



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

---

FACULTAD DE INGENIERIA

## ESTUDIO DE EXTERNALIDADES EN LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**  
AREA MECANICA

PRESENTAN :

**JOSE MANUEL ROSADO AZCARATE**  
**PABLO TOVAR VALENCIA**

MEXICO, D.F.

1993

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



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

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

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

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

# **ESTUDIO DE EXTERNALIDADES EN LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA**

## **I N D I C E**

<b>I</b>	<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>II</b>	<b>Fuentes de energía eléctrica y producción en México</b>	<b>7</b>
<b>III</b>	<b>Aspectos generales de los contaminantes</b>	<b>14</b>
<b>IV</b>	<b>Generalidades de una planta termoeléctrica</b>	<b>32</b>
<b>V</b>	<b>Generalidades de una planta termosolar</b>	<b>45</b>
<b>VI</b>	<b>Determinación de la cantidad de emisiones contaminantes</b>	<b>50</b>
<b>VII</b>	<b>Descripción de las externalidades</b>	<b>61</b>
<b>VIII</b>	<b>Costo normal de generación</b>	<b>77</b>
<b>IX</b>	<b>Costo de generación incluyendo externalidades</b>	<b>85</b>
<b>X</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>104</b>
	<b>Apéndice</b>	<b>108</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>120</b>

## INDICE DE TABLAS

### Tabla

2.1	Capacidad y porcentaje de participación por tipo de central.	8
2.2	Generación nacional por tipo de central durante 1991.	9
2.3	Consumo de combustible para generar electricidad durante 1991.	9
3.1	Definiciones de las partículas suspendidas en el aire.	25
3.2	Comparación entre diferentes equipos de control de partículas.	27
5.1	Características de las plantas de Luz International Ltd.	48
6.1	Factores de emisión para combustóleo (3.75% azufre).	52
6.2	Factores de emisión para combustóleo (4.8% azufre).	53
6.3	Factores de emisión para carbón.	55
6.4	Factores de emisión para gas natural.	56
6.5	Características principales del gas natural.	58
6.6	Factores de emisión de CO <sub>2</sub> para gas natural.	59
6.7	Factores de emisión promedio para diferentes combustible.	60
7.1	Valores de impacto del índice PSI.	73
7.2	Parámetros de dispersión.	75
8.1	Parámetros básicos del costo de generación.	78
8.2	Costo unitario de inversión.	79
8.3	Costos nivelados de inversión.	80
8.4	Costos nivelados de combustibles.	82
8.5	Costos de operación y mantenimiento.	83
8.6	Costo normal de generación.	84
9.1	Cantidad de emisiones anuales.	86
9.2	Resumen de daños debido a las emisiones de SO <sub>2</sub> .	89
9.3	Costos ocasionados por las emisiones de NO <sub>x</sub> .	90
9.4	Costos ocasionados por las emisiones de partículas.	91
9.5	Equipos para el control de emisiones.	92
9.6	Factores de valor presente de las plantas generadoras.	93
9.7	Costos de inversión, actualizado y de O&M para control de SO <sub>2</sub> en plantas de combustóleo y carbón.	95

9.8	Costos nivelados y total para el control del SO <sub>2</sub> en plantas de combustóleo y carbón.	96
9.9	Costos de inversión, actualizado y de O&M para equipos de control de NO <sub>x</sub> .	96
9.10	Costos nivelados de inversión, O&M y total para control de los NO <sub>x</sub> .	97
9.11	Costos de inversión, actualizado y de O&M para precipitadores electrostáticos.	97
9.12	Costos nivelados de inversión, O&M y total de precipitadores electrostáticos.	98
9.13	Costo total de control o eliminación de contaminantes.	99
9.14	Costo normal de generación.	100
9.15	Costos de externalidades.	101
9.16	Costo de generación eléctrica incluyendo externalidades.	102
A.1	Cuantificación de externalidades en una planta termo-eléctrica 2x350 a combustóleo con 3.75% de azufre.	109
A.2	Cuantificación de externalidades en una planta termo-eléctrica 2x350 a combustóleo con 4.8% de azufre.	110
A.3	Cuantificación de externalidades en una planta termo-eléctrica 2x158 a combustóleo con 3.75% de azufre.	111
A.4	Cuantificación de externalidades en una planta termo-eléctrica 2x158 a combustóleo con 4.8% de azufre.	112
A.5	Cuantificación de externalidades en una planta termo-eléctrica 2x84 a combustóleo con 3.75% de azufre.	113
A.6	Cuantificación de externalidades en una planta termo-eléctrica 2x84 a combustóleo con 4.8% de azufre.	114
A.7	Cuantificación de externalidades en una planta termo-eléctrica 2x37.5 a combustóleo con 3.75% de azufre.	115
A.8	Cuantificación de externalidades en una planta termo-eléctrica 2x37.5 a combustóleo con 4.8% de azufre.	116
A.9	Cuantificación de externalidades en una planta termo-eléctrica 2x300.	117
A.10	Cuantificación de externalidades en una planta de ciclo combinado 1x250.	118
A.11	Cuantificación de externalidades en una planta termosolar 1x75 (tipo LUZ INT. LTD.)	119

## INDICE DE FIGURAS

### Figura

2.1	Capacidad instalada [MW].	8
3.1	Esquema del proceso de remoción de SO <sub>2</sub> mediante depuración con caliza.	18
3.2	Sistemas para la reducción de los NO <sub>x</sub> .	23
3.3	Esquema de un precipitador electrostático.	29
3.4	Sistema anticontaminante de alta eficiencia.	31
4.1	Representación esquemática del ciclo Rankine.	34
4.2	Participación en la generación eléctrica nacional.	35
4.3	Balance de energía de una planta termoeléctrica.	36
4.4	Fotografía de un generador de vapor.	39
4.5	Fotografía de una turbina de vapor.	39
4.6	Fotografía de una torre de enfriamiento	41
4.7	Esquema de una planta termoeléctrica convencional.	42
4.8	Esquema de una planta carboeléctrica convencional.	43
4.9	Esquema de una planta de ciclo combinado.	44
5.1	Esquema de una planta termosolar.	47
7.1	Esquema comparativo considerando externalidades.	63
7.2	Sistema de coordenadas para la dispersión de contaminantes	74
7.3	Dispersión del CO <sub>2</sub> .	76
8.1	Costo unitario de inversión.	79
8.2	Costos de operación y mantenimiento.	84
9.1	Costo de equipos por control de contaminantes.	99
9.2	Costo normal de generación.	101
9.3	Costo de generación eléctrica incluyendo externalidades.	103
10.1	Emissiones promedio de contaminantes.	105

## CAPITULO I

### INTRODUCCION

Cada vez que ocurre "algo" en cualquier parte del Universo existe una conversión de energía de una forma a otra, o una transferencia de energía de un lugar a otro. La vida en si misma es un proceso continuo de asimilación y uso de energía. Los seres vivos necesitan un aporte constante de energía para subsistir y esta energía está almacenada en los alimentos que ingerimos. La historia de la humanidad puede considerarse como la historia de la conquista de la energía. El hombre ha sido capaz de aprovechar la energía de diferentes fuentes para satisfacer necesidades que van más allá de las básicas para sobrevivir. A través de la existencia del hombre en la Tierra, la energía ha formado parte fundamental para su supervivencia.

El hombre primitivo, como los demás animales, dependía de su propia energía para usarla en la lucha por la supervivencia. Esta energía provenía de su alimentación, que a su vez manaba del sol, la primera y más importante fuente de energía. El hombre primitivo no tenía ventajas físicas aparentes sobre los animales de su entorno, puesto que era lento en sus movimientos y no especialmente fuerte, pero tenía un cerebro que le permitió desarrollarse.

Después de los alimentos, el fuego fue la primera fuente de energía que el hombre aprendió a manejar. Al principio solo lo usaba cuando lo encontraba en la naturaleza. Con el fuego vino el calor, y con el calor los humanos pudieron

viajar y extenderse hacia los climas más fríos. El fuego también servía de protección contra los depredadores durante la noche.

En algún momento alrededor del año 3000 a.C. se descubrió el bronce, que comenzó a utilizarse para construir armas y herramientas. Las materias primas eran minerales que se sometían a un proceso de calentamiento con fuego. Más tarde el trabajo de los metales se convirtió en un arte y un excelente comercio.

En los siglos que precedieron a la Revolución Industrial se diversificaron las fuentes de energía. La mayor parte de las máquinas y herramientas disponibles dependían de la fundición y forja del hierro, que empleaban la madera como combustible.

Con la evolución del hombre, sus necesidades y costumbres se hicieron cada vez mayores y más complejas, por lo que las sociedades tuvieron que recurrir a otros medios para satisfacer sus necesidades energéticas, como por ejemplo, la utilización de agua, viento y madera que llegó a utilizarse hasta el siglo XVIII.

El uso de la energía hidráulica se desarrolló a lo largo de muchos ríos. Los molinos de agua se utilizaban para moler grano, serrar madera, hacer pulpa de papel con harapos, bombear agua y triturar mineral. El caballo también llegó a ser una importante fuente de energía, especialmente a partir de la invención de la herradura y del arnés.

La primera referencia documentada del uso del carbón se remonta al año 852 d.C., en la abadía de Peterborough, en Inglaterra. La utilización del carbón como fuente de energía se desarrolló rápidamente, y frenó la tala de los árboles. Alrededor del año 1000 d.C., la minería del carbón se practicaba ya en toda Europa.

La máquina de vapor simboliza el genio creativo de la Revolución Industrial. Su desarrollo aunó avances técnicos, resultados de investigaciones científicas y la destreza empresarial de un reducido número de personas altamente motivadas. Las primeras máquinas de vapor eran inmóviles. En 1712, Thomas Newcomen adaptó un pistón a una máquina de vapor. En 1760, James Watt mejoró considerablemente las máquinas de vapor que existían hasta el momento, al introducir un condensador separado para enfriar el vapor de forma más eficiente. En 1803, Richard Trevithick construyó la primera locomotora de vapor. En 1807, en los Estados Unidos se construyó y operó el primer barco de vapor.

Posteriormente, durante la Revolución Industrial se crearon nuevos inventos que requerían otro tipo de tecnología energética para su operación, como fue el caso de motor a vapor que utilizaba carbón como combustible.

Los inventos se multiplicaron hasta abarcar todas las áreas del conocimiento humano. El carbón, particularmente en Gran Bretaña, fue la fuente de energía que sustentó esta Revolución, abundante y fácil de extraer, el carbón fue el primer combustible fósil que se utilizó a gran escala.

A principios del siglo XX el carbón comienza a ser desplazado, como la fuente energética más importante, por el petróleo. A partir de ese momento el petróleo comienza a ser el principal combustible en la economía mundial.

Para 1950 el consumo mundial de petróleo era una sexta parte del consumo actual [1].

Hoy en día, la dependencia del petróleo parece ser inevitable y permanente, pero es seguro que será mas corta que los doscientos años que duró la época del carbón [1].

La importancia que tiene el petróleo a nivel mundial ha causado que las economías de los países estén íntimamente relacionadas con él, lo que ha traído como consecuencia problemas de tipo socio-políticos.

El caótico mercado petrolero que actualmente existe, es un medio muy importante que determina el rumbo de la energía mundial. Un ejemplo de esto fue la invasión de Irak a Kuwait en 1990 que aumentó las reservas iraquíes de petróleo de un 10 a un 20 % con lo que se incrementó el precio del petróleo en un 170 % en tan sólo tres meses.

La desigual distribución mundial de las reservas de petróleo se vuelve cada día mas grande. Los países del Medio Oriente poseían en 1980 el 55% de las reservas mundiales y para 1989 la cifra aumentó a 65%. Muchas de las naciones del Golfo Pérsico tienen por lo menos 100 años de reservas probadas de petróleo con los niveles actuales de extracción [1]; comparados con los menos de 20 años que tienen Europa, Norteamérica y la ex Unión Soviética.

El consumo promedio mundial de petróleo por persona es 4.5 barriles por año, pasando por 24 barriles en promedio en los Estados Unidos, 12 barriles en Europa y menos de 1 barril en Africa [1]. Con el incremento de la población y la disminución de las reservas se estima que para el año 2030 el promedio mundial será de tan solo 1.2 barriles por persona por año, lo que

quiere decir que el mundo necesita cambios urgentes en la economía energética mundial.

Consecuente a esta necesidad energética, existe el problema del daño a la sociedad y al medio ambiente causado por la obtención de energía a partir de combustibles fósiles.

Es por esta razón que es necesario estudiar las emisiones inevitables, ocasionadas por la quema de combustibles fósiles puesto que llegan a causar serios daños al medio ambiente y a la vida.

Una de las consecuencias de la economía basada en combustibles fósiles es que se están rebasando los límites que tiene la biosfera para absorber las emisiones contaminantes. Actualmente se emiten, entre otros muchos contaminantes, más de 6 mil millones de toneladas anuales de carbono en forma de CO<sub>2</sub>, ocasionando un incremento en la concentración de gases invernadero que provocan un aumento de la temperatura de la Tierra. Un estudio realizado en la ONU en 1990 confirma que un rápido y elevado incremento de la temperatura global ocurrirá mientras no sean detenidas las emisiones actuales de contaminantes [2].

Para el año 2030 se estima que para poder satisfacer las necesidades energéticas, así como disminuir las emisiones contaminantes, el mundo debe aumentar sus fuentes de energía renovables como son: solar, biomasa, hidráulica, eólica y geotérmica. Las tecnologías para apoyarlas están listas para su uso, pero deben enfrentarse ante muchos intereses sobre todo político-económicos.

Tradicionalmente los costos de producción de energía eléctrica se han determinado tomando como base los costos fijos (terreno, edificio, equipo etc.) y los costos variables (agua, combustibles, empleados, etc.). Actualmente el precio de venta a los consumidores es determinado tomando en cuenta los costos de producción y los costos de venta. Al paso del tiempo han resaltado otros costos atribuibles al proceso de generación de dicha energía, generalmente por cambios o daños de tipo social, económico, político e inclusive de salud. Estos costos olvidados hasta ahora, son los denominados EXTERNALIDADES, los cuales pueden ser definidos como los costos ocasionados en el exterior y a la sociedad por el proceso de generación y distribución de electricidad.

Hasta la fecha se puede decir que los costos de las externalidades han sido ignorados o igualados a cero, llevándonos a lo que se ha denominado la "tragedia de los comunes". Si se considera al proceso de generación de electricidad como un proceso termodinámico cerrado, las externalidades son los impactos producidos a los alrededores.

La naturaleza finita de las reservas de combustibles fósiles es una limitación que obliga a la búsqueda de nuevas fuentes de energía como son las fuentes renovables. Una de las fuentes de energía renovables más prometedoras es la energía solar, debido a que podría llegar a producir la suficiente energía para satisfacer la demanda mundial [3].

En el siguiente capítulo se muestran las estadísticas más relevantes en cuanto a electricidad para el año de 1991. Con esto, se pretende dar a conocer la distribución de la generación por las diferentes fuentes energéticas, así como el tipo y cantidad de combustible necesario. También se menciona como son y como se formaron los diferentes tipos de combustibles fósiles.

En el capítulo III se describe y analiza la formación y control de los principales contaminantes que se emiten por la utilización de combustibles fósiles. Se consideran cuatro contaminantes principales a estudiar  $SO_2$ ,  $NO_x$ , partículas y  $CO_2$ , ya que son estos los que ocasionan mayores daños locales y globales.

Los capítulos IV y V muestran las características más relevantes de las plantas generadoras de electricidad, se detallan por separado fuentes convencionales de energía (termoeléctrica, carboeléctrica y ciclo combinado) y fuentes alternas (termosolar), con el fin de proporcionar los elementos base para realizar una comparación cualitativa y cuantitativa entre ambos tipos de fuentes energéticas.

En el capítulo VI se determina la cantidad de contaminantes emitidos al realizarse el proceso de combustión. Fue necesario calcular la cantidad de emisiones de  $CO_2$  bajo condiciones ideales de combustión.

Posteriormente, el capítulo VII describe a las externalidades y define como alteran o dañan al medio ambiente y al hombre.

La producción de electricidad a partir de recursos renovables es aparentemente más cara que la de origen convencional (principalmente en la inversión). Sin embargo, cuando se incluyen los costos derivados del impacto

ambiental y social, la energía renovable se acerca en competitividad a la producción eléctrica convencional.

Debido a que la energía solar se considera como una fuente viable de energía para la generación de electricidad en nuestro país y a lo mencionado anteriormente, en el capítulo VIII se obtiene el costo de generación de una planta termosolar así como también de plantas termoeléctricas convencionales y de ciclo combinado con diversos tipos de combustibles y capacidades. Los costos se calcularon con los procedimientos tradicionales obteniéndose lo que se denomina costo normal de generación.

En el capítulo IX se calculan los costos de externalidades por alivio y control de las emisiones gaseosas para cada tipo de planta generadora. El costo de las externalidades sumado al costo normal de generación producirá lo que se establece como costo de generación incluyendo externalidades.

Del análisis de los resultados obtenidos y de la comparación de los mismos se esperan obtener conclusiones que resalten la importancia de este estudio en el entendimiento y combate a la contaminación del aire por las emisiones gaseosas provenientes de plantas generadoras de electricidad.

Por último, de los cálculos y conclusiones obtenidos se sugiere que mediante un análisis ambiental y económico se puede determinar la factibilidad y necesidad que tiene el mundo de instalar plantas termosolares generadoras de electricidad.

## **CAPITULO II**

### **FUENTES DE ENERGIA ELECTRICA Y PRODUCCION EN MÉXICO**

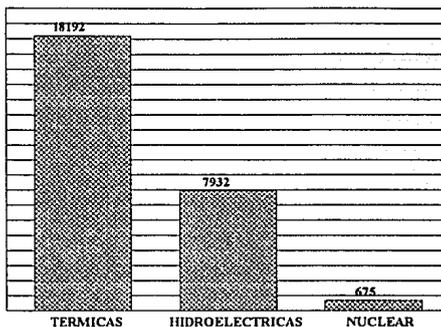
Una de las aplicaciones actuales más usuales de la energía es en la forma de electricidad, debido a que puede ser fácilmente convertida mediante equipos, máquinas o sistemas, en casi cualquier otro tipo de energía más útil o necesaria, con una eficiencia de conversión relativamente alta. Como ejemplo de lo anterior se tiene a la energía luminosa, refrigeración, motores eléctricos, tecnologías médicas, computadoras, comunicaciones, etc.

La mayor parte de la energía eléctrica que se produce en nuestro país se genera a partir de tres tipos de energía: térmica, hidráulica y nuclear. La obtención de electricidad es lograda mediante plantas transformadoras de energía o también llamadas convertidoras de energía directa.

