporción que el forzamiento radiativo negativo causado por el agotamiento del ozono estratosférico, cuando la capa de ozono se recupere en el siglo XXI.

El ozono en la tropósfera ha aumentado en 36% desde el periodo previo a la industrialización a causa de las emisiones antropogénicas de diversos gases que forman el ozono. El forzamiento radiativo del ozono varía entre regiones y responde mucho más rápidamente a los cambios en las emisiones que aquellos gases de efecto invernadero.

<sup>5</sup> En 2001 la IPCC informó que las emisiones alcanzaron  $2.43 \text{ W/m}^2$ :  $1.46 \text{ W/m}^2$  debido al  $\text{CO}_2$ ,  $0.48 \text{ W/m}^2$  debido al metano,  $0.34 \text{ Wm}^{-2}$  debido a los halocarbonos, y  $0.15 \text{ Wm}^{-2}$  debido al  $\text{N}_2\text{O}$ .

<sup>6</sup> Halocarbonos a base de carbono contienen uno o más elementos del grupo halógeno, como el flúor, cloro y el bromo.

### **1.1.3.2 Potencial de calentamiento Global (PCG)**

El Potencial de calentamiento Global “Es el forzamiento radiativo acumulado de las emisiones de una masa unitaria de gas en relación con un gas de referencia ( $\text{CO}_2$ ), considerando tanto los efectos directos como de los indirectos, en un horizonte de tiempo especificado”<sup>7</sup>. Los efectos directos se presentan cuando el gas en sí es un gas de efecto invernadero; el forzamiento radiativo indirecto se presenta cuando las transformaciones químicas que involucran al gas original, producen un gas o gases que son de efecto invernadero, o cuando un gas afecta los tiempos de vida de otros gases en la atmósfera. El gas de referencia es el dióxido de carbono, éste se mide en partes por millón (ppm) de dióxido de carbono. La expresión utilizada es la siguiente:

Concentración efectiva de  $\text{CO}_2$  = Gases de concentración actual en la tropósfera \*PCG.

Donde:

PCG = Potencial de Calentamiento Global del gas estudiado

Existen otros gases que no tienen un efecto directo de forzamiento radiativo, pero influyen en la formación y destrucción del ozono, el cual tiene un efecto absorbente de la radiación terrestre. Estos gases son referidos como precursores del ozono e incluyen monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) y compuestos orgánicos volátiles diferentes al metano. Los aerosoles son partículas o gotas de líquido extremadamente pequeñas que con frecuencia se producen por las emisiones de bióxido de azufre y otros contaminantes; éstos también pueden afectar las características de absorción de la radiación infrarroja en la atmósfera.

### **1.1.4 Descripción de los gases de efecto invernadero**

A continuación mencionaremos los gases del efecto invernadero:

- Dióxido de Carbono  $\text{CO}_2$
- Vapor de agua  $\text{H}_2\text{O}$
- Metano  $\text{CH}_4$
- Óxido Nitroso  $\text{N}_2\text{O}$
- Halocarbonos y compuestos relacionados. (Clorofluorocarbonos CFCs)
- Ozono  $\text{O}_3$

#### **Dióxido de Carbono $\text{CO}_2$**

En la atmósfera, el carbono existe predominantemente en forma oxidada el cual se conoce como bióxido de carbono. Este gas forma parte del ciclo global del carbono, por lo que su destino es una función compleja de diversos procesos geoquímicos y biológicos. El tiempo de vida del  $\text{CO}_2$  en la atmósfera es de 5 a 200 años. El  $\text{CO}_2$  es emitido a la atmósfera anualmente por medio de los procesos naturales (fuentes) y son absorbidas por los océanos y la biomasa viviente (sumideros). Los flujos continuos más grandes ocurren entre la atmósfera y la biota terrestre y entre la atmósfera y el agua de la superficie de los océanos.

---

<sup>7</sup> IPCC 1996.

En su valoración científica, el IPCC estableció que la cantidad en que se incrementó la presencia del bióxido de carbono en la atmósfera se debe predominantemente a la oxidación de carbono orgánico por la quema de combustibles de origen fósil y la deforestación. El aumento de la concentración de CO<sub>2</sub> a partir de la industrialización es comparado con las concentraciones relativamente estables de CO<sub>2</sub> (280 ± 10 ppm) de los milenios precedentes. El ritmo medio de aumento desde 1980 es de 0.4% anual. La mayoría de las emisiones durante los últimos 20 años se deben a la quema de combustibles de origen fósil; el resto (de 10 a 30%) proviene predominantemente de los cambios en el uso de la tierra, especialmente por la deforestación.

El CO<sub>2</sub> es el gas de efecto invernadero dominante, debido a las actividades humanas, con un forzamiento radiativo actual de 1.46 W/m<sup>2</sup>, que representa 60% del total de los cambios en las concentraciones de todos los gases de efecto invernadero, muy resistentes, mezclados de manera homogénea en todo el planeta. Para el año 2100, los modelos del ciclo del carbono proyectan concentraciones de CO<sub>2</sub> en la atmósfera entre 540 y 970 ppm; para los escenarios ilustrativos del Informe Especial sobre Escenarios de Emisiones, estas concentraciones son mayores en 90 y 250%, respectivamente, que la registrada en 1750 por el IPCC en el año 2001. El efecto neto de las interacciones climáticas terrestres y oceánicas, según indican los modelos, es un aumento aún mayor en las concentraciones proyectadas de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, producto de una absorción insuficiente de CO<sub>2</sub> por los océanos y los continentes.

En conclusión, podemos decir que al respirar, inhalamos oxígeno del aire y exhalamos CO<sub>2</sub>. Esto es parte del proceso de respiración, en tanto que los árboles y las plantas absorben CO<sub>2</sub> para producir oxígeno y obtener energía. Por este motivo son importantes los bosques del planeta, los cuales contribuyen a absorber parte del exceso de CO<sub>2</sub> que estamos produciendo. El CO<sub>2</sub> también es liberado en los incendios forestales y de los volcanes.

### **Vapor de agua H<sub>2</sub>O**

El vapor de agua es sin duda el más importante de los gases de efecto invernadero que ocurren naturalmente, ya que es responsable del 60% de dicho efecto, en comparación con el dióxido de carbono, que aporta tan sólo el 26%. Si bien las actividades humanas no aumentan la cantidad de vapor de agua en la atmósfera directamente, el calentamiento producido por otros gases, como el CO<sub>2</sub>, provoca más evaporación y aumenta la cantidad de vapor de agua que puede contener la atmósfera. De hecho, desde 1988 nuestros satélites han detectado un incremento en la humedad atmosférica sobre los océanos del 7% por grado Celsius de calentamiento. A su vez, este vapor de agua adicional aumenta el calentamiento, porque el vapor de agua es un gas de efecto invernadero. La presencia de más vapor de agua también puede aumentar la producción de nubes, cuyo efecto es complejo, ya que pueden enfriar la atmósfera, reflejando la luz solar, y también calentarla, atrapando el calor.

Si bien las moléculas individuales de los otros gases de efecto invernadero, como el vapor de agua, son más potentes en términos de su capacidad de atrapar el calor, la enorme cantidad de dióxido de carbono introducida en la atmósfera durante el último siglo debido a

las emisiones generadas por el ser humano y la capacidad de dicho gas de permanecer en la atmósfera explican por qué el dióxido de carbono es un tema central de preocupación.

### **Metano CH<sub>4</sub>**

El metano es producido naturalmente por plantas y animales en ambientes sin oxígeno. También viven en el aparato digestivo de los animales, donde contribuyen a descomponer el césped y otras materias orgánicas en nutrientes.

Las actividades agrícolas también producen metano como por ejemplo el cultivo de arroz. El ganado doméstico produce metano y el ganado vacuno y ovino produce aproximadamente 100 millones de toneladas al año. También se emite durante la producción y distribución del gas natural y del petróleo, es liberado como subproducto en la extracción del carbón y en la combustión incompleta de los energéticos fósiles.

El CH<sub>4</sub> tiene un tiempo de vida de 12 años y es eliminado de la atmósfera por reacciones químicas, la potencia de calentamiento atmosférico es 21 veces más que la del dióxido de carbono, según datos obtenidos en el 2006 por el IPCC. El forzamiento radiativo directo actual del metano es de 0.48 W/m<sup>2</sup> y representa 20% del total de los GEI. Se estima que de 60 a 80% de las emisiones actuales de metano provienen de las actividades antropogénicas. Los modelos proyectan cambios en la concentración de metano en la atmósfera entre los años 1998 y 2100, que oscilan entre -90 y +1970 partes por billón en volumen; es decir, una variación de entre -11% y +112% de la concentración registrada en el periodo previo a la industrialización.

### **Óxido Nitroso N<sub>2</sub>O**

El N<sub>2</sub>O se utiliza como fertilizante para aumentar el rendimiento de los suelos agrícolas, especialmente aquellos que utilizan fertilizantes sintéticos y abonos, por ejemplo la combustión de energéticos fósiles especialmente en vehículos. La producción de ácidos atípico y nítrico, el tratamiento de aguas residuales, la combustión de desechos y el quemado de biomasa son las fuentes antropogénicas emisoras del óxido nitroso<sup>8</sup>.

La concentración en la atmósfera de N<sub>2</sub>O en el periodo previo a la industrialización era de 270 ppmm. Para 1994, la cifra fue de 312 partes; es decir, un incremento de 13% atribuido a las actividades antropogénicas<sup>8</sup>, y en 1998 la concentración atmosférica era de 314 ppmm. El tiempo de vida del N<sub>2</sub>O en la atmósfera es de 114 años y una tasa de cambio en la concentración de 0.8 partes por billón en volumen. Su remoción de la atmósfera se realiza fundamentalmente por medio de la acción fotolítica de la luz solar en la estratosfera. El forzamiento radiativo se estima en 0.15 W/m<sup>2</sup>, equivalente a 6% del total de todos los gases de efecto invernadero<sup>9</sup>. En el 2006 según estadísticas del IPCC el óxido nitroso tiene una potencia de calentamiento atmosférico de 310.

La introducción de convertidores catalíticos en los vehículos motorizados, por una parte ayuda a reducir las emisiones de los precursores de ozono; por otra parte, causa un aumento en las emisiones de óxido nitroso. Los modelos proyectan cambios en la concentración de N<sub>2</sub>O en la atmósfera entre los años de 1998 y 2100, que oscilan entre +38 y

---

<sup>8</sup> IPCC 1996.

<sup>9</sup> Albritton y Meira 2001.

+144 ppm; es decir, una variación de entre +12% y +46% de la concentración registrada en el periodo previo a la industrialización<sup>10</sup>.

### **Halocarbonos y compuestos relacionados.**

Los halocarbonos son compuestos de carbono que contienen flúor, cloro, bromo o yodo. En su mayor parte son sustancias químicas producidas por el hombre y que tienen efectos directos e indirectos en el forzamiento radiativo. Los halocarbonos que contienen cloro (por ejemplo los clorofluorocarbonos (CFCs), metilcloroformo, y tetracloruro de carbono) y bromo (como los halones, bromuro de metilo y hidrobromofluorocarbonos (HBFCs)) son sustancias que agotan el ozono de la estratosfera, y están controlados por el Protocolo de Montreal. Estas sustancias, se encuentran en el aerosol y como refrigerantes provocando en la estratosfera la descomposición de moléculas de ozono.

Los halocarbonos controlados por el Protocolo de Kioto son los hidrofluorocarbonos (HFCs) y los perfluorocarbonos (PFCs). Los HFCs son gases utilizados para reemplazar las sustancias agotadoras de la capa de ozono y los PFCs se utilizan como productos intermedios en la fundición de aluminio que constituye la principal fuente, seguida de la fabricación de semiconductores. El tiempo de vida de este compuesto es de 260 años.

Los perfluorocarbonos (PFCs) como el perfluorometano ( $CF_4$ ) y el perfluoroetileno ( $C_2F_6$ ), tienen tiempos de residencia atmosférica extremadamente largos y absorben radiación infrarroja, por lo tanto, estos compuestos, tienen la posibilidad de influir sobre el clima hasta un futuro muy lejano. El  $CF_4$ , por ejemplo, permanece en la atmósfera 50,000 años como mínimo; su concentración en el periodo previo a la industrialización fue de 40 partes por billón en volumen (ppb), en 1998 ascendió a 80 ppb, y tiene una tasa de cambio en concentración de 1 ppb por año. Las emisiones antropogénicas actuales superan a las naturales por un factor de mil o más, y son responsables del aumento observado. Datos obtenidos del IPCC en el 2006, revelan que la potencia de calentamiento atmosférico de los PFCs se encuentran en el orden de 6500 a 9200. En cuanto a los HFCs se encuentran en un rango de 140 a 11700 de potencia de calentamiento atmosférico.

### **Hexafluoruro de azufre**

El hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ) es un gas de efecto invernadero 22,200 veces más eficaz que el  $CO_2$  por unidad de masa (kg). Este gas se utiliza como aislante en interruptores y equipos eléctricos. Es generado también por fugas en procesos de fabricación de algunos semiconductores y manufacturación de magnesio. Las concentraciones actuales en la atmósfera son muy bajas (del orden de 4.2 ppb); sin embargo, tienen una tasa de cambio de concentración importante de 0.24 ppb por año.

El  $SF_6$  alcanzará concentraciones atmosféricas en el periodo de 1998 a 2100 de entre 35 y 65 ppb según informes del IPCC 2001. En el 2006 la potencia de calentamiento atmosférico es de 23900. En la tabla 1.1 se muestra la información resumida de los gases de efecto invernadero antes mencionados.

---

<sup>10</sup> IPCC 2001.

Variable	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	HFC-23	CF <sub>4</sub>	SF <sub>6</sub>
Concentración periodo previo a la industrialización (1750)	280 ppm	700 Ppmm	270	0 ppb	40	0
Concentración en 1998	365 ppm	1745 Ppmm	314 ppmm	14 ppb	80 ppb	42 ppb
Tasa de cambio en concentración	1.5 ppm/año	7.0 ppmm/año	0.8 ppmm/año	0.55 ppb/año	1 ppb/año	0.24 ppb/año
Tiempo de vida en la atmósfera (años)	5-200	12	114	260	>50,000	3,600
Forzamiento radiativo (W/m <sup>2</sup> )	1.46	0.48	0.15	0.002	0.003	0.002
Potencial de Calentamiento Global	1	23	296	12,000	5,700	22,200

**Tabla 1.1 Los gases de efecto invernadero y algunas de sus características.**

**Fuente: IPCC 2001.**

### **Ozono O<sub>3</sub>**

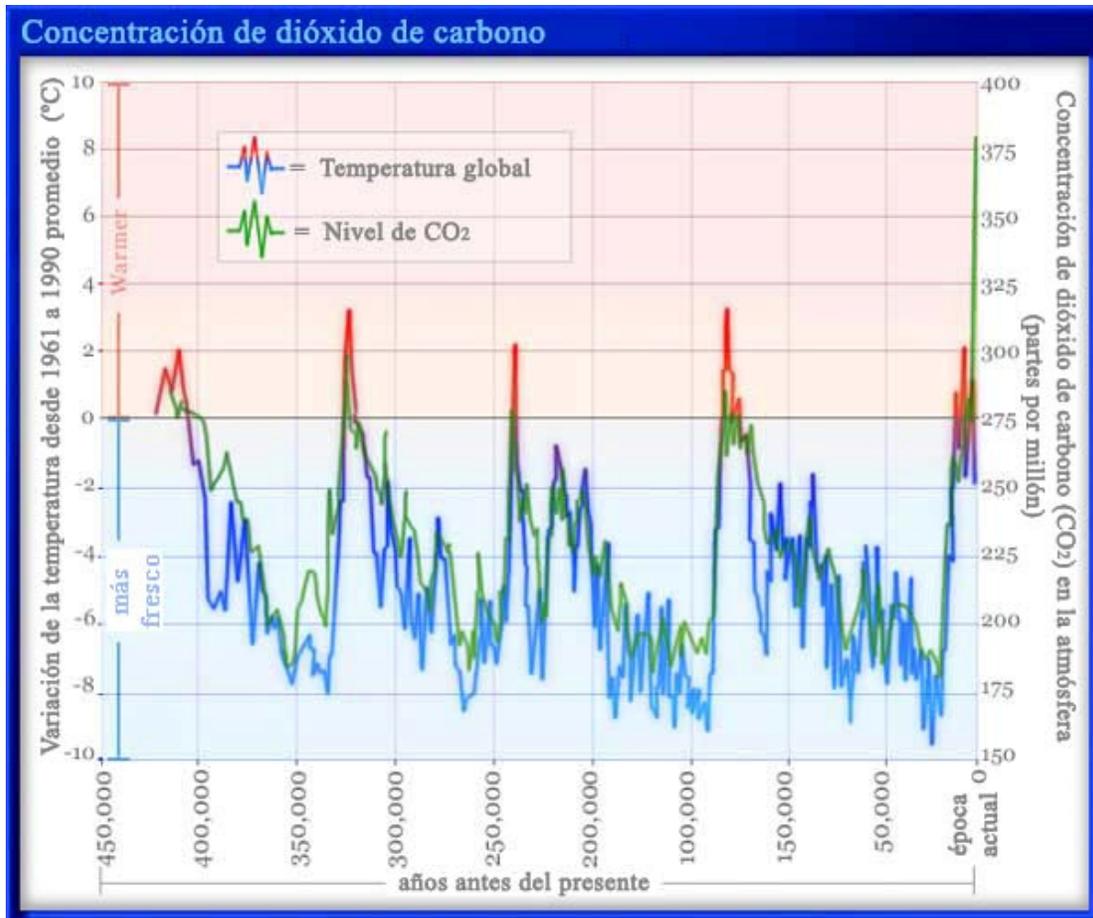
El ozono es una forma de oxígeno en la que tres átomos de oxígeno se combinan en una molécula de O<sub>3</sub>. Normalmente el oxígeno libre forma moléculas de O<sub>2</sub>. La capa de ozono reduce la penetración de la radiación ultravioleta.

Hay dos factores que determinan la magnitud del impacto de un gas de invernadero, los cuales ya hemos mencionado anteriormente. El primero es el Factor o potencia de Calentamiento Global (GWF), su capacidad para absorber y luego liberar el calor. El GWF se establece en 1 para el dióxido de carbono. Los valores para los demás gases indican su potencia con relación al CO<sub>2</sub>. El segundo factor es la cantidad de gas que hay en la atmósfera. La tabla 1.2 muestra ambos factores para los gases de invernadero.

GEI	Factor de Calentamiento Global	Partes de concentración (ppb*)
Dióxido de carbono – CO <sub>2</sub>	1	379.000
Metano – CH <sub>4</sub>	21	1.760
Óxido nitroso – N <sub>2</sub> O	310	320
Clorofluorocarbonos—CFC	5.000 a 14.000	menos de 1

**Tabla 1.2 Factores determinantes de un gas de invernadero. \*Partes por billón**

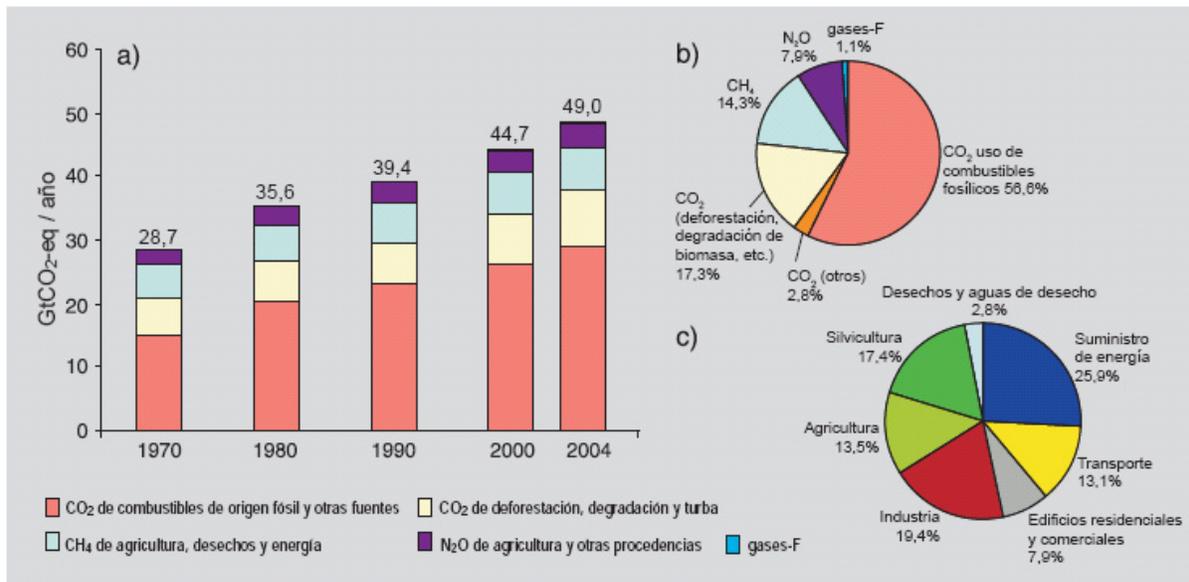
**Fuente: NOAA**



**Figura 1.5 Concentración de dióxido de Carbono en años anteriores.**  
Fuente: NOAA.

Una razón del descenso del CO<sub>2</sub> atmosférico a medida que las temperaturas bajan es que los océanos más fríos pueden disolver más CO<sub>2</sub>. Lo que quiere decir que hay un intercambio permanente de CO<sub>2</sub> entre la atmósfera y los océanos. El gas se disuelve y a su vez es liberado en la atmósfera. El equilibrio es determinado principalmente por la temperatura. En los últimos 425,000 años los períodos frescos coincidieron con épocas en las que la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera era menor. Cuando hay menos CO<sub>2</sub> en la atmósfera el efecto invernadero se reduce y el clima es más frío. La línea azul indica la variación en la temperatura global promedio comparada con el promedio entre 1961 y 1990. La línea verde muestra la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, en la Figura 1.5 se muestran dichas concentraciones de dióxido de carbono.

La Figura 1.6 muestra cuatro eras en las que el mundo se encontraba a temperaturas frías que actualmente no se tienen. La IPCC menciona que las emisiones mundiales de GEI aumentaron en un 70% entre 1970 y 2004.



**Figura 1.6. Cuatro eras en las que el mundo se encontraba a temperaturas frías.**  
**Fuente: Informe de síntesis, cambio climático 2007.**

**a) Emisiones anuales mundiales del GEI.**

**b) Representa diferentes GEI antropógenos respecto de las emisiones totales en 2004, en términos de CO<sub>2</sub>.**

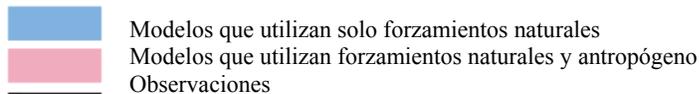
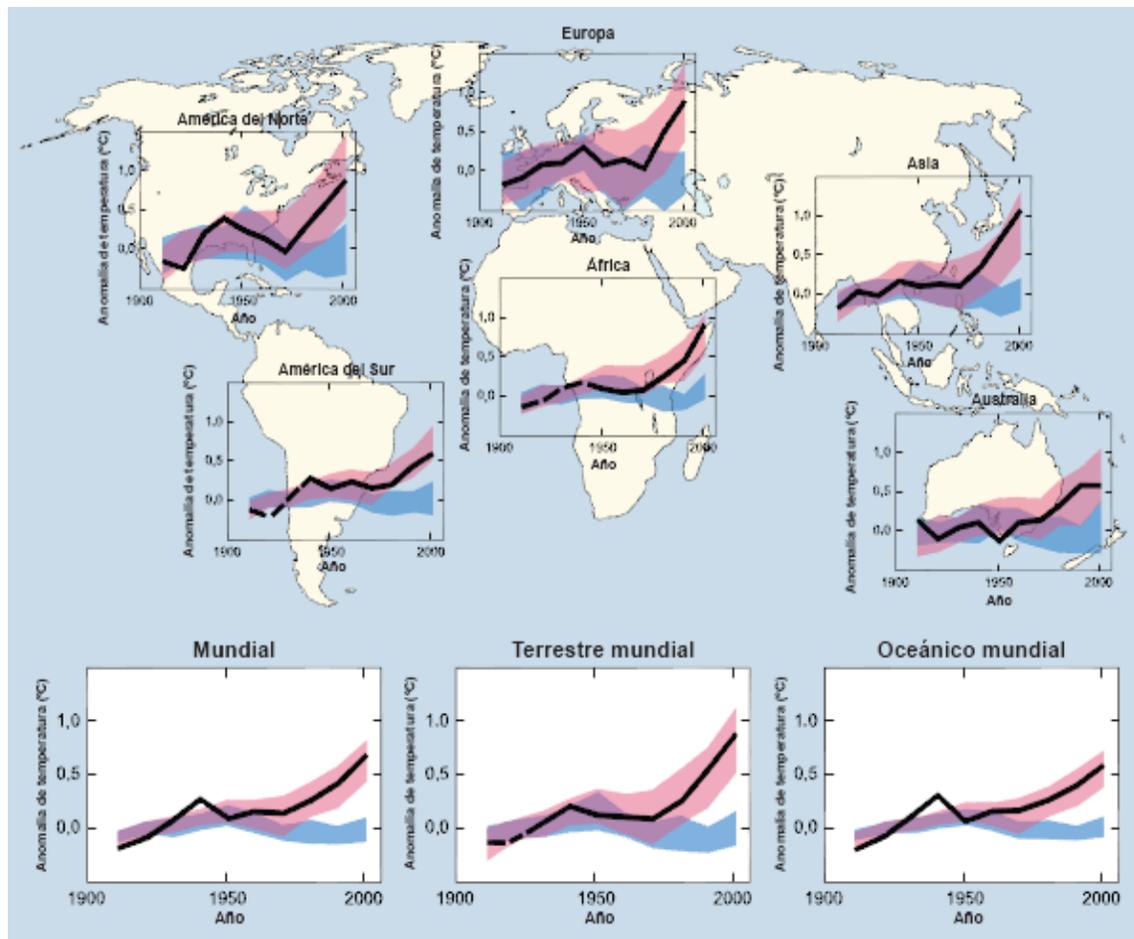
**c) Representa diferentes sectores en las emisiones totales de GEI antropógenos en términos de CO<sub>2</sub> equivalente.**

## 1.2 Evidencias

A lo largo del último siglo, la temperatura media del planeta ha aumentado en 0.6 °C, y la de Europa en particular en casi 1 °C. A nivel mundial, los cinco años más cálidos han sido los siguientes: 1998, 2002, 2003, 2004 y 2001. Esto quiere decir que el cambio climático y el calentamiento global se manifestaron claramente a partir de estas fechas.

El aumento en la temperatura promedio mundial desde el siglo XX, se debe al aumento en la concentración de GEI antropógenos. En la Figura 1.7 podemos observar el calentamiento antropógeno de los últimos cincuenta años en cada continente.

El calentamiento se debe a la creciente cantidad de gases de efecto invernadero emitida por las actividades humanas. Los climatólogos prevén que esta tendencia se acelere, aumentando la temperatura media del planeta entre 1.4 °C y 5.8 °C de aquí a 2100, y las temperaturas en Europa entre 2 °C y 6.3 °C. Solo para darnos una idea durante la última Edad de Hielo (finalizada hace 11,500 años), la temperatura media del planeta era inferior a la actual en 5°C. En base a estos datos concluimos que la variación de la temperatura provoca cambios en el clima del planeta.



**Figura 1.7 Cambios observados de la temperatura superficial a escala continental y mundial, comparados con los resultados simulados mediante modelos del clima que contemplan forzamientos naturales o forzamientos naturales y antropógenos.**

**Fuente: IPCC 2007 Cambio climático 2007. Informe de síntesis.**

El cambio climático repercute a todo el planeta, ya que a largo plazo puede provocar catástrofes naturales, tales como el aumento del nivel del mar, escasez de alimentos y agua. Los países que se verán más afectados son aquellos que no cuentan con suficiente solvencia económica para adaptarse a los nuevos cambios en el clima.

El aumento en la temperatura promedio mundial desde el siglo XX, se debe al aumento en la concentración de GEI antropógenos. En la Figura 1.7 podemos observar el calentamiento antropógeno de los últimos cincuenta años en cada continente.

En los últimos 50 años, la suma de los forzamientos solar y volcánico habría producido un enfriamiento. Las figuras observadas del calentamiento y su variación han sido simuladas mediante modelos que contemplan forzamientos antropógenos.

En el Tercer Informe de Evaluación (TIE) del IPCC celebrado en el 2007, se llegó a la conclusión que los seres humanos provocó la elevación de la temperatura del planeta generando:

- El aumento del nivel del mar durante la segunda mitad del siglo XX.
- Alteración del aire, el cual afecta la temperatura.
- Cambios en la temperatura de las noches cálidas, de las noches frías y de los días fríos.
- Mayor frecuencia de en las olas de calor, las cuales provocan sequías y precipitaciones climáticas.
- Aumento frecuente de las temperaturas primero en el continente y posteriormente sobre los océanos.
- El derretimiento de los glaciares.
- Incremento del vapor de agua en la atmósfera, provocando precipitación.
- Incremento en la intensidad y frecuencia de los ciclones tropicales y huracanes, aumentando el riesgo en los países en pobreza extrema.

### **1.3 Aumento de la temperatura global medida**

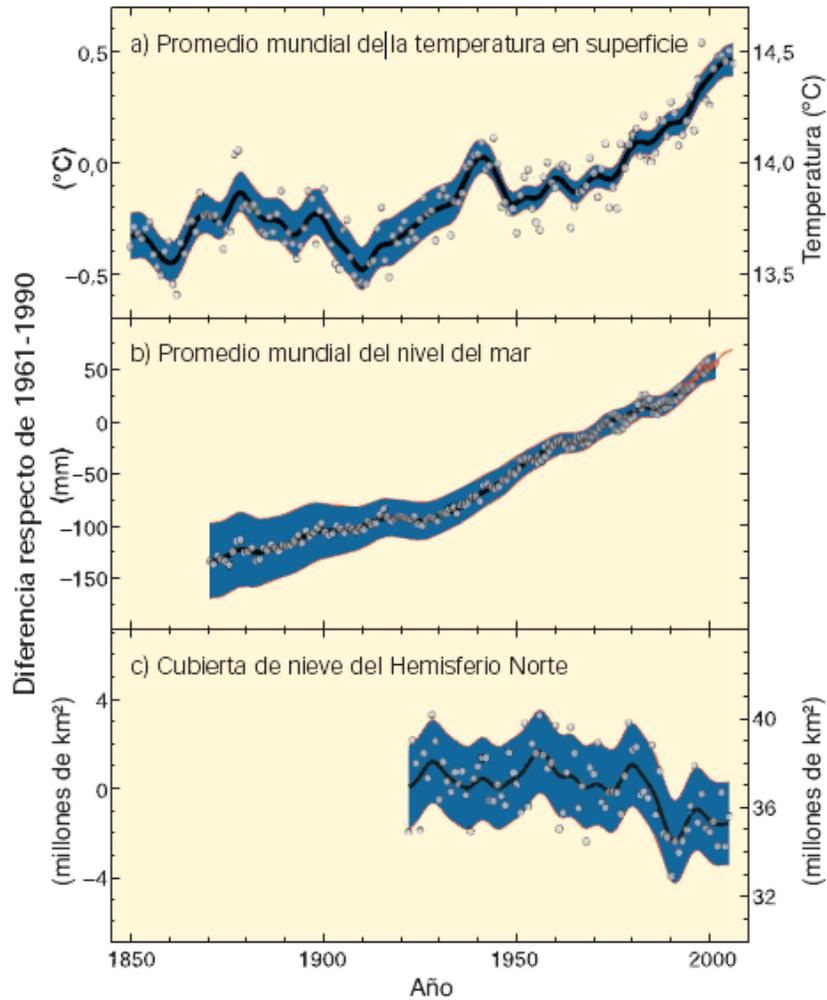
El calentamiento del sistema climático es evidente, lo podemos comprobar en el aumento mundial de la temperatura del aire y del océano, el aumento en el deshielo y el aumento del nivel del mar a nivel mundial.

Los últimos once años han sido los más cálidos. La tendencia a 100 años (1906-2005), cifrada en  $0.74^{\circ}\text{C}$  [entre  $0,56^{\circ}\text{C}$  y  $0,92^{\circ}\text{C}$ ]<sup>11</sup> es superior a la tendencia correspondiente de  $0.6^{\circ}\text{C}$  [entre  $0.4^{\circ}\text{C}$  y  $0.8^{\circ}\text{C}$ ] (1901-2000) indicada en el (TIE) realizada en 2007<sup>12</sup> y lo podemos analizar en la Figura 1.8.

---

<sup>11</sup> Las cifras entre corchetes indican un intervalo de incertidumbres del 90%.

<sup>12</sup> Este informe fue publicado en el año 2008.

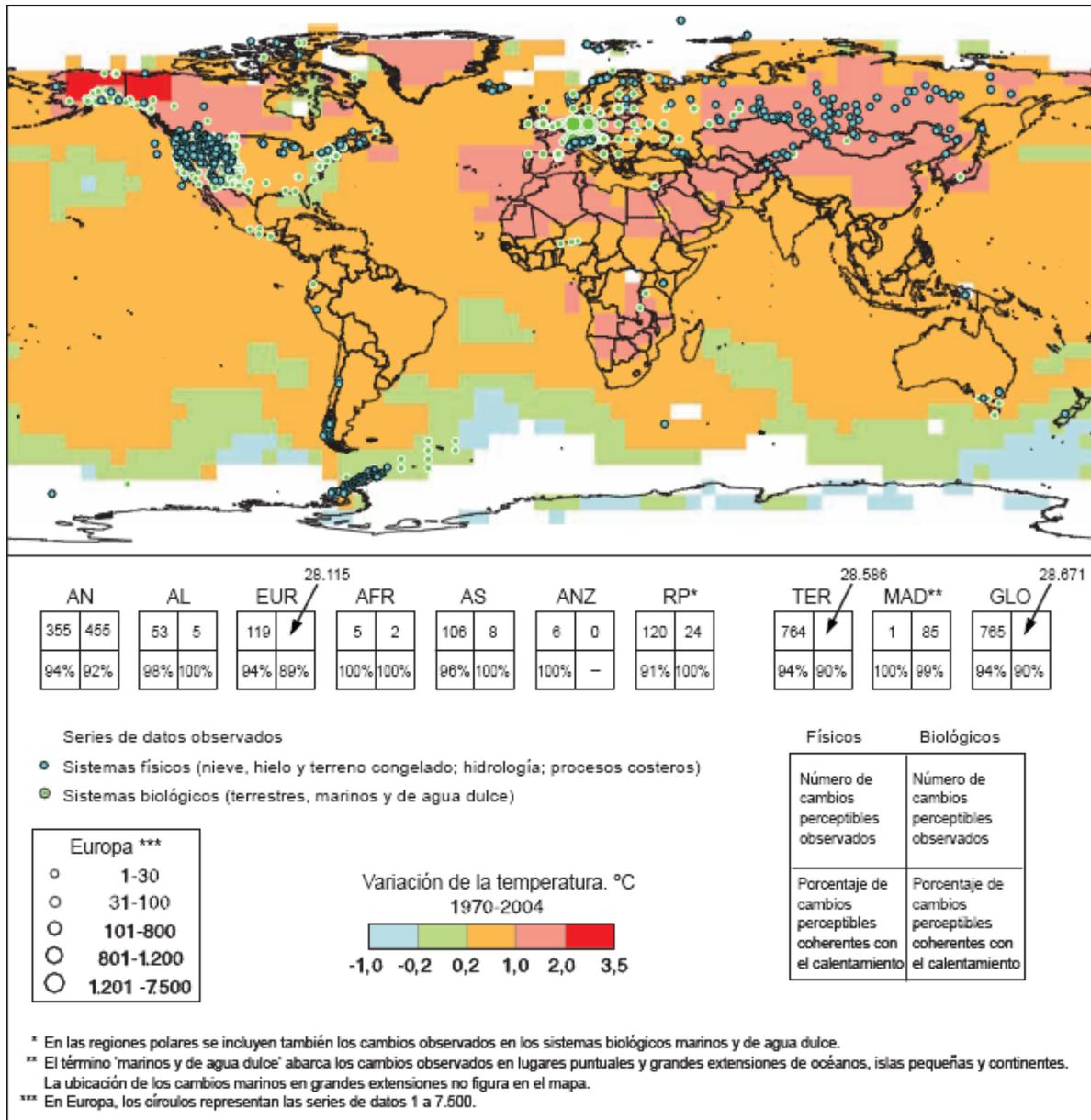


**Figura 1.8 Variación observada de:**

- a) El promedio mundial de las temperaturas en superficie;**
- b) El promedio mundial del nivel del mar a partir de datos mareométricos (azul) y satelitales (rojo); y**
- c) La cubierta de nieve del Hemisferio Norte durante marzo-abril.**

**Fuente: IPCC 2007 Cambio climático 2007. Informe de síntesis.**

Este aumento de temperatura está distribuido por todo el planeta y es más acentuado en las latitudes superiores. Las regiones terrestres se han calentado más aprisa que los océanos. En la Figura 1.9 observamos los cambios experimentados por los sistemas físicos, biológicos y por la temperatura superficial entre 1970 a 2004.



**Figura 1.9** Ubicación de los cambios significativos constatados en las series de datos de los sistemas físicos (nieve, hielo y terreno congelado; hidrología; y procesos costeros) y en los sistemas biológicos (sistemas biológicos terrenos, marinos y de agua dulce), y variación de la temperatura del aire en superficie durante el período 1970-2004.

Fuente: IPCC 2007 Cambio climático 2007. Informe de síntesis.

El aumento de nivel del mar concuerda con este calentamiento. En promedio, el nivel de los océanos mundiales ha aumentado desde 1961 a un promedio de 1.8 (entre 1.3 y 2.3) mm/año, y desde 1993 a 3.1 (entre 2.4 y 3.8) mm/año, en parte por efecto de la dilatación térmica y del deshielo de los glaciares de los casquetes de hielo y de los mantos de hielo polares.

Entre 1900 y 2005, la precipitación aumentó notablemente en las partes orientales del norte de América del Sur y del Norte, Europa y Asia central, aunque disminuyó en el

Mediterráneo, en el sur de África. En todo el mundo, la superficie afectada por las sequías ha aumentado desde 1970.

Las temperaturas del Hemisferio Norte durante la segunda mitad del siglo XX fueron superiores a las de cualquier otro período de 50 años de los últimos 500 años. En todos los continentes y en los océanos los sistemas naturales son afectados por cambios en el clima, en especial por el aumento de la temperatura.

En los ecosistemas se ha alterado la anticipación de las estaciones del año (primavera, verano, otoño e invierno), el desplazamiento hacia los polos, el cambio de la geografía de la flora y fauna.

#### **1.4 Otros impactos**

En la actualidad existen otros efectos del cambio climático sobre el medio ambiente natural y humano. En particular el aumento de la temperatura afectaría:

- El medio agrícola y forestal del Hemisferio Norte, por ejemplo la anticipación de la plantación de los cultivos en primavera, y en alteraciones en los bosques de incendios y plagas.
- En la salud humana se presentará la mortalidad a causa del calor en Europa, la alteración de enfermedades infecciosas.
- La actividad humana en varias regiones, por ejemplo la caza, viajes y deportes a través de nieve o hielo y de montaña.

## CAPITULO II

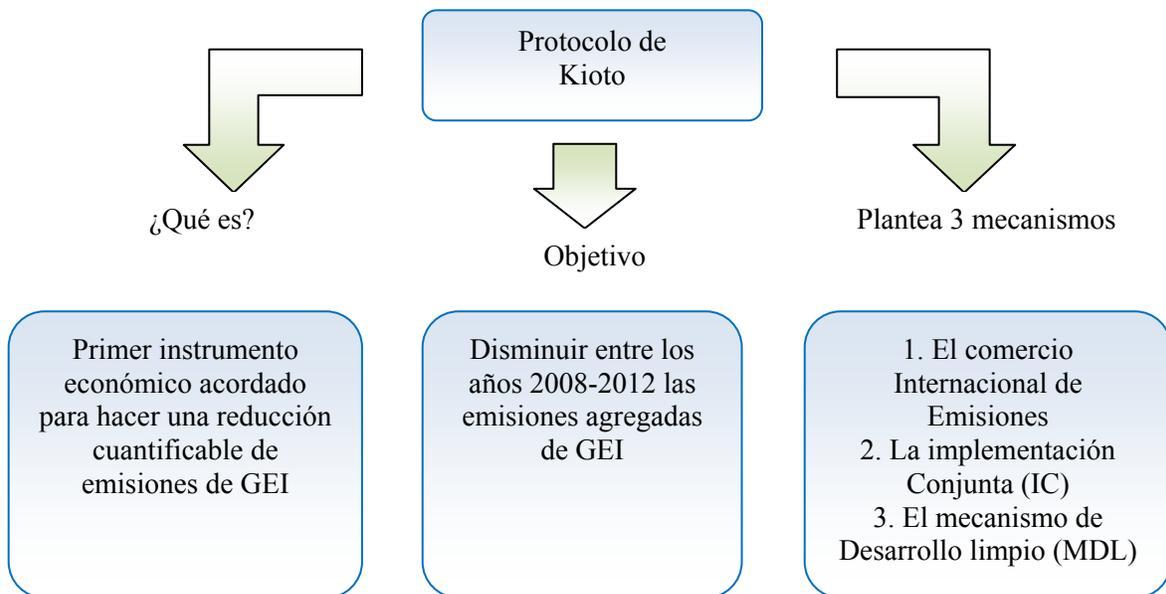
### El Protocolo de Kioto

El PK de la CMNUCC es una adhesión acordada por los países, para adoptar medidas y establecer compromisos más ambiciosos entorno a lo ya establecido sobre cambio climático y las acciones para reducir el calentamiento atmosférico. Entró en vigor el pasado 15 de febrero de 2005.

El Protocolo de Kioto asumido en 1997 tiene como misión el poder mitigar el fenómeno del cambio climático. Tiene como objetivo contener las emisiones de los gases que aceleran el calentamiento global (gases de efecto invernadero).

