



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ESTUDIO DE LAS TECNOLOGÍAS DE CAPTURA Y
SECUESTRO DE CARBONO APLICABLES A PLANTAS DE
POTENCIA CASO: CICLO COMBINADO”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

PRESENTA:
MARÍA DEL ROCÍO CELIS CUEVAS

DIRECTOR DE TESIS: DR. GABRIEL LEON DE LOS SANTOS

MÉXICO, D.F. 2010.





AGRADECIMIENTOS

A mi mamá:

Todo mi agradecimiento a su apoyo, confianza y sobretodo su inmenso amor porque con nada más que con todo mi amor podría pagarle todos sus esfuerzos y sacrificios por hacer de mí una profesionalista.

A mi papá:

Le agradezco con todo mi corazón sus cuidados, dedicación y amor que me ha dado a lo largo de estos años, has sido una gran guía en mi camino.

Ambos son de vital importancia para mí, gracias por estar aquí y darme una enorme herencia llena de valores y una buena educación. Tienen todo mi amor y admiración. Dios me los guarde por muchos años más junto a mí.

A mi hermano:

Aunque no lo crea siempre ha sido un ejemplo a seguir, gracias por compartir conmigo tú tiempo y darme tu cariño y agrandar la familia con tu esposa y una sobrinita muy bonita.

Al resto de la familia, mi abuela, tíos y primos por estar siempre presente en cada paso de mi vida, los quiero mucho.

A mi novio que me ha dado su apoyo y compartido conmigo sus experiencias, muchas gracias amor.

A José Ángel que me ayudo al inicio y al final de la carrera, gracias amiguito. Y en general a todos mis amigos a quienes he tenido la dicha de conocer, les agradezco todos los buenos momentos que han dejado en mí, han sido como otra familia para mí.

A mis profesores quienes han compartido su conocimiento conmigo, muchas gracias a todos, en especial a los miembros del jurado; Dr. Reinking, Dra. Cecilia, Ing. Augusto, Dr. Víctor.

Agradezco muy especialmente al Dr. Gabriel León de los Santos por darme la oportunidad de desarrollar este tema, y el tiempo que invirtió en ser mi asesor y amigo, tiene todo mi reconocimiento.

Mi gratitud a la UNAM, la máxima casa de estudios, por abrirme sus puertas a un mundo de conocimiento por medio de la Facultad de Ingeniería.

Y por ultimo pero no menos importante Gracias a Dios por permitirme tener esta vida llena de personas maravillosas a mí alrededor.

María del Rocío Celis Cuevas



CONTENIDO

	Página
Índice General	i
Índice de figuras	iv
Índice de cuadros y tablas	v
Índice de graficas	vi
Introducción	vii
Resumen	xi
Objetivo	xii

Índice General

Capítulo 1 “Plantas y Sistemas de Generación Eléctrica”

Objetivo.....	1
Introducción.....	1
1.1 Sistemas Eléctricos.....	1
1.1.1 Generación	
1.1.2 Transmisión Transformación Y Distribución	
1.2 Plantas o Tecnologías De Generación.....	6
1.2.1 Centrales Hidroeléctricas	
1.2.2 Centrales Termoeléctricas	
1.2.3 Centrales Turbogas	
1.2.4 Centrales de Ciclo Combinado	
1.2.5 Centrales Carboeléctricas	
1.2.6 Centrales Nucleares	
1.2.7 Centrales Solares	
1.2.8 Centrales Eólicas	
1.2.9 Centrales Geotérmicas	
1.3 Estructura Operacional y Parámetros Técnico Económicos de Plantas.....	16
1.3.1 Costos de Inversión	
1.3.2 Costos de Combustible	
1.3.3 Costos de Operación y Mantenimiento	
1.3.4 Aspecto Económico de Plantas	
Conclusiones.....	19



Capítulo 2 “Impacto Ambiental de las Plantas Generadoras”

Objetivo.....	20
Introducción.....	20
2.1 Medio Ambiente.....	20
2.2 Cambio Climático.....	22
2.2.1 Aspectos Medioambientales en las Plantas Generadoras	
2.3 Protocolo de Kyoto.....	25
2.3.1 Mecanismos de Desarrollo Limpio	
2.3.2 Mercado de Emisiones	
2.3.3 Implementación Conjunta	
2.4 Externalidades de Plantas.....	30
Conclusiones.....	32

Capítulo 3 “Tecnologías de Combustible Limpio”

Objetivo.....	33
Introducción.....	33
3.1 Combustibles Limpios.....	33
3.1.1 Combustibles Líquidos	
3.1.2 Combustibles Gaseosos	
3.2 Índices de Emisión.....	37
3.3 Control de Generación de Emisiones al Ambiente.....	39
3.3.1 NO _x	
3.3.2 SO _x	
3.3.3 Partículas COV	
3.3.4 Captura y Secuestro de Carbono	
Implementación de un Proyecto de Captura y Secuestro de Carbono	
Conclusiones.....	47

Capítulo 4 “Procesos de Captura y Secuestro de Carbono (CO₂) en Centrales Eléctricas”

Objetivo.....	48
Introducción.....	48
4.1 Definición del Dióxido de Carbono CO ₂	49
4.2 Descripción de Tecnologías Base de Captura de CO ₂	49
4.2.1 Separación con Solventes Reactivos	
4.2.2 Separación con Membranas	
4.2.3 Procesos Térmicos	
4.2.4 Destilación Criogénica	
4.3 Procesos de Captura.....	51



4.3.1 Precombustión	
4.3.2 Oxicombustión	
4.3.3 Postcombustión	
4.4 Técnicas de Transporte.....	54
4.4.1 Transporte Continuo	
4.4.2 Transporte Discontinuo	
4.5 Técnicas de Almacenamiento.....	59
4.5.1 Almacenamiento Geológico	
Yacimientos de Hidrocarburos: Petróleo y Gas Natural	
Acuíferos Salinos	
Capas de Carbón no Explotadas	
4.5.2 Otras Técnicas de Almacenamiento Menos Comunes	
Conclusiones.....	60

Capítulo 5 “Aplicaciones Actuales de Tecnologías”

Objetivo.....	61
Introducción.....	61
5.1 Impacto en la Eficiencia de las Tecnologías.....	61
5.1.1 Impacto de la Captura en Precombustión	
5.1.2 Impacto de la Captura en Postcombustión	
5.1.3 Impacto de la Captura en Oxicombustión	
5.2 Evaluación de Caso: Planta de CFE.....	64
5.2.1 Descripción de la Central Termoeléctrica del Valle de México	
5.2.2 Costos de las Tecnologías	
5.2.3 Caso 1: Cálculos Sin Proyecto de Captura	
5.2.4 Caso 2: Cálculos Con Proyecto de Captura	
5.3 Ejemplos de Lugares de Aplicación y Proyectos.....	86
5.3.1 Proyectos que Emplean Captura y Secuestro de Carbono	
5.3.2 Proyectos que están planeados a futuro, los cuales emplearan Captura y Secuestro de Carbono	
Conclusiones.....	89

Anexos	90
Anexo I: Países del Anexo I	
Anexo II: Tabla del comportamiento de los precios de RCE's en el 2010.	
Anexo III: Estudio del Proceso de Oxicombustion de una Planta de Ciclo Combinado.	

Referencias	98
--------------------------	----



Índice De Figuras

Figura		Página
Capítulo 1 “Plantas y Sistemas de Generación Eléctrica”		
1.1	Mapa de la República Mexicana que ilustra las regiones del SEN.	4
1.2	Sistema Eléctrico Nacional.	5
1.3	Central Hidroeléctrica.	7
1.4	Central Termoeléctrica.	8
1.5	Central Turbogas.	9
1.6	Central de Ciclo Combinado.	10
1.7	Central Carboeléctrica.	11
1.8	Central Nuclear Tipo Agua Hirviente.	12
1.9	Esquema de Funcionamiento del Área de Captación de una Central Solar en Torre.	13
1.10	Esquema de una Central de Cilindros Parabólicos.	13
1.11	Esquema de la Utilización de un Panel Fotovoltaico.	14
1.12	Esquema de una Central Eólica.	15
1.13	Central Geotérmica.	16
Capítulo 2 “Impacto Ambiental de las Plantas Generadoras”		
2.1	Localización Geográfica de las Principales Centrales Generadoras en México.	21
2.2	Esquema de las Transacciones de un Proyecto MDL.	27
Capítulo 3 “Tecnologías de Combustible Limpio”		
3.1	Ciclo del Bioetanol	34
3.2	Etapas para el Desarrollo de Biodiesel.	35
3.3	Ejemplo de una Digestión Anaerobia.	36
3.4	Arreglo para los Reductores Selectivos Catalíticos	41
3.5	Arreglo para los Reductores Selectivos No Catalíticos	41
3.6	Arreglo para un Desulfurador CT121	42
3.7	Representación de un Colector de Bolsa.	43
3.8	Representación de Precipitador Electroestático.	44
Capítulo 4 “Procesos de Captura y Secuestro de Carbono (CO₂) en Centrales Eléctricas”		
4.1	Medidas de Reducción de GEI.	48
4.2	Esquema de las Tecnologías de Captura de CO ₂ .	51



4.3	Diseño de una Planta con Tecnología de Captura por Precombustión.	52
4.4	Diseño de Operación de la Tecnología de Captura por Oxidación.	53
4.5	Opciones de Almacenamiento del CO ₂ .	57

Capítulo 5 “Aplicaciones Actuales de Tecnologías”

5.1	Localización Geográfica de la CTVM.	65
5.2	Fotografías de la CTVM.	66
5.3	Diagrama de Operación de la Unidad 4 de la CTVM.	66
5.4	Resultados de la primera simulación de la CTVM.	67
5.5	Resultados de la segunda simulación de la CTVM.	80
5.6	Ejemplo para el cálculo del VPN: en Excel	84

Índice de Cuadros y Tablas

Tabla/Cuadro		Página
Capítulo 1 “Plantas y Sistemas de Generación Eléctrica”		
1.1	Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente.	2
1.2	Generación Bruta de Energía Eléctrica 2006- 2007.	3
1.3	Características y Precios de los Combustibles (Precios Medios 2009).	17
Capítulo 2 “Impacto Ambiental de las Plantas Generadoras”		
2.1	Potencial de Calentamiento Global de los Distintos GEI Considerados.	23
2.2	Fondos de Carbono Existentes.	28
2.3	Tipos de Fondos de Carbono.	29
Capítulo 3 “Tecnologías de Combustible Limpio”		
3.1	Índices de Emisión de Algunos Combustibles.	37
Capítulo 5 “Aplicaciones Actuales de Tecnologías”		
5.1	Costo de los Equipos que se Requieren para el Proceso de Oxidación.	69



5.2	Datos sin Proyecto de la Central de Ciclo Combinado del Valle de México U4.	76
5.3	Escenario de Precios del Combustible y Precio de Transferencia a Transmisión	77
5.4	Costos Fijos y Variables de Operación y Mantenimiento.	77
5.5	Datos con Proyecto de la Central de Ciclo Combinado del Valle de México U4.	81
5.6	Costos Fijos y Variables de Operación y Mantenimiento.	81
5.7	Estudio Económico con RCE's Realizado con Ayuda de Excel.	85
5.8	Estudio Económico sin RCE's Realizado con Ayuda de Excel.	87
5.9	Variación de la Sensibilidad en el Precio de Transferencia	88
5.10	Variación de la Sensibilidad en la TREMA	89
5.11a	Variación de la Sensibilidad en los Precios de las RCE's	89
5.11b	Precio Optimo de las RCE's	90

Índice de Graficas

Gráfica		Página
	Capítulo 3 “Tecnologías de Combustible Limpio”	
3.1	Emisiones de CO ₂ en base a diferentes sectores.	38
3.2	Emisiones globales de CO ₂ por región de los años 1990-2030.	38
3.3	Emisiones mundiales de CO ₂ por tipo de combustible 1980-2030.	39
	Capítulo 5 “Aplicaciones Actuales de Tecnologías”	
5.1	Penalización en la eficiencia para distintos tipos de planta.	62
5.2	Impacto en la eficiencia de la captura en post-combustión.	63
5.3	Influencia de la oxi-combustión en la eficiencia para plantas PC y NGCC.	64



INTRODUCCIÓN

“ESTUDIO DE LAS TECNOLOGÍAS DE CAPTURA Y SECUESTRO DE CARBONO APLICABLES A PLANTAS DE POTENCIA, CASO: CICLO COMBINADO”

Entre todas las formas de energía que el hombre utiliza, la energía eléctrica presenta dos particularidades; prácticamente no se encuentra disponible en la naturaleza y no es posible almacenarla.

La generación de energía eléctrica requerida por la población, la industria, la agricultura, y los servicios, se realiza con diferentes tipos de centrales, dependiendo de la generación de que se trate, ya sea termoeléctrica, hidroeléctrica, turbinas, geotérmica, nuclear, carboeléctrica y eololéctrica.

En otro orden de ideas, los orígenes del Sistema Eléctrico Mexicano se pueden rastrear hasta el año de 1879 cuando la primera planta termoeléctrica comenzó su operación, principalmente para satisfacer la industria textil de la ciudad de León en el estado de Guanajuato¹.

Dos años después el gobierno de la ciudad de México firmó un contrato con la compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica para conseguir la electrificación de la ciudad. En 1889, hubo la construcción de la primera central hidroeléctrica para satisfacer las necesidades de energía para la industria minera en Batopilas, Chihuahua.

Muchos de los esfuerzos que se hicieron en aquellos tiempos para introducir la electricidad fueron destinados para la industria de la minería.

Durante el período comprendido entre 1891 a 1900 hubo una inversión de sólo 75 millones de dólares en el sector eléctrico. Las principales fuentes de inversión fueron Canadá, Francia, Alemania y los Estados Unidos. La inversión de Alemania fue principalmente en la comercialización de equipos eléctricos, la inversión francesa fue en la industria textil y la inversión mexicana que en este período fue mínima alrededor de 12 millones de dólares.

Para 1899 había 177 centrales en funcionamiento, algunas de ellas construidas con inversión nacional.

En 1937 la Comisión Federal de Electricidad (CFE) fue creada con el fin de proveer servicios de electricidad a las zonas rurales, las cuales eran consideradas por las empresas eléctricas privadas como no rentables. Este fue un primer paso hacia la nacionalización de las entidades dedicadas a la generación y distribución de electricidad.

¹ Dato obtenido de una presentación (PDF) de la CFE “El sistema Eléctrico Nacional”



En 1960 el Presidente Adolfo López Mateos decidió comprar las acciones de la compañía privada Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz y sus filiales, la nueva corporación de propiedad estatal pasó a llamarse Luz y Fuerza del Centro² y se encargaría de dar servicio a 5 estados de la república: Morelos, Puebla, Hidalgo, Estado de México y Distrito Federal.

La Comisión Federal de Electricidad, opera uno de los más extensos sistemas de potencia eléctrica. A diciembre del 2009 cuenta con 26 Centrales Termoeléctricas tipo Vapor Convencional, 2 Centrales Carboeléctricas y una Dual, 13 Centrales tipo Ciclo Combinado, 7 Centrales Geotermoeléctricas, 64 Centrales Hidroeléctricas, de las cuales 20 son de gran importancia y 44 son centrales pequeñas, 31 Centrales Turbogas (fijas), 2 Centrales eólicas y 1 Central núcleoeléctrica.

Cabe mencionar que desde las modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, llevada a cabo en 1992, el sector privado en la generación de energía eléctrica en México ha crecido sustancialmente, especialmente el extranjero, bajo la figura de productores externos de energía, autoabastecimiento, cogeneración, importación y exportación.

En 1997, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó el primer permiso bajo la modalidad de productor independiente a la trasnacional estadounidense AES para la planta Mérida III.

Los Productores Independientes (PIE), básicamente son empresas trasnacionales extranjeras, quienes generan el 21.7 % del total de la capacidad efectiva instalada de energía con 20 centrales en operación comercial, la mayoría a partir del año 2000.

En cuanto a las características tecnológicas de estos sistemas, se denominan centrales termoeléctricas convencionales clásicas aquellas centrales que producen energía eléctrica a partir de la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón. El título de “clásicas” o “convencionales” sirve para diferenciarlas de otros tipos de centrales termoeléctricas (nucleares, solares, geotérmicas), las cuales generan electricidad a partir del mismo ciclo termodinámico, pero mediante fuentes energéticas distintas de los combustibles fósiles empleados en las centrales termoeléctricas clásicas.

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Estas plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua.

² La compañía de Luz y Fuerza del Centro dejó de dar servicio de suministro eléctrico a finales del año 2009, por decreto presidencial.



De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y hacerla girar para producir energía mecánica.

Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador, que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica.

En las centrales eólicas se convierte la energía del viento en electricidad mediante una aeroturbina que hace girar un generador. Es decir, aprovecha un flujo dinámico de duración cambiante y con desplazamiento horizontal, de donde resulta que la cantidad de energía obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

Una tarea muy importante que se debe tener para la construcción de cada una de las centrales antes mencionadas, es tener el cuidado de seleccionar las mejores alternativas de ubicación, diseños constructivos y modelos de operación a fin de evitar un cambio o deterioro del suelo, el aire y el agua; asegurando la preservación de las especies vegetales y animales que componen los diversos ecosistemas.

Por otro lado, es decir en el campo ambiental, el cambio climático es actualmente la amenaza más grave para el medio ambiente, dado que el 80% de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) provienen de la energía eléctrica y el transporte.

Las emisiones de CO₂ provienen de todos los procesos de combustión, en ellas se incluyen las debidas a la producción de energía eléctrica.

Según el Protocolo de Kyoto, los gases que contribuyen al efecto invernadero son los siguientes:

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

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es un acuerdo suscrito en el Protocolo de Kyoto establecido en su artículo 12, que permite a los gobiernos de los países desarrollados y a las empresas suscribir acuerdos para cumplir con metas de reducción GEI en el primer periodo de compromiso comprendido entre los años 2008 - 2012.

Dentro lo previsto en el Protocolo de Kyoto se encuentra el Mecanismo de Aplicación conjunta y el Mercado de emisiones.

Para disminuir las emisiones de CO₂ a la atmosfera, en el mundo se han hecho investigaciones para la implementación de tecnologías de control ambiental.

Sobre todo en el sector de generación eléctrica ya que es el mayor generador de estos gases, seguido por el sector del transporte.



Así y después de este panorama eléctrico, este trabajo se enfocará en realizar un estudio de las tecnologías de captura y secuestro de carbono aplicables a plantas de potencia, así como analizar la afectación que se presenta en la eficiencia neta de las plantas de ciclo combinado, y su repercusión en los costos de generación, y por tanto en el incremento del costo del KWh generado, en base a datos de generación de plantas propias de la CFE, y su estimación en las de los productores independientes. Este trabajo estructura el estudio en 5 capítulos, el primero tiene como objeto conocer las características de las Plantas y Sistemas de generación eléctrica, ya que es elemental para este estudio saber como esta constituido el Sistema Eléctrico Nacional.

En el segundo y tercer capítulo se estudian las implicaciones medioambientales derivadas de la operación de las plantas de generación, así como de las tecnologías de combustible limpio disponibles para mitigar dichos efectos.

El cuarto esta basado en dar un panorama de los procesos de captura y secuestro de carbono (CO_2) que se están llevando a cabo en centrales eléctricas. Hoy en día existen equipos o sistemas capaces de capturar CO_2 , ya sea antes de la combustión con la descarbonización del combustible, durante la combustión realizando una combustión estequiométrica con oxígeno puro o extraer el CO_2 en los gases productos de combustión con absorción por aminas.

Y para finalizar un quinto capítulo, en el cual se hace un análisis de las implicaciones económicas de la implementación de estas tecnologías en las plantas de potencia, específicamente para las centrales de ciclo combinado.



RESUMEN

“ESTUDIO DE LAS TECNOLOGÍAS DE CAPTURA Y SECUESTRO DE CARBONO APLICABLES A PLANTAS DE POTENCIA, CASO: CICLO COMBINADO”

El uso de combustibles fósiles para uso en las centrales eléctricas, el transporte y el sector industrial se ha vuelto una dependencia casi total, y se ha dejado de lado el empleo de las energías alternas, como por ejemplo la solar, la biomasa e incluso la nuclear, así como la implementación de tecnologías para la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Este trabajo se realiza con el objeto de presentar un estudio que muestre las diferentes tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, asimismo evalúa los beneficios ambientales y las afectaciones económicas a la operación de las plantas en este caso sólo por la captura. Resaltando las barreras existentes que aun no logra vencer esta tecnología, lo que ocasiona que existan pocos casos exitosos en operación comercial en el mundo.

La metodología utilizada para la elaboración de este trabajo se basa en investigación documental, obtenida de estudios y proyectos demostrativos ejecutados por agencias de gobierno y fabricantes de equipos, que buscan ofrecer y probar una alternativa de solución a la disposición de las emisiones de CO₂. Este estudio contiene la información más reciente de la forma en que operan estas tecnologías, así como sus costos de capital y operación.

Los resultados obtenidos se reflejan principalmente en un decremento de la eficiencia neta de la planta generadora, así como la disminución de su generación neta, debido a que los equipos que realizan la separación y captura aumentan en forma considerable el consumo auxiliar de la central.

Por otro lado, en lo que a secuestro de emisiones se refiere si hay un beneficio considerable dado que la emisión de carbono a la atmósfera se reduce en un 95%. Sin embargo, aun con este panorama los resultados económicos no son atractivos, ni aun con la inclusión de los bonos de carbono.



OBJETIVO

Realizar un estudio de las tecnologías de captura y secuestro de carbono aplicables a plantas de potencia, así como analizar la afectación que se presenta en la eficiencia neta de las plantas de ciclo combinado.

Este objetivo se fundamenta en base a que la mayor parte de la energía utilizada en los diferentes países proviene de centrales eléctricas que utilizan el petróleo y del gas natural como combustibles, los cuales emiten grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera.

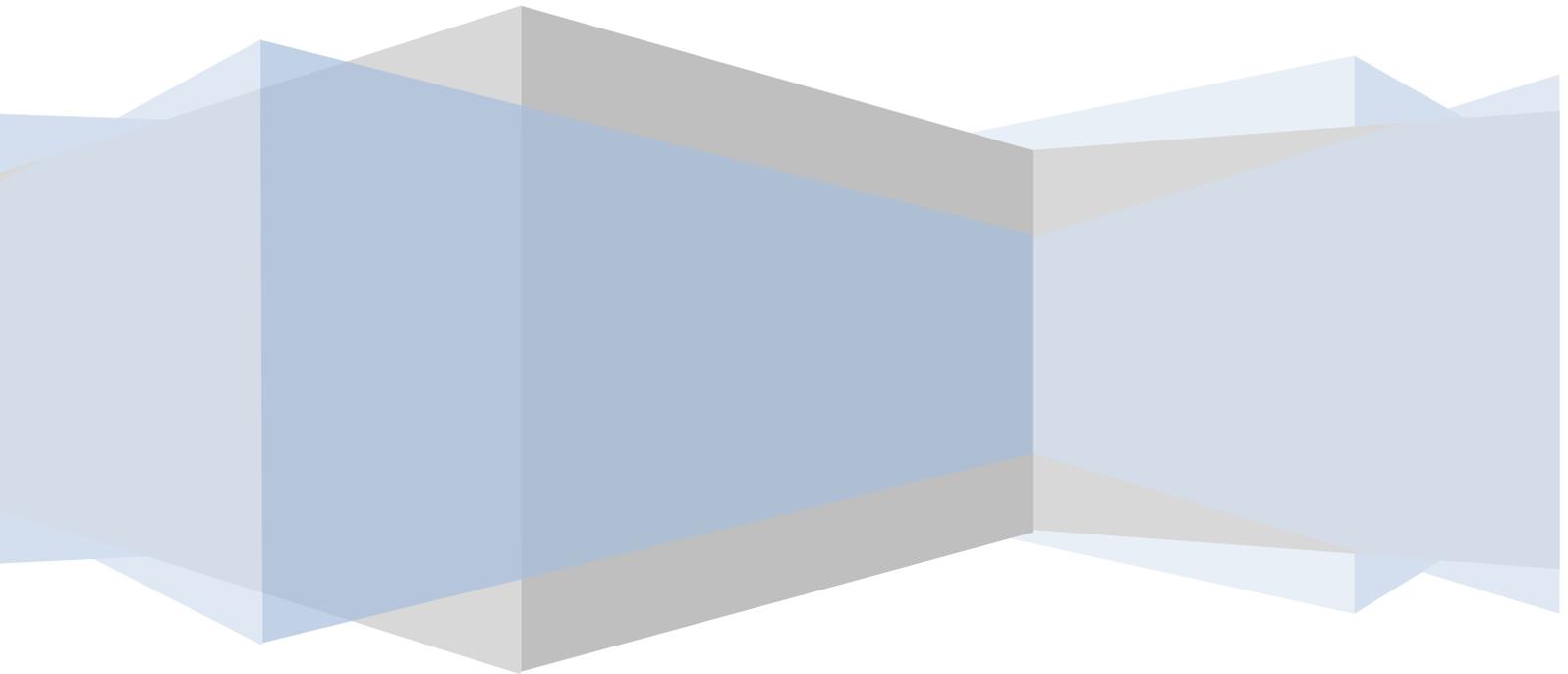
CAPÍTULO 1

PLANTAS Y SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Objetivo.

Introducción.

- 1.1 Sistemas eléctricos.
 - 1.2 Plantas o tecnologías de generación.
 - 1.3 Estructura operacional y parámetros técnico económicos de plantas.
- Conclusiones.





PLANTAS Y SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Objetivo

Conocer las características de las Plantas y Sistemas de generación eléctrica, ya que es elemental para este estudio saber como se constituye el Sistema Eléctrico Nacional.

Introducción

En este capítulo se hablará acerca de las principales tecnologías que actualmente se utilizan para la generación de energía eléctrica, así como la conformación del sistema eléctrico de México y de algunos otros países.

Se explicara de manera breve las características técnicas de cada una de las plantas generadoras con las que se cuenta para dar el servicio de suministro eléctrico.

Dependiendo cual sea la fuente de combustible, que utilicen las centrales para el procesos de generación de energía eléctrica, se clasifican en fuentes renovables y no renovables.

Las fuentes renovables son llamadas así porque son las que se obtienen de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya que son capaces de regenerarse por sí solas al paso de los años, sin embargo las fuentes no renovables son aquellas que se encuentran en forma limitada en nuestro planeta y se agotan a medida que se les consume.

1.1 Sistemas eléctricos

La planeación del sistema eléctrico implica una interacción continua entre los diferentes integrantes de la industria, ya sean suministradores de combustibles, contratistas y fabricantes de equipo, productores independientes y suministradores públicos; todos ellos actuando en el marco legal aprobado.

El sistema eléctrico comprende un conjunto de elementos indispensables para realizar tres actividades primordiales; generación, transporte y distribución.

- ▶ La generación, es lo que produce la energía necesaria para satisfacer el consumo.
- ▶ El transporte, es lo que permite transferir la energía producida hasta los centros de consumo.
- ▶ La distribución, es la que hace posible que la energía llegue a los usuarios finales.



1.1.1 Generación

La generación de energía eléctrica en México está a cargo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la cual mantiene y opera a diciembre del 2008 el sistema de generación con:

- ▶ 1 Subdirección de energéticos
- ▶ 1 Subdirección de generación
- ▶ 5 Gerencias regionales de producción
- ▶ 8 Subgerencias Termoeléctricas
- ▶ 7 Subgerencias Hidroeléctricas
- ▶ Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos
- ▶ Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas
- ▶ Gerencia de Productores Externos

En el 2008 la generación alcanzó 157 164 GWh³, lo que representó un decremento respecto del año anterior. Del volumen generado, el 51.5% fue a base de hidrocarburos⁴, mientras que las fuentes alternas⁵ aportaron el 48.5% restante. A continuación se muestra una tabla en la cual se enlistan los tipos de fuentes de generación y su porcentaje de participación.

Tabla 1.1 Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente.

Tipo de generación	Porcentaje
Geotermia	3.23%
Nuclear	5.66%
Eólica	0.09%
Hidráulica	7.28%
Carbón	8.73%
Hidrocarburos	41.26%
PI*	33.74%

**Productores independientes*

Fuente: CFE, estadísticas 2009.

En la siguiente tabla se muestra la generación bruta de energía eléctrica para los años 2006 y 2007 en los sectores público y privado del país.

³ Informe anual 2008 CFE

⁴ Petróleo, gas natural, combustóleo

⁵ Se refiere a la energía generada en base a fuentes renovables



Tabla 1.2 Generación bruta de energía eléctrica 2006- 2007.

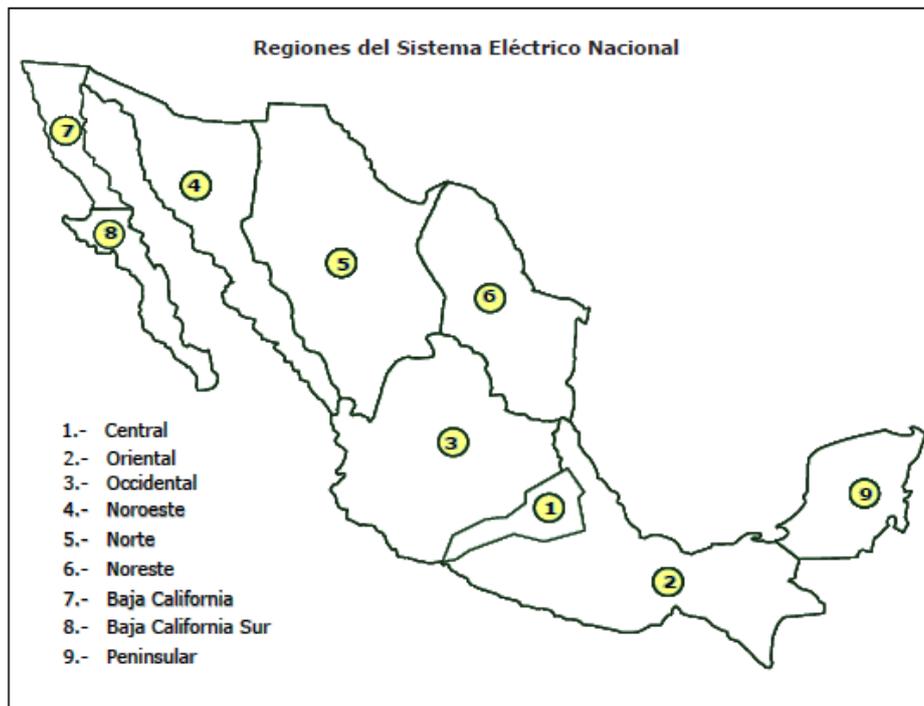
Año	Sector económico	Tipo de generación	Tipo de fuente de generación	GWh
2006	Sector privado	Total	No aplica	31.343
	Sector público	Termoeléctrica	Combustión interna	854
			Vapor	51.930
			Dual	13.875
			Ciclo combinado	30.120
			Turbogas	1.524
			Geotermoeléctrica	6.684
			Carboeléctrica	17.932
			Nucleoeléctrica	10.866
			Total termoeléctrica	133.785
	Hidroeléctrica	No aplica	30.304	
	Eoloeléctrica	No aplica	45	
	Total	No aplica	164.134	
Público y privado	Total	No aplica	195.477	
2007	Sector privado	Total	No aplica	31.838
	Sector público	Termoeléctrica	Combustión interna	1.140
			Vapor	49.482
			Dual	13.375
			Ciclo combinado	30.067
			Turbogas	2.665
			Geotermoeléctrica	7.404
			Carboeléctrica	18.101
			Nucleoeléctrica	10.421
			Total termoeléctrica	132.655
	Hidroeléctrica	No aplica	27.042	
	Eoloeléctrica	No aplica	248	
	Total	No aplica	159945	
Público y privado	Total	No aplica	191783	

Fuente: Compendio de Estadísticas Ambientales 2009



Para estudios de planificación el SEN⁶ se divide en 9 regiones como se muestra en el siguiente mapa.