La mayoría de las centrales de producción de energía eléctrica, ya sean nucleares o térmicas de carbón, combustóleo, gas natural, etc., utilizan turbinas de vapor. En estas plantas la energía térmica se emplea para producir vapor de alta presión que impulsa una turbina, la cual hace girar un generador que produce la energía eléctrica. En el caso de las hidroeléctricas se utiliza la energía potencial del agua que se encuentra contenida dentro de la presa para así poder impulsar una turbina aguas abajo.

En la figura 2.1 se muestra la capacidad instalada en plantas térmicas, hidroeléctricas y nuclear en el año de 1991 en México. En esta gráfica y en la tabla 2.1 siguiente, se puede apreciar el gran porcentaje en la capacidad instalada que tienen las plantas térmicas con respecto a las demás [4].

Figura 2.1 Capacidad Instalada (MW).



La capacidad según el tipo de planta hasta 1991 se muestra en la siguiente tabla 2.1 [4]:

Tabla 2.1. Capacidad y porcentaje de participación por tipo de central.

TIPO DE CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	PARTICIPACION (%)
Hidroeléctricas	7932	29.60
Vapor	12553	46.84
Ciclo combinado	1818	6.78
Turbogas	1754	6.54
Combustión Interna	147	0.55
Geotermoelectrica	720	2.69
Carboeléctrica	1200	4.48
Nucleoelectrica	675	2.52

La generación de electricidad durante el año de 1991 fue de 118,412 GWh con el respectivo porcentaje por tipo de central que se observa en la tabla 2.2. Aquí se puede apreciar que las termoeléctricas abarcan casi un 60% de la generación total durante 1991[4].

Tabla 2.2. Generación nacional por tipo de central durante 1991.

TIPO DE CENTRAL	GENERACION (GWh)	PARTICIPACION (%)
Hidroeléctricas	21737	18.36
Vapor	70328	59.39
Ciclo combinado	7748	6.54
Turbogas	659*	0.56
Combustión interna	186	0.16
Geotermoeléctrica	5435	4.59
Carboeléctrica	8077	6.82
Nucleoeléctrica	4242	3.58

\*Incluye 55 GWh de cogeneración de HYLISA.

Para satisfacer toda esta demanda de energía eléctrica se necesitaron los consumos de combustibles que se observan en la tabla 2.3 [4]. Con el consumo observado en la tabla 2.3 comprendemos la razón por la que la generación de electricidad representa un porcentaje importante en la contaminación ambiental.

Tabla 2.3. Consumo de combustible para generar electricidad durante 1991.

TIPO DE COMBUSTIBLE	CONSUMO
Combustóleo	15,968,000 m <sup>3</sup>
Gas natural	4,777 millones de m <sup>3</sup>
Diesel	445,000 m <sup>3</sup>
Carbón	4'102,000 toneladas
Bióxido de uranio	6,447 (mwd/tm)

## DESCRIPCION DE LAS FUENTES DE ENERGIA

Los arboles y las plantas se desarrollan gracias al proceso de fotosíntesis, por el que toman bióxido de carbono del aire y lo combina con hidrógeno, obtenido a partir del agua que las raíces extraen del subsuelo. Cuando los árboles y plantas mueren, pueden permanecer preservados del contacto con el oxígeno atmosférico, en cuyo caso se convierten en turba. A lo largo de millones de años los sedimentos depositados sobre ella la comprimen para dar origen a depósitos de un carbón impuro llamado lignito. Si la compresión continúa, se forman carbones con mayor grado de pureza, llamados bituminosos y antracitas.

La mayor parte del carbón se formó hace más de 250 millones de años, durante el periodo carbonífero, llamado así por esta circunstancia.

El carbón se extrajo sistemáticamente por primera vez en China hace 2000 años. En la actualidad Estados Unidos, Gran Bretaña y Alemania poseen el 40% de las reservas mundiales; China y los países comprendidos en la antigua Unión Soviética tienen otro 40%.

Hace unos cien millones de años, se depositaron grandes cantidades de sedimentos orgánicos procedentes de aguas superficiales muy fértiles, en el fondo de algunos mares poco profundos. Las condiciones de estancamiento reinantes resultaban ideales para la formación de hidrocarburos como los que constituyen el carbón, el petróleo y el gas natural. Más de la mitad de las reservas de petróleo del mundo datan de esa época, en la que el Golfo de México, Venezuela y el norte de África se encontraban en el fondo de mares tropicales. Las características de la combinación carbono-hidrógeno determinan si el combustible resultante es sólido como el carbón o líquido como el petróleo. En este último, la proporción de hidrógeno es superior y la densidad menor que en el carbón; una tonelada de petróleo contiene aproximadamente la misma cantidad de energía que tonelada y media de carbón.

En el transcurso de largos períodos de tiempo, los restos de animales y plantas se hundieron y mezclaron con el fango del fondo marino. Las sucesivas capas de sedimentos depositados impidieron el contacto con el oxígeno, necesario para los procesos naturales de descomposición que terminan devolviendo al medio, en forma de calor, la energía almacenada. Por el

contrario, la presión y el calor originados por las capas superiores transformaron paulatinamente el lodo en roca y, a lo largo de millones de años, desplazaron el producto resultante de la combinación del carbono e hidrógeno: hidrocarburos, en forma de petróleo, carbón o gas. El petróleo a diferencia del carbón, es una sustancia segregada de la roca en la que se formó, lo que unido a su naturaleza líquida le da una gran movilidad. Como consecuencia de ello tiende a desplazarse hacia arriba a medida que el calor de la corteza terrestre lo expande.

En la actualidad los pozos petroleros están diseñados para que se produzcan los menores derramamientos posibles. Cuando el crudo es extraído se separa el gas natural y se envían a una planta de proceso o refinación. El petróleo crudo es una compleja mezcla de hidrocarburos en las que existen trazas de otros elementos. La composición del petróleo varía según el lugar. El crudo llamado "ácido" contiene una alta proporción de azufre y produce mayor contaminación atmosférica cuando se quema. El petróleo con menor contenido de azufre es llamado "dulce" y de él se obtienen combustibles más limpios para automóviles.

Las reservas actuales de petróleo comprenden las que se consideran recuperables con la tecnología existente, de manera que resulte económica su extracción. La cantidad total de petróleo recuperable que existe en el interior de la Tierra es desconocida, pero es finita.

El gas natural se origina con la descomposición de materia orgánica a altas temperaturas en el interior de la tierra. Cuando este gas asciende, su movimiento puede quedar bloqueado por estratos de rocas impermeables y acumularse en bolsas. Es frecuente encontrar gas natural a altas presiones en los campos petrolíferos por encima del yacimiento de petróleo. El gas natural esta compuesto básicamente por metano, aunque está acompañado por otros hidrocarburos ligeros. El gas natural se transporta mediante gasoductos enterrados o submarinos, el transporte por mar se resolvió con el desarrollo de la tecnología de licuefacción del gas a bajas temperaturas.

A la presión atmosférica, el metano se convierte en líquido a  $-164\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Esta temperatura se alcanza fácilmente utilizando la moderna tecnología criogénica. El metano líquido puede almacenarse en contenedores y se puede transportar a

grandes distancias en tanques refrigerados. En los puertos modernos el gas se descarga y regasifica para su redistribución por la red de gasoductos.

La utilización del gas natural se ha incrementado rápidamente durante las últimas dos décadas. Es un combustible limpio y adecuado para la generación de electricidad y para la cogeneración de electricidad mediante ciclo combinado; es también utilizado en la obtención de calor a gran escala, así como para usos domésticos.

Por lo que se refiere a la energía nuclear, se sabe que el núcleo atómico está formado por partículas más pequeñas que se mantienen unidas entre sí por grandes fuerzas nucleares. Cuando un núcleo se rompe se libera gran cantidad de energía. En el año de 1905, Albert Einstein dedujo la ecuación  $E=mc^2$ , que expresa la cantidad de energía contenida en los enlaces que mantienen unido al núcleo. La energía que se libera al romper los núcleos de un gramo de uranio equivale a la energía que puede proporcionar la combustión de tres toneladas de carbón. En la fisión nuclear, se bombardean núcleos de uranio con neutrones para escindirlos. Cuando esto ocurre, se forman otros núcleos y se liberan nuevos neutrones que colisionan a su vez con otros átomos de uranio. Esta reacción en cadena puede mantenerse mientras existan neutrones y átomos de uranio disponibles. La energía liberada por esta fisión nuclear se traduce en calor. La velocidad con que se produce calor en el reactor es ajustada mediante barras de control que contienen una sustancia absorbente de neutrones. El calor generado es extraído mediante un líquido o gas denominado refrigerante.

La energía hidroeléctrica se obtiene a partir de la energía mecánica existente en las corrientes de agua. El agua contenida dentro de las presas es conducida a través de compuertas, cuya profundidad determina la velocidad del agua y, por consiguiente, la cantidad de energía mecánica disponible. La fuerza de la gravedad transforma la energía potencial del agua en energía cinética, por lo que a mayor desnivel entre las turbinas y el nivel del agua de la presa, se tendrá una mayor cantidad de energía disponible. La turbina, impulsada por el agua gira, accionando un generador que produce energía eléctrica. Hoy en día las centrales hidroeléctricas proporcionan el 25 % de la energía eléctrica mundial generada [1].

Actualmente la energía solar se encuentra en una fase plena de desarrollo y explotación, las tecnologías solares y su infraestructura industrial están

creciendo a un ritmo importante. En países como México, que gozan de un clima soleado, las tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar son las mas prometedoras ya que, en términos de escala, son muy versátiles y su nivel de desarrollo prevé su competitividad en un futuro próximo y las técnicas empleadas son bien comprendidas y fiables. La producción de electricidad a partir de recursos renovables es aparentemente más cara que las formas de producción convencionales; sin embargo, cuando se incluyen los costos derivados del impacto ambiental y social llamados externalidades, la producción de electricidad vía estos recursos es menor a la producción convencional de energía eléctrica. La energía solar en nuestro país se emplea principalmente en calentadores de agua, que captan y absorben el calor de la energía del sol. A través de estos sistemas se generaron 0.166 petacalorias durante 1991 con una superficie total instalada de 160 mil m<sup>2</sup> [5]. Los módulos fotovoltaicos constituyen otra forma de tecnología solar a partir de los cuales se otorgan los siguientes servicios: bombeo de agua, iluminación doméstica en comunidades rurales, telefonía rural, repetidoras de microondas, señalamiento terrestre y marítimo y alumbrado público, entre otros. La capacidad instalada en 1991 es de 3.7 MW. En cuanto a la investigación en este campo, se puede mencionar los trabajos de medición de la radiación solar en Orizabita, Hgo., Puerto Libertad, Son., y Santa Rosalía, B.C.S.

## **CAPITULO III**

### **ASPECTOS GENERALES DE LOS CONTAMINANTES**

Todos los sistemas de conversión de energía mediante combustibles fósiles tienen el problema de producir cambios ambientales indeseables. Podemos definir la contaminación del aire como la presencia en la atmósfera de una o más sustancias o sus combinaciones, en cantidades tales y con tal duración que afectan la vida humana, animales, plantas, propiedades, etc.

Entre los contaminantes podemos mencionar como los de mayor relevancia a los óxidos de azufre ( $SO_x$ ), óxidos de nitrógeno ( $NO_x$ ), partículas suspendidas (PST), bióxido de carbono ( $CO_2$ ), monóxido de carbono (CO) así como los hidrocarburos no quemados en su totalidad (HC).

Las tecnologías de control ambiental son necesarias para mitigar dichos impactos, aunque muchas de éstas tecnologías no son un paso final de eliminación sino que además producen un desperdicio adicional que necesita un tratamiento posterior y un desecho definitivo.

La reducción o eliminación de los contaminantes se pueden llevar a cabo por varias metodologías, las cuales incluyen la absorción, adsorción, oxidación o atrapar por medios físicos o eléctricos.

A continuación se hace un análisis sobre la formación, métodos de control y equipo necesario para la eliminación casi total de los principales contaminantes

emitidos por una planta generadora de energía eléctrica.

Es importante señalar que una planta termosolar utiliza como combustible de su sistema auxiliar gas natural, por lo tanto sus contaminantes emitidos serán los que corresponde a la combustión de gas natural ( $\text{NO}_x$  y  $\text{CO}_2$  principalmente)

### A) Dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ).

#### Formación.

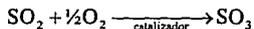
El azufre es un componente del petróleo y carbón natural, con una concentración que varía de 0.1 a más del 5%.

La reacción global de formación del dióxido de azufre a partir de azufre es:



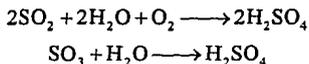
Esta reacción es altamente exotérmica. Además de  $\text{SO}_2$ , se forma una pequeña cantidad de trióxido de azufre ( $\text{SO}_3$ ) en la reacción de la combustión; en la quema de combustibles fósiles la relación  $\text{SO}_2 / \text{SO}_3$  oscila entre 40:1 y 80:1.

El  $\text{SO}_2$  gaseoso tiene alta capacidad para reaccionar, ya sea fotoquímica o catalíticamente, con otros contaminantes atmosféricos; puede formar trióxido de azufre, ácido sulfúrico, diversas sales del ácido sulfúrico y sulfatos por ejemplo:



Muchas sustancias presentes en la atmósfera, especialmente partículas y óxidos de nitrógeno, actúan como los catalizadores de la reacción anterior.

Existen además otras dos reacciones que ocurren en la atmósfera cuando predomina un alto contenido de humedad:



Las diminutas gotas de ácido sulfúrico que se forman, además de ser altamente corrosivas, tienden a reducir la visibilidad. Estas reacciones son causantes, en parte, del fenómeno de la lluvia ácida.

### • Control del SO<sub>2</sub>

Se pueden mencionar, entre otros, cuatro métodos o alternativas posibles para reducir las emisiones de SO<sub>2</sub>; estos son:

1. Cambio a un combustible de bajo contenido de azufre
  - a) gas natural
  - b) combustóleo con bajo contenido de azufre
  - d) carbón con bajo contenido de azufre
2. Construcción de chimeneas más altas para incrementar la dispersión atmosférica
3. Desulfurizar el carbón y combustóleo de alto azufre en porcentaje
4. Utilización de métodos de desulfuración de los gases de la combustión, como la depuración con caliza

La opción de cambio de combustible es una posibilidad de reducir en gran medida la emisión de SO<sub>2</sub>, pero no contempla la eliminación casi total de éste contaminante. La utilización de chimeneas más altas solamente ayuda para la dispersión del contaminante, pero no influye de ninguna manera con la reducción del mismo. La desulfuración de combustibles es otro método funcional de control para el combustóleo pero para el caso del carbón el azufre en la forma orgánica está químicamente enlazado en el carbón. Por tanto, se requieren procesos más complicados y costosos. En este trabajo el control de SO<sub>2</sub> se refiere al de los gases de combustión para todos los casos.

## Procesos de remoción de SO<sub>2</sub>

Los procesos de remoción del dióxido de azufre en los gases emitidos se pueden agrupar en dos clasificaciones:

- desechable o regenerativo
- húmedo y seco.

Los procesos desechables son aquellos en los cuales se forma un producto sólido residual; por tanto resulta que será necesario añadir continuamente nuevos productos químicos. En los procesos regenerativos, el proceso químico será tal que los agentes de remoción se pueden regenerar continuamente en un sistema de circuito cerrado. Los procesos húmedos o secos se diferencian simplemente por el hecho de que el agente de remoción activo esté contenido o no en una solución sólida.

En general, los diseños desechables se deshacen del azufre eliminándolo en alguna forma de lodo residual de calcio. Por ello, la reposición requerida del álcali es considerable. Por lo general, el producto de los procesos regenerativos es azufre o ácido sulfúrico, y la solución alcalina se recircula. Por tanto, se necesita en general poco material de reposición en los sistemas regenerativos. Los procesos desechables se pueden usar con frecuencia también para eliminar partículas (cenizas finas), si se amplía el sistema para remover partículas. En algunos procesos regenerativos un colector de partículas de alta eficiencia, como por ejemplo, un precipitador electrostático deberá preceder al equipo de remoción de SO<sub>2</sub>, debido a que las partículas no son aceptables en la operación del depurador de gases.

De los diferentes métodos de remoción de SO<sub>2</sub> existentes, no se puede hablar de ventajas bien definidas de uno sobre otro. Todos los sistemas requieren muchas modificaciones del diseño básico de la planta termoeléctrica. Algunos sistemas no se pueden adaptar a unidades existentes y otros requieren un área muy extensa para acomodar el equipo adicional del proceso de remoción.

Uno de los procesos de remoción de óxidos de azufre que podría utilizarse es la depuración mediante caliza húmeda, modificada con sulfato de magnesio; a continuación se muestra una explicación del proceso.

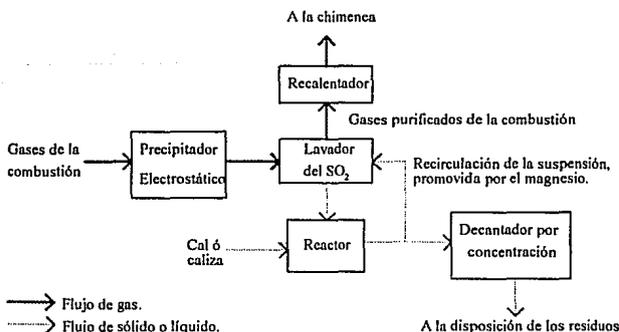
### Método de remoción de $\text{SO}_2$ mediante depuración con caliza húmeda, modificada con sulfato de magnesio.

El gas residual es mezclado con una solución que absorbe el  $\text{SO}_2$ , para que la sal de calcio se pueda precipitar. El uso de sulfato de magnesio en el líquido del depurador conduce a un aumento en la capacidad absorbente del  $\text{SO}_2$ , así como una reducción hasta del 50% del consumo de energía. También se puede utilizar el depurador para eliminar un alto porcentaje de partículas finas que han pasado a través del precipitador electrostático, que precede al depurador. Otra ventaja importante es que es posible variar la relación entre los gastos de gas y de líquido.

Es posible oxidar el sulfito de calcio para formar yeso, si es que se desea dicho producto.

En la figura 3.1 se muestra esquemáticamente como se lleva a cabo este proceso, en el cual el dióxido de azufre y el agua forman  $\text{H}_2\text{SO}_3$ , el cual reacciona con el sulfato de magnesio que se regenera en presencia de carbonato de calcio para obtener finalmente sulfito de calcio ( $\text{CaSO}_3$ ) y agua.

Figura 3.1. Esquema del proceso de remoción de  $\text{SO}_2$  mediante depuración con caliza. [6]



Un equipo semejante al propuesto anteriormente fue instalado en una central de 908 MW para la Pennsylvania Power Company en la estación generadora de

Bruce Mansfield. Aproximadamente el 95% de la ceniza fina se elimina en precipitadores electrostáticos que preceden a los depuradores. [6]

El efecto positivo de la adición de magnesio a las lechadas de caliza/cal, sobre la eficiencia de remoción del  $\text{SO}_2$  ha sido confirmada según [6]. Los resultados de las pruebas muestran que al no estar presente el magnesio, el porcentaje de remoción variaba entre 60% y 75%, dependiendo del pH. Al adicionar el magnesio la eficiencia de remoción estaba entre 82% y 94%. Esto equivale a casi 25% ó 35% de aumento en la eficiencia de remoción cuando se añade el magnesio.