Los países industrializados (Anexo 1) tienen que cumplir con metas de reducción de GEI a un nivel de 5.2% por debajo del emitido en 1990, hasta el año 2012.

El PK lo podemos resumir como se observa en la Figura 2.1:



**Figura 2.1 El protocolo de Kioto.**

Las reducciones pueden ser alcanzadas a través de acciones domésticas y acciones internacionales. Dentro del protocolo se exponen varios mecanismos de “flexibilidad” dentro del cual se incluyen el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), Implementación Conjunta (IC) y Comercio Internacional de Emisiones.

## 2.1 Metas y obligaciones

Según lo acordado en la CMNUCC, las Partes desarrolladas firmantes que se encuentran incluidos en la tabla 2.1 muestran los países que pertenecen al Anexo I, deben adoptar políticas nacionales y supranacionales para mitigar el cambio climático, limitando las emisiones de gases de GEI así como protegiendo y ampliando sus sumideros.

Asimismo, estas Partes deberán comunicar periódicamente a la Conferencia de las Partes (COP) el inventario nacional y su puesta al día de las emisiones y absorciones de los GEI, mediante metodologías aprobadas por la propia COP.

Países que pertenecen al Anexo I.					
Alemania	Australia	Austria	Bélgica	Bielorrusia*	Bulgaria*
Canadá	Comunidad Europea	Checoslovaquia*	Dinamarca	España	EUA
Estonia*	Federación Rusa*	Finlandia	Francia	Grecia	Holanda
Hungría*	Irlanda	Irlanda del Norte	Islandia	Italia	Japón
Letonia*	Lituania*	Luxemburgo	Mónaco	Noruega	Nueva Zelanda
Polonia*	Portugal	Reino Unido	Rumania*	Suecia	Suiza
Turquía	Ucrania				

\* Países en transición a economía de mercado

**Tabla 2.1 Países incluidos en el Anexo I de la Convención Marco sobre el Cambio Climático.**

Asimismo las Partes desarrolladas incluidas en el Anexo II de la Convención mostradas en la tabla 2.2, proveerán asistencia financiera (incluida la transferencia tecnológica) a las Partes en desarrollo para que éstas puedan cumplir sus obligaciones.

Países que pertenecen al Anexo II					
Alemania	Australia	Austria	Bélgica	Bulgaria	Canadá
Comunidad Europea	Dinamarca	España	EUA	Finlandia	Francia
Grecia	Holanda	Irlanda	Irlanda del Norte	Islandia	Italia
Japón	Luxemburgo	Noruega	Nueva Zelanda	Portugal	Reino Unido
Suecia	Suiza	Turquía			

**Tabla 2.2 Países incluidos en el Anexo II de la Convención Marco sobre el Cambio Climático.**

Cabe señalar que el PK establecía su entrada en vigor “el nonagésimo día contado desde la fecha en que hayan depositado sus instrumentos de ratificación, aceptación,

aprobación o adhesión no menos de cincuenta y cinco Partes en la Convención, entre las que se cuenten Partes del Anexo I cuyas emisiones totales representen, por lo menos, el 55% del total de las emisiones de dióxido de carbono de las Partes del Anexo I correspondiente a 1990". Por lo tanto, para que el PK entrase en vigor, era preciso que lo ratificasen al menos cincuenta y cinco países, y que éstos sean responsables del 55% de las emisiones del año base.

En noviembre de 2004, 145 Partes habían ratificado el Protocolo, incluyendo países industrializados que contribuían con un 61.6% de las emisiones. Por ello el 16 de febrero de 2005, el PK entró en vigor.

Los países que han ratificado el PK se presentan en el Anexo A de la Tesis, así como la situación al 18 de Octubre de 2008, en que se encuentran los países restantes<sup>13</sup>.

<b>País</b>	<b>Objetivo (1990 ** - 2008/2012)</b>
UE-15 *, Bulgaria, República Checa, Estonia, Letonia, Liechtenstein, Lituania, Mónaco, Rumania, Eslovaquia, Eslovenia, Suiza	-8%
EE.UU. ***	-7%
Canadá, Hungría, Japón, Polonia	-6%
Croacia	-5%
Nueva Zelandia, Federación de Rusia, Ucrania	0
Noruega	+1%
Australia	+8%
Islandia	+10%

\* Los 15 Estados que eran miembros de la Unión Europea en 1990 se redistribuirá sus objetivos entre sí, teniendo ventaja de un régimen en virtud del Protocolo conocido como "burbuja", según el cual los países tienen diferentes objetivos individuales, pero que en conjunto un objetivo global de ese grupo de países. La Unión Europea ya ha llegado a un acuerdo sobre la manera en que sus objetivos serán redistribuidos.

\*\* Algunas Partes con economías en transición tienen una base de referencia distinta de 1990.

\*\*\* Los EE.UU. ha manifestado su intención de no ratificar el Protocolo de Kioto.

Nota: A pesar de que se enumeran en el anexo del Anexo I, Bielorrusia y Turquía no están incluidos en el Anexo B del Protocolo, ya que no eran Partes en la Convención cuando el Protocolo fue aprobado.

**Tabla 2.3 Países incluidos en el Anexo B del PK y sus objetivos en reducción de emisiones.**

**Fuente: UNFCCC.**

En virtud de este Protocolo, los 38 países y la Unión Europea incluidos en el Anexo B se comprometieron a reducir sus emisiones durante el periodo 2008-2012, en conjunto, en un 5.2% por debajo de los volúmenes que emitieron en 1990. La máxima cantidad de

<sup>13</sup> Kyoto Protocol Status of Ratification, 16 de Octubre de 2008.

emisiones (medido como el equivalente en dióxido de carbono) que la Parte podrá emitir durante el período de compromiso a fin de cumplir con su objetivo de emisiones se conoce como la cantidad atribuida de la Parte. Los objetivos individuales para las Partes del anexo I se enumeran en el PK del Anexo B, los cuales se observan en la tabla 2.3.

Tras la entrada en vigor, Kazajstán, que ha declarado que desea comprometerse como Parte del anexo I en virtud de la Convención, se convertirá en Parte del anexo I. Como no había hecho esta declaración cuando el Protocolo fue aprobado, Kazajstán no tiene un objetivo de emisiones que figuren en el anexo B.

Los objetivos que cubre el PK en su Anexo A son la de reducir las siguientes emisiones al medio ambiente:

**Gases de efecto invernadero:**

- Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)
- Metano (CH<sub>4</sub>)
- Óxido nitroso (N<sub>2</sub>O)
- Hidrofluorocarbonos (HFC)
- Perfluorocarbonos (PFC)
- Hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)

**Sectores/categorías de fuentes:**

**Energía**

Quema de combustible

- Industrias de energía
- Industria manufacturera y construcción
- Transporte
- Otros sectores
- Otros

Emisiones fugitivas de combustibles

- Combustibles sólidos
- Petróleo y gas natural
- Otros

**Procesos industriales**

- Productos minerales
- Industria química
- Producción de metales
- Otra producción
- Producción de halocarbonos y hexafluoruro de azufre
- Consumo de halocarbonos y hexafluoruro de azufre
- Otros

## Utilización de disolventes y otros productos

### Agricultura

- Fermentación entérica
- Aprovechamiento del estiércol
- Cultivo del arroz
- Suelos agrícolas
- Quema prescrita de sabanas
- Quema en el campo de residuos agrícolas
- Otros

### Desechos

- Eliminación de desechos sólidos en la tierra
- Tratamiento de las aguas residuales
- Incineración de desechos
- Otros

## 2.2 Instancias y Organismos

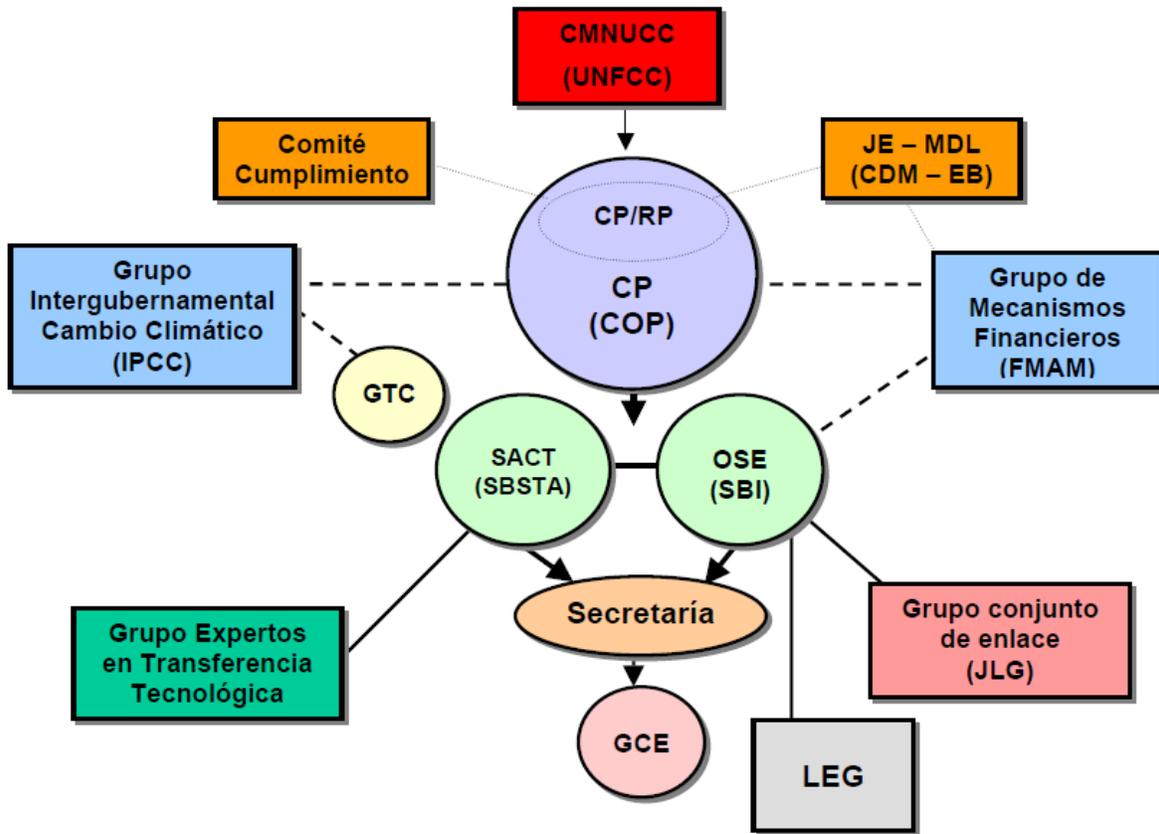
En el año de 1988 las Naciones Unidas a través del programa de Medio Ambiente y la Organización Meteorológica Mundial, establecieron un Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), cuyo objetivo es estudiar científicamente este tema. Este grupo juega un papel muy importante en las actuaciones de los países en este ámbito. Posteriormente, la Resolución 45/212 de Naciones Unidas del 11 de diciembre de 1990, crea un Comité Intergubernamental de Negociación con el encargo de elaborar una Convención Marco sobre el Cambio Climático. Este Comité, tras cinco sesiones de negociación, preparó la Convención Marco sobre Cambio Climático, que fue aceptada en Nueva York en mayo de 1992. Se abrió el período de firma a partir de junio de este mismo año, coincidiendo con la celebración en Río de Janeiro de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo. Durante esta Conferencia, conocida como la “Cumbre de la Tierra”, la Convención fue respaldada por la firma de 155 Estados, constituyendo este acto uno de los principales resultados políticos de la Cumbre. La Convención entró en vigor el 21 de marzo de 1994, 3 meses después de la ratificación del Estado número 50<sup>14</sup>.

La Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) establece, en el Artículo 2, que su objetivo último es “lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible”.

También la Convención Marco establece, en el Artículo 7, que la Conferencia de las Partes (CP) será el órgano superior de la misma teniendo, entre otras responsabilidades, la implantación de la propia Convención. Es el máximo órgano responsable de las decisiones que se tomen y se reúne anualmente. Dependen de él dos órganos subsidiarios que preparan las Conferencias de las Partes: el Órgano Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico (OSACT) y el Órgano Subsidiario de Implementación (OSI). Una Secretaría

<sup>14</sup> Fuente: Guía Latinoamericana del MDL, 2005.

con sede en Bonn (Alemania) integrada por funcionarios internacionales, presta el apoyo necesario a las instituciones relacionadas en el Cambio Climático, y particularmente la CP y a los Órganos Subsidiarios. Además existen otros Grupos de expertos y Comités, algunos independientes de la propia Convención como son, el ya citado IPCC y el Grupo de Mecanismos Financieros (FMAM), cuyas relaciones se presentan en la Figura 2.2.



- OSACT Órgano Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico (SBSTA)
- OSI Órgano Subsidiario de Implementación (SBI)
- GTC Grupo de trabajo conjunto (OSACT/IPCC)
- GCE Grupo consultivo de expertos sobre las comunicaciones nacionales de las Partes no incluidas en el Anexo I de la Convención
- LEG Grupo de expertos en PMA
- JLG Grupo conjunto de enlace (CMNUCC, CBD y CLD)

\* Grupos Independientes de Apoyo

**Figura 2.2 Principales instituciones de apoyo de la Convención Marco sobre Cambio Climático (CMNUCC).**

**Fuente: Guía Latinoamericana del MDL.**

En México, se cuenta con la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC). La CICC fue creada para coordinar, en el ámbito de sus respectivas competencias, las acciones de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal relativas a la formulación e instrumentación de políticas nacionales para la prevención y mitigación de emisiones de GEI, la adaptación a los efectos adversos del cambio climático y, en

general, para promover el desarrollo de programas y estrategias de acción climática relativos al cumplimiento de los compromisos suscritos por México en la CMNUCC y demás instrumentos derivados de ella, particularmente el PK<sup>15</sup>.

Las funciones de la CICC (artículo tercero del Acuerdo que la crea) son:

- Formular y someter a consideración del Presidente de la República las políticas y estrategias nacionales de cambio climático, para su incorporación en los programas y acciones sectoriales correspondientes [fracción I];
- Promover y coordinar la instrumentación de las estrategias nacionales de acción climática y coordinar su instrumentación en los respectivos ámbitos de competencia de las dependencias y entidades federales [fracción II];
- Promover la realización y actualización permanente de las acciones necesarias para cumplir con los objetivos y compromisos de la CMNUCC [fracción III];
- Fungir como Autoridad Nacional Designada para los fines relativos a la CMNUCC [fracción IV];
- Formular las posiciones nacionales a adoptar ante los foros y organismos internacionales en la materia [fracción V];
- Revisar los documentos de diseño de proyectos de reducción y captura de emisiones de GEI cuyos desarrolladores deseen obtener registro ante el MDL del Protocolo de Kioto y expedir las Cartas de Aprobación correspondientes [fracción VII];
- Promover en los sectores privado y social, así como en las instancias competentes de los tres órdenes de gobierno, el desarrollo y registro de proyectos de reducción y captura de emisiones de GEI [fracción X];
- Sistematizar la información científica, técnica y de acción climática y difundirla a nivel nacional, incluyendo un reporte público anual con los avances de México en la materia [fracciones XII y XIII].

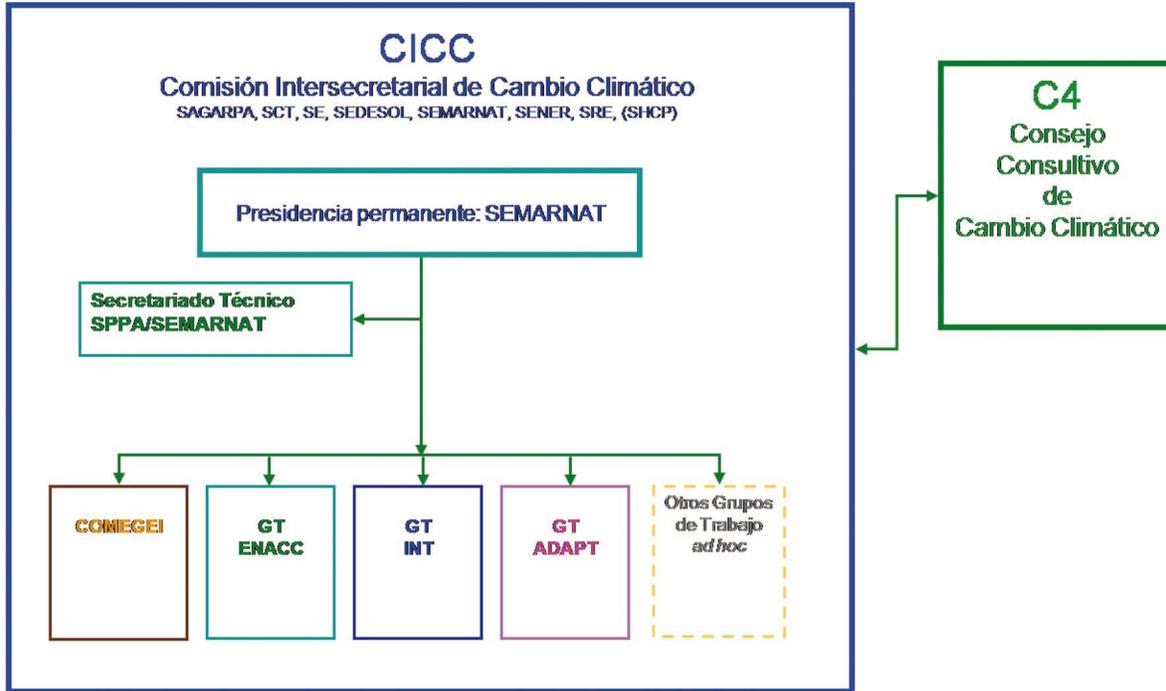
La CICC está integrada por los Titulares de las Secretarías de:

- Medio Ambiente y Recursos Naturales (quien la preside y coordina su secretariado técnico);
- Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación;
- Comunicaciones y Transportes;
- Desarrollo Social;
- Economía;
- Energía;
- Relaciones Exteriores.

---

<sup>15</sup> Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENACC) 2007.

La Figura 2.3 muestra la estructura actual de la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático.



**Figura 2.3 Organigrama del CICC.**  
Fuente: Secretariado Técnico de la CICC, SPPA/SEMARNAT.

### 2.3 Mecanismos flexibles

El PK contempla la utilización de tres mecanismos de flexibilidad para ayudar al cumplimiento de las obligaciones contraídos por los países desarrollados respecto a la limitación de las emisiones de GEI.

Para facilitar el cumplimiento de los compromisos cuantitativos de reducción de emisiones, el PK estableció tres Mecanismos de Flexibilidad: la Implementación Conjunta (IC, o JI, por sus siglas en inglés), el Comercio de Emisiones (CE, o ET, por sus siglas en inglés) y el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL, o CDM, por sus siglas en inglés).

#### 2.3.1 Comercio de Emisiones (CE)

El Comercio de Emisiones autoriza a que las Partes Anexo I/Anexo B comercien entre sí una fracción de sus respectivos permisos de emisión determinados por los límites que les impone el Protocolo. Luego de la entrada en vigor del PK el 16 de febrero de 2005, este mecanismo recibió un fuerte impulso potencial apoyado en el mercado europeo de permisos de emisión.

### 2.3.2 Aplicación Conjunta (AC)

La Implementación Conjunta establece la posibilidad de que un país Anexo I/Anexo B implemente proyectos de reducción o de captura de emisiones en el territorio de otro país Anexo I/Anexo B, contabilizando para sí el monto logrado como Unidades de Reducción de Emisiones (ERU, por sus siglas en inglés).

### 2.3.3 Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) contenido en el Artículo 12 (Apéndice A) del Protocolo de Kioto es un mecanismo flexible por medio del cual una entidad o gobierno de un país industrializado, país "A", invierte en un proyecto de reducción de emisiones en un país en desarrollo, país "B". En compensación, el país "A" recibe certificados de reducción de emisiones (CREs, o CERs, por sus siglas en inglés) basado en el rendimiento del proyecto como se muestra en la Figura 2.4.

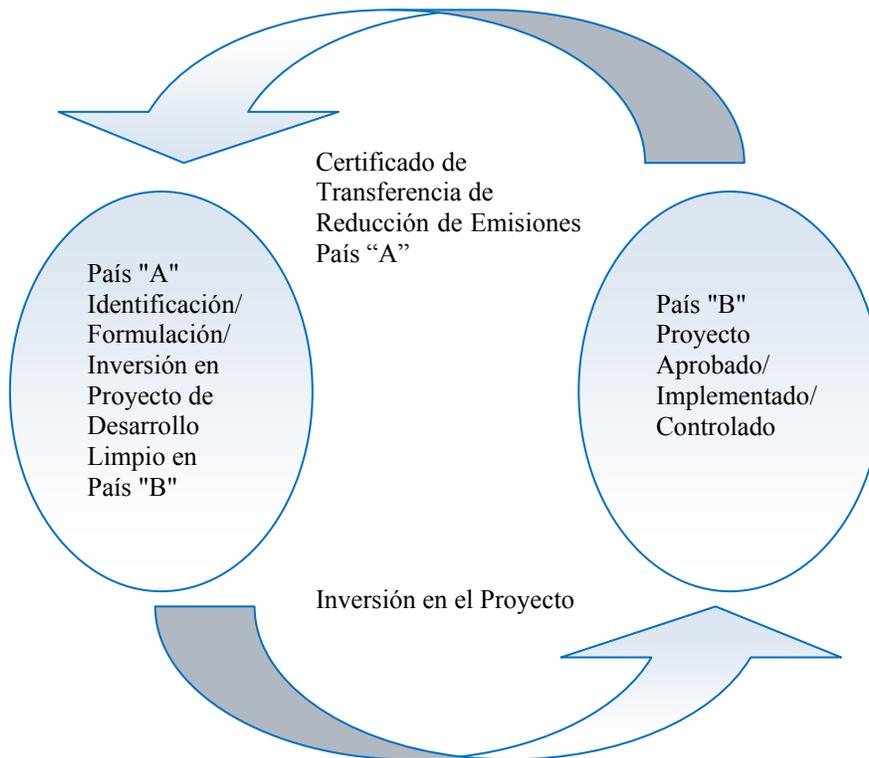


Figura 2.4 Mecanismo de Desarrollo Limpio.

El MDL es el único mecanismo flexible que contempla la participación de países que no pertenecen al Anexo I en el comercio de emisiones, como vendedores de CERs sustentadas en proyectos de mitigación registrados. El beneficio es recíproco, pues las Partes del Anexo B del PK reciben apoyo de países que pertenecen al anexo A para cumplir a menor costo sus compromisos de reducción, en tanto estas últimas reciben fondos adicionales que inducen procesos productivos más limpios, y contribuye al desarrollo sustentable de estos países.

En el ámbito del MDL, hasta el 5 de mayo de 2007, 49 países no-Anexo I habían obtenido registro para 650 proyectos, acumulando un monto esperado de reducciones por 140 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e por año.<sup>16</sup>

El MDL permite proyectos de reducción de emisiones entre países del Anexo 1 (países industrializados con metas, incluyendo países con economías en transición) y países en desarrollo (observar la Tabla 2.4 para una lista de países en desarrollo en Latino América y el Caribe).

Países en desarrollo en Latino América y el Caribe					
Antigua y Barbuda	Argentina	Bahamas	Barbados	Bolivia	Brasil
Chile	Colombia	Costa Rica	Cuba	República Dominicana	Ecuador
El Salvador	Guatemala	Guinea	Honduras	Jamaica	México
Mozambique	Nicaragua	Panamá	Paraguay	Perú	Santa Lucía
San Vicente y Las Granadinas	Trinidad y Tobago	Uruguay			

**Tabla 2.4 Países Latinoamericanos y del Caribe en vías de desarrollo.**

El MDL menciona que el proyecto debe tener los siguientes objetivos:

- Que reduzca o elimine la emisión de gases de efecto invernadero
- Una adecuada gestión del medio ambiente
- Que contribuya al desarrollo sustentable del país
- Que cuente con viabilidad técnica
- Que sea un proyecto financieramente viable

Para que los países puedan participar en proyectos MDL, deben de cumplir con los tres criterios siguientes:

- Participación voluntaria de cada país en el MDL.
- Establecimiento de una autoridad con el propósito de MDL; y
- Ratificación del PK.

También existen tres criterios de elegibilidad que los proyectos MDL deben de cumplir. Los proyectos deben:

- Asistir entidades que no pertenecen al Anexo 1 en alcanzar el desarrollo sostenible y en contribuir al objetivo último de la Convención;
- Que sea real, medible, y que provea beneficios de largo plazo en relación con la mitigación del cambio climático; y
- Proveer reducción de emisiones que sean adicionales a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto certificado.

<sup>16</sup> Fuente: CDM Statistics.

### **2.3.3.1 Conferencia de las Partes/Miembros de las Partes – Junta Ejecutiva**

Dos autoridades administran los proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL): La Conferencia de las Partes, (COP) actuará como Reunión de las partes (RP), (COP/RP) y una Junta Ejecutiva. Los miembros COP/RP incluyen aquellos países que han ratificado el Protocolo. La misión de COP/RP es:

- Proveer dirección a la Junta Ejecutiva en cuanto a sus reglas y procedimientos;
- Revisar reportes anuales de la Junta Ejecutiva; y
- Revisar la distribución regional y sub-regional de las entidades operacionales designadas para promover su distribución equitativa (entidades operacionales designadas serán discutidas más adelante).

La Junta Ejecutiva (JE) reporta a COP/RP y está compuesta de diez miembros de las Partes del Protocolo. La JE es responsable de:

- Acreditar las entidades operacionales
- Definir procedimientos de operación para proyectos MDL
- Aprobar metodología y directrices en relación a líneas de base; y
- Mantener el registro MDL y base de datos
- Publicar los certificados de Reducción de Emisiones

### **2.3.3.2 Entidades Operacionales Designadas**

Para que los proyectos MDL generen reducciones de emisión certificadas, el proponente del proyecto debe trabajar con una EOD. La EOD rinde cuentas a la Conferencia de las Partes/Miembros de las partes a través de la Junta Ejecutiva. El papel de la EOD es:

- Validar las actividades propuestas por el proyecto MDL;
- Verificar y certificar reducciones de emisiones antropógenas por las fuentes de gases del efecto invernadero
- Validación o verificación y certificación
- Mantener una lista pública de todas las actividades del proyecto MDL para las cuales se lleva a cabo validación, verificación y certificación
- Presentar un reporte anual de actividades a la Junta Ejecutiva

La EOD provee esta información a la Junta Directiva que aprueba todos los proyectos MDL. La Junta Ejecutiva es responsable de mantener una lista de todas las EOD's acreditadas.

### **2.3.3.3 Autoridad Nacional para el Mecanismo de Desarrollo Limpio**

Países participantes del MDL deben designar una Autoridad Nacional para evaluar y aprobar los proyectos. Las Autoridades Nacionales (AN) en países en desarrollo son responsables de evaluar y asesorar proyectos para asegurar que éstos cumplan con los

objetivos del desarrollo sustentable de ese país. Si se juzga que el proyecto cumple con los objetivos delineados para el desarrollo sustentable, la AN pública entonces una carta o certificado que indica que el proyecto cumple con los objetivos del desarrollo sustentable de ese país. La AN es también responsable de reportar cada año a la CMNUCC dentro de ese país.

### 2.3.3.4 País Anfitrión

El País anfitrión es aquella Parte del PK no incluida en el Anexo I de la Convención en la que se implanta un proyecto MDL. Debe tener establecida una Autoridad Nacional Designada a efectos de su participación en el mecanismo.

El País anfitrión tiene la potestad de aprobar el proyecto MDL, en función de su contribución al modelo de desarrollo sostenible que soberanamente ha escogido, y a tal fin debe emitir una declaración acorde.

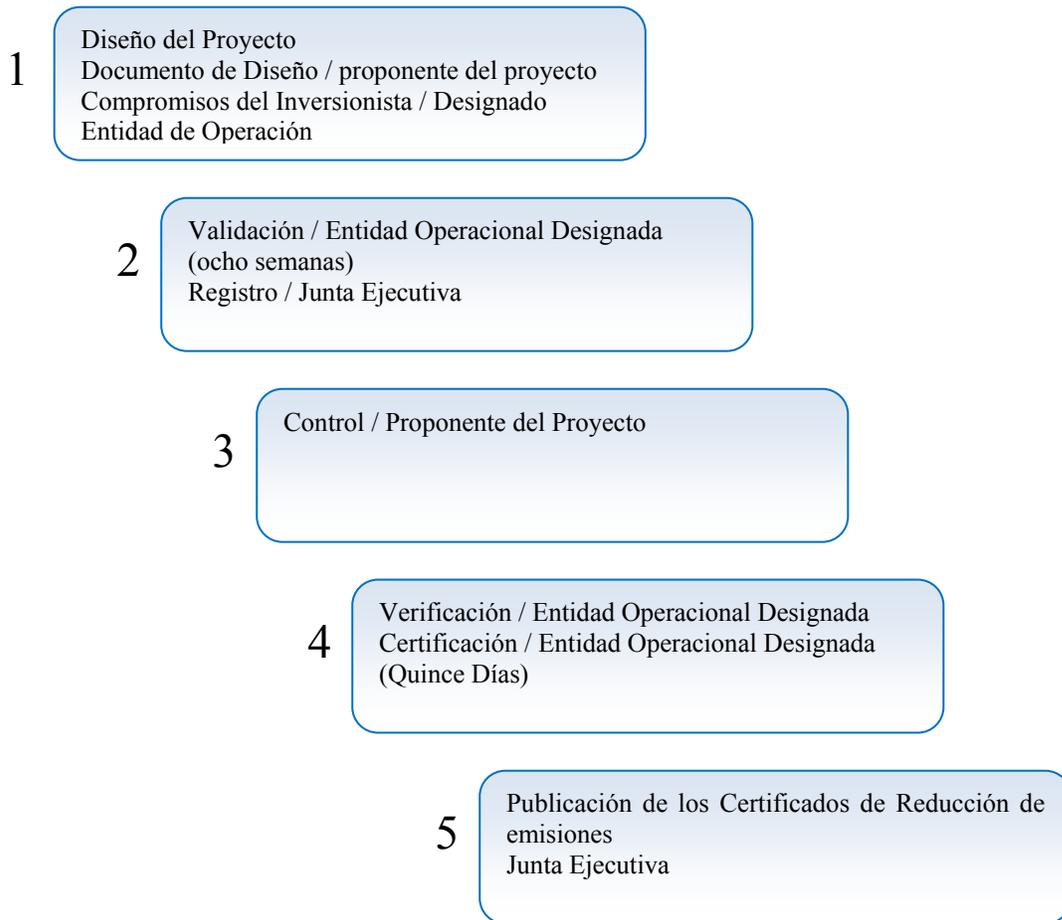
De los anteriores apartados puede deducirse que cada uno de los actores intervinientes en un proyecto MDL, tiene funciones claramente diferenciadas a lo largo de su ciclo de aprobación. En la Tabla 2.5 se hace un resumen de las mismas.

Participantes del proyecto	Elaboración del Documento de Diseño del Proyecto (DDP), implementación del proyecto y plan de vigilancia de su operación.
Autoridad Nacional Designada	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>País Anexo I:</b> Autorización de la participación voluntaria en el MDL de entidades públicas y/o privadas.</li> <li>• <b>País no Anexo I:</b> Autorización de participación voluntaria de entidades. Revisión y aprobación del DDP en relación a su contribución al desarrollo sostenible del País anfitrión.</li> </ul>
Entidad Operacional Designada	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entidad independiente acreditada por la Junta Ejecutiva para realizar las funciones de validación del proyecto MDL, y/o la verificación y certificación de las emisiones evitadas.</li> </ul>
Junta Ejecutiva del MDL	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Supervisión del MDL siguiendo directrices de la CP/RP.</li> <li>• Establecimiento de reglas relativas a metodologías de cálculo de la base de referencia, vigilancia de emisiones, y procedimientos de verificación, de aprobación del proyecto, y de acreditación de entidades operativas.</li> <li>• Procedimientos y definiciones para proyectos de pequeña escala, sumideros,....</li> <li>• Elaboración y gestión del registro MDL.</li> <li>• Información al público.</li> </ul>

**Tabla 2.5 Actores del ciclo del proyecto MDL y funciones desarrolladas.**  
**Fuente: Decisión 17/CP7 (Acuerdos de Marrakech).**

### 2.3.3.5 Ciclo de un Proyecto MDL

Los Acuerdos de Marrakech (Decisiones emanadas de la Séptima Conferencia de las Partes sostenidas del 29 de octubre al 10 de noviembre, 2001 en Marrakech, Marruecos) ha identificado cinco etapas fundamentales del ciclo de un Proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio los cuales se observan a continuación en la Figura 2.5:



**Figura 2.5 Etapas de un Proyecto MDL.**

Cada etapa se explica a continuación:

#### **Diseño**

Para cada proyecto MDL se requiere completar un documento de Diseño de Proyecto (DDP) cómo fue bosquejado por la Conferencia de las Partes/Miembros de las Partes (COP/MDP). Se consideran los siguientes:

- **Descripción general de las actividades del proyecto que incluye:**
  - Título de la actividad del proyecto
  - Participantes en la actividad del proyecto

- Propósito de la actividad del proyecto
- Descripción Técnica de la actividad del proyecto
- **Metodología de Línea de Base**
  - Título y referencia de la metodología aplicada a la actividad del proyecto
  - Justificación de la selección de la metodología y porque es aplicable a la actividad del proyecto
  - Descripción de cómo la metodología es aplicada en el contexto de la actividad del proyecto
  - Descripción de cómo las emisiones antropógenas por fuentes de los gases del efecto invernadero son reducidas debajo de aquellos que ocurrirían en ausencia de la actividad del proyecto MDL
  - Descripción y justificación de los límites del proyecto
  - Detalles del desarrollo de la línea de base
- **Duración de la actividad del proyecto/período de crédito debe de incluir información sobre:**
  - Duración de la actividad del proyecto
  - Selección del período de crédito e información relacionada
- **Metodología y plan de control que incluyen:**
  - Nombre y referencia de la metodología aprobada aplicada a la actividad del proyecto
  - Justificación de la selección de metodología y porque es aplicable a la actividad del proyecto
  - Datos que serán acumulados para supervisar las emisiones de la actividad del proyecto, y cómo estos datos serán archivados
  - Fuentes potenciales de emisiones que son significativa y razonablemente atribuidas a la actividad del proyecto, pero que no están incluidas en los límites del proyecto, e identificación de cuándo y cómo los datos serán acumulados y archivados de aquellas fuentes de emisión
  - Datos relevantes necesarios para determinar la línea de base de emisiones antropógenas por fuentes de GEI dentro de los límites del proyecto e identificación de cuándo y cómo tales datos serán acumulados y archivados
  - Procedimientos de control de calidad y garantía de calidad que son implementados para el control de datos
  - Nombre de la persona/entidad que determina la metodología de control

- **Cálculo de Emisiones GEI por fuentes:**
  - Descripción de fórmulas usadas para calcular y estimar emisiones antropógenas por fuentes de gases del efecto invernadero de la actividad del proyecto dentro de los límites del proyecto.
  - Descripción de las fórmulas usadas para calcular y proyectar escapes, definidos como el cambio neto de emisiones antropógenas por fuentes de emisiones de gases del efecto invernadero que ocurren fuera de los límites del proyecto, y que es mensurable y atribuible a la actividad del proyecto.
  - Descripción de fórmulas usadas para calcular y proyectar emisiones antropógenas por fuentes de gases del efecto invernadero de la línea de base.
  - Descripción de las fórmulas para calcular y proyectar escapes.
  - Cálculo de diferencias entre emisiones de la actividad del proyecto y emisiones de línea de base que representan la reducción de emisiones de la actividad del proyecto.
  
- **Impactos ambientales:**
  - Debe proveerse documentación sobre el análisis de los impactos ambientales, incluyendo impactos que traspasan los límites
  - Si los impactos son considerados significantes ya sea por el proponente del proyecto o la Parte anfitriona, la documentación y todos las referencias de cualquier asesoría del impacto al ambiente que se han considerado deberán ser incluidas
  
- **Reporte de los comentarios de inversionistas e impactos ambientales:**
  - Breve descripción del proceso de como los comentarios de inversionistas locales han sido invitados y compilados
  - Resumen de los comentarios recibidos
  - Reporte de como los comentarios recibidos fueron registrados debidamente.

### **Validación y Registro**

Validación es el proceso de una evaluación independiente del proyecto que se lleva a cabo por una EOD. Bajo el proceso de validación, la EOD revisa el documento de diseño del proyecto y cualquier otra documentación de apoyo para comprobar que el proyecto cumple con los siguientes requisitos bosquejados por la COP/RP:

- Las metodologías de línea de base y control cumplen con los requisitos aprobados por la Junta Ejecutiva.
- Confirmación de que el proyecto cumple con los objetivos de desarrollo sustentable del país anfitrión.
- Asegura que las preocupaciones/comentarios señaladas son atendidas.

- La autoridad nacional designada ha aprobado el proyecto.
- Las reducciones de emisión son reales.

Cuando la EOD ha garantizado por sí misma que las condiciones anteriores se han cumplido, la EOD publica el Documento de Diseño de Proyecto para adiciones de los inversionistas. Los inversionistas tienen treinta días para responder. En este punto, la EOD valida o rechaza el proyecto. Si el proyecto es validado, éste es enviado a la Junta Ejecutiva para que sea aprobado. Una vez que la Junta Ejecutiva aprueba el proyecto MDL, éste es registrado formalmente y el proyecto puede empezar.

### **Control**

Un plan de control debe de ser proveído como parte del documento de diseño del proyecto. El plan debe contener los elementos siguientes:

- Acumulación y archivo de datos necesarios y relevantes para estimar o medir emisiones antropógenas por fuentes de gases del efecto invernadero, que ocurren dentro de los límites del proyecto durante el período de crédito.
- Acumulación y archivo de todos los datos relevantes y necesarios para determinar la línea de base de emisiones antropógenas por fuentes de gases del efecto invernadero dentro del límite del proyecto durante el período de crédito.
- Identificación de todas las fuentes potenciales de/y acumulación, y archivo de datos sobre emisiones antropógenas por fuentes de GEI, fuera del alcance del proyecto, que son significativa y razonablemente atribuibles a la actividad del proyecto durante el período de crédito.
- Documentación sobre el análisis de los impactos ambientales de la actividad del proyecto, incluyendo impactos que traspasan el alcance y si los impactos son considerados significativos por los participantes o la Parte anfitriona; una asesoría de impacto al ambiente deberá de ser realizada de acuerdo con los procedimientos requeridos por la Parte anfitriona.
- Garantía de calidad y procedimientos de control para el proceso de supervisión.
- Procedimientos para el cálculo periódico de las reducciones de emisiones antropógenas por fuentes de la actividad propuesta por el proyecto MDL, y para efectos de escape.
- Documentación de todas las etapas involucradas en los cálculos.

El reporte de control debe ser presentado a la EOD que es responsable por la verificación y certificación del reporte. La EOD revisará el reporte para asegurar que el reporte ha sido completado de acuerdo con la metodología bosquejada en el Documento de Diseño de Proyecto.

## **Verificación y Certificación**

Una vez que la EOD ha completado su revisión del reporte de control y verifica que las reducciones de emisión han ocurrido, se lo provee a la Junta Ejecutiva como un reporte de certificación que verifica que las reducciones de emisión han ocurrido. La EOD también hace una solicitud formal con la JE para que publique el Certificado de Reducciones de Emisión.

## **Publicación Oficial del Certificado de Reducciones de Emisión**

El reporte de certificación constituye una solicitud a la Junta Ejecutiva para la publicación oficial (JE) de CERs igual a las cantidades de reducción verificadas. La publicación oficial se considera final quince días después de la fecha de recibo de la solicitud para publicación oficial, a no ser que una revisión sea requerida (una revisión puede ser requerida si la entidad operacional designada es juzgada ser incompetente o fraudulenta en sus prácticas).

Una vez que la JE aprueba la publicación oficial de CERs (basada en el reporte de certificación), el administrador del registro MDL proporciona la cantidad apropiada de CERs al registro de cuenta de las Partes y proponentes del proyecto involucrados en el proyecto MDL. Una porción de las CERs es retenida para cubrir gastos administrativos y asistir en costos de reuniones y adaptación (ver sección sobre costos de Proyectos MDL).

### **2.3.3.6 Periodo de Acreditación**

Se entiende por periodo de acreditación el tiempo en que una EOD verifica y certifica las reducciones de emisiones de GEI debidas a la actividad del Proyecto, a fin de que la JE pueda dar su aprobación a la expedición de las reducciones certificadas de emisiones (CERs). Los participantes deben indicar en el documento del proyecto, la fecha de iniciación y tiempo de funcionamiento del proyecto, así como el periodo de acreditación.

Los participantes pueden elegir entre un periodo de acreditación fijo máximo de diez años no renovable, o un periodo de siete años renovable como máximo dos veces (21 años en total). Cada renovación estará sujeta al chequeo de si se mantiene la adicionalidad del proyecto, así como se revisará la Línea Base con la que se calculan las reducciones de emisiones de GEI atribuibles al proyecto, siempre que una EOD determine en las renovaciones la validez de la base de referencia original e informe a la JE.

### **2.3.3.7 Tipos de proyectos MDL**

El Consejo Ejecutivo del MDL establece las siguientes categorías de proyectos:

1. Industrias energéticas (renovables/no renovables)
2. Distribución de energía
3. Demanda de energía
4. Industrias manufactureras
5. Industrias químicas
6. Construcción

7. Transporte
8. Minas / producción mineral
9. Producción metalúrgica
10. Emisiones fugitivas de combustibles (sólidos, petróleo y gas natural)
11. Emisiones fugitivas de la producción y consumo de halocarbonos y hexafluoruro de azufre
12. Uso de solventes
13. Disposición y manejo de desechos
14. Aforestación y reforestación
15. Agricultura

Un proyecto MDL debe cumplir con las condiciones de adicionalidad, de determinación de la línea base y de contribución al desarrollo sostenible del país anfitrión.