Figura 1.1 Mapa de la Republica Mexicana que ilustra las regiones del SEN.



Fuente: el autor en base al POISE⁷ 2009-2018

1.1.2 Transmisión, transformación y distribución

Para conducir la electricidad generada, se cuenta con una red de transmisión a base de líneas eléctricas. Las líneas eléctricas son el conjunto de conductores, aislantes y accesorios, destinados al transporte y la distribución de energía eléctrica. Se dividen en dos tipos según su construcción:

- ▶ **Aéreas:** los conductores se mantienen a una cierta altura del suelo. Son más económicas de instalar que las subterráneas, pero son menos fiables y necesitan más mantenimiento por estar sometidas permanentemente a las condiciones meteorológicas (viento, lluvia, nieve, etc.)
- ▶ **Subterráneas:** los conductores van enterrados bajo tierra dentro de canales. Tienen un elevado costo de instalación, pero son las más fiables y tienen un mantenimiento menor que las aéreas.

⁶ Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

⁷ Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE)



También se pueden clasificar según el grado de voltaje que transporten: alta tensión (AT), media tensión (MT) y baja tensión (BT).

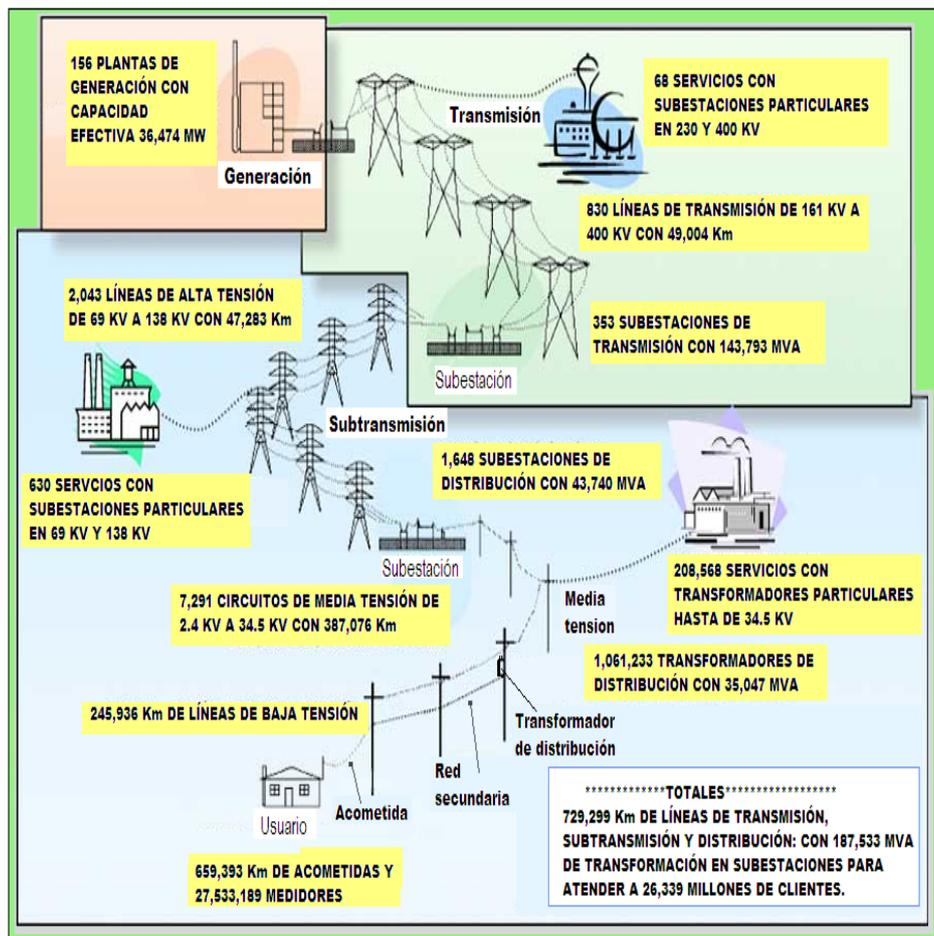
Para la transmisión se cuenta con niveles de 400, 230 y 161 KV, en subtransmisión, los niveles de tensión son de 138, 115, 85 y 69 KV.

En lo que se refiere a la capacidad de transformación, como parte complementaria al sistema de transmisión y de su interconexión, la CFE realizó actividades que permiten incrementar la capacidad de transformación en subestaciones, de las cuales el 77% son reductoras y el 23% elevadoras. A fines de 2008, se contaba con 187 533 MVA.

Por otro lado, el sistema de distribución está constituido por 680 295 Km de líneas de subtransmisión y distribución, y tiene una tasa de crecimiento anual de 2.4%. Además, cuenta con 1 648 subestaciones de distribución con 43 740 MVA, con una tasa de crecimiento anual promedio del 2.5%.

Para ilustrar lo mencionado antes, la *figura 1.2* es de gran apoyo.

Figura 1.2. Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: CFE, Informe anual 2008.



1.2 Plantas o tecnologías de generación

Las centrales eléctricas son las instalaciones productoras de energía eléctrica. Son instalaciones dónde hay un conjunto de maquinas motrices y aparatos que se utilizan para generar energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica en el mundo depende principalmente de combustibles fósiles. En 1999, el 63.7% de la electricidad se produjo en centrales térmicas (con combustión de derivados del petróleo, gas natural y carbón), el 17.2% en centrales nucleares, 17.5% en hidroeléctricas y 1.6% mediante otras fuentes de energía (IEA⁸, 2001).

En ese mismo año, el principal energético utilizado para la generación eléctrica fue el carbón con 38.1%, seguido del gas natural con 17.1% y los derivados del petróleo con 8.5%.

Se espera que en el año 2020 la participación del gas natural se incremente a escala mundial en un 26.5% y que la participación del carbón y de la energía nuclear se reduzca en un 31.7% y 12.2%, respectivamente.

Por su parte, las energías renovables representarán el 20% de la producción de la energía eléctrica (IEA 2002).

1.2.1 Centrales Hidroeléctricas

En estas centrales se aprovechan los caudales y caídas de agua. El agua contenida en el embalse, se transporta a presión por una tubería, después es utilizada para accionar maquinas giratorias llamadas turbinas, estas a su vez mueven los generadores que se encargan de transformar la energía mecánica en eléctrica.

La *figura 1.3* es un ejemplo del funcionamiento de una hidroeléctrica. En pocas palabras la central hidroeléctrica utiliza la energía potencial del agua almacenada, en primer lugar esta energía se convierte a mecánica y en segundo lugar a energía eléctrica.

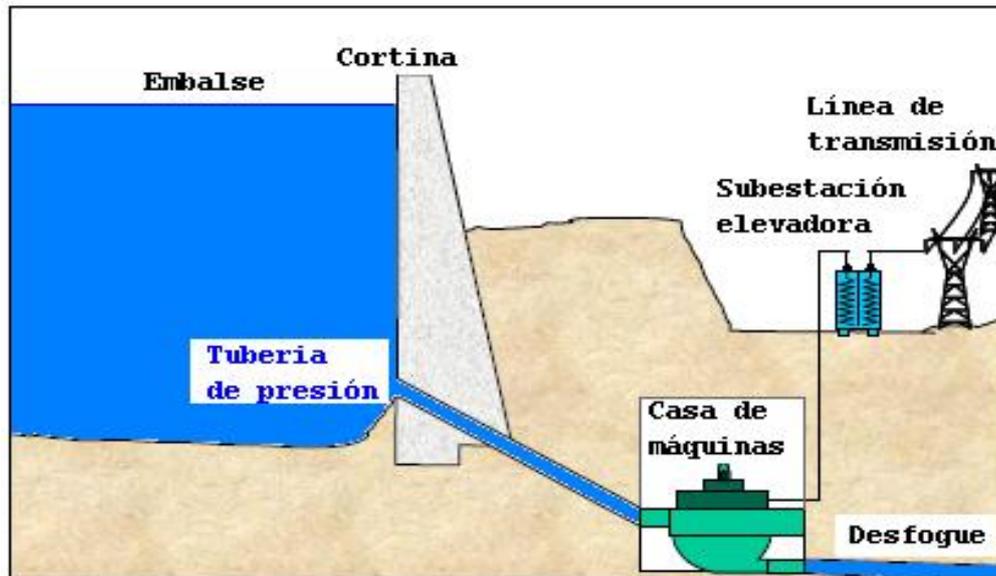
Las centrales hidroeléctricas se clasifican de acuerdo a sus características en 5 tipos:

- ▶ Según el tipo de embalse
- ▶ Según la altura neta del salto
- ▶ Según la potencia en el eje de la turbina instalada
- ▶ Según el sistema de explotación
- ▶ Según la demanda que satisfacen

⁸ IEA: International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)



Figura 1.3 Central hidroeléctrica



Fuente: COPAR 2009

1.2.2 Centrales Termoeléctricas

Se llaman centrales clásicas o de ciclo convencional a aquellas centrales térmicas que emplean la combustión del carbón, petróleo o gas natural para generar la energía eléctrica.

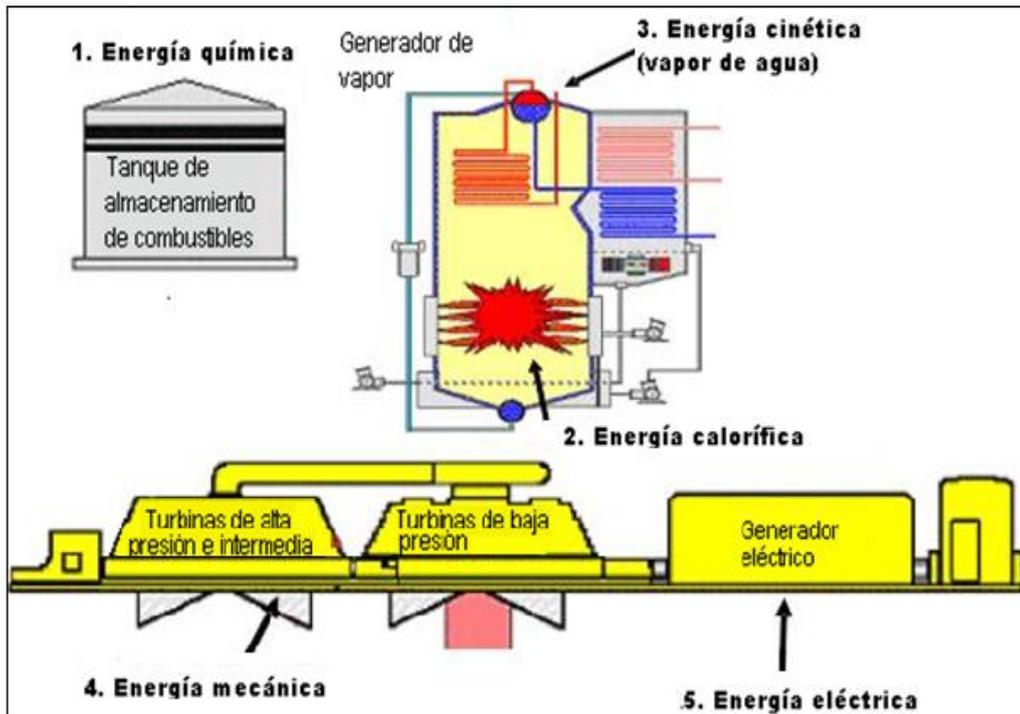
En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos:

- ▶ Vapor, con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- ▶ Turbogas, con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- ▶ Combustión Interna, con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.
- ▶ Ciclo Combinado, combinación de las tecnologías de turbogas y vapor. Constan de una o más unidades turbogas y una de vapor, cada turbina acoplada a su respectivo generador eléctrico.

En una central termoeléctrica de tipo vapor (*figura 1.4*) la energía química del combustible se transforma en energía calorífica para producir vapor, éste se conduce a la turbina, donde su energía cinética se convierte en energía mecánica, la que se transmite al generador para producir energía eléctrica.



Figura 1.4 Central termoeléctrica



Fuente: CFE 2008

1.2.3 Centrales Turbogas

La generación de energía eléctrica en estas unidades se logra cuando el sistema toma aire de la atmósfera a través de un filtro y entra después al compresor. El aire es comprimido aquí antes de llegar a la cámara de combustión, donde el combustible, inyectado en las toberas, se mezcla con el aire altamente comprimido, quemándose posteriormente.

De ello resultan gases de combustión calientes los cuales al expandirse hacen girar la turbina de gas. El generador, acoplado a esa turbina, transforma en electricidad la energía mecánica producida por ésta.

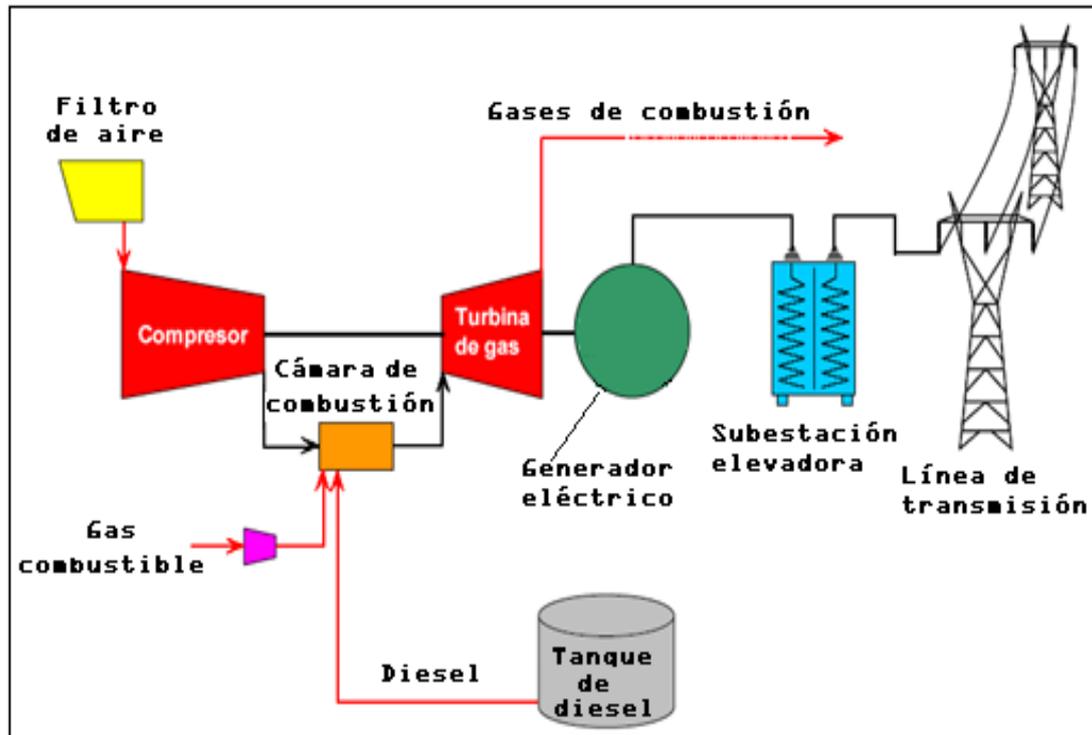
Después de mover la turbina los gases de la combustión son liberados a la atmósfera.

Estas unidades emplean como combustible gas natural o diesel en forma alternativa y en los modelos avanzados también pueden quemar combustóleo o petróleo crudo.

Este proceso se ilustra en el esquema de la *figura 1.5*.



Figura 1.5 Central turbogas



Fuente: COPAR⁹, 2009.

1.2.4 Centrales de Ciclo combinado

En un ciclo combinado de gas y vapor su fundamento se encuentra en el hecho de que la turbina de gas expulsa gases con alto contenido de energía calorífica la cual se manifiesta en alta temperatura (hasta 623 °C en las turbinas de mayor capacidad).

Esta energía es utilizada en un recuperador de calor para aumentar la temperatura del agua y llevarla a la fase de vapor, donde es aprovechada para generar energía eléctrica, siguiendo un proceso semejante al descrito para las plantas termoeléctricas convencionales.

Posteriormente el agua es bombeada a alta presión hasta la caldera de recuperación para iniciar nuevamente el ciclo.

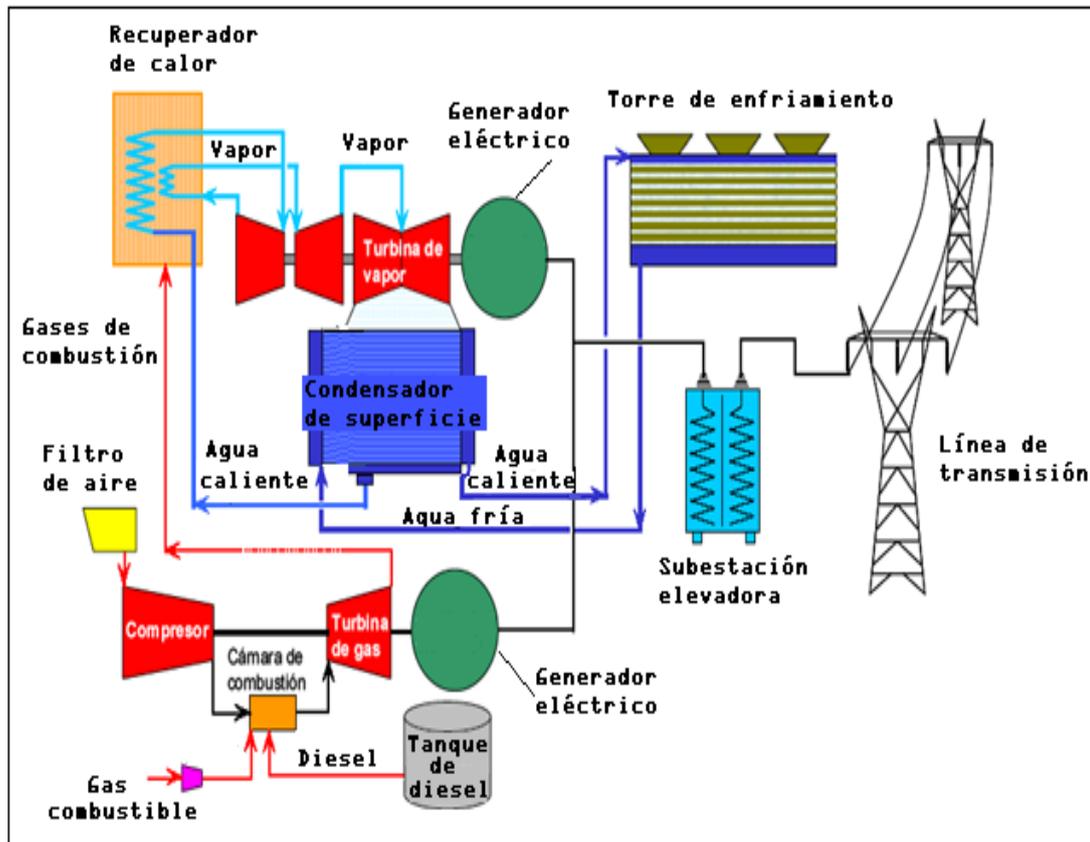
Los ciclos combinados con alta temperatura de quemado en las turbinas de gas con recuperador de calor, hoy son los más eficientes en los sistemas de generación de energía disponibles.

La figura 1.6 es un ejemplo de lo antes mencionado.

⁹ Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de proyectos de inversión



Figura 1.6 Central de ciclo combinado



Fuente: COPAR, 2009

1.2.5 Centrales Carboeléctricas

Estas plantas, no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas convencionales; el único cambio importante es el uso del carbón como energético primario.

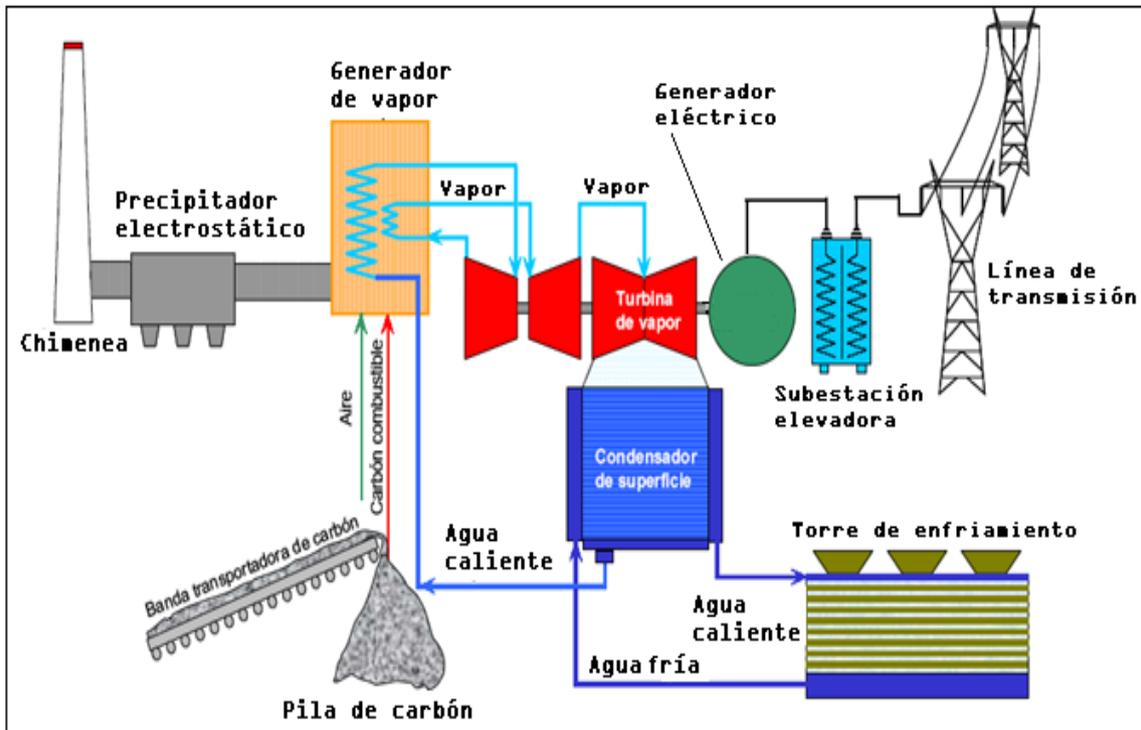
En la práctica, el carbón y los residuos de la combustión requieren de un manejo más complejo que los combustibles líquidos o gaseosos utilizados en termoeléctricas convencionales.

Más adelante se explicara los procesos de captura de residuos.

En la *figura 1.7* se muestra una central carboeléctrica que no incluye equipos anticontaminantes para el control de la emisión de SO_2 .



Figura 1.7 Central Carboeléctrica



Fuente: COPAR, 2009

1.2.6 Centrales Nucleares

Las centrales nucleares son instalaciones en las que se producen reacciones de fisión nuclear controladas, los neutrones son lanzados a gran velocidad contra los núcleos atómicos, normalmente de uranio a los cuales dividen para obtener una energía térmica (vapor) la cual se utiliza para mover una turbina conectada a un generador para producir energía eléctrica.

Un reactor nuclear es un enorme recipiente dentro del cual se está efectuando una reacción de fisión en cadena de manera controlada. Está colocado en el centro de un gran edificio de gruesas paredes de concreto, que protegen al personal que lo opera y al público en general de la radiactividad que produce. Básicamente un reactor consta de tres elementos esenciales: combustible, moderador y refrigerante.

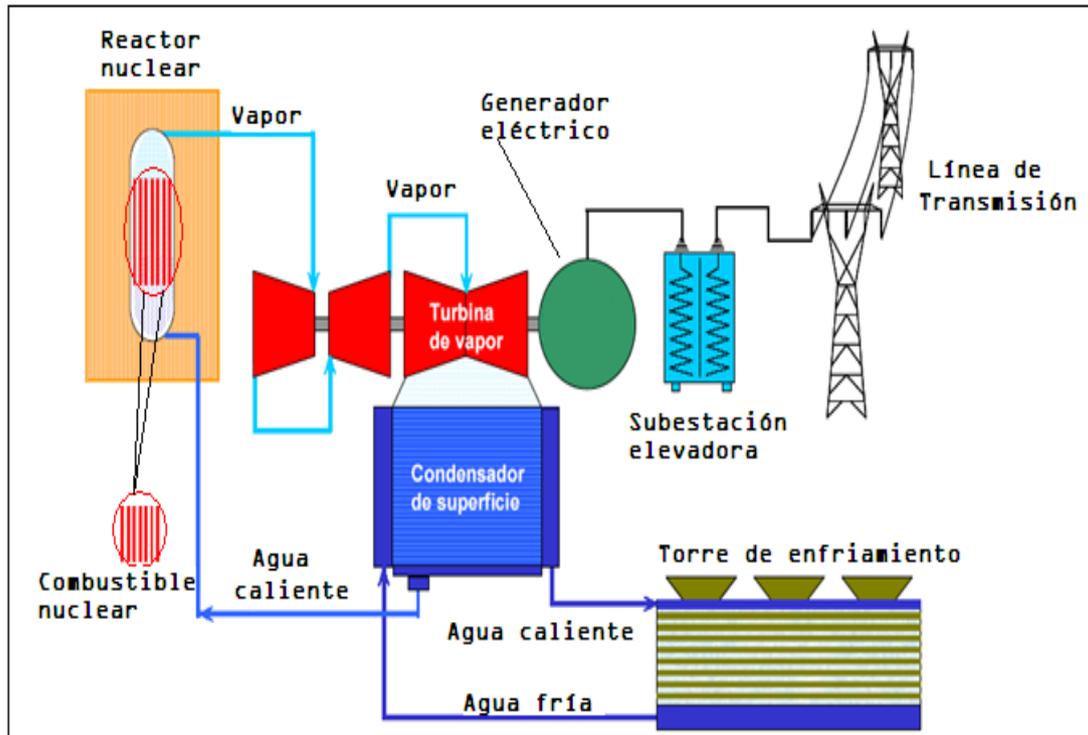
En base a estos 3 elementos, los reactores se dividen en:

- ▶ PWR (**Pressurized Water Reactor**) - Reactor de agua ligera a presión.
- ▶ BWR (Boiling Water Reactor)- Reactor de agua ligera hirviente.
- ▶ PHWR (Pressurised Heavy Water reactor) - Reactor de agua pesada a presión



En México existe una sola central nuclear (*figura 1,8*), localizada sobre la costa del Golfo de México, la cual consta de dos unidades, cada una con capacidad de 682.44 MW, equipadas con reactores del tipo agua hirviendo y contenciones de ciclo directo.

Figura 1.8 Central nuclear tipo agua hirviendo.



Fuente: COPAR, 2009

1.2.7 Centrales Solares

En la actualidad, la radiación solar está siendo aprovechada para fines energéticos a través de dos vías basadas en principios físicos diferentes:

A. Vía fototérmica

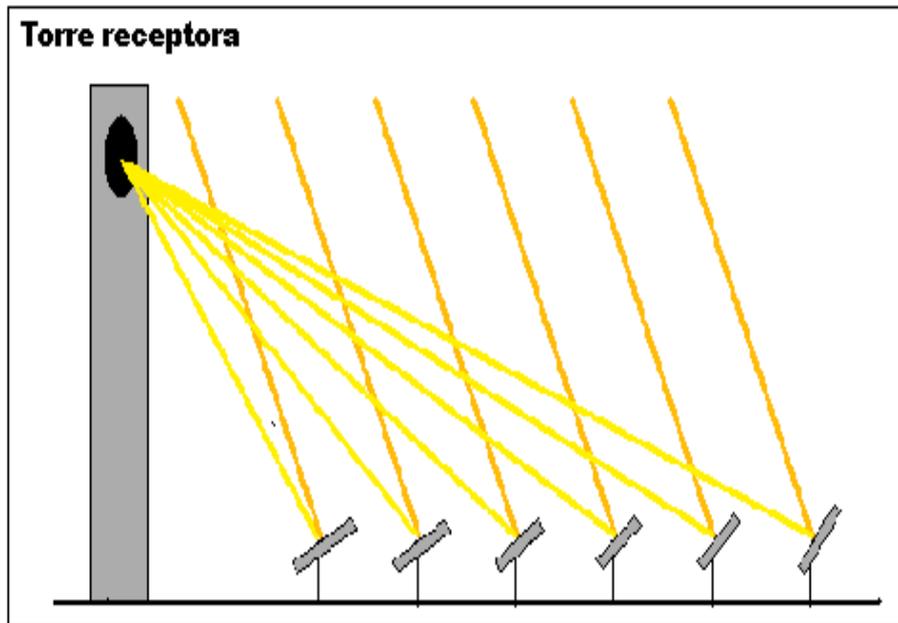
Consiste en el aprovechamiento de la energía del sol para producir calor que puede aprovecharse para la producción de agua caliente destinada al consumo de agua doméstico, o para producción de energía mecánica y a partir de ella, de energía eléctrica.

Para que este tipo de plantas sean eficientes deben tener una temperatura muy alta, existen varios tipos como son:



► De torre

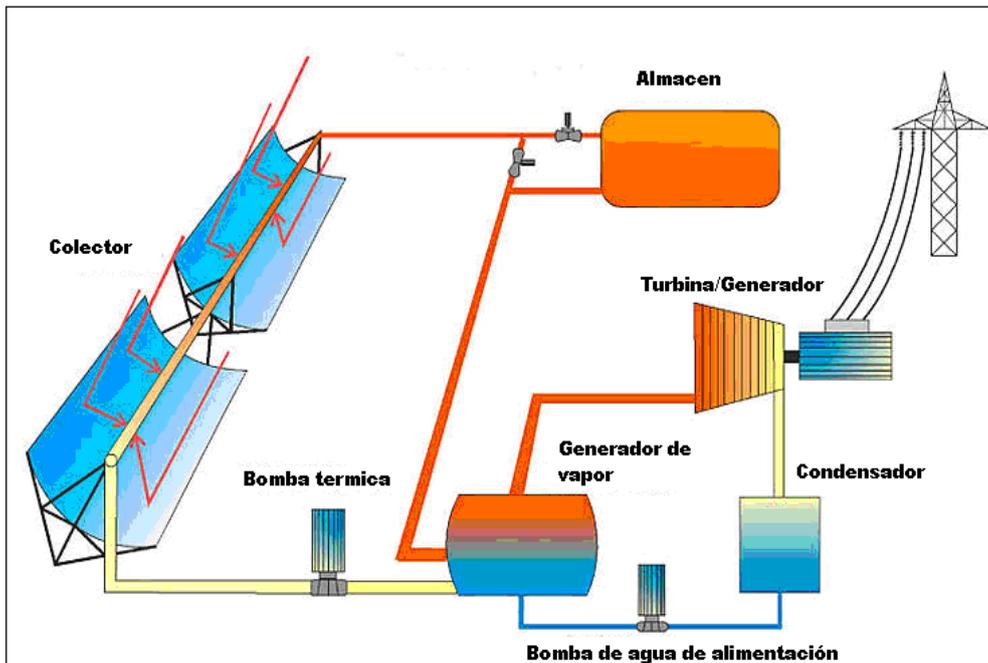
Figura 1.9 Esquema de funcionamiento del área de captación de una central solar en torre



Fuente: Página de Internet <http://www.sitiosolar.com>

► De cilindros parabólicos (son las más usadas)

Figura 1.10 Esquema de una central de cilindros parabólicos



Fuente: Página de Internet <http://www.mirolux.de/typo3temp/pics/738ce16230.jpg>



B. Vía fotovoltaica

Se lleva a cabo en una celda solar o celda fotovoltaica, la cual está constituida por material semiconductor que en la mayoría de los casos es silicio.