## **B) Oxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ).**

### **Formación.**

Los óxidos estables del nitrógeno incluyen el  $\text{N}_2\text{O}$  (óxido nitroso),  $\text{NO}$  (monóxido de nitrógeno),  $\text{N}_2\text{O}_3$  (trióxido de nitrógeno),  $\text{NO}_2$  (dióxido de nitrógeno) y  $\text{N}_2\text{O}_5$  (pentóxido de nitrógeno). También existe una forma inestable, el  $\text{NO}_3$ . De éstos, los únicos que están presentes en la atmósfera en cantidad significativa son el  $\text{N}_2\text{O}$ ,  $\text{NO}$  y  $\text{NO}_2$ . Por tanto, estos tres son contribuyentes potenciales a la contaminación del aire.

Más del 90% de los  $\text{NO}_x$  producidos por el hombre son a causa del consumo de combustibles [6].

Existen dos fuentes de nitrógeno que contribuyen a la formación de óxidos de nitrógeno en las reacciones de la combustión: el aire es una fuente importante en la reacción combustible-aire, debido a que contiene  $\text{N}_2$  y  $\text{O}_2$  moleculares, los combustibles que contienen  $\text{N}_2$  en su estructura son causantes de una apreciable fracción del nitrógeno final en  $\text{NO}_x$ . Principalmente, son importantes el combustóleo y el carbón ya que el gas natural está esencialmente libre de compuestos del tipo nitrógeno.

Las dos reacciones globales de importancia son aquellas que producen  $\text{NO}$  y  $\text{NO}_2$ . En estas reacciones el oxígeno ( $\text{O}_2$ ) y nitrógeno ( $\text{N}_2$ ) reaccionan para formar  $\text{NO}$ , el cual por ser inestable al entrar a la atmósfera reaccionará con el oxígeno para formar  $\text{NO}_2$ . Siendo estas dos reacciones reversibles.

A la temperatura convencional de combustión ( $>1500$  K) es posible una formación apreciable de  $\text{NO}$ , con cantidades despreciables de  $\text{NO}_2$ .

Durante un proceso real de combustión, ocurre que el gas enfriado a la salida consiste principalmente de NO, a pesar que la forma ambiental o global del contaminante  $\text{NO}_x$  es  $\text{NO}_2$ ,

Aproximadamente del 90 al 95% del  $\text{NO}_x$  emitido en los procesos de combustión aparecerá como NO; siendo este inestable según entra al medio ambiente y cae su temperatura.

Según cae la temperatura por debajo de los 1550 K, las velocidades de las reacciones son muy pequeñas; por tanto, la concentración final de los  $\text{NO}_x$  en los gases producto de la combustión queda constante en los valores obtenidos a altas temperaturas. La cantidad de  $\text{NO}_2$  que se forma a bajas temperaturas es muy pequeña.

Por tanto, el NO formado en la combustión a altas temperaturas es expulsado al ambiente y la reacción de oxidación del NO a  $\text{NO}_2$  tiene lugar en la atmósfera durante un período dictado por la cinética de las reacciones [6].

Existen dos parámetros importantes en la formación de los  $\text{NO}_x$ :

- Temperatura
- Tiempo

Por tanto es necesario evitar los picos de temperatura, así como reducir a un mínimo el tiempo de residencia con las temperaturas pico.

El contenido de oxígeno de la mezcla reactiva es otro parámetro importante que esta íntimamente relacionado con la temperatura. La relación entre el aire y el combustible determina en gran parte la temperatura pico.

#### • Métodos de control para los $\text{NO}_x$

Las tecnologías para el control de los óxidos de nitrógeno pueden ser aplicables por dos principios:

- modificación del proceso de combustión, y
- remoción posterior a la combustión.

El control de la combustión incluye la utilización de quemadores de baja producción de  $\text{NO}_x$ , combustión fluidizada, bajo exceso de aire, gasificación, recirculación de gases, combustión por etapas, etc.

La remoción poscombustión se lleva a cabo por reducción química de los  $\text{NO}_x$  a nitrógeno elemental ( $\text{N}_2$ ), usando una porción del combustible o un aditivo como el amoníaco, reducción catalítica y captura de los óxidos mediante absorbentes secos. El control de la combustión para combustóleo, carbón o gas incluye: limitación del exceso de aire, recirculación de gases de la combustión (FGR), combustión por etapas o combinaciones de ellas; se han reportado eficiencias de hasta 60% [7] siendo muy común en países avanzados como Japón, Estados Unidos, Alemania, etc.

- **Modificación de la combustión.**

Es posible reducir la concentración de los  $\text{NO}_x$  en los gases de la combustión, utilizando el control de la combustión. En general, los parámetros principales que afectan la formación de los  $\text{NO}_x$  son: temperatura de pico de flama, tiempo de residencia en la temperatura pico, la disponibilidad del oxígeno en la región de flama (exceso de aire) y el enfriamiento poscombustión de la corriente de gas, configuración del quemador del horno.

**1. Bajo exceso de aire:** consiste en la operación con una disminución en la cantidad de aire para la combustión. Esta técnica reduce la disponibilidad de oxígeno en la zona de flama y puede incrementar la eficiencia térmica mediante la reducción del volumen total del gas que será calentado. Se debe tener cuidado para prevenir problemas de combustión incompleta, corrosión, ensuciamiento y formación de escoria en la caldera debido a las zonas localizadas de deficiencia de oxígeno [8].

**2. Recirculación de gases, reducción del precalentamiento e inyección de vapor de agua:** la temperatura de flama y la concentración de oxígeno puede reducirse mediante la recirculación de gases producto de la combustión, la cual consiste en reciclar una porción de los gases regresándolos a la zona de combustión. Este método (ver figura 3.2) es ampliamente utilizado en calderas de combustóleo y gas natural así como en máquinas de combustión interna sin embargo su eficiencia es tan sólo del 20% cuando se aplica a calderas de carbón [8].

La reducción del precalentamiento del aire de la combustión es otra forma de reducir las temperaturas de flama, pero ocasiona un decremento en la eficiencia.

La inyección de vapor se ha utilizado para la reducción de los  $\text{NO}_x$  reduciendo la temperatura de flama, sin embargo esto puede ocasionar problemas graves de corrosión.

**3. Combustión por etapas:** es una de las técnicas más efectivas para calderas existentes. Consiste en reducir la cantidad de aire suministrada con el combustible, de tal manera que la combustión inicial se lleve a cabo mediante unas condiciones estequiométricas ricas en combustible. El aire requerido para la completa combustión es adicionado posteriormente cuando se ha logrado una remoción significativa del calor. El balance de aire requerido para la combustión completa es añadido posteriormente cuando una parte significativa de calor ha sido removida. Esto se logra de 3 maneras:

- 1.- Quemadores parciales
- 2.- Quemadores fuera de servicio
- 3.- Uso de puertos para sobre-aire

**4. Quemadores de baja producción de  $\text{NO}_x$ :** Los quemadores de baja producción de óxidos de nitrógeno se muestran en la figura 3.2, y consisten en un diseño que reparte la flama para lograr que no se eleve demasiado la temperatura de flama logrando así una disminución en la producción de los óxidos.

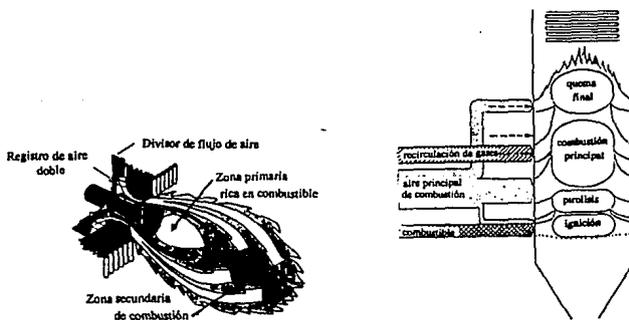
• **Remoción posterior a la combustión.**

**1. Reducción no catalítica selectiva:** el amoniaco y el  $\text{NO}$  pueden reaccionar para formar vapor de agua y  $\text{N}_2$  a temperaturas cercanas a 1220 K. La eficiencia de remoción oscila entre el rango de 40% a 70% [8]. La temperatura requerida significa que la inyección debe llevarse a cabo en la parte superior de la caldera así como los puntos de inyección múltiples deben estar diseñados para diferentes demandas.

**2. Reducción catalítica selectiva:** se realiza mediante amoníaco que reacciona cuando se hace pasar la corriente de gas a través de una cama catalítica a 650 K. El  $\text{NO}_x$  y el  $\text{NH}_3$  se combinan en la superficie catalizadora formando una sal de amonio intermedia que más tarde se descompondrá para producir nitrógeno elemental y agua. El catalizador absorbe la energía liberada por la descomposición de la reacción de los  $\text{NO}_x$ , es por eso que se debe tener especial interés en la temperatura de los gases de entrada [9].

En la figura 3.2 observamos un quemador de baja producción de  $\text{NO}_x$ , así como la combustión por etapas; ésta combustión se realiza mediante una quema inicial (ignición) que posteriormente pasa a una zona de pirólisis donde se fragmenta el combustible para liberarse de compuestos volátiles del tipo nitrógeno. La próxima etapa, una zona rica en combustible, limitará la formación de  $\text{NO}_x$ , ésta etapa es seguida por una quema final en donde se llevará a cabo la completa combustión.

Figura 3.2. Sistemas para la reducción de emisión de los  $\text{NO}_x$  [7].



### C) Partículas suspendidas totales (PST)

#### Formación.

Partícula es un término que se emplea para describir las materias sólidas y líquidas dispersas y arrastradas por el aire mayores a las moléculas individuales, pero menores de  $500\mu\text{m}$ . Las partículas en este rango de tamaño tienen una vida media en suspensión que varía desde unos cuantos segundos hasta varios meses. Las partículas entre  $0.1\mu\text{m}$  y  $1\mu\text{m}$  tienen velocidades de asentamiento en el aire estático que, aunque finitas, son pequeñas comparadas con la velocidad del viento. Las partículas mayores de  $1\mu\text{m}$  tienen velocidades de asentamiento significativas, pero pequeñas. Las partículas por encima de  $20\mu\text{m}$  tienen grandes velocidades de asentamiento y se eliminan del aire por gravedad y otros procesos de inercia [6].

Una parte de las partículas arrojadas a la atmósfera por las actividades del hombre sirven como núcleos de condensación que influyen en la formación de nubes, lluvia y nieve. Las partículas representan un riesgo para los pulmones, incrementan las reacciones químicas en la atmósfera, reducen la visibilidad, aumentan la posibilidad de la precipitación, la niebla y las nubes, reducen la radiación solar trayendo como consecuencia cambios en la temperatura ambiental y en las tasas biológicas de crecimiento de las plantas además ensucia las materias del suelo. La magnitud del problema es una función del rango, tamaño, concentración y composición física y química de las partículas.

En la tabla 3.1 se da una definición de los términos que describen las partículas suspendidas en el aire.

Tabla 3.1. Definiciones de las partículas suspendidas en el aire.

<b>Partículas</b>	Cualquier material, excepto agua no combinada, que existe en estado sólido o líquido en la atmósfera o en una corriente de gas en condiciones normales.
<b>Aerosol</b>	Una dispersión de partículas microscópicas, sólidas o líquidas en medios gaseosos
<b>Polvo</b>	Partículas sólidas de un tamaño mayor que el coloidal, capaces de estar en suspensión temporal en el aire.
<b>Ceniza fina</b>	Partículas de ceniza finamente divididas arrastradas por el gas de la combustión. Las partículas pueden contener combustible no quemado.
<b>Niebla</b>	Aerosol visible.
<b>Vapores</b>	Partículas formadas por condensación, sublimación o reacción química predominantemente mayores de $1\mu\text{m}$ .
<b>Neblina</b>	Dispersión de pequeña gotas de líquido de suficiente tamaño como para caer desde el aire.
<b>Humo</b>	Partículas pequeñas arrastradas por los gases que resultan de la combustión.
<b>Hollín</b>	Una aglomeración de partículas de carbón.

En general, las partículas presentes en la atmósfera en el intervalo de tamaños por debajo de  $1\mu\text{m}$ , se producen por condensación, mientras que las partículas mayores son el resultado de la trituración (pulverización) o la combustión.

La combustión puede producir cuatro tipos diferentes de partículas. Se forman por los modos siguientes:

1. El calor puede vaporizar materiales que se condensan posteriormente, produciendo partículas entre  $0.1\mu\text{m}$  y  $1\mu\text{m}$ .
2. Las reacciones químicas del proceso de la combustión pueden producir partículas de cúmulos moleculares inestables de corta duración por debajo de aproximadamente  $0.1\mu\text{m}$ .
3. Los procesos mecánicos pueden liberar cenizas o partículas de combustible de  $1\mu\text{m}$  o mayores.

4. Si intervienen aspersores de combustibles líquidos puede que se escape ceniza muy fina.
5. La combustión parcial de los combustibles fósiles puede producir hollín.

Es importante recalcar que la prevención de la contaminación del aire, proveniente de procesos de energía se debe iniciar dentro del proceso mismo y no después mediante chimeneas más altas para aumentar la dispersión y tener niveles tolerables en el suelo.

### • Mecanismos de colección de partículas

Existen seis mecanismos disponibles para la colección de partículas, los cuales se pueden clasificar como: de sedimentación por gravedad, impactación centrífuga, impactación por inercia, intercepción directa, difusión y los efectos electrostáticos.

Para poder hacer una elección del tipo de equipo empleado en la colección de partículas es necesario determinar cierto número de factores importantes, entre los que se encuentran: propiedades físicas y químicas de las partículas; el intervalo del flujo volumétrico de la corriente del gas; el intervalo de las concentraciones de partículas que se podrían esperar (cargas de polvo); la temperatura y presión de la corriente del flujo; la humedad; la naturaleza de la fase gaseosa como por ejemplo las características corrosivas y de solubilidad; y la condición requerida por el afluente tratado. Esta última información refleja la eficiencia de colección que se requiere.

A continuación se presentan las cinco clases básicas de equipos de colección de partículas:

- 1.- Cámaras de sedimentación por gravedad.
- 2.- Separadores ciclónicos (centrífugos).
- 3.- Colectores húmedos.
- 4.- Filtros de tela.
- 5.- Precipitadores electrostáticos.

Un parámetro importante dentro de la elección de un tipo de mecanismo para la eliminación de partículas es la eficiencia por peso, ya que esta información indica cuál será el peso total de partículas que se eliminará en el intervalo total de tamaños. La eficiencia total de colección es un parámetro generalizado que se emplea para indicar el nivel de operación de un dispositivo para limpieza de gases. En general, la eficiencia total de colección por peso, se pronostica con el conocimiento de la distribución en masa o peso entre el tamaño de las partículas de polvo considerado y la eficiencia de colección como una función del diámetro ( $d_p$ ) de las partículas.

Los diferentes equipos que se emplean para el control de las partículas se deben seleccionar con base al cumplimiento de las necesidades así como las normas de emisión permisibles. Es además importante considerar muchos parámetros de operación, los cuales van a determinar el equipo que más satisface las necesidades.

En la tabla 3.2 se hace una breve comparación entre los tipos básicos de equipos de control de partículas.

Tabla 3.2. Comparación entre diferentes equipos de control de partículas [6].

Tipo de Equipo	Se emplea principalmente cuando:
<b>Ciclones</b>	a) el polvo sea grueso, b) las concentraciones sean bastante altas ( $>0.035 \text{ kg/m}^3$ ) c) se desea la clasificación de las partículas, d) no se requiera una eficiencia muy alta.
<b>Lavadores húmedos</b>	a) sea necesario eliminar partículas finas con una eficiencia relativamente alta, b) sea deseable el enfriamiento y no sea indeseable la humedad, c) los gases sean combustibles, d) sea necesario eliminar los contaminantes tanto gaseosos como partículas
<b>Filtros de tela</b>	a) se requieran eficiencias muy altas, b) el gas esté siempre por arriba del punto de rocío, c) los volúmenes sean bajos, d) las temperaturas sean bajas.
<b>Precipitadores electrostáticos</b>	a) se requieran eficiencias muy altas para eliminar polvos finos, b) se deban manejar grandes volúmenes de gas, c) sea necesario recuperar materiales valiosos.

### **Precipitadores electrostáticos.**

Las ventajas del uso de precipitadores electrostáticos son: capacidad de manejar grandes volúmenes de gas, altas eficiencias colectoras, bajo consumo de energía, bajas pérdidas de tiro y capacidad para operar con gases a temperaturas relativamente altas. Para la mayoría de las aplicaciones, la eficiencia colectoras oscila entre el 80% y 99%. La caída de presión es por lo general muy pequeña, va de 0.25 a 1.25 mbar. Se pueden trabajar presiones y temperaturas de hasta 10 bar y 920 K, respectivamente. Estas características explican la razón de su alta utilización en el campo de la generación de energía eléctrica.

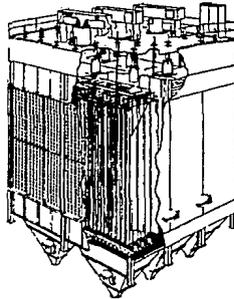
La colección de partículas y aerosoles mediante la precipitación electrostática se basa en la mutua atracción entre las partículas con una carga eléctrica y un electrodo colector de polaridad opuesta.

Un precipitador electrostático típico consiste de un arreglo de alambres o de una rejilla cargados negativamente y de unos platos de colección (ver figura 3.3).

La colección de partículas se lleva a cabo mediante varios pasos. Un alto voltaje es aplicado entre los electrodos negativos y los platos de colección positivos, los cuales producen un campo electrostático entre los dos elementos. En el espacio entre los dos electrodos se coloca una corona alrededor del electrodo cargado negativamente. La corriente de gas conteniendo a las partículas atraviesa este espacio para que la corona ionice las moléculas electronegativas de los gases (p.ej.  $O_2$ ,  $CO_2$ ,  $SO_2$ ) presentes en la corriente de gases. Estas moléculas se pegan entre sí para formar partículas en la corriente de gas, con lo cual se cargan eléctricamente las partículas. Posteriormente las partículas electrizadas son llevadas a los platos de colección polarizados. El fuerte campo electrostático y las propiedades adhesivas de las partículas inhiben el rearrastre. La remoción es efectuada por la vibración de los platos de colección que causan el desalojo de las partículas hacia los toneles de colección [9].

En la figura 3.3 se muestra un esquema de un precipitador electrostático convencional del tipo de placas paralelas.

Figura 3.3. Esquema de un precipitador electrostático.