#### **2.3.3.8 Entidad responsable de proyectos MDL en México**

Como compromiso ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y del Protocolo de Kioto, México cuenta con la Autoridad Nacional Designada que es el Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y de Captura de Gases de Efecto Invernadero (COMEGEI), Comité intersecretarial, presidido por SEMARNAT, creado el 23 de enero de 2004 y cuya función es la de otorgar cartas de aprobación a proyectos como requisito indispensable para que puedan ser considerados para su registro como proyectos MDL susceptibles de generar CERs y hace constar que el proyecto contribuye al desarrollo sustentable del país y que las partes participantes lo hacen de manera voluntaria.

#### **2.3.3.9 Procedimientos para obtener Cartas de Aprobación en México**

Para que un proyecto pueda ser verificado (previo a ser registrado por la JE como un proyecto MDL susceptible de generar CERs) por una Entidad Operacional Designada, se requiere de una Carta de Aprobación emitida por la Autoridad Nacional Designada. En dicha carta se hace constar que los participantes lo hacen de manera voluntaria y que el proyecto contribuye al desarrollo sustentable de México.

En México la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC) funge como Autoridad Nacional Designada. Los procedimientos para obtener Cartas de Aprobación para participar en el MDL fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el 27 de octubre de 2005.

La Dirección General Adjunta para Proyectos de Cambio Climático (DGAPCC) es la ventanilla para la tramitación de las Cartas de Aprobación. Los procedimientos respectivos se dividen en tres modalidades

- a) Sin requerimiento de autorización en materia de Impacto Ambiental.
- b) Con autorización en materia de Impacto ambiental competencia de la SEMARNAT.

c) Con autorización en materia de Impacto Ambiental competencia de otros órdenes de gobierno.

#### **2.3.3.10 Costos de Proyectos MDL**

El PK obliga a que el 2% de los Certificados de Reducciones de Emisión sean depositados en una cuenta/registro MDL que será administrado por la Junta Ejecutiva. Las ganancias generadas de la venta de CERs serán enviadas a países con proyectos MDL. Este cobro es para ayudar a países a que se adapten al cambio climático. Además de financiar la adaptación, las ganancias originadas de proyectos MDL también serán recobradas para cubrir costos administrativos.

#### **2.3.3.11 Proyectos No Elegibles por el Mecanismo de Desarrollo Limpio**

El Protocolo de Kioto limita la cantidad y tipos de crédito por proyectos de uso de la tierra, cambio del uso de la tierra y proyectos forestales (LULUCF por sus siglas en inglés). Los créditos originados de actividades LULUCF son denominados Unidades Removidas (USRM) y estas USRMs no pueden exceder el 1% de las emisiones base anual de un país del Anexo 1 entre 2008 al 2012. Por ejemplo, si las emisiones de un país en 1990 totalizaron 1,000 Mt, sólo 50Mt en USRMs serían permitidas para proyectos MDL ( $10 * 5 = 50\text{Mt}$ ). Así también, a proyectos de energía nuclear no se les permite recibir créditos bajo MDL.

#### **2.3.3.12 Procedimientos Simplificados para Proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio a Pequeña Escala**

Los Acuerdos de Marrakech han reconocido que los costos de transacción involucrados en la aprobación e implementación de proyectos MDL puede impactar significativamente la viabilidad de proyectos MDL más pequeños. Para resolver este problema, la Junta Ejecutiva está desarrollando procedimientos simplificados para el desarrollo de proyectos de mecanismo de desarrollo limpio a pequeña escala. Especialmente, los siguientes tipos de proyectos serán elegibles para los procedimientos simplificados:

- Proyectos con actividades de energía renovable con una capacidad de salida equivalente a un máximo de 15 MW.
- Proyectos con actividades para mejorar la eficiencia de energía, las cuales reducen el consumo de energía tanto de suministro y/o demanda, por un equivalente hasta de un máximo de 15 GWh por año.
- Otros proyectos con actividades que reducen las emisiones antropógenas por fuentes y que emiten directamente menos de 15 toneladas de dióxido de carbono anualmente.

### 2.3.3.13 Proyectos MDL en México

La implantación del MDL fue posible gracias a la constitución formal de la CICC y a la intensa labor de difusión que ha realizado sobre proyectos de mitigación bajo este mecanismo flexible del PK. En el desarrollo de proyectos MDL el cual se muestra en la tabla 2.6 nuestro país tiene el 3° lugar mundial por el número de proyectos registrados, el 5° por las reducciones esperadas por año y el 6° por la obtención de Reducciones Certificadas de Emisiones.

Tipo de proyecto	Proyectos que han recibido Carta de Aprobación						Anteproyectos con Carta de No Objeción	
	Registrados				Por registrarse			
	CER esperadas		CER obtenidas		CER esperadas		CER esperadas	
	No.	ktCO <sub>2</sub> e /año	No.	ktCO <sub>2</sub> e /año	No.	ktCO <sub>2</sub> e /año	No.	ktCO <sub>2</sub> e /año
Manejo de estiércol	69	2,083	13	194	65	1,065	1	32
Rellenos sanitarios	2	372	1	23	5	427	4	1,921
Eólicos	3	1,201			2	370	4	940
Mini-hidro	2	87	1	70	2	74	1	418
Geotérmicos							3	241
Cogeneración y eficiencia energética	1	4			5	320	16	3,120
Incineración de HFC-23	1	2,155	1	1,162				
Mitigación de N <sub>2</sub> O en la industria					1	103		
Transporte urbano					1	26		
Emisiones fugitivas					1	607	5	2,430
Secuestro forestales de carbono							3	277
<b>Total</b>	<b>78</b>	<b>5,902</b>	<b>16</b>	<b>1,449</b>	<b>82</b>	<b>2,992</b>	<b>37</b>	<b>9,379</b>

CFE: 1 proyecto eólico y 4 anteproyectos (3 de geotermia y 1 hidroeléctrico);

PEMEX: 18 anteproyectos (13 de cogeneración y eficiencia energética y 5 de emisiones fugitivas)

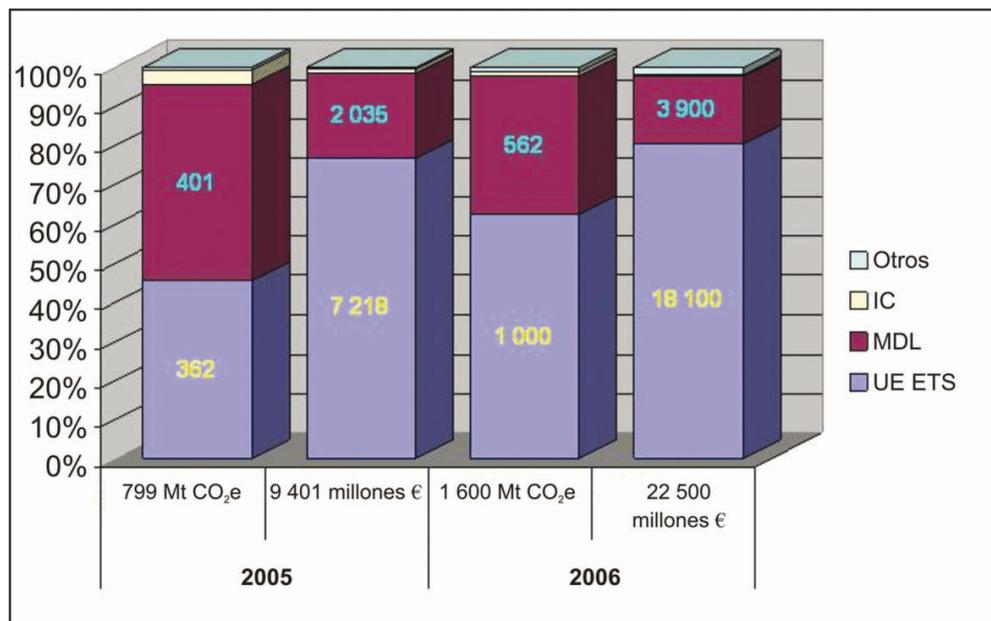
**Tabla 2.6 Cartera de Proyectos MDL mexicanos hasta el 2 de mayo de 2007.**

**Fuente: Dirección General Adjunta para Proyectos de Cambio Climático, SPPA/SEMARNAT.**

### 2.4 Mercado de Bonos de Carbono

El mercado de bonos de carbono comenzó a desarrollarse a partir de 2001. Durante 2003 se comercializaron 78 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e. Desde el año 2005, antes de la entrada en vigor del PK, la Unión Europea puso en marcha un mercado de permisos de

emisión transferibles (EU ETS European Union Emission Trading System), que se ha constituido como el principal referente para todas las transacciones mundiales de bonos de carbono. En ese mismo año el mercado dio un salto que lo llevó a comercializar 799 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e por un valor de 9 mil 401 millones de Euros. En 2006 se comercializaron 1600 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e por un valor de 22 mil 500 millones de Euros. El mercado de permisos de emisiones de la Unión Europea y el mercado de Reducciones Certificadas de Emisiones del MDL son los de mayor participación entre los actuales mercados de bonos de carbono, como se ilustra en la Figura 2.6. El EU ETS ha manifestado fuertes fluctuaciones de precios que reflejan algunas deficiencias por redistribución de permisos de emisión en su primera fase. Constituye sin embargo un referente internacional muy exitoso.



**Figura 2.6 UE-ETS: Mercado de permisos de emisión de la Unión Europea, MDL, IC, Otros: Chicago Climate Exchange y Australian New South Wales. Comercialización en los mercados de bonos de carbono 2005-2006 en millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e [MtCO<sub>2</sub>e] y millones de Euros [€]**  
**Fuente: Pont Carbon 2007.**

Considerando que los compromisos de las Partes Anexo B del PK implican un esfuerzo de reducción de poco más de 5 mil millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e durante el periodo comprendido entre 2008 y 2012 y que estos países posiblemente no puedan reducir por sí solos más de 2 mil 500 millones de toneladas, las expectativas del mercado MDL son amplias para el primer periodo de cumplimiento que concluye en 2012. Es decir, se configura una demanda potencial de CERs de al menos 400 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e por año, por lo que esta demanda podría incrementarse notoriamente de aquí al 2012.

Conforme aumenta la demanda por CERs se generaliza el interés por desarrollar la oferta y se consolida el mercado. Las Partes Anexo B están constituyendo fondos gubernamentales o privados para apoyar el desarrollo de proyectos MDL y obtener CERs. En estos fondos pueden participar empresas de servicios e inversionistas que obtienen

utilidades por el servicio, el riesgo asumido o el capital proporcionado. Por su parte, en los países no-Anexo I se han desarrollado también iniciativas para crear fondos propios, entre las que destacan: el Fondo Argentino para el MDL, el mercado de carbono del Brazilian Mercantile and Future Exchange (BM&F) y el proyecto de crear un Fondo Centro-Americano de Carbono con sede en Panamá.

#### **2.4.1 Fondo Mexicano de Carbono**

En México, la SEMARNAT promovió, con el apoyo del Centro Mario Molina de Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente (CMM) y mediante el acuerdo con la SHCP, la creación de un fondo mexicano de carbono, el Fondo Mexicano de Carbono (FOMERCAR), constituido en el Banco Mexicano de Comercio Exterior (BANCOMEXT / NAFIN).

El FOMECAR surge de la iniciativa conjunta de instituciones mexicanas con el fin de apoyar a la comunidad empresarial y entidades del sector público del país para que realicen proyectos bajo el MDL y otros que promuevan el desarrollo sustentable.

Las actividades que son apoyadas con recursos de FOMECAR<sup>17</sup> son los siguientes:

- Capacitación para empresas sobre proyectos MDL
- Organización de talleres para la elaboración de anteproyectos (Project Idea Note “PIN”)
- Asistencia técnica sobre la viabilidad de proyectos MDL
- Asesoría para la obtención de financiamiento para el proyecto MDL
- Pago del PIN y/o Documento de Diseño del Proyecto (Project Design Document “PDD”)
- Asesoría para la venta de bonos de carbono.

---

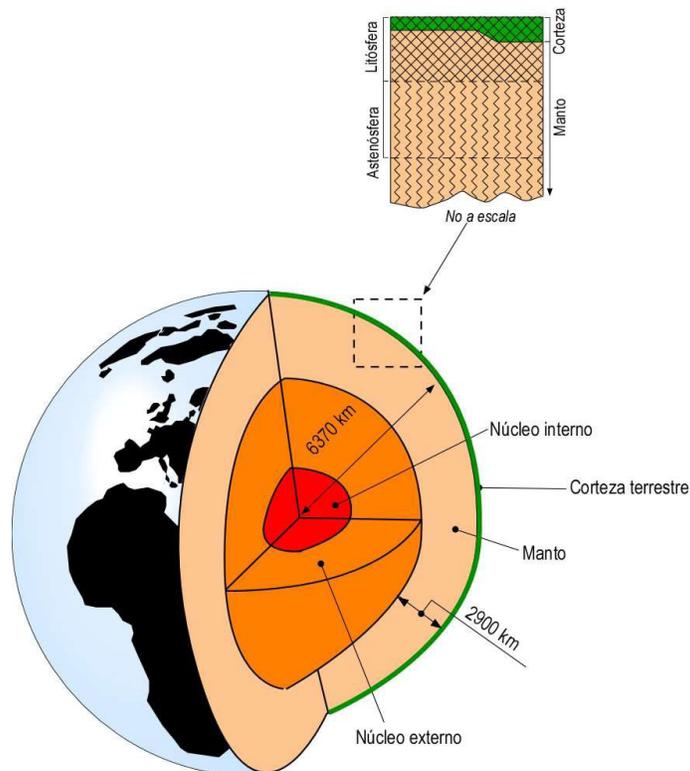
<sup>17</sup> Aplican restricciones. Fuente: FOMECAR

## CAPITULO III

### Plantas Geotermoelectricas

El sol es la estrella más importante para determinar de dónde proviene el calor de la tierra. Según científicos mencionan que una de las hipótesis más aceptadas para explicar el origen del calor interno de la tierra es su formación. Esto comienza por el sistema solar, en la que afirman que evolucionó a partir de una acumulación de nebulosa (combinación de polvo, rocas y gases), que al compactarse en presencia del campo gravitacional del Sol formó los diferentes cuerpos que componen el sistema solar. Según esta hipótesis las características de los planetas fueron determinadas por su masa inicial y la distancia al Sol. La masa y la temperatura de los protoplanetas aumentaban cada vez que una partícula chocaba y se anexaba a ellos. Un segundo origen del calor de la tierra fue la diferenciación gravitacional, es decir, el hundimiento de los elementos más pesados y el traslado a la superficie de los elementos más ligeros.

Esta redistribución de los elementos se llevó a cabo con una gran liberación de energía por fricción, lo que provocó un aumento en la temperatura y la fusión de la mayor parte del material que formaba la Tierra. A partir de este proceso, la estructura de la Tierra sufrió una estratificación, formando capas concéntricas las cuales se muestran en la Figura 3.1.



**Figura 3.1 Estructura interna de la Tierra.**  
Fuente: Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Italia.

Las capas que conforman la Tierra son tres: corteza, manto y núcleo. Sus espesores son variables pero en promedio tienen valores de 30, 2,900 y 3,500 kilómetros respectivamente. A su vez, las dos últimas se subdividen en: manto superior e inferior y núcleo externo e interno.

Las capas externas son ricas en minerales compuestos por silicio y aluminio. A medida que aumenta la profundidad aumenta también el contenido de hierro y magnesio, que son elementos más pesados, hasta llegar al núcleo que se está formado por hierro y níquel. El granito es un tipo de roca, que contiene entre otros uranio, torio y potasio, los cuales liberan energía debido al decaimiento radiactivo, predomina en la corteza de tipo continental. El basalto es la roca que forma la corteza de tipo oceánico. La olivina y peridotita se les encuentra formando la base de la corteza y el manto superior.

La corteza terrestre se fue enfriando hasta solidificarse; sin embargo las capas interiores no se enfriaron tan rápidamente, en gran parte debido a que la corteza es muy mala conductora del calor y actúa como un aislante para las capas interiores, que de esta forma pueden mantener temperaturas altas. Para cada kilómetro hacia abajo en la tierra, la temperatura en la corteza externa aumenta en 30° C en promedio.

### **3.1 Geotermia**

Energía geotérmica es la energía almacenada en forma de calor por debajo de la superficie sólida de la Tierra<sup>18</sup>. Este tipo de energía se almacena en forma de vapor seco, agua caliente, agua caliente con metano gaseoso disuelto y rocas calientes secas.

El comienzo de la geotermia se dio a mediados del siglo XIX en Larderello Italia, cuando Francisco Larderello extraía el ácido bórico de los pozos, este lo obtenía evaporando el agua, utilizando madera de los bosques como combustible. Para sustituir la madera Larderello desarrolló un sistema en el cual se utilizaba el calor de los fluidos en el proceso de evaporación. Este sistema fue utilizado en el años de 1827.

En los años siguientes se utilizó el vapor de baja presión para invernaderos, posteriormente otros países comenzaron a desarrollar sus recursos geotérmicos, un ejemplo de ello se dio en Estados Unidos, donde se construyó el primer sistema distrital de calefacción geotermal. En Islandia, también comenzó la energía geotérmica, utilizando agua caliente como fluido geotérmico.

Italia fue el primer país que utilizó la energía geotérmica para la generación de electricidad, y lo desarrolló Larderello (Figura 3.2). Al mismo tiempo Japón comenzó a perforar sus primeros pozos geotermiales, al igual que Chile en Tatio y en Estados Unidos en The Geysers. Posteriormente en Nueva Zelanda entró en operación una planta geotermoeléctrica, esto ocurrió en el año de 1958, también por esos años fueron abiertas plantas en México.

---

<sup>18</sup> Definición oficial en Alemania (VDI4640) y adoptada por el consejo Europeo de Energía Geotérmica (EGEO).



**Figura 3.2** Instalación de generación de energía eléctrica de origen geotérmico en Larderello (Italia), en 1904. Fuente: Geothermal Education Office 2000.

Al finalizar la Segunda Guerra Mundial muchos países comenzaron a explotar la energía geotérmica, ya que era otra forma de generación de electricidad. En Canadá se instaló una pequeña planta en 1949. En los años sesenta varios países comenzaron a tomar un mayor interés por este recurso natural.

La utilización de la energía geotérmica en los Estados Unidos comenzó en 1960, cuando se empleó vapor de agua seco de “Los Geysers”, una zona del norte de San Francisco, para producir 11MW de potencia eléctrica comercial. Las condiciones del vapor de agua en “Los Geysers” son de alrededor de 0.76 MPa (100 psi) y 180° (350 °F). Hacia 1980, las Plantas Geotermoeléctricas de la zona producían alrededor de 800 MW de potencia, y a finales de los ochenta casi se había doblado esta cifra. Por desgracia, el vapor de agua seco se tiene en muy pocos lugares.

Cuando la temperatura del agua se encuentra por encima de los 150°C (300°F), se dice que tiene calidad eléctrica. Para producir potencia eléctrica a partir del agua con temperatura superior a ese límite inferior se utilizan dos tecnologías distintas. Cuando el fluido hidrotérmico está por encima de los 210°C (410°F) se puede someter a un proceso de estrangulamiento y bajar su presión de modo que parte del líquido se vaporice y pase a vapor de agua. El rendimiento de la conversión de energía mediante este procedimiento se encuentra en torno al 15%. Cuando la temperatura del fluido está por debajo de los 210°C (410°C), la diferencia de temperatura disponible entre la entrada y la salida de la turbina es demasiado pequeña para que el funcionamiento por el método anterior sea rentable. En su lugar, en este último caso de temperaturas moderadas, hay que recurrir al funcionamiento de un ciclo en el que intervienen dos fluidos separados en el sistema global de conversión de energía. No obstante, sólo uno de estos fluidos es el responsable de la producción real de potencia del ciclo.

### **3.1.2 Fuentes geotérmicas**

Las fuentes geotérmicas son la manifestación visual del calor emitido por el interior de la Tierra. Las manifestaciones termales en la superficie de la Tierra no son uniformes, estas están relacionadas con zonas de actividad tectovolcánicas, la cual proveerá la fuente de calor dispensable para que se tengan manifestaciones termales. Dichas manifestaciones han comenzado con el estudio de la energía geotérmica.

A continuación describiremos algunas de las fuentes geotérmicas con son los manantiales o aguas termales, los géiseres, fumarolas, volcanes, etc.

#### **Manantiales o aguas termales**

Los manantiales termales presentan una gran variedad tanto en temperatura como en composición química y de acuerdo con estas características se les clasifica como alta o baja temperatura, si ésta es mayor o menor de 50°C. Dependiendo del tipo de agua que descargan se les denomina como ácidos, alcalinos o neutrales. Si su pH es menor, mayor o igual a 7 respectivamente. A los manantiales termales también se les denomina como bicarbonatados, sulfatados o clorurados, esto depende de la composición del agua.

Cuando el agua tiene temperaturas elevadas a profundidad, algunas veces alcanza el punto de ebullición antes de llegar a la superficie, entonces el que asciende es solamente el vapor que se desprende y puede ser rico en gases como bióxido de carbono y ácido sulfhídrico. Estos gases se oxidan al mezclarse con aguas subterráneas frías dando origen a manantiales ácidos. Las aguas ácidas tienen un gran poder corrosivo y van disolviendo la roca circundante.

#### **Géiseres y fumarolas**

Un géiser es un manantial termal que periódicamente se vuelve inestable hidrodinámica y termodinámicamente. Para un géiser se necesita una fuente de calor, agua y un canal permeable que la lleve a la superficie después de ser calentada. Sin embargo también requiere un lugar donde el agua se caliente mientras, alcanza la temperatura necesaria para provocar la inestabilidad.

Por lo general los géiser tienen una abertura, a través de la cual el agua es liberada a alta presión y temperatura. Internamente cuentan con canales subterráneos para obtener agua de recarga después de cada erupción. Un géiser hará erupción cuando una parte del agua que tiene almacenada sea sobrecalentada y ocurra una generación de vapor relativamente cerca de la abertura superficial.

A las emisiones de vapor de agua y gases se les denomina fumarolas, tienen la característica de tener temperaturas elevadas. Estas emisiones pueden ser denominadas dependiendo de su composición, es decir, pueden ser de tipo sulfurosa, clorhídrica, carbónica, etc.

## **Volcanes**

Los volcanes son formaciones geológicas en la superficie terrestre. A su vez, se considera que son la comunicación directa entre la superficie terrestre y las profundidades de la corteza terrestre. Un volcán es también una estructura geológica, por la cual emerge del interior del planeta el magma o sea de la mezcla de roca fundida, gases y vapor de agua.

Los volcanes son clasificados dependiendo el tipo de erupción, también dependiendo de sus características químicas del magma o bien por el tipo de material que arrojan. La manera de comunicar al magma que se encuentra en la profundidad con la superficie se denomina chimenea, la cual se encuentra en la cima del volcán, la cual es llamada cráter. Algunos volcanes después de sufrir erupciones se colapsan formando depresiones en sus cimas. Estas estructuras reciben el nombre de calderas.

Los volcanes han sido la causa de muchas catástrofes en la historia de la humanidad. La energía que liberan en cada erupción es inmensa. Algunos científicos consideran a los volcanes como una posible fuente de energía para el futuro, cuando se tenga la tecnología que haga posible su aprovechamiento.

## **Otras manifestaciones**

Otras fuentes que generan calor aparte de las antes mencionadas son las mareas terrestres, el choque de meteoritos y la atracción gravitacional del Sol y la Luna generan el 10% del total del calor de la Tierra.

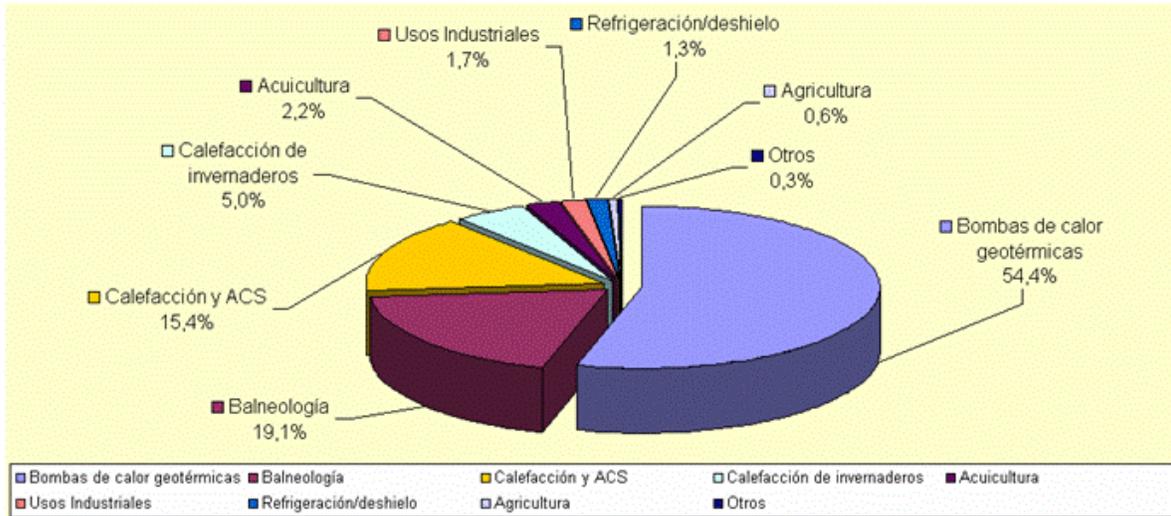
También las fosas de lodo son manantiales termales, pero con poca agua. En estos el vapor es rico en ácido sulfhídrico, el cual disuelve las rocas transformándolas en arcillas, ópalo y cuarzo. Estos materiales y el agua del vapor que se condensa forman el lodo, cuya viscosidad depende de la cantidad de agua disponible. El color del lodo también es variable y puede ser gris, negro, blanco y en algunos casos rojo o rosado debido a la presencia de óxidos de hierro. La coloración del lodo depende de la cantidad de azufre.

### **3.1.2 Uso de la Geotermia en el mundo**

Bajo la denominación de utilización directa, o inmediata, de la energía geotérmica se engloban diferentes formas de obtener calefacción, refrigeración o aire acondicionado, y de producir agua caliente sanitaria, que excluyen el empleo de dicha energía para producir energía eléctrica.

En el año 2005 existían en el mundo 72 países con proyectos de uso directo del calor geotérmico, en algunos casos como aprovechamiento complementario, o secundario, de la generación de electricidad. Representaban, en conjunto, una capacidad instalada de 28,268 MWt, utilizaron 273,372 TJ (75.943 GWh) de energía en forma de calor, ahorrando el equivalente anual de 170 millones de barriles de petróleo (25.4 millones de toneladas), y de 24 millones de toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. De ese uso de energía

geotérmica en forma de calor, se estima que un 54.4%, cerca de 150,000 TJ/ año, procedían de bombas de calor geotérmicas, este análisis se observa en la Figura 3.3.



**Figura 3.3 Distribución de la utilización del calor geotérmico en el mundo. (TJ/año), en 2005.**  
**Fuente: Lund, J.W. Direct Heat Utilization of Geothermal Resources Worldwide 2005. Geo-Heat Center. Oregon Institute of Technology.**

Tradicionalmente, el empleo del calor geotérmico en aplicaciones distintas de la generación de electricidad, se ha venido realizando a pequeña escala, a nivel individual, pero los avances experimentados en años recientes incluyen proyectos colectivos a gran escala, como la calefacción urbana y producción de ACS en Islandia y Francia, complejos de invernaderos en Hungría y Rusia, y grandes aplicaciones industriales en Nueva Zelanda y Estados Unidos.

Los intercambiadores de calor son actualmente más eficaces, y están mejor adaptados a los proyectos geotérmicos, admitiendo el empleo tanto de agua a baja temperatura como de fluidos altamente salinos. Las bombas de calor geotérmicas que utilizan fluidos a muy baja temperatura han ampliado la utilización de la energía geotérmica a países tradicionalmente no geotérmicos como Francia, Suecia y Suiza, así como a áreas del medio oeste y la parte oriental de Estados Unidos, como se menciona en la tabla 3.1.

País	Utilización		Capacidad	Factor de Capacidad	Uso Principal
	TJ/año	GWh/año	MWt		
China	45,373	12,605	3,687	0.39	Baños
Suecia	36,000	10,000	3,840	0.30	Bombas de calor
Estados Unidos	31,239	8,678	7,817	0.13	Bombas de calor
Turquía	24,840	6,900	1,495	0.53	Baños / Calefacción
Islandia	24,500	6,806	1,844	0.42	Calefacción urbana
Japón	10,301	2,862	822	0.40	Baños
Italia	7,554	2,098	607	0.39	Baños / Spas
Hungría	7,940	2,206	694	0.36	Baños / Spas
Nueva Zelanda	7,086	1,968	308	0.73	Industrial
Brasil	6,622	1,840	360	0.58	Baños / Spas

Nota: Factor de capacidad = Utilización anual (TJ/año) / Capacidad (MWt) x 0,03171

**Tabla 3.1 Principales países que hacen utilización directa de la energía geotérmica.**  
**Fuente: Lund, J.W. Direct Heat Utilization of Geothermal Resources Worldwide 2005.**  
**Geo-Heat Center. Oregon Institute of Technology.**

### 3.1.3 La Geotermia en México

La utilización de energía geotérmica en México se utiliza principalmente para la producción de energía eléctrica, y que se remonta a los años sesenta, en los que se comenzó a explotar el campo geotérmico de Pathé en el estado de Hidalgo, donde se perforaron 17 pozos. Desafortunadamente, la falta de permeabilidad del campo determinó que el experimento terminara en un fracaso a pesar de que se tenía un gradiente geotérmico en el área de aproximadamente 550 °C/km. De los 3.5 MW instalados sólo se pudieron producir 150 KW, por lo cual se clausuró la planta después de 14 años de vida útil.

Se llevaron a cabo intentos por desarrollar las zonas geotérmicas de Los Negritos e Ixtlán de los Hervores en Michoacán. Sin embargo, el éxito se alcanzó finalmente cuando se descubrió el campo geotérmico de Cerro Prieto en Baja California Norte.

México es uno de los países más avanzados en cuanto a la producción de energía geotermoeléctrica en la Figura 3.4 se observa la localización geográfica de los campos geotérmicos. Los campos geotérmicos de Cerro Prieto Baja California Norte, Los Azufres en Michoacán, Los Humeros en Puebla y Tres Vírgenes en Baja California Sur, se encuentran ya en la etapa de producción. Asimismo, se cuenta con 27 campos donde se han concluido los estudios de factibilidad, de los cuales se han seleccionado 16 para continuar

con la etapa de perforación de pozos de exploración. Entre éstos se tienen: El Ceboruco (Nayarit), Las Planillas (Jalisco), Araró (Michoacán), etcétera.

La capacidad geotermoeléctrica de México es de 964.50 MW. Comisión Federal de Electricidad menciona que en agosto de 2008 se generó 3.04% de los 158,367 GWh producidos a nivel nacional.

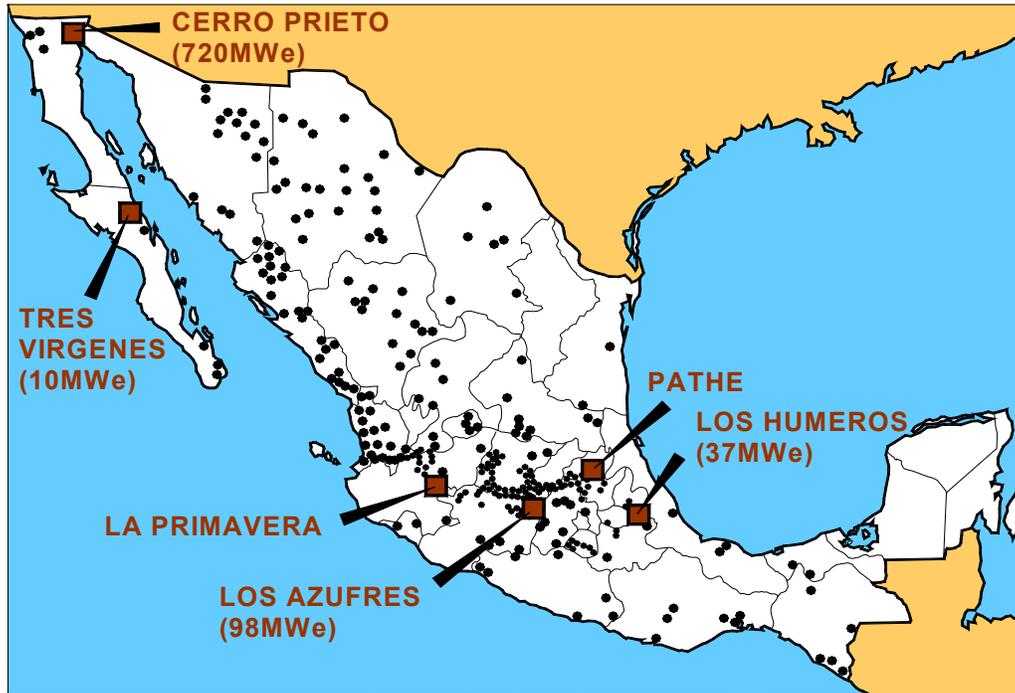


Figura 3.4 Localización de los campos geotérmicos en México.  
Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE).

### Cerro Prieto

El campo geotérmico de Cerro Prieto (Figura 3.5), es uno de los más grandes del mundo y hasta el momento tiene una capacidad instalada total de 720MW de energía eléctrica; que produce 47% de la electricidad que se distribuye en la red de Baja California. Se trata de un sistema aislado del Sistema Eléctrico Nacional aunque el campo tiene capacidad para generar mucha más energía. Hasta el momento se han perforado más de 200 pozos.

Este campo cuenta con trece unidades, las cuales se subdividen en cuatro casas de máquinas, las cuales son las siguientes: Cerro Prieto I. Estas fueron las primeras unidades instaladas en el año de 1973, cuentan con una unidad de 30 MW y cuatro unidades mas de 37.5 MW.

Cerro Prieto II y Cerro Prieto III cuentan con dos unidades de 110 MW cada una, por lo tanto su capacidad total instalada es de 440 MW, mientras que Cerro Prieto IV cuenta con cuatro unidades de 25 MW cada una. Esta última unidad fue instalada en el año 2000.



**Figura 3.5 Central Geotermoeléctrica “Cerro Prieto”.**  
**Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE).**

Debido a que la zona en que se encuentra localizado este campo no tiene un alto consumo de energía eléctrica por ser una zona agrícola, existe un excedente de energía eléctrica, el cual es exportado a Estados Unidos. Además de la generación de electricidad, en la planta Geotermoeléctrica de Cerro Prieto se planea instalar también un sistema para la extracción y comercialización de cloruro de potasio, por el cual se llegarán a producir 80 000 toneladas métricas por año.

### **Los Azufres**

El campo geotérmico de Los Azufres (Figura 3.6), está localizado en la parte central de México, en el Estado de Michoacán, a unos 250 kilómetros al occidente de la Ciudad de México, en un complejo volcánico a 2,800 metros de altitud.



**Figura 3.6 Campo Geotérmico “Los Azufres”.**  
**Fuente: Revista Digital Universitaria.**

Se ubica casi en el centro de la Faja Volcánica Mexicana como se observa en la figura 3.4, que es una franja de volcanes y productos volcánicos cuaternarios que atraviesa

México de costa a costa y en la cual se encuentran varios volcanes actualmente activos, como el Popocatepetl y el Volcán de Fuego de Colima. Las temperaturas encontradas en este campo son de 358°C, el flujo de calor promedio es de 0.22 W/m<sup>2</sup>, la composición química del fluido de este campo geotérmico es en su mayoría de azufre.

A diferencia de Cerro Prieto, Los Azufres es un campo de tipo volcánico cuyos fluidos geotérmicos están contenidos en rocas de tipo andesítico. En el año de 2006 se inauguró la central Los Azufres II, con una capacidad instalada de 100 MW. Actualmente la CFE opera con una capacidad total de 188 MW mediante cinco unidades a condensación (una de 50 MW y cuatro de 25 MW cada una), siete unidades a contrapresión de 5 MW cada una y dos unidades de ciclo binario de 1.5 MW cada una.

Con 14 unidades turbogeneradoras, la central Geotermoeléctrica de Los Azufres generó 1,522 GWh en 2006, alimentada por un promedio de 39 pozos productores integrados al sistema de vaporoductos, que a lo largo del año pasado produjeron 14.6 millones de toneladas de vapor a un ritmo de 1,670 t/h. Seis pozos inyectores se utilizaron para regresar al yacimiento 4.4 millones de toneladas de salmuera geotérmica que fueron separadas del vapor.

### Los Humeros

El campo geotérmico de Los Humeros (Figura 3.7), está ubicado en el estado de Puebla. Este campo fue descubierto en 1968, y posteriormente en 1982 fueron perforados los primeros pozos y actualmente hay más de 40 pozos perforados.

En el año de 1990 se instaló la primera unidad de 5 MW y así sucesivamente, cuenta con una capacidad instalada de 42 MW, en siete unidades cada uno de 6 MW.



**Figura 3.7 Campo Geotérmico “Los Humeros”.**  
**Fuente: Revista Digital Universitaria.**

La empresa eléctrica *Alstom*, en enero de 2010 firmó un contrato con la CFE, por valor de 30 Millones de euros- El contrato relativo a la central de Los Humeros II Fase B (25 MW), sigue al que ya firmó en mayo de 2009, que correspondía a los Humeros II Fase A, los trabajos se concluirán en mayo de 2012.

### **Tres Vírgenes**

El campo geotérmico de Tres Vírgenes (Figura 3.8), se localiza en la Península de Baja California Sur. Actualmente se tienen dos plantas instaladas de 5 MW del tipo condensación, las cuales iniciaron sus operaciones en julio de 2001. Estas plantas generaron 32.8 GWh en 2003, los cuales se distribuyeron a ciudades como Santa Rosalía y otras poblaciones que están aisladas del sistema eléctrico nacional.

Tres Vírgenes es un campo de tipo volcánico asociado al sistema de fallas del Golfo de California, con fluidos contenidos en rocas graníticas.

Actualmente se está realizando una licitación para instalar una tercera unidad de la misma capacidad de las anteriores.



**Figura 3.8 Campo Geotérmico “Tres Vírgenes”.**  
Fuente: Revista Digital Universitaria.

#### **3.1.4 Generación geotermoeléctrica en México**

Respecto a la capacidad instalada para generar electricidad a partir de recursos geotérmicos, México ocupó en 2007 la cuarta posición mundialmente, con 960 MW, precedido por EUA con 2,687 MW, Filipinas con 1,970 MW e Indonesia con 992 MW representando el 9.9%, 27.6%, 20.2% y 10.2% del total, como se observa en la Figura 3.9 y en la Tabla 3.2.

País	MW	Porcentaje
1. EUA	2,687	27.6
2. Filipinas	1,970	20.2
3. Indonesia	992	10.2
4. México	960	9.9
5. Italia	811	8.3
6. Japón	530	5.4
7. Nueva Zelanda	472	4.8
8. Islandia	421	4.3
9. Costa Rica	163	1.7
10. El Salvador	204	2.1
11. Kenia	129	1.3
Resto del mundo	396	4.1
<b>Total</b>	<b>9,753</b>	<b>100</b>

Tabla 3.2 Capacidad geotérmica mundial instalada para generación de energía eléctrica, 2007.  
Fuente: Perspectiva del Sector Eléctrico 2008-20017, SENER

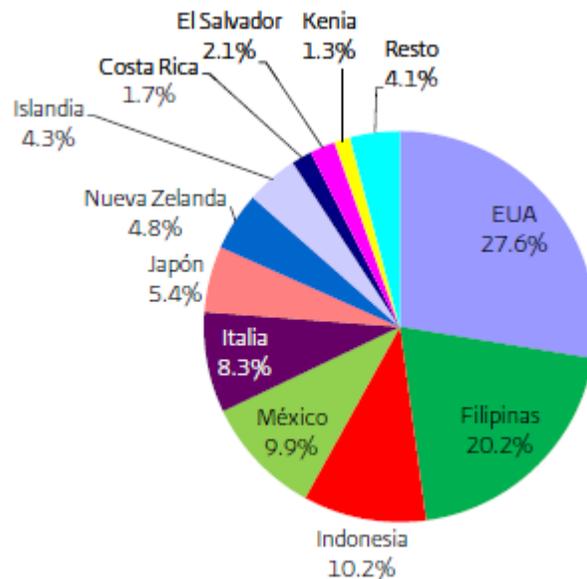


Figura 3.9 Distribución de la capacidad geotermoeléctrica mundial por país, 2007.  
Fuente: Perspectiva del Sector Eléctrico 2008-20017, SENER

Por éstas razones el incremento en el uso de recursos renovables se hace más evidente y aún más con el avance tecnológico que se ha venido presentando durante los últimos años. En este momento México está muy a tiempo para diversificar sus esquemas de generación eléctrica y durante el desarrollo de la Tesis hemos planteado la Energía Geotérmica como una excelente opción para poder generar electricidad, y aún más, con el uso de la Tecnología de Ciclo Binario ya que no se tienen emisiones de ningún tipo a la atmósfera.

En Diciembre de 2008 la CFE hizo de conocimiento público siete zonas en el país que poseen un alto potencial para generar energía geotérmica. Las áreas son Tulecheck y Piedras de Lumbre en el norte de México, El Ceboruco y Cerritos Colorados en la zona central y Acoculco, Tacaná y Chichonal en el sur.

### **3.2 Tipos de Plantas Generadoras para el aprovechamiento de recursos geotérmicos**

Fluido Geotérmico, caliente y a veces salado, rico en minerales, líquido y/o vapor es el transporte que trae energía geotérmica a través de pozos desde el subsuelo a la superficie, esta agua caliente y/o vapor es extraído de una gran profundidad y aislado durante la producción, llegando hasta los pozos para posteriormente ser convertido en electricidad en una planta geotérmica.

Una vez utilizado, el agua y vapor condensado se inyecta en el yacimiento geotérmico para recargar el manto acuífero y para que vuelva a calentarse. Se ha separado de aguas subterráneas por tuberías recubiertas, haciendo que la operación haga quede libre de contaminación alguna.

Las características del fluido geotérmico, incluyendo la temperatura, química, y contenido de gas no condensable (GNC), por sus siglas en inglés, determinarán el tipo de planta que se utilizará.