Para satisfacer los requerimientos de la carga las celdas se pueden unir en serie o paralelo, creando así un modulo fotovoltaico.

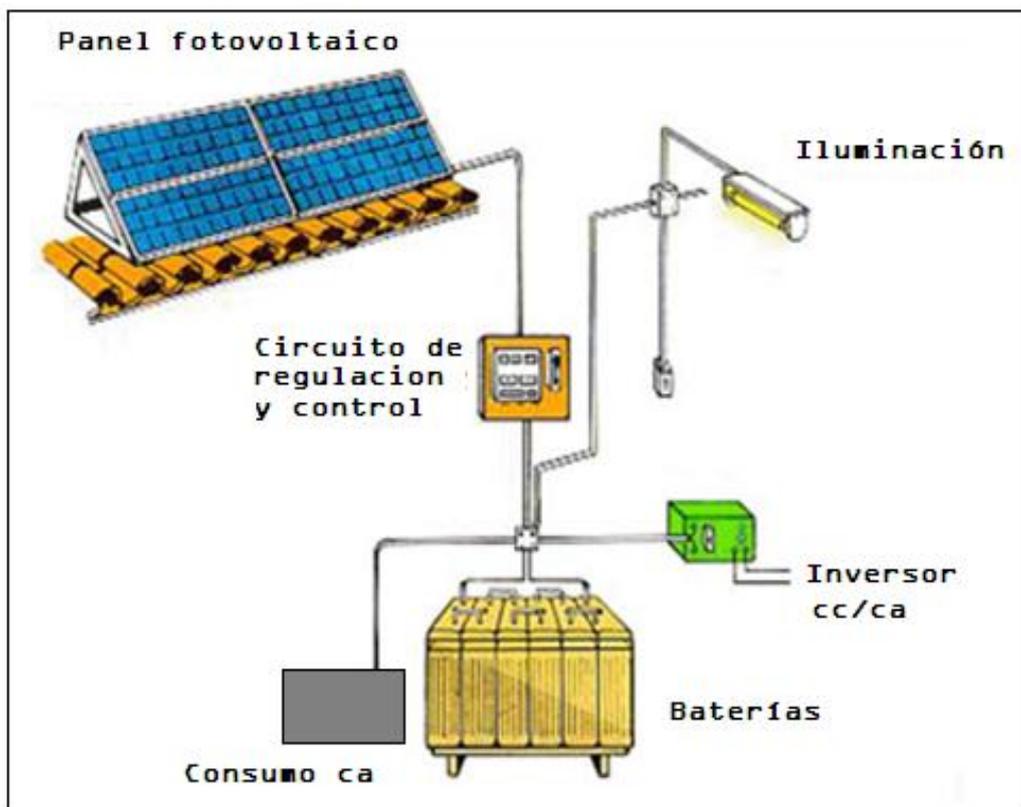
En los módulos o paneles fotovoltaicos se lleva a cabo la transformación de la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, estos fotones son de diferentes longitudes de onda del espectro solar.

Cuando los fotones inciden sobre una célula FV, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a través de ella.

Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula FV.

Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Figura 1.11 Esquema de la utilización de un panel fotovoltaico



Fuente: Página de internet http://www.solarestandil.com.ar/img/fotovol_plano.jpg

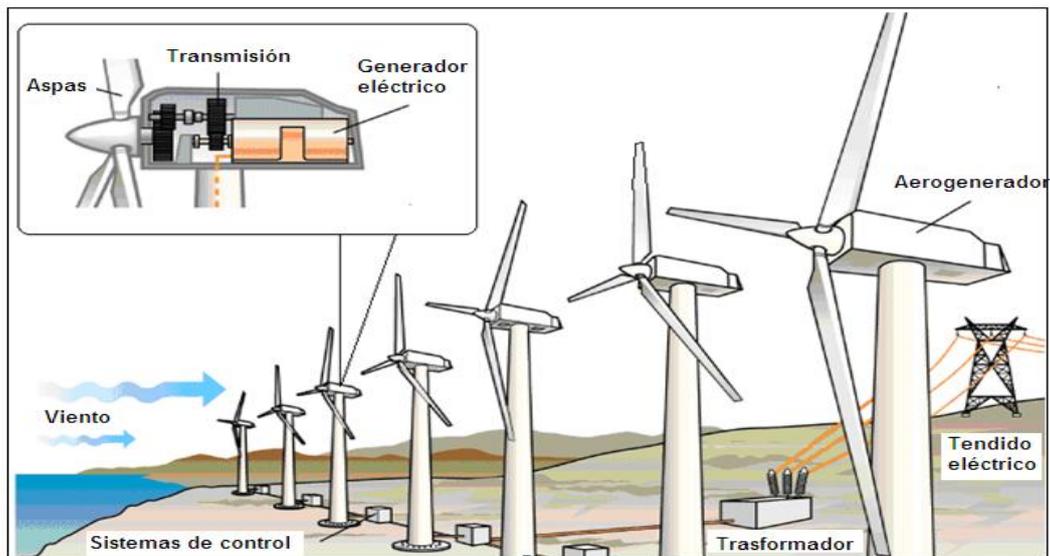


1.2.8 Centrales Eólicas

Las centrales eólicas se basan en la utilización del viento como energía primaria para la producción de energía eléctrica.

El viento hace mover las palas de los aerogeneradores aprovechando la velocidad de los vientos, a la salida del aerogenerador se produce la energía eléctrica y esta es a su vez es adaptada mediante un control de velocidad a las características de la red de distribución (tensión y frecuencia).

Figura 1.12 Esquema de una central eólica



Fuente: Página de internet <http://www.kalipedia.com>

1.2.9 Centrales Geotérmicas

Por medio de pozos específicamente perforados, las aguas subterráneas poseen una gran cantidad de energía térmica almacenada, se extraen a la superficie transformándose en vapor, que se utiliza para generar energía eléctrica. Este tipo de planta opera con los mismos principios que los de una termoeléctrica con vapor, con excepción de la producción de vapor, que en este caso se extrae del subsuelo.

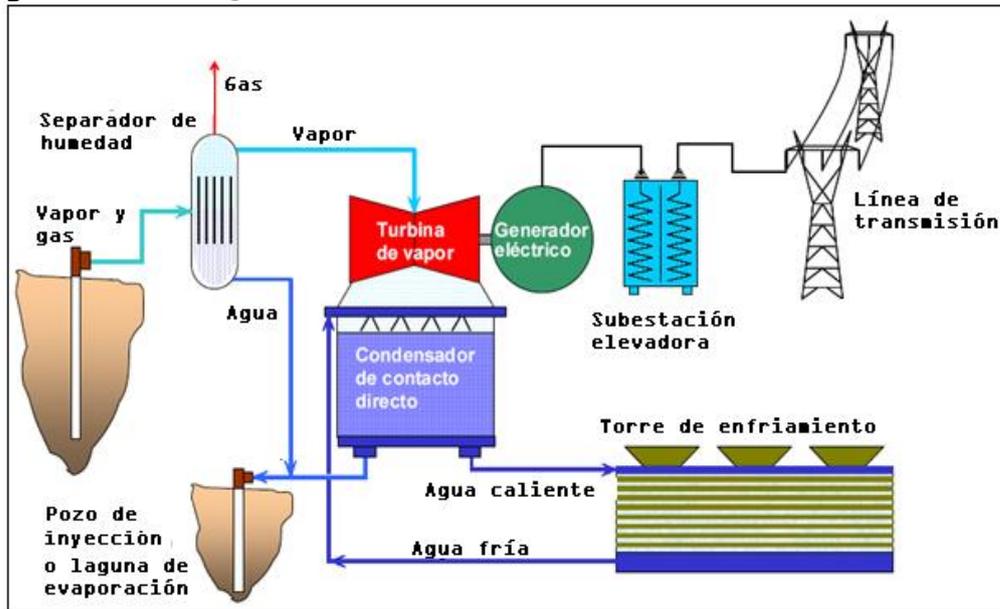
El vapor de agua obtenido de la mezcla se envía a un separador; el secado de vapor va a la turbina de energía cinética que se transforma en energía mecánica y esta a su vez, en electricidad en el generador. Este proceso se ilustra en la *figura 1.13*.

De acuerdo a su principio de operación se clasifican en:

- a) Centrales de vapor seco
- b) Centrales de vapor a flash
- c) Centrales de ciclo binario
- d)



Figura 1.13 Central geotérmica



Fuente:

COPAR, 2009

1.3 Estructura operacional y parámetros técnico-económicos de plantas

La decisión de construir una central generadora compromete recursos durante la vida útil de la instalación. Esto significa que para lograr una selección adecuada de proyectos, es necesario considerar el flujo monetario implicado en cada tecnología, desde el inicio de su construcción hasta que se retira de operación.

El costo total de generación está compuesto por la suma de los costos de inversión, combustible, y operación y mantenimiento.

1.3.1 Costos de inversión

Este estudio distingue tres elementos del costo unitario de inversión: costo directo, costo directo más Indirecto y costo actualizado al inicio de la operación.

- ▶ El Costo Directo, refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc., incorporados a la planta y mide el costo de inversión como si todas las reparticiones tuvieran lugar en el mismo año.
- ▶ El Costo Directo más Indirecto, se obtiene al añadir al costo directo los costos originados por estudios previos, administración del proyecto, ingeniería, control y otras actividades relacionadas con la obra (los cuales pertenecen a las oficinas centrales y unidades foráneas de la CFE).



- El Costo Actualizado al Inicio de la operación, resulta de asignar un valor al dinero en el tiempo mediante una tasa de descuento³, es decir, se toman en cuenta el plazo de construcción y el cronograma de inversiones.

Este concepto incorpora el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra.

1.3.2 Costos de combustible

Durante el periodo de operación, uno de los componentes más importantes del flujo es el costo por concepto de combustible.

El costo del combustible refleja el valor imputado a los recursos energéticos necesarios para obtener, por medio de las diversas tecnologías, un MWh neto generado. En el cálculo de estos costos son utilizados precios internos de referencia, corregidos con el escenario de evolución de los mismos.

Los combustibles que se presentan son los necesarios que emplea la CFE para la operación de sus centrales: combustóleo, gas natural, diesel, carbón, vapor geotérmico, uranio y agua.

Cuadro 1.3 Características y precios de los combustibles (precios medios 2009)

Combustible	Unidad (U)	Poder Calorífico Superior	Precios actuales				
			Doméstico		Externo de Referencia		
			(\$/U)	(\$/MJ)	(\$/U)	(dol/U)	(\$/MJ)
Combustóleo Nacional	barril	6627.3	522	0.07874			
Combustóleo empresas eléctricas USA	barril	6631.5			658.74	45.43	0.09933
Gas natural nacional	1000ft ³	1062.32	70.91	0.06670			
Gas natural empresas eléctricas USA	1000ft ³	1084.3			79.17	5.46	0.07308
Diesel nacional	barril	6144.2	950.04	0.15443			
Diesel empresas eléctricas USA	barril	6150.5			894.07	61.66	0.14558
Carbón doméstico (MICARE)	ton métrica	18554.8	632.78	0.03408			
Uranio enriquecido	g	4017.6			43.79	3.02	0.01088
Vapor Cerro prieto	ton métrica	2780.1	81.34	0.02926			
Vapor Los azufres	ton métrica	2765	77.18	0.02791			

Fuente: COPAR 2009, pág. 28.



1.3.3 Costos de operación y mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable.

Los fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no se hallan directamente relacionados con la energía generada.

Incluye los siguientes conceptos de costos:

- ▶ Salarios
- ▶ Prestaciones
- ▶ Seguro Social
- ▶ Servicios de Terceros
- ▶ Gastos Generales
- ▶ Materiales (excepto del área de operación)

Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica.

1.3.4 Aspectos económicos de plantas

A continuación se exponen algunos aspectos económicos a considerar para ciertas de las centrales antes mencionadas.

Para el caso de una hidroeléctrica, la inversión para la construcción de una planta de este tipo es considerablemente grande ya que la obra civil es muy costosa. En lo que se refiere a los costos por operación y mantenimiento dependerán de las características con que cuente la planta, algunos parámetros que son considerados para ello son: eficiencia de los generadores, años de funcionamiento así como la depreciación de la misma.

En las carboeléctricas es de suma importancia económica la forma en que se consigue el carbón, ya que el que sea importado de otros países eleva el costo de una central de este tipo. Además de que en centrales clásicas de carbón el rendimiento térmico es relativamente bajo.

En lo que se refiere a una central nucleoelectrica, los costos que involucra están relacionados con la seguridad con la que debe contar una planta de este tipo, ya que un mal manejo de los desechos nucleares o una mala operación, implicaría un desastre.

En lo que se refiere a las centrales de ciclo combinado el combustible empleado es el gas natural, el cual debido a su sobreexplotación su precio ha ido en aumento.

En México las reservas de gas natural no son tan abundantes, debido a ello se importan de países que se dediquen a ello.



Conclusiones

En este capítulo se dio un panorama de cómo es el trabajo de los sistemas de generación eléctrica, se dio la descripción básica de operación para las centrales de generación de energía eléctrica que actualmente existen en el mundo.

En el caso de México no se cuenta con centrales solares para generación a gran escala, debido a que su elevado costo de inversión hace incierta la recuperación de su financiamiento.

En cuanto a los sistemas eléctricos se refiere cabe destacar que normalmente, las líneas de transporte y las líneas de distribución primaria son aéreas, y las líneas de distribución secundarias son subterráneas.

Es importante destacar aspectos particulares de las centrales solares y eólicas, para las primeras únicamente los fotones absorbidos son los que generan electricidad, en tanto a la segunda es importante resaltar que los aerogeneradores deben ser instalados en sitios con probado potencial eólico, donde se tengan velocidades de viento elevadas.

Otra tecnología que se está usando para la generación eléctrica es la biomasa, la cual se basa en el aprovechamiento de los residuos orgánicos.

Gran parte de la solución de la emisión de dióxido de carbono al ambiente, consistirá en cambiar a la generación de energía por medio de energías renovables, es decir no usar más combustibles con hidrocarburos.

CAPÍTULO 2

IMPACTO AMBIENTAL DE LAS PLANTAS GENERADORAS

Objetivo.

Introducción.

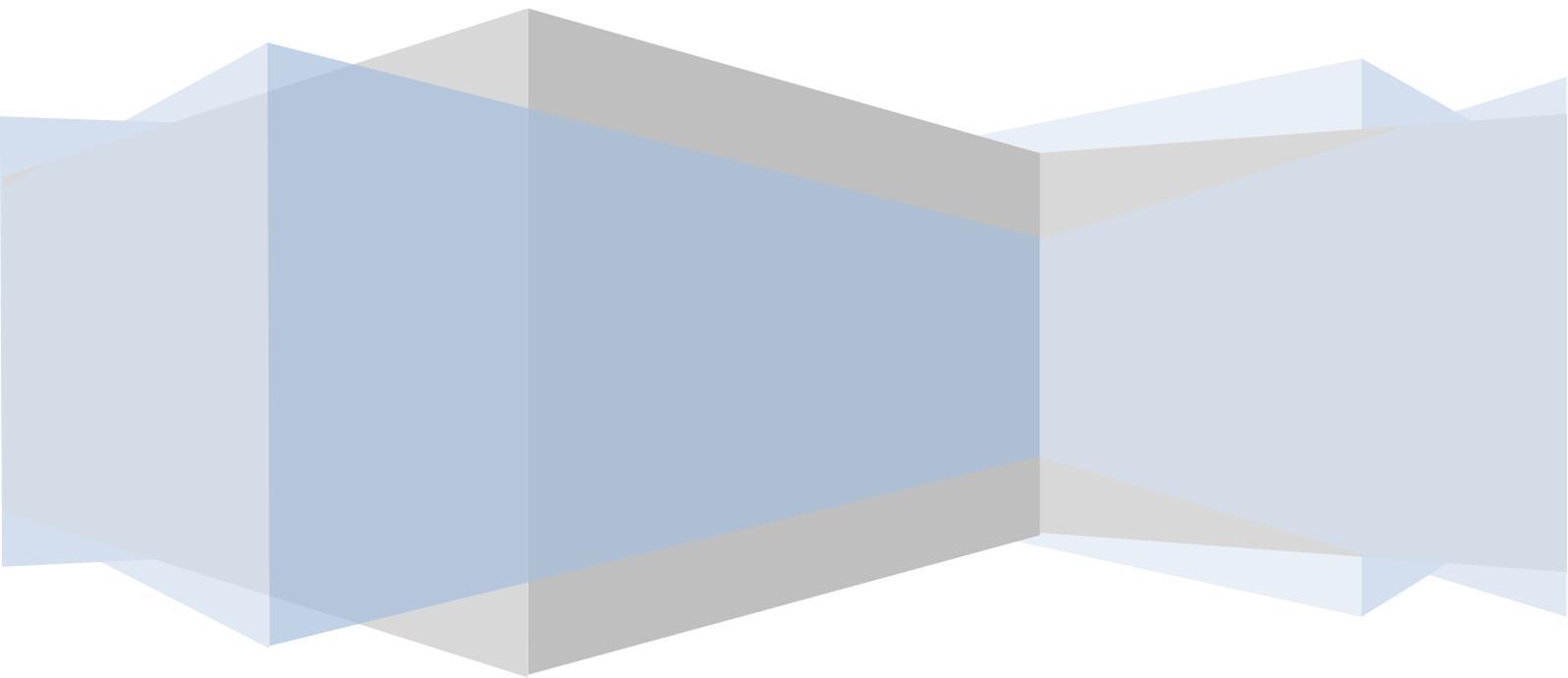
2.1 Medio ambiente.

2.2 Cambio climático.

2.3 Protocolo de Kyoto.

2.4 Externalidades de plantas.

Conclusiones.





IMPACTO AMBIENTAL DE LAS PLANTAS GENERADORAS

Objetivo

Conocer los fundamentos del Protocolo de Kyoto, para entender como es la estructura de un diseño de un proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio y con esto saber que beneficios económicos y ambientales se obtienen.

Introducción

En este capítulo se hablara sobre del golpe ambiental que ocasionan las plantas generadoras de energía eléctrica. Por impacto ambiental se entiende, que es el efecto que produce una determinada acción humana sobre el medio ambiente en sus distintos aspectos.

La mayor parte de la energía utilizada en los diferentes países proviene del petróleo y del gas natural. Los derrames de petróleo en los mares, ríos y lagos producen contaminación ambiental: daños a la fauna marina y aves, vegetación y aguas.

Otra cuestión a tener en cuenta con respecto al impacto medioambiental en la obtención y consumo energéticos, es la emisión de gases de efecto invernadero como el CO₂, que están provocando el cambio climático.

El efecto invernadero en si no es malo, es un proceso natural de la atmósfera que hace que aumente la temperatura unos 35° C (desde 20 bajo cero hasta 15° C) y hace que sea habitable. Lo que es perjudicial es el efecto invernadero causado por las emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero producidos por el hombre.

2.1 Medio Ambiente

Una definición de medio ambiente a grandes rasgos esta dada como el conjunto de componentes físicos, químicos, biológicos y sociales capaces de causar efectos directos o indirectos en un plazo corto o largo sobre los seres vivos y las actividades humanas¹⁰.

El ser humano es, en teoría, sólo una especie más. Sin embargo, su gran capacidad para explotar los recursos naturales y su dominio sobre la energía lo convierten en una especie diferente a las otras.

¹⁰ Definición dada por Conferencia de UN de Medio Ambiente, Estocolmo 72.

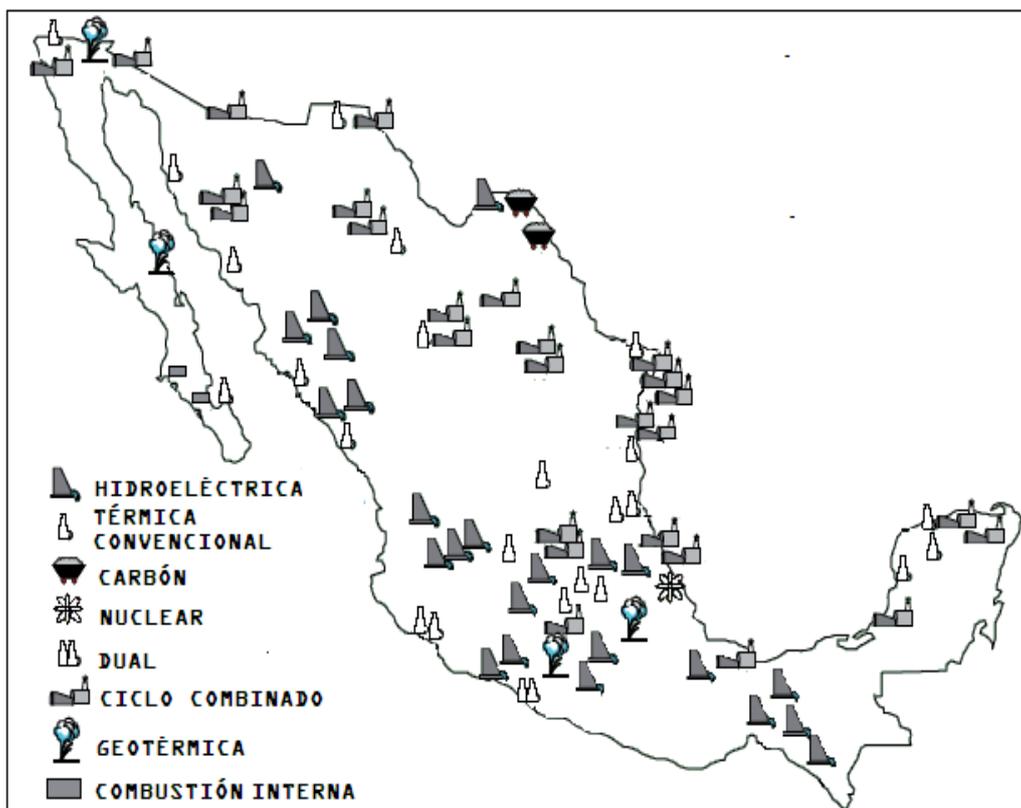


Toda la producción y consumo de energía tiene un impacto ambiental. Las emisiones relacionadas con la energía contribuyen a la contaminación del aire, el agua y el suelo, mientras que también plantean riesgos para la salud humana, la naturaleza y la biodiversidad.

México es un país que cuenta con una gran diversidad de recursos naturales, gracias a esto ha sido posible la instalación de las centrales eléctricas.

Las cuales de acuerdo a su principio de funcionamiento han sido situadas en una región específica (*figura 2.1*), ya sea que en ese sitio se encuentre el combustible que requieran para funcionar o bien donde sean requeridas.

Figura 2.1 Localización geográfica de las principales centrales generadoras en México



Fuente: POISE 2007-2016

En el mapa de México se observa en su mayoría centrales hidroeléctricas, seguidas de termoeléctricas, de ciclo combinado, geotermoeléctricas, carboeléctricas, combustión interna, dual y nucleoelectrica¹¹.

Estos datos solo son de 1 país y en el mundo hay 198 países mas distribuidos en los 5 continentes¹², los cuales al igual que el nuestro, tienen la necesidad de generar electricidad.

¹¹ 26 hidroeléctricas, 24 termoeléctricas y ciclo combinado, 4 geotermoeléctricas, 2 carboeléctricas y de combustión interna y 1 dual y nucleoelectrica.



2.2 Cambio climático

“El cambio climático es la mayor amenaza medioambiental a la que se enfrenta el mundo”¹³.

Se llama cambio climático a la variación global del clima de la Tierra. Es debido a causas naturales y también a la acción del hombre y se producen a muy diversas escalas de tiempo y sobre todos los parámetros climáticos: temperatura, precipitaciones, nubosidad, etc.

El cambio climático es actualmente la amenaza más grave para el medio ambiente, dado que el 80% de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) provienen de la energía eléctrica y el transporte.

Para ello es fundamental un cambio en la forma de producir y usar la energía que es la mayor fuente de emisiones de CO₂.

La sustitución de formas de obtención de “energía sucias” por otras sostenibles necesita la paralización de los nuevos proyectos de centrales térmicas por su carácter de fábricas de cambio climático, el cierre progresivo de las centrales nucleares y el apoyo a la generación de electricidad con fuentes renovables, eliminando así las barreras que existen para su crecimiento a gran escala, además sería de gran ayuda contar con que los ciudadanos contribuyan a la transformación del sistema energético.

El principal cambio climático a la fecha ha sido en la atmósfera, hemos cambiado y continuamos cambiando, el balance de gases que forman la atmósfera. Esta, constituida principalmente por Nitrógeno (N₂, 78%) y Oxígeno (O₂, 21%).

El 1% restante lo forman el Argón (Ar, 0.9%), el dióxido de carbono (CO₂, 0.035%=350 p.p.m.), distintas proporciones de vapor de agua y trazas de hidrógeno (H₂), ozono (O₃), metano (CH₄), monóxido de carbono (CO), Helio (He), Neón (Ne), Criptón (Kr) y Xenón (Xe).

Los gases invernadero tales como el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), son menos de una décima de un 1% del total de gases de la atmósfera, pero son vitales pues actúan como una "un cobertor" alrededor de la tierra. Sin esta capa la temperatura mundial sería 35°C más baja.

El Protocolo de Kyoto regula seis gases de efecto invernadero: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrocarburos fluorados (HFCs), perfluorocarburos (PFCs) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

¹² Americano, Europeo, Asiático, Africano y Oceanía.

¹³ Ban KI Moon, Secretario General de Naciones Unidas.



Hay que tener en cuenta que los gases de efecto invernadero no contribuyen de igual forma al calentamiento de la atmósfera.

Para tener en cuenta la contribución de cada gas, existe un parámetro denominado Potencial de Calentamiento Global (GWP^{14}) que compara el poder de calentamiento de una masa de un cierto gas de efecto invernadero con el poder de calentamiento de la misma masa de CO_2 .

Estos gases se muestran en el *cuadro 2.1*, en el cual se explica el origen de su fuente emisora, así como el potencial de calentamiento global.

El principal gas de efecto invernadero, en cuanto a volumen de emisiones, es el CO_2 , seguido por el CH_4 y el N_2O , quedando muy por debajo los HFC, los PFC y el SF_6 .

Cuadro 2.1 Potencial de calentamiento global de los distintos GEI considerados.

GAS	FUENTE EMISORA	GWP
Dióxido de carbono (CO_2)	Combustibles fósiles, deforestación, destrucción de suelos	1
Metano (CH_4)	Ganado, biomasa, arrozales, escapes de gasolina, minería	21
Oxido Nitroso (N_2O)	Agricultura intensiva mediante la utilización de fertilizantes inorgánicos, los excrementos del ganado, la quema de biomasa y de combustibles fósiles o por la actividad de volcanes. Algunos procesos industriales, como los que operan con ácido nítrico para oxidación también emiten óxido nitroso.	310
Hidrofluorocarbonos (HFC)	Los sistemas de refrigeración industrial, aerosoles, disolventes, la producción de aluminio y aislantes eléctricos, o la agricultura intensiva.	740
Perfluorocarbonos (PFC)	Uso de este gas como refrigerante o en aerosoles y extintores.	1,300
Hexafluoruro de azufre (SF_6)	Uso de este gas como refrigerante o en aerosoles y extintores.	23,900

Fuente: Pagina de Internet <http://portal.aragon.es>

¹⁴ *Global Warming Potential: Potencial de Calentamiento Global*, da una medida de la capacidad de una sustancia para contribuir al calentamiento global



2.2.1 Aspectos medioambientales en las plantas generadoras

En la Comisión Federal de Electricidad diseñan, construyen y operan la infraestructura eléctrica cumpliendo las normas ambientales nacionales y los acuerdos adoptados por México con la comunidad internacional.

Dentro del plano ambiental se tienen las siguientes acciones:

- ▶ En líneas de transmisión:
 - ✓ Selección de trayectorias o sitios, donde se eviten efectos sobre áreas forestales y zonas destinadas a la conservación de los ecosistemas.
 - ✓ Manejo de vegetación sobre líneas de transmisión y elevación de la altura de torres de transmisión sobre los ecosistemas sensibles, reduciendo así el corte de arbolado.
 - ✓ Utilización de nuevas metodologías en la elaboración de estudios de impacto ambiental en líneas de transmisión eléctrica.
- ▶ En centrales termoeléctricas
 - ✓ Reducción de emisiones a la atmósfera, logrando niveles inferiores a los establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas en la materia durante su fase de operación.
 - ✓ Utilización de aguas negras tratadas para enfriamiento, así como de sistemas de enfriamiento en seco.
 - ✓ Repotenciación de termoeléctricas y cambio de combustible a gas natural.
- ▶ En centrales hidroeléctricas
 - ✓ Análisis de las opciones de usos productivos del embalse en centrales hidroeléctricas.

La sociedad obliga a cumplir en primer término, con los criterios y disposiciones establecidas en la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al ambiente (LGEEPA).

La presente Ley es reglamentaria de las disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos que se refieren a la preservación y restauración del equilibrio ecológico, así como a la protección al ambiente, en el territorio nacional y las zonas sobre las que la nación ejerce su soberanía y jurisdicción. Sus disposiciones son de orden público e interés social y tienen por objeto propiciar el desarrollo sustentable.



De acuerdo a esta ley y otras normas mexicanas para la instalación de las centrales eléctricas se deben tomar en cuenta las siguientes pautas:

- ▶ Ubicarse preferentemente fuera de las áreas que comprende el Sistema Nacional de Áreas Naturales protegidas, para evitar los efectos que puedan causarse a los ecosistemas, ya sea por la ubicación, por la infraestructura de la central, así como por las líneas de transmisión.
- ▶ Ubicarse preferentemente fuera de las zonas donde existan especies endémicas¹⁵, amenazadas o en peligro de extinción, de acuerdo con el catálogo expedido por la Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología.
- ▶ Evitar preferentemente su instalación en áreas donde la disponibilidad del agua sea limitada o exista una gran demanda por el recurso.
- ▶ Ubicarse en áreas tales que las emisiones a la atmósfera no afecte los centros de población, centros turísticos así como los monumentos históricos, arqueológicos o culturales de alto valor escénico.

Quien realice obras o actividades que afecten o puedan afectar el ambiente, está obligado a prevenir, minimizar o reparar los daños que cause, así como a asumir los costos que dicha afectación implique.

Todas las zonas afectadas que estén dentro y fuera del predio destinado para la construcción de una central eléctrica, deben ser restauradas bajo criterios específicos, tales como:

- ▶ Prevención de la erosión.
- ▶ Limpieza del suelo que haya sido contaminado con sustancias orgánicas o inorgánicas.
- ▶ Recuperación de la cubierta vegetal con flora propia de la región.

2.3 Protocolo de Kyoto

Un primer paso práctico de esta preocupación ambiental fue la firma en 1997 del protocolo de Kyoto por el cual treinta y ocho países industrializados (ver Anexo I), se comprometen en el periodo 2008-2012 a reducir sus emisiones de CO₂ con respecto a las emitidas en el año 1990 que se toma como base.

El Protocolo tendrá repercusiones en las fábricas y las viviendas, en el modo de vida y en el desarrollo económico.