#### **D) Monóxido y bióxido de carbono (CO y CO<sub>2</sub>).**

##### **Formación.**

Actualmente se desconoce parcialmente la cinética de la oxidación del carbono. Se sabe que se necesita una gran cantidad de trabajo adicional para lograr un mecanismo satisfactorio de reacción elemental para la formación del CO y CO<sub>2</sub> en los procesos de combustión de hidrocarburos. Las etapas para la formación del CO deben preceder a las del CO<sub>2</sub>.

##### **Control del CO<sub>2</sub>.**

La principal forma de reducir el CO<sub>2</sub> es disminuyendo el uso de combustibles fósiles. Debido a que en la actualidad esto no es viable a gran escala han surgido varios métodos experimentales de control; todos ellos parten del principio de tratar de secuestrar el CO<sub>2</sub>. La primera forma sería plantar bosques que pudieran en un momento dado absorber dichas emisiones. Según

estudios realizados se ha determinado que para una planta de carbón de 500 MW operando con una eficiencia de 34% se requeriría plantar un bosque adicional a sus alrededores de 1600 km<sup>2</sup> [10]. Como se sabe la deforestación en nuestro planeta es cada vez más común, se estima que este método tiene un menor costo que cualquier otro método de secuestro del CO<sub>2</sub>.

Otro método consiste en recuperar directamente el CO<sub>2</sub> de las fuentes de emisiones y almacenarlo. La recuperación puede realizarse con la ayuda de una absorción química para comprimirlo y transportarlo a un sitio de almacenamiento. Las opciones para estos almacenamientos incluyen bombear el gas a grandes profundidades en el océano o tratar de rellenar viejos pozos explotados de gas natural, todo esto desconociendo el daño ecológico secundario que provocarían [10].

Todas las proposiciones son extremadamente costosas e inimaginables debido a la enorme cantidad de emisiones: hay que recordar que una tonelada de carbono dentro de los combustibles fósiles puede llegar a producir hasta 3.5 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Algunos países de la Comunidad Económica Europea como por ejemplo Suecia han implantado un impuesto en base a la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> emitido a la atmósfera [11].

En países como México el impuesto por emisión de CO<sub>2</sub> debe ser estudiado y adaptado para que su implantación sea factible en industrias que emitan este contaminante.

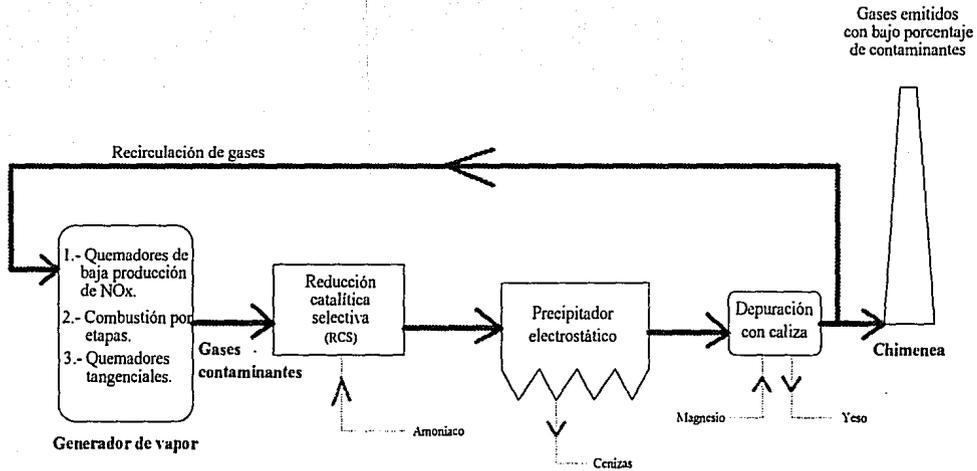


Figura 3.4. Sistema anticontaminante de alta eficiencia.

## **CAPITULO IV**

### **GENERALIDADES DE UNA PLANTA TERMOELECTRICA**

La energía térmica puede ser convertida directamente en energía eléctrica mediante un proceso termoeléctrico como es el caso de una planta termoeléctrica. Estos sistemas, sin embargo, tienen limitada su máxima eficiencia por un ciclo térmico reversible.

En el presente capítulo, debido a que estos tipos de plantas son las causantes de las mayores emisiones gaseosas a la atmósfera se hace una descripción de los procesos termodinámicos involucrados así como las partes principales que componen las plantas termoeléctrica convencional, carboeléctrica y ciclo combinado, así también porque representan un porcentaje importante en la generación de electricidad a nivel nacional y mundial.

#### **CICLO TERMICO**

La eficiencia térmica de un ciclo motriz alcanza su nivel máximo si todo el calor que se obtiene de la fuente de energía ocurre a la máxima temperatura posible y toda la energía eliminada al sumidero (el condensador para el caso de plantas termoeléctricas) ocurre a la mínima temperatura posible. La eficiencia

térmica de un ciclo reversible que opera en estas condiciones es la eficiencia de Carnot, que se establece en la ecuación 4.1:

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_L}{T_H} \quad (4.1)$$

Esta es la eficiencia máxima que cualquier máquina térmica podría alcanzar cuando opera entre depósitos de calor a temperaturas  $T_H$  (temperatura alta) y  $T_L$  (temperatura baja). Esta eficiencia es el límite superior, puesto que las máquinas reales son siempre menos eficientes que las máquinas reversibles.

En resumen, un ciclo de Carnot está compuesto de dos procesos isotérmicos reversibles y dos procesos adiabáticos reversibles (o procesos isoentrópicos).

## CICLO RANKINE

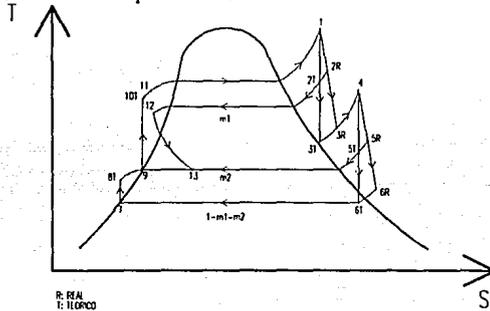
El ciclo Rankine es utilizado en la mayoría de las plantas termoeléctricas de nuestros días y al parecer continuará siendo uno de los más importantes en el futuro para la obtención de energía eléctrica [12].

Una planta termoeléctrica convencional opera mediante un ciclo Rankine regenerativo con recalentamiento. Esto quiere decir que se tienen varias extracciones de vapor dentro de la turbina, las cuales son mandadas hacia los correspondientes intercambiadores de calor para precalentar el agua de entrada al generador de vapor. Así también se tiene la salida del vapor de la turbina de alta presión hacia el recalentamiento en el generador de vapor para posteriormente pasar a la turbina de baja presión.

El ciclo termodinámico ideal consiste a grandes rasgos en: una expansión isoentrópica dentro de la turbina, un rechazo de calor isobárico en el condensador, una compresión isoentrópica en la bomba a la salida del condensador, un precalentamiento isobárico del agua de alimentación en los intercambiadores de calor, una condensación isobárica del vapor de extracción también en los intercambiadores de calor, una compresión isoentrópica del agua de alimentación en la bomba del generador de vapor y por último un

calentamiento isobárico dentro del generador de vapor para obtener el vapor que alimenta la turbina. En la figura 4.1 se muestra un esquema de este ciclo Rankine.

Figura 4.1. Representación esquemática del ciclo Rankine.



La eficiencia térmica del ciclo Rankine regenerativo con recalentamiento está determinada por la ecuación 4.2, que es la ecuación de Carnot y en este caso se expresa como:

$$\eta_{\text{térmica}} = \frac{Q_S - Q_R}{Q_S} = \frac{[(h_1 - h_{11}) + (1 - m_1)(h_4 - h_{3R})] - [(1 - m_1 - m_2)(h_{6R} - h_7)]}{[(h_1 - h_{11}) + (1 - m_1)(h_4 - h_{3R})]} \quad (4.2)$$

Donde "m" es la masa de vapor en kg/s y "h" la entalpía para el punto especificado.

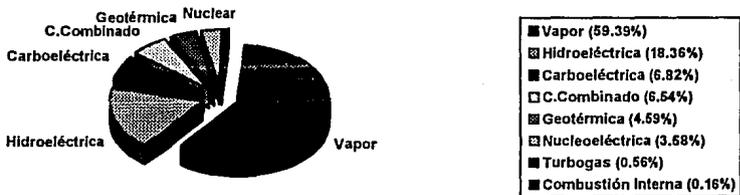
Es importante hacer notar que el concepto de pérdidas se ve reflejado en las irreversibilidades, que son las pérdidas en tuberías causadas por la fricción, pérdidas por transferencia de calor en los equipos y en especial las pérdidas que causa el fluido en la turbina y bombas. Estas irreversibilidades son uno de los efectos principales que marca la diferencia entre el ciclo teórico y el ciclo real.

## OPERACION DE PLANTAS TERMOELECTRICAS.

Las plantas termoeléctricas representan un elevado porcentaje en la producción de energía eléctrica a nivel nacional y mundial, debido a que durante las décadas anteriores eran las únicas fuentes energéticas que proporcionaban energía eléctrica a gran escala y a un costo relativamente razonable. Debido a estos beneficios, la construcción de plantas termoeléctricas se realizó a gran escala sin pensar en desarrollar al mismo tiempo una tecnología energética que tuviera las mismas ventajas, pero sin causar los problemas ambientales y dependencia de combustibles fósiles que actualmente tienen las plantas termoeléctricas.

En la figura 4.2 se muestra el porcentaje de participación en la generación nacional por tipo de planta generadora durante el año de 1991[4]. Es importante recalcar que esta gráfica muestra la gran cantidad de plantas termoeléctricas existentes en México.

Figura 4.2. Participación en la generación eléctrica nacional.



En el contexto de éste trabajo es de interés el tipo de combustible utilizado en las plantas termoeléctricas así como las emisiones gaseosas producidas por la reacción del combustible en presencia de aire. Además, interesa el agua de

enfriamiento de los condensadores, debido a que es una fuente importante de pérdida de energía térmica.

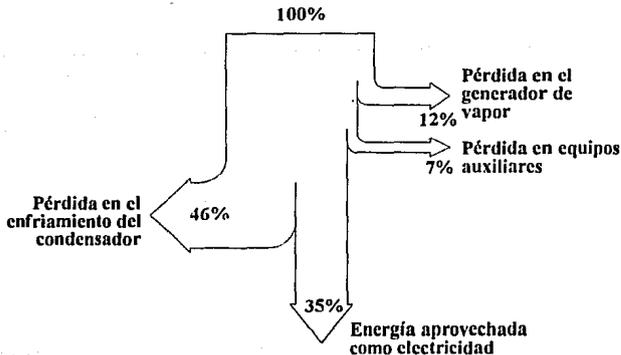
El combustible (combustóleo, gas, carbón, etc.) se quema en presencia de aire para que el calor liberado de la combustión, junto con los gases calientes de la misma, se usen en el generador de vapor para convertir agua en estado líquido en vapor sobrecalentado. El aire en exceso y los gases de combustión fríos abandonan la planta por una chimenea.

Como se mencionó anteriormente, la eficiencia de un ciclo Rankine se obtiene mediante la ecuación de Carnot, que es la relación entre el calor rechazado mediante el agua de enfriamiento en el condensador ( $Q_R$ ) y el calor suministrado en el generador de vapor ( $Q_S$ ).

La eficiencia térmica con que operan la mayoría de las plantas termoeléctricas oscila entre el 34 y 37% [13]. Observando esta baja eficiencia podemos deducir con base en la ecuación de eficiencia de Carnot que deberíamos tener un calor de rechazo elevado. Esto es cierto, pues los sistemas de enfriamiento consumen un elevado porcentaje del calor suministrado.

En la figura 4.3 se puede observar el balance de energía de una planta termoeléctrica convencional, en donde se aprecian las grandes pérdidas que ocurren durante el enfriamiento del agua.

Figura 4.3. Balance de energía de una planta termoeléctrica.



Otro de los puntos importantes en la operación de una planta termoeléctrica es el consumo de combustible y agua de enfriamiento que se necesitan para su operación.

Una buena aproximación para calcular el combustible utilizado en una planta termoeléctrica es considerar que con 1/4 de litro se genera 1 kWh. Según las estadísticas de CFE, las plantas termoeléctricas aportaron durante 1991 el 81.64% de la generación nacional total con 118,412 GWh, lo que implicó un consumo de combustible de 15,968,000 m<sup>3</sup> en ese año [4].

## **PARTES PRINCIPALES DE UNA PLANTA TERMoeLECTRICA**

Los equipos principales, para la producción de vapor, que componen una planta termoeléctrica convencional son:

- Unidades generadoras de vapor
- Turbinas de vapor
- Condensadores y equipos auxiliares
- Generadores y excitadores
- Bombas de condensado
- Sistema de agua de enfriamiento
- Chimeneas

A continuación se hace una breve descripción de algunos de ellos:

**Generador de vapor:** la función de un generador de vapor es la de convertir líquido subenfriado en vapor sobrecalentado mediante la energía calorífica proporcionada por un combustible. Esta compuesto por equipos como son: ventiladores de aire y gas, precalentadores de aire, ductos, chimenea, economizador, domo, hogar, sobrecalentador, recalentador, quemadores, etc. Una de las propiedades que tienen los generadores de vapor es la posibilidad de poder utilizar diversos tipos de combustible, como por ejemplo: carbón pulverizado, combustible gasificado, gas natural, etc.

Actualmente, los generadores de vapor se construyen para diversas condiciones de operación que van desde los 125 kg/s hasta 1250 kg/s de vapor, con capacidades que varían desde los 125 MW hasta 1300 MW [4].

Los gases que pasan por la caldera son una mezcla del aire para la combustión y de la quema del combustible. Para obtener una combustión correcta, es necesario introducir una cantidad de aire mayor que la teórica. El aire y los gases circulan a través del generador de vapor por acción de los ventiladores, y en la zona de alta temperatura existe peligro de corrosión por la acción del pentóxido de vanadio ( $V_2O_5$ ), que se forma cuando la temperatura del metal de los tubos excede los  $600^\circ\text{C}$ . En el caso de combustóleo que contiene vanadio, la temperatura de vapor se limita a  $540^\circ\text{C}$  para evitar una posible corrosión. En el precalentador de aire a la salida de la caldera, existe también peligro de corrosión por el azufre del combustible; durante la combustión se forma trióxido de azufre que al tener contacto con el vapor de agua de los gases, forma ácido sulfúrico. La temperatura de condensación se denomina temperatura de rocío del ácido y la corrosión se evita teniendo una temperatura de salida por la chimenea mayor al punto de rocío.

Los precalentadores de aire recuperan el calor de los gases de combustión, para el calentamiento del aire que se inyecta a la caldera. En promedio, por cada  $15$  ó  $25^\circ\text{C}$  que se eleve la temperatura del aire para la combustión, se obtiene un aumento de un 1% de la eficiencia de la caldera. Para quemar combustóleo en un tiempo corto (2 ó 3 segundos que recorre el hogar), debe ser pulverizado para aumentar la superficie de contacto con el aire.

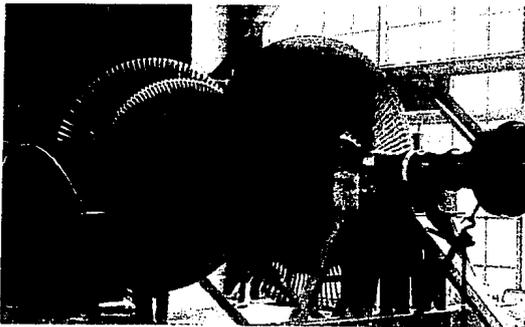
El volumen y costo de un generador de vapor esta determinado por la eficiencia del mismo así como el tipo y calidad de combustible que vaya a manejar.

Figura 4.4. Fotografía de un generador de vapor.



**Turbina de vapor:** existen dos tipos principales de turbina de vapor, dependiendo de la forma de expansión del vapor en las etapas de la turbina: de acción y de reacción. La capacidad de una turbina se especifica para una presión de escape generalmente de 89 mm. de Hg y 3% de agua de repuesto, bajo condiciones normales. Las turbinas se diseñan para trabajar en forma segura y continua a un 105% de la presión nominal de trabajo, lo que produce un aumento en la capacidad del 5% y en la potencia de 4.5% [12].

Figura 4.5. Fotografía de una turbina de vapor.



**Condensador:** la condensación del vapor de escape de la turbina y drenes, además de la extracción de algunos gases incondensables se efectúa en el condensador. Se fabrica como cambiador de calor con mezcla de agua de enfriamiento, de superficie con enfriamiento de agua y de superficie con enfriamiento de aire. En las plantas termoeléctricas se utilizan de superficie con enfriamiento de agua.

**Sistema de agua de enfriamiento:** uno de los más grandes problemas de las plantas termoeléctricas es el rechazo de calor del ciclo. La inversión de éste sistema fluctúa entre el 6% y 10% del costo total de la planta. Existen tres sistemas principales para lograr la condensación del vapor:

- a) circuitos abiertos, en los cuales el agua se toma del mar, ríos o lagos y se regresa con un mínimo de recirculación
- b) estanques de enfriamiento
- c) torres de enfriamiento

**Torre de enfriamiento:** son dispositivos de enfriamiento de agua que actúan como cambiadores de calor entre un volumen de agua en circuito cerrado y el aire atmosférico. El agua cede calor al aire sobre todo por evaporación, aunque lo hace también por convección, pero en forma secundaria. En México, generalmente, se utilizan torres de tiro mecánico las cuales consisten en la utilización de ventiladores de tiro inducido o forzado, ubicados en la parte inferior o superior de la torre.

El sistema de enfriamiento con torres húmedas mecánicas consume agua debido, entre otras causas, a la evaporación y las purgas del sistema. El consumo de agua se estima en forma general, según CFE, en un litro por segundo por MW. Las principales pérdidas de agua que se tienen en una torre de enfriamiento son: pérdidas por evaporación (1.3% a 2.5%), pérdidas por filtración (0.3% a 1%), pérdidas por arrastre (0.25% a 0.5%) y pérdidas por purga continua (0.25% a 0.75%), lo que da como resultado un 4% a 5% de pérdidas de agua que tienen que ser reemplazadas por "agua de repuesto".

En el sistema de torre seca, el consumo de agua disminuye, pero el costo de inversión aumenta.

Figura 4.6. Fotografía de una torre de enfriamiento.



**Chimenea:** la chimenea es un conducto cerrado que se utiliza para evacuar los gases de la combustión y para producir un tiro o presión estática que ayuda a la evacuación de los gases. El criterio de dimensionamiento de las chimeneas está definido por los contaminantes producidos en la caldera así como los límites sanitarios de contaminación permitida.