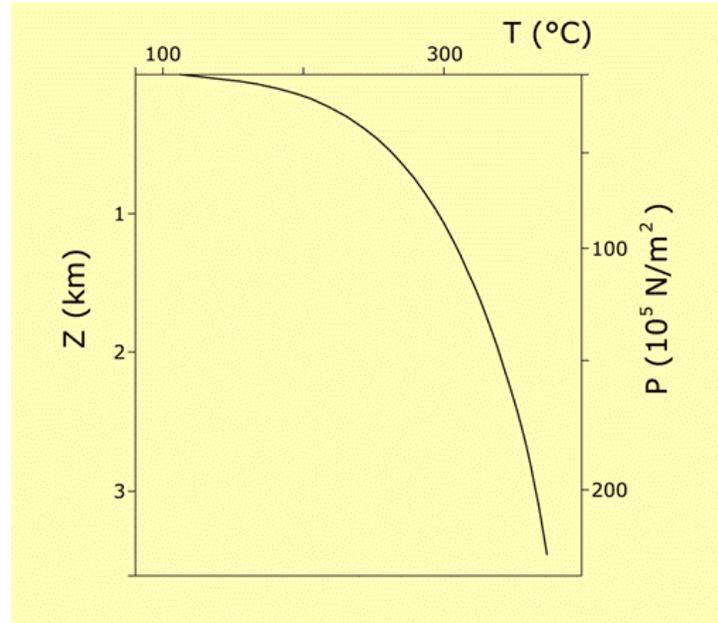
#### **3.2.1 Plantas con turbinas de vapor convencionales**

Es evidente que se puede usar la energía geotérmica que provenga de un yacimiento de alta temperatura para la generación de electricidad: la producción de vapor a presión, el cual en los medios convencionales se consigue a base de quemar combustibles fósiles (carbón, petróleo o gas) o por el calor producido por la fisión nuclear del átomo (energía nuclear).

Todos estos sistemas se han revelado como de gran rendimiento, pero con los graves inconvenientes de coste y agresión al medio ambiente, el incremento de la población y la necesidad de saciar el hambre de energía global hoy en día se hacen más evidentes.

En primer lugar, es necesario estudiar qué posibilidades ofrece la producción de ese vapor a presión que se puede obtener, en el más estricto de los sentidos, de las entrañas de

la tierra. Para ello, es interesante estudiar en la curva de la Figura 3.10 el comportamiento del agua sometida a gran presión y temperatura en la profundidad de la Tierra.



**Figura 3.10 Evolución del punto de evaporación del agua con respecto a la presión.**  
Fuente: Energía Geotérmica. Pous, J. y Jutglar, L. 2004.

Esta curva refleja el punto de ebullición del agua en función de la presión producida por los estratos que se encuentran sobre el acuífero, y de la temperatura que el efecto del gradiente geotérmico produce.

Según se puede apreciar en ella, a unos tres km de profundidad, con una presión próxima a los 20,000 kN/m<sup>2</sup> (200 bar), el agua permanece líquida con una temperatura que oscila entre 350 °C a 400 °C. Cuando se perfora un sondeo hasta esa profundidad y se extrae el agua, en parte por depresión y en parte por bombeo, el agua va perdiendo su presión de confinamiento, por lo cual baja su punto de ebullición, convirtiéndose en vapor.

En las condiciones que se acaban de mencionar, se puede ya disponer de vapor de agua a gran presión para alimentar una turbina y generar electricidad, siempre que el caudal que el yacimiento geotérmico proporcione y garantice un suministro suficiente y continuado.

Este es el caso más sencillo de producción eléctrica, en el que el agua de origen geotérmico es absorbida desde el pozo de alimentación, ya en forma de vapor, hacia una turbina a la que obliga a girar a gran velocidad, perdiendo en el trabajo su energía, que se traduce en una pérdida paulatina de presión y de temperatura, que la devuelven a su estado líquido (aún con la presencia de alguna parte en fase vapor), con la opción de incorporarla al exterior (vapor a la atmósfera y agua a la red hidrográfica), o bien reinyectarla al acuífero de procedencia o a través del pozo de reinyección, una vez utilizada. Un diagrama de tan simples principios se ilustra en la Figura 3.11

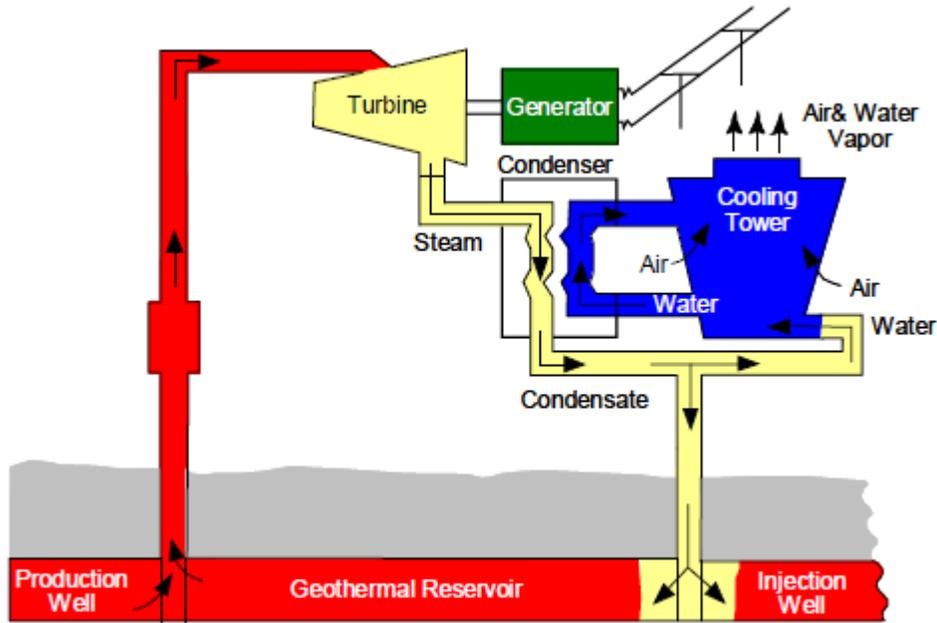


Figura 3.11 Diagrama de una Planta de Vapor Seco.  
Fuente: Geo-Heat Center.

Las plantas de "Vapor seco" han sido utilizadas durante más de cien años, más que cualquier otra tecnología de conversión geotérmica. Este tipo de sistemas son relativamente simples, que requieren sólo de vapor, tuberías de inyección y mínima limpieza de los dispositivos. Un sistema de este tipo requiere de un decantador de sedimentos para eliminar sólidos grandes, separadores centrífugos para eliminar humedad así como pequeñas partículas sólidas.

El ciclo básico de vapor sigue siendo similar a la primera planta que operó en Larderello, Italia. Desde entonces se han hecho muchas mejoras tecnológicas para obtener de ellas la mayor cantidad de electricidad posible.

### 3.2.2 Planta Geotermoeléctrica "Flash"

La situación antes estudiada aparentemente sencilla, se complica cuando se estudian con más profundidad las características del fluido geotérmico. En la práctica es casi imposible conseguir que el vapor esté absolutamente seco, lo cual constituye el primer inconveniente para la producción de energía eléctrica. Evidentemente, las pequeñas gotas de agua que puede arrastrar el vapor, a la presión a la que impactan con los álabes de la turbina, producen un desgaste excesivo.

Para evitar este extremo, se coloca a la salida del vapor del pozo de alimentación un separador centrífugo de agua, que elimina una buena parte del agua que contenía el vapor. Se dispondría así de un nuevo esquema de funcionamiento, que puede apreciarse en la Figura 3.12. Este tipo de planta se conoce como "Flash", es la más común de las Centrales Geotermoeléctricas hasta la fecha.

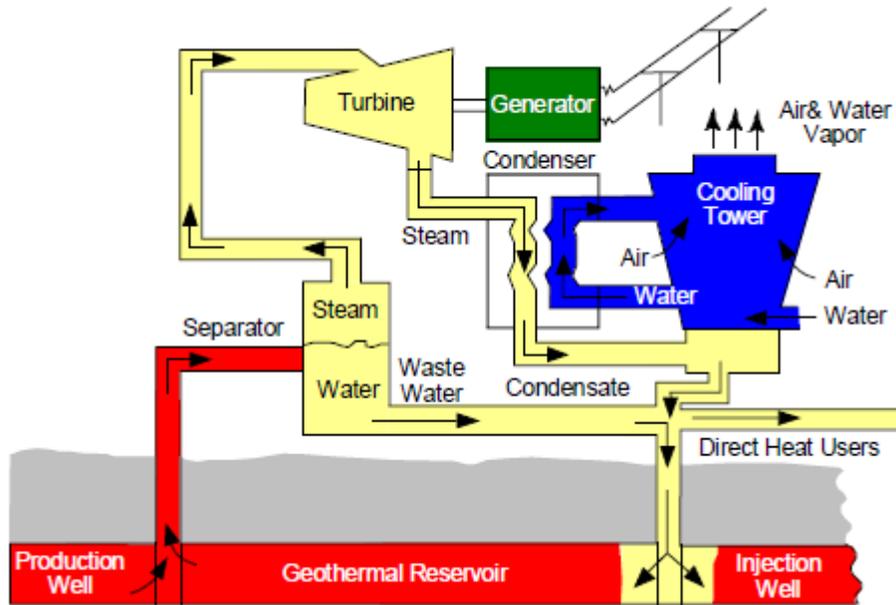


Figura 3.12 Diagrama de una Planta "Flash" simple.  
Fuente: Geo-Heat Center.

El vapor se separa del líquido en un separador a la salida del pozo y se utiliza para mover la turbina. Este tipo de plantas requieren recursos con temperaturas que van de 177°C a 260°C.

Con una planta *Flash* se consigue mejorar la calidad del vapor, elevando así el rendimiento de la turbina y ahorrando recursos económicos en el mantenimiento y operación de la misma.

Existe otro procedimiento para conseguir vapor seco, que consiste en "secar" artificialmente el vapor de procedencia geotérmica, mediante cualquiera de los procedimientos clásicos (quemando combustibles fósiles), aunque con ello se pierde gran parte del rendimiento económico del proceso, aparte de incorporar un nuevo tipo de energía. Si el vapor seco y recalentado por cualquiera de los procedimientos mencionados anteriormente, se inyecta en la turbina en dos fases, al principio y en un punto intermedio, se obtendrá lo que se conoce como una central de doble *Flash*.

Un sistema de doble *Flash* es la más popular, es más caro que un flash simple, y podrían concentrarse componentes químicos si es que existen en el agua geotérmica. Incluso considerando estos inconvenientes, la mayoría de los ingenieros están de acuerdo que un doble *Flash* es más eficaz que *Flash* simple porque una mayor parte del recurso es utilizado. En la Figura 3.13 se puede apreciar mejor este tipo de planta.

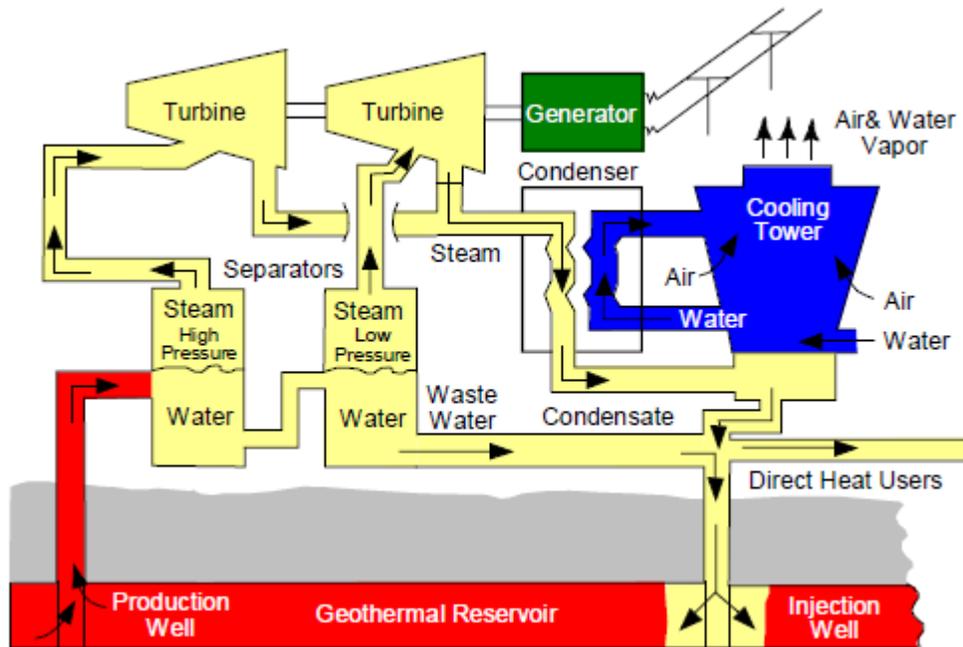


Figura 3.13 Diagrama de una Planta “Flash” doble.  
Fuente: Geo-Heat Center.

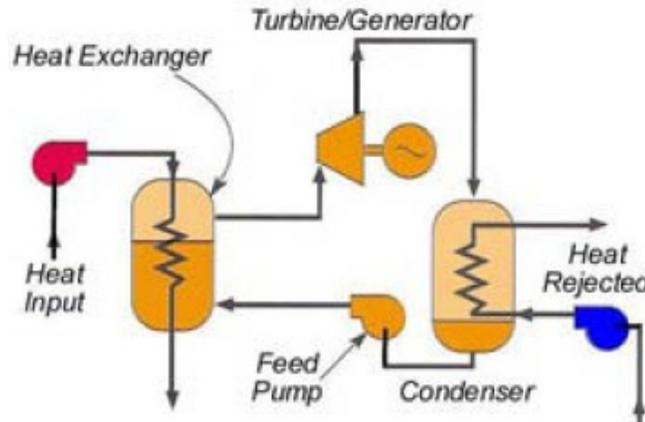
La transformación del fluido a vapor es la parte fundamental en un sistema *Flash* así como en plantas convencionales. En ambos casos, los separadores se utilizan para aislar y purificar el vapor geotérmico antes de que éste fluya hacia la turbina. Un sistema *Flash* requiere tres o más etapas de separación, incluida un separador flash primario que aísla vapor geotérmico del líquido, también posee un recuperador de goteo a lo largo de la tubería de vapor, y un refinado final: separador/depurador. El proceso de limpieza del vapor se emplea a menudo para mejorar aún más la pureza del vapor. Todas las plantas geotérmicas requieren sistemas de tuberías para transportar el agua o vapor de agua para completar el ciclo de generación de energía y de inyección.

### 3.2.3 Ciclo de Rankine Orgánico (ORC)

Un proceso ORC (*Organic Rankine Cycle*), es similar a un Ciclo Rankine de vapor convencional, excepto que el fluido de trabajo es un fluido orgánico de elevada masa molecular, en vez de utilizar agua. Algunos fluidos ocupados comúnmente son: refrigerantes como el octafluoropropano (R-218) o el isobutano (R600-A), algunos siloxanos y otros fluidos como tolueno o benceno.

Otra característica de estos fluidos son su baja presión y su bajo punto de ebullición relativamente inferior al del agua, lo que los hace ideales para el aprovechamiento de fuentes de baja temperatura. Por otro lado estos fluidos pueden ser expandidos a muy bajas presiones en la turbina, lo que permite un aumento en la eficiencia del ciclo<sup>19</sup>. Los cuatro dispositivos más importantes de este ciclo son el intercambiador de calor, que funciona como una caldera en una central termoeléctrica, la turbina, la torre de enfriamiento y la bomba de alimentación. Como se observa en la Figura 3.14 el fluido de trabajo se encuentra en un ciclo cerrado y se vuelve a usar constantemente, por las características del

fluido de trabajo ésta tecnología es bastante benéfica cuando se tiene una fuente geotérmica donde el recurso tiene una temperatura que va desde 90°C a 175°C.<sup>20</sup>



**Figura 3.14** Esquemático de un ORC.  
Fuente: Barber-Nichols.

Muchos fluidos siguen siendo estudiados y modificados por las empresas productoras para mejorar la eficiencia y para disminuir su impacto ambiental, hay que recordar que muchos de ellos son CFC's, además de tener problemas de toxicidad e inflamabilidad. Para resolver esto los proveedores tienden cada vez más a estudiar los fluidos que se utilizan como refrigerantes en declino de otros candidatos como el tolueno o el benceno y sus compuestos, pues los refrigerantes tienen un mayor desarrollo en la industria frigorífica que es la principal en el desarrollo de la tecnología ORC.

La introducción de estos fluidos orgánicos trae diferencias fundamentales en la concepción del ciclo ORC diferenciándolo del Ciclo Rankine tradicional, haciéndolo ideal para fuentes de baja temperatura, lo que lo hace un complemento ideal para fuentes renovables como la energía solar, geotérmica o la combustión de biomasa, además de su posible aplicación en la cogeneración industrial, de manera de aumentar la eficiencia energética de los procesos.

La eficiencia total del sistema depende de la eficiencia de la caldera de combustóleo y de la presencia del economizador. Las eficiencias de la caldera de aceite térmico (calor del combustóleo/valor más bajo de calentamiento) entre 75 y 80% son posibles con calderas de aceite térmico modernas que llevan a una eficiencia eléctrica total que puede exceder el 14%. La eficiencia térmica total puede alcanzar cerca de un 90% cuando está instalado el economizador.

Aplicaciones de un ciclo ORC:

- Combinar el calor en plantas eléctricas que utilizan biomasa
- Recuperadores de calor
- Utilización de energía geotérmica para la producción de electricidad
- Aplicaciones solares

<sup>19</sup> Bioagfo Energía Ltda, Chile.

<sup>20</sup> Office of Geothermal Resources

### 3.2.3.1 Diferencias entre un ORC y un ciclo Rankine tradicional

Los Ciclos Rankine que funcionan con agua comúnmente utilizan varias etapas de recalentamiento intermedio en las turbinas distinguiéndose principalmente turbinas de baja, media y alta presión, pues el agua al expandirse se enfría cayendo en la zona saturada y, como una turbina puede soportar el desgaste de un porcentaje mínimo de calidad en el vapor (aproximadamente un 95%), se aplican estas etapas de recalentamiento para poder aprovechar la energía que aún tiene el vapor y aumentar la eficiencia. En las Figuras 3.15 y 3.16 podemos ver el diagrama termodinámico de estos dos ciclos.

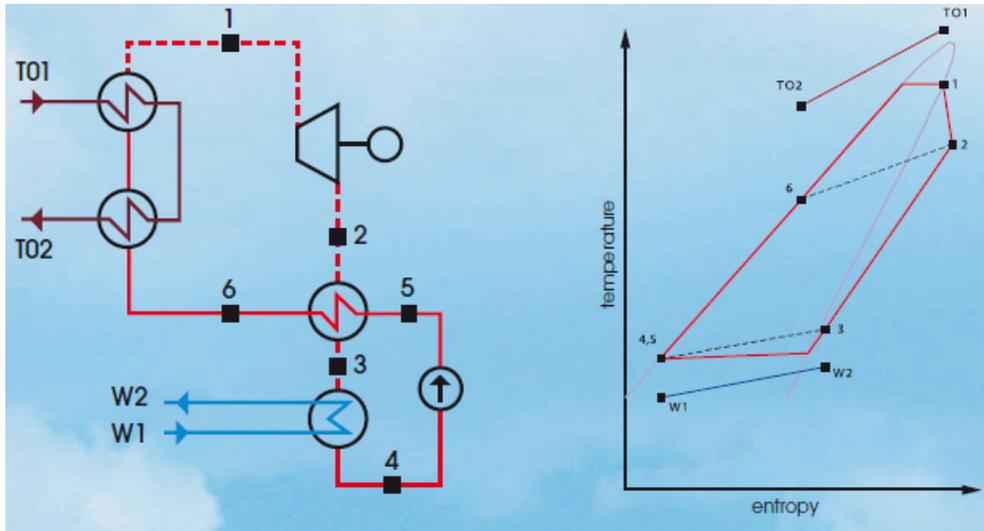


Figura 3.15 Ciclo de Rankine Orgánico.  
Fuente: TTS eko s.r.o.

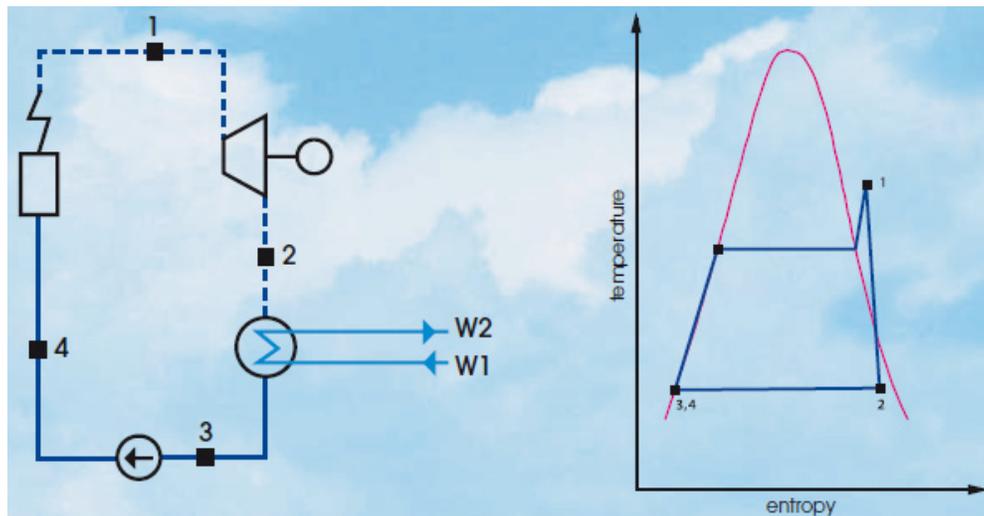


Figura 3.16 Ciclo de Rankine.  
Fuente: TTS eko s.r.o.

Lo anterior no ocurre en un ORC pues el fluido no se enfría en la turbina por lo que nunca se consigue calidad en la expansión, requiriéndose de esta manera una turbina solo de una etapa, reduciendo así la complejidad de la planta.

Por otro lado en los Ciclos Rankine de vapor de agua comúnmente se extrae una línea de vapor desde la turbina en un punto intermedio de la expansión para precalentar el agua que entra en el intercambiador de calor, aumentando la eficiencia del ciclo. Este paso también se suprime en un ciclo ORC pues el fluido al sobrecalentarse en su paso por la turbina sale de ella a una temperatura inferior (comparado con la temperatura de entrada a la turbina), por lo que se utiliza una etapa de recuperación de calor, utilizando el mismo fluido que sale de la turbina para precalentar el que entra en el intercambiador de calor, simplificando aún más este ciclo.

Ventajas de un ciclo ORC frente a un ciclo convencional:

- Relativamente alta eficiencia aun con niveles de temperatura bajos
- Una turbina con bajas revoluciones habilitan el acoplamiento directo de un generador que no cuenta con caja de velocidades
- Bajo esfuerzo mecánico de la turbina debido a la baja velocidad periférica del impulsor
- Insignificante erosión en álabes de la turbina
- El ciclo opera con una temperatura máxima de 300°C y a la presión de aproximadamente 1MPa

### 3.2.4 Planta Geotermoeléctrica con Ciclo Binario

Cuando el yacimiento geotérmico produce una mezcla de agua-vapor a temperaturas inferiores a las que posibilitan disponer de vapor seco, el fluido que se suele hacer circular en circuito es aquel que dispone de una baja temperatura de ebullición. En este caso son comunes las mezclas de hidrocarburos altamente volátiles (de bajo punto de ebullición), como propano, n-butano, isobutano o isopentano, que funcionan en el rango de los 35 °C, en la fase fría, a los 150 °C en la fase caliente, que será la temperatura del agua de origen geotérmico, que aquí se utilizará en calidad de energía calorífica.

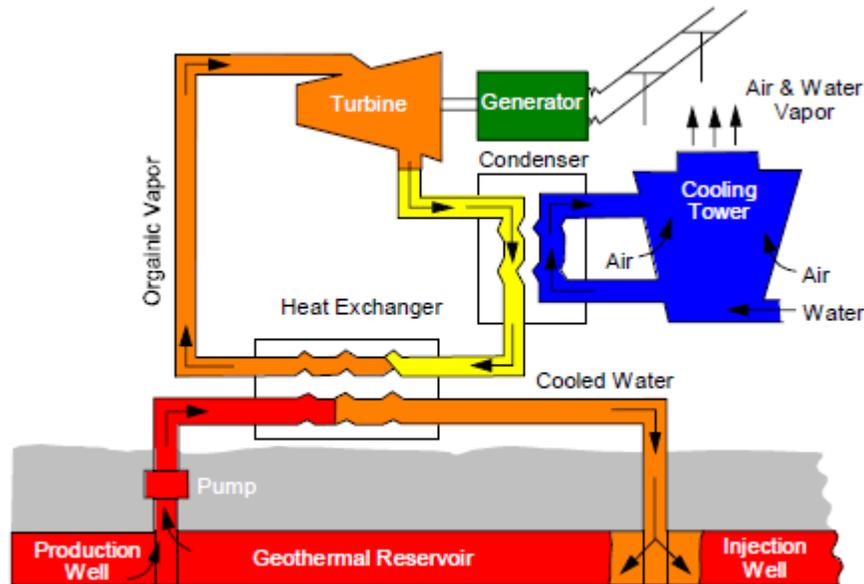


Figura 3.17 Diagrama de una Planta de Ciclo Binario.

Fuente: Geo-Heat Center.

Las Centrales estudiadas en los incisos anteriores tienen el gran inconveniente de exponer la turbina directamente al fluido geotérmico, por esa razón es necesario purificarla lo más que se pueda, pero existe una sencilla manera de evitar que el vapor de origen geotérmico circule por el interior de la turbina, como se ilustra la Figura 3.17, en el que el agua geotérmica tiene su propio circuito, o circuito primario, que intercambia calor a otro circuito cerrado (secundario) de agua u otro fluido más volátil, y un tercer circuito abierto de agua de refrigeración, que toma el agua de la superficie y a ella es devuelta sin ningún contacto con aguas subterráneas y, por lo tanto, sin contaminación alguna.

En un ciclo con dos fluidos, el fluido geotérmico transfiere energía térmica a través de la superficie del intercambiador de calor a un segundo fluido que se vaporiza a una temperatura mucho más baja que el agua, para una presión dada. Este fluido secundario vaporizado pasa entonces por una turbina que mueve un generador eléctrico. EL fluido atraviesa un condensador y una bomba de agua de alimentación como cualquier ciclo Rankine de potencia de vapor convencional.

En este sistema, ambos fluidos pasan por circuitos cerrados. Esto es, el agua geotérmica es devuelta al yacimiento de agua caliente mediante pozos de inyección después de pasar por intercambiador de calor. Es importante mencionar que para producir la misma potencia que el ciclo de evaporación directa sólo se necesitan dos tercios del flujo másico de agua aproximadamente.

Este tipo de ciclos se diseñan para usar un hidrocarburo de baja masa molar (de tres a seis átomos de carbono por molécula) como fluido de trabajo secundario en el ciclo ORC. El propano, el isobutano y el isopentano son ejemplos característicos. Un problema de ingeniería que surge en el diseño de los ciclos binarios geotérmicos es aumentar el tamaño de las turbinas hasta conseguir el necesario para trabajar con fluidos hidrocarbonados. Las incrustaciones y la corrosión son otras dos áreas de trabajo donde hay problemas cuando se trabaja con fluidos geotérmicos, especialmente con respecto al funcionamiento de los intercambiadores de calor.

Otro problema importante es el proceso de cesión de calor. Como el rendimiento térmico de las plantas geotérmicas es tan bajo, comparado con las plantas de potencia convencionales que funcionan con combustibles fósiles, es necesario que se ceda una fracción mucho más alta de la energía que entra. En las Centrales con evaporación directa, el condensado de la turbina pasa a una torre enfriamiento (agua o aire) y a continuación se devuelve al condensador. Es posible que los ciclos de dos fluidos, tengan que utilizar torres de enfriamiento convencionales con agua para enfriar en el condensador.

Al usar el Ciclo Binario se consigue mejorar el rendimiento del grupo turboalternador, desde el punto de vista de la eficiencia del equipo. Sin embargo, el rendimiento general de la totalidad de la instalación se verá reducido por las evidentes pérdidas de una parte de la energía calorífica en el intercambiador de calor.

Una de las ventajas que tiene este modelo de generación es que el fluido geotérmico nunca está en contacto con la atmósfera ya que el fluido utilizado es reincorporado al subsuelo. Ya que el agua geotérmica nunca se evapora en el ambiente, 100% del recurso

---

<sup>21</sup> Esto no se aplica a plantas de ciclo binario de doble fase con escape de gases no condensables.

extraído se devuelve a la reserva lo que implica que sólo es utilizada la energía calorífica que viene con ella. Esto sirve a los efectos de reducir las emisiones, que de por sí son bajas, hasta el punto de llegar a cero, mantener la presión de la reserva, reabastecer el acuífero y por consiguiente ampliar la vida de producción de la planta.<sup>21</sup>

### 3.2.5 Planta Geotermoeléctrica con Ciclo Binario de dos fases

Una planta de doble fase opera de manera similar a la de un ciclo binario convencional. La principal diferencia es que el fluido geotérmico en forma de vapor entra a un vaporizador, mientras que fluido geotérmico que está en forma de líquido entra a un precalentador. El vapor que ha sido condensado puede fluir en dos direcciones; fluye directamente hacia el precalentador o es combinado con el fluido geotérmico ubicado después del precalentador.

Dado que la presión del vapor dentro del vaporizador permanece por encima de la presión atmosférica, los gases no condensables (NGC), pueden ser enviados junto con el fluido geotérmico a la reserva o simplemente se pueden mandar a la atmosfera sin la necesidad de utilizar una bomba de vacío. Todo esto se puede ver más claramente en la Figura 3.18.

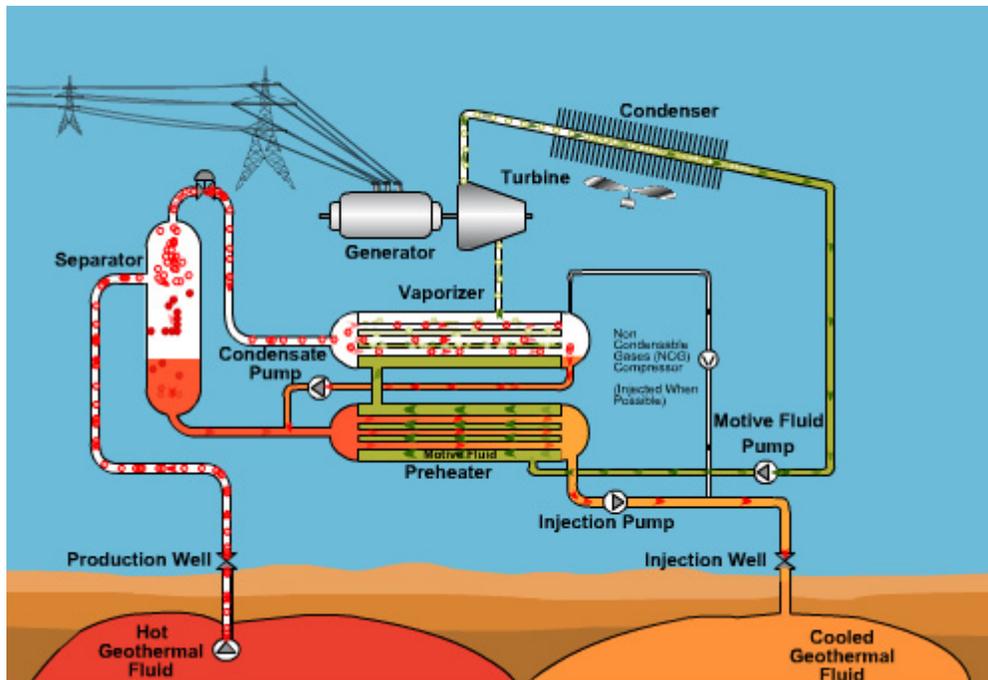


Figura 3.18 Diagrama de una Planta de Ciclo Binario de doble fase.  
Fuente: ORMAT.

### 3.2.6 Planta Geotermoeléctrica con Ciclo Binario Combinado

Una planta geotérmica de Ciclo Binario Combinado tiene una aplicación más efectiva cuando se tiene un recurso donde se tiene agua y vapor mezclados. El vapor de alta presión que viene del separador se manda una turbina de contrapresión, la cual es la manera

más eficiente en esta etapa del ciclo. El vapor de baja presión sale de la turbina con una presión positiva y fluye hacia un ciclo *bottoming* hacia el grupo vaporizador-precalentador.

El calor remanente de la condensación del fluido orgánico es usado para evaporizar el fluido de trabajo que servirá para mover la turbina en el ORC. Posteriormente el vapor orgánico es condensado, bombeado de vuelta al precalentador y el fluido geotérmico es devuelto al subsuelo. Dado que la presión en el vaporizador sigue siendo positiva, los gases no condensables (NGC), pueden ser arrojados al ambiente sin pérdida de presión en el sistema.

El vapor condensado en los intercambiadores de calor también es devuelto al subsuelo lo que garantiza su posterior aprovechamiento. Todo esto se puede comprender mejor con la Figura 3.19.

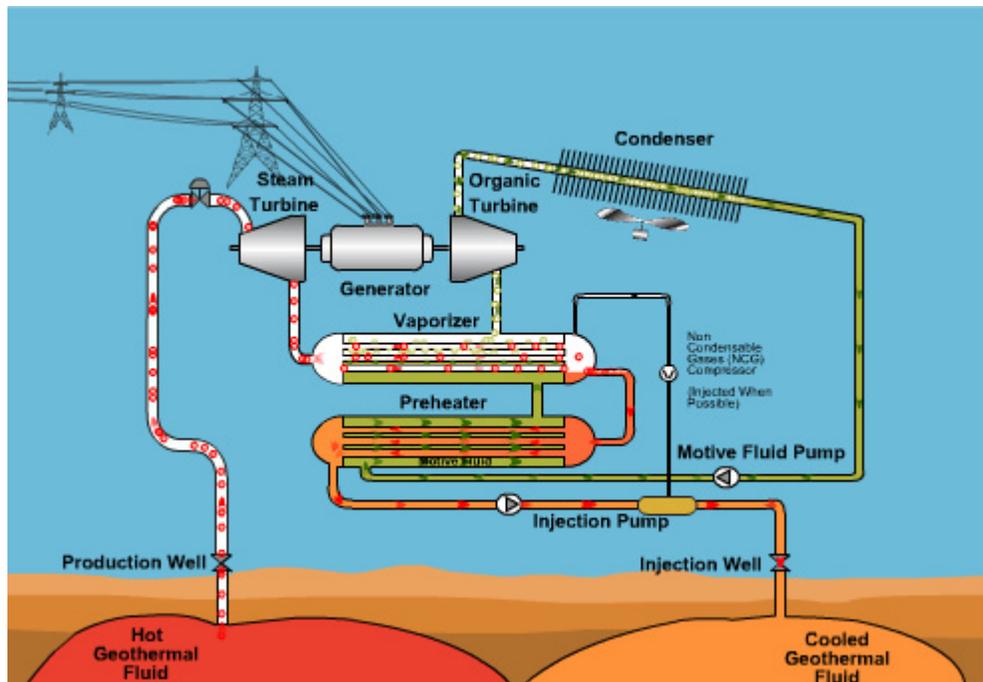


Figura 3.19 Diagrama de una Planta de Ciclo Binario Combinado.  
Fuente: ORMAT.

Este tipo de configuración provee una importante, y posiblemente esencial, beneficio que favorece el uso de ventiladores, en lugar de torres de enfriamiento, para enfriar completamente el vapor que será condensado y posteriormente devuelto al subsuelo. Esto hace que el 100% del fluido (excepto los NGC) sea mandado directamente a la reserva, con lo que se garantiza que los pozos extiendan su vida de producción.

En la mayoría de las plantas enfriadas con agua el vapor condensado de la misma es usada para mandarla a la torre de enfriamiento, alrededor del 70-80% del vapor será condensado en la torre, el resto se verterá a la atmosfera lo que significará una pérdida en el acuífero. Esta cuestión es especialmente importante ya que para poder extraer la energía

geotérmica de la tierra es necesario un vehículo que en este caso es el agua, al arrojar vapor de agua a la atmosfera la capacidad de producción se verá reducida con el tiempo.

### 3.2.7 Ciclo *Bottoming*

El ciclo *Bottoming* En este ciclo, se efectúa la producción de vapor y energía mecánica o eléctrica, en turbinas de condensación y/o de contrapresión. Las temperaturas de trabajo son superiores a 350 C. Lamentablemente en este ciclo no es posible aprovechar los gases de salida en una turbina, dado que se presentan problemas de abrasión y corrosión.

En este ciclo se produce una primera etapa, en la cual el calor se utiliza directamente para requerimientos térmicos del proceso y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en la segunda etapa. El ciclo *bottoming* está asociado con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas esto implica que sea necesario abundante agua de refrigeración. Este proceso se muestra en la Figura 3.20.

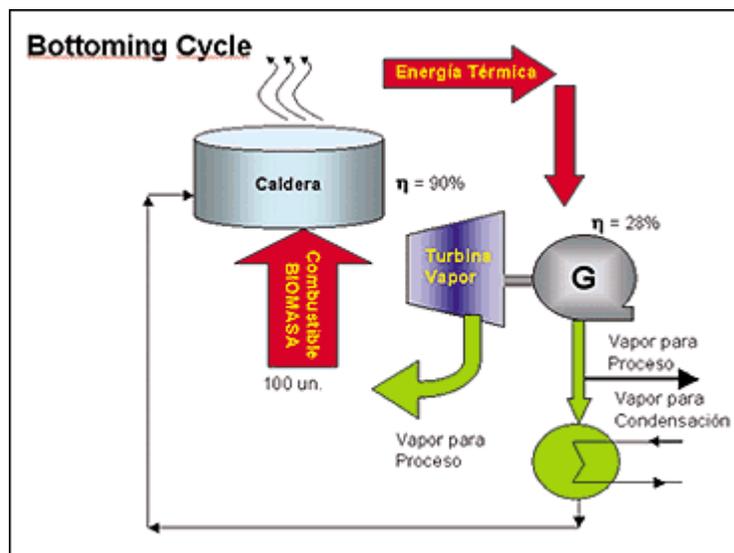


Figura 3.20 Ciclo *Bottoming*.  
Fuente: VIBADIS.

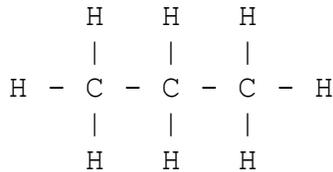
Un ejemplo del ciclo *bottoming* y *topping* es la utilización de ciclos combinados, es decir, acoplan una planta de doble flasheo (*topping*) con un ciclo binario (*bottoming*), donde el vapor y el líquido se separan para obtener dicho resultado.

### 3.2.8 Fluidos de Trabajo

Los fluidos de trabajo a los que nos enfocaremos serán los mencionados a continuación, ya que estos fluidos los podemos encontrar en las plantas geotérmicas de México, aunque a nivel mundial existen otro tipo de fluidos.

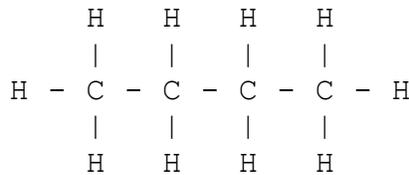
### Propano

El propano ( $C_3H_8$ ), es un gas incoloro e inodoro, poco soluble en agua y muy soluble en alcohol y éter. Se obtiene en cantidades bastante abundantes. Su poder calorífico es elevado, por lo que se utiliza en la calefacción doméstica, para aumentar el poder calorífico del gas de hulla y el soplete para cortar metales. Se utiliza también como disolvente líquido de refrigeración y mezclado con butano se usa como combustible. Su estructura molecular es la siguiente:



### Butano.

El butano ( $C_4H_{10}$ ) es un isómero (isobutano o metilpropano) gaseoso que se licua fácilmente a una presión atmosférica de  $-0.5^\circ C$ . Su estructura molecular es la siguiente:

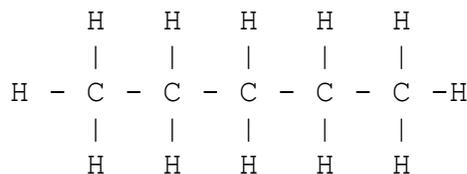


Su mezcla se vende en el comercio al estado líquido bajo débil presión en tanques de acero, siendo necesario el empleo de un reductor de presión para la alimentación de mecheros y quemadores (cocinas de gas).

Su poder calorífico es alto, por lo que se utiliza el gas butano como combustible. La industria del petróleo los emplea en reacciones de alcoholación destinadas a elevar el índice de octano de los carburantes.

### Pentano

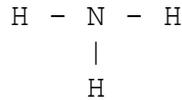
Es un compuesto de la serie de los hidrocarburos saturados, su fórmula química es ( $C_5H_{12}$ ). Su forma física se presenta como líquido que se encuentra en el petróleo y en fuentes geotérmicas. Se utiliza como disolvente altamente volátil.



El pentano produce en los seres humanos un cambio de color de la piel, así como irritación.

### Amoniaco

Se caracteriza por ser un gas incoloro, de olor picante, densidad inferior al aire, soluble en agua, alcohol etílico, alcohol metílico, cloroformo y éter. Químicamente activo, se presenta diluido en agua y puede reducir a numerosos óxidos y es estable a temperaturas ordinarias. Es un buen disolvente y se usa como refrigerante, para fabricar hielo en la síntesis de ácido nítrico, para fabricar abonos, etc. Su fórmula química es NH<sub>3</sub>.



En la Tabla 3.2 podemos observar las características del butano, pentano, propano y amoniaco, esto con la finalidad de comparar sus puntos de fusión, ebullición y otras características.