¹⁵ Se refiere a una planta o animal que vive exclusivamente en un territorio determinado



Ofrece nuevas y poderosas herramientas e incentivos que los gobiernos, los sectores económicos y los consumidores pueden utilizar para construir una economía no perjudicial para el clima e impulsar el desarrollo sostenible.

El acuerdo para reducir las emisiones de CO₂ de los países ricos subraya que las obligaciones deben estar concretadas y listas a tiempo para que entren en vigor en 2012.

El objetivo de la cumbre fue dejar claro a empresas y gobiernos que las medidas actuales continuaran vigentes, que seguramente se intensificaran y que el mercado internacional de emisiones no es una fase temporal que puede olvidarse después de 2012.

Las claves técnicas del protocolo son:

- ▶ Gases: El protocolo regula seis gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, N₂O, hidrocarburos fluorados, perfluorocarburos y SF₆).
- ▶ Mercado de emisiones: el primer mecanismo de flexibilidad que establece el protocolo es un mercado para la compraventa de cupos de emisión (bonos de carbono).
- ▶ Mecanismo de Desarrollo limpio (MDL): supone que un país desarrollado realice un proyecto de cooperación con un país en vías de desarrollo para la construcción de instalaciones poco o nada contaminantes.
- ▶ Mecanismo de Aplicación conjunta (AC): este tercer y último mecanismo es similar al desarrollo limpio, pero en este caso los proyectos se realizan entre países industrializados -que deben reducir sus emisiones- y los beneficios obtenidos en reducción de emisiones se reparten entre los participantes.

2.3.1 Mecanismo de Desarrollo limpio (MDL)

El Mecanismo de Desarrollo Limpio o MDL, está definido en el artículo 12 del Protocolo de Kyoto. Los gobiernos se reunieron en Kyoto, Japón, para analizar los informes científicos sobre el cambio climático y acordar medidas adicionales.

Su propósito es el ayudar a las partes no incluidas en el Anexo I del Protocolo a lograr un desarrollo sustentable y contribuir al objetivo último de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, así como ayudar a las partes incluidas en el Anexo I, a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de emisiones de gases efecto invernadero.

Esto último se consigue poniendo al servicio de los países en desarrollo el capital, los conocimientos especializados y la tecnología indispensables, sobre todo para el uso de energías renovables y el aumento de la eficiencia energética.



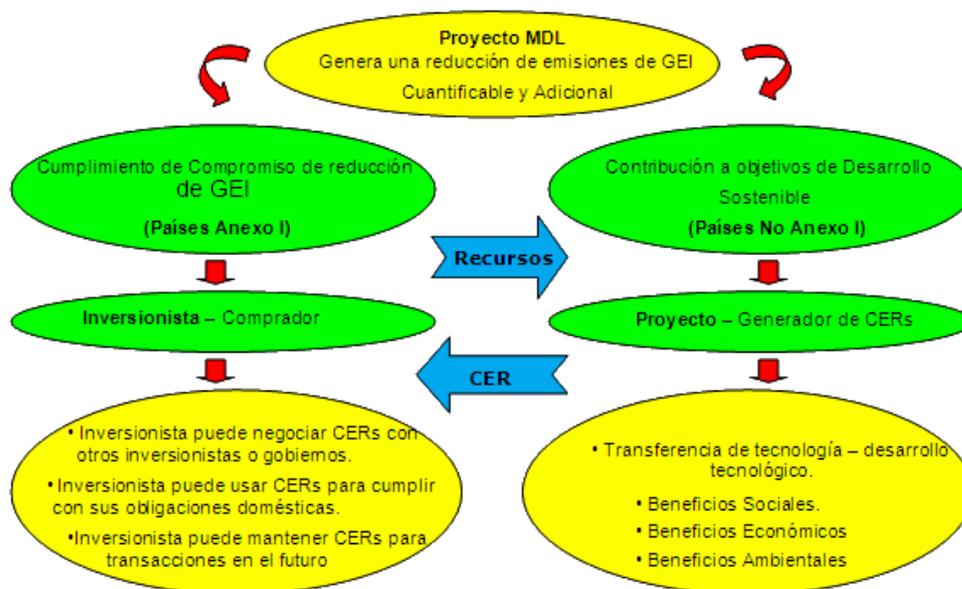
El MDL está regido por las Partes del Protocolo a través de la Junta Ejecutiva, y las reducciones deberán ser verificadas y certificadas por entidades operacionales designadas.

También se exige la autorización de participación voluntaria y la constancia de contribución al desarrollo sostenible del país de acogida del proyecto por parte de la autoridad nacional designada, que para los efectos se trata generalmente del Ministerio o Secretaría de Ambiente correspondiente, quien a su vez puede establecer los trámites internos para su aprobación.

Para obtener la certificación de las emisiones, las partes interesadas (país industrializado y país en desarrollo receptor del proyecto) deberán demostrar una reducción real, mensurable y prolongada en el tiempo de emisiones

En la *figura 2.2* se muestra en forma resumida en que consisten las transacciones de un proyecto MDL.

Figura 2.2 Esquema de las transacciones de un proyecto MDL



Fuente: Página de internet

2.3.2 Mercado de emisiones

El comercio de emisiones es un mecanismo innovador que ofrece un bien público global que reduce la contaminación a un menor costo para la sociedad.

Para cumplir con sus metas de reducción de emisiones, los países desarrollados pueden financiar proyectos de captura o abatimiento de estos gases en otras naciones (principalmente en vías de desarrollo), acreditando tales disminuciones como si hubiesen sido hechas en territorio propio.



Los bonos de carbono es un mecanismo que nació del protocolo de Kyoto, el cual obliga a que los países desarrollados reduzcan sus Gases Efecto Invernadero (GEI). En un fondo de carbono, los inversores aportan capital y reciben a cambio los títulos para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, denominado en su equivalente de CO₂.

El RCE¹⁶ es la unidad que corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente.

Los RCE's se generan en la etapa de ejecución del proyecto; y se extienden una vez acreditada dicha reducción. Son créditos que se transan en el Mercado del Carbono.

Los fondos de carbono son:

- ▶ Fondos o programas de adquisición de CERs administrados por Gobiernos o por encargo de éstos.
- ▶ Fondos Multilaterales.
- ▶ Fondos Privados.

El *cuadro 2.2* enlista los fondos de carbono que existen en algunos países y los sectores en los que se desenvuelven.

Para este estudio todos los fondos relacionados con la generación de energía eléctrica se pueden aplicar.

Cuadro 2.2 Fondos de carbono existentes

Nombre	Sectores
Fondo Prototipo de Carbono (PCF)	Energías Renovables
Fondo de Carbono Europeo	Todos los sectores, menos forestación y reforestación
Fondo de Carbono Alemán (KfW)	Eficiencia energética, energías renovables
Fondo Holandés de la Corporación Internacional Financiera (INCaF)	Eficiencia energética, energías renovables, captura de metano y cambio de combustibles
Fondo del Carbono Japonés	Todos los sectores
Fondo de Carbono para el Desarrollo Comunitario (CDCF)	Mini hidroeléctricas, uso de residuos sólidos urbanos y agrícolas, eficiencia energética, transporte y bosques

¹⁶ Reducciones Certificadas de Emisiones



Fondo de los Países Bajos para el MDL (NCDF)	Energías Renovables, transporte, industria
Fondo del Carbono Italiano	Todos los sectores y tecnologías
Fondo Español	Todos los sectores y tecnologías, menos proyectos forestales
Fondo BioCarbon	Agricultura, silvicultura, sumideros de carbono
Fondo Danés (DCF)	Energía eólica, hidráulica, de biomasa, ciclos combinados, proyectos de rellenos sanitarios
Programa Latinoamericano del Carbono (PLAC)	Energías renovables, transporte, industria y captura de carbono
Fondo de Centavo Climático	Eficiencia energética, energías renovables, captura de metano y cambio de combustibles

Fuente: El autor en base a la página de internet <http://www.prochile.cl>

En el *cuadro 2.3* se describen los tipos de fondo de carbono y su forma de funcionar.

Cuadro 2.3 Tipos de fondos de carbono.

Tipo de fondo	Funcionamiento
Energías Renovables	Toma participación en el capital social o aporta deuda para proyectos de energías renovables. Rentabilidad por dividendos o interés.
Gestor de RCEs	Adquiere los derechos a los RCEs mediante contrato y gestiona su tramitación. Retorno en RCEs no monetario.
Compra agrupada de RCE's	Contrata los RCEs de los promotores privados de los proyectos de MDL en términos comerciales. Retorno en RCEs no monetario.
Objetivo doble	Contrata los RCEs de los proyectos que cumplen con otros criterios (aumentar biodiversidad, reducir pobreza, etc.) Retorno en RCEs y otros beneficios.
Financiero	Contrata los RCEs de los promotores privados de los proyectos MDL en términos comerciales para su posterior venta en el mercado. Rentabilidad por arbitraje entre mercados primarios y secundarios.

Fuente: Pagina de internet <http://www.camarazaragoza.com>

2.3.3 Implementación Conjunta

La Aplicación conjunta es un programa previsto en el Protocolo de Kyoto que permite a los países industrializados cumplir parte de sus obligaciones de recortar



las emisiones de gases de efecto invernadero pagando proyectos que reduzcan las emisiones en otros países industrializados.

Los gobiernos patrocinadores recibirán créditos que podrán aplicar a sus objetivos de emisión; las naciones receptoras obtendrán inversión extranjera y tecnología avanzada (pero no créditos para conseguir sus propios objetivos de emisión; deben hacerlo ellos mismos).

El sistema presenta ventajas, como la flexibilidad y la eficiencia.

Muchas veces es más barato realizar obras de eficiencia energética en los países en transición, y conseguir mayores recortes de las emisiones de esa manera. La atmósfera se beneficia independientemente del lugar donde ocurran estas reducciones.

El funcionamiento del mecanismo de aplicación conjunta es semejante al del Mecanismo para un desarrollo limpio e igualmente complicado.

Para proceder con los proyectos de aplicación conjunta, los países industrializados deben cumplir los requisitos previstos en el Protocolo en lo que respecta a la presentación de inventarios precisos de las emisiones de gases de efecto invernadero y registros detallados de las “unidades” y “créditos” de emisión (pasos que son también necesarios para el comercio internacional de emisiones en el “mercado del carbono”). Si se cumplen estos requisitos, los países pueden realizar proyectos y recibir créditos a partir de 2008.

Una fase piloto iniciada en 1995 permitía a los países conseguir experiencia en la cooperación e intercambio de tecnología. La mayor parte de los numerosos proyectos piloto llevados a cabo no se traducirán en créditos en el marco del Protocolo, pero los planes iniciados después del 1 de enero de 2002 que reúnan todos los requisitos pueden registrarse en el marco del programa de aplicación conjunta.

Si los países industrializados no han establecido todavía registros aprobados y sistemas de inventario de los gases de efecto invernadero pueden realizar proyectos de aplicación conjunta en el contexto del proceso de “segundo nivel” que supone una mayor supervisión internacional. Esta supervisión, que puede asignarse a empresas privadas, garantizará que las emisiones se reduzcan en realidad, y certificará hasta qué punto se llegan a conseguir.

2.4 Externalidades de plantas

Las externalidades ambientales son el impacto social de una tecnología de generación, que no está incluida o internalizada en su estructura de costos.



Es de suma importancia hacer una estimación de las externalidades de la generación de energía eléctrica a base de combustibles fósiles.

En la actualidad, la electricidad que se genera con estos tipos de combustibles conlleva impactos locales, regionales y globales tanto para la salud como para el medio ambiente.

El costo de estos impactos se denomina costo externo y no ha sido incorporado al precio de la electricidad en ningún país, por el efecto económico que generaría.

La estimación de los costos externos conlleva un nivel de incertidumbre que puede ser alto debido a la cantidad de variables involucradas ya a los diferentes supuestos planteados, particularmente con respecto a los efectos de los contaminantes en la salud y a los costos asignados para cuantificar los casos de morbilidad y mortalidad.

La metodología Vías de impacto se considera en la actualidad la aproximación más exacta para determinar los costos externos, sin embargo su aplicación requiere una amplia gama de datos y estudios preliminares que limitan su aplicación.

Vías de impacto comprende cuatro etapas:

1) Caracterización de la fuente emisora, el primer paso consiste en obtener la información relativa a la fuente emisora, incluyendo su localización, características físicas y un inventario detallado de los contaminantes emitidos.

Los parámetros de la fuente incluyen: el diámetro y altura de la chimenea por la cual se emiten los contaminantes, la temperatura, velocidad y flujo de los gases de escape, volumen de emisiones el cual depende de la tecnología y del tipo de combustible empleados.

2) Dispersión de los contaminantes y cálculo de concentraciones, la dispersión atmosférica de los contaminantes puede ser estudiada en un área local, comprendida en un radio de 50 Km alrededor de la fuente, o en área regional que puede alcanzar algunos miles de kilómetros.

Dependiendo de la escala regional o local, se emplean diferentes modelos de transporte de contaminantes para determinar las concentraciones. Para este análisis se utilizan modelos gaussianos que estiman los niveles de concentración de los contaminantes.

3) Evaluación de los impactos, una vez determinada la concentración de los contaminantes, se procede a calcular los impactos en la salud mediante las funciones exposición-respuesta. Estas funciones se determinan por medio de estudios clínicos o epidemiológicos, los cuales relacionan un impacto físico observado o síntoma en la salud con una exposición dada a un contaminante en términos de su concentración.

4) Evaluación monetaria, el último paso en el análisis es la evaluación monetaria de los impactos de la etapa anterior, para ello se utiliza la siguiente ecuación.



$$D = I \times CU$$

Donde:

D: costo estimado de la externalidad (dólares por año)

I: impacto estimado

CU: costo unitario

La solución más obvia consiste en la internalización de costos: hacer que cada industria se encargue de la depuración o eliminación de sus propios residuos. Al repercutir el costo de la depuración directamente sobre el precio de sus productos se consigue satisfacer dos criterios; el de equidad, porque así pagarían sólo los que se benefician de esos productos, y el de eficiencia, porque al aumentar el precio disminuirá la demanda y consiguientemente la producción.

Conclusiones

El cambio climático es una seria amenaza para todo el mundo. Los impactos del cambio climático ya son cada vez más visibles, esto lo podemos apreciar en el aumento de la temperatura media global, el deshielo de los glaciares, la subida del nivel del mar y el aumento de la frecuencia y dureza de fenómenos meteorológicos extremos, como fue el caso de los terremotos ocurridos en Haití y Chile en este 2010.

Existe una necesidad urgente de reducir en forma considerable las emisiones de gases de efecto invernadero en las próximas décadas para no fomentar un cambio climático más peligroso.

El Protocolo de Kyoto es un primer paso primordial en la dirección adecuada, pero además es preciso que todas las naciones continúen con los proyectos que hagan posible mayores reducciones de las emisiones de gases de efecto invernadero.

El reducir la producción de GEI, ayuda a detener el cambio climático, lo cual beneficia a todas las especies que habitamos el planeta. Esto quiere decir que muchas de las enfermedades que son provocadas por las emisiones al ambiente de las plantas generadoras de electricidad y otras industrias serán menores, así como la detención de la extinción de la flora y fauna por el incremento de temperatura en la tierra.

CAPÍTULO 3

TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIBLE LIMPIO

Objetivo.

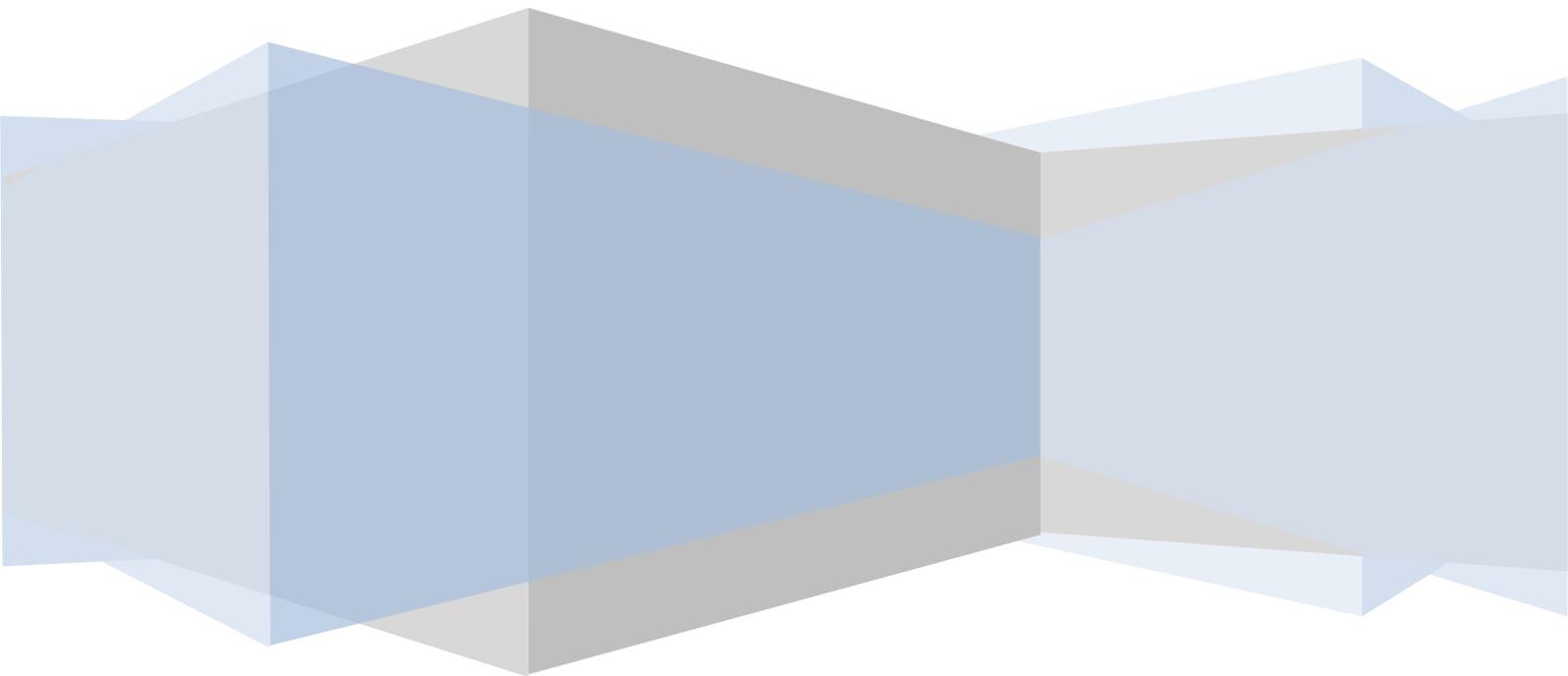
Introducción.

3.1 Combustibles e índices de emisión.

3.2 Índices de emisión.

3.3 Control de generación de emisiones al ambiente.

Conclusiones.





TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIBLE LIMPIO

Objetivo

Estudiar las opciones que se tienen para la mitigación de emisiones de las plantas generadoras así como también revisar las tecnologías de combustible limpio disponibles para mitigar dichas emisiones de CO₂

Introducción

En este capítulo se hará una revisión de las principales tecnologías de aprovechamiento de los combustibles limpios. Se analiza las aplicaciones para biocombustibles líquidos y gaseosos.

El cambio climático va unido a un modelo energético global dependiente del petróleo, el carbón y el gas. La quema de combustibles fósiles libera dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera.

Las concentraciones atmosféricas de CO₂ se han elevado hasta alcanzar las 379 ppm¹⁷.

Se está discutiendo y promoviendo por algunos gobiernos e industrias un “instrumento” adicional para mitigar el cambio climático. Este instrumento es la introducción de una nueva tecnología “la captura y secuestro de carbono” (CCS, acrónimo en inglés de Carbon Capture and Storage).

El elevado costo que supone actualmente la separación del CO₂ de los humos de combustión para su posterior almacenamiento ha generado en los últimos años la aparición de nuevos sistemas de combustión.

Los combustibles fósiles son los empleados en las centrales generadoras de electricidad.

Los combustibles alternativos son combustibles limpios que se pueden usar en lugar del petróleo y gas natural, para crear menos contaminación, esto debido a que tienen menor número de emisiones.

3.1 Combustibles Limpios

Los combustibles alternativos tienen propiedades inherentes que los hacen más limpios. En general, estos combustibles emiten menos hidrocarburos, por consiguiente producen menos smog¹⁸.

¹⁷ Medida tomada en Mauna Loa, Hawai. (2004). Sus unidades ppm: partes por millón.



El uso de combustibles alternativos ayuda a bajar la acumulación progresiva en la atmosfera de dióxido de carbono, un gas que contribuye a ocasionar el efecto invernadero y que produce el calentamiento global.

Estos combustibles más limpios también tienen beneficios que van más allá de los beneficios al aire.

Los combustibles nuevos en el mercado le dan al consumidor otras opciones que podrían disminuir nuestra dependencia al petróleo importado.

3.1.1 Combustibles líquidos

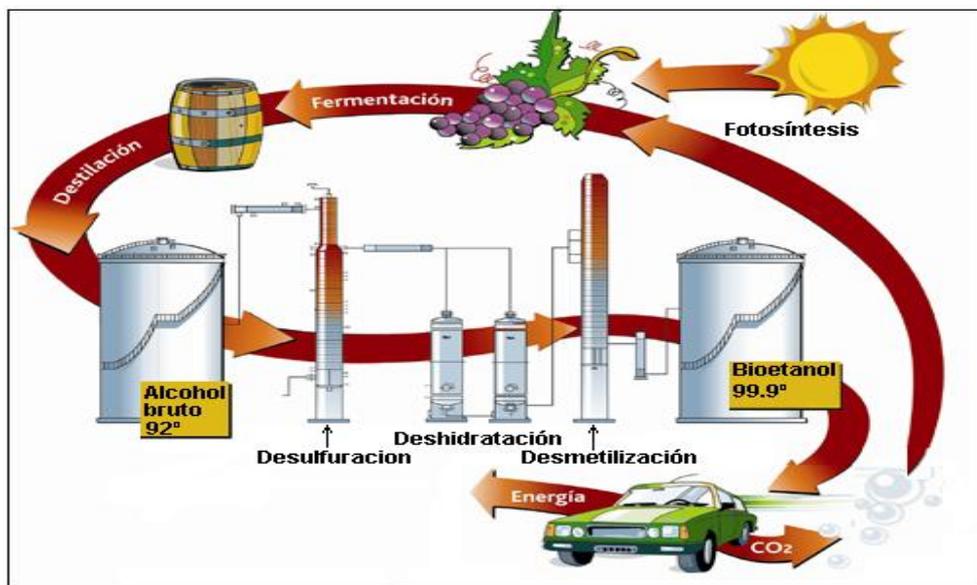
Dentro de esta clasificación tenemos 2 tipos de combustibles limpios:

► Bioetanol

El bioetanol se obtiene a partir de plantas ricas en azúcares, de cereales, de alcohol vínico o de biomasa¹⁹ (caña de azúcar, maíz, arroz, residuos forestales, basura orgánica, por mencionar algunos) mediante un proceso de destilación. Al etanol producido por la biomasa se le conoce como bioetanol.

En la *figura 3.1* se muestra un ejemplo de obtención del bioetanol.

Figura 3.1 Ciclo del Bioetanol



Fuente: Página de Internet <http://www.rutadelvinoalicante.com>

¹⁸ Es una forma de contaminación del aire.

¹⁹ Toda sustancia orgánica renovable de origen tanto animal como vegetal



El bioetanol tiene 3 aplicaciones principales: como solvente, para elaboración de bebidas y la más importante para nuestro caso es como combustible.

Este tipo de biocombustible se utiliza en motores de encendido por chispa, ya sea en estado puro o mezclado con gasolina convencional.

El uso de bioetanol tiene sus ventajas, entre las que destacan una mejora en la biodegradabilidad de la gasolina, reducción de emisiones tóxicas a la atmósfera, mejora en el índice de octanos y aumento del calor de vaporización y combustión.

► Biodiesel

Es un tipo de biocombustible que se obtiene en base a cultivos de biomasa específica en aceites vegetales y grasas animales, que luego mediante un proceso de transesterificación²⁰ se combinan con alcohol dando como resultado el combustible.

El proceso que convierte los aceites y grasas en biodiesel empieza por la reacción química, esta se debe calentar el aceite hasta aproximadamente los 48-54^o C (120-130^o F) para que se produzca sin problemas.

Para mezclar se puede utilizar un taladro eléctrico, firmemente sujeto, que haga girar una hélice o un mezclador de pintura.

Luego se vierte el metóxido²¹ en el aceite mientras se bate, y se sigue agitando la mezcla durante 50 ó 60 minutos.

La reacción suele completarse en media hora, pero es mejor batir durante más tiempo.

Este combustible puede utilizarse en motores de combustión de diesel, en calderas o alimentación de generadores de electricidad entre algunos usos.

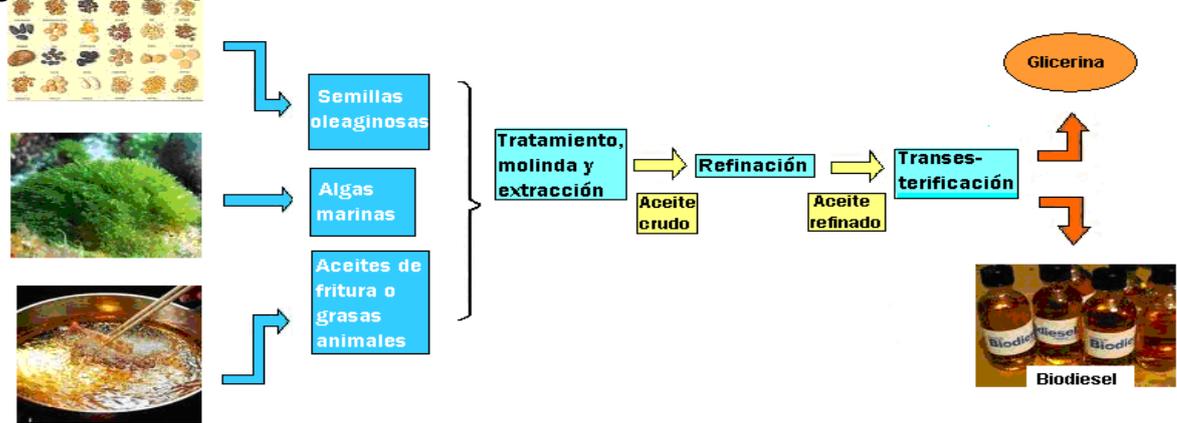
Utilizarlo representa una serie de ventajas, entre las que destacan la reducción de emisiones a la atmósfera, presenta cualidades biodegradables, reemplaza la dependencia de los combustibles fósiles.

²⁰ La transesterificación es un proceso en el cual el glicerol contenido en los aceites es sustituido por un alcohol ante la presencia de un catalizador.

²¹ En química los metóxidos son sales orgánicas.



Figura 3.2 Etapas para el desarrollo de biodiesel



Fuente: el autor en base a pagina de Internet

3.1.2 Combustibles gaseosos

Los combustibles gaseosos se obtienen mediante dos procesos de conversión, ya sea medios biológicos (digestión anaerobia) o bien térmicos (gasificación).

De acuerdo al tipo de medio para su obtención se clasifican en 2:

► Biogás

Es una mezcla de gases constituida principalmente por metano y dióxido de carbono, se obtiene por conversión biológica a partir de residuos vegetales y animales, se produce en biodigestores.

El proceso de digestión anaerobia de la biomasa para la obtención de biogás consta de las siguientes fases:

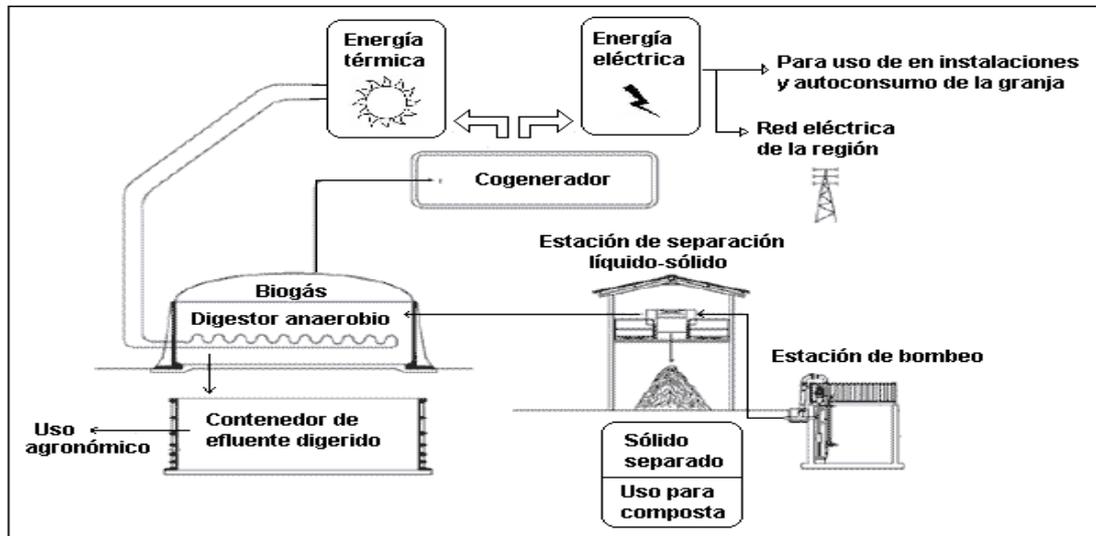
- Hidrólisis: Degradación de polímeros dando lugar a compuestos intermedios y ácidos grasos.
- Acetogénesis: A partir de los compuestos anteriores, dan lugar principalmente a acetatos H_2 , CO_2 .
- Metano génesis: Obtención del metano como producto final a partir de la descomposición del ácido acético y a partir de la absorción del H_2 liberado en los procesos de oxidación.

El biogás producido en procesos de digestión anaerobia puede tener diferentes usos: en calderas para generación de calor o electricidad, en motores o turbinas para generar electricidad, purificándolo y añadiéndole los aditivos necesarios para introducirlo en una red de



gas natural, por mencionar algunos. Algunos de estos usos se ejemplifican en la *figura 3.3*.

Figura 3.3 Ejemplo de una digestión anaerobia.



Fuente: Página de Internet <http://www.biodis-swiss.com/biogas.htm>

► Gas de síntesis

El proceso químico de gasificación convierte cualquier tipo de material que contenga carbono, en un gas de síntesis compuesto principalmente de monóxido de carbono e hidrógeno.

Este gas puede ser usado como combustible para generar vapor o electricidad.

La gasificación se empezó a utilizar desde principios del siglo XIX en la producción de gas para la iluminación en Inglaterra y Estados Unidos.

La combustión del gas de síntesis posee una mayor eficiencia energética en la producción de electricidad y un menor nivel de contaminantes generados en el proceso.

3.2 Índices de emisión

Quemar combustibles fósiles (carbón, petróleo o gas) para producir electricidad, supone generar diversos compuestos como subproductos de la combustión algunos de ellos son:

- Dióxido de azufre (SO_2): procede de la combustión del azufre contenido en el combustible.



- ▶ Óxido de nitrógeno (NO_x): la producción de óxidos de nitrógeno depende más bien de las condiciones en que se lleva a cabo la combustión, especialmente de la temperatura alcanzada.
- ▶ Dióxido de carbono (CO₂): es un contribuyente muy importante al efecto invernadero. La cantidad de CO₂ emitido por una central está en relación con el tipo de combustible usado.