## DESCRIPCION Y DIAGRAMAS

A continuación se hace una breve descripción de los tres tipos de plantas generadoras de energía mediante combustibles fósiles que serán estudiadas en el presente trabajo:

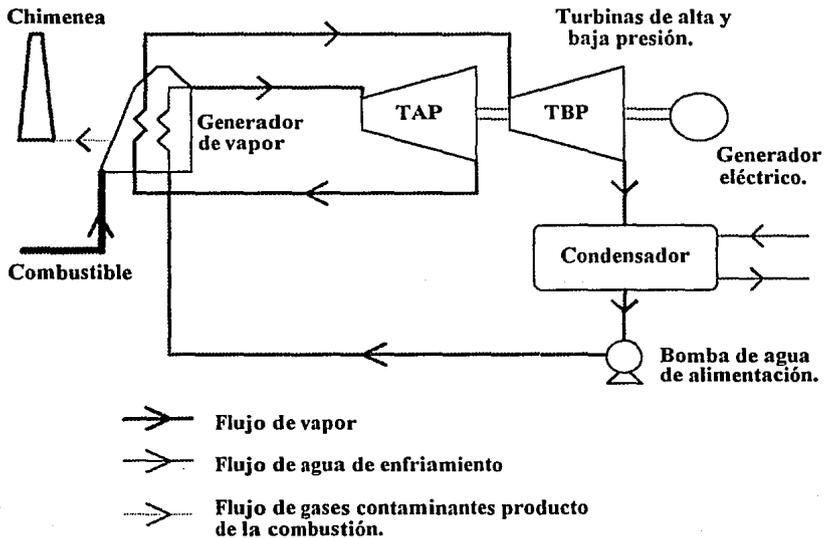
- \* Termoeléctrica convencional
- \* Carboeléctrica
- \* Ciclo combinado

### • Centrales termoelectricas convencionales

Este tipo de centrales pueden utilizar como fuente energética primaria combustóleo o gas natural. En la actualidad CFE utiliza básicamente combustóleo [4].

Observando la figura 4.7 se puede advertir que el generador de vapor transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, la cual es aprovechada para llevar el agua a la fase de vapor. Este vapor, ya sobrecalentado, se conduce a la turbina donde la energía cinética se convierte en mecánica y se transmite al generador para producir energía eléctrica.

Figura 4.7. Esquema de una planta termoelectrica convencional.



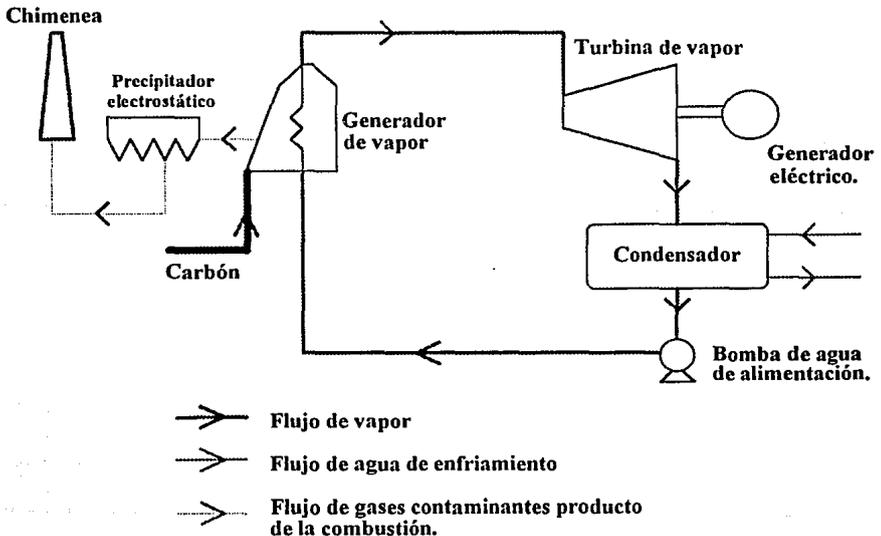
## • Centrales carboeléctricas

Las centrales carboeléctricas no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas convencionales; el único cambio importante es en cuanto al tipo de energético primario, que en este caso es carbón. En la práctica, el carbón y sus residuos de combustión requieren de un manejo más complejo que los combustibles líquidos o gaseosos utilizados en termoeléctricas convencionales.

La figura 4.8 muestra el esquema de una central carboeléctrica que no incluye equipos desulfuradores. Este esquema es aplicable a centrales que utilizan carbón con bajo contenido de azufre.

La experiencia de CFE en centrales carboeléctricas proviene de la operación de un pequeña planta de 37.5 MW en Nava, Coahuila, cuatro unidades de 300 MW en la central de Río Escondido así como de la próxima planta en Petacalco, Gro. [12].

Figura 4.8. Esquema de una planta carboeléctrica convencional.

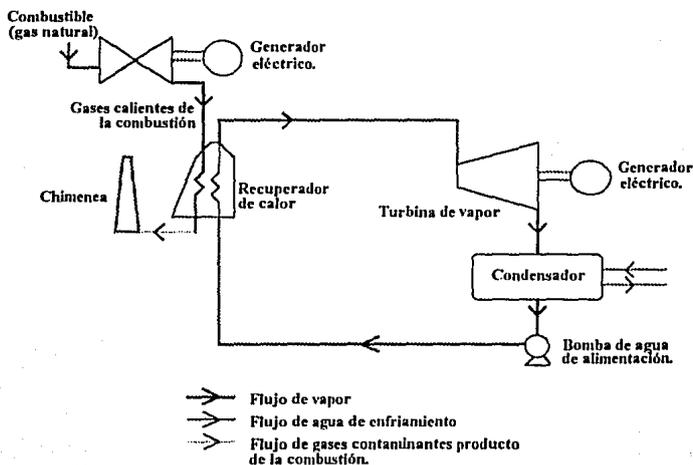


## • Centrales de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogas y vapor. La unidad turbogas consiste de una turbina de gas formada básicamente por una sección generadora de gas y otra sección para conversión de energía. La sección generadora de gas está integrada por un compresor, una cámara de combustión y la turbina; lo anterior da como resultado una energía mecánica que mueve un generador eléctrico así como un gas a alta temperatura y presión en el punto de escape de la turbina.

Una vez terminado el ciclo de generación en las unidades turbogas, los gases desechados poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura. Esta energía se utiliza para calentar agua llevándola a la fase de vapor, para producir energía eléctrica mediante un proceso similar al utilizado en las termoelectricas convencionales. En la figura 4.9 se muestra el diagrama de una central que opera mediante un ciclo combinado.

Figura 4.9. Esquema de una planta de ciclo combinado.



## **CAPITULO V**

### **GENERALIDADES DE UNA PLANTA TERMOSOLAR**

Una de las fuentes alternas de energía más importantes y prometedoras a nivel mundial es la energía solar, debido a su gran factibilidad de instalación y operación en lugares beneficiados por la radiación solar que reciben.

La historia de la utilización de la energía solar comenzó con la aparición del hombre sobre la Tierra, siendo ésta, parte esencial en su sobrevivencia. Además de la energía solar utilizó el viento como medio de transporte en ríos y mares, entre otras fuentes de energía renovables.

El auge de la energía solar comenzó a principios de 1970 por tres razones principales: la crisis petrolera hizo notar que los combustibles fósiles y nucleares son finitos y además concentrados en un número limitado de naciones beneficiadas por su posición geográfica. La segunda razón es que el uso irracional de los combustibles fósiles causa daños irreversibles al ambiente y a la salud. Por último, la energía nuclear (económicamente comparable con otras fuentes de energía convencionales) es cada vez menos aceptada por los países y su población, debido al peligro constante en su operación y depósito de residuos radioactivos [15].

El uso de la energía solar comprende la colección, conversión y transformación de la energía en el mismo sitio. Abarca la obtención de calor mediante colectores solares y la generación de electricidad con arreglos térmicos, fotovoltaicos, eólicos o hidráulicos, entre otras aplicaciones.

La obtención de electricidad es actualmente una de las mayores aplicaciones de las plantas solares, un ejemplo son las plantas termosolares que operan mediante energía térmica transferida a un fluido que posteriormente se transforma a electricidad a través de procesos mecánicos y termodinámicos convencionales.

Una ventaja de las plantas solares es su capacidad de almacenar energía por sus sistemas de almacenamiento térmicos en caso de no ser directamente convertida o su uso no sea necesario en ese momento.

La radiación es la fuente principal de energía en sistemas termosolares pero pueden contar con un sistema energético auxiliar (generalmente caldera de gas) para generar electricidad en días de poca insolación o durante la noche.

La colección y concentración de la radiación constituye el sistema colector-receptor, el cual transfiere el calor a un fluido HTF que posteriormente será llevado a un sistema de intercambio de calor, para proporcionar la energía térmica necesaria para el ciclo Rankine convencional.

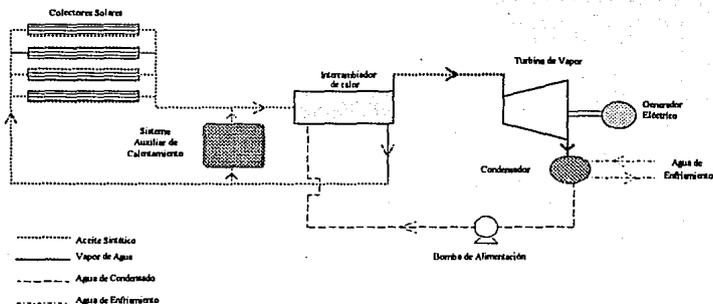
Las plantas termosolares generalmente consisten de un campo solar, un sistema para transformar la energía y un sistema de abastecimiento de agua. Existen dos tipos de arreglos para captar la radiación solar: el primero consiste en espejos en canales parabólicos que concentran la energía en el foco de la parábola y el segundo en una torre central, la cual recibe la energía por medio de un conjunto de espejos que reflejan la radiación del sol hacia ella.

Observando la figura 5.1 podemos describir simplídicamente el proceso de generación de electricidad en una planta termosolar. El arreglo de colectores solares (espejos parabólicos) tienen en el punto focal del espejo un tubo longitudinal a través del cual fluye un aceite sintético resistente a altas temperaturas (óxido de difenilo) llamado fluido de transferencia de calor (HTF); este aceite al atravesar los tubos eleva su temperatura arriba de los 400°C y posteriormente es introducido en intercambiadores de calor para transferir su energía al agua de alimentación, la cual cambia su fase a vapor sobrecalentado para ser introducido en una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico y finalmente llevado a un condensador para completar el ciclo Rankine convencional [15].

El aceite sintético HTF a la salida de los intercambiadores de calor es nuevamente bombeado hacia los espejos para continuar el ciclo.

En días de poca insolación o durante la noche el aceite sintético puede ser calentado mediante un sistema de caldera de gas.

Figura 5.1. Esquema de una planta termosolar.



El tipo de planta que se considera en el presente estudio es del tipo de canales parabólicos, específicamente SEGS VIII (Solar Energy Generation System).

A continuación se da una breve descripción del funcionamiento de la planta SEGS VIII. La planta cuenta con una turbina, un generador eléctrico, una torre de enfriamiento, una planta de tratamiento de agua y una caldera de gas natural. El campo solar está formado por 852 módulos LS-3. El arreglo general consiste en circuitos que contienen 6 módulos, teniéndose 142 circuitos en el campo solar. Cada circuito se conecta a los cabezales frío y caliente de manera que, si el aceite de un circuito necesita mantenimiento, éste se desconecta y los demás siguen trabajando, reduciendo el campo solar, y la potencia generada, durante el tiempo que tome en repararse dicho circuito. Estas plantas cuentan con una computadora que controla el seguimiento de los concentradores. El aceite caliente circula a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado a  $371^{\circ}\text{C}$  y 100 bar. Una porción del aceite caliente se envía a otro intercambiador de calor que recalienta el vapor de la turbina; el aceite se hace circular por bombas centrífugas conectadas en serie con un flujo máximo es de 1211 litros por segundo [16].

La planta generadora de electricidad consiste de una turbina con vapor recalentado que usa una unidad turbina/generador y un circuito principal con equipo para vapor/agua, con extracciones a 5 calentadores de agua. La presión de extracción es del orden de 0.07 bar. El agua de enfriamiento del condensador se enfría en una torre de enfriamiento convencional. Las plantas

SEGS se han diseñado para trabajar con vapor generado por el campo solar o por una caldera de gas natural y están diseñadas para que el 70% de la energía producida provenga del campo solar y el resto del sistema auxiliar.

Este tipo de plantas han sido desarrolladas por Luz International Lid. desde principios de 1980. Actualmente, esta compañía privada surgida gracias a incentivos federales, cuenta con una capacidad instalada de 354 MW distribuida en nueve plantas a lo largo del desierto de Mojave en California y proporcionan la demanda de energía principalmente en el verano. El diseño, la instalación y operación de las plantas ha mejorado con las experiencias obtenidas de plantas anteriores, principalmente en el diseño del campo solar, técnicas de construcción y métodos de operación.

Esta compañía integra las componentes que se fabrican por compañías de otros países: los espejos de vidrio con geometría de canal parabólico son fabricados en Alemania por la compañía Flabeg, una subsidiaria de Flashglas A.G.; la compañía Koor Metal de Israel fabrica los componentes de acero de los concentradores; la Westinghouse Electric de E.U.A. y la Mitsubishi Heavy Industries de Japón suministran el sistema térmico y caldera auxiliar. La turbina es fabricada por ASEA Brown Boveri de Suiza; el tubo absorbedor recubierto con una película selectiva, inicialmente cromo negro y posteriormente con un compuesto depositado por erosión iónica (sputtering), se fabrican en Israel por la compañía Luz, así como el sistema de seguimiento solar [16].

Las principales características de cada planta desarrolladas por Luz se muestran en la tabla 5.1 [16].

Tabla 5.1 Características de las plantas de Luz International Lid..

PLANTA	AÑO DE COMIENZO DE OPERACION	CAPACIDAD (MW <sub>e</sub> )	TEMP (°C)	CAMPO (M <sup>2</sup> )	EFICI DEL CICLO SOLAR (%)	EFICI DEL CICLO CALDERA (%)	PRODUCC ANUAL (MWh <sub>e</sub> )
I	1985	13.8	307	82960	31.5*	—	30100
II	1986	30.0	316	188990	29.4	37.3	80500
III	1987	30.0	349	230300	30.6	37.4	92780
IV	1987	30.0	349	230300	30.6	37.4	92780
V	1988	30.0	349	233120	30.6	37.4	91820
VI	1989	30.0	391	188000	37.5	39.5	90850
VII	1989	30.0	391	194280	37.5	39.5	92646
VIII	1990	80.0	391	464340	37.6	37.6	252750
IX	1991	80.0	391	483960	37.6	37.6	256125

\* Se utiliza gas natural para el sobrecalentamiento.

### **Diferencias cualitativas entre plantas termosolares y plantas termoeléctricas convencionales.**

Considerando su producto final (electricidad) existen muchas similitudes entre una planta termoeléctrica y una termosolar, pero al analizar el proceso de generación que realiza cada una encontramos grandes diferencias.

En principio, la forma, calidad y disponibilidad de la fuente energética difiere significativamente. Los combustibles fósiles utilizados en una termoeléctrica, después de ser extraídos de los depósitos geológicos se convierten en un artículo de comercio que tendrá variaciones económicas con respecto al mercado comercial. Por otro lado necesitan ser transportados al lugar de consumo. En cuanto a la materia prima de una termosolar, la radiación solar, ésta se presenta gratuitamente y en forma renovable.

Algunas de las desventajas de la energía solar son: no puede ser almacenada directamente para su posterior uso, necesita grandes áreas de terreno para la colección solar y en algunos países no es suficiente por su clima y posición geográfica. Las condiciones meteorológicas determinan la probabilidad de que la energía solar pueda transformarse en electricidad.

Las ventajas de la energía solar son: la radiación solar es gratis, renovable, limpia y con muy bajo riesgo de operación. El tiempo de construcción de una planta termosolar es muy corto; entre 12 y 18 meses para plantas entre 30 y 80 MW [15], y los costos de operación y mantenimiento son muy reducidos.

El precio actual del kWh de un planta termoeléctrica o nuclear es menor o igual a una termosolar debido a que los costos por externalidades han sido ignorados y nunca agregados en el costo de generación.

La energía solar presenta daños externos pero son significativamente menores a los de cualquier otra fuente energética que opere por medio de combustibles fósiles.

El avance de la energía solar dependerá de los continuos descubrimientos técnicos así como del estudio y evaluación de los costos externos causados por la utilización de los combustibles fósiles.

## **CAPITULO VI**

# **DETERMINACION DE LA CANTIDAD DE EMISIONES CONTAMINANTES**

### **FACTORES DE EMISION.**

Otro de los puntos importantes para la cuantificación de las externalidades así como para la selección del tipo de equipo anticontaminante, es la determinación de la cantidad de emisiones, puesto que por un lado los costos de externalidades están en función de la cantidad de emisiones además de que la capacidad y tamaño de un equipo para la eliminación de contaminantes depende directamente del gasto de gases contaminantes producto de la combustión.

La obtención de la cantidad de emisiones se puede obtener mediante la medición directa en la planta o mediante la utilización de los factores de emisión de contaminantes que han sido obtenidos por diferentes agencias de protección ambiental a nivel nacional y mundial.

Se hace notar que los factores de emisión utilizados en el presente trabajo son una recopilación de diversas fuentes [7,8,17], los cuales presentaron valores muy cercanos entre sí, por lo que se hace hincapié en que las emisiones teóricas obtenidas deben ser muy semejantes a las emisiones reales en condiciones de operación apropiadas.

Es importante señalar que si el proceso de combustión sufre alteraciones como por ejemplo: una combustión deficiente, utilización de combustibles de mala calidad, alto exceso de aire, etc.; las emisiones de contaminantes se verían incrementarse notablemente.

Por último, se realiza el cálculo teórico de las emisiones de  $\text{CO}_2$  para los diferentes tipos de combustible, debido a que en la literatura consultada no se encontraron confiables factores de emisión para  $\text{CO}_2$ .

En algunos casos las emisiones están influenciadas por parámetros como: tipo de caldera, configuración de los quemadores, condiciones de operación, etc.; por tanto en todos los casos se tomaron condiciones estandar o promedio de combustión y operación.

#### • Emisiones por la combustión de combustóleo

Las emisiones ocasionadas por el combustóleo (aceite residual) dependen del grado y composición del aceite, el tipo y tamaño de la caldera así como del proceso de combustión. A continuación se muestran las características principales de emisión para cada tipo de contaminante, considerando como combustible aceite residual con dos concentraciones de azufre, 3.75 y 4.8%, siendo éstos los valores mínimo y máximo dentro del combustóleo nacional reportados por CFE [13].

**Emisión de óxidos de azufre:** las emisiones de  $\text{SO}_x$  son completamente dependientes de la cantidad de azufre contenida en el combustóleo y no está influenciada por el tamaño del generador de vapor o diseño de quemadores. En promedio, más del 95% del azufre del combustóleo es emitido como  $\text{SO}_2$ , del 1-5% como  $\text{SO}_3$  y de 1-3% como partículas sulfatadas [18].