Características	Butano	Isopentano	Pentano	Propano	Amoniaco
Formula molecular	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	NH <sub>3</sub>
Estado de agregación	Gas	Líquido	Líquido	Gas	Gas
Apariencia	Incoloro	Incoloro	Incoloro	Incoloro	Incoloro
Densidad	2.52 g/cm <sup>3</sup>	0.61 g/cm <sup>3</sup> (20°C)	2.48	0.008 g/cm <sup>3</sup>	0.68X10 <sup>3</sup> kg/m <sup>3</sup> (Líquido)
Masa	58.08 u	72,15 g/mol	72 Uma	44u	17 Uma
Punto de fusión	134.9°K (-138.3°C)	113°K(- 160°C)	224°K(- 49°C)	460.85°K (°C)	195°K (- 78 °C)
Punto de ebullición	272.7°K(- 0.5 °C)	301°K (28°C)	308- 309°K (35- 36°C)	231.05°K (42.1°C)	240°K (33°C)
Solubilidad en agua	6.1 <sup>g</sup> / <sub>100 ml</sub> H <sub>2</sub> O	(20°C) insoluble	-----	80 mg/l 20°C	46g en 100g agua
Punto de inflamabilidad	213°K(-60 °C)	253°K(- 20°C)	-----	169.15°K (- 103.85°C)	93°C
Temperatura de auto-ignición	560°K(287 °C)	693°K (420°C)	533°K (260°C)	723.15°K (450.15°C)	-----

Tabla 3.3 Características de los fluidos de trabajo.

### 3.3 Ventajas e inconvenientes de la generación eléctrica de origen geotérmico

Cuando se plantean ventajas e inconvenientes de cualquier tecnología, la valoración siempre se hace por comparación con otras tecnologías similares, básicamente en el aspecto económico. Para realizar dicha comparación, hay que analizar la eficiencia COP (*Coefficient of Performance*, por sus siglas en inglés), se tiene:

$$\eta_{bruto} = \frac{E_p}{E_c}$$

donde:

$E_p$  : Energía producida en la central.

$E_c$  : Energía calorífica aportada por el agua.

$\eta_{bruto}$  : Rendimiento de la central (COP eléctrico).

y un rendimiento neto:

$$\eta_{neto} = \frac{E_p - E_{aux}}{E_c}$$

donde  $E_{aux}$  es el consumo eléctrico en la planta en servicios auxiliares.

La mayor parte de la energía consumida en la central es utilizada para el bombeo del fluido geotérmico desde el pozo de producción, aunque también debe tomarse en cuenta el bombeo de los ciclos secundario y de enfriamiento, así como el posible recalentamiento intermedio del vapor en las centrales de ciclo “flash” y los consumos necesarios en la maquinaria de la propia central.

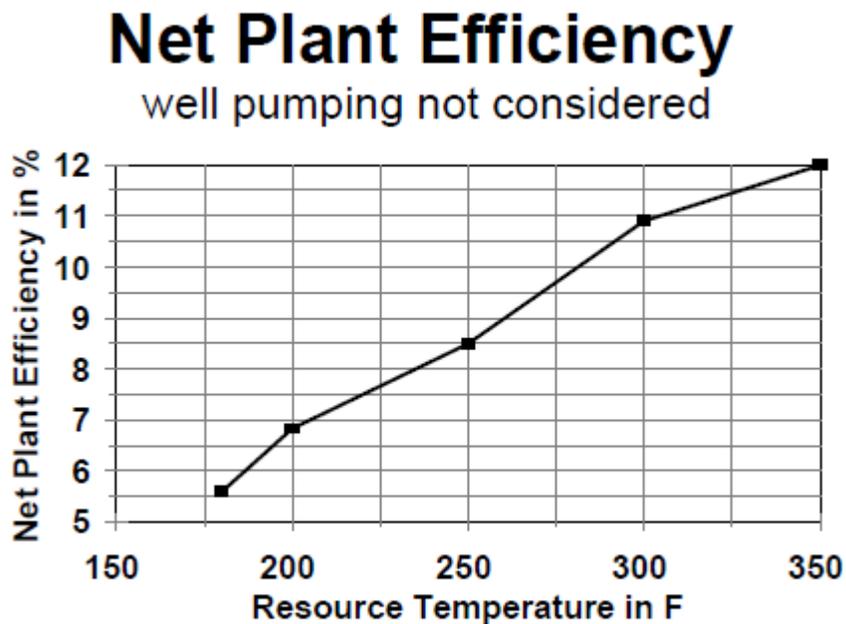
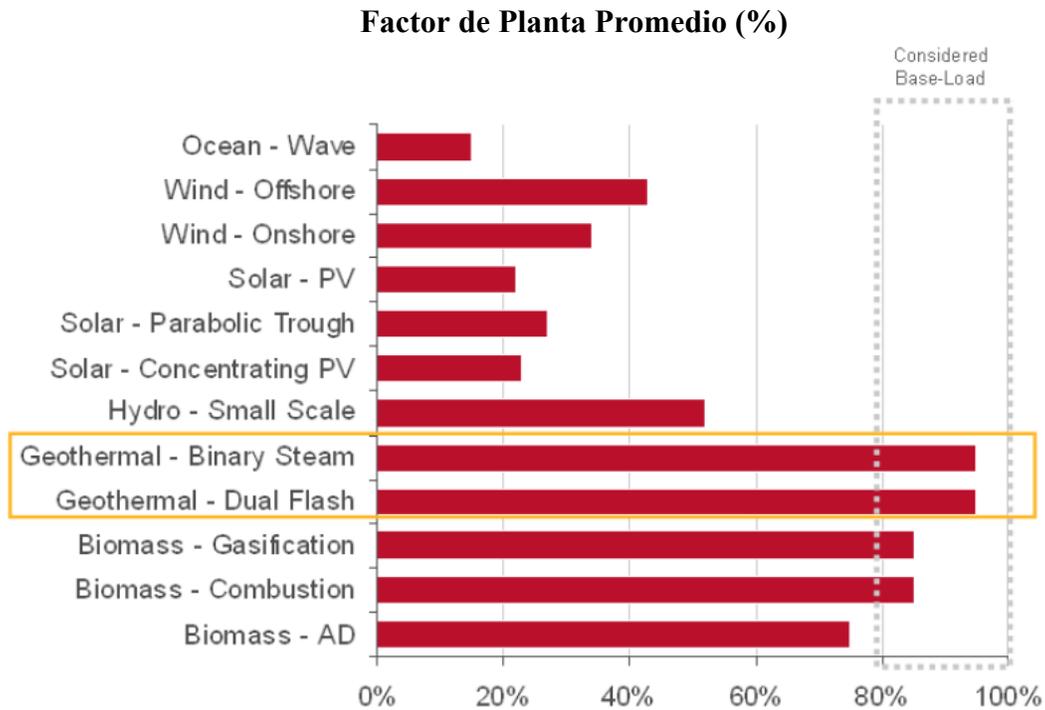


Figura 3.21 Eficiencia Neta vs. Temperatura del recurso

Fuente: Kevin Rafferty, Geo-Heat Center

Los valores del  $\eta_{bruto}$  en las centrales con aportación de agua geotérmica a unos 200°C pueden variar entre 15-20%, según el tipo de central, y netos de unos cinco puntos menos. Para temperaturas del agua geotérmica del orden de los 170 °C, el rendimiento neto se sitúa alrededor del 11%; cuando la temperatura del agua del pozo de extracción se acerca a los 100 °C, el rendimiento neto cae hasta un 6%. Sin embargo, para medir la rentabilidad económica han de tenerse en cuenta otros factores. Se puede tener una mejor aproximación observando la Figura 3.21, donde se muestra la eficiencia de la Central, sin la consideración de bombas de extracción.



**Figura 3.22 Factor de Planta Neto promedio para distintas fuentes de energía renovable.**  
Fuente: Glitnir Research.

La diferencia entre las centrales térmicas convencionales y las de alimentación de aguas geotérmicas, es que estas últimas prescinden de la caldera de producción de vapor. La inversión que sustituye a la caldera se centra en los pozos de producción y de reinyección, y en la potencia de las bombas de aspiración e impulsión del agua geotérmica. Y este dato puede ser tan variable como lo es el precio de las calderas de producción de vapor en las centrales térmicas convencionales. Por ejemplo, realizar dos sondeos a una profundidad de 1,500 m y la bomba necesaria de extracción, es bastante más barato que una caldera de carbón pobre (2.800-3.000 cal/kg), que puede alcanzar 100 m de estructura para garantizar suficiente superficie de intercambio de calor. Sin embargo, dos sondeos profundos a 3.000 m y sus bombas correspondientes resultan mucho más caros que una caldera de gas natural o de un carbón de alto poder calorífico. Por todo esto, es muy difícil deducir una ventaja económica de las centrales geotérmicas sobre las convencionales. Como datos para orientarnos en este aspecto, aunque deben utilizarse con mucha precaución, y usando datos promedios, una central geotérmica requiere una inversión del 150% de una de gas, el 120% de una de diesel, el 100% de una de carbón de alto poder calorífico, el 60% de una de carbón pobre y el 10-15% de una nuclear.<sup>22</sup>

También es importante estudiar la disponibilidad de la Central para poder entregar energía eléctrica cuando es requerida, en este caso hablamos del Factor de Planta, la energía Geotérmica comparada con otras energía renovables es la que entrega una mejor disponibilidad como se muestra en la Figura 3.22, la única que puede competir con fuentes de energía fósil para el suministro en carga base.

La energía Geotérmica junto con la energía de Biomasa que pueden emplearse para generar electricidad en carga base, lo que representa una excelente alternativa al uso de combustibles fósiles como el carbón y petróleo. El gran potencial y su disponibilidad para generar las 24 horas del día la hace una fuente constante.

Las ventajas que tiene una Central Geotérmica con respecto a otras son las siguientes:

- Gastos menores de mantenimiento y operación
- Versatilidad para montaje por módulos
- Limpieza ecológica, sin vertidos a la red hidrográfica
- Producción más limpia. Con rendimientos del 60-50%, la contaminación se reduce al 33-20% de la de las centrales convencionales
- Mayor eficiencia en funcionamiento a carga reducida, sobre todo en las que se han definido como de pequeña potencia.
- Simplicidad de regulación
- Se acomodan mejor a redes particulares o consumidores locales con menores pérdidas que las acopladas a redes generales
- Emisión casi nula de CO<sub>2</sub>
- Emisión casi nula de compuestos químicos a la atmósfera para Plantas de Ciclo Binario

Sus inconvenientes nacen de la misma naturaleza de los yacimientos geotérmicos sobre los que se asientan:

- Los yacimientos ocupan una reducida extensión sobre la superficie terrestre, por lo que no pueden ser muy abundantes
- Las centrales han de situarse a pie de yacimiento, pues el vapor perdería gran eficiencia en transportes largos, lo que refuerza el inconveniente anterior
- Las garantías de estabilidad y funcionamiento de los pozos conllevan inversiones suplementarias. Son muy difíciles de reparar
- La química del agua puede ser altamente corrosiva
- La cantidad de producción de los pozos puede ser muy variable

En cualquier caso, las ventajas parecen superar con gran ventaja a los inconvenientes, y es previsible que la tecnología aporte nuevas soluciones a perforaciones profundas e incida en investigaciones de nuevas posibilidades de extracción de aguas

---

<sup>22</sup> Guía de la Energía Geotérmica, FENERCOM.

geotérmicas así como la mejora de las centrales, por lo que es de esperar un futuro satisfactorio para este tipo de energía que, por encima de todo, se alza como la más limpia, con poco impacto ambiental que no poseen otras tecnologías.

### **3.3.1 Química**

Hay una gran cantidad de características sobre la química que puede presentar el fluido geotérmico extraído, los cuales son fundamentales para la planeación y elección del tipo de planta a utilizar para el aprovechamiento del recurso, hay que tomar en cuenta la presencia de Gases No Condensables (NGC) así como el poder de corrosión del agua, también se debe tomar en cuenta la factibilidad de expandir los pozos de extracción y tal vez la necesidad de utilizar equipo adicional. Si bien las plantas de tipo *flash* así como las de vapor pueden o no producir gases como parte del proceso de conversión, las centrales con tecnología de Ciclo Binario tienen una emisión de gases casi nula al ambiente.

#### **3.3.1.1 Dióxido de Carbono**

La emisión de este gas con cualquier tipo de Planta Geotermoeléctrica es insignificante.

#### **3.3.1.2 Gases No Condensables**

El fluido geotérmico arrastra a su paso los denominados Gases No Condensables NGC (*Noncondensable Gases*, por sus siglas en inglés), los cuales no pueden ser fácilmente devueltos a la reserva. Estos gases, los cuales se pueden acumular en el condensador, pueden disminuir la capacidad de transferencia de calor y provocar alteraciones en la turbina de contrapresión, teniendo como consecuencia la reducción en la eficiencia de la turbina. El vapor es usado en ocasiones en los expulsores para remover los NGCs, pero esto reduce la cantidad de vapor disponible para usarlo en las turbinas.

Típicamente, cualquiera de los expulsores de vapor, bombas de vacío o su combinación son usados para remover los NGCs. Las “cargas parasitas”<sup>23</sup> del sistema se ven incrementadas debido al uso de estos dispositivos, actualmente este consumo se ha reducido gracias a las mejoras que se han hecho en los sistemas de vacío. Es evidente que al reducir el consumo de electricidad dentro de la central la eficiencia de la misma se incrementará y por consecuencia más electricidad se generará.

Los expulsores de vapor provocan que la planta reduzca su eficiencia pero son menos costosas que las bombas de vacío. Ya que los expulsores requieren de un suministro de vapor, la cantidad de vapor disponible para producir electricidad se ve reducida, efecto que no se presenta al utilizar bombas. Las bombas de vacío tienden a ser cada vez más costosas y complejas, pero son más eficientes. Por lo tanto, un análisis costo-beneficio será el mejor camino para determinar cómo y con qué dispositivo se eliminarán los NGCs del sistema de generación.

Aunque el fluido geotérmico pueda contener NGCs, éstas emisiones son insignificantes comparado con las que se producen en centrales donde se hace uso de combustibles fósiles.

### 3.3.1.2.1 Ácido Sulfhídrico

El Ácido Sulfhídrico o sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) es un gas inflamable, incoloro con un olor característico a huevo podrido. Se le conoce comúnmente como ácido hidrosulfúrico o gas de alcantarilla. La gente puede detectar su olor a niveles muy bajos. Es uno de los principales compuestos causantes de las molestias por malos olores. En los casos donde la concentración de  $H_2S$  es relativamente baja, el olor de huevo podrido del gas causa náuseas, en concentraciones más altas puede causar serios problemas a la salud. Un ser humano puede detectar concentraciones de  $H_2S$  en minutos, 0.030 ppm es el límite normal. Las concentraciones de 667 ppm puede causar la muerte rápidamente. En algunos casos la concentración de  $H_2S$  en el lugar de la Central Geotérmica puede dar un orden de 1 ppm. El ácido sulfhídrico es extremadamente nocivo para la salud, bastan 20-50 ppm en el aire para causar un malestar agudo que lleva a la sofocación y la muerte por sobreexposición. Debido a su toxicidad, está ubicado directamente abajo del ácido cianhídrico (HCN).

Durante la perforación y mantenimiento de las centrales el Ácido Sulfhídrico puede ser una cuestión de seguridad para los trabajadores. En adición, algunas de las plantas deben cumplir estándares de calidad del aire, en estos casos se usan los sistemas Stretford y LO-CAT. Ambos sistemas pueden convertir cerca del 99.9% de  $H_2S$  a Azufre, el cual puede ser usado para la fabricación de fertilizantes.

### 3.3.1.2.3 Mercurio

Es un metal pesado plateado que a temperatura ambiente es un líquido inodoro. Es un mal conductor del calor comparado con otros metales, aunque no es mal conductor de la electricidad. Se alea fácilmente con muchos otros metales como el oro o la plata produciendo amalgamas, salvo con el hierro. Es insoluble en agua y soluble en ácido nítrico. Cuando aumenta su temperatura produce vapores tóxicos y corrosivos, más pesados que el aire. Es dañino por inhalación, ingestión y contacto. Producto muy irritante para la piel, ojos y vías respiratorias.

Como resultado de la peligrosidad del mercurio, medidas de reducción ya existen en la mayoría de las centrales geotérmicas (aunque el mercurio no está presente en todas las centrales). Después del proceso de reducción de sulfuro de hidrógeno, se reduce el mercurio. Después de quitar el mercurio, el azufre creado puede ser usado como un producto agrícola. La tasa de reducción de mercurio en una instalación, varía en función de la capacidad de absorción del carbón activado, típicamente esta capacidad es de alrededor del 90% lo que garantiza que los residuos no sean peligrosos.

### 3.3.2 Corrosión

En algunos campos geotérmicos el agua puede reaccionar químicamente con los materiales de la instalación en un proceso conocido como corrosión, la cual se ilustra en la Figura 3.23. La corrosión es particularmente problemática en áreas donde hay una gran riqueza mineral presentándose como fluido altamente salino. Los fluidos geotérmicos

<sup>23</sup> Alguna cantidad de electricidad producida es usada para que la central funcione, como la que necesitan bombas, ventiladores y controles. A esta carga se le denomina como “cargas parasitas”

pueden corroer fácilmente los componentes metálicos de una central eléctrica como son: tuberías, intercambiadores de calor, tanques, etc) si no se hace uso de materiales resistentes. Los materiales resistentes a la corrosión como pueden ser el acero inoxidable o titanio pueden ser sustituidos por acero al carbón.



**Figura 3.23 Respiraderos de vapor corroídos.**  
**Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL).**

Revestimientos de protección adicionales pueden ser aplicados al acero al carbón a un costo inferior que si se usarán aleaciones de acero o titanio. Aunque los costos varían considerablemente, éstos pueden ser de alrededor de 0.25 centavos de dólar por kWh.

### **3.3.3 Incrustaciones**

En algunos campos geotérmicos, los elementos disueltos pueden producir incrustaciones. La incrustación es un tipo de precipitación, se produce directamente en una superficie como puede ser en una superficie de transferencia de calor o en una tubería. La incrustación se puede presentar como material disuelto o en pequeñas partículas adheridas a una superficie, frecuentemente en tuberías como se observa en la Figura 3.24. El sílice es el material más común, aunque también hay presencia de otros materiales como los carbonatos metálicos y sulfitos.

La incrustación puede ser inducida por cambios de temperatura así como cambios en el pH. Cuando el fluido *flashea* en los separadores, el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) originalmente disuelto en el fluido geotérmico es liberado gradualmente en pequeñas

cantidades. Esto crea una retroalimentación positiva, ya que el pH aumenta como consecuencia de la disolución de  $\text{CO}_2$  lo que origina que los materiales se precipiten.

El problema de incrustaciones puede ser tratado en una gran variedad de formas. Se puede reducir el calor proveniente del fluido geotérmico (lo que reduce la eficiencia), añadir inhibidores de incrustaciones, acidificar el fluido para mantener los minerales en una solución. Equipo más complejo puede ser necesario para “limpiar” el fluido geotérmico y controlar la precipitación. Los métodos en el control de incrustaciones han tenido mejoras en años recientes.



**Figura 3.24 Tubería corroída y con incrustaciones.**  
Fuente: NREL.

En este caso una planta de Ciclo Binario evita estos problemas. Ya que el fluido geotérmico se mantiene bajo presión y a una elevada temperatura por encima de los  $71^\circ\text{C}$ , los materiales disueltos se mantienen en solución, lo que mitiga o previene la incrustación en los intercambiadores de calor, pozos así como tuberías.

### **3.3.4 Contaminación del Agua**

Debido a la naturaleza mineralizada de los fluidos geotérmicos y a la exigencia de disposición de fluidos utilizados, hay posibilidades de contaminar las aguas próximas de la instalación. Es común encontrar arsénico, mercurio o boro en pequeñas, pero ambientalmente cantidades significantes de tales metales. La descarga libre de los líquidos puede resultar en la contaminación de ríos, lagos, etc.

- La contaminación de las primeras capas de agua subterránea puede provenir de:
- Líquidos utilizados en la etapa de perforación
- Infiltraciones por orificios en las paredes del pozo en la etapa de reinyección, las que hacen que el líquido contaminado escurra hacia las primeras capas de agua subterránea.
- Fallos en la impermeabilidad de las piletas de evaporación, y sus consecuentes infiltraciones

Para mitigar estos daños, es posible el tratamiento de los fluidos antes de su descarga, evitando el ingreso de metales nocivos al medio natural. Todas estas situaciones problemáticas pueden ser evitadas, con diseños de planta apropiados y con monitoreo periódico.

### **3.3.5 Depresión del acuífero**

Los niveles de agua subterránea pueden ser deprimidos bajo ciertas condiciones, principalmente en plantas de aprovechamiento de energía geotérmica que trabajan a altas temperaturas. Estas situaciones pueden ser evitadas controlando y manteniendo la presión de las reservas de agua.

Los niveles de agua también pueden disminuir como consecuencia de rupturas en las paredes de pozos en desuso, esta situación se puede prevenir, monitoreando el estado de estos pozos y reparándolos rápidamente ante cualquier problema. Hundimiento o subsidencia del terreno

En los emprendimientos geotérmicos, los fluidos geotérmicos son retirados de los acuíferos a una tasa mayor que la entrada natural de líquido hacia el mismo. Esto puede compactar las formaciones rocosas en el lugar llevando al hundimiento del terreno. Hay muy poco que hacer al respecto, lo único que se puede hacer para evitar estos efectos es mantener la presión del acuífero.

### **3.3.6 Contaminación sonora**

Las pruebas de perforación de las fuentes son operaciones inherentemente ruidosas. Si estas operaciones pueden ser oídas por una población cercana, entonces los métodos de mitigación deben ser empleados. Silenciadores y contenedores de vapor son simples y fáciles de ser instalados. Por lo general las áreas geotérmicas son distantes de centros urbanos, pero se puede contemplar esta medida si los sonidos perjudican a la fauna local.

### **3.3.7 Contaminación Térmica**

Prácticamente no existe contaminación térmica como en el caso de otras usinas de combustibles fósiles o nucleares. La pérdida de calor es para la atmósfera, desde que las torres de enfriamiento son medios de reinyección del calor utilizado en la usina.

### **3.3.8 Uso del suelo**

Las plantas de aprovechamiento de la energía geotérmica deben ser construidas sobre sitios específicos. En caso de que estos sitios también tengan alto valor paisajístico, las estructuras que están sobre tierra pueden causar impacto visual. Es positivo que el aprovechamiento de la energía geotérmica, a su vez permite que en el mismo terreno donde

se encuentran estos emprendimientos se desarrollen otros usos del suelo diferentes. La superficie utilizada puede ser menor en el caso de que se utilicen técnicas de perforación direccional.

### **3.3.9 Impacto Visual**

Las plantas de aprovechamiento de la energía geotérmica, suelen pasar casi desapercibidas en el terreno. Lo que ocurre es que muchas veces su impacto visual es significativo porque los sitios de alto valor geotérmico se suelen superponer en el espacio a sitios de gran valor natural y paisajístico. También pueden contener atracciones turísticas como ser géiseres y zonas de piletas naturales con aguas termales. La fase de explotación de estos emprendimientos de aprovechamiento de la energía de la tierra hace que la presión del acuífero decline por lo que las atracciones antes mencionadas pierden caudal y los turistas acuden en menor número a estas zonas.

### **3.3.10 Potenciales sucesos catastróficos**

Los principales sucesos catastróficos que pueden ocurrir en una planta de aprovechamiento de la energía geotérmica son:

**A.** En zonas con alta actividad tectónica, la reinyección de fluidos en el terreno durante la explotación de las reservas puede aumentar la frecuencia de pequeños terremotos en la zona. Estos efectos pueden ser minimizados reduciendo las presiones de reinyección al mínimo y asegurando que los posibles edificios afectados por los movimientos sísmicos estén preparados para soportar la intensidad de estos terremotos. La actividad sísmica de mayor intensidad podría causar filtraciones de fluidos a algunas partes indeseadas del sistema.

**B.** La voladura o explosión de los pozos eran sucesos comunes en las primeras épocas de la perforación en profundidad, pero en la actualidad es muy extraño que alguno de estos sucesos ocurra. Su frecuencia puede aún ser minimizada a través del uso de equipos de prevención de voladuras y utilizando correctos procedimientos de perforación.

**C.** Las erupciones hidrotermales son extrañas y ocurren cuando la presión de vapor en los acuíferos se intensifica y eyecta hacia arriba la tierra que lo cubre, creando un cráter. Mantener la presión en las reservas puede ayudar a reducir la frecuencia de la ocurrencia de erupciones, también se deben evitar las excavaciones en terrenos con actividad termal.

**D.** Muchos de los emprendimientos de aprovechamiento de la energía geotérmica se encuentran en terrenos accidentados y es por eso que son más susceptibles que un terreno llano a deslizamientos del suelo. Esto puede ocasionar graves accidentes si las rocas que caen dañan las cabezas de los pozos o las tuberías, lo que podría resultar en el escape de vapores y líquidos a alta temperatura. La posibilidad de ocurrencia puede ser minimizada estabilizando todas las pendientes susceptibles de sufrir deslizamientos de tierra, aunque esto podría aumentar el impacto visual del emprendimiento.

## **CAPITULO IV**

### ***Aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio***

En este capítulo se hará la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio relacionado con el aprovechamiento de recursos geotérmicos, para este caso haremos el uso de la tecnología de Plantas con Ciclo Binario, también se mencionarán ejemplos de proyectos geotérmicos aprobados como MDL en países como Guatemala, Indonesia, República de Filipinas, Nueva Guinea, El Salvador y Nicaragua así como las reducciones anuales esperadas de cada proyecto.

Se hará un análisis técnico-financiero, con el cual se esperan obtener resultados que hagan viable la realización del proyecto, para llevarse a cabo en los campos geotérmicos de México, se pretende anexar una Unidad de Ciclo Binario, lo único que necesita esta unidad es energía calorífica con una temperatura mínima de 175°C. el recurso puede ser totalmente líquido, o una mezcla de agua-vapor.

Se recurrirán a diferentes herramientas como: el método de línea base, el de adicionalidad, se describirán los parámetros que se tomaron en cuenta para poder realizar este análisis, se mostrarán también los costos de inversión, gastos de operación y mantenimiento, el valor presente neto, tasa interna de retorno, y finalmente el índice beneficio costo, todo teniendo en cuenta distintos escenarios.

#### **4.1 Proyectos geotérmicos aprobados como MDL**

Los proyectos acogidos al MDL se gestionan, como ya se ha indicado, a través de un organismo regulador, la Junta Ejecutiva del MDL (JE), y las reducciones o absorciones conseguidas con la ejecución de los proyectos deben ser verificadas y certificadas por Entidades Operacionales Designadas (EOD) acreditadas por la Conferencia de las Partes (COP). Para llevar a buen fin un proyecto y obtener las CERs, las Partes participantes deberán demostrar una reducción real medible y prolongada en el tiempo de emisiones o secuestro de carbono, teniendo en cuenta el requisito de adicionalidad ambiental del proyecto, es decir, que la reducción conseguida de las emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero (GEI) no se hubiera producido de no realizarse el proyecto registrado.

Las reglas para la selección de cualquier proyecto MDL deben de ser tales que protejan los ecosistemas, eviten impactos indeseables y promuevan el cumplimiento de la normativa. Los proyectos deben ser consistentes con los objetivos y la evolución de los convenios sobre medio ambiente, al igual que con la legislación ambiental local y/o nacional. La metodología para calcular bases de referencia y fugas, debe de ser sólida.<sup>x1</sup>

En los incisos siguientes indicaremos los Proyectos Geotérmicos que han sido aprobados como Proyectos MDL e indicaremos las características más importantes de cada uno.

#### 4.1.1 Proyecto geotérmico de San Jacinto Tizate

Este proyecto Geotermoeléctrico fue registrado el 8 de Abril de 2006. La Geotermoeléctrica de San Jacinto Tizate está ubicada cerca de la ciudad de León, Nicaragua, a 90 Km al noroeste de Managua. Nicaragua se encuentra en el istmo Centroamericano, que limita con en mar Caribe y al norte con el Océano Pacífico, entre Costa Rica y Honduras.



Figura 4.1. Ubicación de la Central Geotermoeléctrica de San Jacinto Tizate.  
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

El sitio del proyecto está aproximadamente a 2 km al norte de Caserío de San Jacinto que es la parte norte de la colina Tizate como se muestra en la Figura 4.1. El proyecto cubre aproximadamente 8 km<sup>2</sup>. Las plantas se instalaron a una altura de 200 metros sobre el nivel del mar. Los pozos se encuentran entre 160 y 180 metros sobre el nivel del mar en la zona de San Jacinto.

El proyecto de la construcción de la planta geotérmica tiene los siguientes objetivos:

- Crecimiento económico y reducción de la pobreza. Al proporcionar electricidad limpia, mejorará la actividad industrial de San Jacinto, contribuyendo al mismo tiempo para la reducción de los costos de la generación de electricidad.
- Aumentar la inversión extranjera en el país.
- Beneficios para el medio ambiente, es decir, mediante la reducción de contaminantes de aire, como el óxido de nitrógeno, óxidos de azufre, monóxido de carbono y las partículas finas se emitan a la atmósfera debido a la reducción de la combustión de combustibles fósiles.

- Reducción la dependencia de la importación de combustibles fósiles.
- Generación de 500 empleos para la población local.

El proyecto consistió en la construcción de una planta geotérmica de 66MW, la cual se llevó a cabo en dos fases:

En la primera fase se instalaron 20MW utilizando plantas de ciclo combinado. Para lograr los primeros 10MW de esta fase, se instalaron dos unidades de 5 MW de vapor (Back Pressure), y equipo asociado con turbogeneradores. En esta planta, el vapor se expande a través de una o varias turbinas a contrapresión. En la segunda etapa de la primera fase se instalaron los 10 MW restantes. Esto fue posible al utilizar la energía obtenida por condensación de la primera etapa, donde esta energía adicional es capturada en intercambiadores de calor y trasladada a un secundario (binario), bajo el punto de ebullición de fluidos, tales como el isopentano, que se desarrolla a través de turbogeneradores y separadores en un sistema de circuito cerrado. En la Figura 4.2 se muestra un diagrama de la fase 1.

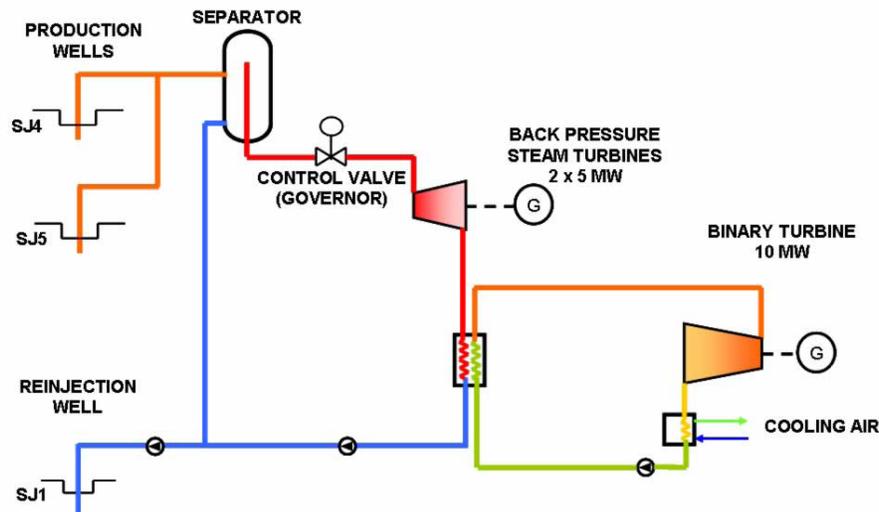


Figura 4.2. Diagrama de la primera fase del proyecto de San Jacinto Tizate.  
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

En la segunda fase del proyecto se instalaron 46MW mediante la utilización de turbinas de condensación. Para lograr este objetivo se tuvo la necesidad de producir fluido de trabajo adicional, esto fue posible por la apertura de ocho nuevos pozos de producción. En la Figura 4.3 se muestra el diagrama de la segunda fase del proyecto, utilizando las turbinas de condensación.

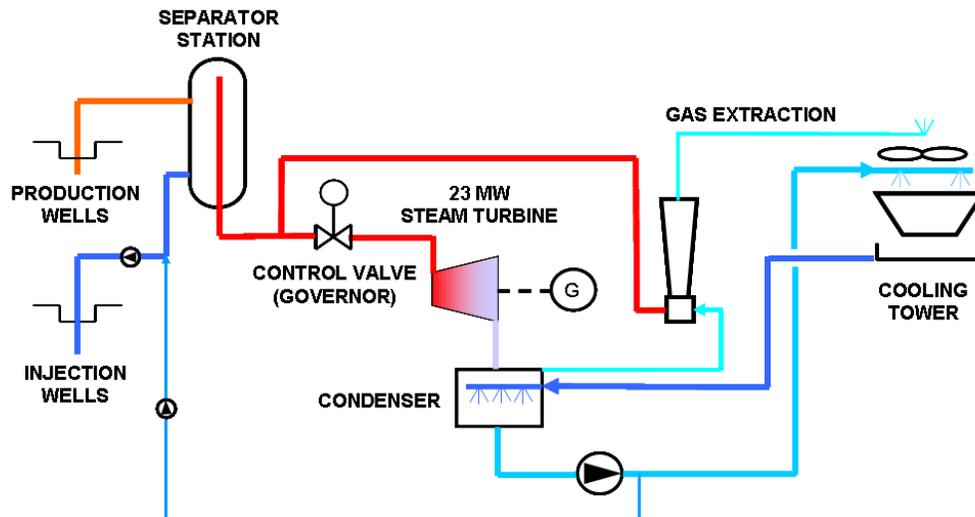


Figura 4.3. Diagrama de la segunda fase del proyecto de San Jacinto Tizate.  
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

Este proyecto fue aprobado en el año 2006, y finalizó en el año 2008. El margen de factor de emisión es de 0.754 tCO<sub>2</sub>/MWh, con una reducción de emisión de 30,000 tCO<sub>2</sub> por año. Nicaragua tiene la menor generación de electricidad geotérmica en América Central, sin embargo, su generación de electricidad se basa en energía térmica por encima del 72%. Además, la demanda de energía creció de 296 MW en 1993 a 381 MW en 1998. Esto representa un 28.7% de tasa de crecimiento global en los últimos 5 años, y una tasa media anual del 5.74%. Por tal motivo el gobierno de Nicaragua necesitó la inversión en el sector eléctrico, buscando alternativas de generación por geotérmicas o hidráulica, gracias a que este proyecto no se consideró rentable, pudo clasificarse como proyecto MDL.

#### 4.1.2 Proyecto geotérmico, fase II, La Geo, S.A. de C.V., Berlín

Este proyecto fue registrado el 25 de Mayo de 2006. El campo geotérmico de Berlín se encuentra localizado a 100 Km al este de San Salvador, en el sistema volcánico de Berlín-Tecapa. En la Figura 4.4 podemos observar la localización del proyecto.

El proyecto La Geo consiste en aumentar la capacidad de la planta geotérmica de Berlín a través de la perforación de pozos geotérmicos adicionales. El proyecto aprovecha los recursos del campo geotérmico de Berlín. La temperatura que presenta este campo se encuentra en el rango de 280 a 300°C y cuenta con una presión de 115 bar. Por sus características la planta puede mantener una potencia de 44 MW.

En la actualidad, la central de Berlín cuenta con 2 unidades de condensación (plantas tipo flash), de 31.5 MW cada uno, es alimentada por una producción de 8 pozos en dos fases de fluido en alrededor de 100 kg de vapor por segundo, 10 bar y 180°C temperatura. El fluido extraído es una mezcla agua-vapor, el vapor separado es introducido en la turbina. El 80% del fluido se evapora, y el 20% restante se reinyecta junto con el fluido separado. Para lograr el aumento de la capacidad se instalará una tercera unidad de condensación con salida a generador de 44MW, con una producción neta a la red eléctrica de 42 MW. Para lograr este objetivo es necesario perforar diez pozos adicionales de

producción y tres pozos de reinyección. Se pronostica que este proyecto tendrá una vida útil de 30 años.



Figura 4.4. Localización del campo geotérmico La Geo.  
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

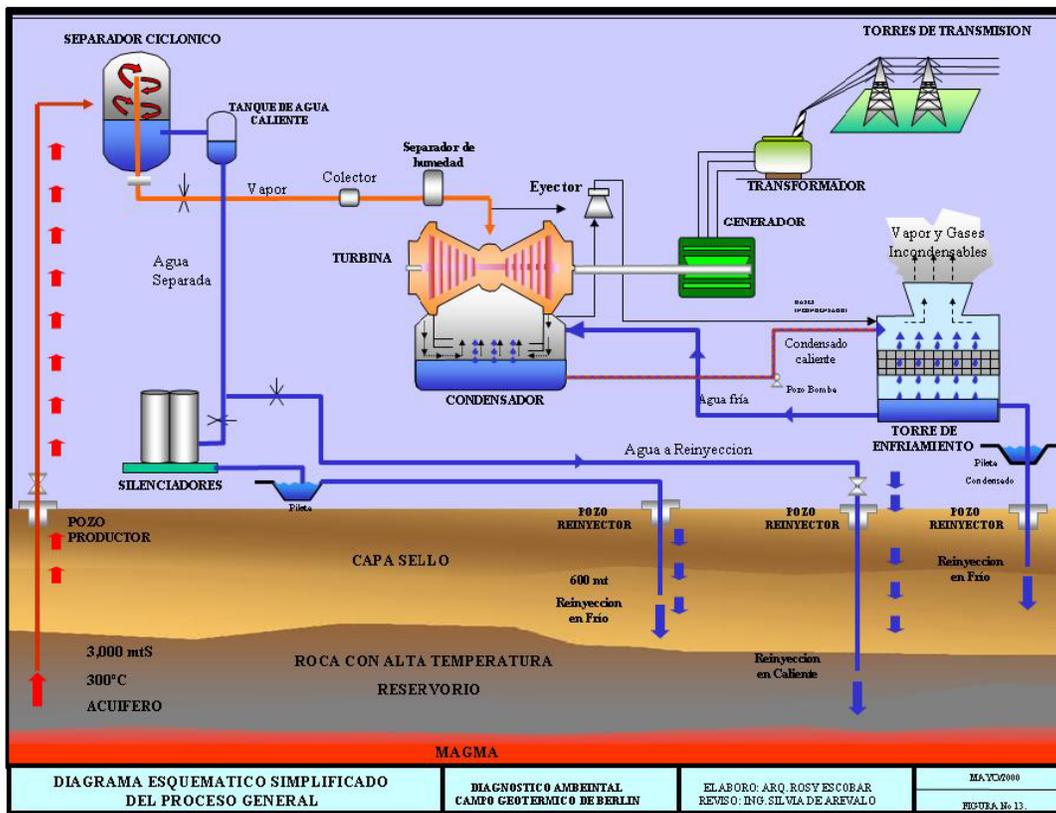


Figura 4.5 Diagrama de la planta geotérmica LaGeo.  
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

La tecnología que se utilizará en este proyecto consiste en un separador de agua y vapor, posteriormente el vapor es trasladado a la turbina de generación. Al salir de la turbina el vapor es condensado formando un vacío parcial, lo que ocasiona un aumento al máximo de la energía generada por la turbina. El agua caliente condensada es llevada a la torre de enfriamiento, donde se produce un cambio de temperaturas provocando que parte del agua condensada se convierta en vapor y salga a la atmósfera. En la Figura 4.5, se muestra el diagrama del funcionamiento de la planta geotérmica y la tecnología a utilizar.

El proyecto de La Geo, tiene como objetivo principal reducir las emisiones de GEI dando como resultado el desplazamiento de la generación de electricidad mediante combustibles fósiles de plantas térmicas. Se estima que este proyecto tendrá una reducción de 190 tCO<sub>2</sub> anual, con un factor de emisiones de 0.612 tCO<sub>2</sub>e/MWh, por lo tanto la reducción de las emisiones totales será aproximadamente de 1,235 ktCO<sub>2</sub> durante los primeros 7 años, como se muestra en la tabla 4.1.

<b>Año</b>	<b>Estimado anual de reducciones (Toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente)</b>
2006	137.756
2007	182.840
2008	183.341
2009	182.840
2010	182.840
2011	182.840
2012	183.341
Total estimado de reducciones	1,235,798
Número total de años de acreditación	7 años
Promedio anual de reducciones estimadas durante el período de acreditación	176,543

**Tabla 4.1 Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación**  
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

Otro objetivo de La Geo es abastecer la creciente demanda de energía debido a el crecimiento económico y para mejorar el suministro de electricidad, lo cual provocará una mejor distribución de los ingresos en la región, es decir, menos gastos y mas ingresos en los municipios locales de la región. El incremento de la renta regional será utilizado para proporcionar a la población mejores servicios, lo que mejoraría la cobertura de las necesidades básicas. Para lograr este proyecto se propuso a la Junta Ejecutiva del MDL, la cual concluyó que se debiera tomar como un proyecto MDL, por lo que el proyecto se

ajusta a las naciones de energías sostenibles y a las estrategias de mitigación del cambio climático.

#### 4.1.3 Proyecto geotérmico de Lihir

El proyecto fue registrado el 29 de Mayo de 2006, éste proyecto involucró la construcción de una Central Geotermoeléctrica en la isla de Lihir en Papúa Nueva Guinea. La isla de Lihir está situada en el archipiélago de Bismarck aproximadamente a 50 kilómetros cerca de la costa noreste de la provincia de Nueva Irlanda y a 900 kilómetros al noreste del Puerto Moresby a una latitud de  $3^{\circ}17' S$  y a una longitud de  $152^{\circ}30' E$ , como podemos observar en la Figura 4.6. El proyecto logró su registro el 29 de Mayo de 2006. Este proyecto consistió en colocar dicha central en la mina de oro Lihir, la cual es propiedad de Lihir Gold Limited. Esta mina es administrada por Lihir Management Company Ltd, la cual es propiedad al 100% de Lihir Gold Limited.



**Figura 4.6 Ubicación de la Central Geotermoeléctrica de Lihir.**  
**Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.**

El gobierno de Papúa Nueva Guinea ha establecido como prioridad, la necesidad de implementar nuevas tecnologías que involucren el uso de recursos renovables, los cuales permitan un desarrollo sustentable con la principal misión de electrificar zonas rurales. Este país cuenta con un Factor de Emisiones, EF (por sus siglas en inglés) de  $0.704 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$ .

Utilizando los recursos geotérmicos de la isla de Lihir para generar electricidad, esta Central tiene la misión de desplazar gran parte los generadores que utilizan diesel como combustible; los cuales son muy comunes en las zonas rurales.