Tabla 3.1 Índice de emisión de CO₂ de algunos combustibles.

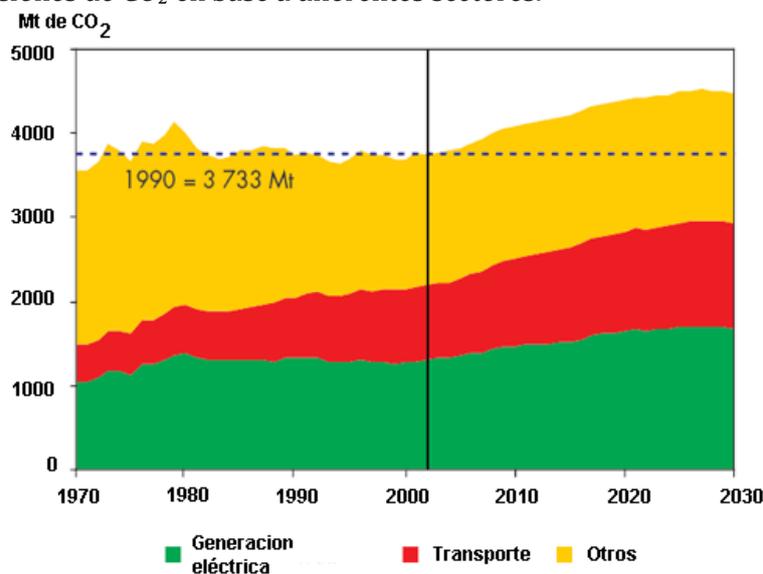
TIPO DE COMBUSTIBLE	Kg(CO ₂ eq)/KWh
Gas Natural	0,599
Carbón	0,955
Petróleo	0,893

Fuente: El autor en base a página de Internet: http://en.wikipedia.org/wiki/Emission_intensity

El dióxido de carbono es uno de los gases de efecto invernadero más extendidos en la atmósfera. Emisiones antropogénicas (causadas por los humanos) de CO₂ provienen en su mayoría de la combustión de combustibles fósiles, pero también debido a otros procesos industriales y al transporte.

En la *gráfica 3.1* se muestran las emisiones globales de CO₂ de distintos sectores hasta 2030.

Gráfica 3.1 Emisiones de CO₂ en base a diferentes sectores.

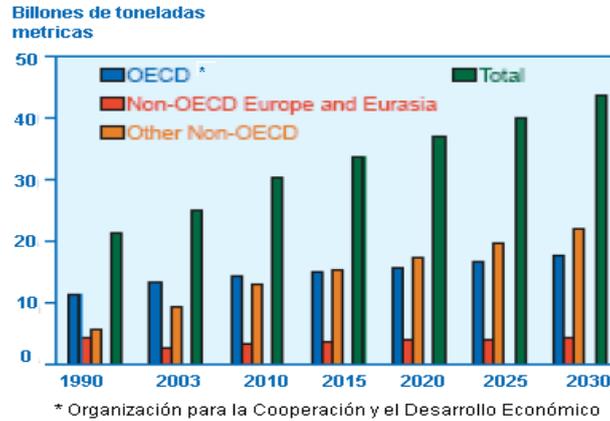


Fuente: Traducción de EIA 2008 ((Energy Information Administration))



Las emisiones mundiales de CO₂ se prevén que aumenten de 25.028 millones de toneladas métricas del 2003 a 33.663 millones de toneladas métricas al 2015 y 43.676 millones de toneladas métricas en 2030 como se puede apreciar en la *grafica 3.2*.

Grafica 3.2 Emisiones globales de CO₂ por región de los años 1990-2030



Fuente: EIA

Las emisiones mundiales de CO₂ que provienen de combustibles fósiles crecerán una media de 2.1% al año de 2003 a 2030.

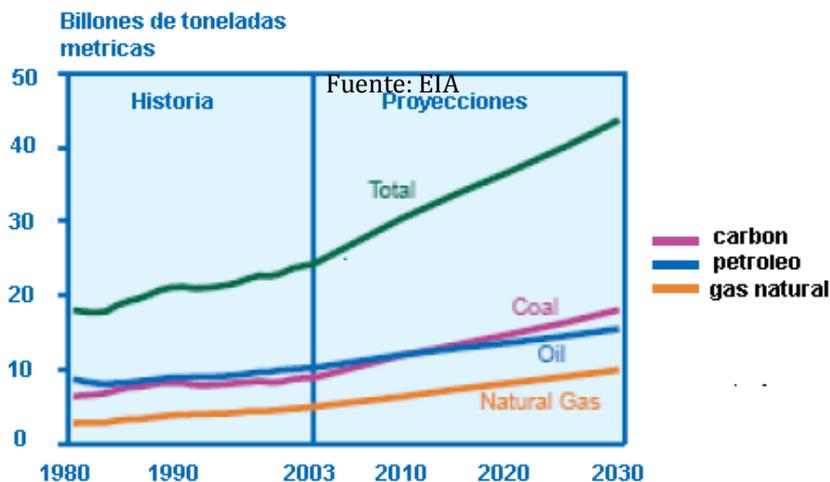
La combustión de productos del petróleo contribuye con 5.028 millones de toneladas métricas al aumento en 2003, el carbón contribuye con 8.801 millones de toneladas métricas, y el gas natural con 4.804 millones de toneladas métricas.

En la *grafica 3.3* se puede ver este crecimiento por cada tipo de combustible fósil.

Las emisiones que provocan la utilización de combustibles fósiles, se pueden clasificar en emisiones difusas, tales como transporte, usos domésticos y emisiones concentradas, como las de las grandes plantas industriales.

Las emisiones difusas, principalmente el transporte, se mitigaran en parte con el incremento del uso de los biocombustibles y con el uso de pilas de hidrogeno.

Grafica 3.3 Emisiones mundiales de CO₂ por tipo de combustible 1980-2030





3.3 Control de generación de emisiones al ambiente

Hay dos opciones principales para reducir las emisiones de CO₂ y demás contaminantes de la generación de electricidad.

Uno es reducir, por unidad de energía, los niveles de CO₂, aumentando la eficiencia.

Otro es la captura de CO₂ de los gases de combustión de carbón vegetal y, a continuación, almacenarla.

La forma más económica para reducir las emisiones es aumentando la eficiencia.

Las técnicas para el control de contaminantes atmosféricos se pueden clasificar en tres categorías: sustitución de combustibles, modificación a la combustión y control después de la combustión.

La sustitución de combustibles reduce los óxidos de azufre o de nitrógeno al quemar combustibles con menores contenidos de azufre o nitrógeno, respectivamente; las partículas sólidas también se reducen cuando energéticos más limpios son utilizados.

La modificación de la combustión incluye cualquier cambio físico u operacional en la caldera y es aplicado principalmente para el control de los óxidos de nitrógeno.

El control después de la combustión del combustible se utiliza para el control de emisiones de partículas sólidas y para los óxidos de azufre y de nitrógeno.

3.3.1 NO_x

Los óxidos de nitrógeno (NO_x), se producen durante la combustión, a partir de las moléculas de nitrógeno atrapadas en el combustible y del nitrógeno presente en el aire que se utiliza en la combustión.

Los NO_x son importantes contribuyentes potenciales de fenómenos nocivos como la lluvia ácida y la eutroficación²² en las zonas costeras.

La eutroficación ocurre cuando un cuerpo de agua sufre un notable incremento de nutrientes como los nitratos reduciendo la cantidad de oxígeno disuelto, transformando el ambiente en un medio no viable para los seres vivos.

Las tecnologías para el control de los óxidos de nitrógeno (NO_x) pueden clasificarse en dos categorías:

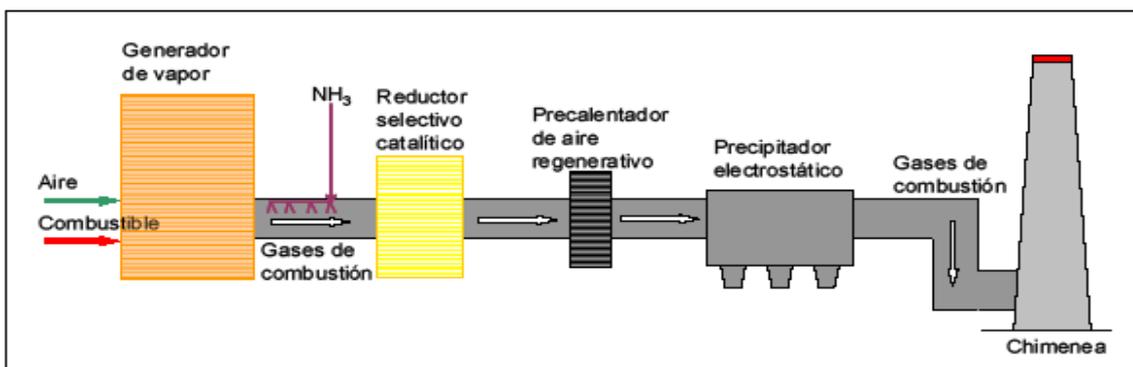
²² Problema de calidad del agua, por el aumento de la cantidad de nutrientes (nitratos y fosfatos principalmente), aumentando así la cantidad de fitoplancton, lo que provoca la pérdida de transparencia del agua.



- 1) Tecnologías para el control de la combustión que incluyen la recirculación de gases, los quemadores de bajo NOx y la combustión en dos etapas.
- 2) Tecnologías para el tratamiento de los gases de combustión que comprenden: la reducción selectiva catalítica y la no catalítica.
 - La reducción catalítica selectiva usando amoníaco como agente reductor es la tecnología disponible actualmente para la remoción de NOx en muchas plantas de potencia y operaciones de la industria química. (ver *figura 3.4*)
 - La reducción selectiva no catalítica se basa en la inyección de amoníaco o urea, dentro del flujo de gases de combustión, para reducir los óxidos de nitrógeno a nitrógeno molecular y agua.

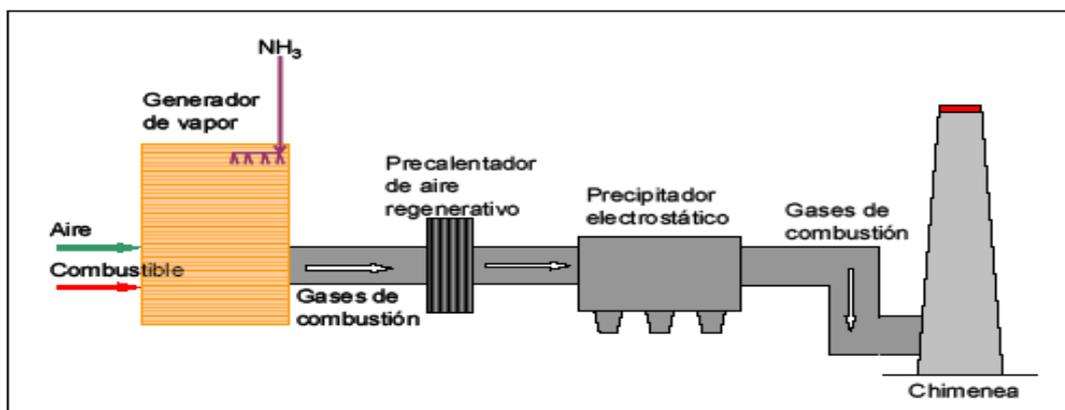
El proceso es eficiente a bajas temperaturas por lo que se realiza la *figura 3.5*)

Figura 3.4 Arreglo para los reductores selectivos catalíticos



Fuente: COPAR 2009

Figura 3.5 Arreglo para los reductores selectivos no catalíticos



Fuente: COPAR 2009



3.3.2 SO_x

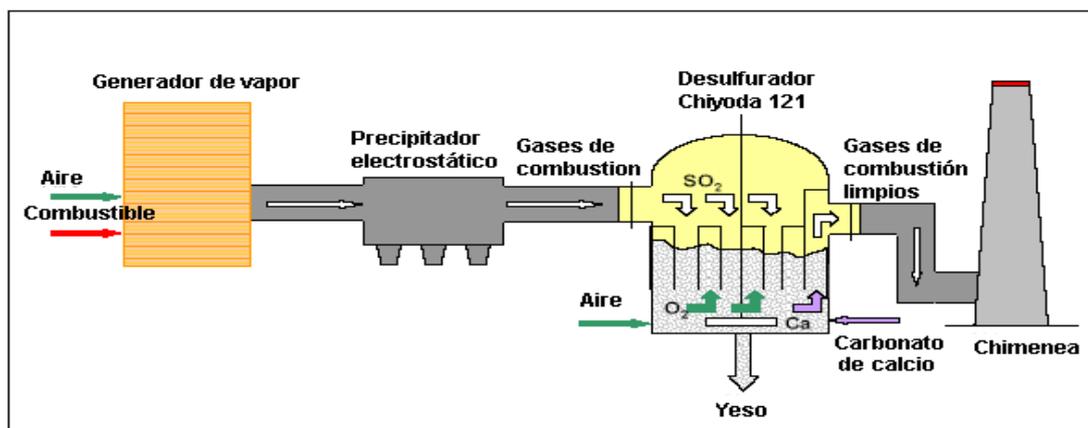
Los óxidos de azufre son gases incoloros que se forman al quemar azufre.

El bióxido de azufre (SO₂), proviene de la combustión del azufre contenido en el combustible. Se ha denominado al dióxido de azufre como un contaminante que pasa a través de porque la cantidad de dióxido de azufre emitido al aire es casi la misma cantidad que esta presente en el combustible.

A la fecha, la tecnología más desarrollada para reducir las emisiones de SO₂ es la desulfuración de los gases producto de la combustión.

- Proceso Chiyoda Thoroughbred 121: se puede utilizar en plantas nuevas y existentes. Consiste en un proceso húmedo de desulfuración de segunda generación que pone en contacto al gas efluente con una solución de carbonato de calcio y con oxígeno en un reactor de burbujeo, para oxidar los óxidos de azufre y obtener sulfatos de calcio (yeso). Este subproducto se puede utilizar para la industria de la construcción.

Figura 3.6 Arreglo para un desulfurador CT121



Fuente: COPAR 2009

3.3.3 Partículas COV

Los compuestos orgánicos volátiles (COV), son sustancias orgánicas (que contienen carbono) con una gran facilidad para evaporarse a temperatura ambiente.

Los COV se liberan durante la quema de combustibles, como gasolina (el transporte es una de las principales fuentes de emisión de COV), madera, carbón o gas natural y también desde disolventes, pinturas, adhesivos, plásticos, aromatizantes y otros productos empleados en procesos industriales.



Los COV son contaminantes del aire y cuando se mezclan con óxidos de nitrógeno, reaccionan para formar ozono (a nivel del suelo o troposférico).

Los efectos de los compuestos orgánicos volátiles para la salud pueden variar mucho según el compuesto y comprenden desde un alto grado de toxicidad hasta ausencia de efectos conocidos.

Esos efectos dependerán de la naturaleza de cada compuesto y del grado y del período de exposición al mismo.

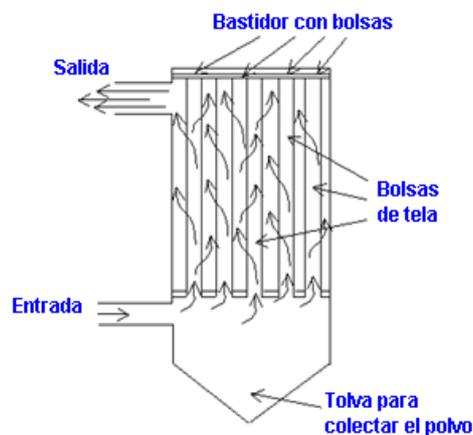
Las emisiones que podemos encontrar pueden ser de dos tipos:

- 1) Emisiones puntuales: son aquellas que tienen una salida a la atmósfera localizada. Es decir, suelen tener un punto concreto por donde salen a la atmósfera, como puede ser una chimenea, una torre de humos, etc. Al estar localizadas, estas emisiones son fácilmente controlables y medibles. Se habla entonces de focos fijos cuando nos referimos a aquellos puntos por donde salen las emisiones de una industria a la atmósfera.
- 2) Emisiones difusas: son emisiones no localizadas (no salen por una chimenea) , y por ello son difíciles de controlar, como por ejemplo los vapores o emanaciones de gases ocasionados por fugas, derrames, manipulación de sustancias, etc. que antes de salir a la atmósfera se propagan por el interior de las instalaciones.

Las tecnologías más usuales para el control de emisiones de estas partículas son las siguientes: los colectores de bolsas y los precipitadores electrostáticos.

- Los colectores de bolsas, son equipos donde el flujo contaminado pasa por un medio filtrante que por lo regular es de tela, como se muestra en la *figura 3.7*.

Figura 3.7 Representación de un colector de bolsa.



Fuente: el autor en base a página de Internet



Su eficiencia es muy alta y su caída de presión es media, pueden manejar grandes volúmenes y su potencia es media. Son equipos de gran eficiencia ya que llegan a capturar partículas de menos de 0.5 de micra con 99% de eficiencia.

Sus limitantes son la temperatura y la humedad; ya que no pueden manejar flujos a más de 200 °C y deben estar totalmente secos, de lo contrario se queman las bolsas o se adhiere el polvo y se tapan las bolsas.

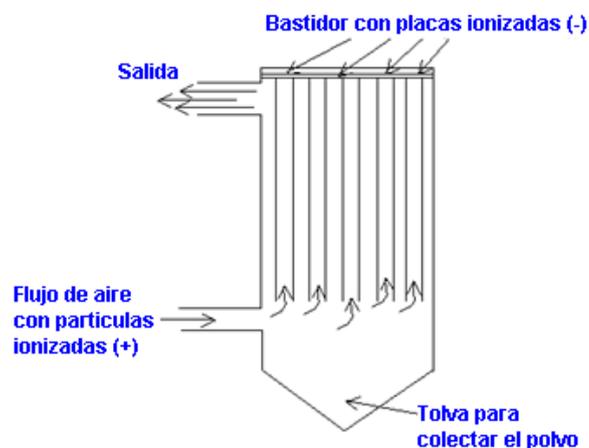
- Los precipitadores son dispositivos formados por placas y electrodos donde se forma un campo eléctrico, como se observa en la *figura 3.8*.

El gas efluente se hace pasar por ese campo para que las partículas suspendidas adquieran una carga negativa y sean separadas hacia las placas colectoras conectadas a tierra.

Las partículas se depositan en el fondo del precipitador por medio de un sacudido mecánico de las placas.

Los precipitadores electrostáticos son los equipos más eficientes para el control de partículas de menos de 0.2 micras con eficiencia superior a 99%, su caída de presión es muy baja y pueden manejar grandes volúmenes. Sus mayores desventajas son su costo y que no pueden manejar sustancias explosivas.

Figura 3.8 Representación de precipitador electrostático.



Fuente: el autor en base a pagina de Internet



3.3.4 Captura y secuestro de carbono (CO₂)

El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) en su 10ª Sesión (2007) en París ha dejado demostrado que las concentraciones atmosféricas globales de los GEI han aumentado notablemente como resultado de las actividades humanas y sobrepasan actualmente con mucho los valores preindustriales.

El crecimiento del CO₂, que es el GEI antropogénico²³ más importante, ha sido más fuerte en los últimos 10 años.

El ya citado IPCC, empezó desde 1990 a producir toda clase de informes y publicaciones, de los cuales algunos se han convertido en documentos de referencia, es sobre todo el caso de su informe, *"IPCC Special Report - Carbon Dioxide Capture and Storage"*.

De forma general, se consideran 3 tipos básicos de captura de CO₂: la postcombustión, la precombustión y la oxcombustión.

- ▶ Precombustión que se basa en la captura del CO₂ antes de la combustión adecuando el combustible previamente.
- ▶ Oxcombustión que consiste en la quema del combustible con oxígeno en lugar de aire.
- ▶ Postcombustión que es la captura del CO₂ después de la combustión.

Aspectos importantes a considerar para la selección del método de captura son: la concentración de CO₂, la presión del gas y el tipo de combustible. Con la tecnología actual de la post-combustión y pre-combustión se podría captar de un 85% a un 95% del CO₂ producido en una central térmica.

En teoría sería posible obtener recuperaciones mayores, pero el costo sería excesivo, porque los equipos de separación tendrían que ser mucho más grandes y consumirían bastante más energía. Se está llevando a cabo investigación para obtener grados más altos de integración de los sistemas y una mejor eficiencia y reducción de costos de todos los métodos.

Debido a que el asunto de la captura y secuestro de carbono aparece cada vez más como una posible opción frente a la mitigación para distintos gobiernos, es necesario destacar algunas de las limitaciones críticas y de las preocupaciones que suscita esta tecnología.

La captura y secuestro de carbono eleva considerablemente el costo económico y ambiental, por asuntos tales como:

²³ Se refiere a los efectos, procesos o materiales que son el resultado de actividades humanas a diferencia de los que tienen causas naturales sin influencia humana.



- ▶ La captura y secuestro de carbono (CCS) tiene un elevado costo. Supone un aumento del 40 al 80% de los gastos de generación de energía respecto de los gastos de las centrales eléctricas convencionales, dependiendo de la localización de las instalaciones y el lugar del almacenaje, el transporte y la tecnología de captura utilizada.
- ▶ La tecnología de captura y secuestro de carbono reduce la eficiencia de las centrales térmicas. Se tiene que quemar hasta un 30% más de combustible para lograr la misma cantidad de energía.
- ▶ La captura y secuestro de carbono produce gastos adicionales a largo plazo. La supervisión y la verificación durante décadas es necesaria para garantizar la retención del CO₂ almacenado. Y aun así las posibilidades de prevención y control de fugas inesperadas son posiblemente limitadas.

3.3.4.1 Implementación de un proyecto de captura y secuestro de carbono

En el protocolo de Kyoto se establecen obligaciones de limitación de emisiones para los países desarrollados. Superada la cantidad de emisión comprometida, los países deben neutralizar sus emisiones adquiriendo derechos de emisión de países que no los usen.

Ello lleva a que los países distribuyan a su vez "derechos de emisión" entre sus empresas contaminantes, con metas de reducción.

Las empresas, a su vez, pueden optar por aliviar su carga económica de reducción de emisiones financiando proyectos de reducción de emisiones y absorción de carbono en países en desarrollo, en el marco del Protocolo de Kyoto, en el plan que se denomina Mecanismo de Desarrollo Limpio²⁴.

Tales proyectos pueden consistir en reconversiones para transformar procesos contaminantes por otros menos contaminantes; en la utilización no contaminante de gases de deshecho, como el metano; o en la fijación de carbono a la tierra en proyectos de sumideros de carbono.

Los proyectos MDL deben iniciarse ante la autoridad del país anfitrión del proyecto, el que debe ser un país en desarrollo, y culminan en la expedición de Certificados de Emisiones Reducidas (RCE's), otorgados por la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio (JE MDL, o IB-CDM, en inglés), organismo creado por la Conferencia de Partes del Protocolo de Kyoto.

²⁴El Protocolo de Kyoto y el Mecanismo de Desarrollo Limpio esta definido en el Capítulo 2.



Estos Certificados sirven para ayudar a las disminuciones de emisiones de los países desarrollados que participen en su implementación.

La complejidad del trámite busca evitar fraudes, aunque el crecimiento del mercado de carbono ha generado ya reclamos para una tramitación menos burocrática y con menores costos de transacción.

Según ECX CER Daily Futures²⁵ (ver Anexo II) el comportamiento histórico de los precios de la tonelada equivalente de carbón en el periodo de 2005 al 2010, se han ubicado entre los 5 y 18 dólares por tonelada.

Estos datos se tomaran en cuenta para el estudio económico que se realizara mas adelante en el capítulo 5.

Conclusiones

Las emisiones de CO₂ producto de la quema de combustibles fósiles desde periodos remotos ha sido grande, pero hoy en día ha superado cualquier limite esperado.

Debido a este exponencial incremento se han desarrollado tecnologías, las cuales pretenden, por un lado minimizar la generación excesiva de CO₂ y por el otro controlar el escape de emisiones a la atmosfera.

El uso de combustibles limpios es una gran alternativa para desprenderse de la dependencia a los combustibles fósiles, los cuales han sido empleados por muchas generaciones.

En lo que se refiere a las tecnologías para el control de emisiones de los óxidos de nitrógeno y azufre así como de los compuestos orgánicos volátiles, se puede decir que la instalación de equipos para cualquiera de ellas reflejará un incremento en el costo nivelado del MWh neto generado.

Por otro lado el proponer un proceso de captura y secuestro de carbono como un MDL ayudara a dar liquidez a los gastos para este tipo de tecnología, lo cual haría que la evaluación económica de un proyecto de este tipo resultara atractiva y por lo tanto viable. Todo dependerá del precio de la tonelada equivalente de carbón, el cual ha ido en aumento pero pareciera no ser suficiente aun.

²⁵ Organismo encargado de llevar las estadísticas de los precios de la tonelada equivalente de CO₂ para

CAPÍTULO 4

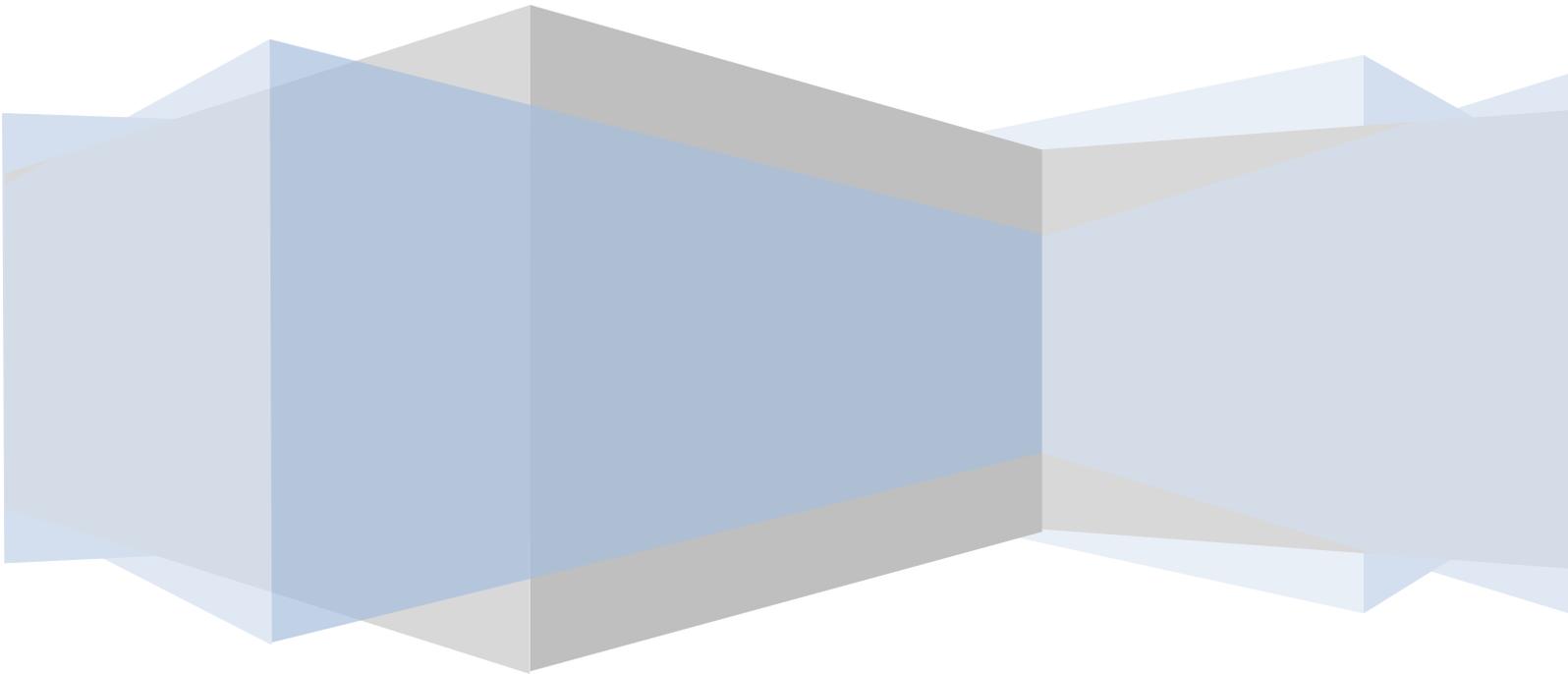
PROCESOS DE CAPTURA Y SECUESTRO DE CARBONO (CO₂) EN CENTRALES ELÉCTRICAS

Objetivo.

Introducción.

- 4.1 Definición del dióxido de carbono CO₂.
- 4.2 Descripción de tecnologías base de captura de CO₂.
- 4.3 Procesos de captura.
- 4.4 Técnicas transporte.
- 4.5 Técnicas almacenamiento.

Conclusiones.





PROCESOS DE CAPTURA Y SECUESTRO DE CARBONO (CO₂) EN CENTRALES ELÉCTRICAS.

Objetivo

Dar un panorama de los procesos de captura y secuestro de carbono (CO₂) que se están llevando a cabo en centrales eléctricas.

Introducción

La generación eléctrica supone más de un 30% de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂). El principal recurso energético son los combustibles fósiles, con lo que las emisiones de CO₂ continuarán aumentando.

En este capítulo se hará una descripción de los procesos con los que actualmente se lleva a cabo la captura y secuestro de CO₂ emitido por las centrales eléctricas.

Se considera que la captura y secuestro de carbono podrá ser una solución viable y, actualmente, está siendo ampliamente debatida en numerosos países, para salvar sus incertidumbres ambientales.

Las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ constituyen una de las vías para abordar la reducción de los gases de efecto invernadero.

El freno de la deforestación, la mejora de la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables son las otras alternativas que comúnmente se manejan para resolver el problema (*figura 4.1*).

Figura 4.1 Medidas de reducción de GEI



Fuente: Página de Internet (imágenes)



4.1 Definición del dióxido de carbono CO₂

El dióxido de carbono gas, tiene un ligero olor irritante, es incoloro, y más pesado que el aire. Está constituido por la combinación de dos elementos: carbono y oxígeno. Se forma por la combustión de carbón o hidrocarburos, la fermentación de materia orgánica, y por la respiración de hombres y animales.

Se encuentra en bajas concentraciones en la atmósfera, y es asimilado por las plantas, que en su lugar producen oxígeno.

Por otro lado se tiene el aumento de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de dos tipos de acciones:

- 1) La quema de combustibles fósiles (en un 80%) tales como el carbón, el petróleo y el gas natural
- 2) La deforestación, que deriva en una menor regeneración del CO₂ en oxígeno.

Es en esta parte donde el CO₂ deja de ser amigable a la atmosfera y se convierte en una amenaza, es por ello que se hace énfasis en la consideración de las siguientes tecnologías para su captura, logrando con esto reducir sus altas concentraciones en la atmosfera.

4.2 Descripción de tecnologías base de captura de CO₂

Hay muchas formas para realizar la operación de captura de CO₂, como primer paso se va a describir las tecnologías en las cuales se basan algunos de los procesos de captura (precombustión, oxicomustión y postcombustión) que se estudiarán mas adelante.

4.2.1 Separación con solventes reactivos

La separación se consigue con el contacto directo de pasar el CO₂ contenido en el gas, con un líquido absorbente o un solvente sólido que captura el CO₂.

El solvente, una vez que ha capturado el CO₂, es transportado a una unidad donde deposita el CO₂ (regeneración), generalmente tras una disminución en la presión, o un calentamiento.

El solvente ya regenerado es devuelto con un aporte de nuevo solvente que compense pérdidas y así vuelva a capturar más CO₂ en un proceso cíclico.