**Emisión de óxidos de nitrógeno:** existen dos mecanismos en la formación de los  $\text{NO}_x$ ; la oxidación del nitrógeno del combustible (llamados  $\text{NO}_x$  térmicos) y la fijación térmica en el aire de la combustión (llamados  $\text{NO}_x$  combustibles). Los  $\text{NO}_x$  del combustible son función principal del contenido de nitrógeno en el combustible y del oxígeno disponible. En promedio, cerca del 45% del nitrógeno del combustible es convertido en  $\text{NO}_x$ . Los  $\text{NO}_x$  térmicos

son función de la temperatura de pico de flama y del oxígeno disponible. Un número importante de variables influyen en la cantidad de formación de  $\text{NO}_x$ , una de ellas es la configuración del quemador. Las emisiones de quemadores tangenciales son significativamente menores a las ocasionadas por quemadores verticales.

**Emisión de partículas:** la emisión de partículas depende del grado y composición del aceite. Los aceites ligeros tienen una formación de partículas significativamente menor que los aceites pesados. También influye la cantidad de azufre contenida en el aceite. La cantidad de emisión depende de la temperatura de combustión, el mecanismo de alimentación del combustible y la composición del combustible. La temperatura determina el grado de volatilización de compuestos específicos. Los mecanismos de alimentación afectan en la separación de las emisiones de ceniza volátil y de la ceniza depositada en la caldera.

**Emisión de otros contaminantes:** solamente se forman pequeñas cantidades de compuestos orgánicos volátiles (VOC) y monóxido de carbono cuando se tiene una buena combustión, por lo tanto el rango de emisión está en función directa con la eficiencia de la combustión.

Las tablas 6.1 y 6.2 presentan los factores de emisión para diferentes tipos de contaminantes con diferentes valores de contenido de azufre, 3.75 y 4.8% con diferentes referencias.

Tabla 6.1. Factores de emisión para combustóleo (3.75% de azufre).

CONTAMINANTE	FACTOR DE EMISION [7]	FACTOR DE EMISION [17]	FACTOR DE EMISION [8]
Partículas	5.07 kg/m <sup>3</sup> comb.	5.07 kg/m <sup>3</sup> comb.	4.87 kg/m <sup>3</sup> comb.
Dióxido de azufre	71.3 kg/m <sup>3</sup> comb.	71.25 kg/m <sup>3</sup> comb.	70.7 kg/m <sup>3</sup> comb.
Oxidos de nitrógeno (quemadores tangenciales)	5 kg/m <sup>3</sup> comb.	5 kg/m <sup>3</sup> comb.	6 kg/m <sup>3</sup> comb.
Bióxido de carbono	n.d.	n.d.	n.d.
Monóxido de carbono	0.6 kg/m <sup>3</sup> comb.	0.6 kg/m <sup>3</sup> comb.	0.6 kg/m <sup>3</sup> comb.

n.d.: no disponible

Tabla 6.2. Factores de emisión para combustóleo (4.8% de azufre).

CONTAMINANTE	FACTOR DE EMISION [7]	FACTOR DE EMISION [17]	FACTOR DE EMISION [8]
Partículas	6.38 kg/m <sup>3</sup> comb.	6.38 kg/m <sup>3</sup> comb.	6.12 kg/m <sup>3</sup> comb.
Dióxido de azufre	91.2 kg/m <sup>3</sup> comb.	91.2 kg/m <sup>3</sup> comb.	90.3 kg/m <sup>3</sup> comb.
Oxidos de nitrógeno (quemadores tangenciales)	5 kg/m <sup>3</sup> comb.	5 kg/m <sup>3</sup> comb.	6 kg/m <sup>3</sup> comb.
Bióxido de carbono	n.d.	n.d.	n.d.
Monóxido de carbono	0.6 kg/m <sup>3</sup> comb.	0.6 kg/m <sup>3</sup> comb.	0.6 kg/m <sup>3</sup> comb.

n.d.: no disponible

### • Emisiones por la combustión de carbón

Los principales contaminantes emitidos por la combustión de carbón son las partículas suspendidas, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno.

**Emisión de óxidos de azufre:** Las emisiones gaseosas de SO<sub>x</sub> causadas por la combustión del carbón se presentan principalmente como SO<sub>2</sub> y en menor cantidad como SO<sub>3</sub>. Estos compuestos se encuentran en el carbón en forma de azufre orgánico los cuales posteriormente se oxidan durante el proceso de combustión. En promedio, el 98% del azufre presente en el carbón bituminoso será emitido en forma de óxidos de azufre gaseosos, mientras que un poco menos será emitido cuando carbón subbituminoso es quemado [7].

La naturaleza alcalina de la ceniza en algunos carbones subbituminosos ocasionan que parte del azufre reaccione para formar varias sales de sulfato, las cuales son retenidas en el generador de vapor o en la ceniza volátil.

Generalmente, la configuración del quemador, el tamaño y operación del generador de vapor tienen un pequeño efecto en el porcentaje de conversión del azufre del combustible a óxidos de azufre.

**Emisiones de óxidos de nitrógeno:** la emisión de los NO<sub>x</sub> depende de las condiciones de combustión, el tipo de generador de vapor y la composición del carbón. La formación de los "NO<sub>x</sub> térmicos" es principalmente determinada por

la temperatura del gas, la cual comienza rápidamente a temperaturas entre 1920 y 2260 °K [7].

En general, para una disminución en la emisión de  $\text{NO}_x$  se debe reducir la temperatura de operación, el tiempo de residencia del gas y la relación estequiométrica aire-combustible.

El carbón contiene nitrógeno orgánico (0.5-2%), el cual reacciona con el oxígeno del aire de la combustión. La cantidad de nitrógeno contenida en el combustible es relativamente pequeña comparada con la cantidad del aire de la combustión. Sin embargo este nitrógeno es altamente reactivo; dependiendo de las condiciones de la combustión la contribución del nitrógeno combustible puede ser considerable.

**Emisión de partículas:** los niveles de emisión y la composición de partículas están en función de la configuración del quemador del generador de vapor, operación del quemador de vapor y las propiedades del carbón. En sistemas de carbón pulverizado la combustión es casi completa y de este modo las partículas son compuestas de residuos de ceniza inorgánicos.

Debido a que una mezcla de partículas finas y gruesas de carbón son quemadas, puede estar presente en las partículas un porcentaje significativo de carbón inquemado.

Para incrementar la eficiencia del generador de vapor, en algunas ocasiones la ceniza volátil procedente de los sistemas de colección es reinyectada dentro de los aspersores de los quemadores; con esto se incrementa la carga de partículas a la salida del generador de vapor.

Existen otros parámetros como la configuración de los quemadores, la reinyección de cenizas volátiles, que pueden modificar las emisiones de partículas.

**Emisión de otros contaminantes:** los compuestos orgánicos volátiles (VOC) y el monóxido de carbono son gases no quemados que también son emitidos de las carboeléctricas, pero generalmente en cantidades menores, siempre y cuando la combustión se lleve a cabo eficientemente.

En la tabla 6.3 se muestran los factores de emisión para carbón del tipo Antracita, con un porcentaje de cenizas de 10% y 0.6% de azufre.

Tabla 6.3. Factores de emisión para carbón.

CONTAMINANTE	FACTOR DE EMISION [7]	FACTOR DE EMISION [17]	FACTOR DE EMISION [8]
Partículas	45.36 kg/ton	n.d.	58.9 kg/ton
Dióxido de azufre	10.61 kg/ton	10.35 kg/ton	10.34 kg/ton
Oxidos de nitrógeno (quemadores tangenciales)	9.53 kg/ton	9.08 kg/ton	8.16 kg/ton
Bióxido de carbono	n.d.	n.d.	n.d.
Monóxido de carbono	0.27 kg/ton	0.227 kg/ton	0.4536 kg/ton

n.d.: no disponible

### • Emisiones por la combustión de gas natural

El gas natural es considerado un combustible limpio con una despreciable emisión de partículas y óxidos de azufre en condiciones normales de operación.

Durante una mala operación del generador de vapor, como por ejemplo una mezcla pobre aire-combustible o aire insuficiente, puede ocasionar significativas emisiones de partículas. La emisión de óxidos de azufre depende del contenido de azufre del combustible, aunque normalmente el gas está libre de azufre.

**Oxidos de nitrógeno:** la emisión de  $\text{NO}_x$  depende de la temperatura de combustión y del rango de enfriamiento de los productos de la combustión. Parte de las estrategias de control están basadas en modificaciones de la combustión; estas incluyen combustión en varias etapas, combustión estequiométrica, recirculación de gases y quemadores de baja producción de  $\text{NO}_x$ .

En la tabla 6.4 se muestran los factores de emisión para gas natural. En donde se puede apreciar su baja emisión de  $\text{SO}_2$  y partículas pero por otro lado su elevada emisión de  $\text{NO}_x$  y  $\text{CO}_2$ .

Tabla 6.4. factores de emisión para gas natural.

CONTAMINANTE	FACTOR DE EMISION [7]	FACTOR DE EMISION [17]	FACTOR DE EMISION [8]
Partículas	16-80 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	16 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	80 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Dióxido de azufre	9.60 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	9.60 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	9.61 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Oxidos de nitrógeno (quemadores tangenciales)	4400 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	4400 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	4800 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Bióxido de carbono	n.d.	296.85 kg/m <sup>3</sup>	n.d.
Monóxido de carbono	640 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	640 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	272 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>

n.d.: no disponible

### Estimación teórica de la emisión de CO<sub>2</sub>.

Uno de los problemas que se encontró en la realización del presente estudio fue la poca información acerca de las emisiones de CO<sub>2</sub> causadas por la combustión, debido a que no se considera como un contaminante local sino global; es por esto que fue necesario hacer los cálculos respectivos para poder estimarlas teóricamente. Las consideraciones que se tomaron para su estimación se mencionan oportunamente.

#### A) combustibles sólidos y líquidos.

Las reacciones más importantes que involucran al carbono y que se llevan a cabo durante el proceso de combustión son:



Según la ecuación (6.1) se observa que 12 kg de Carbono producirán 44 kg de CO<sub>2</sub>, por lo tanto la relación entre el carbono que entra al proceso de combustión y el CO<sub>2</sub> que se forma como producto de ésta es:

$$\text{relación } \frac{\text{CO}_2}{\text{carbón}} = \frac{44 \text{ kg}_{\text{CO}_2}}{12 \text{ kg}_{\text{carbón}}} = 3.67 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{kg}_{\text{carbón}}} \quad (6.3)$$

Las siguientes suposiciones que se harán para determinar la emisión de CO<sub>2</sub> son: primero, considerar que todo el carbono del combustible se convierte en CO<sub>2</sub> durante el proceso de la combustión; segundo, a esta emisión se le restará el carbono formado en la reacción de CO (mediante los correspondientes factores de emisión obtenidos anteriormente) y por último se le restará un porcentaje de 15%, considerando que es el carbono del combustible que no reacciona o el que forma otros compuestos con emisiones mínimas (como por ejemplo hidrocarburos y aldehídos).

Para determinar el carbono involucrado en el proceso de combustión se debe tener el contenido de carbono en el combustible, que en nuestro caso es:

- combustóleo            %C = 86%
- carbón                    %C = 90% (promedio)

### A.1) Combustóleo:

Si consideramos que el 86% del combustóleo está en forma de carbono y lo multiplicamos por la relación (6.3) así como la densidad, tenemos:

$$3.67 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{kg}_C} * 0.86 \frac{\text{kg}_C}{\text{kg}_{\text{comb.}}} * 986 \frac{\text{kg}_{\text{comb.}}}{\text{m}^3_{\text{comb.}}} = 3112 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{m}^3_{\text{comb.}}}$$

Por último le restamos el factor de emisión de CO que es 0.6 Kg<sub>CO</sub>/m<sup>3</sup>comb. y el porcentaje de 15% por las otras reacciones, por lo tanto el factor de emisión de CO<sub>2</sub> para combustóleo con 86% de carbono es:

$$2645 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{m}^3_{\text{comb.}}}$$

## A.2) Carbón:

Realizando el mismo procedimiento anterior pero considerando que el carbón contiene 90% de carbono:

$$3,67 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{kg}_C} * 0,9 \frac{\text{kg}_C}{\text{kg}_{\text{comb.}}} * \frac{1000 \text{ kg}_{\text{comb.}}}{1 \text{ ton}_{\text{comb.}}} = 3303 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{ton}_{\text{comb.}}}$$

Restándole el factor de emisión de CO que es  $0,6 \text{ Kg}_{\text{CO}}/\text{m}^3_{\text{comb.}}$  y el porcentaje de 15% por las otras reacciones, el factor de emisión de  $\text{CO}_2$  para carbón que contiene 90% de carbono es:

$$2807 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{ton}_{\text{comb.}}}$$

## B) Combustibles gaseosos.

### B.1) Gas natural

El gas natural se considera un combustible limpio, por su bajo contenido de azufre y su mínima de partículas, pero eso no deja causar emisiones de  $\text{CO}_2$  a la atmósfera.

La composición y características principales del gas natural se muestran en la tabla 6.5 [19].

Tabla 6.5. Características principales del gas natural.

COMPUESTO	% VOLUMEN	PESO MOLECULAR	MASA	% MASA
$\text{CH}_4$	90.0	16	1440.0	81.30
$\text{C}_2\text{H}_6$	5.1	30	153.0	8.60
$\text{C}_3\text{H}_8$	1.54	44	67.76	3.80
$\text{C}_4\text{H}_{12}$	0.36	74	25.92	1.46
$\text{CO}_2$	0.57	44	23.76	1.34
otros ( $\text{N}_2$ )	2.43	28	68.04	3.50
TOTAL	100.0	---	1778.48	100.0

La tabla anterior nos muestra los compuestos principales del gas natural, donde podemos observar que el gas natural se compone principalmente de metano, por lo que se estimará la emisión de  $\text{CO}_2$  considerando que el gas natural se compone exclusivamente de metano.

Haciendo la aclaración anterior, obtendremos el factor de emisión de  $\text{CO}_2$  de la reacción más importante que se lleva a cabo para formar  $\text{CO}_2$  a partir de metano. La cual involucra la reacción de metano y oxígeno que formarán bióxido de carbono y agua.

Haciendo un balance para esta ecuación principal podemos determinar la cantidad de  $\text{CO}_2$  que se emite mediante la combustión de gas natural, la cual se muestra en la tabla 6.6.

Tabla 6.6. Factor de emisión de  $\text{CO}_2$  para gas natural.

COMPUESTO	% MASA	FACTOR DE EMISION
$\text{CH}_4$	81.30	2.75 $\text{kg CO}_2/\text{kg CH}_4$

## PROMEDIO DE EMISIONES CONTAMINANTES

Por lo tanto de las tablas y cálculos anteriores hemos realizado un promedio aritmético para calcular las emisiones de la combustión de los diferentes tipos de combustibles, los cuales se muestran en la tabla 6.7. Es importante señalar que los factores de emisión están en función del consumo de combustible y no de la capacidad de las plantas generadoras, por lo tanto se pueden aplicar a cualquiera de los tipos de plantas seleccionadas en el presente trabajo.

Los factores promedio serán los que se utilizarán en el presente trabajo para determinar la cantidad de emisiones de cada tipo de central generadora de energía.

Tabla 6.7. Factores de emisión promedio para diferentes combustibles.

EMISION	COMBUSTOLEO (3.75% AZUFRE)	COMBUSTOLEO (4.8% AZUFRE)	CARBON	GAS NATURAL
Partículas	5 kg/m <sup>3</sup> comb.	6.3 kg/m <sup>3</sup> comb.	52.13 kg/ton	16 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Dióxido de azufre	71.1 kg/m <sup>3</sup> comb.	91 kg/m <sup>3</sup> comb.	10.5 kg/ton	9.60 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Oxidos de nitrógeno	5.33 kg/m <sup>3</sup> comb.	5.33 kg/m <sup>3</sup> comb.	9 kg/ton	4530 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Bióxido de carbono	2645 kg/m <sup>3</sup> comb.	2645 kg/m <sup>3</sup> comb.	2807 kg/ton	2.75 kg CO <sub>2</sub> /kg CH <sub>4</sub>
Monóxido de carbono	0.6 kg/m <sup>3</sup> comb.	0.6 kg/m <sup>3</sup> comb.	0.31 kg/ton	640 kg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>

Los valores de factores de emisión fueron obtenidos como ya se mencionó de diferentes fuentes bibliográficas pero teniendo las mismas consideraciones en cada tipo de combustible esto es: misma composición, mismo tipo de caldera, mismo tipo de combustión, etc.

Para el caso de combustóleo se hace muy notorio el incremento en las emisiones por el aumento de azufre en el combustible, principalmente el dióxido de azufre y partículas son los que muestran este efecto.

El carbón, obviamente presenta un valor de emisión de partículas sumamente elevado el cual ocasionará que se necesiten equipos de colección de alta eficiencia.

Los valores de emisión de NO<sub>x</sub> se consideraron como los que se emiten con la utilización de quemadores tangenciales, pues si se utilizan quemadores verticales su emisión se duplicaría aproximadamente. El gas natural presenta valores de emisión elevados para NO<sub>x</sub>, debido a su alta temperatura de combustión.

El CO<sub>2</sub> tiene valores de emisión muy elevados para todos los tipos de combustibles, es por eso su importancia de estimarlo y cuantificarlo no como un contaminante local sino como un contaminante global que causa daños secundarios.

## **CAPITULO VII**

### **DESCRIPCION DE LAS EXTERNALIDADES**

Para poder tener un panorama completo del proceso de generación de energía eléctrica es necesario involucrar otros factores importantes que van relacionados con el proceso mismo, como por ejemplo los daños o alteraciones a los alrededores que va a producir el obtener electricidad.

Convencionalmente se maneja la obtención de un kWh como la transformación de energía térmica a energía mecánica y posteriormente a energía eléctrica.

Anteriormente se detalló el proceso que se lleva a cabo dentro de una planta termoeléctrica para obtener electricidad pudiendo observar que los efectos secundarios causados por los procesos que se llevan a cabo son poco mencionados o simplemente ignorados y por lo tanto nunca cuantificados.

Al considerar la producción de energía eléctrica como un proceso termodinámico cerrado, podemos definir como externalidades a los daños o impactos sobre los alrededores causados por la obtención de esa energía.