Al inicio del proyecto se tuvo una capacidad instalada de 31.7 MW, con 3 generadores de 11 MW, y posteriormente se agregaron 2 generadores de 11 MW, todos los generadores están acoplados a turbinas de vapor, para el año 2007 ya se contaba con una

capacidad neta de 52.8 MW. El vapor geotérmico es obtenido de las reservas de la propia mina por medio de tres pozos. Estos pozos productores de vapor ya habían sido perforados anteriormente en la mina, con la finalidad de reducir los riesgos que se tienen cuando existen perturbaciones en la presión del vapor.

El proyecto tiene un gran número de contribuciones al desarrollo sustentable específicamente sobre la isla de Lihir de Papua Nueva Guinea. Aparte de los beneficios al ambiente global, localmente, los beneficios se dan principalmente en la reducción de emisiones de la quema de diesel, tales como óxidos de nitrógeno y azufre, monóxido de carbón así como de partículas suspendidas. La Central Geotermoeléctrica también es sustentable ya que usa agua geotérmica así como el vapor que es desechado por la mina de oro durante su operación. Adicionalmente, el proyecto contribuye con la economía del país demostrando que el uso de energía renovable es una excelente alternativa tecnológica que puede ser aplicada en gran escala, con lo que incrementa el bienestar social no sólo de la isla. Con la implementación de este proyecto las emisiones que se reducen son de aproximadamente de 279,000 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente al año como se observa en la tabla 4.2.

<b>Año</b>	<b>Estimado anual de reducciones (Toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente)</b>
2006	114,687
2007	286,537
2008	286,537
2009	286,537
2010	286,537
2011	286,537
2012	286,537
2013	286,537
2014	286,537
2015	286,537
2016	95,512
Total estimado de reducciones	2,789,037
Número total de años de acreditación	10 años
Promedio anual de reducciones estimadas durante el período de acreditación	278,904

**Tabla 4.2 Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación.**  
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

Aparte de los beneficios que trae a la isla con la implementación de este proyecto, la realización del análisis económico demostró que resultaba ser un proyecto no rentable, con lo que se debía recurrir a los CERs para poder hacerlo atractivo, y la Junta Ejecutiva del MDL, el cual se concluyó que se debiera tomar como un proyecto MDL.

#### 4.1.4 Proyecto geotérmico de Nasulo 20 MW

El proyecto es una Central Geotermoeléctrica de 20 MW localizado en el municipio de Valencia, Provincia Oriental de Negros, Republica de Filipinas. Este proyecto fue registrado el 10 de Diciembre de 2006 y la electricidad generada será destinada para desplazar la electricidad generada por medio de combustibles fósiles y por consiguiente reducir GEI por una cantidad aproximada de 74.975 tCO<sub>2</sub>e por año, y una reducción de 524.825 tCO<sub>2</sub>e se prevé para los primeros 7 años del periodo de acreditación.

El factor de carga se estima en un 80%, lo que resulta en un promedio de generación de 140 GWh de electricidad anual. El recurso será obtenido del Campo de Producción Geotérmico del Sur de Negros, (SNGPF) por sus siglas en inglés.

Este proyecto es importante, porque la red eléctrica presenta un déficit en el suministro de electricidad que actualmente es proporcionada por las plantas de diesel.

Nasulo contribuirá al desarrollo sostenible del país, así como a la reducción de importación del combustible y electricidad. Por otro lado, contribuirá al objetivo global de la mitigación del cambio climático causado por las emisiones de GEI. El proyecto se llevará a cabo en la Republica de Filipinas como se ilustra en la Figura 4.7, en la provincia de los Negros donde se encuentra el volcán “Cuernos de Negro” Nasulo.

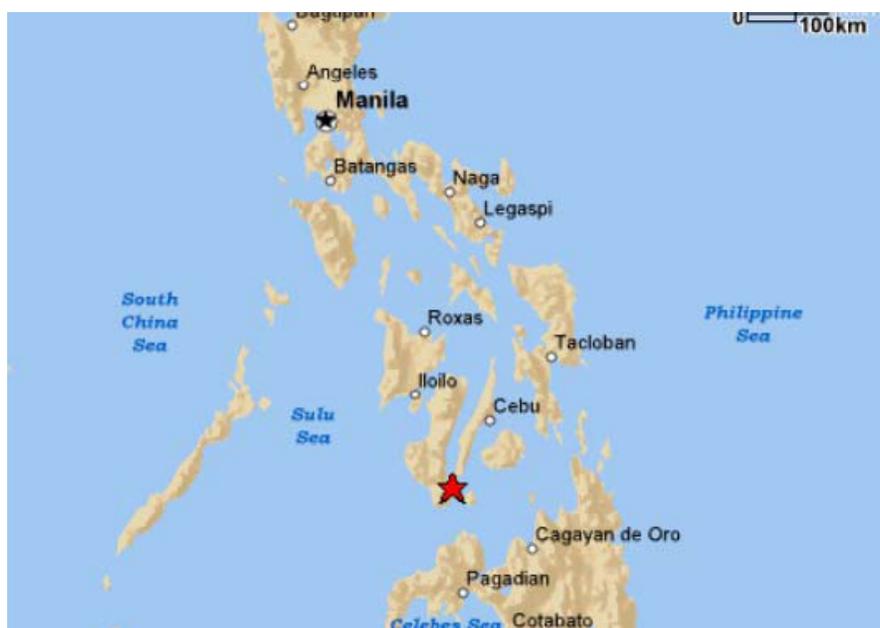
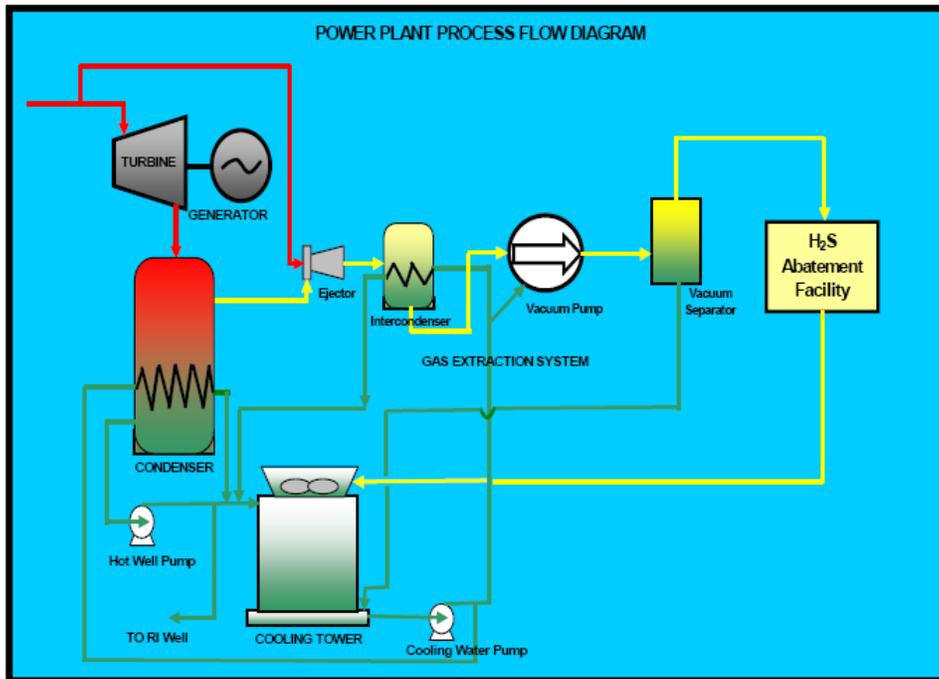


Figura 4.7 Ubicación del proyecto Nasulo.  
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

El proyecto desarrollará un campo geotérmico de 20 MW, incluyendo la perforación de un pozo de producción y la reinyección de fluidos del sistema, que comprende principalmente un sistema de tuberías con el alivio de presión y un sistema de reinyección. También está considerada la construcción e instalación y puesta en marcha de una de planta de gas y la construcción de una subestación con líneas de transmisión de 138 KV.

En la Figura 4.8 se muestra un diagrama del proceso de la planta, donde el vapor geotérmico surge de la producción de los pozos y es recolectado y dirigido a un separador. Una vez separados los fluidos son devueltos al pozo de reinyección. El vapor separado se envía a los depuradores, obteniendo vapor 99% puro, posteriormente se vapor es enviado a la turbina de la central.



**Figura 4.8 Diagrama del proceso de la planta Nasulo.**  
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC

Se genera electricidad sin que se emitan gases de efecto invernadero. Además, esta electricidad se suministra a la red eléctrica y se desplazan a la electricidad que se produce por la generación de combustibles fósiles. En un principio el proyecto no era atractivo financieramente, como lo era la generación de otras opciones disponibles en las Filipinas.

Este proyecto también se enfrenta a una serie de obstáculos que hacen difícil la aplicación sin el MDL. Muchos obstáculos se derivan del hecho de que Filipinas privatizó el sector de la generación eléctrica en 2001. Por otro lado, la financiación ya no está disponible para la evolución de la energía geotérmica después de la privatización. El promotor del proyecto ha de aprovechar la financiación local a tasas mucho más altas y más cortas (las tasas de interés actuales son denominados en peso, en un 8% al 9.5% a 15 años frente al 1-5% de 25 a 33 años para las antiguas plantas geotérmicas). Además, la financiación local se ha logrado en forma de un préstamo denominado en pesos y la

reciente devaluación de la moneda local ha creado un déficit de financiación, ésta situación plantea un grave problema para la ejecución del proyecto. El proyecto tiene la finalidad de convertir el carbono en financiamiento para cubrir el déficit en un corto plazo. El banco de Filipinas ha incluido disposiciones en el préstamo del patrocinador del proyecto para alcanzar la situación y MDL, una vez que el proyecto se registra como un proyecto del MDL, en el MDL se comprometieron los flujos de efectivo como garantía para el préstamo, por lo tanto, la reducción de la tasa de riesgo y hacer el préstamo fue posible. La energía geotérmica se enfrenta adversos impuestos en las Filipinas, en forma de regalías que no impiden la aplicación de alternativas de combustibles fósiles. En la tabla 4.3, se observa la reducción de emisiones estimadas anualmente.

Años	Estimado anual de reducciones (Toneladas de CO <sub>2</sub> equivalente)
Feb 2008 – Ene 2009	74,975
Feb 2009 – Ene 2010	74,975
Feb 2010 – Ene 2011	74,975
Feb 2011 – Ene 2012	74,975
Feb 2012 – Ene 2013	74,975
Feb 2013 – Ene 2014	74,975
Feb 2014 – Ene 2015	74,975
Total estimado de reducciones	524,825
Número total de años de acreditación	7 años
Promedio anual de reducciones estimadas durante el período de acreditación	74,975

**Tabla 4.3 Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación.**

**Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.**

El proyecto tiene una conexión a la red, con cero emisiones, la generación es en base a energía renovable y la actividad cumple todas las siguientes condiciones que se indican en la Base de Metodología:

- El proyecto cuenta con una capacidad de suministro de electricidad (20 MW) de una fuente de energía geotérmica;
- El proyecto no es una actividad que implica pasar de los combustibles fósiles a las energías renovables en el sitio del proyecto
- La red eléctrica es identificada como Luzón y Visayas red, la cual se dispone de información sobre las características de la red.

#### 4.1.5 Proyecto geotérmico de Darajat Unidad III

El proyecto fue registrado el 11 de Diciembre de 2006, el propósito de este proyecto es la de incrementar el número de unidades generadoras que utilizan fuentes renovables de energía en Indonesia, instalando una unidad adicional mediante una fuente geotérmica. El proyecto está a cargo de Chevron Geothermal Indonesia, Ltd, junto con la compañía Pertamina, ambos planean la expansión en sus operaciones en Darajat, en West Java, con la instalación de la Unidad III cuya capacidad es de 110 MW. Situado a 150 km de Jakarta, el área de Darajat se caracteriza por un relieve topográfico mediano. El área está ubicada a un altitud de 1500 m a 2200 m sobre el nivel del mar con una altitud promedio de 1600m, la ubicación exacta es 7°11'9" - 7°15'40" S de Latitud, 107°41'54" - 107°45'40" E Longitud, como se observa en la Figura 4.9. Con la realización de este proyecto se ha incrementado la capacidad instalada nacional con lo cual se atienden las necesidades de energía requeridas. La electricidad producida por esta unidad generadora se anexó al sistema interconectado de Java-Madura-Bali (JAMALI).



Figura 4.9 Ubicación de la Central Geotermoelectrónica  
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC

El proyecto de anexar una tercera unidad tiene los objetivos siguientes:

- Contribuir con el suministro de electricidad al sistema interconectado de JAMALI para cumplir con las necesidades de energía;
- Evitar Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, las cuales son generadas por plantas que utilizan combustibles fósiles;
- Así como ayudar al gobierno de Indonesia en lograr la diversificación energética con el objetivo de minimizar el uso petrolero incrementando el uso de recursos renovables, y

- Contribuir al desarrollo sustentable en la región West Java en Indonesia.

La nueva unidad consiste de una turbina convencional de vapor. El agua resultante que se condensa se hace pasar a través del sistema de refrigeración por agua ubicada en el mismo escape del condensador y subsecuentemente será arrojado a la atmósfera por medio de una torre de enfriamiento. Este tipo de tecnología es robusto y seguro para el medio ambiente, como lo han demostrado cientos de instalaciones similares alrededor del mundo, incluyendo Indonesia. La misma tecnología está siendo utilizada por las Unidades I y II en proyectos geotérmicos en el mismo lugar.

La unidad III en Darajat reduce las emisiones de GEI emitidas por Indonesia reemplazando las emisiones que generaría una unidad que use combustibles fósiles. En ausencia del proyecto, la generación para la carga base (predominantemente carbón), se utiliza principalmente ya que es un combustible barato lo que favorece a la economía. La expansión de la red eléctrica ha originado que las emisiones se incrementen por lo que utilizar este tipo de generación contribuye a la mitigación de GEI. El Factor de Emisiones que se tienen en el sistema de JAMALI es de 0.754 tCO<sub>2</sub>/MWh equivalente y el proyecto puede reducirlo a 0.72386 tCO<sub>2</sub>/MWh equivalente, lo que equivale a una reducción de emisiones de 652,173 tCO<sub>2</sub> equivalentes al año como se observa en la tabla 4.4.

Año	Estimado anual de reducciones (Toneladas de CO <sub>2</sub> equivalente)
2006	54,347
2007	652,173
2008	652,173
2009	652,173
2010	652,173
2011	652,173
2012	652,173
2013	597,826
Total estimado de reducciones	4,565,211
Número total de años de acreditación	7 años
Promedio anual de reducciones estimadas durante el período de acreditación	652,173

**Tabla 4.4 Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación.**

**Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.**

Las principales limitaciones que enfrentó este proyecto fueron las barreras que presenta la inversión debido a circunstancias políticas y económicas en Indonesia, las cuales impiden cualquier inversión extranjera directa, también las barreras arancelarias que se les impone a los Productores Independientes de Energía, debido a la ausencia de abrir la competencia en el mercado para la venta de electricidad, ya que la producción de electricidad corresponde al estado, las limitaciones que presenta un proyecto geotérmico debido a su ubicación y la mismas naturaleza de los pozos, y finalmente los obstáculos al desarrollo de fuentes alternativas de energía debido a la abundancia de reservas de combustibles fósiles (especialmente ciertos tipos de carbón, que no son posibles exportar) lo que originó una respuesta lógica: el uso CERs para poder realizar el proyecto, que finalmente se consideró como un proyecto MDL.

#### 4.1.6 Proyecto geotérmico de Amatitlán

El proyecto fue registrado el 12 de Diciembre de 2008, el Proyecto Geotérmico de Amatitlán desarrollado por Ortitlán Limitada consiste en una Central Geotérmica ubicada en el Departamento de Escuintla en Guatemala. La Central será ubicada a 28 km al sureste de la Ciudad de Guatemala dentro del Parque nacional Volcán Pacaya cerca de la región conocida como Laguna Calderas a una altitud de 2,000 metros sobre el nivel del mar en la Figura 4.10 se puede observar la localización del proyecto. La capacidad total de la central será de 25.2 MW, con una capacidad neta de 20.5 MW. La Central utilizará 3 turbinas, dos con una capacidad de 12 MW cada una y una de 1.2MW con el que se tendrá una generación de 162 GWh anuales. El proyecto logró su registro el 12 de Diciembre de 2008.

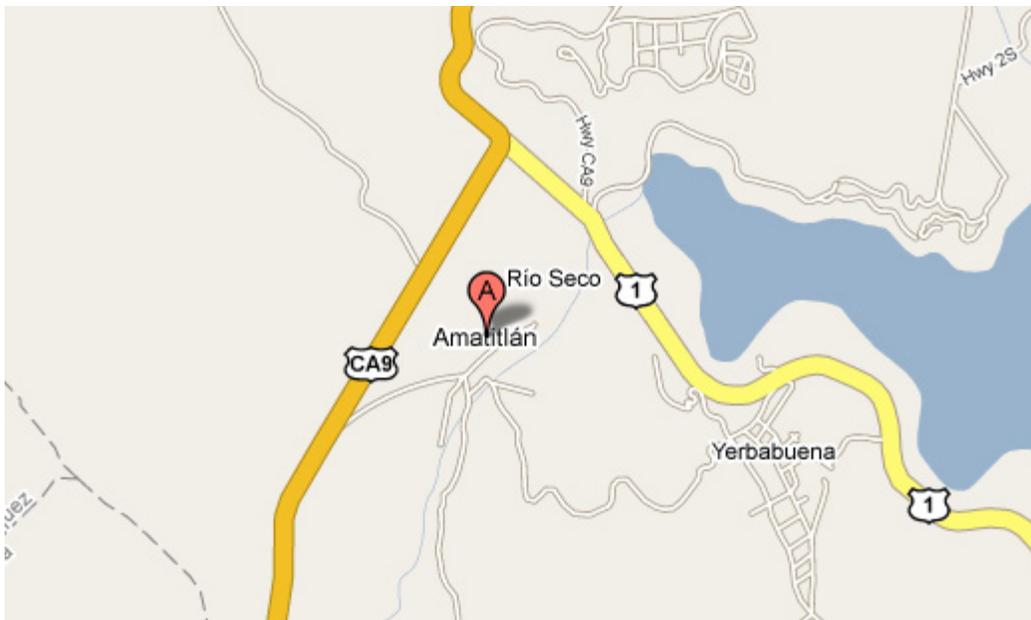


Figura 4.10 Ubicación de la Central Geotermoeléctrica de Amatitlán.

Fuente: Google Maps.

El propósito del proyecto es la de utilizar recursos geotérmicos del Campo Geotérmico de Amatitlán para aprovecharlos en una Planta Geotermoeléctrica con el cual esta planta quedará conectada al Sistema Nacional Interconectada de Guatemala.

Actualmente el esquema de generación con la que se provee electricidad a Guatemala está basada en la quema de carbón, este país cuenta con un Factor de Emisiones de 0.778 tCO<sub>2</sub>/MWh.

El proyecto contribuirá al desarrollo sustentable en el país con los siguientes beneficios:

- Incrementar oportunidades de empleo en el área circundante a la Central. El proyecto generará directamente 500 empleos temporales durante la fase de construcción y 20 empleos permanentes durante la fase de operación.
- Mejora la inversión local enfocados a la mejora ambiental.
- Diversifica los modelos de generación en Guatemala, el proyecto se suma a la carga base lo cual ayudará a cumplir con la creciente demanda de electricidad.
- La electricidad derivada de una fuente geotérmica es independiente de periodos estacionales así como suministros de combustible, lo que hace que el proyecto incremente la estabilidad al sistema eléctrico nacional.
- Se reducirán las emisiones de agentes tóxicos al ambiente ocasionados por el uso de Centrales Carboeléctricas.

El proyecto consistirá en una Central Generadora de ciclo combinado que consiste de dos módulos. El módulo I está compuesto por una turbina de vapor a contrapresión de 1.2 MW importado de Kato Engineerin Minessota. La turbina usa una porción del vapor extraído a una presión aproximada de 9 bar. La energía generada por el vapor es convertida a energía mecánica en un sistema eléctrico trifásico. Posteriormente el vapor es expandido en las turbinas del modulo I y entra a la unidades de ciclo binario ubicadas en el modulo II.

El modulo II está compuesto por dos unidades Ormat Energy Converter (OEC), los cuales usan un Ciclo Orgánico de Rankine, la energía requerida se obtiene del agua separada que pasa por el *bypass* antes del modulo I y del vapor que ha salido del modulo I, la suma de los dos se conducen a un intercambiador de calor que extraerá la energía calorífica proveniente de la mezcla y la transferirá al fluido de trabajo que moverá las turbinas, las cuales producirán electricidad con los generadores acoplados a las mismas. El fluido geotérmico de desperdicio que sale de las unidades OEC son desechados a una temperatura de 75°C, tanto el vapor como el agua separada extraídos del subsuelo son completamente devueltos a los mantos acuíferos mediante pozos de reinyección.

Este proyecto también tiene la finalidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero estimado en 87,978 tCO<sub>2</sub> equivalente al año durante el primer periodo de acreditación, el cual podemos observar la tabla 4.5.

Año	Estimado anual de reducciones (Toneladas de CO2 equivalente)
2008	55,319
2009	82,978
2010	82,978
2011	82,978
2012	82,978
2013	82,978
2014	82,978
2015	27,659
Total estimado de reducciones	580,849
Número total de años de acreditación	7 años
Promedio anual de reducciones estimadas durante el período de acreditación	82,978

**Tabla 4.5 Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación**  
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC

Distintos análisis, principalmente el análisis de barreras indica que este proyecto se enfrenta a importantes obstáculos para su aplicación debido a que la tecnología necesaria para realizar el proyecto no está disponible en la región por lo que el proyecto cumple con los parámetros de un proyecto del tipo MDL.

#### **4.2 Metodología usada en el Proyecto**

Las metodologías sirven para poder seguir el camino necesario para el estudio, planeación y gestión del proyecto con la finalidad de poder obtener los Certificados de Reducción de Emisiones (CERs).

Para el proyecto se hizo uso de la metodología ACM0002 “*Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources*” (Metodología consolidada para la Línea Base para la generación de electricidad en un sistema interconectado mediante recursos renovables). Esta metodología es aplicable a la generación de electricidad con fuentes renovables, siempre y cuando la Planta/Unidad sea conectada a la red, en proyectos que involucren actividades de aumento de capacidad.

La metodología ACM0002 es aplicable bajo las siguientes condiciones:

- El proyecto consistirá en la instalación o modificación/readaptación de una Central Generadora Planta/Unidad y que sea alguno de los siguientes tipos: Hidroeléctrica

Planta/Unidad (ya sea con río de agua corriente o estanque de almacenamiento), Eoloeléctrica Planta/Unidad, Geotermoeléctrica Planta/Unidad, Termosolar Planta/Unidad, Maremotriz Planta/Unidad o generación por medio corrientes marinas Planta/Unidad.

- En caso de una Central Hidroeléctrica:
  - El proyecto es implementado sobre un embalse existente, sin cambio en el volumen de la reserva;
  - El proyecto es implementado en un depósito existente, donde el volumen de la reserva es incrementada y la densidad de la capacidad por área de agua es aumentada como mínimo  $4 \text{ W/m}^2$
  - La actividad del proyecto se traduzca en nuevos depósitos y la densidad de capacidad por área de agua de la central, es superior a  $4 \text{ W/m}^2$
- El sistema de límites geográficos y de la red del sistema eléctrico pueden ser claramente identificados y la información de sus características estén disponibles;
- Se aplica a la generación de electricidad con conexión a la red desde un relleno sanitario de acuerdo con lo aprobado en “ *Consolidated baseline and monitoring methodology for landfill gas project activities*” (Metodología consolidada para la línea base y supervisión de actividades de proyecto de gas de vertedero) (ACM0001) y;
- Existencia de 5 años de datos históricos ( o 3 años en el caso de proyectos no hidroeléctricos) tienen que estar disponibles para aquellos proyectos donde se realicen modificaciones/readaptaciones en Centrales Eléctricas existentes.<sup>24</sup>

La metodología no es aplicable de acuerdo a lo siguiente:

- Proyectos que involucren la migración de combustibles fósiles hacia el uso de recursos renovables en el sitio donde se pretende realizar el proyecto, ya que en este caso, la referencia puede ser otra línea base referente al uso de combustibles fósiles.
- Centrales que usen Biomasa como fuente primaria;
- Hidroeléctricas que requieran la construcción de un estanque o donde el incremento de la capacidad resulte en una densidad por unidad de área menor a  $4 \text{ W/m}^2$ .

Esta metodología nos sirve como guía en primera instancia puesto que nos indica que pasos llevar a cabo para saber si aplica o no al proyecto, escoger un alternativa base y demostrar la adicionalidad, además de seguir las formulas para el cálculo de la reducción de emisiones antes del proyecto y una vez que se aplica el proyecto en diversas alternativas

#### **4.2.1 Línea Base**

La línea base nos ayuda a comparar ciertos parámetros, es decir, tomamos como base datos muy específicos, los cuales nos servirá como punto de partida para realizar una comparación. En esta tesis tomamos una línea base. En el punto 4.5 veremos la utilización de la línea base en cada gráfica que analizaremos.

---

<sup>24</sup> Fuente: Si la información no está disponible debido a una nueva tecnología o circunstancias excepcionales, se puede solicitar una revisión para que la metodología sea aplicable o para realizar la propuesta de una nueva metodología.

### **4.2.2 Adicionalidad**

La adicionalidad es un proceso importante en la decisión de un proyecto MDL, por lo general siempre se estudian tres pasos para identificar la adicionalidad en un proyecto. El primero de ellos es identificar alternativas, el segundo es el análisis financiero, y el tercero es el análisis de barreras. Estos tres pasos se describen a continuación.

#### **4.2.2.1 Identificación de alternativas posibles a la actividad del proyecto**

En este caso se debe de realizar una justificación de la exclusión de alternativas no aptas (tomando en cuenta la comparación con la línea base). Estas se seleccionan tomando en cuenta el cumplimiento de leyes, es decir debe de cumplir con las regulaciones vigentes con las que cuente el país de origen. También es importante tomar en cuenta el tipo de tecnología con la que se cuenta y la disponibilidad de estas mismas.

#### **4.2.2.2 Análisis financiero**

En este punto se realiza una comparación económica entre las alternativas identificadas. Es importante señalar que con esta comparación es posible saber si el proyecto es atractivo sin tomar en cuenta los ingresos por la venta de bonos. El análisis se efectúa tomando en cuenta los costos de operación y mantenimiento, los costos de inversión, venta de electricidad, factor de planta, etc. Estos parámetros son importantes para obtener un cálculo más preciso de la Tasa Interna de Retorno (IRR o TIR) y el valor presente neto (VPN), el cual tiene un papel muy importante el cálculo del índice Beneficio-Costo (B/C). Es de gran importancia considerar este análisis a cada alternativa identificada.

Una vez finalizado el análisis, se puede concluir si el proyecto es adicional o no. Esto es posible al realizar una comparación entre la Línea Base y la alternativa económicamente menos atractiva.

#### **4.2.2.3 Análisis de barreras**

Por último este análisis se refiere a las complicaciones que puede presentar el proyecto al no ser aceptado ante la Junta Ejecutiva del MDL. Se pueden presentar diferentes tipos de barreras, estos son dados de diferentes maneras, es decir cada proyecto tiene distintos puntos a analizar. A continuación mencionaremos algunas complicaciones frecuentes en proyectos geotérmicos:

- ***Incertidumbre geológica.*** Se considera en el análisis de barreras, ya que en los pozos de producción no se sabe ciertamente si se puede mantener a largo plazo el flujo de fluidos y calor.

- **Inversión adicional.** Muchas veces para poder lograr los objetivos de los proyectos se tiene que perforar nuevos pozos para obtener recursos adicionales de la energía geotérmica.
- **Operación y mantenimiento.** Hay incertidumbre en la frecuencia de la realización del mantenimiento en el futuro.
- **Barreras tecnológicas.** En las barreras tecnológicas, se debe tener en cuenta si estas serán traídas del extranjero o si son nacionales.
- **Mano de obra no calificada.** Hay ocasiones en las cuales en las regiones donde se realizan los proyectos no se cuenta con el personal experimentado, por lo que implica el contrato de personas adicionales.
- **Barreras legales y económicas.** Pueden presentar impedimentos del proyecto, es decir, que el proyecto no cumpla con las expectativas de la región o del medio ambiente.

#### 4.3 Cuantificación de reducciones de CO<sub>2</sub>e esperadas por el proyecto

El proyecto geotérmico consistirá en la anexión de una Unidad de Ciclo Binario a un Campo Geotérmico ya existente en México, no necesitará de la construcción de pozos nuevos para su abastecimiento y como es una Unidad de tamaño no considerable comparado con Centrales Geotérmicas a contrapresión o tipo *flash*, su instalación no necesitará de gran inversión.

Todo Proyecto que se pretenda implementar como un Proyecto MDL tendrá que realizar el estudio de las emisiones que reducirá, las emisiones que se tendrán al construirlo y durante su operación, para que finalmente se obtenga la reducción neta que el proyecto tendrá.

##### 4.3.1 Emisiones esperadas para la Línea Base

La línea base para realizar el cálculo de emisiones está dado por:

$$BE_y = GEN_y * EF_y$$

Donde:

*BE*: Línea Base de emisiones (*tCO<sub>2</sub>e*)

*GEN*: Electricidad administrada por el proyecto a la red (*MWh*)

*EF*: Factor de emisiones para la Línea Base (*tCO<sub>2</sub>e / MWh*)

*y*: Se refiere al año

También se puede calcular de la siguiente manera:

$$BE_y = \omega_{OM} * EF_{OM}_y + \omega_{BM} * EF_{BM}_y$$

Donde:

EF: Línea Base de emisiones ( $tCO_2e$ )

$\omega_{OM}$  : Margen de operación, por defecto es 0.5

$EF_{OM}$  : Margen de emisiones por operación ( $tCO_2e / MWh$ )

$\omega_{BM}$  : Margen de construcción, por defecto es 0.5

$EF_{BM}$  : Margen de emisiones por construcción ( $tCO_2e / MWh$ )

y: Se refiere al año

Las emisiones que se reducirán se calculan en base al factor de emisiones  $EF = 0.5368 tCO_2e / MWh$ <sup>25</sup> que se tiene en México, y es el resultado del promedio obtenido de las distintas tecnologías usadas para producir electricidad en nuestro país. La electricidad administrada anualmente por el proyecto a la red ( $GEN$ ) será de:

$$GEN = 1.5 MW \cdot 0.86 \cdot 24 h \cdot 365 = 11,300 MWh \text{ al año}$$

Entonces:

$$BE_y = 11,300 MWh \cdot 0.5368 tCO_2e / MWh$$

$$BE_y = 6,066.05 tCO_2e \text{ al año}$$

Que es la cantidad de toneladas que ya no se expulsarían a la atmósfera al generar electricidad con el uso del recurso geotérmico, de acuerdo con la tecnología empleada que será la de Ciclo Binario y la capacidad de la unidad en este caso de 1.5 MW netos y teniendo en cuenta un Factor de Planta de 86%.

#### **4.3.2 Emisiones debido al proyecto**

De acuerdo a la metodología ACM0002, que refiere también a las emisiones que se esperan por el proyecto debido a las emisiones de gases no condensables producidas por el recurso y a cualquier combustible quemado por la operación de la Central Eléctrica.

Para el caso de proyectos geotérmicos:

$$PE_y = PES_y + PEFF_y + PECG_y$$

Donde:

$PES_y$  : Emisiones de  $CO_2$  debido a la liberación de gases no condensables contenidos en el vapor

$PEFF_y$  : Emisiones de  $CO_2$  debidos a la quema de combustibles fósiles

$PECG_y$  : Emisiones de  $CO_2$  por el consumo de la red

<sup>25</sup> Fuente: ATPAE, 2008.

- Cálculo de CO<sub>2</sub> debido al escape de gases no condensables producidos por el recurso ( $PES_y$ ):

$$PES_y = (\omega_{Main,CO_2} + \omega_{Main,CH_4} \cdot GWP_{CH_4}) M_{S,y}$$

Donde:

$PES_y$ : Emisiones que se tienen con el proyecto debido a la liberación de CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> producidos por el recurso durante el año  $y$

$\omega_{Main,CO_2}$ : Fracciones de masa promedio de CO<sub>2</sub> en el recurso

$\omega_{Main,CH_4}$ : Fracciones de masa promedio de CH<sub>4</sub> en el recurso

$GWP_{CH_4}$ : Potencial de calentamiento global del metano

$M_{S,y}$ : Es la cantidad de vapor producido durante el año  $y$

- Cálculo de CO<sub>2</sub> de la quema de combustibles fósiles por el proyecto ( $PEFF_y$ ):

$$(PEFF_y) = \sum_i F_{i,y} \cdot COEF_i$$

Donde:

$PEFF_y$ : Emisiones por la combustión de combustibles relacionadas con la operación de la Central Geotermoeléctrica ( $tCO_2e$ )

$F_{i,y}$ : Consumo de combustible del tipo de combustible  $i$  durante el año  $y$

$COEF_i$ : Coeficiente de emisiones de CO<sub>2</sub> del combustible tipo  $i$

- Emisiones de CO<sub>2</sub> debidos por el consumo eléctrico de la red por la Planta ( $PECG_y$ ):

$$(PECG_y) = ECG_y * EF$$

Donde:

$PECG_y$ : Dióxido de carbón emitido debido al consumo de energía eléctrica de la red

$ECG_y$ : Consumo anual de energía eléctrica de la red por la planta

$EF$ : Factor de emisiones de la Línea Base ( $tCO_2e$ )

- Fugas:

De acuerdo a la metodología ACM0002, las fugas no son consideradas para el proyecto. No se tienen previstas fugas, por esta razón  $L_y = 0$

- En resumen las emisiones que se agregarían a la atmosfera por el proyecto en un año son:

$PES_y = 0 \text{ tCO}_2\text{e} / \text{año}$ , debido a que sólo se extrae el calor del recurso, no se utiliza el vapor, ni el fluido para realizar movimiento mecánico, por ende no existen emisiones de ningún tipo a la atmosfera por usarse un ciclo binario.

$PEFF_y \approx 0 \text{ tCO}_2\text{e} / \text{año}$ , sólo son debidas al uso de vehículos para transporte de personal y equipo. Por esta razón las emisiones serán calculadas tomando como base los consumos actuales de combustible promedio como sigue:

$$PEFF_{1-14} = 180\text{kg} * 0.001 * 3.185\text{tCO}_2 / \text{ton}_{\text{fuel}} = 0.573 \text{ tCO}_2\text{e} / \text{año}^{26}$$

$PECG_y = 0 \text{ tCO}_2\text{e} / \text{año}$ , como es un proyecto de aumento de la capacidad instalada en una Central Geotermoeléctrica existente, el consumo eléctrico en caso de usarse se tendría dentro de la misma planta.

Finalmente:

$$PE_{1-14} \approx 0.573 \text{ tCO}_2\text{e} / \text{año}$$

Como el proyecto tendrá dos periodos, el primero de 7 años y una segunda revalidación también de 7 años.

#### 4.3.3 Reducción de Emisiones anuales

Se calcula de la siguiente manera:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

Donde:

$ER_y$ : Reducción de emisiones ( $\text{tCO}_2\text{e}$ )

$BE_y$ : Emisiones para la Línea Base ( $\text{tCO}_2\text{e}$ )

$PE_y$ : Emisiones por el proyecto ( $\text{tCO}_2\text{e}$ )

$L_y$ : Son las fugas de ( $\text{tCO}_2\text{e}$ ) que se tienen con el proyecto

y: Un año dado

Como las fugas previstas son 0 se tiene que:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Las reducciones netas que se tienen en un año con la puesta en operación de la planta con nuestro proyecto se calculan como sigue:

<sup>26</sup> Calculado en base a valores de IPCC por omisión.

$$ER_y = (6,066.05 - 0.573)tCO_2e = 6,065.5 tCO_2e$$

Las emisiones evitadas a la atmosfera durante los 14 años se muestran en la siguiente tabla:

Año	Estimado anual de reducciones (Toneladas de CO <sub>2</sub> equivalente)
1	6,065.5
2	6,065.5
3	6,065.5
4	6,065.5
5	6,065.5
6	6,065.5
7	6,065.5
8	6,065.5
9	6,065.5
10	6,065.5
11	6,065.5
12	6,065.5
13	6,065.5
14	6,065.5
Total estimado de reducciones	84,917
Número total de años de acreditación	14 años
Promedio anual de reducciones estimadas durante el período de acreditación	6,065.5

**Tabla 4.6 Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación para el proyecto.**

Como se aprecia en la tabla 4.6 en 14 años se pueden reducir a la atmosfera alrededor de 85,000 toneladas de CO<sub>2</sub>e. Como se sabe sólo estamos usando una unidad de capacidad reducida, si el proyecto fuera empleado para utilizar una unidad de capacidad mayor las emisiones reducidas se incrementarían considerablemente, ya que una de las ventajas de utilizar unidades de Ciclo Binario es la que sólo se aprovecha el calor que viene con el fluido geotérmico por lo que quedarían descartadas emisiones a la atmosfera de cualquier tipo.

#### 4.4 Indicadores financieros para la evaluación del proyecto

Hemos visto rápidamente las emisiones que esperamos reducir con la puesta en marcha de la Unidad, hemos visto que las reducciones anuales son relativamente pequeñas, pero a la larga si representan una reducción tangible, ahora explicaremos brevemente algunos indicadores que usaremos para la evaluación financiera del proyecto con la finalidad de que cada concepto sea más fácilmente de entender cuando abordemos el tema más adelante.

Con el propósito de simplificar el análisis financiero se eligió llevarlo a cabo a “moneda constante”, específicamente en dólares americanos de 2008, lo que permite observar de manera más clara los resultados obtenidos, de esta forma se aíslan los efectos inflacionarios así como el tipo de cambio para solventar los gastos en moneda extranjera.

##### 4.4.1 Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto es la sumatoria de los flujos netos de caja en cierto periodo actualizados menos la inversión inicial. Con este indicador de evaluación se conoce el valor del dinero actual que va a recibir el proyecto en el futuro, a una tasa de interés y un periodo determinado, a fin de comparar este valor con la inversión inicial. Con el Valor Presente Neto (VPN) es posible evaluar proyectos de inversión a largo plazo.

El valor presente neto de una inversión corresponde al flujo neto de caja actualizado con una determinada tasa de descuento, la misma que tendrá un valor que puede ser calculada en función al aporte propio y al monto financiado. Previo al cálculo del VPN, es necesario precisar que el flujo neto de caja puede ser constante anualmente o diferente; como también la tasa de actualización debe ser la misma cada año o por el contrario distinto. Con la siguiente ecuación podemos obtener el VPN:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} - Inversión$$

Donde:

- $F$ : flujo de caja en un periodo dado (t)
- $i$ : tasa de actualización o de descuento o rentabilidad
- $t$ : numero de periodos
- $n$ : años de duración del proyecto.

##### 4.4.2 Índice beneficio costo (B/C)

La relación Beneficio / Costo (B/C), muestra la cantidad de dinero actualizado que recibirá el proyecto por cada unidad monetaria invertida. Se determina dividiendo los ingresos netos actualizados (beneficios) entre la inversión inicial. Para el cálculo generalmente se emplea la misma tasa que la aplicada en el VPN.

Este indicador mide la relación que existe entre los ingresos de un proyecto y los costos de la inversión netos.

- 1) Si la relación B/C es mayor que la unidad, el proyecto es aceptable, porque el beneficio es superior al costo.
- 2) Si la relación B/C es menor que la unidad, el proyecto debe rechazarse porque no existe beneficio.
- 3) Si la relación B/C es igual a la unidad, es indiferente llevar adelante el proyecto, porque no hay beneficio ni pérdidas.

Para el cálculo de la relación beneficio/costo, se emplea la siguiente ecuación:

$$B / C = \frac{VPNB}{VPNI}$$

Donde:

*VPNB*: valor presente neto de los beneficios netos

*VPNI*: valor presente neto de la inversión

La relación B/C solo entrega un índice de relación y no un valor concreto, además no permite decidir entre proyecto alternativo.

#### **4.4.3 Tasa de descuento o de actualización**

La tasa de actualización o de descuento es aquella medida de rentabilidad mínima exigida por el proyecto y que permite recuperar la inversión inicial, así como cubrir los costos efectivos de producción y obtener beneficios. La tasa de actualización representa la tasa de interés a la cual los valores futuros se actualizan al presente.

La tasa de actualización o descuento a emplearse para actualizar los flujos será aquella tasa de rendimiento mínima esperado por el inversionista por debajo del cual considera que no conviene invertir. La rentabilidad esperada será favorable si es superior a la tasa de referencia, ya que nadie pretenderá ganar por debajo de esta tasa, que puede ser la tasa de oportunidad del mercado concebida esta como el mayor rendimiento que se puede obtener si se invirtiera el dinero en otro proyecto de riesgo similar disponible en ese momento. En nuestro caso la tasa de descuento a utilizar es del 12%, este valor es el estándar que utiliza Comisión Federal de Electricidad para obtener las proyecciones hacia el futuro. La tasa de descuento se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Tasa de descuento} = PCP \times DPF + PP \times PBLP$$

Donde:

*PCP*: el es porcentaje de capital propio

*DPF*: tasa de interés anual de un depósito a plazo fijo.

*PP*: porcentaje de préstamo

*PBLP*: la tasa anual de préstamo bancario a largo plazo.

#### **4.4.4 Tasa interna de retorno (TIR)**

Representa aquella tasa porcentual que reduce a cero el valor actual neto del proyecto. La tasa interna de retorno también es conocida como tasa de rentabilidad financiera (TRF).

La TIR muestra a los inversionistas la tasa de interés máxima a la que debe contraer préstamos, sin que incurra en futuros fracasos financieros. Para lograr esto se busca aquella tasa que aplicada al flujo neto de caja hace que el VPN sea igual a cero. A diferencia del VPN, donde la tasa de actualización se fija de acuerdo a las alternativas de inversión externas, aquí no se conoce la tasa que se aplicara para encontrar la TIR; la tasa buscada será aquella que reduce el VPN de un proyecto a cero. En virtud a que la TIR proviene del VPN, primero se debe calcular el valor presente neto.