Como variante en este proceso, el solvente es un sólido y no circula entre las distintas unidades de separación y regeneración, porque la absorción y regeneración se consiguen mediante cambios cíclicos de presión o temperatura en el depósito del solvente.

El problema principal de esta tecnología es que el flujo de solvente que entra a la unidad de separación y a la de regeneración es muy alto debido a la cantidad de CO₂ procesado en la planta, y como consecuencia se necesita un gran equipamiento y la energía requerida para la regeneración del solvente es alta y esto se traslada en un costo y una pérdida de eficiencia.

También al usar materiales solventes caros, hay un riesgo de aumento de costos relacionado con la compra del solvente y la eliminación de sus residuos.

4.2.2 Separación con membranas

El método consiste simplemente en separar los gases mediante unas membranas cuya selectividad esta relacionada con la naturaleza del material con que están hechas y con el tamaño de las moléculas del flujo de gases que les es conducido mediante diferencias de presión y temperatura.

Son preferibles las corrientes a presión alta para la separación por membranas.

Los tipos de membranas varían desde las poliméricas, metálicas, hasta las cerámicas.

Aunque la separación por membranas tiene aplicación comercial, en la industria de separación del CO₂ del gas natural, apenas ha sido aplicada con otra clase de gases, por el alto costo y la baja fiabilidad.

4.2.3 Procesos térmicos

En un proceso térmico de captura de CO₂ una mezcla CO₂ gas y otro componente se enfrían para asegurar que un elemento se convierta en líquido.

La separación de CO₂ y vapor de agua es barata y fácil y por el enfriamiento de CO₂ y la mezcla de vapor, el vapor se condensa finalmente en agua líquida, dejando CO₂ gas puro.

4.2.4 Destilación criogénica

Como es sabido, un gas puede hacerse líquido mediante una serie de etapas de compresión, refrigeración y expansión.

Una vez que esta en forma líquida, los componentes pueden separarse en una columna de destilación.



Esta tecnología utiliza un elevado consumo de energía y esta muy extendida a escala comercial para la industria de separación de elementos que componen el aire tales como N_2 (nitrógeno) y Ar (argón).

4.3 Procesos de captura

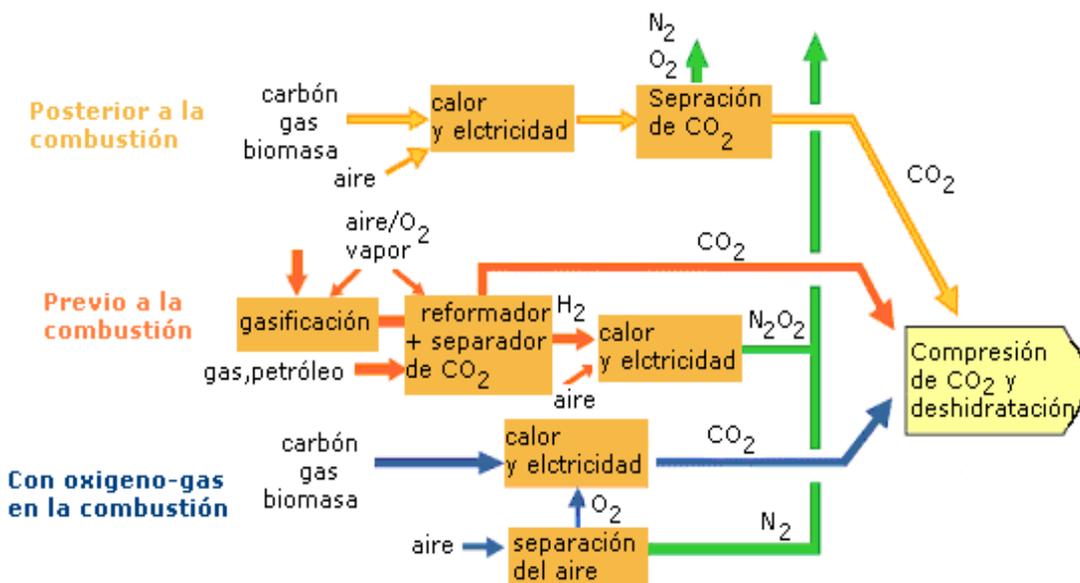
Hoy en día existen equipos o sistemas capaces de capturar CO_2 , ya sea antes de la combustión (precombustión), durante la combustión (oxicombustión) realizando una combustión estequiometría con oxígeno puro o extraer el CO_2 en los gases productos de la combustión (postcombustión), cualquiera de las tres opciones aplicadas a ciclos combinados pueden llevarnos a una disminución de emisiones o en el caso ideal a cero emisiones al ambiente.

Un procedimiento sencillo de clasificación de las diferentes tecnologías de uso limpio del carbón puede realizarse de acuerdo al flujo normal del carbón como combustible:

- ▶ Precombustión que se basa en la captura del CO_2 antes de la combustión adecuando el combustible previamente.
- ▶ Oxicombustión que consiste en la quema del combustible con oxígeno en lugar de aire.
- ▶ Postcombustión que es la captura del CO_2 después de la combustión.

Los parámetros más importantes a tener en cuenta para la selección del tipo de captura son: la concentración y presión del dióxido de carbono en el flujo de gases y el tipo de combustible empleado (sólido o gas).

Figura 4.2 Esquema de las tecnologías de captura de CO_2 .



Fuente: Pagina de Internet <http://www.abengoa.com>



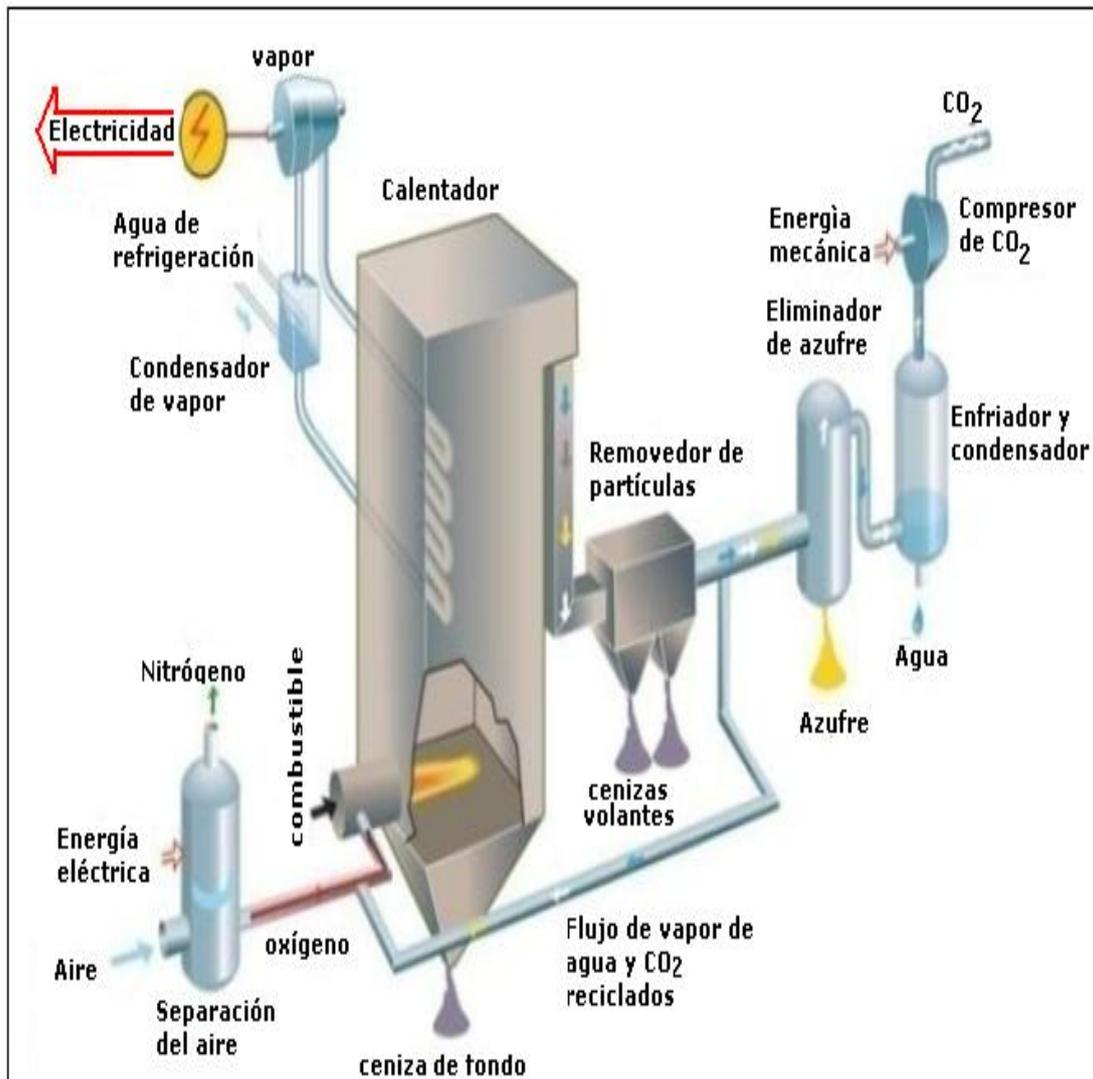
4.3.2 Oxidación

Se realiza durante la combustión y consiste en la utilización de oxígeno en lugar de aire para la combustión, de ahí que los gases de escape están compuestos principalmente de H_2O y CO_2 , que puede separarse fácilmente del vapor de agua mediante condensación.

Los sistemas oxidación pueden en teoría captar todo el CO_2 producido, pero la necesidad de instalar tratamientos adicionales del gas para eliminar óxidos de azufre y de nitrógeno hace bajar la recuperación.

En la *figura 4.3* se presenta un esquema básico de funcionamiento. Esta tecnología es utilizada en centrales de nueva generación con ciclos agua-vapor extremadamente crítico, así como también en turbinas de gas con o sin calderas de recuperación.

Figura 4.4 Diseño de operación de la tecnología de captura por oxidación.



Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile.



4.3.3 Postcombustión

Es la captura del CO₂ después de la combustión.

Se aplica para separar el CO₂ de los gases producidos por la combustión de un combustible primario con el aire. Utiliza la absorción de CO₂ de los gases de combustión en un disolvente.

Es aplicada en grandes centrales térmicas, en particular de carbón y de ciclo combinado de gas natural (NGCC). Es económicamente justificable en determinadas condiciones, y en particular si el CO₂ puede ser utilizado para aumentar la producción de un campo petrolífero o de gas natural.

4.4 Técnicas de transporte

Una vez capturado el dióxido de carbono mediante alguna de las técnicas explicadas, es necesario transportar dicho gas hasta el emplazamiento del depósito geológico seleccionado para su almacenamiento.

Tres métodos son los métodos que están siendo considerados:

- ▶ Tuberías: Esta selección estará determinada por la distancia entre el foco emisor y el emplazamiento donde se realizará el almacenamiento. Este medio de transporte puede ser utilizado para transportar el CO₂ capturado previamente en la fuente emisora y, transportarlo hasta el depósito almacén en estado supercrítico (fase líquida).
- ▶ Barcos o buques: cuando el emplazamiento de almacenamiento se encuentra ubicado lejos de la fuente emisora (por ejemplo, en otro país). En estos casos los buques pueden transportar el CO₂ recuperado en estado líquido.
- ▶ Camiones: es la opción más cara, pero su virtud reside en que no es necesario ninguna infraestructura dedicada al transporte. Es empleado en aquellos proyectos donde la necesidad de CO₂ no es continua.

Existen 2 tipos de clasificación para el transporte puede ser continuo o discontinuo, ambos requiriendo de recursos sustanciales en términos de energía y costos.

4.4.1 Transporte continuo

En esta clasificación se encuentran las tuberías ya antes mencionadas. Por lo general, el CO₂ gaseoso es comprimido a una presión superior a 8 MPa con el fin de



evitar regímenes de flujo de dos fases y aumentar la densidad del CO₂, facilitando y abaratando su transporte.

Existen en la actualidad más de 3300 km de tuberías dedicadas al transporte de CO₂. El principal país que utiliza este método es EEUU, consecuencia de la utilización de este fluido en técnicas de recuperación de petróleo.

En este tipo de transporte existe un aspecto importante para su funcionamiento, como lo es:

► **Diseño de la tubería**

Aquí se tiene que tomar medidas de resguardo relacionadas con el CO₂.

Es decir la tubería debe soportar una presión de 10 a 20 MPa, mantener un nivel de humedad lo más bajo posible con el fin de evitar la corrosión y algo fundamental es estimar el diámetro de la tubería en función del flujo másico a transportar y la longitud de la pasarela.

4.4.2 Transporte discontinuo

Esta clasificación contiene el transporte por barcos y camiones. En ciertas situaciones o lugares, el transporte de CO₂ por buque puede resultar más atractivo desde el punto de vista económico.

El CO₂ puede ser transportado en buques cisterna a gran escala comercial (por lo general a una presión de 1.4 a 1.7 MPa y en un rango de temperatura de -25 y -30°C), la capacidad típica de una de estas naves es de 850 a 1400 toneladas de CO₂. Actualmente este proceso se lleva a cabo a pequeña escala debido a la escasa demanda.

Los camiones y los vagones cisterna también son opciones viables ya que podrían transportar CO₂ a una temperatura de -20°C y a una presión de 2 Mpa. Sin embargo son costosos en comparación con gasoductos y los barcos salvo a escalas reducidas y es poco probable que sea de utilidad a transportes de gran escala.

4.5 Técnicas de almacenamiento

Para terminar el proceso es necesario almacenar el CO₂, englobando todas las formas de almacenamiento del mencionado gas: océanos, plantas y formaciones geológicas funcionan como reservas significativas de dióxido de carbono en el planeta.

Todas estas reservas intercambian CO₂ con la atmósfera, actuando por tanto, como reservas/almacén de carbono si el flujo entrante del citado gas es mayor que el saliente.



Existen tres categorías principales de almacenamiento:

- ▶ **Terrestre:** es una forma indirecta de almacenamiento donde los ecosistemas terrestres se mantienen, incrementan y manipulan para incrementar su capacidad de almacenamiento de carbono.
- ▶ **Geológica:** existen diferentes formaciones geológicas que presentan las características necesarias para almacenar de forma segura el dióxido de carbono.
- ▶ Estas técnicas de almacenamiento tendrán grandes capacidades y permitirán un rápido almacenamiento del gas, evitando el peligroso incremento de la concentración de este gas en la atmósfera.
- ▶ **Océanos:** Hay dos técnicas para incrementar el almacenamiento en los océanos: incremento de la productividad de sistemas biológicos en los océanos a través de la fertilización (algas, por ejemplo); otra técnica evaluada es la inyección de CO₂ en el fondo del océano.

4.5.1 Almacenamiento Geológico

Corresponde al confinamiento del CO₂ en una formación geológica idónea, cuya estructura favorece su acumulación de forma estable y segura en el tiempo (escala geológica: cientos a miles de años).

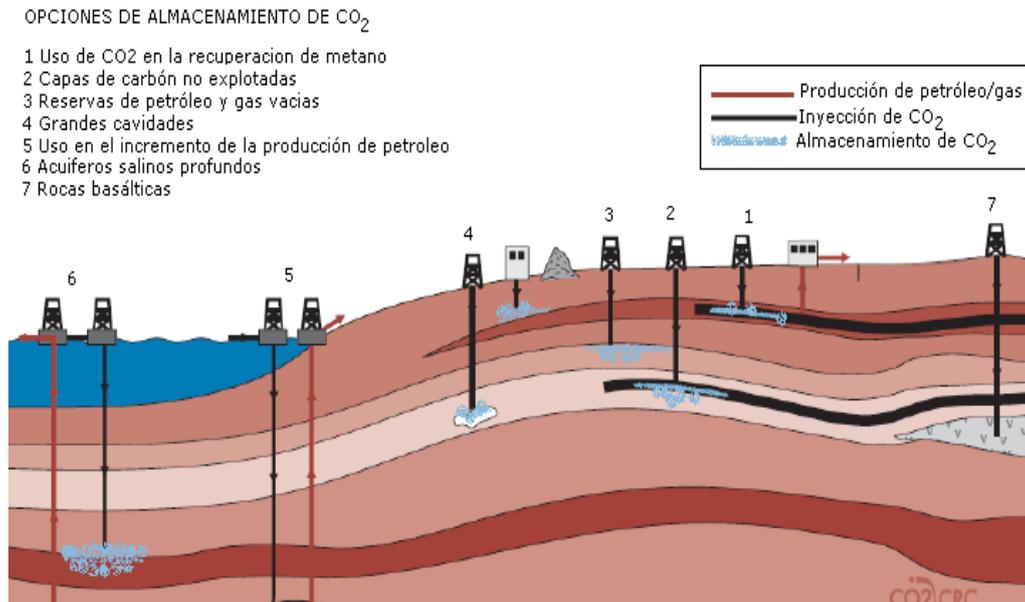
Las formaciones geológicas idóneas para almacenar el CO₂ son las sedimentarias, en especial las que han contenido petróleo, gas natural agua salada o capas de carbón.

- ▶ **Yacimientos/ petróleo o gas natural**
Puede ser bombeada a los depósitos para llenar los espacios vacíos dejados por la extracción de hidrocarburos. La geología de estos embalses es conocida y tienen almacenes de petróleo y gas durante mucho tiempo haciéndolos buenos sitios para el almacenamiento de CO₂.
- ▶ **Acuíferos salinos profundos**
También puede ser almacenado en profundas aguas saladas entre formaciones rocosas saturadas. Estos existen en todo el mundo y tienen el potencial para almacenar grandes cantidades de CO₂.
- ▶ **Capas de carbón no explotables**
Puede ser almacenado en las fosas de carbón profundas, donde se acumulará en los poros de la superficie del carbón y en las fracturas. Esto tiene la ventaja adicional de forzar el metano de los yacimientos de carbón que puede ser usado como combustible.

Las opciones de almacenamiento geológico se ejemplifican en la *figura 4.5*.



Figura 4.5 Opciones de almacenamiento del CO₂.



Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile

Otra característica fundamental para la utilización de dichas estructuras como depósitos almacén de CO₂, es que deben estar a una profundidad superior a los 800 metros, ya que de esta forma este gas estará en estado supercrítico.

4.5.1.1 Yacimientos de hidrocarburos: petróleo y gas natural

Uno de los depósitos geológicos utilizables para almacenar el CO₂ capturado es en las reservas de petróleo que se encuentran en el final de su fase de producción. Estos depósitos son conocidos por haber tenido una alta efectividad en su cierre, el cual ha retenido los hidrocarburos durante largos períodos geológicos. También cuentan con la ventaja de haber sido investigados intensamente durante las fases de exploración y explotación de los mismos.

En lo que se refiere a los yacimientos de gas natural, es una técnica de represurización de los campos de gas natural vacíos que puede ser aplicada cuando se ha extraído entre el 80-90% del volumen total.

Aunque las reservas objeto del almacenamiento están vacías de metano (gas original) a presiones tan bajas como 20-30 bares, éstas no están del todo vacías: es posible recuperar una mayor cantidad de metano gracias a la inyección de CO₂.

El potencial de utilización del CO₂ aplicando esta técnica es mayor que la utilización de este gas en las técnicas de recuperación de petróleo.



4.5.1.2 Acuíferos Salinos

Se pueden diferenciar dos tipos de acuíferos: abiertos y cerrados. Los acuíferos abiertos, son muy extensos, horizontales o ligeramente inclinados y la roca contiene agua. Por otro lado, el acuífero cerrado tiene definido los límites laterales, producidos por plegamientos geológicos, fallas o ambos.

Este último es más adecuado en localizaciones terrestres, pues las filtraciones a la superficie o fugas hacia acuíferos con agua potable pueden tener consecuencias directas para la actividad humana. Los depósitos cerrados mantienen el CO₂ inyectado en todo momento confinado dentro de la reserva al tener sus límites definidos.

Los acuíferos abiertos son aceptables en depósitos para almacenamientos marinos, ya que son más extensos y el impacto de las posibles fugas o filtraciones será menor.

4.5.1.3 Capas de carbón no explotadas

El CO₂ puede ser adsorbido por el carbón, de hecho en la última década del siglo pasado, varios proyectos en Estados Unidos utilizaron este gas para mejorar la producción de metano (CH₄) procedentes de capas de carbón no explotables, desplazando el metano y facilitando su recuperación.

Si además la capa de carbón no es explotable económicamente, el almacenamiento de CO₂ será permanente.

Este tipo de almacenamiento en estas reservas resulta atractivo, ya que almacena de forma segura el CO₂, mientras que por otro lado se favorece la recuperación de CH₄, abriendo la posibilidad de emplear este gas con fines energéticos.

4.5.2 Otras técnicas de almacenamiento menos comunes

- ▶ **Biológica de almacenamiento o confinamiento natural:** Hace referencia al proceso biológico en el que los ecosistemas marinos y terrestres son capaces de absorber CO₂ de la atmósfera. De esta forma no es necesario disponer de ningún equipo que capture, ni ningún medio de transporte que aisle y desplace al CO₂ hasta un posible sumidero.

Siempre ha existido este proceso mediante el cual se ha venido regulando la concentración de CO₂ en la atmósfera terrestre. Se trata de hacer un uso más eficaz de los bosques en los que almacenar CO₂ atmosférico a través de la fotosíntesis.

Este método es aplicable a la limitación de las emisiones de CO₂ (transporte, vivienda, etc.)



- ▶ Almacenamiento en océanos: Este método consiste en inyectar el CO₂ captado directamente en los fondos oceánicos (a más de mil metros de profundidad), en que la mayor parte quedaría aislada de la atmósfera durante siglos.

Ello puede lograrse mediante el transporte de CO₂ por gasoductos o buques a un lugar de almacenamiento oceánico, donde se inyecta en la columna de agua del océano o en los fondos marinos. Posteriormente, el CO₂ disuelto y disperso se convertiría en parte del ciclo global del carbono. El almacenamiento oceánico aún no se ha desplegado ni demostrado a escala experimental y sigue en la fase de investigación.

No obstante, se han realizado experimentos sobre el terreno a pequeña escala, así como 25 años de estudios teóricos, de laboratorio y modelos de almacenamiento oceánico intencional de CO₂.

Debido a que el dióxido de carbono es soluble en el agua, se producen intercambios naturales de CO₂ entre la atmósfera y las aguas en la superficie oceánica hasta que se alcanza un equilibrio. Si la concentración atmosférica de CO₂ aumenta, el océano absorbe CO₂ adicional en forma gradual.



Conclusiones

Revisadas las diferentes alternativas existentes para el tratamiento del CO₂ lo que se puede apreciar es que las tecnologías se encuentran en una etapa avanzada pero no lo suficientemente desarrolladas como para ser aplicadas del todo en las grandes centrales existentes en el mundo, las cuales causan la mayor parte de las emisiones de CO₂.

La idea es la combinación de los métodos mejorados de captura de CO₂ con sistemas avanzados de generación eléctrica y con nuevos diseños de procesos industriales, lo que reducirá muy probablemente los costos de captura y los consumos energéticos (empleados en la alimentación de los equipos de captura).

Sin embargo todas las técnicas tienen algo que ofrecer.

Por ejemplo, la tecnología requerida para la captación previa a la combustión se aplica de forma generalizada a la fabricación de fertilizantes y la producción de hidrógeno, aunque según el IPCC esto aumenta los costos de producción del hidrogeno.

Para el caso de la captación posterior a la combustión de CO₂ en las centrales eléctricas se encontró que llega a ser económicamente viable, pero necesita de condiciones muy específicas.

Y por ultimo para nuestro caso de estudio, el cual esta basado es en una planta de Ciclo Combinado, se utilizara el proceso de oxidcombustión, con un almacenamiento geológico con la opción mas segura que de acuerdo a las especificaciones son las capas de carbón no explotadas, la forma de transporte se propone por medio de tuberías en combinación con barco para cubrir las distancias requeridas.

Cabe señalar que la oxidcombustión utiliza oxígeno de un alto grado de pureza, ello da lugar a altas concentraciones de CO₂ en el flujo de gas y, por tanto, a una separación más fácil del CO₂, el único inconveniente que tiene es que requiere mayores necesidades energéticas para separar el oxígeno del aire lo cual resulta en una afectación a la eficiencia.

CAPÍTULO 5

APLICACIONES ACTUALES DE TECNOLOGÍAS

Objetivo

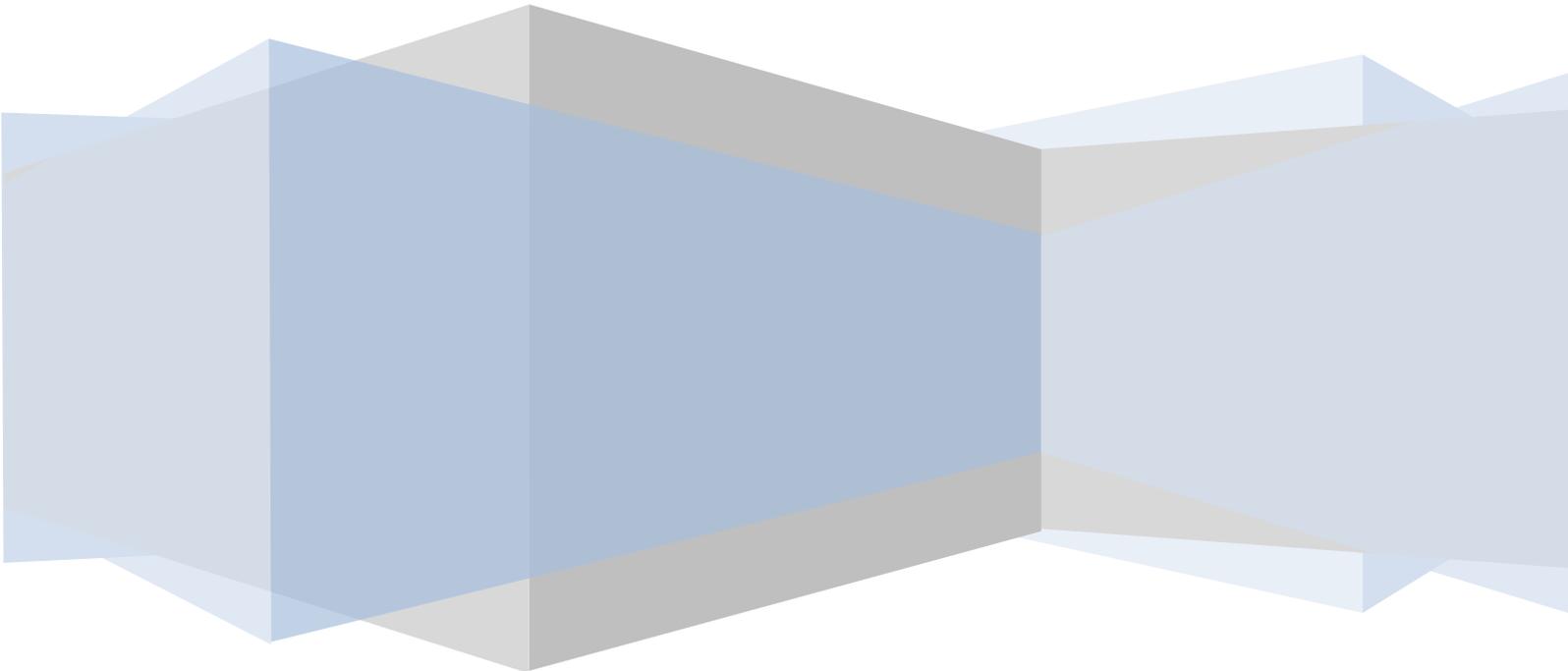
Introducción

5.1 Impacto en la eficiencia de las tecnologías

5.2 Evaluación de caso: Planta de CFE

5.3 Ejemplos de lugares de aplicación y proyectos

Conclusiones





APLICACIONES ACTUALES DE TECNOLOGÍAS

Objetivo

Realizar un análisis de las implicaciones económicas de la implementación de estas tecnologías en las plantas de potencia, específicamente para las centrales de ciclo combinado, vía la afectación en la eficiencia neta de dichas centrales eléctricas.

Introducción

Entre los países que han externado su preocupación por el medio ambiente, han sido los pertenecientes al continente europeo, quienes han sido los primeros en desarrollar y estudiar las tecnologías de captura y secuestro de carbono a mayor profundidad, siendo los precursores en muchas de las técnicas de captura, así como también lo son en cuanto a almacenamiento se refiere.

En este capítulo se estudiarán aspectos fundamentales de las tecnologías de captura y secuestro de CO₂ en lo que se refiere al impacto en la eficiencia de las centrales eléctricas así como los costos que conllevaría una instalación de esta aplicación.

Por otro lado se presentará un ejemplo de evaluación económica, tomando como modelo la unidad 4 de la central de ciclo combinado de la CFE ubicada en el Valle de México.

Y por último se darán a conocer los lugares donde se han desarrollado proyectos destacados que ocupan este tipo de tecnologías.

5.1 Impacto en la eficiencia de las tecnologías

La eficiencia es un elemento importante a considerar al momento de buscar la mejor alternativa entre las tecnologías disponibles para el control de las emisiones de CO₂.

Debido a ello es que se presentan a grandes rasgos el criterio usado en la medición de la eficiencia para las plantas generadoras así como ciertas gráficas con estimaciones del efecto de aplicar captura y secuestro de carbono en ellas.

En adelante se usará CCS, por sus iniciales ingles Carbon Capture and Storage.

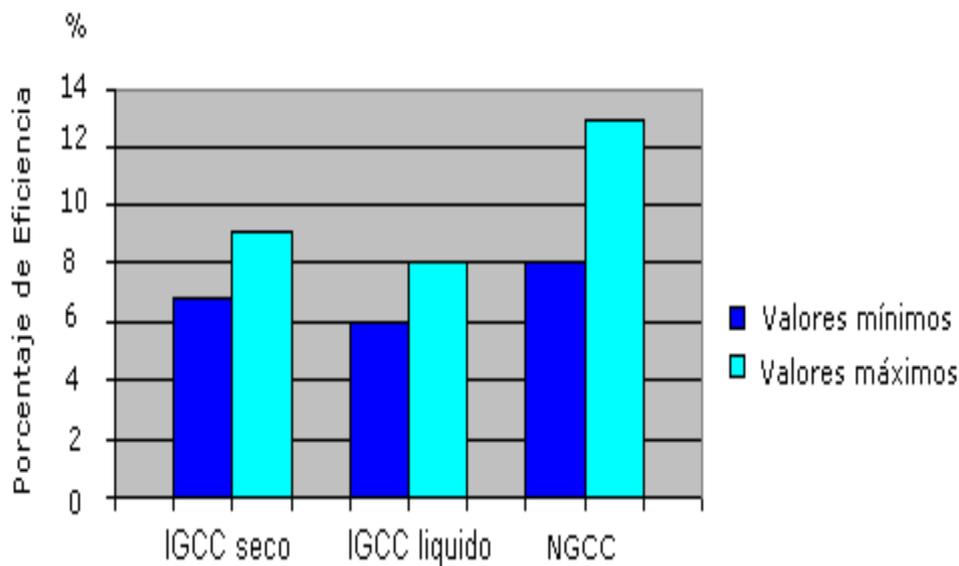


5.1.1 Impacto de la captura en pre-combustión

La eficiencia de las plantas con captura en pre-combustión se reduce debido a las pérdidas de energía provocadas por la conversión de combustible fósil en gas sintético, la demanda de vapor/oxígeno para la conversión de combustible y reacciones de evaporación de agua, sumado a los requerimientos de potencia en la producción de oxígeno y la compresión de CO₂, oxígeno y combustible.