Desde este punto de vista existe una amplia variedad de externalidades producidas como pueden ser:

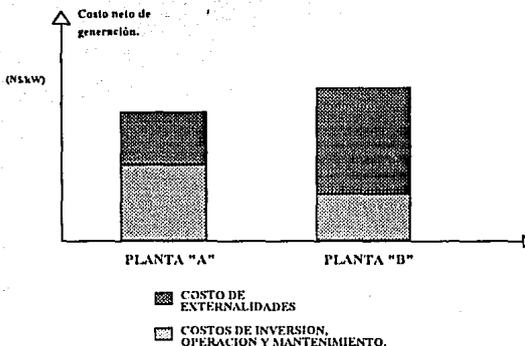
- **Daños a la salud:** ocasionados principalmente por las emisiones gaseosas de  $SO_x$ ,  $NO_x$ ,  $CO_x$  y partículas.
- **Degradación del ambiente:** la degradación del ambiente puede ser ocasionada por emisiones al aire, al agua (contaminando los mantos acuíferos) y al suelo (dañando la flora y la fauna).
- **Desperdicio de energía térmica:** como se sabe una planta convencional requiere de gran cantidad de agua para enfriamiento, dicha energía retirada es lanzada a la atmósfera, lagos o al mar dañando los ecosistemas existentes.
- **Peligro latente:** las plantas manejan gran cantidad de combustibles que representan un peligro potencial de siniestro para sus alrededores.
- **Problemas estéticos:** el tener una planta generadora cerca de una población traerá consecuencias de emisiones, ruido y daños estéticos, así como la necesidad de grandes superficies de terreno.
- **Problemas socio-políticos:** las fuentes o reservas de combustibles de un país están íntimamente relacionadas con el desarrollo y seguridad del mismo. Su política de explotación debe estar acorde con las condiciones económicas interiores y con las fluctuantes políticas del mercado internacional.

Como se puede observar, la variedad y complejidad de las externalidades es amplia, y traducir la relación externalidades-costo se presenta muy difícil de efectuar. Sin embargo, es importante evaluar económicamente las externalidades y obtener lo que se llama el costo social o costo real de la energía.

Con la incorporación de las externalidades en la generación de electricidad se pretende medir y cuantificar con mayor exactitud su costo debido a varias formas de producción de energía eléctrica, incluyendo fuentes renovables.

El costo social deberá incluir tanto los costos normales de operación como los costos externos, denominados externalidades. Uno de los principales costos externos en la producción de energía eléctrica es el costo ambiental, el cual en muchas ocasiones no es tomado en cuenta y podría llegar a ser la diferencia en la elección de una planta como se muestra apreciar esquemáticamente en la figura 7.1.

Figura. 7.1 Esquema comparativo considerando externalidades.



## METODOLOGIA PROPUESTA PARA EL ANALISIS DE EXTERNALIDADES POR EMISIONES CONTAMINANTES.

Para poder llevar a cabo un análisis de externalidades es necesario seguir varios pasos que nos permitan determinar el efecto ambiental de una planta durante su periodo de vida útil:

- Determinación de emisiones contaminantes
- Estudio de transporte y dispersión
- Respuesta a las emisiones contaminantes
- Evaluación de la respuesta

**Emisión:** identifica el tipo y características de las emisiones de la planta y determina que emisiones causan un riesgo ambiental. Cada contaminante que potencialmente pudiera ocasionar un riesgo ambiental debe ser identificado así como la cantidad de contaminante emitido durante un periodo de tiempo o durante la producción de alguna unidad de energía tomada como referencia

(para el presente trabajo se toma como referencia de emisión los contaminantes analizados posteriormente).

Las emisiones no solo incluyen lo que sale de la chimenea sino también otros productos de la operación de la planta como lodos, cenizas de fondo, calor, e inclusive radioactividad que en un momento dado pueden ser liberados al aire, agua o suelo. En el presente trabajo solamente se analizarán las emisiones producto de la quema de combustibles fósiles y emitidas por una chimenea.

**Transporte y dispersión:** determina la dispersión del contaminante considerando factores meteorológicos. Durante la dispersión, la composición de los contaminantes puede variar teniéndose que tomar en cuenta su medición o estimación. Al final se de este capítulo se da la metodología para realizar un estudio de dispersión de contaminantes.

**Respuesta:** estima la respuesta o efecto sobre la población expuesta a los contaminantes. La respuesta es cualquier cambio en la población como daños a la salud, muerte, corrosión de materiales, disminución de crecimiento, etc.

**Evaluación:** Es la evaluación económica del cambio en la población afectada, mediante la asignación de un costo. Se debe sumar al costo normal de operación el costo por externalidades para tener un costo de la electricidad incluyendo externalidades. Para esto se cuenta con investigaciones realizadas principalmente en Estados Unidos que tratan de evaluar el costo de dichas emisiones, principalmente con estudios de daños y cambios en la salud y ambiente [20].

## DAÑOS SOCIALES Y A LA SALUD OCASIONADOS POR LOS CONTAMINANTES.

Uno de los pasos de la metodología para el cálculo y estimación de las externalidades es la respuesta o efecto en la población que produce un contaminante. Podemos definir dos tipos de efectos principalmente:

- daños a la salud
- cambios en el ambiente

Los cambios en el ambiente se manifiestan localmente como: reducción de visibilidad, corrosión de materiales y daño a la vegetación, y puede llegar a ocasionar efectos generalizados como el calentamiento global y lluvia ácida.

## DAÑOS A LA SALUD

Para poder estudiar el daño que los contaminantes ocasionan a la salud del hombre, se deben utilizar estudios clínicos, toxicológicos y epidemiológicos.

De los estudios clínicos derivan los diagnósticos de enfermedades, que generalmente se expresan como tasas o razones de enfermedad y mortalidad. Los experimentos toxicológicos con animales permiten estudiar aspectos del daño que se ocasiona a diferentes niveles, inclusive bioquímico y celular. Su limitación fundamental es la inseguridad de la extrapolación hacia condiciones humanas. Los estudios epidemiológicos tienen como sujetos de estudio a las poblaciones y no a los individuos; esto da los elementos para hacer un diagnóstico de comunidades.

**DIOXIDO DE AZUFRE (SO<sub>2</sub>).**- El óxido mas importante producido por fuentes contaminantes es el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>). El SO<sub>2</sub> es un gas incoloro con un olor característico y agudo. Es moderadamente soluble en agua formando ácido sulfuroso (H<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>); se oxida lentamente en aire formando trióxido de azufre. El SO<sub>3</sub> rápidamente se combina con la humedad de la atmósfera formando ácido sulfúrico. Estos componentes son eliminados de la atmósfera con la ayuda de la lluvia ácida [21].

El SO<sub>2</sub> tiene riesgos muy importantes para la salud y el medio ambiente, causan problemas respiratorios, degradan la visibilidad, causan daño a la vegetación y a los materiales mediante el depósito en ellos.

Debido a su gran solubilidad acuosa el SO<sub>2</sub> inhalado se absorbe rápidamente en un 90 a 95% en el nivel del tracto respiratorio superior, principalmente en la nariz. Los efectos agudos inmediatos que se observan en humanos después de una exposición de una hora son: disminución de la

frecuencia respiratoria y de la resistencia específica de las vías respiratorias. En adultos jóvenes sanos, la exposición aguda a 5 ppm de  $\text{SO}_2$  provoca broncoconstricción, tos y disnea. Si los individuos expuestos realizan ejercicio físico, los efectos provocados por el  $\text{SO}_2$  se observan a concentraciones de exposición menores, de 1 a 3 ppm. En sujetos asmáticos la exposición a concentraciones iguales o menores a 1 ppm de  $\text{SO}_2$  durante 2 a 10 minutos produce una intensa broncoconstricción. Se considera que la concentración mínima de  $\text{SO}_2$  para producir este efecto en los asmáticos es de 0.4 ppm/5 min. Esta broncoconstricción puede exacerbarse si además se respira aire frío y seco, por lo que se infiere que durante el invierno el efecto del  $\text{SO}_2$  se incrementa. Los efectos producidos por el dióxido de azufre varían cuando éste se combina o entra en contacto con partículas inhalables; ya que el gas se adsorbe a las partículas y penetra a la región inferior del aparato respiratorio [21].

Con base en los datos obtenidos en los inviernos de Londres, se considera que concentraciones de  $\text{SO}_2$  atmosférico entre 0.14 y 0.19 ppm/24 hrs delimitan un intervalo de seguridad en el que es poco probable que se produzcan daños adversos a la salud [21].

El tiempo de residencia del  $\text{SO}_2$  en la atmósfera puede llegar a ser desde días hasta semanas [2].

En cuanto al daño del  $\text{SO}_2$  a la agricultura este puede ser acidificación del suelo, daño debido al depósito directo en el follaje de la planta, etc. Estos efectos ocasionados por el  $\text{SO}_2$  indirecta o directamente por la lluvia ácida repercuten directamente en una disminución de las cosechas. Según estudios realizados se ha llegado a la conclusión que los daños ocasionados a la agricultura son menores que los daños a la salud [20].

Como se sabe el  $\text{SO}_2$  también daña a los materiales. Los óxidos de azufre se combinan con la humedad y oxidantes formando ácido sulfúrico causante de corrosión de metales, daño a contactos metálicos, deterioro de papel, textiles, piel y acabados, y erosión de la piedra y concreto en edificios y monumentos. Este efecto se puede presentar a un micro nivel (como coches, casas, etc.) o a un nivel superior como niebla ácida o lluvia ácida teniendo una mayor repercusión, por lo que resulta muy difícil diferenciar daños causados directamente por  $\text{SO}_2$  y los causados por la lluvia ácida.

**PARTICULAS.-** Las plantas termoeléctricas son una fuente considerable de emisiones de partículas. Los mayores componentes de dichas emisiones son cenizas debido a metales pesados, isótopos e hidrocarburos, sulfatos y nitratos. Las partículas, dependiendo de su tamaño y composición, varían sus propiedades. Se catalogan como primarias y secundarias, dependiendo de sus propiedades químicas y físicas así como de su tamaño.

El tamaño de las partículas es uno de los factores que determinan su acceso y depósito en los diferentes sitios del aparato respiratorio. Del total de partículas suspendidas solamente pueden penetrar en el aparato respiratorio aquellas con tamaños entre los 0,5 y las 20 micras; éstas constituyen la denominada "fracción respirable".

Las partículas pertenecientes a la fracción respirable pueden ser agrupadas de acuerdo con el sitio del aparato respiratorio hasta el que penetran y en el cual con mayor probabilidad se depositarán. De esta manera, la fracción respirable se divide en las fracciones extratorácica, traqueobranquial y pulmonar o alveolar. La primera de estas fracciones está constituida por las partículas que penetran y se depositan en la nariz, los senos paranasales, la faringe y la laringe. La fracción traqueobronquial comprende partículas menores a 20 micras. Por último la fracción alveolar está constituida por partículas menores a los 10 micras, de los cuales aquellas con tamaños entre 2,5 y 3,5 micras son las que con mayor facilidad se depositan en los pulmones [21].

Existe uniformidad de criterios en como es que el tamaño de las partículas determina su efecto nocivo. Sin embargo, generalmente se pasa por alto el que la composición química de una partícula determina su acción tóxica.

Por otro lado, las partículas de origen carbónico pueden absorber sustancias orgánicas policíclicas del grupo de los benzopirenos que tienen actividad mutagénica y carcinogénica. Se ha encontrado que las partículas en suspensión en el aire de varias ciudades tienen efectos mutagénicos en cultivos de bacterias y se especula en torno al papel que estas partículas pudiesen jugar en el desarrollo del cáncer bronquial en las poblaciones urbanas.

**MONOXIDO DE CARBONO (CO).**- La quema de cualquier combustible carbonaceo origina necesariamente dos subproductos: el monóxido y el bióxido de carbono. Si la combustión se realiza con un exceso de aire, la combustión es completa y se produce una mayor cantidad de bióxido de carbono; si se realiza sin exceso de aire, la combustión es incompleta y por lo tanto se producirá una mayor cantidad de monóxido de carbono.

El CO es un gas incoloro, inodoro e insípido, no irrita las mucosas y se absorbe rápidamente en los pulmones. Es muy estable y tiene una vida media en la atmósfera de 2 a 4 meses. Se supone, por lo general, que el CO se oxida a CO<sub>2</sub> en la atmósfera, a pesar de que la tasa de conversión es muy lenta.

El monóxido de carbono no parece tener efectos perjudiciales sobre la superficie de los materiales. Los resultados de numerosos resultados han demostrado que el CO no afecta las formas superiores de vida de las plantas a concentraciones por debajo de 100 ppm, durante exposiciones de 1 a 3 semanas [6].

Por lo que se refiere a la salud el CO se une con la hemoglobina y forma el complejo carboxihemoglobina (COHB), debido a que la hemoglobina tiene una afinidad con el CO 200 veces mayor que el oxígeno; por lo tanto, un aumento de COHB en la sangre circulante indica una reducción en la oxigenación de los tejidos (hipóxia), lo que trae consigo un daño al funcionamiento del corazón, cerebro, plaquetas y el endotelio de los vasos sanguíneos.

La toxicidad del CO provoca una disminución en la capacidad de la hemoglobina (HB) para transportar al oxígeno, y en la tasa de liberación de la HB hacia los tejidos. Un aumento moderado en los niveles de carboxihemoglobina puede tener efectos cardiovasculares, neuro-conductuales, fibrinolisis y perinatales.

**OXIDOS DE NITROGENO (NO<sub>x</sub>).**- Entre los principales gases a considerar está el dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>), ya que es uno de los precursores básicos de la neblina fotoquímica; otros efectos sobre la salud son: durante exposiciones de 5 a 15 minutos a concentraciones altas entre 2.5 a 7 ppm, produce un aumento inmediato en la resistencia específica de las vías respiratorias, además de provocar una respuesta directa a lo largo de todo el tracto laringeo-traqueo-bronquial. En pacientes con bronquitis crónica, la

exposición a concentraciones de 2 ppm, puede provocar una disminución de su funcionamiento respiratorio.

La exposición interna y crónica al NO<sub>2</sub> altera los mecanismos de defensa del huésped ante las infecciones, principalmente a las pulmonares, bacterianas y virales.

Los datos experimentales muestran que los efectos más peligrosos son: aumento en la susceptibilidad para desarrollar infecciones del tracto respiratorio y alteraciones patológicas pulmonares semejantes a las que se presentan en el enfisema [20].

**OXIDANTES FOTOQUIMICOS.-** las poblaciones en zonas donde regularmente se detectan concentraciones elevadas de ozono atmosférico, muestran síntomas que se asocian con la presencia de los oxidantes fotoquímicos. Los síntomas con más frecuencia observados son: irritación ocular, irritación en la garganta y nariz, resequedad de la garganta (irritación de las mucosas nasal y orofaringea), tos, dolor durante la respiración profunda, dolor subesternal, opresión en el pecho, malestar general, debilidad, náusea y dolor de cabeza. Los registros de salud sugieren que en estas poblaciones se presenta un alto riesgo de desarrollar tempranamente enfermedades respiratorias crónicas.

Las evidencias experimentales indican que el ozono es altamente tóxico para todos los organismos. Su toxicidad está determinada por su elevada capacidad oxidante. Al oxidar a los grupos reactivos de proteínas y lípidos, daña las membranas de las células, provocando lesiones celulares. Además del daño directo, los productos de la oxidación del ozono, como son los peróxidos, los ozónidos y otros, tienen efectos nocivos sobre actividades bioquímicas y fisiológicas, que contribuyen al desarrollo de una respuesta patológica.

**CALENTAMIENTO GLOBAL.-** En 1957 los científicos Roger Revelle y Hans E. Suess del Instituto Scripps de Oceanografía, observaron que la humanidad esta llevando a cabo un gran experimento geofísico, no en laboratorio sino en su propio planeta [22]. Los resultados adversos de este experimento se apreciarán hasta dentro de varias décadas, pero lo que si se sabe es que tiene su origen en la Revolución Industrial y muchos de los gases

que se encuentran en la atmósfera, especialmente el bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el metano ( $\text{CH}_4$ ), el óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), el ozono ( $\text{O}_3$ ) y los fluoroclorocarbonos (CFC) absorben radiación infrarroja (calor) emitida por el sol. Esta absorción evita que la energía sea radiada de regreso al espacio, elevando la temperatura de la Tierra. Sin este "efecto invernadero" se cree que la temperatura sería  $30^\circ\text{C}$  más fría.

Como resultado de la actividad industrial en el último siglo, la concentración de los gases invernadero ha aumentado. La concentración de  $\text{CO}_2$  en la atmósfera se ha incrementado 25% desde la revolución industrial con un crecimiento actual de 0.4% anual [20]. Al igual que el  $\text{CO}_2$ , el metano, que tiene un potencial de calentamiento global por mol de 3.7 veces más que el  $\text{CO}_2$ , ha incrementado su concentración en la atmósfera en los últimos 300 años y actualmente tiene un crecimiento del 1% anual. El  $\text{N}_2\text{O}$  a su vez tiene un potencial por mol de 180 veces y los CFC, que no existían en la atmósfera en forma apreciable hasta mediados del siglo XX, tienen un potencial 25,000 veces más que el  $\text{CO}_2$ . Como una consecuencia del incremento de concentración de los gases invernadero, la temperatura mundial se ha incrementado de 0.3 a  $0.7^\circ\text{C}$  desde la revolución industrial. Es importante señalar que el tiempo de residencia del  $\text{CO}_2$  en la atmósfera puede llegar a ser de hasta 100 años.

La base de datos más extensa desarrollada hasta ahora muestra un calentamiento global de  $0.3^\circ\text{C}$  de 1900 a 1940, un enfriamiento de  $0.1^\circ\text{C}$  de 1940 a 1975 y un calentamiento de  $0.2^\circ\text{C}$  de 1975 a 1987. Según estudios se ha demostrado que el  $\text{CO}_2$  ha contribuido con 2/3 partes de dicho calentamiento y contribuirá con la mitad del futuro cambio si las emisiones continúan como hasta ahora. Sin embargo, se cree que debido a la enorme masa térmica que es el océano existe un rezago de 20 años entre la fecha de emisión de gases y el cambio correspondiente de temperatura en la atmósfera [20].

Según modelos computarizados se ha encontrado que si las emisiones de gases invernadero continúan, la temperatura global se incrementará de  $1.5$  a  $5^\circ\text{C}$  para el año 2030 y si las emisiones de  $\text{CO}_2$  se duplican para el final del próximo siglo, la temperatura se podría incrementar hasta  $5.5^\circ\text{C}$ . Para reducir este cambio climático es urgente la reducción de emisiones de gases invernadero a la atmósfera. En términos generales el  $\text{CO}_2$  es uno de los

principales gases a considerar dentro de las externalidades debido a su potencial de calentamiento y a sus emisiones anuales.

La cantidad de bióxido de carbono emitida será una función del consumo mundial de hidrocarburos y de la tasa de deforestación que prevalezca; actualmente en nuestro país no existen restricciones en el consumo de combustibles ni en las emisiones de  $\text{CO}_2$ . Se calcula (con base en estadísticas de consumo de combustibles de CFE [9]) que las emisiones de  $\text{CO}_2$  en México rebasan las 51,000 toneladas anuales exclusivamente por emisiones debidas a la quema de combustibles fósiles en la generación de electricidad. Se sabe que una planta termoeléctrica de combustóleo y de gas producen 20 y 40 % menos  $\text{CO}_2$ , respectivamente, que una de carbón.