El procedimiento para determinar la TIR es igual al utilizado para el cálculo del VPN; para posteriormente aplicar el método numérico mediante aproximaciones sucesivas hasta acercarnos a un  $VPN = 0$  o por interpolación. En nuestro caso fue por uso de calculadoras programables.

#### **4.5 Parámetros técnicos y financieros del proyecto**

Como se ha mencionado a lo largo de la Tesis, nuestra principal meta es la utilización de recursos geotérmicos, actualmente en nuestro país son explotados de manera exitosa y proveen parte de la energía eléctrica que se suministra.

También se sabe que la energía eléctrica proveniente de Plantas Geotermoelectricas tiene la característica importante de ser renovable, lo que significa que generar electricidad de esta manera es sustentable ya que no se está quemando ningún tipo de combustible, ya que el recurso es calentado naturalmente, lo que fomenta el desarrollo industrial y por ende el económico. Por otro lado, este tipo de tecnología provoca impactos muy bajos al ecosistema siendo una excelente alternativa para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que se originan a partir de la combustión de combustibles fósiles que son utilizados en forma muy extensa, ya sea para la generación de electricidad, procesos industriales, uso doméstico, etc.

México es un país que aún no tiene un compromiso obligado para reducir sus emisiones de GEI, lo que significa que si cualquier empresa tiene un fuerte compromiso para mejorar la tecnología que es usada en sus procesos en pro del medio ambiente podrá obtener ganancias adicionales si demuestra que ha podido reducir significativamente sus emisiones de GEI y esto, como se ha explicado en el Capítulo II, se podrá lograr a través de un Mecanismo Flexible mencionado en el Protocolo de Kioto, en este caso a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio. El uso del MDL, incentiva a la innovación de tecnologías que mitiguen las emisiones de GEI en países que no pertenecen al Anexo I del PK, que sea real, medible, y que provea beneficios de largo plazo en relación con la mitigación del cambio climático; y que dichas reducciones de emisiones sean adicionales a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto

Para nuestro caso emplearemos la tecnología de Ciclo Binario convencional para aprovechar la energía calorífica del fluido geotérmico separado (el fluido que no ha pasado por la turbina de vapor) antes de que éste sea devuelto a la reserva, una de las ventajas que tiene ésta tecnología es que podemos aprovechar la energía calorífica del líquido que no ha sido utilizado, además el fluido geotérmico no entra en contacto con las partes móviles, lo que elimina en gran escala los problemas de incrustación y corrosión, así podremos generar energía eléctrica adicional que puede ser empleada para los usos de la misma central.

Hoy en día la tecnología de Ciclo Binario es la que más ampliamente se ha usado para la generación de electricidad, para Julio de 2004 existían 155 unidades en operación generando 274 MW distribuidas en 16 países. Esto constituye el 33% de toda la generación con energía geotérmica pero sólo representa el 3% de la energía generada globalmente. Aunque, la capacidad promedio por unidad es relativamente pequeña, de alrededor de 1.8 MW/Unidad, se han incrementado las unidades con capacidades de 7-10 MW que utilizan un diseño mucho más avanzado y complejo. Gran cantidad de unidades binarias han sido agregadas a Plantas con tecnologías de *Backpressure* y *Flash* para recuperar más energía del fluido extraído.

#### 4.5.1 Características técnicas y financieras

El Mecanismo de Desarrollo Limpio será aplicado en el siguiente proyecto:

- Utilizar parte del recurso inutilizado de los campos geotérmicos administrados por CFE.
- Utilizar la tecnología de Ciclo Binario para la generación de electricidad adicional.
- Se utilizará la energía calorífica de la parte líquida del fluido geotérmico una vez que se haya separado el vapor, es decir, utilizar el fluido separado destinado para reinyección y extraer la energía calorífica contenida en él, antes de que este sea devuelto al subsuelo.
- No se perforarán pozos adicionales.
- Se utilizará una unidad de 1.5 MW de capacidad.

Típicamente el costo de la inversión requerida con el uso de esta tecnología oscila entre \$1,800 a \$2,500/KW USD, y \$3,000 a \$5,000/KW USD <sup>27</sup> con la perforación del pozo, pero se usará un valor de \$3,500/KW USD <sup>28</sup>, ya que es un valor sugerido por CFE.

Las características técnicas para la Unidad Binaria son:

- Capacidad = 1.5 MW
- Temperatura del fluido = 170°C
- Capacidad térmica específica del fluido = 4.19kJ / kg · °C
- Gasto = 155 t / h
- Pinch-Point diferencia de temperatura = 5°C
- Fluido de trabajo: Isopentano ( $i-C_5H_{12}$ )
- Factor de Planta = 86%

<sup>27</sup> Lund W. John Oregon Institute of Technology, Geo-Heat Center

<sup>28</sup> Gerencia de Proyectos Geotérmicos, CFE.

#### **4.5.2 Costos de operación y mantenimiento**

En general las Plantas Geotermoeléctricas son diseñadas en base a las características del recurso extraído. La cantidad de sales contenidos en los fluidos extraídos del yacimiento puede variar dramáticamente de un campo a otro. En algunos casos el recurso puede traer consigo una gran cantidad de minerales. Esto puede crear muchos problemas debido a la corrosión y a la incrustación. Aunque también se pueden encontrar campos geotérmicos en los que la concentración mineral puede ser muy pequeña con lo que se necesitará de muy poco mantenimiento. En general, las Plantas Geotermoeléctricas están disponibles para generación el 97% del tiempo. Las Plantas no están disponibles para su despacho cuando son sometidas a labores de mantenimiento programadas como parte de su proceso de mantenimiento.

Como cualquier otra Central, una Central Geotermoeléctrica puede ser alcanzada por fuego, rayos, una tormenta o cualquier otro desastre natural. Los operadores están preparados para cualquier imprevisto. Por ejemplo, la planta de Beowawe en Nevada se apaga automáticamente en caso de emergencia y puede ser operada remotamente. El gran avance tecnológico que se ha tenido en las computadoras así como en los equipos de medición ha reducido el costo y han mejorado las capacidades de automatización en este tipo de Plantas.

Relativo a las Centrales que usan combustibles fósiles, las Centrales Geotermoeléctricas son menos complejas, cuentan con un ciclo simple, operan relativamente a baja presión y temperatura, también cuentan con pocos elementos auxiliares. Sin embargo, operan en un ambiente duro, el vapor que se utiliza contiene gran cantidad de “impurezas”, gases no condensables y sólidos en suspensión. En una Central Geotérmica convencional los costos por mantenimiento son de aproximadamente el doble de una Central que quema combustibles fósiles, debido principalmente a los siguientes problemas:

- Corrosión: En pozos, válvulas, tuberías de superficie (de vapor y condensado), acero estructural, componentes de la torre de enfriamiento y revestimientos.
- Incrustación: Residuos minerales, productos de corrosión dentro de pozos de producción e inyección, tuberías en el campo así como el de la Planta y en turbinas de vapor.
- Erosión: En las superficie de tuberías, válvulas y álabes de la turbina.

#### **4.5.3 Análisis Financiero**

El primer análisis financiero se realizó considerando los siguientes criterios, en donde no se toman en cuenta los ingresos adicionales por Bonos de Carbono.

- Costos de inversión ( $I_o$ ) = \$3,500 USD / kW
- Costo marginal de generación (CMgG) = \$45 USD / MWh
- Ingreso unitario por capacidad = \$125 USD / kW año

- Factor de Emisión de dióxido de carbono (FE)=0.5368  $tCO_2e / MWh$
- Factor de planta (FP) = 86%
- Bonos de Carbono (BC) = \$ 0 USD
- Tasa de descuento=12%
- Costos de Operación y Mantenimiento = \$0,05 USD / kWh

En base a estos parámetros se tiene el siguiente análisis sin la consideración de los Bonos de Carbono y todo manejado en dólares se tiene:

Inversión	Costo	\$3.500,00	USD/kW *
	Capacidad	1.500,00	kW
	Total	\$5.250.000,00	Dólares
Tasa de descuento		12%	
Energía			
	Capacidad	1,5	MW
	Días	365	
	Horas	24	
	FP	0.86	**
	Total	11,300.40	MWh
Costos O y M		\$0.05 USD/kWh***	
Factor de Emisiones		0.5368	tCO <sub>2</sub> /MWh****
tCO <sub>2</sub> de emisiones esperados de reducción		6,066.05	
Bonos de Carbono		0	
Ingreso por B de C		\$0,00	Dólares
Ingreso unitario por capacidad		125	
Ingreso por capacidad		\$0,1875000	MDD
Costo marginal de generación		45	
Ingreso por energía		\$0,5085180	MDD
TOTAL DE INGRESOS		\$0,6960180	MDD

\* Desde \$3000 a \$5000 USD /KWh (2007), Geo-Heat Center, CFE

\*\* Típica de 86-97%, Glitnir Research

\*\*\* \$0.02 - \$0.04 USD (2006), Subir K. Sanyal

\*\*\*\* FE: 0.5288 (2007), 0.5368 (2008), ATPAE

**Tabla 4.7** Tabla que muestra los parámetros técnicos y financieros como punto de partida para el proyecto

Con base a la tabla 4.7 se tiene el siguiente análisis financiero sin la consideración de Bonos de Carbono, con una primera validación de 7 años y posteriormente una revalidación también de 7 años, siendo 14 años la duración total del proyecto, se muestra la inversión inicial, los ingresos, el flujo neto y los gastos de operación y mantenimiento anuales como se observa en la Tabla 4.8.

Año	Inversión	Ingresos	Gastos O y M	flujo neto
0	\$ 5,250			-\$5,250
1		\$0,696	\$0,050	\$0,646
2		\$0,696	\$0,050	\$0,646
3		\$0,696	\$0,050	\$0,646
4		\$0,696	\$0,050	\$0,646
5		\$0,696	\$0,050	\$0,646
6		\$0,696	\$0,050	\$0,646
7		\$0,696	\$0,050	\$0,646
8		\$0,696	\$0,050	\$0,646
9		\$0,696	\$0,050	\$0,646
10		\$0,696	\$0,050	\$0,646
11		\$0,696	\$0,050	\$0,646
12		\$0,696	\$0,050	\$0,646
13		\$0,696	\$0,050	\$0,646
14		\$0,696	\$0,050	\$0,646
15		\$0,696	\$0,050	\$0,646
16		\$0,696	\$0,050	\$0,646
17		\$0,696	\$0,050	\$0,646
18		\$0,696	\$0,050	\$0,646
19		\$0,696	\$0,050	\$0,646
20		\$0,696	\$0,050	\$0,646
21		\$0,696	\$0,050	\$0,646
22		\$0,696	\$0,050	\$0,646
23		\$0,696	\$0,050	\$0,646
24		\$0,696	\$0,050	\$0,646
25		\$0,696	\$0,050	\$0,646

\*Valores en Millones de Dólares

**Tabla 4.8 Análisis financiero sin tomar en cuenta Bonos de Carbono**

Con el análisis, se obtienen los siguientes resultados de la inversión, los ingresos el Valor Presente Neto, el Índice Beneficio Costo y la Tasa Interna de Retorno, como se ilustra en la tabla 4.9.

Inversión	Ingresos		
\$5,2500	\$5,4590	Flujo de efectivo	\$5,067
		VPN	-\$0,183
		B/C	\$0,965
		TIR	11,379%

\*Valores en Millones de Dólares

**Tabla 4.9 Resultados del análisis**

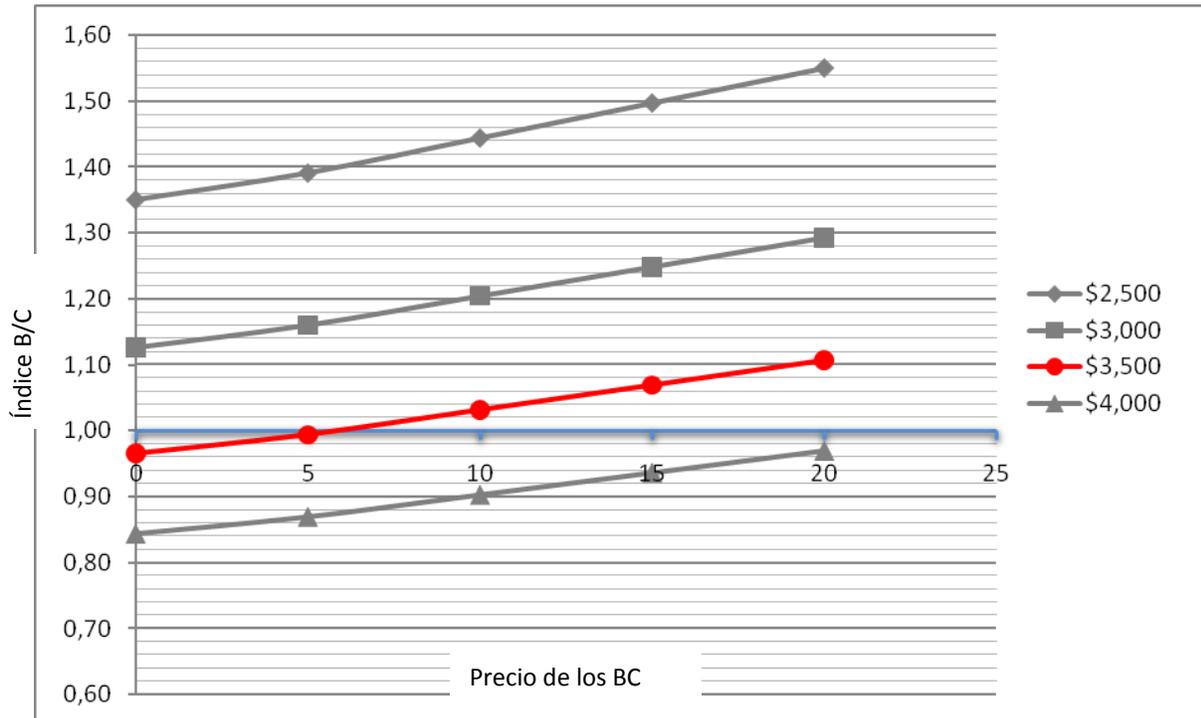
Como podemos observar, obtenemos un índice B/C  $\approx 1$ , lo que significa que simplemente se recuperaría el total de nuestra inversión. En base a estos resultados, se

puede proponer el proyecto como MDL. Para este propósito se estudiarán distintos casos en los que se verá reflejado el impacto que tienen los Bonos de Carbono en el proyecto. Hemos ampliado el análisis para conocer el impacto de los en valores de algunos de los parámetros clave sobre los que puede haber incertidumbre para conocer la sensibilidad de tales parámetros en los resultados. En todos ellos se manejan distintos precios de Bonos de Carbono, con valores de 5, 10, 15 y hasta \$20 USD que se pueden esperar por la puesta en operación de una Unidad de 1.5 MW con tecnología de Ciclo Binario.

A continuación se describen y se comentan dichos casos.

- **Caso 1**

En nuestro primer caso hemos tomado distintos Costos de Inversión, partiendo de una Inversión de \$3,500 USD, que corresponde al caso inicial estudiado en la Tabla 4.8, el índice B/C de este caso será diferenciado del resto con la finalidad de observar el impacto de considerar otros Costos de Inversión sobre nuestro proyecto, ver Figura 4.11.



**Figura 4.11** Gráfica que muestra el índice B/C con distintos costos de Inversión con respecto a los Bonos de Carbono esperados con un CMgG DE \$45 USD.

En la figura 4.11 observamos que sólo en donde el proyecto tiene un costo de inversión con un valor de \$3,500 dólares se consideraría como MDL. Para el caso donde el costo de la inversión es inferior a \$3,000 dólares sería rentable y en el caso en donde se tiene un costo de inversión por encima de \$4,000 dólares el proyecto sería rechazado.

Con un Costo de inversión de \$3,500 dólares, el proyecto sería atractivo si se proyectan BC superiores a \$6 USD/ton CO<sub>2</sub>e.

Con este análisis se toma el caso donde el costo de la inversión es de \$3,500 dólares como el valor necesario para poder registrar el proyecto como un proyecto MDL.

- **Caso 2**

En este caso tomamos distintos Costos Marginales de Generación (CMgG), en éste análisis se maneja un valor en la Inversión de \$3,500 USD, los resultados se aprecian en la Figura 4.12.

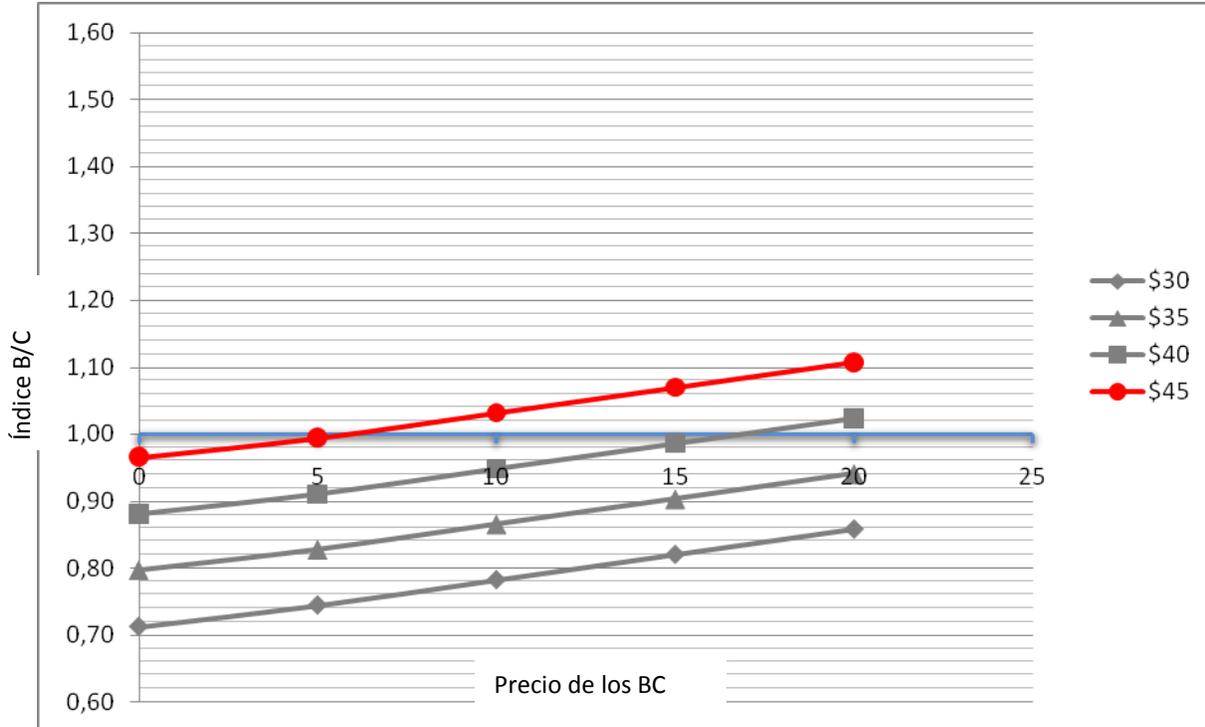


Figura 4.12. Gráfica que muestra el índice B/C con distintos CMgG respecto a los Bonos de Carbono esperados con una Inversión de \$3,500 USD.

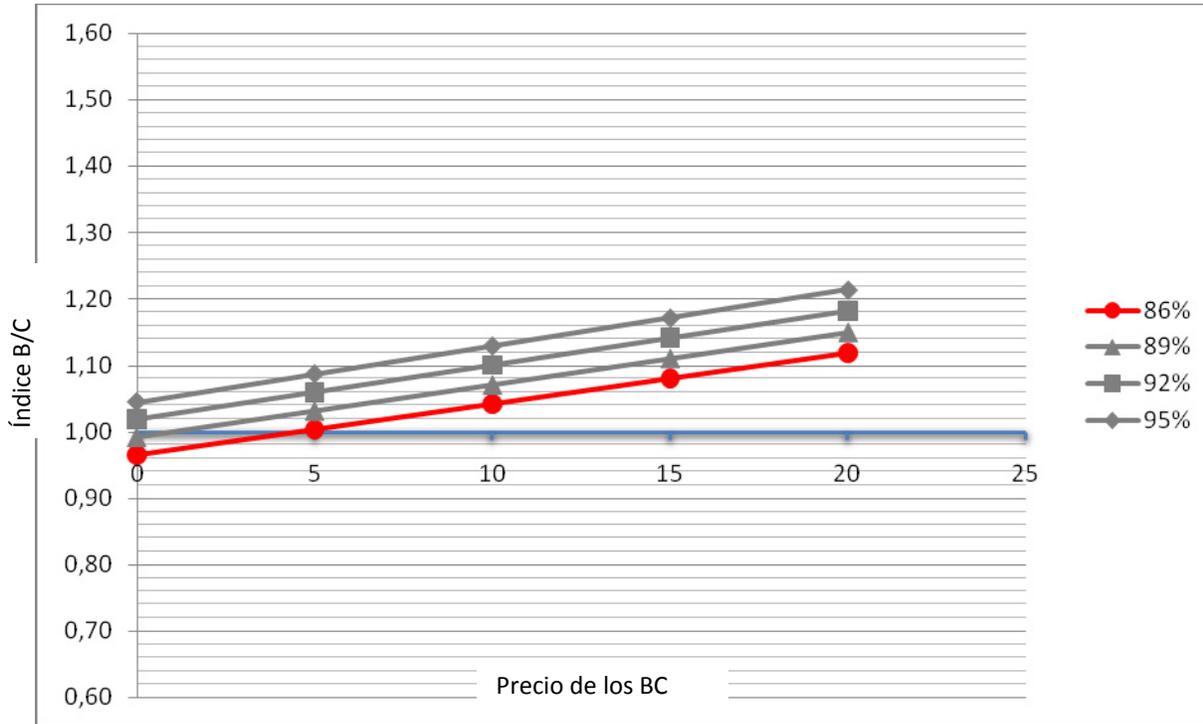
En esta gráfica observamos que en todos los casos el proyecto se consideraría como MDL. Además recibiendo ingresos en base a un Costo Marginal de Generación de \$45 USD/MWh y teniendo ingresos por BC mayores a 5 dólares, se podría recuperar la inversión inicial y tener además, ganancias.

Con un Costo Marginal de Generación de \$40 USD/MWh, el proyecto sería aprobado con un valor mayor a \$15 USD/ton CO<sub>2e</sub>. de BC, por lo que necesitaríamos que los bonos de carbono tuvieran un precio elevado.

En el caso de que el Costo Marginal de Generación fuera de \$30 a \$35 USD/MWh, el proyecto no es rentable aún usando CERs si se esperan precios menores a \$25 USD/ton CO<sub>2e</sub>.

• **Caso 3**

En este caso se han manejado distintos Factores de Planta, se sigue utilizando un Costo de Inversión de \$3,500 USD y un CMgG de \$45 USD, los resultados se muestran en la Figura 4.13:



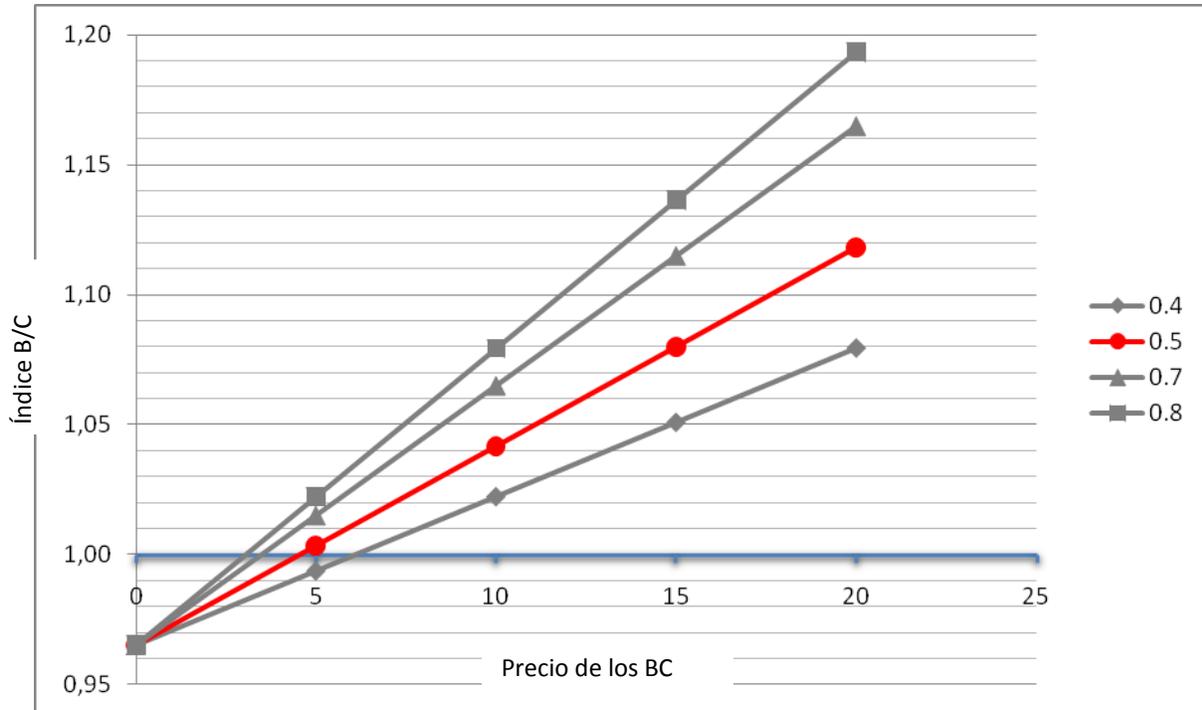
**Figura 4.13. Gráfica que muestra el índice B/C con un CMgG de \$45 USD, los Bonos de Carbón esperados con distintos Factores de Planta y con una Inversión de \$3,500 USD.**

En esta gráfica observamos que en los casos donde el Factor de Planta es inferior al 89% el proyecto se consideraría como MDL. En el caso que el Factor de Planta tenga como mínimo 86% el proyecto se vuelve rentable con la suma de BC con precios superiores a los \$5 USD/ton CO<sub>2</sub>e.

Con un Factor de Planta superior al 89% el proyecto sería rentable sin recibir CERs, por lo que el proyecto no sería registrado dentro de la modalidad del MDL.

• **Caso 4**

En el último caso se consideran distintos Factores de Emisión de dióxido de carbono, considerando el FE de 0.5368 tCO<sub>2</sub>e para el caso de México, y es comparado con lo que se podría esperar si éste factor fuera más elevado, es decir, lo que se podría esperar en otros países donde el FE fuera distinto. Se sigue empleando un Costo de Inversión de \$3,500 USD y un CMgG de \$45 USD, los resultados se aprecian en la Figura 4.14.



**Figura 4.14** Gráfica que muestra el índice B/C con un CMgG de \$45 USD, los Bonos de Carbón esperados con distintos Factores de emisión de dióxido de carbono equivalente (FE) y con una Inversión de \$3,500 USD.

En esta gráfica observamos que en todos los casos el proyecto sólo es rentable si se registra como MDL y el valor de los BC mayores a \$3 USD/ton CO<sub>2</sub>e cuando el FE es de 0.8 tCO<sub>2</sub>e/MWh

Con un FE inferior a 0.4 tCO<sub>2</sub>e/MWh, el proyecto sería aprobado con un valor mayor a \$10 USD/ton CO<sub>2</sub>e de BC por lo que necesitaríamos que los bonos de carbono tuvieran un precio elevado.

En esta gráfica se observa el Índice de Rentabilidad del proyecto que se espera obtener en México y se compara con distintos Factores de Emisión de dióxido de carbono, los cuales podrían pertenecer a otro país. Por ejemplo, para el caso en que el país tenga un FE de 0.8 tCO<sub>2</sub>e/MWh, el cual puede pertenecer a un esquema de generación muy elevado con combustibles fósiles, el proyecto sería muy atractivo debido a que las reducciones serían mayores y sin invertir más.

En el caso de que se pretenda realizar un proyecto MDL con el empleo de recursos renovables en un país donde se tenga un esquema de generación, por ejemplo, Nucleoeléctrico en su mayoría, el proyecto sería rechazado ya que el Factor de Emisiones por dióxido de carbono sería mínimo y debido a que el Costo de la Inversión de nuestro proyecto es elevado no sería visto como un proyecto factible de realizar.

#### 4.6 La Energía Eléctrica en México

Hemos visto distintos casos donde el proyecto depende básicamente del Costo de Inversión y las emisiones de CO<sub>2</sub>e que se esperan reducir, ahora vamos a ver rápidamente como se encuentra nuestro país en cuanto a los esquemas de generación que prevalecen en la actualidad.

Sector	2006	2007	Variación porcentual 2006/2007	Estructura Porcentual 2006 2007	
Carbón	230.704	251.237	8.9	2.2	2.4
Hidrocarburos	9,568.381	9,466.860	-1.1	90.0	90.0
Petróleo crudo	7304.395	6.923361	5.2	68.7	65.8
Condensados	141.127	107.200	-24.0	1.3	1.0
Gas natural	2,122.859	2,436.299	14.8	20.0	23.2
Electricidad primaria	490.379	458.555	-65	4.6	4.4
Nucleoenergía	119.419	114486	-4.1	1.1	1.1
Hidroenergía	303550	268182	-11.7	2.9	2.5
Geoenergía	66,960	73.427	9.7	0.6	0.7
Energía eólica	0.451	2.459	-	n. s.	n. s.
Biomasa	344.159	346315	0.6	3.2	3.3
Bagazo de caña	96956	99561	2.7	0.9	0.9
Leña	247.202	246754	-0.2	2.3	2.3
<b>Total</b>	<b>10,633.623</b>	<b>10,522.966</b>	<b>1.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>

n.s.: no significativo

No se incluye al gas residual de plantas de gas ni gas de formación empleado por PEP, ambos agrupados en el concepto: "De otras fuentes"

La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.

**Tabla 4.10 Producción de energía primaria 2006-2007 (petajoules).<sup>29</sup>**  
**Fuente: SENER, Balance Nacional de Energía 2008.**

En el año 2007 la producción nacional de energía primaria totalizó 10,523 petajoules (PJ)<sup>30</sup> como se observa en la tabla 4.10, cifra 1.0% menor respecto al 2006, El decremento se debió, en términos generales, a la menor producción de condensados y crudo, los cuales disminuyeron 2.4% y 5.2%, respectivamente entre 2006 y 2007. En cuanto al gas natural, se observó un incremento de 14.8% en el mismo periodo. Por su

<sup>29</sup> 1 petajoules = 10<sup>15</sup> joules

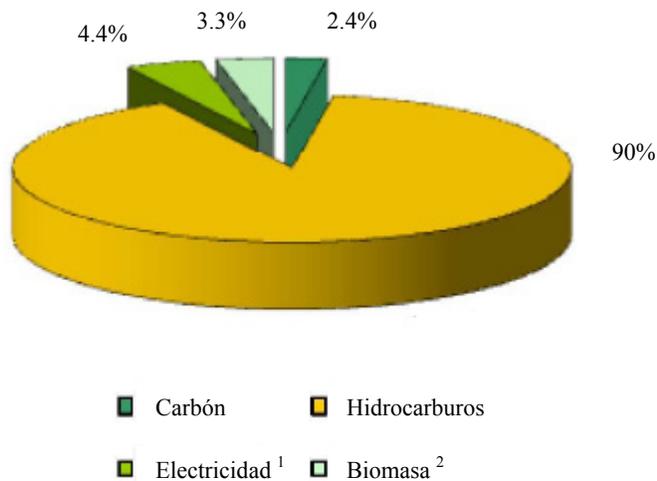
parte, la electricidad primaria disminuyó 6.5% en 2007 respecto de 2006, explicado principalmente por el decremento en la producción de hidroeléctrica, y nucleoelectrica. Por otro lado, la biomasa creció 0.6% como resultado de la mayor producción de bagazo de caña, la cual aumentó de 2006 a 2007 en 2.7%. En cuanto a la producción de leña, ésta disminuyó 0.2% en el periodo de referencia

En términos de la estructura porcentual, en la producción total de energía primaria, los hidrocarburos mantuvieron su participación de 90.0% en 2007.

En 2007, la producción de electricidad primaria disminuyó su participación total en 0.2% respecto a lo observado en 2006, ubicándose en 4.4%, como resultado del decremento de la producción hidroeléctrica y de nucleoelectrica. Lo anterior, no obstante el aumento observado, entre 2006 y 2007, en la producción Geotérmica y Energía Eólica.

Durante 2007, el sector hidroeléctrico participó con el 58.5% de la producción de electricidad primaria con 268.2 PJ; la nucleoelectrica presentó el 25% con 114.5 PJ; la Geotérmica 16% con 73.4 PJ, y la energía eólica 0.5% con 2.6 PJ. Cabe mencionar que la producción de energía eólica aumentó 445.7% debido a la entrada en operación comercial de la central eoloelectrica La Venta II ubicada en Oaxaca

En 2007 la producción de biomasa se ubicó en 346.3 PJ, cifra 0.6% mayor a la del 2006. Esta fuente aumentó su participación de 3.2% en 2006 a 3.3% en 2007 respecto al total de la producción de energía primaria. Esto se explica principalmente por el aumento de 2.7% en la producción de bagazo de caña en el periodo de referencia.



Incluye Hidroeléctrica 2.5%, nucleoelectrica 1.1%, Geotermia 0.7% y Energía Eólica

Incluye leña 2.3% y bagazo de caña 0.9%

La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.

**Figura 4.15 Estructura de la producción de energía primaria, 2007 (10,522.966 petajoules)**

**Fuente: Sistema de Información Energética, SENER.**

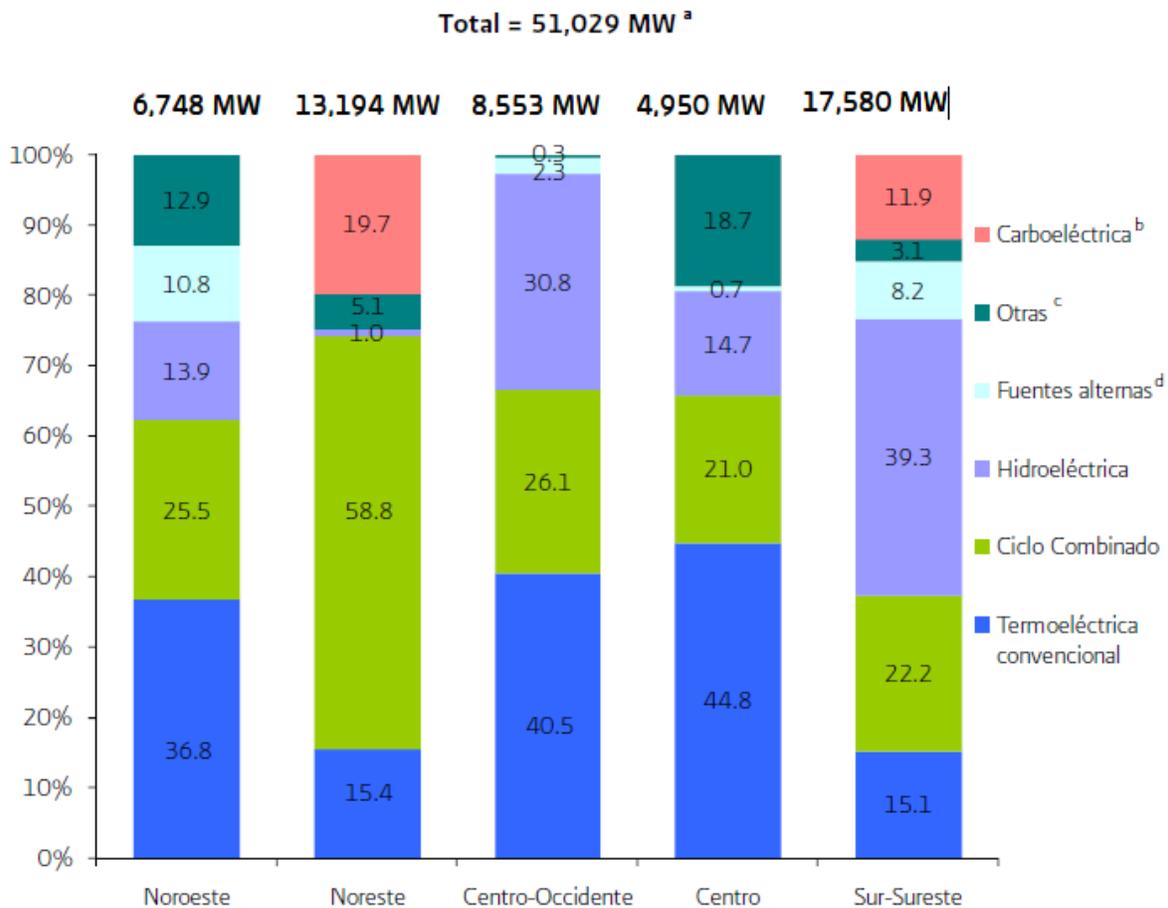
La producción de carbón mineral aumentó 8.9% entre 2006 y 2007, con lo cual esta fuente de energía incrementó su participación a 2.4% del total de la producción de energía

primaria. Lo anterior se explica por el aumento en la producción de carbón térmico, que pasó de 8,573.2 miles de toneladas en 2006 a 10,456.4 miles de toneladas en 2007, y de carbón siderúrgico, de 1,913.6 miles de toneladas en 2006 a 2,058.1 miles de toneladas en 2007. En la Figura 4.15 se puede apreciar con mayor claridad lo mencionado anteriormente.

Como podemos apreciar en la Tabla 4.10 y la Figura 4.15, los hidrocarburos aún siguen siendo la fuente primaria más usada en nuestro país.

#### 4.6.1 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica para el servicio público por región

En el ámbito regional, la capacidad instalada en el servicio público se encuentra dispersa por todo el territorio nacional en función de la disponibilidad de recursos, infraestructura y ubicación respecto a los puntos de demanda, entre otros factores.



a Incluye 3 MW de plantas móviles.

b Incluye dual.

c Incluye las centrales turbogás y combustión interna.

d Incluye las centrales geotérmica, eólica y nuclear.

**Figura 4.16 Distribución de la capacidad efectiva instalada nacional de cada región por tecnología, 2007 (MW y participación porcentual)**

Fuente: Perspectiva del Sector Eléctrico 2008-20017, SENER

En el caso de la región Sur-Sureste, en la que se encuentran instalados los principales desarrollos hidroeléctricos del país ubicados en Chiapas y Guerrero, así como importantes centrales termoeléctricas al norte de Veracruz y la planta nucleoelectrica Laguna Verde, en 2007 se concentró el 34.5% del total, seguida por la región Noreste con 25.9% como se muestra en la Figura 4.16. Asimismo, en el estado de Oaxaca se encuentran los primeros desarrollos eoloeléctricos con las centrales La Venta I y II con 85 MW en conjunto.

#### **4.6.2 Generación de energía eléctrica para el servicio público por tipo de central**

En 2007, la generación total de energía eléctrica para el servicio público ascendió a 232,552 GWh como se muestra en la Figura 4.17, lo que representa un incremento de 3.3% respecto al año previo. De forma consistente con el incremento de capacidad respecto a 2006, la generación de electricidad basada en tecnología de ciclo combinado fue la que presentó el mayor dinamismo en términos absolutos, al incrementar su generación en 11,610 GWh, como resultado del inicio de operaciones de la central Tamazunchale (PIE), principalmente.

En términos relativos, la generación eoloeléctrica registró el mayor crecimiento al pasar de 45 GWh en 2006 a 248 GWh en 2007, con la entrada en operación de La Venta II, mientras que en lo que corresponde a la generación termoeléctrica basada en combustóleo, ésta se redujo en -4.7%, debido a los retiros de algunas unidades generadoras, tal es el caso de las unidades de vapor 1 y 2 de la central Río Bravo (Emilio Portes Gil) con 37.5 MW cada una, para ser integradas con un ciclo de gas y formar un ciclo combinado.

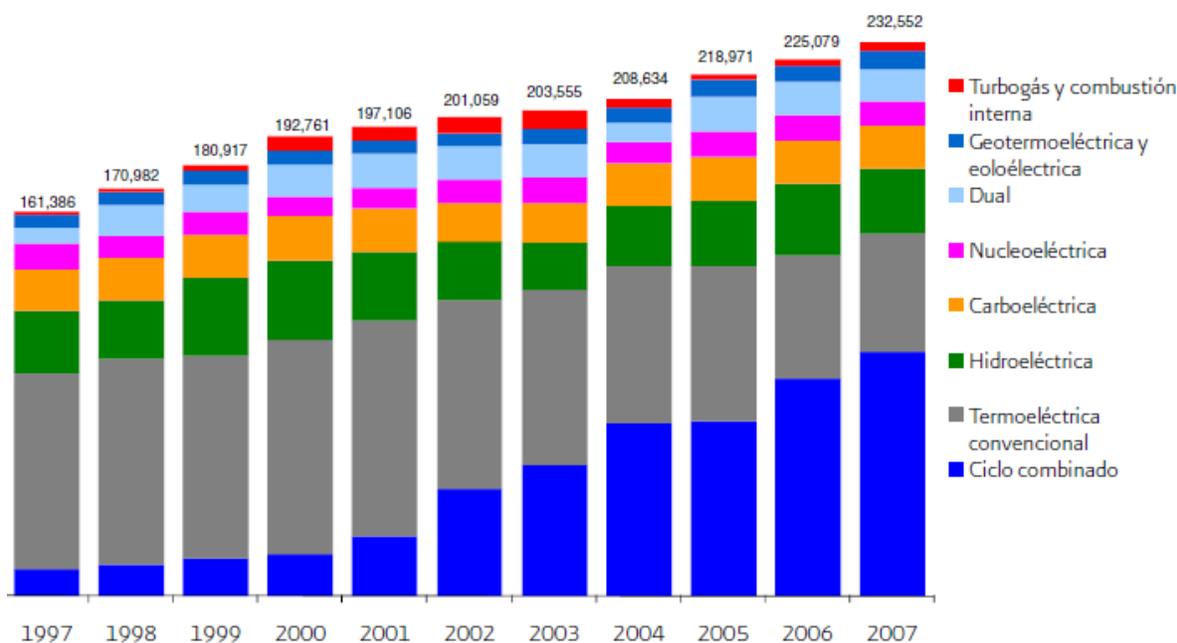
La generación eléctrica con base en hidrocarburos<sup>30</sup> representa el 67.1% de la generación eléctrica total. En 2007, la brecha entre la generación de las centrales de ciclo combinado (102,674 GWh) y la generación eléctrica de las centrales de combustóleo y/o gas (vapor), turbogás y combustión interna (53,287 GWh) continuó ampliándose. Cabe señalar que la participación de este tipo de centrales ha disminuido de 51.6% en 1997 a 22.9% en 2007, como resultado de un mayor despacho de centrales de ciclo combinado y el continuo retiro de unidades generadoras que utilizan combustóleo. En el caso de las centrales carboeléctricas y la central dual, su participación en la generación total se ubica en 13.5%.