En la *gráfica 5.1* se pueden apreciar los impactos en la eficiencia según el tipo de planta donde se desprende que para IGCC (Ciclo Combinado con Gasificación Integrada) dependerá el tipo de gasificado y NGCC (Ciclo Combinado Gas Natural).

Gráfica 5.1 Gráfica de penalización en la eficiencia para distintos tipos de planta



Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile con traducción del autor

5.1.2 Impacto de la captura en post-combustión

En el caso de la post-combustión la eficiencia se verá disminuida por el proceso de captura del CO₂, principalmente por las demandas de potencia y la posterior compresión del gas.

La eficiencia de la planta de referencia se calcula como la división de la salida neta de potencia (producción menos requerimientos auxiliares de potencia) y la entrada de combustible (*ecuación 1*).

$$\eta_{postcaptura} = \eta_{referencia} - \frac{Q_{captura} * \alpha}{E} - \frac{W_{captura}}{E} - \frac{W_{compresión}}{E} \dots (1)$$

donde:



α = ratio de incremento de reducción de potencia a incremento de la salida de calor (MWe/MWth).

E= entrada de combustible fósil (MWth)

$\eta_{postcaptura}$ = eficiencia de la planta con captura de CO₂ en post- combustión

$\eta_{referencia}$ = eficiencia de la planta sin captura de CO₂

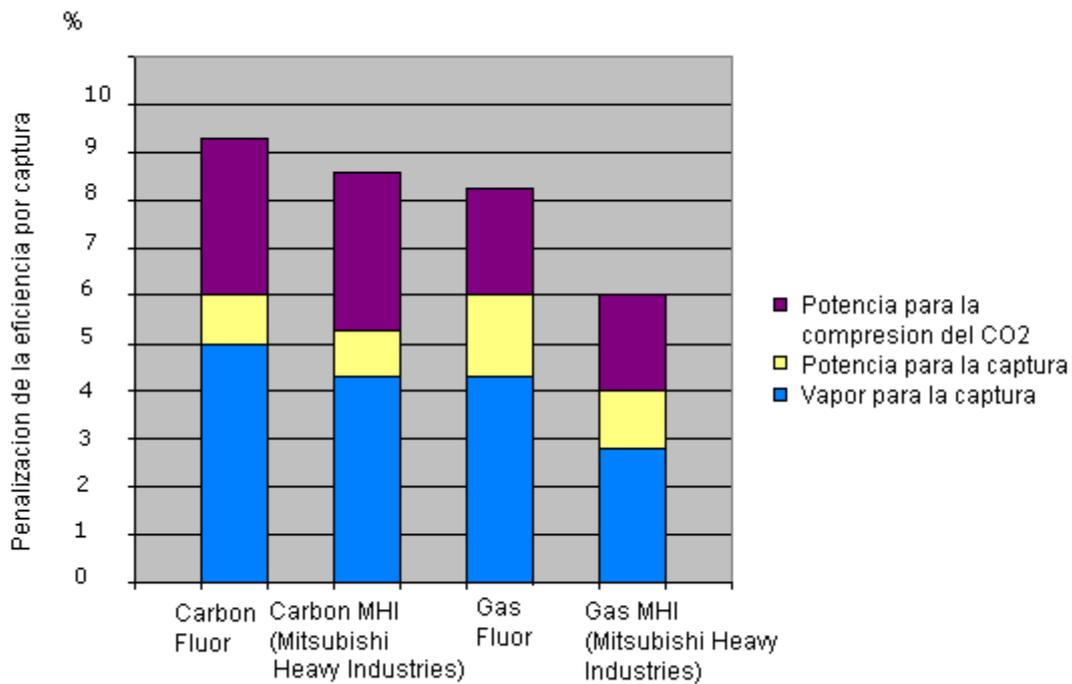
$W_{captura}$ = requerimientos de potencia del ventilador de gas de combustión + las bombas (MWe)

$Q_{captura}$ = requerimientos de calor de la regeneración de CO₂ (MWth)

$W_{compresión}$ = requerimiento de potencia para compresión de CO₂ (MWe)

Como se aprecia en la gráfica 5.2, el factor más influyente en la eficiencia es el vapor requerido en la regeneración del CO₂.

Grafica 5.2 Impacto en la eficiencia de la captura en post-combustión



Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile con traducción del autor

5.1.3 Impacto de la captura en oxi-combustión

La eficiencia en una planta con oxi-combustión se ve reducida por los requerimientos de energía de la producción y compresión de oxígeno y la compresión del CO₂. Aún así, el rendimiento de las turbinas puede ser afectado positivamente por el uso del oxígeno como medio de combustión. (*Ecuación 2*).



$$\eta_{oxi-combustion} = \eta_{referenciaO_2} - \frac{W_{O_2}}{E} - \frac{W_{compresion}}{E} \dots \quad (2)$$

donde:

$\eta_{oxi-combustion}$ = eficiencia de la planta con captura en oxi-combustión

$\eta_{referenciaO_2}$ = eficiencia de una planta de referencia

W_{O_2} = requerimientos de potencia para la producción y compresión de O_2 (MWe)

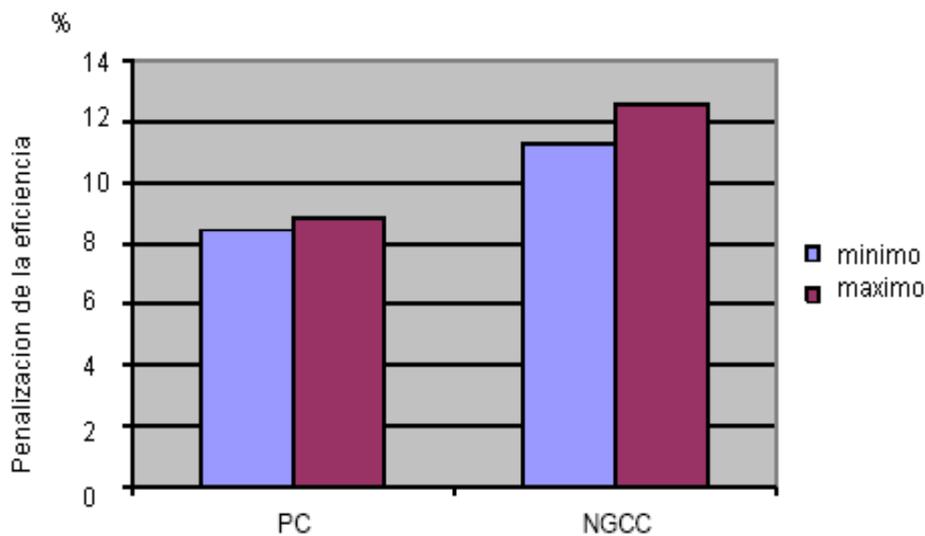
$W_{compresion}$ = requerimientos de potencia en la compresión de CO_2 (MWe)

E= entrada de combustible fósil (MWth)

El factor principal de reducción de la eficiencia es el consumo de energía en la unidad de separación de aire y la compresión de CO_2 .

Para el caso de PC, la baja en eficiencia es comparable al caso de post-combustión, no así para NGCC, donde la reducción es mayor por la mayor cantidad de oxígeno requerido.

Grafica 5.3 Influencia de la oxi-combustión en la eficiencia para plantas PC y NGCC.



Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile con traducción del autor

5.2 Evaluación de caso: Planta de CFE

En esta parte del estudio se da una breve descripción de la central a estudiar, la cual es la Central Termoeléctrica del Valle de México (CTVM), la cual cuenta con siete unidades (U1-U7) de generación, en especial la Unidad 4 (U4), trabaja en Ciclo Combinado.



Para después plantear el análisis de la operación de la unidad en condiciones y parámetros de desempeño.

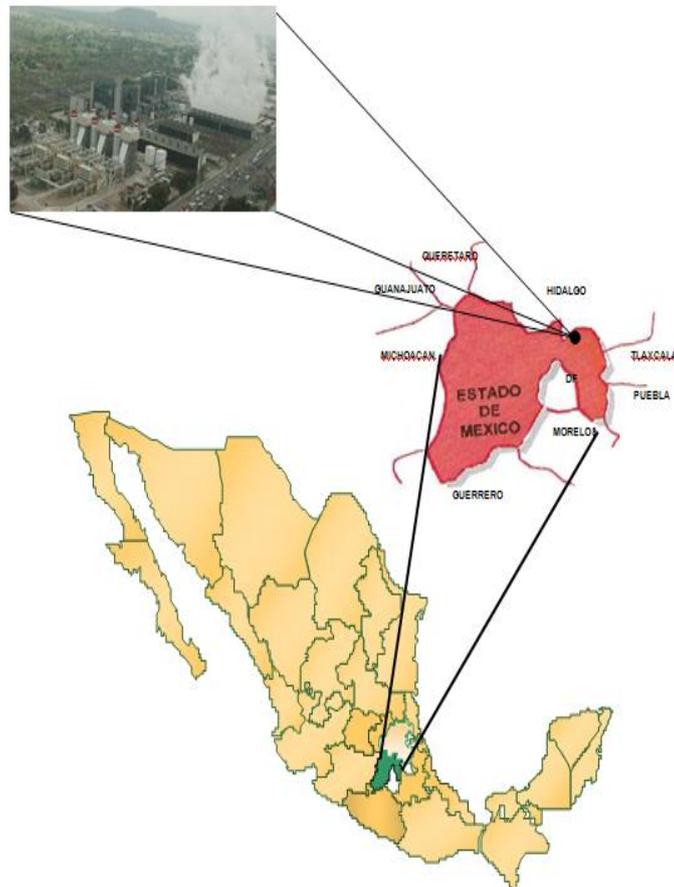
Después se repite el análisis, pero ahora incluyendo la operación de las tecnologías de separación y captura de carbono; al tener ambas condiciones de operación y parámetros de desempeño, se evalúan los beneficios y costos de la implementación del proyecto.

Por último se evalúan los beneficios económicos generados por el proyecto, reflejando los costos de la captura de carbono; identificando los parámetros de evaluación de proyectos que permitan obtener elementos de toma de decisión para implementar o no proyectos de este tipo.

5.2.1 Descripción de la Central Termoeléctrica del Valle de México

La central termoeléctrica Valle de México (CTVM), se ubica en el municipio de Acolman en el Edo. de México, pertenece a la Gerencia Regional de Producción Central. En la figura 5.1 se muestra el área geográfica donde se encuentra ubicada la Central Generadora.

Figura 5.1 Localización geográfica de la CTVM.



Fuente: Apuntes de Análisis de Energía



Figura 5.2 Fotografías de la CTVM.



Fuente: Páginas de internet http://cuauhtemoc.org.mx/data/phoo/2006_10_22



Fuente: Página de internet <http://www.protarsa.com/termoelectrica.htm>

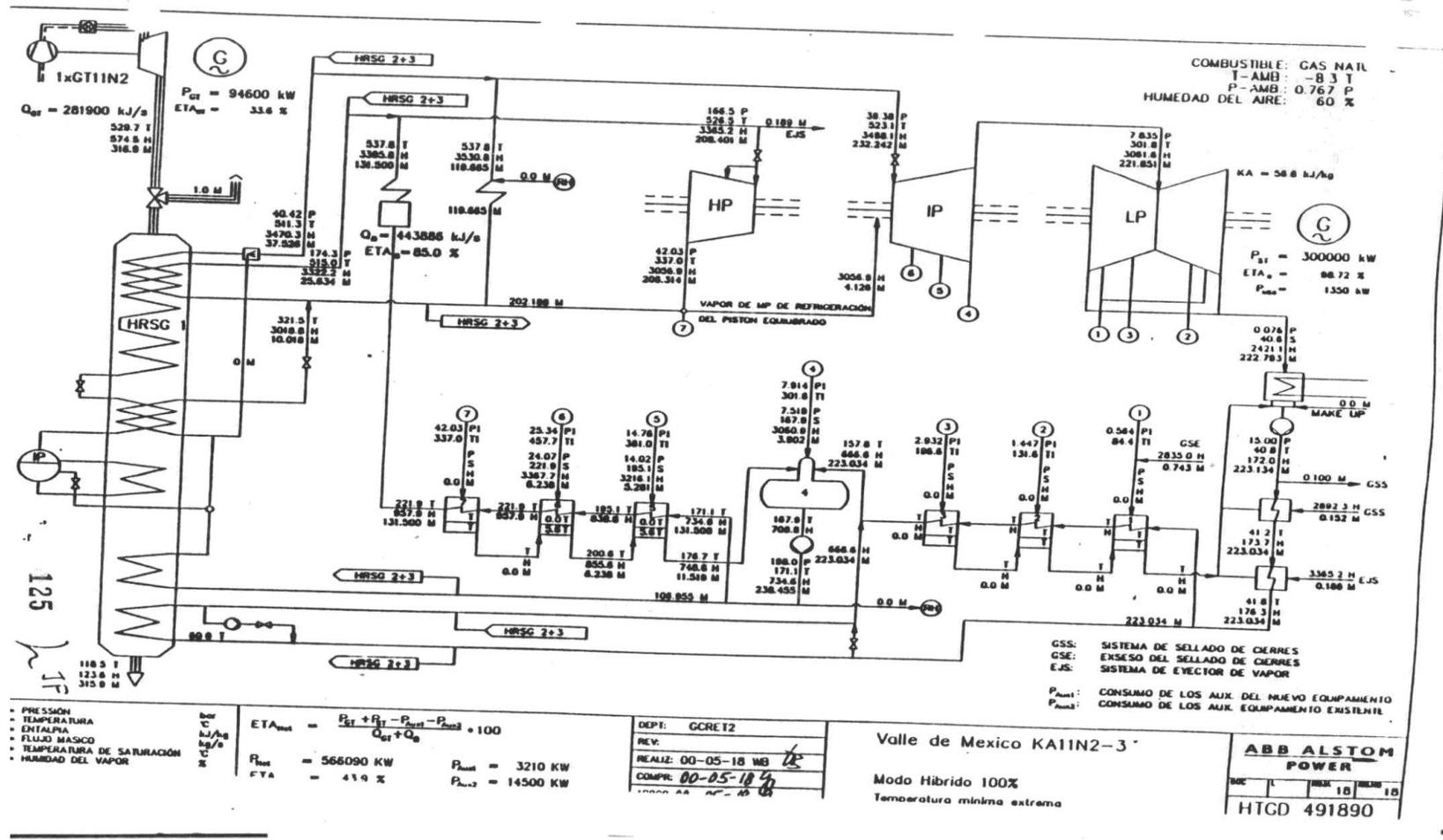
La CTVM tiene una capacidad instalada de 1115.5 MW, se conforma por siete unidades generadoras. La unidad 1 (U1) con una capacidad de 150 MW, las unidades 2 y 3 (U2 y U3) son de 158 MW cada una y la unidad 4 (U4) de 421 MW.

Las unidades 5, 6 y 7 (U6, U7 y U8) son turbinas de gas de 116.5 MW cada una y están conectadas con la U4, integrando el Ciclo Híbrido.

A continuación se muestra un diagrama, en el cual se puede ver el ciclo de operación de la central y sus componentes tales como el recuperador de calor, la turbina de gas, los generadores, las turbinas de alta, baja y media presión, las bombas, condensadores así como la chimenea de expulsión de gases.



Figura 5.3 Diagrama de operación de la Unidad 4 de la CTVM.





Datos principales del Turbogenerador:

Marca:	Brown Boveri
Tipo:	De acción, Tandem-Compound
Capacidad:	421 MW
Presión vapor principal:	169.7 kg/cm ² abs
Temperatura vapor SH/RH:	538°C / 538 °C
Presión de escape TBP:	0.077678 kg/cm ² abs
Extracciones:	7

Datos principales del Generador de Vapor:

Marca:	Babcock and Wilcox LTD
Flujo de vapor:	904.807 T/h
Presión de vapor:	174.01kg/cm ²
Temperatura de vapor:	540.55 °C
Temperatura recalentado:	540.55 °C
Eficiencia del Generador:	84.89 %

A grandes rasgos el funcionamiento es; por un lado la energía química almacenada en el combustible que se alimenta al generador de vapor, es liberada como resultado de la combustión, transformándose en energía calorífica.

La energía calorífica se usa para calentar el agua y producir vapor de alta presión lográndose la transformación de energía calorífica a térmica. El vapor generado impulsa las alabes de la turbina logrando con esto la transformación de energía térmica a energía mecánica.

Finalmente como el rotor de la turbina esta acoplada al generador eléctrico, es aquí donde se realiza la ultima transformación de energía mecana a eléctrica.

El condensador de vapor de la unidad 4 es un equipo muy importante, ya que en el se condensa el vapor de escape procedente de las turbinas, logrando la recuperación del condensado para utilizarlo como agua de alimentación para las calderas, además elimina el aire y otros gases no condensables, los que son evacuados en forma continua.

En lo referente a las bombas, la U4 cuenta con 2 bombas de agua de circulación del tipo centrifugas y verticales de flujo mixto con un 50% de capacidad cada una y un flujo de 26800 m³/hr de agua negra tratada.

Su función es succionar el agua de la pileta de la torre de enfriamiento para enviarla a las cajas del condensador principal (tipo superficie) a través de las líneas de conducción para entregarlas a las cajas del condensador a la presión necesaria (1.98 Bar) y vencer las perdidas por la fricción y la altura estática de la torre de enfriamiento.



5.2.2 Costos de las tecnologías

Los costos de los equipos que se requieren instalar para un proceso de oxi-combustión, son una Unidad de Separación de Aire (ASU) y un Compresor y Purificador de CO₂.

La cotización de estos equipos está basada en una estimación de costos²⁶ hecha para una central de 440 MW, como se verá más adelante la Central del Valle de México U4 es de 421MW.

Esto quiere decir que el costo de la inversión inicial esta dado para una central de mayor capacidad, lo cual hace que la evaluación sea y de resultados mas conservadores, es decir con estos valores se generan expectativas mas cautelosas en cuanto la viabilidad del uso de las tecnologías.

Tabla 5.1 Costo de los equipos que se requieren para el proceso de oxi-combustión.

Equipo	Costo del Equipo [miles de dólares]
ASU (Unidad de Separación de Aire)	119,000.00
Compresor y Purificador de CO ₂	27,000.00
Total	146,000.00

Fuente: el autor en base a datos de Mitsui Babcock Energy Limited

Por lo tanto debido al costo de los equipos el cual incluye la instalación se tiene que la inversión inicial para este proyecto será de 146 mil miles de dólares.

5.2.3 Caso 1: Cálculos sin proyecto de captura

Los datos que se muestran a continuación en los recuadros azules de líneas punteadas, se obtuvieron de una simulación²⁷ de la CTVM hecha en el programa Thermoflex 18.

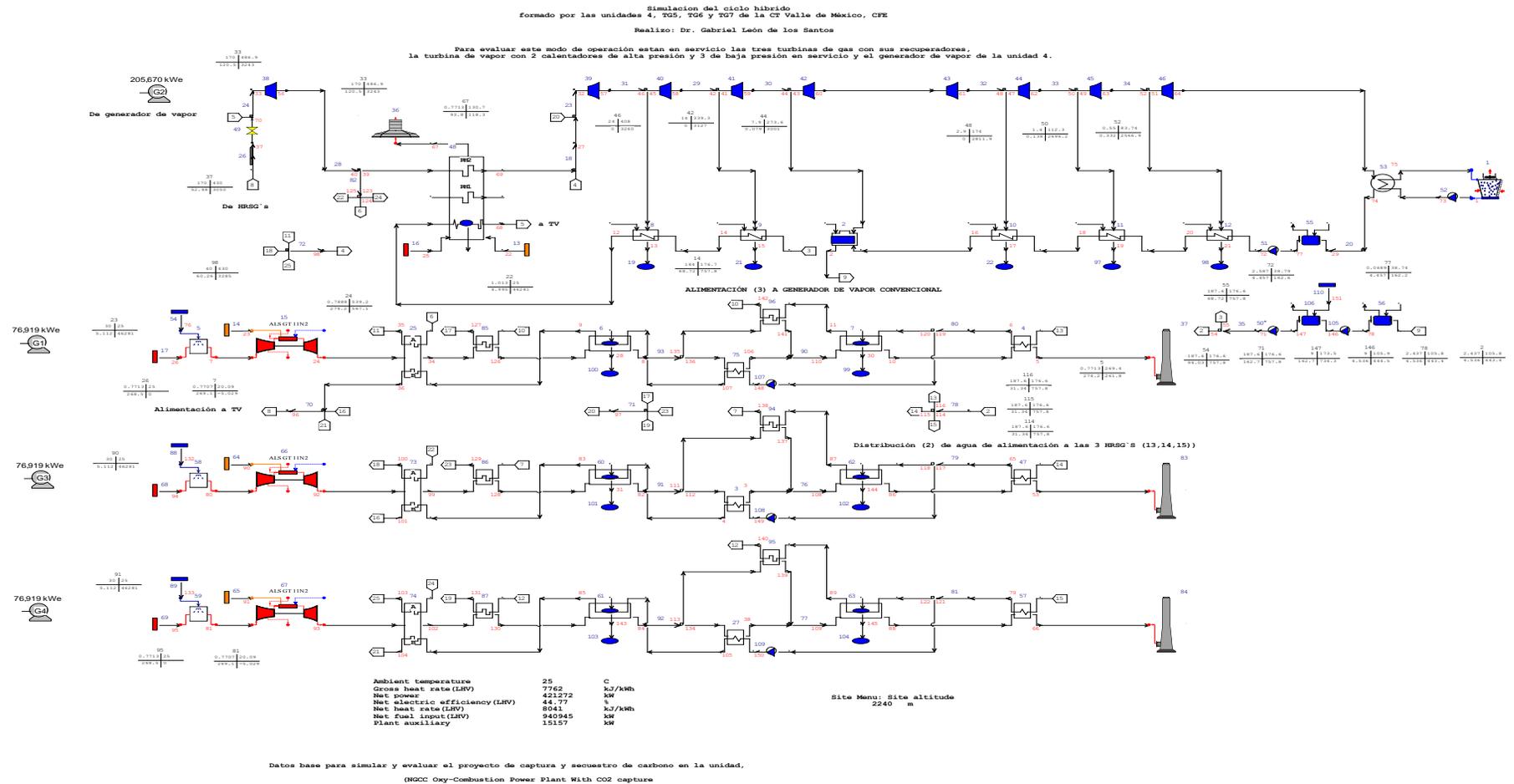
La primer simulación que se muestra en la *figura 5.4* corresponde a la Unidad 4 de la Central del Valle de México en su estado actual, es decir sin considerar un proyecto de captura.

²⁶ La estimación de costos se obtuvo en base a un estudio de captura de CO₂ realizado por Mitsui Babcock Energy Limited. La referencia completa estará en la parte de bibliografía.

²⁷ Simulación realizada por el Dr. Gabriel León de los Santos



Figura 5.4 Resultado de la primera simulación de la CTVM.



Thermoflex Version 18.0 Revision 2 SISTENER2 Universidad Nacional Autónoma de México - UNAM
1910 File = C:\Documents and Settings\Gabo\Ms documentos\CIA\tesis\licenciatura\Rocio\thermoflow\Unidad 4 Valle de México 26 mayo 2010.tif 05-26-2010 13:55:58

bar/C
kg/s/kJ/kg

Fuente: Resultados de la simulación en el Programa Thermoflex



$$Potencia Bruta(PB) = 421.272MW$$

$$Usos Propios(UP) = 15.16MW$$

$$Regimen Termico Bruto(RTB) = 7762 \frac{KJ}{KWh}$$

En base a estos resultados se calcula la Potencia Neta (ecuación 3) y se convierte el RTB en $\frac{BTU}{KWh}$:

$$Potencia Neta(PN) = PB - UP \dots (3)$$

$$PN = 421.272 - 15.16 = 406.112[MW]$$

$$RTB = 7762 \frac{KJ}{KWh} * \frac{1BTU}{1.05525KJ} = 7355.603 \left[\frac{BTU}{KWh} \right]$$

Para obtener el factor de planta de la central se emplea la ecuación 4:

$$FP = \frac{Gen_{neta} \left[\frac{MWh}{año} \right]}{Capacidad_{neta} [MW] * 8760 \left[\frac{h}{año} \right]} * 100\% \dots (4)$$

En nuestro caso el FP es dato y lo que se necesita obtener es la Gen_{neta} , por lo cual se hace un despeje de la ecuación 4, el cual queda de la siguiente manera (ecuación 5):

$$Gen_{neta} = \left(Capacidad_{neta} [MW] * 8760 \left[\frac{h}{año} \right] \right) * \left(\frac{FP[\%]}{100\%} \right) \dots (5)$$

$$FP = 81\%$$

$$Gen_{neta} = \left(406.112MW * 8760 \frac{h}{año} \right) * \frac{81\%}{100\%}$$

$$Gen_{neta} = 2881608.307 \frac{MWh}{año}$$

$$Gen_{neta} = 2881.68 \frac{GWh}{año}$$

Para tener un mejor manejo de los datos, crea la tabla 5.2 que resume los valores calculados y los que ya eran datos conocidos.



Tabla 5.2 Datos sin proyecto de la central de Ciclo Combinado del Valle de México U4.

NGCC Valle de México	
Parámetros	Datos sin Proyecto
Potencia bruta (MW)	421.272
Potencia neta (MW)	406.12
Factor de planta	81.0%
Usos propios	15.16
Régimen térmico bruto BTU/KWh	8,191
Poder calorífico superior BTU/pe ³	1024
Horas en el año h/año	8760
Generación neta GWh/año	2881.68
Eficiencia	46.38%

Fuente: el autor en base a datos obtenidos en la simulación y calculados.

La siguiente parte del estudio consiste en calcular manualmente los parámetros que se utilizaran para realizar el estudio económico para un periodo de 1 año.

El primer parámetro a calcular será el flujo neto sin proyecto, el cual servirá para calcular junto con el flujo neto con proyecto el flujo neto total (*ecuación 6*):

$$\text{Flujo Neto}_{s/p} = \text{Ingresos}_{\text{GENERACION}} - \text{Costos}_{\text{O\&M}} - \text{Costos}_{\text{COMBUSTIBLE}} \dots (6)$$

$$\text{Ingresos}_{\text{GENERACION}} = \text{Gen}_{\text{neto}} * \text{Pr ecio de Tranferencia a Transmision} \dots (7)$$

$$\text{Ingresos} = 2881.68[\text{GWh}] * 80470 \left[\frac{\text{dol}}{\text{GWh}} \right] = 231888789.6[\text{dol}]$$

$$\underline{\text{Ingresos} = 231888.78[\text{miles de dolares}]}$$

Los datos antes mencionados se obtuvieron de las siguientes tablas.



Tabla 5.3 Escenario de precios del combustible y precio de transferencia a transmisión

GAS		PRECIO DE TRANSFERENCIA (t) A TRANSMISIÓN (tra)	
Año	dól/BTU	Año	Precio de t a tra dól/MWh
2010	7,96E-06	2008	80,47
2011	7,43E-06	2009	74,20
2012	6,90E-06	2010	72,78
2013	6,59E-06	2011	71,55
2014	6,38E-06	2012	70,69
2015	6,38E-06	2013	71,61
2016	6,49E-06	2014	72,43
2017	6,49E-06	2015	72,47
2018	6,49E-06	2016	72,46
2019	6,53E-06	2017	72,80
2020	6,57E-06	2018	73,07
2021	6,62E-06	2019	73,28
2022	6,66E-06	2020	73,49
2023	6,71E-06	2021	72,80
2024	6,75E-06	2022	73,07
2025	6,80E-06	2023	73,28
2026	6,84E-06	2024	73,49
2027	6,89E-06	2025	72,80
2028	6,93E-06	2026	73,07
2029	6,98E-06	2027	73,28
2030	7,03E-06	2028	73,49
2031	7,07E-06	2029	72,80
2032	7,12E-06	2030	73,07

Fuente: Datos obtenidos de la CFE Proyecto RM Valle de México

Los datos que se usaran en la siguiente parte se tomaron de la siguiente tabla

Tabla 5.4 Costos fijos y variables de operación y mantenimiento.

CONCENTRADO DE COSTOS	
Costo variable de O&M sin proyecto (dól/MWh)	0,26
Costo fijo de OyM (dól /MW-año)	29.097,44

Fuente: Datos obtenidos de la CFE Proyecto RM Valle de México



$$Costos_{O\&M} = (Costo\ variable_{O\&M} * Gen_{neto}) + (Costo\ fijo_{O\&M} * Gen_{bruta}) \dots (8)$$

$$Costos_{O\&M} = \frac{(260[dol/GWh] * 2881.68[GWh]) + (29097.44[dol/GW * año] * 421.272[MW])}{1000}$$

$$Costos_{O\&M} = 13007.173 \text{ [miles de dolares]}$$

$$Costos_{COMBUSTIBLE} = Gen_{neto}[GWh] * RTB[BTU/KWh] * \frac{Precio_{GAS} \left[\frac{dol}{10^3 * pie^3} \right]}{PoderCalorificoSuperior \left[\frac{BTU}{pie^3} \right]} \dots (9)$$

$$Costos_{COMBUSTIBLE} = (2881.68[GWh] * 8191[BTU/KWh] * 1000) * \frac{8.15 \left[\frac{dol}{10^3 * pie^3} \right]}{1024 \left[\frac{BTU}{pie^3} \right] * 1000}$$

$$Costos_{COMBUSTIBLE} = 23603840.88 \times 10^3 [BTU] * 7.958 \times 10^{-6} \left[\frac{dol}{BTU} \right]$$

$$Costos_{COMBUSTIBLE} = 187839.365 \text{ [miles de dolares]}$$

Finalmente para resolver la ecuación 6, se emplean los resultados de las ecuaciones 7, 8 y 9.

$$\therefore Flujo\ Neto_{s/p} = 231888.78 - 13007.173 - 187839.365$$

$$Flujo\ Neto_{s/p} = 31042.242 \text{ [miles de dolares]}$$



5.2.4 Caso 2: Cálculos con proyecto de captura

En esta parte se realizaron los mismos cálculos que para el caso anterior (Caso 1), lo que cambió fueron los datos ya que en esta parte se realizó otra simulación (figura 5.5) la cual arroja nuevos datos, ya que esta vez se considera el consumo de la instalación del equipo de captura y su repercusión en la energía eléctrica entregada a la red o su afectación en la eficiencia y potencia neta.

Se hará referencia a ciertas ecuaciones empleadas en el caso 1.

$$Potencia Bruta(PB) = 421.272MW$$

$$Usos Propios(UP) = 116.97MW$$

$$Regimen Termico Bruto(RTB) = 7762 \frac{KJ}{KWh}$$

$$Potencia Neta(PN) = PB - UP \dots (3bis)$$

$$PN = 421.272 - 116.97 = 304.302[MW]$$

Se realiza el mismo procedimiento que en el caso 1 para el cálculo de la Gen_{neta} ecuación 5:

$$Gen_{neta} = (Capacidad_{neta} [MW] * 8760 [h/año]) * \left(\frac{FP[\%]}{100\%} \right) \dots (5bis)$$

$$FP = 81\%$$

$$Gen_{neta} = (304.302MW * 8760 h/año) * \frac{81\%}{100\%}$$

$$Gen_{neta} = 2159205.271 MWh/año$$

$$Gen_{neta} = 2159.2 [GWh/año]$$

La tabla 5.5 engloba los datos obtenidos, para facilitar su consulta.



Tabla 5.5. Datos con proyecto de la central de Ciclo Combinado del Valle de México U4.
NGCC Valle de México

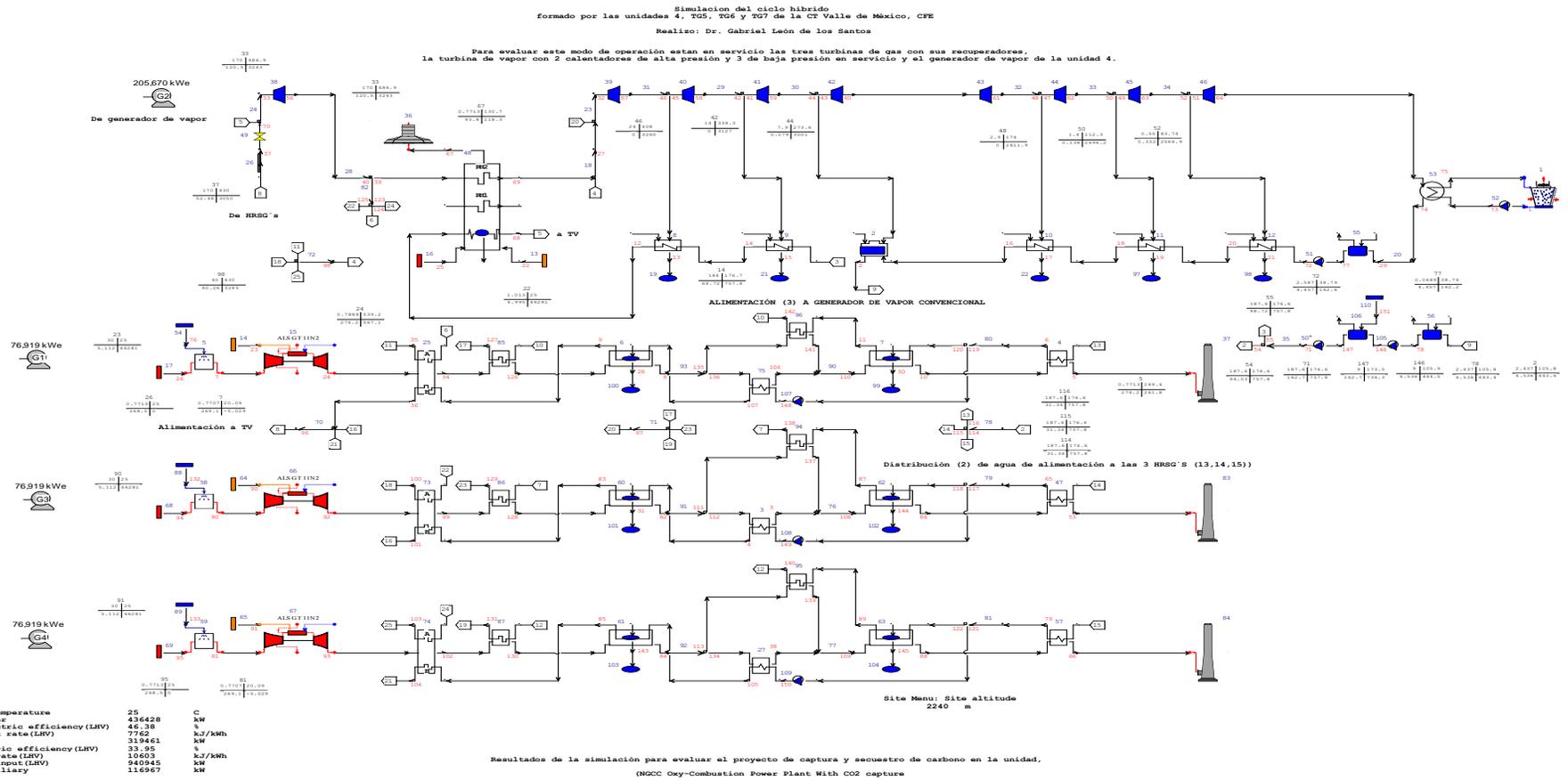
Parámetros	Datos con Proyecto
Potencia bruta (MW)	421.272
Potencia neta (MW)	304.31
Factor de planta	81.0%
Usos propios (MW)	116.97
Régimen térmico bruto (BTU/KWh)	8,191
Horas en el año h/año	8760
Generación neta GWh/año	2159.2
Eficiencia	46.38%

Fuente: el autor en base a datos obtenidos en la simulación y calculados

La siguiente parte del estudio consiste en calcular manualmente los parámetros que se utilizarán para realizar el estudio económico en un periodo de 1 año, posteriormente este procedimiento se llevará a una hoja de Excel para evaluar año con año los resultados de la operación de la planta y poder obtener los resultados para los 20 años siguientes, que son el tiempo de vida de los equipos que se emplearán para el proyecto.



Figura 5.5 Resultado de la segunda simulación de la CTVM.





El primer parámetro a calcular será el flujo neto con proyecto el cual servirá para calcular junto con el flujo neto sin proyecto el flujo neto total (*ecuación 10*):

$$\text{FlujoNeto}_{c/p} = \text{Ingresos}_{\text{GENERACION}} - \text{Costos}_{\text{O\&M}} - \text{Costos}_{\text{COMBUSTIBLE}} + \text{Ingresos}_{\text{EMISIONES-EVITADAS}} \dots (10)$$

$$\text{Ingresos}_{\text{GENERACION}} = \text{Gen}_{\text{neto}} * \text{Precio de Transferencia a Transmision} \dots (7\text{bis})$$

$$\text{Ingresos}_{\text{GENERACION}} = 2159.2[\text{GWh}] * 80470 \left[\frac{\text{dól}}{\text{GWh}} \right] = 173750824[\text{dól}]$$

$$\text{Ingresos}_{\text{GENERACION}} = 173750.824[\text{miles de dolares}]$$

Tabla 5.6 Costos fijos y variables de operación y mantenimiento.

CONCENTRADO DE COSTOS	
Costo variable de O&M con proyecto (dól/GWh)	350
Costo fijo de OyM (dól /GW-año)	39,169

Fuente: Datos obtenidos de la CFE Proyecto RM Valle de México

$$\text{Costos}_{\text{O\&M}} = (\text{Costo variable}_{\text{O\&M}} * \text{Gen}_{\text{neto}}) + (\text{Costo fijo}_{\text{O\&M}} * \text{Gen}_{\text{bruta}}) \dots (8\text{bis})$$

$$\text{Costos}_{\text{O\&M}} = \frac{(350 \left[\frac{\text{dól}}{\text{GWh}} \right] * 2159.2[\text{GWh}]) + (39169 \left[\frac{\text{dól}}{\text{GW} * \text{año}} \right] * 421.272[\text{MW}])}{1000}$$

$$\text{Costos}_{\text{O\&M}} = 17256.523[\text{miles de dolares}]$$

$$\text{Costos}_{\text{COMBUSTIBLE}} = \text{Gen}_{\text{neto}} [\text{GWh}] * \text{RTB} \left[\frac{\text{BTU}}{\text{KWh}} \right] * \frac{\text{Precio}_{\text{GAS}} \left[\frac{\text{dól}}{10^3 * \text{pie}^3} \right]}{\text{PoderCalorificoSuperior} \left[\frac{\text{BTU}}{\text{pie}^3} \right]} \dots (9\text{bis})$$



$$\text{Costos}_{\text{COMBUSTIBLE}} = (2159.2 * 8191 \left[\frac{\text{BTU}}{\text{KWh}} \right] * 1000) * \frac{8.15 \left[\frac{\text{dol}}{10^3 * \text{pie}^3} \right]}{1024 \left[\frac{\text{BTU}}{\text{pie}^3} \right] * 1000}$$

$$\text{Costos}_{\text{COMBUSTIBLE}} = 17686007.2 * 10^3 \left[\text{BTU} \right] * 7.958 * 10^{-6} \left[\frac{\text{dol}}{\text{BTU}} \right]$$

$$\text{Costos}_{\text{COMBUSTIBLE}} = 140745.245 \text{ [miles de dolares]}$$

$$\text{Ingresos}_{\text{EMISIONES-EVITADAS}} = \frac{\text{Gen}_{\text{neta}} \left[\text{GWh} \right] * \text{Precio}_{\text{CO}_2 \text{capt}} \left[\frac{\text{dol}}{\text{tonCO}_2} \right] * \text{Cantidad}_{\text{CO}_2 \text{capt}} \left[\frac{\text{grCO}_2}{\text{KWh}} \right]}{1000}$$

... (11)

$$\text{Ingresos}_{\text{EMISIONES-EVITADAS}} = \frac{2159.2 \left[\text{GWh} \right] * 50 \left[\frac{\text{dol}}{\text{tonCO}_2} \right] * 403 \left[\frac{\text{grCO}_2}{\text{KWh}} \right]}{1000}$$

*****Se esta considerando un precio de 50 dol/tonCO₂ para fines especiales, mas adelante en el analisis de sensibilidad se verán mas casos de precios por RCE'S.**

$$\text{Ingresos}_{\text{EMISIONES-EVITADAS}} = 43507.88 \text{ [miles de dolares]}$$

Finalmente para resolver la *ecuación 10*, empleamos los resultados de las *ecuaciones 7bis, 8bis y 11*.

$$\therefore \text{Flujo Neto}_{c/p} = 173750.824 - 17256.523 - 140745.245 + 43507.88$$

$$\text{Flujo Neto}_{c/p} = 59256.936 \text{ [miles de dolares]}$$

Teniendo el valor de los dos flujos netos, se obtiene el flujo neto total (*ecuación 12*):

$$\text{Flujo Neto}_{\text{TOTAL}} = \text{Flujo Neto}_{c/p} - \text{Flujo Neto}_{s/p} \dots (12)$$

$$\text{Flujo Neto}_{\text{TOTAL}} = 59256.936 - 31042.242$$

$$\text{Flujo Neto}_{\text{TOTAL}} = 28214.694 \text{ [miles de dolares]}$$



Para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) se emplea la *ecuación 13*:

$$VPN = I_0 + \sum_{n=1}^n \frac{FlujoNeto_t}{(1+T)^t} \dots (13)$$

donde:

- I_0 = Inversión inicial
- $FlujoNeto_t$ = Flujo Neto de cada periodo (anual)
- T = Tasa de recuperación
**** Se recomienda usar la TREMA, porque un resultado igual o mayor a la TIR indica un proyecto aceptable en el caso de una inversión.**
- t = Número de años considerados para el proyecto

Para calcular la relación beneficio costo se emplea la *ecuación 14*:

$$RBC = \frac{VPN}{I_0} [miles de dolares] \dots (14)$$

La relación costo beneficio toma los ingresos y egresos presentes netos del estado de resultado, para determinar cuáles son los beneficios por cada peso que se sacrifica en el proyecto.

Para obtener la Tasa Interna de Retorno (TIR) hay que igualar el VPN a cero

$$VPN = 0 \dots (15)$$

La Tasa Interna de Rendimiento Modificada (TRIM) refleja que los flujos son reinvertidos a una tasa similar a la tasa TREMA y no a una tasa similar a la TIR.

Considerando los datos del recuadro azul se genera una tabla en Excel, la cual ayuda a obtener el VPN, relación beneficio-costo, la TIR y la TRIM, las cuales sirven para determinar los parámetros económicos que determinan el nivel de rentabilidad del proyecto.

$I_0 = 146000$ [miles de dolares] ***calculada en la tabla 5.1

$T = TREMA = 12\%$

$t = 20$ [años]

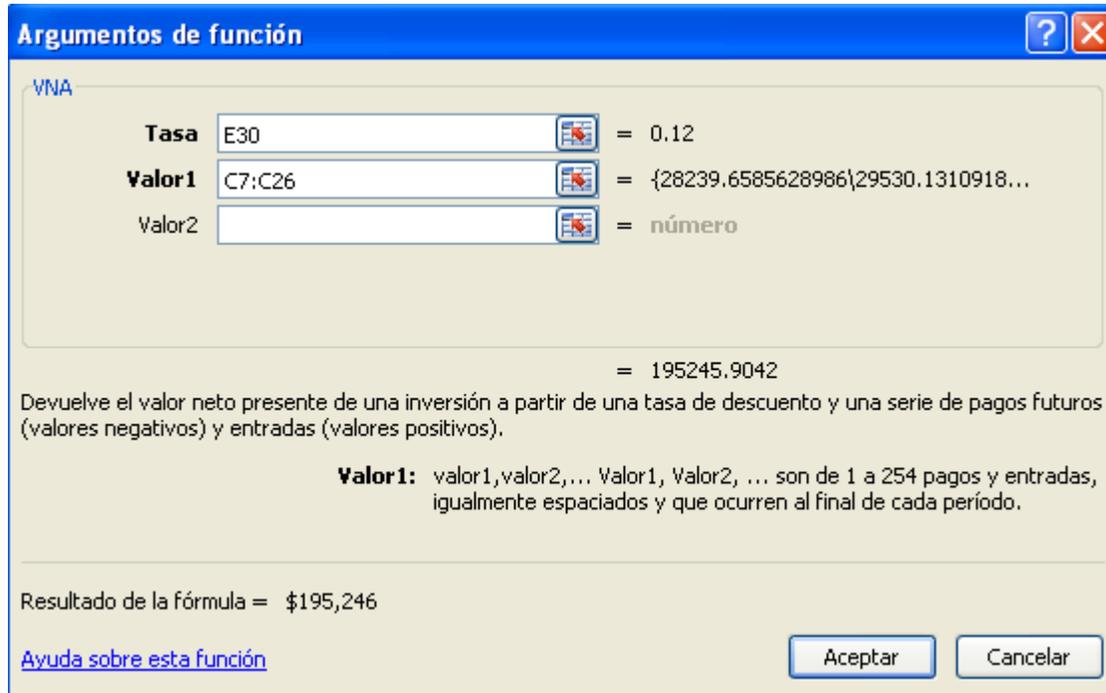
$FlujoNeto_1 = 2814.694$ [miles de dolares]

****Flujo Neto del primer año de operación (calculado anteriormente)**



El proceso que realiza la hoja de cálculo es una combinación de datos como se muestra en la *figura 5.7*, así es como se calculo el VPN que en Excel es VNA, toma en cuenta la tasa que en este caso es la TREMA..

Figura 5.7 Ejemplo del cálculo del VPN.



Fuente: Impresión de pantalla del programa Excel, hecha por el autor.

De acuerdo a la ecuación 13 ya que obtenemos el neto en el periodo establecido (20 años) lo que hace falta es sumar la inversión inicial respetando el signo negativo que la acompaña, como se muestra a continuación:

$$VPN = -\$146000 + \$195246$$

$$VPN = \$49246$$

En la *tabla 5.7* se muestran los resultados de los flujos que genera el proyecto vía la simulación de la operación de la unidad.

El resultado neto anual es la suma de los ingresos del proyecto menos los costos de operación y mantenimiento, mientras que la inversión es el resultado de los equipos de separación y captura.



Tabla 5.7 E estudio económico realizado con ayuda de Excel.

MONEDA CORRIENTE MILES DE DOLARES DE 2011				
Años de vida n	Año Base	Resultado neto anual	Inversión inicial	12% Flujo Neto sin Pagos
	2013		-\$146,000	-\$146,000
1	2013	\$ 28,240		-\$117,760
2	2014	\$ 29,530		-\$88,230
3	2015	\$ 27,332		-\$60,898
4	2016	\$ 26,255		-\$34,643
5	2017	\$ 25,534		-\$9,109
6	2018	\$ 24,794		\$ 15,685.48
7	2019	\$ 24,756		\$ 40,441.29
8	2020	\$ 24,638		\$ 65,079.50
9	2021	\$ 24,561		\$ 89,640.15
10	2022	\$ 24,491		\$ 114,131.57
11	2023	\$ 24,465		\$ 138,596.77
12	2024	\$ 24,481		\$ 163,077.31
13	2025	\$ 24,496		\$ 187,573.21
14	2026	\$ 25,105		\$ 212,678.35
15	2027	\$ 25,088		\$ 237,766.14
16	2028	\$ 25,111		\$ 262,876.90
17	2029	\$ 25,134		\$ 288,010.57
18	2030	\$ 25,734		\$ 313,744.73
19	2031	\$ 25,714		\$ 339,459.12
20	2032	\$ 25,745		\$ 365,204.23

ECONÓMICA	
Trema	12.00%
VPN en 2011	\$49,246
AE	\$437,502
B/C	1.34
TIR	17.36%
TIRM	13.64%
PR simple	5.37

Fuente: El autor con los datos calculados anteriormente y empleando Excel.

Lo que se puede ver en la *tabla 5.7* es un periodo de recuperación de 5 años y al emplear los criterios que ayudan a determinar la viabilidad de un proyecto se debe de cumplir la relación:

$$TREMA < TIRM < TIR \dots\dots(A)$$



En este caso se cumple ya que se tiene:

$$12\% < 13.64\% < 17.36\%$$

Para el caso de la relación beneficio costo:

- Si el resultado es mayor que 1, significa que los ingresos netos son superiores a los egresos netos. En este caso se cumple ya que:

$$B/C=1.34$$

En otras palabras, los beneficios (ingresos) son mayores a los sacrificios (egresos) y, en consecuencia, el proyecto generará ganancia.

El VPN también es mayor a cero, lo cual es un resultado positivo.

Dentro de este estudio otro de los elementos primordiales para que sea rentable o no el proyecto, fue el tomar en cuenta los costos de las RCE's, dado que sin ellos y su valor de 50 dol/ton el proyecto es inviable.

A continuación en la *tabla 5.8* se presenta un escenario económico, el cual no incluye los posibles ingresos de los RCE's.

Lo cual resulta en valores negativos, esto quiere decir que solo existirían pérdidas en lugar de ganancias.

En cuanto al periodo de recuperación se refiere, también resulta un valor negativo, lo cual se interpreta como un número indefinido de años en que se vería la recuperación de la inversión.

Cabe destacar que la relación entre tasas de interés no sigue la relación A (presentada anteriormente) y como se puede ver, esto hace que el proyecto ya no sea viable como en el caso anterior.

$$TREMA > TIR$$

$$TREMA > TIRM$$

El VPN es menor que cero porque da un valor negativo, este es otro indicador de que el proyecto no es viable si no cuenta con ayuda de los RCE's.

El valor de la relación beneficio costo es menor a 1, lo cual significa que la Rentabilidad del proyecto es inferior al Costo del Capital.



Tabla 5.8 Estudio económico realizado con ayuda de Excel sin incluir las ganancias por RCE's.

MONEDA CORRIENTE MILES DE DOLARES DE 2011				
Años de vida n	Año Base	Resultado neto anual	Inversión inicial	12% Flujo Neto sin Pagos
	2013		-\$146,000	-\$146,000
1	2013	-\$ 15,269		-\$161,269
2	2014	-\$ 13,678		-\$174,947
3	2015	-\$ 15,578		-\$190,525
4	2016	-\$ 16,359		-\$206,884
5	2017	-\$ 16,785		-\$223,669
6	2018	-\$ 17,234		-\$240,903
7	2019	-\$ 16,982		-\$257,885
8	2020	-\$ 16,812		-\$274,697
9	2021	-\$ 16,603		-\$291,300
10	2022	-\$ 16,389		-\$307,689
11	2023	-\$ 16,133		-\$323,821
12	2024	-\$ 15,837		-\$339,659
13	2025	-\$ 15,544		-\$355,202
14	2026	-\$ 14,658		-\$369,860
15	2027	-\$ 14,401		-\$384,262
16	2028	-\$ 14,106		-\$398,367
17	2029	-\$ 13,812		-\$412,179
18	2030	-\$ 12,943		-\$425,122
19	2031	-\$ 12,696		-\$437,818
20	2032	-\$ 12,400		-\$450,218

Análisis Económico	
Trema	12.00%
VPN en 2011	-\$262,664
AE	-\$2,333,510
B/C	-0.80
TIR	#¡DIV/0!
TIRM	#¡DIV/0!
PR simple	#¡DIV/0!

Fuente: El autor con los datos calculados anteriormente y empleando Excel.



Ahora tomando en cuenta el escenario económico anterior, es decir pensando en que no existiera los beneficios de las RCE's se hará un análisis de sensibilidad, variando en primer lugar el precio de la energía a la transferencia, el cual representa el ingreso económico de la planta por la venta de energía generada.

También, se pueden hacer variaciones en la TREMA, el monto de la inversión inicial y por último incluyendo los beneficios de los RCE's y su precio para lograr invertir la condición de inviabilidad del proyecto.

A continuación se presentan ejemplos del análisis de sensibilidad.

Los datos que aparecen de las *tablas 5.9 la 5.11b* muestran una serie de variaciones en los valores de los parámetros, en todos los casos se hace la comparación con el caso base.

El caso base involucra:

TREMA=12%,
VPN=-\$262,664
AE=-\$2,233,510
B/C=-0.8
RCE's=0 dol/tonCO₂,
TIR, TIRM. Y PR (periodo de recuperación) con valores indefinidos.

Para el primer caso (*tabla 5.9*) se presenta una variación del 30% en el precio de transferencia, este aumento en el precio de venta reflejaría un panorama en el cual la energía se vende más cara a la red, lo cual daría mayores ingresos.

Tabla 5.9 Variación de la sensibilidad en el precio de transferencia

	TRANSFERENCIA	
	CASO BASE	+30%
Trema	12.00%	12.00%
VPN en 2011	-\$262,664	-\$362,110
AE	-\$2,333,510	-\$3,216,995
B/C	-0.80	-1.48
TIR	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!
TIRM	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!
PR simple	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!

Fuente: El autor



Se puede ver que a pesar del incremento en el precio de venta de la energía, el proyecto sigue sin ser atractivo.

En la *tabla 5.10* se presenta una disminución del 50% de la TREMA, lo cual resulta de poca ayuda para el proyecto, ya que el número de años de recuperación sigue siendo mayor a 20 años y la relación beneficio costo aun es menor a 1.

Tabla 5.10 Variación de la sensibilidad en la TREMA

	CASO BASE	TREMA
		-50%
Trema	12%	6.00%
VPN en 2011	-\$262,664	-\$323,556
AE	-\$2,333,510	-\$5,562,524
B/C	-0.80	-1.22
TIR	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!
TIRM	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!
PR simple	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!

Fuente: El autor

En la *tabla 5.11a* se muestra una variación en los precios de las RCE's , lo que se puede ver es que en primer lugar se pone un precio de 20 dls/ton, se presenta una mejora de panorama, sin embargo sigue sin ser viable ya que los parámetros como el VPN y la relación beneficio costo son menores que 1.

En cambio aumentar a 55 dls/ton el precio de las RCE's, la situación es totalmente diferente y se ve favorable el proyecto.

Ya que se reduce a 4 años el periodo de recuperación, el único problema de hacer esta variación, está en que es poco probable que se incrementen tanto los precios de la tonelada de CO₂, puesto que el precio histórico de estos, entre el 2005 y el 2010 ha sido de entre 8 y 16 dls/ton



Tabla 5.11a Variación de la sensibilidad en los precios de las RCE's

	CASO BASE	PRECIO DE LAS RCE'S	
		20 DLS /TON	55 DLS /TON
Trema	12%	12.00%	12.00%
VPN en 2011	-\$262,664	-\$137,900	\$80,437
AE	-\$2,333,510	-\$1,225,105	\$714,603
B/C	-0.80	0.06	1.55
TIR	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!	20.60%
TIRM	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!	14.48%
PR simple	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!	4.57

Fuente: El autor

En la *tabla 5.11b*, lo que se hizo fue buscar un precio de RCE's que hiciera que la relación beneficio costo fuera igual a 1 ($B/C=1$), si el resultado es igual a 1, los ingresos igualan a los egresos y todo depende de evaluar los beneficios ambientales para que el proyecto se vea mas favorable.

Por lo tanto precio base para que el proyecto llegue a ser atractivo es 42 dls/tonCO₂, con esto en 7 años la inversión se recupera y a partir de los años siguientes ya todo lo que se genere es ganancia.

Cabe señalar que el VPN sigue manteniendo un valor negativo, lo cual económicamente hablando no hace favorable el proyecto, pero por otro lado en comparación al caso base si se ve una reducción de mas del 70%, lo cual se ve reflejado en el periodo de recuperación el cual ya no es indefinido.

Tabla 5.11b Precio optimo de las RCE's

	CASO BASE	PRECIO DE LAS RCE'S
		42 DLS /TON
Trema	12%	12.00%
VPN en 2011	-\$262,664	-\$660
AE	-\$2,333,510	-\$5,860
B/C	-0.80	1.00
TIR	#¡DIV/0!	11.93%
TIRM	#¡DIV/0!	11.97%
PR simple	#¡DIV/0!	7.40

Fuente: El autor



5.3 Ejemplos de lugares de aplicación y proyectos

Por último para finalizar este capítulo, se proporciona una lista de empresas que han desarrollado proyectos de captura y secuestro de carbono tanto en su país.

Proyectos que emplean CCS:

▶ Noruega:

- Sleipner Vest, el campo comenzó a funcionar en octubre de 1996. Es el primer proyecto de almacenamiento de CO₂ en una capa geológica 1000 metros debajo del fondo del mar. Logra almacenar 1 millón de toneladas de CO₂ al año.
- Snøhvit, la primera planta de gas natural en el mundo donde eliminan el dióxido de carbono reinyectándolo en el tanque de reserva por debajo del lecho marino.
Pueden ser almacenadas 700.000 toneladas de CO₂ al año. (Empresa a cargo Statoil)

▶ Holanda:

- K12-B, es un lugar importante debido a que la inyección de CO₂ es en la misma reserva donde se produjo, junto con el metano.
El campo de gas K12-B está en la zona costera de al noroeste de Ámsterdam.

▶ Argelia:

- In Salah, a partir de 2004, 1,2 millones de toneladas de CO₂ por año están siendo capturadas y almacenadas en In Salah. Cada año 1,2 millones de toneladas de CO₂ se eliminan del gas natural, siendo inyectadas y almacenadas en la formación de arenisca en Krechba. La empresa a cargo es Statoil.

▶ EE.UU. & Canadá:

- Weyburn, las compañías EnCana (canadiense) y Dakota Gasification (estadounidense) utilizan el CO₂ para el bien económico, energético y ambiental de la región. En Beulah, en el estado de North Dakota, se lleva a cabo la extracción y venta de CO₂ de una planta de generación termoeléctrica.

El CO₂ es transportado de allí desde el año 2000 en forma continua a través de una tubería hasta la Unidad GoodWater, ubicada en los campos petroleros en Weyburn (Canadá). Ahí es donde se almacena el CO₂ bajo los fondos de las fosas petroleras.

Estos son proyectos planeados a futuro, los cuales que emplearan CCS:



▶ España:

- Ponferrada (León) y Puertollano (Ciudad Real, los proyectos son para una planta de oxi-combustión cuyo funcionamiento se previó para el año 2009 y la planta usando pre-combustión para el año 2010 respectivamente de esta última está a cargo la empresa Elcogás.

▶ Australia:

- ZeroGen, Para el año 2012 en la región central de Queensland se pondrá en marcha la utilización de las tecnologías de captura de CO₂. Dicho proyecto se dividirá en 2 fases. Para la segunda fase las empresas asociadas se han unido para configurar también "ZeroGen Mark II", que se contempla desde 2012 hasta 2017 y lograra capturar hasta el 90% de las emisiones de CO₂ a gran escala.

Entre las empresas relacionadas están Shell (Australia), GE energy, Stanwell Corporation y el instituto de investigación de poder eléctrico.

▶ Noruega:

- Mongstad, a partir de un acuerdo entre Alstom y Statoil se espera que comience su funcionamiento entre los años 2009 y 2010.

El proyecto contempla una planta energética de 40MW diseñada para capturar 80.000 toneladas de CO₂.

▶ Alemania:

- Ktezin, forma parte del proyecto integrado CO₂SINK²⁸, proyecto cuya funcionalidad es reducir las emisiones de CO₂ provenientes de una planta raíz del compromiso realizado con el protocolo de Kyoto, debiendo reducir cada país al menos 8% de sus emisiones de CO₂. Se espera que su funcionamiento inicie el año 2008.

- Vattenfall, El proyecto comenzó en el año 2001 y se espera su funcionamiento para mediados del 2008.

Esta planta piloto se encuentra cercana a la planta de poder Schwarze Pumpe que trabaja con lignito como combustible y se utilizará con un programa de pruebas durante 3 años.

²⁸ El CO₂ SINK proyecto se inició en abril de 2004. El proyecto se centra en la observación cuidadosa de los efectos de la inyección de una cantidad significativa de las emisiones de CO₂ en un depósito.



Recientemente también se ha anunciado otro proyecto de la empresa Vattenfall cercana a la central de poder de Jänschwalde (a fuente de lignito) que también se encuentra en Alemania específicamente en la región de Brandenburg.

▶ Canadá:

- Fort Nelson, proyecto diseñado para utilizar aproximadamente 1.6 millones de toneladas de CO₂ por año desde una de las estaciones de procesamiento de gas más grandes en Norteamérica. En la planta Fort Nelson, el CO₂ será capturado usando un sistema removedor con ácido con base de aminas. Luego el CO₂ será comprimido hasta un nivel de fluido supercrítico y transportado vía tuberías al lugar donde será inyectado, dentro de 50 millas de la misma planta. Se espera que su funcionamiento comience entre los años 2009 y 2015.



Conclusiones

Lo que se puede observar de este capítulo es la influencia negativa que causa en la eficiencia, la instalación de los equipos de captura y secuestro de carbono.

Esto se debe principalmente a que los equipos consumen de la misma energía que la central produce.

Lo antes mencionado se ve reflejado en las tablas resumen del caso 1 y del caso 2, en las cuales se ve la disminución de la potencia neta a causa del incremento de más de 100MW en los usos propios de la planta. La generación neta también se ve disminuida en aproximadamente 7000GWh/año.

En cuanto al estudio económico se refiere, se observan aspectos favorables como lo es el tener un valor positivo del Valor Presente Neto, por lo que el proyecto parece aceptable. Así también se obtuvo una relación en los valores de la TIRM resultando ser ésta mayor a la TREMA y menor a la TIR, esto también es un punto importante para la aceptación o el rechazo de un proyecto.

El periodo de recuperación de la inversión, solo mide el tiempo en que un inversionista tarda en recuperar su inversión y 5 años resulta agradable al inversionista.

Cabe señalar que el criterio de aceptación lo establecen los encargados de realizar dicha inversión, definiendo el periodo máximo en que desea recuperar su inversión. Por lo tanto solo es una medida de liquidez, no de rentabilidad. Sin embargo llega a resultar útil para proyectos importantes pero de inversión elevada, como lo es un proyecto de captura y secuestro de carbono.

Otro factor muy importante en esta evaluación es el incluir o no los RCE's, lo cual como ya se vio es determinante para el proyecto, ya que sin esta ayuda, el proyecto no es para nada factible, a pesar de que presenta un reducción de emisiones de más del 90%.

Las ventajas de hacer un estudio económico es que se pueden hacer pruebas de factibilidad haciendo variaciones en los parámetros, así como se hizo en el análisis de sensibilidad hecho para ciertas cuantificaciones.

El listado de ejemplos de los lugares donde se tienen proyectos de esta naturaleza es muy pequeño en comparación a la lista de proyectos en espera de llegar a ejecutarse.

Considerando las condiciones actuales de concentración de CO₂ en la atmósfera, se debe dar preferencia y destinar presupuesto para que este tipo de proyectos se hagan realidad y se reduzca las emisiones de las centrales generadoras de energía, así como otras industrias que queman combustible y emiten CO₂ y otros gases al ambiente.