En lo que se refiere a las centrales basadas en fuentes alternas<sup>31</sup>, no obstante el incremento de 13.7% en la electricidad generada por la geotermia y las eólicas, su generación de electricidad se redujo como resultado de una disminución en la energía generada por las centrales hidroeléctricas y la nucleoelectrica. En total, la electricidad proveniente de fuentes alternas se ubicó en 45,115 GWh, lo que representa el 19.4% del total generado para servicio público en el país. La participación porcentual de cada fuente respecto al total es la siguiente: centrales hidroeléctricas 11.6%, centrales geotérmicas y eólicas 3.3% y la central nucleoelectrica 4.5%.

---

<sup>30</sup> Gas Natural, Combustóleo y Diesel

<sup>31</sup> Hidroeléctricas, geotermia, nuclear y eólica.



**Figura 4.17 Generación bruta en el servicio público por tipo de central, 1997-2007(GWh)**  
 Fuente: Perspectiva del Sector Eléctrico 2008-20017, SENER

Como se puede observar en la gráfica la generación por medio de Centrales Termoeléctricas Convencionales se ha reducido considerablemente, dando paso a las Centrales de Ciclo Combinado, cabe resaltar que aunque las centrales de este tipo tienen una eficiencia de casi 55% también emiten gases de efecto invernadero a la atmósfera, lo que todavía favorece la implementación de nuestro proyecto geotérmico.

#### 4.6.3 Generación de energía eléctrica por fuente utilizada

La utilización de diversas fuentes de energía para la generación de electricidad depende fundamentalmente de su disponibilidad y seguridad en el suministro. La tecnología y la configuración técnica de las centrales generadoras es una función de estos y otros factores. En el caso del servicio público, las centrales termoeléctricas convencionales utilizan combustóleo y/o gas natural, las de ciclo combinado utilizan gas natural<sup>32</sup>, las centrales turbogás consumen gas natural o diesel, la dual consume carbón y combustóleo y las centrales de combustión interna en su mayoría consumen diesel.

Desde el punto de vista del combustible con mayor dinamismo en su utilización para la generación eléctrica, el gas natural destaca notoriamente. En 1997 la generación basada en dicho combustible representaba el 12.5%, y 10 años después aumentó al 46.7% de la generación total, lo que representa un crecimiento promedio anual de 18.3%. Por otra parte, la generación de electricidad basada en combustóleo disminuyó de 49.9% a 20.1% de participación en la generación del servicio público, es decir, un decremento promedio anual de -5.3% como se muestra en la Figura 4.18.

<sup>32</sup> Las plantas de ciclo combinado puede utilizar diversos combustibles, tales como diesel, gases sintéticos provenientes de la gasificación de carbón, biomasa o residuales de refinación sólidos y líquidos.

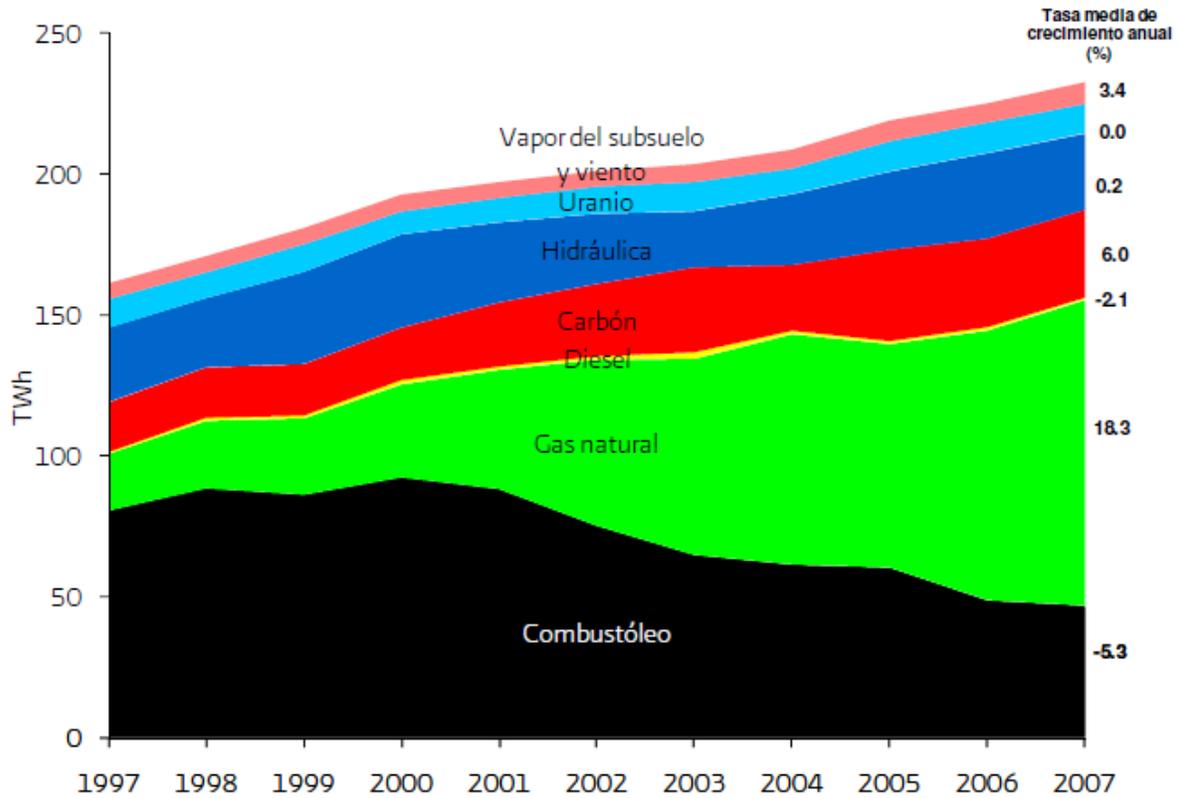


Figura 4.18 Generación bruta en el servicio público por tipo de energético utilizado, 1997-2007 (TWh)

Fuente: CFE

Al revisar la gráfica y observamos la Tasa media de crecimiento anual podemos destacar el incremento del uso del Gas Natural para la generación de energía eléctrica, el combustóleo sea ha empezado a reducir, el carbón así como la energía hidraulica se conservan relativamente iguales, vemos que el uso de fuentes alternativas a tenido un crecimiento lento, de esta gráfica podemos decir que en un futuro cuando el Gas Natural comience a escasear el país ya deberá estar preparado para poder generar energía eléctrica con otras fuentes, lo que hace que nuestro proyecto sea una opción más para poder generar energía eléctrica sin la dependencia de combustibles fósiles.

## CAPITULO V

### Conclusiones

Como se sabe el Cambio Climático es toda una realidad, aunque existen algunos escépticos. Pero al fin, muchos de los gobiernos a nivel mundial han reaccionado ante esta amenaza cada vez más evidente, en donde la vida en toda la Tierra corre peligro.

El Cambio Climático es un problema que debemos enfrentar todos, empezando por el uso racional de la energía que usamos en nuestros hogares, escuela o trabajo, es imposible e inútil enfrentar uno de los problemas más graves si no es una tarea que involucre a todas las naciones.

El incremento poblacional y el desarrollo tecnológico en los países más avanzados y ahora involucrando también a los países en vías de desarrollo, colocan una presión cada vez mayor sobre los recursos naturales y los sistemas ambientales. En la actualidad las capacidades autoregulatoras de la Tierra están siendo llevadas a sus límites.

Como se ha visto a lo largo de la Tesis, el Mecanismo de Desarrollo Limpio es un excelente método que fomenta el desarrollo tecnológico dentro de una modalidad sustentable, que como se ha observado puede ofrecer muchos beneficios para la sociedad actual y que asegura el porvenir de las próximas generaciones. Sin embargo aun se necesita un gran apoyo de todos los países para que sea posible el aplicar con mejor eficacia este mecanismo.

El desarrollo de las nuevas tecnologías están basadas en las energías producidas por el viento mediante aerogeneradores, el sol con las celdas solares que son aplicadas en edificios inteligentes que actualmente producen su propia energía eléctrica. La biomasa que utiliza medios como biodigestores para la reducción de gases entre otros; el calor de la tierra para producir electricidad mediante plantas geotérmicas, las cuales pueden ser explotadas al máximo para reducir el consumo de combustibles fósiles que alteran nuestro medio ambiente.

Las soluciones a los problemas del adelgazamiento de la capa de ozono, al Calentamiento Global, a las alteraciones climáticas devastadoras, no son cuestión de años, ni siquiera décadas. Es por ello una preocupación que debe ser inmediata, no se podrá esperar a que los efectos se presenten afuera de nuestras casas, pues seguramente en ese momento ya será muy tarde tratando de encontrar soluciones.

A lo largo de la Tesis manejamos un enfoque con tecnologías para el aprovechamiento de la Energía Geotérmica, pero la metodología del MDL puede ser aplicada en muchos otros aspectos, lo que abre la posibilidad de poder crear e implementar nuevas tecnologías que reduzcan o incluso eliminen las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, lo

cual si es bien aplicada logrará que los países subdesarrollados opten por usar tecnologías más limpias, lo que demostrará con el tiempo que sus ansias de desarrollo no impactarán drásticamente, como lo hicieron las potencias actuales

La tarea recién comienza, y muchos de los efectos de las variaciones climáticas no se manifestarán sino al cabo de dos o tres generaciones. En el futuro cada uno de nosotros oirá hablar de este problema, y deberemos vivir con él. Hoy en día tenemos que planear proyectos que nos ayuden a resolver este problema. Un ejemplo de este tipo de proyectos es la reducción de emisiones fugitivas en válvulas de control utilizando tecnologías inteligentes. Esta tecnología es utilizada en industrias de Estados Unidos de Norteamérica dedicada a los hidrocarburos, donde se monitorea, mide y repara las fugas del proceso hacia el medio ambiente.

Para la convención Marco, que tiene esto muy presente, el próximo siglo cuenta tanto como el actual. El Protocolo de Kioto ha establecido instituciones para apoyar los esfuerzos destinados a cumplir con las obligaciones a largo plazo y vigilar la adopción de medidas de largo alcance con la finalidad de minimizar el cambio climático y adaptarse a sus efectos.

Como se sabe, la tendencia hacia el uso de energías renovables se incrementa día con día. Para nuestro caso elegimos el uso de la Energía Geotérmica para estudiarla dentro del marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio, ya que el uso de esta fuente renovable tiene mucho tiempo de estudio en nuestro país y se cuenta con información necesaria para la realización del análisis para la aplicación de la metodología para un proyecto MDL. Esto no es el caso del uso de celdas fotovoltaicas, uso de hidrogeno, etanol, biodiesel, calentadores termo solares, entre muchos otros. Tampoco quisimos realizar una tesis basada sobre temas que ya han sido estudiados detalladamente; como es el tratamiento de estiércol.

Algo interesante en el uso de fuentes geotérmicas es que el uso de ésta energía no sólo puede estar enfocada hacia la generación de electricidad. En muchos países es utilizada principalmente para calefacción como es el caso de China, Islandia y Japón. Además de poder aprovechar el uso de ésta energía es la de innovar en la tecnología que se utilizará para este proyecto (una primicia importante para declarar al proyecto como MDL), en este caso se optó por el uso de Unidades de Ciclo Binario, por su versatilidad, ya que éstas unidades están siendo utilizadas en una escala cada vez mucho mayor, ya que como se explicó, poder encontrar un yacimiento con las características idóneas; donde el recurso sea completamente vapor, o mezcla de agua y vapor con suficiente temperatura, flujo y presión para poder generar electricidad es muy difícil de encontrar.

Con la tecnología de Ciclo Binario en una Central Geotérmica nueva o adaptada a Centrales Geotérmicas existentes, la característica más importante que posee es que el intervalo de temperaturas para poder aprovechar el recurso geotérmicos va desde 100-175°C, este es un intervalo de bajas temperatura, comparada con otras tecnologías la mejor opción es utilizar el recurso para calefacción, con esta tecnología es posible generar electricidad con temperaturas bajas. Los demás inconvenientes que se tienen al explotar

este recurso como son los gases no condensables, sólidos en suspensión, incrustaciones y corrosión quedarían atrás, ya que el aprovechamiento del calor se hace a través de un intercambiador de calor, donde al recurso sólo se le extrae la energía calorífica y es devuelto al yacimiento, y el ciclo donde se ve involucrado la turbina, condensador y compresor están envueltos en un fluido de trabajo que cambia de estado sin tener la necesidad de entrar en contacto con el recurso geotérmico, además el intercambio del material extraído con la atmosfera sería suprimido, asimismo se reducen las emisiones de GEI a la atmosfera generando electricidad por medio de una fuente renovable de energía, se eliminan las emisiones inherentes a la atmosfera debido a la explotación del recurso, también se reducen los peligros por intoxicación debido a la exposición con el ácido sulfhídrico. Pero lo más importante es que este tipo de tecnología puede ser incorporado a Centrales Geotérmicas de *flasheo*, donde podemos aprovechar la energía calorífica del fluido separado para generar electricidad, antes de ser reinyectado, ésta práctica es muy utilizada actualmente en los Estados Unidos.

Para los diferentes casos que analizamos encontramos varios resultados interesantes, casos en los que nuestro proyecto puede ser rechazado por completo debido a que no sería rentable, otro caso en donde nuestro proyecto sería tan rentable que no podríamos reclamar los Bonos de Carbono, y otro donde nuestro proyecto está en la línea de ser rentable y para poder llevarlo a cabo tenemos que recurrir al uso de los Bonos de Carbono. Todos estos resultados son fuertemente influenciados por los parámetros técnicos requeridos por la Planta y por consiguiente, la Inversión necesaria para poderla llevar a cabo.

Los proyectos geotérmicos que han sido aprobados como MDL a través de la Junta Ejecutiva tienen características particulares y diferenciadas. Eso se debe a las características que posee el fluido extraído, al lugar donde se pretende construirlo, la diversidad de producción de electricidad del país o por la necesidad de buscar una fuente de generación lo más económica posible. Por ésta razón quisimos partir de las Centrales Geotermoeléctricas que tenemos instaladas en nuestro país y con base a las características de estas Plantas poder estudiar la posibilidad de incorporarles esta tecnología.

A partir de este estudio con tecnología de Ciclo Binario podemos extrapolar los resultados y poder aplicarlos a diversos sistemas de generación, por ejemplo: podemos adaptar este sistema a Centrales que usen Biomasa, sistemas de cogeneración, calentadores solares, etc. O en su caso determinar que el fluido a utilizar simplemente no cumple con las características mínimas para poder utilizarlo para generar electricidad pero que si puede ser utilizado en sistemas de calefacción, una práctica muy común en Alemania.

También en éste análisis sólo estamos considerando la posibilidad de incorporar unidades de Ciclo Binario a Centrales Geotérmicas ya desarrolladas, por lo que en este estudio la perforación de nuevos pozos no fue considerada, ya que por un lado ésta tecnología no la necesita y además la inversión se incrementaría fuertemente, ya que nuestra unidad es de capacidad reducida. Otro factor importante a considerar es el precio de los Bonos de Carbono, que pueden tener un incremento en su valor año con año, si se adoptan metas más ambiciosas de reducción de GEI los ingresos por bonos de carbono serían elevados y con la misma inversión, lo que significa que se podrían tener ingresos adicionales.

El aprovechamiento de energías renovables seguirá incrementándose a lo largo del tiempo y es un tema que ningún país debe dejar de lado ya que en un futuro el poder contar con energía sustentable será la base de la economía mundial, a menos de que se logre controlar la tecnología de la fusión nuclear, pero por lo mientras cualquier estudio sobre las energías alternativas será relevante para el progreso: Cabe recordar que el objetivo es de contribuir a mantener las condiciones climáticas que permiten la sustentabilidad de las formas de vida de la flora, la fauna y el bienestar de la humanidad.

## Anexo A

### Estado de ratificación del Protocolo de Kioto

(Actualizada al 16 de Octubre de 2008)

Leyenda:

R=Ratificación

At=Aceptación

Ap=Aprobación

Ac=Accesión

\*Indica el país que pertenece al Anexo 1

PAÍS	FIRMA	ESTADO	ENTRADA EN VIGOR	% DE EMISIONES
1. ALBANIA	----	01/04/05 (Ac)	30/06/05	
2. ALGERIA	----	16/02/05 (Ac)	17/05/05	
3. ANGOLA	----	08/05/07 (Ac)	06/08/07	
4. ANTIGUA AND BARBUDA	16/03/98	03/11/98 (R)	16/02/05	
5. ARGENTINA	16/03/98	28/09/01 (R)	16/02/05	
6. ARMENIA	----	25/04/03 (Ac)	16/02/05	
7. AUSTRALIA*	29/04/98	12/12/07 (R)	11/03/08	2.1%
8. AUSTRIA*	29/04/98	31/05/02 (R)	16/02/05	0.4%
9. AZERBAIJAN	----	28/09/00 (Ac)	16/02/05	
10. BAHAMAS	----	09/04/99 (Ac)	16/02/05	
11. BAHRAIN	----	31/01/06 (Ac)	01/05/06	
12. BANGLADESH	----	22/10/01 (Ac)	16/02/05	
13. BARBADOS	----	07/08/00 (Ac)	16/02/05	
14. BELARUS*	----	26/08/05 (Ac)	24/11/05	
15. BELGIUM*	29/04/98	31/05/02 (R)	16/02/05	0.8%
16. BELIZE	----	26/09/03 (Ac)	16/02/05	
17. BENIN	----	25/02/02 (Ac)	16/02/05	
18. BHUTAN	----	26/08/02 (Ac)	16/02/05	
19. BOLIVIA	09/07/98	30/11/99 (R)	16/02/05	
20. BOSNIA AND HERZEGOVINA	----	16/04/07 (Ac)	15/07/07	
21. BOTSWANA	----	08/08/03 (Ac)	16/02/05	

22. BRAZIL	29/04/98	23/08/02 (R)	16/02/05	
23. BULGARIA*	18/09/98	15/08/02 (R)	16/02/05	0.6%
24. BURKINA FASO	----	31/03/05 (Ac)	29/06/05	
25. BURUNDI	----	18/10/01 (Ac)	16/02/05	
26. CAMBODIA	----	22/08/02 (Ac)	16/02/05	
28. CANADA*	29/04/98	17/12/02 (R)	16/02/05	3.3%
29. CAPE VERDE	----	10/02/06 (Ac)	11/05/06	
30. CENTRAL AFRICAN REPUBLIC	----	18/03/08 (Ac)	16/06/08	
31. CHILE	17/06/98	26/08/02 (R)	16/02/05	
32. CHINA	29/05/98	30/08/02 (Ap)	16/02/05	
33. COLOMBIA	----	30/11/01 (Ac)	16/02/05	
34. COMOROS	----	10/04/08 (Ac)	09/07/08	
35. CONGO	----	12/02/07 (Ac)	13/05/07	
36. COOK ISLANDS	16/09/98	27/08/01 (R)	16/02/05	
37. COSTA RICA	27/04/98	09/08/02 (R)	16/02/05	
38. COTE D.IVOIRE		23/04/07 (Ac)	22/07/07	
39. CROATIA*	11/03/99	30/05/07 (R)	28/08/07	
40. CUBA	15/03/99	30/04/02 (R)	16/02/05	
41. CYPRUS	----	16/07/99 (Ac)	16/02/05	
42. CZECH REPUBLIC*	23/11/98	15/11/01 (Ap)	16/02/05	1.2%
43. DEMOCRATIC PEOPLE.S REPUBLIC OF KOREA	----	27/04/05 (Ac)	26/07/05	
44. DEMOCRATIC REPUBLIC OF CONGO	----	23/03/05 (Ac)	21/06/05	
45. DENMARK*	29/04/98	31/05/02 (R)**	16/02/05	0.4%
46. DJIBOUTI	----	12/03/02 (Ac)	16/02/05	
47. DOMINICA	----	25/01/05 (Ac)	25/04/05	
48. DOMINICAN REPUBLIC	----	12/02/02 (Ac)	16/02/05	
49. ECUADOR	15/01/99	13/01/00 (R)	16/02/05	
50. EGYPT	15/03/99	12/01/05 (R)	12/04/05	
51. EL SALVADOR	08/06/98	30/11/98 (R)	16/02/05	
52. EQUATORIAL GUINEA	----	16/08/00 (Ac)	16/02/05	

53. ERITREA	-----	28/07/05 (Ac)	26/10/05	
54. ESTONIA*	03/12/98	14/10/02 (R)	16/02/05	0.3%
55. ETHIOPIA	-----	14/04/05 (Ac)	13/07/05	
56. EUROPEAN COMMUNITY*	29/04/98	31/05/02 (Ap)	16/02/05	
57. FIJI	17/09/98	17/09/98 (R)	16/02/05	
58. FINLAND*	29/04/98	31/05/02 (R)	16/02/05	0.4%
59. FRANCE*	29/04/98	31/05/02 (Ap)	16/02/05	2.7%
60. GABON	-----	12/12/06 (Ac)	12/03/07	
61. GAMBIA	-----	01/06/01 (Ac)	16/02/05	
62. GEORGIA	-----	16/06/99 (Ac)	16/02/05	
63. GERMANY*	29/04/98	31/05/02 (R)	16/02/05	7.4%
64. GHANA	-----	30/05/03 (Ac)	16/02/05	
65. GREECE*	29/04/98	31/05/02 (R)	16/02/05	0.6%
66. GRENADA	-----	06/08/02 (Ac)	16/02/05	
67. GUATEMALA	10/07/98	05/10/99 (R)	16/02/05	
68. GUINEA	-----	07/09/00 (Ac)	16/02/05	
69. GUINEA-BISSAU	-----	18/11/05 (Ac)	16/02/06	
70. GUYANA	-----	05/08/03 (Ac)	16/02/05	
71. HAITI		06/07/05 (Ac)	04/10/05	
72. HONDURAS	25/02/99	19/07/00 (R)	16/02/05	
73. HUNGARY*	-----	21/08/02 (Ac)	16/02/05	0.5%
74. ICELAND*	-----	23/05/02 (Ac)	16/02/05	0.0%
75. INDIA	-----	26/08/02 (Ac)	16/02/05	
76. INDONESIA	13/07/98	03/12/04 (R)	03/03/05	
77. IRAN (ISLAMIC REPUBLIC OF)		22/08/05 (Ac)	20/11/05	
78. IRELAND*	29/04/98	31/05/02 (R)	16/02/05	0.2%
79. ISRAEL	16/12/98	15/03/04 (R)	16/02/05	
80. ITALY*	29/04/98	31/05/02 (R)	16/02/05	3.1%
81. JAMAICA	-----	28/06/99 (Ac)	16/02/05	
82. JAPAN*	28/04/98	04/06/02 (At)	16/02/05	8.5%

83. JORDAN	-----	17/01/03 (Ac)	16/02/05	
84. KAZAKHSTAN	12/03/99			
85. KENYA		25/02/05 (Ac)	26/05/05	
86. KIRIBATI	-----	07/09/00 (Ac)	16/02/05	
87. KUWAIT	-----	11/03/05 (Ac)	09/06/05	
88. KYRGYZSTAN	-----	13/05/03 (Ac)	16/02/05	
89. LAO DEMOCRATIC PEOPLE.S REPUBLIC	-----	06/02/03 (Ac)	16/02/05	
90. LATVIA*	14/12/98	05/07/02 (R)	16/02/05	0.2%
91. LEBANON	-----	13/11/06 (Ac)	11/02/07	
92. LESOTHO	-----	06/09/00 (Ac)	16/02/05	
93. LIBERIA	-----	05/11/02 (Ac)	16/02/05	
94. LIBYAN ARAB JAMAHIRIYA	-----	24/08/06 (Ac)	22/11/06	
95. LIECHTENSTEIN*	29/06/98	03/12/04 (R)	03/03/05	
96. LITHUANIA*	21/09/98	03/01/03 (R)	16/02/05	
97. LUXEMBOURG*	29/04/98	31/05/02 (R)	16/02/05	0.1%
98. MADAGASCAR	-----	24/09/03 (Ac)	16/02/05	
99. MALAWI	-----	26/10/01 (Ac)	16/02/05	
100. MALAYSIA	12/03/99	04/09/02 (R)	16/02/05	
101. MALDIVES	16/03/98	30/12/98 (R)	16/02/05	
102. MALI	27/01/99	28/03/02 (R)	16/02/05	
103. MALTA	17/04/98	11/11/01 (R)	16/02/05	
104. MARSHALL ISLANDS	17/03/98	11/08/03 (R)	16/02/05	
105. MAURITANIA		22/07/05 (Ac)	20/10/05	
106. MAURITIUS	-----	09/05/01 (Ac)	16/02/05	
107. MEXICO	09/06/98	07/09/00 (R)	16/02/05	
108. MICRONESIA (FEDERATED STATES OF	17/03/98	21/06/99 (R)	16/02/05	
109. MONACO*	29/04/98	27/02/06 (R)	28/05/06	0.0%
110. MONGOLIA	-----	15/12/99 (Ac)	16/02/05	
111. MONTENEGRO	-----	04/06/07 (Ac)	02/09/07	
112. MOROCCO	-----	25/01/02 (Ac)	16/02/05	

113. MOZAMBIQUE	-----	18/01/05 (Ac)	18/04/05	
114. MYANMAR	-----	13/08/03 (Ac)	16/02/05	
115. NAMIBIA	-----	04 /09/03 (Ac)	16/02/05	
116. NAURU	-----	16/08/01 (R)	16/02/05	
117. NEPAL	-----	16/09/05 (Ac)	15/12/05	
118. NETHERLANDS*	29/04/98	31/05/02 (At)***	16/02/05	1.2%
119. NEW ZEALAND*	22/05/98	19/12/02 (R)****	16/02/05	0.2%
120. NICARAGUA	07/07/98	18/11/99 (R)	16/02/05	
121. NIGER	23/10/98	30/09/04 (R)	16/02/05	
122. NIGERIA	-----	10/12/04 (Ac)	10/03/05	
123. NIUE	08/12/98	06/05/99 (R)	16/02/05	
124. NORWAY*	29/04/98	30/05/02 (R)	16/02/05	0.3%
125. OMAN	-----	19/01/05 (Ac)	19/04/05	
126. PAKISTAN	-----	11/01/05 (Ac)	11/04/05	
127. PALAU	-----	10/12/99 (Ac)	16/02/05	
128. PANAMA	08/06/98	05/03/99 (R)	16/02/05	
129. PAPUA NEW GUINEA	02/03/99	28/03/02 (R)	16/02/05	
130. PARAGUAY	25/08/98	27/08/99 (R)	16/02/05	
131. PERU	13/11/98	12/09/02 (R)	16/02/05	
132. PHILIPPINES	15/04/98	20/11/03 (R)	16/02/05	
133. POLAND*	15/07/98	13/12/02 (R)	16/02/05	3,0%
134. PORTUGAL*	29/04/98	31/05/02 (Ap)	16/02/05	0.3%
135. QATAR	-----	11/01/05 (Ac)	11/04/05	
136. REPUBLIC OF KOREA	25/09/98	08/11/02 (R)	16/02/05	
137. REPUBLIC OF MOLDOVA	-----	22/04/03 (Ac)	16/02/05	
138. ROMANIA*	05/01/99	19/03/01 (R)	16/02/05	1.2%
139. RUSSIAN FEDERATION*	11/03/99	18/11/04 (R)	16/02/05	17.4%
140. RWANDA	-----	22/07/04 (Ac)	16/02/05	
141. SAINT KITTS AND NEVIS		08/04/08 (Ac)	07/07/08	
142. SAINT LUCIA	16/03/98	20/08/03 (R)	16/02/05	

143. SAINT VINCENT AND THE GRENADINES	19/03/98	31/12/04 (R)	31/03/05	
144. SAMOA	16/03/98	27/11/00 (R)	16/02/05	
145. SAO TOMÉ AND PRINCIPE		25/04/08 (Ac)	24/07/08	
146. SAUDI ARABIA	-----	31/01/05 (Ac)	01/05/05	
147. SENEGAL	-----	20/07/01 (Ac)	16/02/05	
148. SERBIA	-----	19/10/07 (Ac)	17/01/08	
149. SEYCHELLES	20/03/98	22/07/02 (R)	16/02/05	
150. SIERRA LEONE	-----	10/11/06 (Ac)	08/02/07	
151. SINGAPORE	-----	12/04/06 (Ac)	11/07/06	
152. SLOVAKIA*	26/02/99	31/05/02 (R)	16/02/05	0.4%
153. SLOVENIA*	21/10/98	02/08/02 (R)	16/02/05	
154. SOLOMON ISLANDS	29/09/98	13/03/03 (R)	16/02/05	
155. SOUTH AFRICA	-----	31/07/02 (Ac)	16/02/05	
156. SPAIN*	29/04/98	31/05/02 (R)	16/02/05	1.9%
157. SRI LANKA	-----	03/09/02 (Ac)	16/02/05	
158. SUDAN	-----	02/11/04 (Ac)	16/02/05	
159. SURINAME	-----	25/09/06 (Ac)	24/12/06	
160. SWAZILAND	-----	13/01/06 (Ac)	13/04/06	
161. SWEDEN*	29/04/98	31/05/02 (R)	16/02/05	0.4%
162. SWITZERLAND*	16/03/98	09/07/03 (R)	16/02/05	0.3%
163. SYRIAN ARAB REPUBLIC	-----	27/01/06 (Ac)	27/04/06	
164. THAILAND	02/02/99	28/08/02 (R)	16/02/05	
165. THE FORMER YUGOSLAV REPUBLIC OF MACEDONIA	-----	18/11/04 (Ac)	16/02/05	
166. TIMOR-LESTE	-----	14/10/08 (Ac)	12./01/09	
167. TOGO	-----	02/07/04 (Ac)	16/02/05	
168. TONGA	----	14/01/08 (Ac)	13/04/08	
169. TRINIDAD AND TOBAGO	07/01/99	28/01/99 (R)	16/02/05	
170. TUNISIA	-----	22/01/03 (Ac)	16/02/05	
171. TURKMENISTAN	28/09/98	11/01/99 (R)	16/02/05	
172. TUVALU	16/11/98	16/11/98 (R)	16/02/05	

173. UGANDA	-----	25/03/02 (Ac)	16/02/05	
174. UKRAINE*	15/03/99	12/04/04 (R)	16/02/05	
175. UNITED ARAB EMIRATES	-----	26/01/05 (Ac)	26/04/05	
176. UNITED KINGDOM OF GREAT BRITAIN AND NORTHERN IRELAND*	29/04/98	31/05/02 (R)	16/02/05	4.3%
177. UNITED REPUBLIC OF TANZANIA	-----	26/08/02 (Ac)	16/02/05	
178. UNITED STATES OF AMERICA*	12/11/98			
179. URUGUAY	29/07/98	05/02/01 (R)	16/02/05	
180. UZBEKISTAN	20/11/98	12/10/99 (R)	16/02/05	
181. VANUATU	-----	17/07/01 (Ac)	16/02/05	
182. VENEZUELA	-----	18/02/05 (Ac)	19/05/05	
183. VIET NAM	03/12/98	25/09/02 (R)	16/02/05	
184. YEMEN	-----	15/09/04 (Ac)	16/02/05	
185. ZAMBIA	05/08/98	07/07/2006 (R)	5/10/2006	
TOTAL	84	183		63.7%

## Notas:

\*\* Con una exclusión territorial a las Islas Faroe.

\*\*\* Para el Reino en Europa

\*\*\*\* Con una exclusión territorial a Tokelau

## Referencias

### Capítulo 1

Rajendra K. Pachauri. Cambio climático 2007. Informe de síntesis. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, 2008. Primera impresión, 2008

Víctor O. Magaña Rueda. El cambio climático global: comprender el problema. Centro de ciencias de la atmósfera de la UNAM.

René Garduño. ¿Qué es el efecto invernadero? Centro de ciencias de la atmósfera de la UNAM.

Dick Homero Cuatecontzi y Jorge Gasca. Los gases regulados por la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático. Instituto mexicano del petróleo.

Ing. Miguel Cervantes Sánchez. “Estrategia nacional de cambio climático México 2007. Comisión intersecretarial de cambio climático”. Ed. Secretaria del medio ambiente y recursos naturales. México, mayo 2007.

Figueruelo Juan E. y Marino Dávila. Química física del ambiente y de los procesos medioambientales. Ed. Reverte. Barcelona, 2004.

Tercer Informe de Evaluación del IPCC. 2007.

### Capítulo 2

Center for Sustainable Development in the Americas, International Institute for Sustainable Development, Establishing National Authorities for the CDM, 2002.

Clean Development Mechanism, Project Design Document, Julio 2002.

Estrategia Nacional de Cambio Climático, Comisión Intersecretarial de Cambio Climático, México 2007.

Fondo Mexicano de Carbono, Financiamiento a proyectos MDL.

Instituto Nacional de Ecología, Dirección General de Investigación en Política y Economía Ambiental, Cambio Climático y Protocolo de Kioto.

Introducción al Protocolo de Kioto y al Mecanismo de Desarrollo Limpio, Proyecto de Fortalecimiento de capacidades para el desarrollo de nuevos proyectos MDL en el Perú, FONAM, Febrero 2008

Kyoto Protocol Reference Manual, Emission targets and assigned amounts, UNFCCC, Febrero 2007.

Kyoto Protocol Status of Ratification, UNFCCC, Octubre 2008.

Mecanismo de Desarrollo Limpio – Identificación de Proyecto, Shannon Flint, Carbon and Energy Management, Alberta Research Council, Edmonton, Canadá, 2002.

Pembina Institute for Appropriate

### **Capítulo 3**

Costs of Geothermal Power and Factors that affect it

Subir K. Sanyal  
GeothermEx, Inc.  
Marzo, 2006.

Electricity Production by Geothermal Hybrid-Plants in Low-Enthalpy Areas.

T. Kohl and R. Speckb  
Institute of Geophysics ETH Zurich  
Enero, 2004.

Energía Geotérmica para la producción de Electricidad para la Argentina

Badra, Marcos Alejandro  
Universidad Blas Pascal, Argentina  
Junio, 2004.

Enhanced Geothermal Systems

Chapter 7, Energy Conversion Systems – Options and Issues  
U.S. Department of Energy  
Diciembre, 2006.

Geo-Heat Center Quarterly Bulletin

Vol. 26, No. 2  
Oregon Institute of Technology  
Junio, 2005.

Geothermal Power Generation

A primer on Low-temperature, small-scale applications  
Kevin Rafferty, Geo-Heat Center  
Enero, 2000.

Guía de la Energía Geotérmica

Llopis Trillo, Guillermo y Angulo, Vicente  
U.D. de Proyectos de Ingeniería de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas

Universidad Politécnica de Madrid  
Comunidad de Madrid

Produced Water from NPR-3 Oil and Gas Wells for Low Temperature Geothermal Application.

Johnson, Lyle, and Dan Schochet  
SMU Oil and Gas Conference.  
Noviembre, 2007.

The State of Geothermal Technology, Part II: Surface Technology,  
Alyssa Kagel  
Geothermal Energy Association for the U.S Department of Energy.  
Enero, 2008.

Termodinámica  
Kenneth Wark & Jr, Donald E. Richards  
6a edición, McGraw-Hill Interamericana  
Mexico, 2001.

Thermodynamic Power Cycles  
Rankine Cycle Schematic  
Barber-Nichols Inc.  
[http://www.barbernichols.com/capabilities/engineering\\_capabilities/thermodynamic\\_power\\_cycles/default.asp](http://www.barbernichols.com/capabilities/engineering_capabilities/thermodynamic_power_cycles/default.asp)

United States Geothermal Energy Report  
Glitnir Geothermal Research  
Septiembre, 2007.

Sitio de CFE.  
Geotermoeléctrica.  
<http://www.cfe.gob.mx/es/Templates/otras/cmsVerImprimible.aspx?guid=%7B29667C60-C1D1-4EF3-8EBB-1D44F9A7A26C%7D>

Sitio de Ormat.  
Power Plant Configurations  
<http://www.ormat.com/our-businesses/geothermal-power/our-technologies/power-plant-configurations>.

Sitio de Instituto de Investigaciones Eléctricas.  
Gerencia de Geotermia.  
<http://www.iie.org.mx/geotermia/informe1.doc>

Sitio de Geothermal Resources Council  
Los Azufres II.

A New 100-MW Geothermal Power Project Starts Operations Near Morelia, Michoacán in Central Mexico.

<http://www.geothermal.org/articles/losazufres2.pdf>

Sitio Geospower

Ciclos *bottoming* y *topping*

<http://www.geospower.com/pubs/gpe-cog.pdf>

Sitio CONAE

Cogeneración. Ciclo *bottoming* y ciclo *Topping*.

[http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA\\_764\\_historia\\_de\\_la\\_cogen](http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_764_historia_de_la_cogen)

Sitio VIBADIS

Ciclo *bottoming*.

<http://www.vibadis.es/page3.html>

## **Capítulo 4**

Administración financiera contemporánea 9ª edición.

R. Charles Moyer, James R. Macguigan, William J. Krestlow

Editorial Thomson.

México, 2005.

Decisiones económicas, Análisis y proyectos.

Fabrycky, W.J., G.T. Thuesen

Editorial Prentice Hall.

México, 1981.

Ahorra energía ya, CFE.

ATPAE (Asociación de Técnicos y Profesionistas en Aplicación Energética). 2008.

CDM Project Activities, UNFCCC.

Amatitlan Geothermal Project, CDM-PDD, UNFCCC. Agosto 2008.

Lihir Geothermal Power Project, CDM-PDD, UNFCCC. Marzo 2006.

Darajat Unit III Geothermal Project, CDM-PDD, UNFCCC. Septiembre 2006.

LaGeo S.A. de C.V. Berlin Geothermal Project, Phase Two. CDM-PDD, UNFCCC. Febrero de 2006.

Nasulo Geothermal Project. CDM-PDD, UNFCCC. Julio 2006.

San Jacinto Tizate, Geothermal Project in Nicaragua. CDM-PDD, UNFCCC. Octubre 2005.

Metodologías para calcular el coeficiente de emisión adecuado para determinar reducciones de gases efecto invernadero (GEI) atribuibles a proyectos de eficiencia energética y energías renovables. Instituto Nacional de Ecología.

Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017, SENER, Gobierno Federal. Marzo 200

## ABREVIATURAS

- AC.** Aplicación Conjunta.  
**AN.** Autoridades Nacionales.  
**ATPAE.** Asociación de Técnicos y Profesionistas en Aplicación Energética.  
**BANCOMEXT / NAFIN.** Banco Mexicano de Comercio Exterior.  
**BC.** Bonos de Carbono.  
**B/C.** Beneficio-Costo.  
**BM&F.** Brazilian Mercantile and Future Exchange.  
**CE.** Comercio de Emisiones.  
**CERs o CREs.** Certified Emission Reduction, Certificados de reducción de emisiones.  
**CFE.** Comisión Federal de Electricidad.  
**CICC.** Comisión Intersecretarial de Cambio Climático.  
**CMNUCC.** Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.  
**CMM.** Centro Mario Molina de Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente.  
**COMEGEI.** Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y de Captura de Gases de Efecto Invernadero.  
**COP.** Conferencia de las Partes.  
**DGAPCC.** Dirección General Adjunta para Proyectos de Cambio Climático.  
**ENACC.** Estrategia Nacional de Cambio Climático.  
**ENOS.** Fenómeno de calentamiento y enfriamiento de las aguas del océano Pacífico, mejor conocido como el fenómeno del Niño y la Niña.  
**ERU.** Unidades de Reducción de Emisiones.  
**EOD.** Entidad Operacional Designada.  
**EU ETS.** European Union Emission Trading System  
**FE.** Factor de emisión de dióxido de carbono.  
**FMAM.** Grupo de Mecanismos Financieros.  
**FOMERCAR.** Fondo mexicano de carbono.  
**GCE.** Grupo consultivo de expertos sobre las comunicaciones nacionales de las Partes no incluidas en el Anexo I de la Convención.  
**GEI.** Gases de Efecto Invernadero.  
**GTC.** Grupo de trabajo conjunto (OSACT/IPCC)  
**GNC.** Gas no condensable.  
**GWF.** Factor o Potencial de Calentamiento Global.  
**HFCs.** Hidrofluorocarbonos.  
**IC.** Implementación Conjunta.  
**IPCC.** Grupo Intergubernamental de expertos sobre Cambio Climático, (Intergovernmental Panel on Climate Change)  
**JE.** Junta Ejecutiva.  
**JLG.** Grupo conjunto de enlace (CMNUCC, CBD y CLD)  
**LEG.** Grupo de expertos en PMA.  
**LULUCF.** Land use, land-use change and forestry.  
**NOAA.** Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (National Oceanic and Atmospheric Administration).  
**ORC.** Ciclo de Rankine Orgánico.

**OSACT.** Órgano Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico (SBSTA)

**OSI.** Órgano Subsidiario de Implementación (SBI).

**PCG.** Potencia de Calentamiento Global.

**PFCs.** Perfluorocarbonos.

**PK.** Protocolo de Kioto.

**PNUMA.** Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente.

**RP.** Reunión de las partes.

**SEMARNAT.** Secretaria del Medio Ambiente y Recursos Naturales.

**SENER.** Secretaria de energía.

**TIE.** Tercer Informe de Evaluación del IPCC, celebrado en 2007.

**TIR o IRR.** Tasa Interna de Retorno.

**UNFCCC.** United Nations Framework Convention on Climate Change.

**VPN.** Valor presente neto.

**USRM.** Unidades Removidas.

**WMO.** Organización Mundial Meteorológica (World Meteorologic Organization).