**LLUVIA ACIDA.-** La lluvia ácida es el resultado de emisiones de dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) y óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), principalmente de plantas termoeléctricas, industrias y vehículos. El  $\text{SO}_2$  y el  $\text{NO}_2$  se combinan con la humedad atmosférica formando ácidos. Estos ácidos se encuentran suspendidos en la atmósfera de uno a diez días antes de ser depositados, por lo cual pueden recorrer grandes distancias que pueden llegar a ser de varios cientos de kilómetros dañando quizá a otro estado o inclusive a otro país. En 1980 el promedio de pH en agua de lluvia anual fue de 4.1 (E.U.A.). A pesar de que el agua natural es neutra (pH=7), la lluvia normalmente tiene un pH=5.6 (ligeramente ácida) debido a que se encuentra en equilibrio con el  $\text{CO}_2$ . Efectos locales naturales pueden ocasionar que la lluvia sea un poco mas ácida o básica, pero se puede concluir que la lluvia ácida posee un pH menor a 5.6.

La lluvia ácida afecta al medio ambiente de diferentes formas: en el medio acuático los ácidos son depositados tanto en forma de lluvia como por escurrimientos. La tolerancia de pH en los peces varía según la especie y tamaño, disminuyendo la reproducción a partir de un pH=6. En los bosques y en las cosechas los efectos de la lluvia ácida no han sido determinados con exactitud. En Europa se ha observado una disminución en el follaje de los bosques de aproximadamente 54% [20]. Los científicos europeos en la actualidad aseguran que los daños a los bosques no son exclusivamente debido a la lluvia ácida sino en conjunto con otros contaminantes. La acidez tiene un efecto directo en las plantas, se ha estimado que una gota de lluvia escurre en

promedio por 3 hojas antes de tocar el suelo, causando un triple efecto en ellas como puede ser el daño a la superficie de la hoja, disminución de la fotosíntesis, inhibición de la reproducción y disminución de las cosechas. Los efectos de la lluvia ácida a los materiales son muy diversos, existiendo dos categorías: materiales de monumentos, edificios históricos o piezas irrecuperables y materiales comunes (cemento, ladrillo, metal, etc.).

En la tabla 7.1 se dan los niveles de impacto de diversos contaminantes a diferentes concentraciones, analizando los efectos y precauciones que se observan en los diferentes niveles.

Tabla 7.1. Valores de impacto del índice PSI (Pollution Standard Index) [21].

Nivel de impacto	PST (24 hrs.) $\mu\text{g}/\text{m}^3$	SO <sub>2</sub> (24 hrs.) $\mu\text{g}/\text{m}^3$	CO (8 hrs.) $\mu\text{g}/\text{m}^3$	O <sub>3</sub> (1 hr.) $\mu\text{g}/\text{m}^3$	NO <sub>2</sub> (1 hr.) $\mu\text{g}/\text{m}^3$	Efecto en la salud	Efectos generales en la salud	Recomendaciones de precaución
Daño significativo	1000	2620	57.5	1200	3750	Muy peligroso	Muerte prematura de enfermos y ancianos. Las personas saludables experimentarán síntomas adversos que afectarán su actividad normal.	Todas las personas deberán permanecer en intramuros, manteniendo cerradas las ventanas y puertas; todas las personas deberán minimizar la realización de ejercicio y evitar tráfico.
Emergencia	857	2100	46.0	1000	3000	Peligroso	Ataques prematuros de ciertas enfermedades, además de agudización significativa de síntomas así como disminución de la tolerancia al ejercicio en personas saludables.	Los ancianos y las personas enfermas deberán permanecer en intramuros y deberán evitar ejercicio físico. La población en general deberá evitar la actividad extramuros.
Advertencia	625	1600	34.0	800	2260	Muy insalubre	Agudización significativa de síntomas y disminución de la tolerancia al ejercicio en personas con padecimientos cardíacos o pulmonares. Presencia de síntomas muy variados en la población saludable.	Los ancianos y las personas con padecimientos cardíacos y pulmonares deberán permanecer en intramuros y reducir la actividad física.
Alerta	375	800	17.0	400	1130	Insalubre	Agudización regular de los síntomas en personas susceptibles, con irritación y síntomas en poblaciones saludables.	Las personas con achaques cardíacos o respiratorios deberán reducir ejercicios físicos y actividad en extramuros
Norma de calidad del aire.	250	365	10.0	160	a	Moderado		

a: no se cuenta con valores a este nivel.

## METODOLOGIA PARA ESTIMAR LA DISPERSION DE CONTAMINANTES

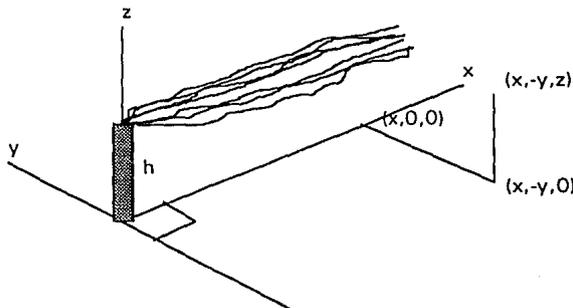
Durante los últimos años se ha tratado de estimar la dispersión atmosférica utilizando modelos matemáticos. En la mayoría de los problemas de dispersión la variación de las turbulencias mecánicas y térmicas son mayores en la capa que se encuentra mas cercana al piso. La turbulencia de la atmósfera esta relacionada con los cambios de temperatura en la dirección vertical.

Cuando la velocidad del aire aumenta, el gasto proveniente de una fuente fija es depositado en un mayor volumen de aire por unidad de tiempo, lo cual ayuda a una mejor dispersión de los contaminantes. Además de esto se tiene que debido a velocidades altas, la turbulencia aumenta provocando una mayor dispersión [23].

El modelo mas común en dispersión atmosférica es el modelo gaussiano, que esta basado en una fórmula sencilla que describe la concentración tridimensional en el espacio debido a una fuente puntual bajo condiciones meteorológicas y emisiones constantes.

El sistema de coordenadas adoptado que se muestra en la figura 7.2 considera que el origen se encuentra a nivel del piso y debajo de la fuente, la dirección "x" se encuentra dada a lo largo de la dirección promedio del viento, la dirección "y" se encuentra en el plano horizontal perpendicular al eje "x" y el eje "z" es perpendicular al plano horizontal [24].

Figura 7.2. Sistema de coordenadas para la dispersión de contaminantes



La fórmula obtenida es la siguiente [23,24]:

$$\bar{x}(x, y, z; H) = \frac{Q}{2Ps_y s_z u} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{y}{s_y}\right)^2\right] \left\{ \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{z-H}{s_z}\right)^2\right] + \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{z+H}{s_z}\right)^2\right] \right\} \quad (7.1)$$

donde Q es el gasto del contaminante, "H" es la altura efectiva de las emisiones.

$\sigma_y$  y  $\sigma_z$ , varían dependiendo de las condiciones de la atmósfera y de la altura, rugosidad de la superficie, velocidad del viento, distancia, viento abajo, etc. Para obtener estos valores se emplean los valores semiempíricos propuestos por Briggs en 1973 para un rango de simulación de 100 m a 10 km. Esta forma de calcular los valores de sigma es la más recomendada por la Agencia de Protección al Ambiente (EPA) de los Estados Unidos para simulación de dispersión en zonas urbanas.

Los parámetros de dispersión de una zona urbana se muestran en la tabla 7.2 en un rango de 100 m a 10.

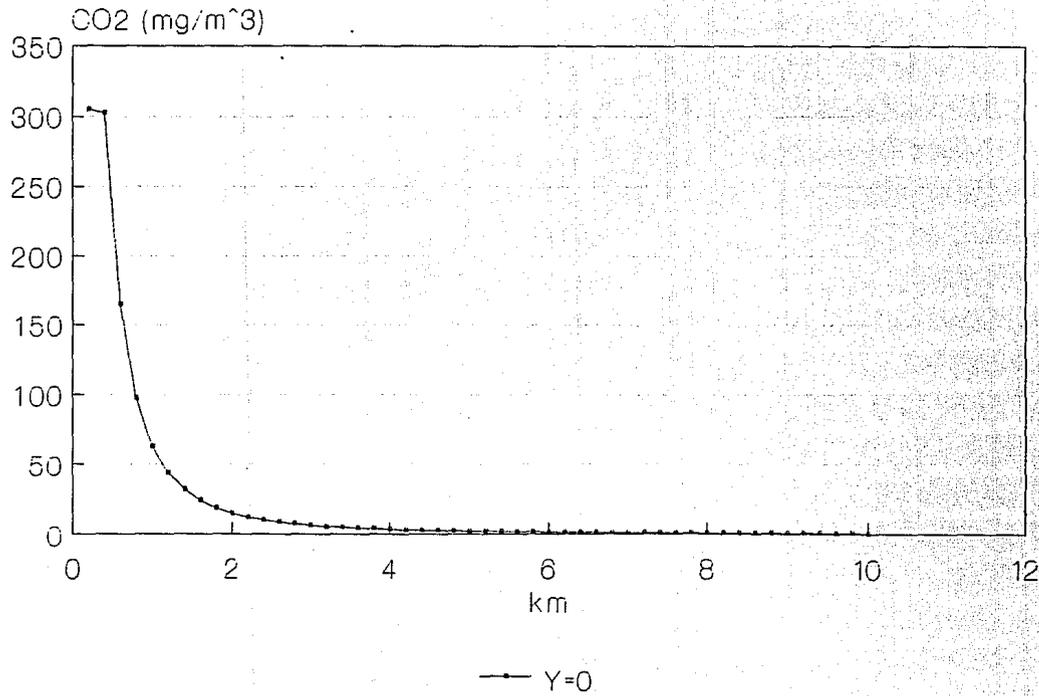
Tabla 7.2 Parámetros de dispersión.

ESTABILIDAD DE PASQUILL	$\sigma_y(m)$	$\sigma_z(m)$
A-B	$0.32X(1+0.0004X)^{-0.5}$	$0.24X(1+0.001X)^{0.5}$
C	$0.22X(1+0.0004X)^{-0.5}$	$0.2X$
D	$0.16X(1+0.0004X)^{-0.5}$	$0.14X(1+0.0003X)^{-0.5}$
E-F	$0.11X(1+0.0004X)^{-0.5}$	$0.08X(1+0.00015X)^{-0.5}$

A continuación en la figura 7.3 se muestra una gráfica del comportamiento de la concentración de CO<sub>2</sub> a lo largo del eje "x", es decir y=0, emitido por una planta termoeléctrica de 350 MW operando con combustóleo considerando una estabilidad de Pasquill "B", una velocidad promedio de 2.5 m/s, una altura "H" de 100 m, un gasto promedio de 78,000 g/s.

## Figura 7.3. Dispersión del CO2

Planta termoeléctrica 2x350 MW



## **CAPITULO VIII**

### **COSTO NORMAL DE GENERACION**

La suma de los costos de inversión, combustible, operación y mantenimiento da como resultado el costo normal de generación.

El cargo por concepto de combustible es un costo nivelado que depende del escenario de evolución y del precio externo de referencia. El precio externo de referencia empleado en este trabajo es representativo del valor de los energéticos en algunos mercados internacionales relevantes para México.

Los parámetros básicos que mayor impacto tienen en el costo del kWh neto generado se presentan en la tabla 8.1 [13]. Estos parámetros constituyen una base de referencia para caracterizar en forma genérica los diferentes medios de generación considerados en este estudio, sin embargo no necesariamente representan con exactitud los valores correspondientes.

La eficiencia bruta es la relación de la potencia obtenida entre el calor suministrado sin tomar en cuenta los usos propios de la planta. El factor de planta es la relación entre la potencia real generada y la potencia posible de generar.

Los usos propios es el porcentaje de la generación total que necesita la planta generadora para su operación.

Tabla 8.1. Parámetros básicos del costo de generación.

CENTRAL	POTENCIA (MW)	EFICIENCIA BRUTA (%)	VIDA UTIL (AÑOS)	FACTOR DE PLANTA	USOS PROPIOS (%)
Térmica convencional	2x350	36.96	30	0.65	6.3
" "	2x158	33.89	30	0.65	6.3
" "	2x84	31.88	30	0.65	6.3
" "	2x37.5	29.38	30	0.65	6.3
Ciclo combinado	1x250	38.41	30	0.55	3.0
Carboeléctrica	2x300	36.35	30	0.65	7.6
Termosolar	1x80	31.46	30	0.36	7.0

Al resumir los costos por tipo de tecnología se utilizan valores monetarios e índices. Este índice se define igual a 100 para centrales térmicas convencionales a base de combustóleo, con dos unidades de 350 MW. Los índices correspondientes a las diversas tecnologías reflejan las diferencias relativas de sus costos.

## COSTOS DE INVERSION

Se distinguen tres costos unitarios de inversión:

- **Costo directo:** es la suma en moneda constante de las erogaciones correspondientes a una central, dividida entre la capacidad de la misma, lo cual equivale a considerar que todos los costos de inversión de la obra se erogan instantáneamente.
- **Costo directo mas indirecto:** es el resultado de añadirle al costo directo, los costos de ingeniería, administración y control de la obra.
- **Costo actualizado al inicio de la operación:** a partir de costo directo más indirecto y mediante el uso de una tasa real de descuento considerada como del 14% anual, se calcula el valor de la inversión actualizado al inicio de la operación. Esta tasa de descuento incluye el costo de los intereses devengados durante el proceso de construcción.

Los factores de valor presente son función del perfil de inversión y de la tasa de descuento; el producto de este factor por el costo directo más indirecto del

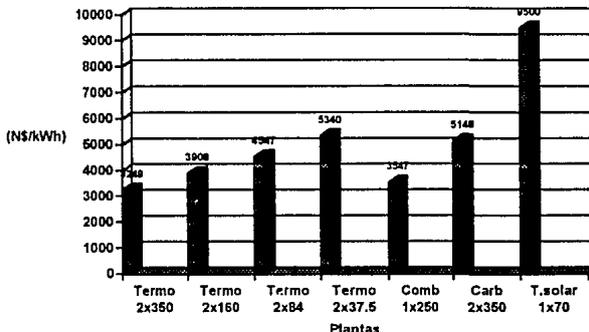
kilowatt instalado proporciona el costo actualizado al inicio de la operación. Las cifras asociadas a estos tres conceptos, con una tasa de descuento de 14 % anual y con precios medios de 1992 se muestran en la tabla 8.2 [13]. El costo unitario de inversión se muestra gráficamente en la figura 8.1.

Tabla 8.2. Costo unitario de inversión.

CENTRAL	POTENCIA (MW)	DIRECTO (NS/kWh)	DIRECTO MAS INDIRECTO (NS/kWh)	FACTOR DE VALOR PRESENTE	ACTUALIZADO AL INICIO DE OPERACION* (NS/kWh)	INDICE (%)
Térmica convencional	2x350	1,995	2,174	1,4946	3,249	100
" "	2x158	2,430	2,648	1,4761	3,908	120
" "	2x84	2,856	3,112	1,4612	4,547	140
" "	2x37.5	3,498	3,812	1,4009	5,340	164
Ciclo combinado	1x250	2,190	2,430	1,4598	3,547	109
Carboeléctrica	2x300	2,288	3,207	1,6053	5,148	158
Termosolar	1x80	4,285	5,571	1,7050	9,500	292

\*Incluye intereses durante la construcción.

Figura 8.1. Costo unitario de inversión



El costo nivelado de inversión es un parámetro que sintetiza la información económica disponible acerca de la inversión de la planta generadora. El costo nivelado del kWh por concepto de inversión se define como aquel que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central considerando

su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de dicha central.

La metodología para dicho calculo se muestra a continuación [13]:

$$CI = \left[ \frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} \right] \left[ \frac{1}{GNA(C)} \right] \left[ \sum_{t=1}^n I(1+i)^{-t} \right] \quad (8.1)$$

donde:

CI=costo nivelado de inversión del kWh, (N\$)

I=Inversión en el año t, (N\$)

GNA=(1-up)\*fp\*8760 (8.2)

up=usos propios, fracción

fp=factor de planta, fracción

8760=número de horas al año

N=periodo de construcción, años

n=vida económica, años

i=tasa de descuento, fracción

Los factores de costo así obtenidos se presentan en la tabla 8.3 así como los costos nivelados que resultan de multiplicar este factor por el costo directo más indirecto [13].

Tabla 8.3. Costos nivelados de inversión.

CENTRAL	POTENCIA (MW)	FACTOR DE COSTO NIVELADO (10 <sup>-6</sup> )	DIRECTO MAS INDIRECTO (NS/kw)	COSTO DE INVERSION NIVELADO (NS/kWh)
Térmica convencional	2x350	35.091	2.174	0.0763
" "	2x158	34.658	2.648	0.0918
" "	2x84	34.309	3.112	0.1068
" "	2x37.5	32.893	3.812	0.1254
Ciclo combinado	1x250	39.867	2.430	0.0969
Carboeléctrica	2x300	38.222	3.207	0.1226
Termosolar	1x80	39.634	5.571	0.2208

## COSTOS DE COMBUSTIBLES

La decisión de construir una planta generadora compromete recursos durante la vida económica de la instalación. Esto significa que para lograr una selección adecuada de proyectos se debe considerar el flujo monetario que implica cada tecnología, desde el inicio de su operación hasta que se retira. Durante el período de operación uno de los componentes más importantes del flujo es el costo por concepto de combustibles.

El costo de los combustibles es variable debido a:

a) Los recursos energéticos son finitos y en la medida que se utilizan su precio aumenta.

b) Los energéticos se comercializan en mercados parcialmente competitivos y son, a menudo, substitutivos. Reducciones en la demanda del energético desplazado inducen disminuciones en su precio.

c) Al explotar un recurso de manera racional, primero se extraen las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo, esto repercute en incremento del costo en el futuro.

d) Los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos.

e) Los efectos ambientales tienen cada vez un peso mayor, tal como se desea recalcar en este trabajo. Esto traerá como consecuencia una tendencia a la sustitución de combustibles altamente contaminantes por otros más "limpios" o su utilización con mayor eficiencia y moderación.

f) Existen factores coyunturales que alteran el comportamiento de los mercados energéticos como el conflicto del Golfo Pérsico, un invierno intenso en los países nórdicos, etc.

El costo del combustible refleja el valor imputado a los recursos energéticos necesarios para obtener, por medio de las diversas tecnologías, un kWh neto generado. En el cálculo de estos costos se deben emplear precios externos de referencia, corregidos con el escenario de evolución de los mismos. El precio externo de referencia es una aproximación al precio de los combustibles. Su uso elimina algunas distorsiones de los precios internos de los energéticos en México y hace posible comparar los costos económicos de los distintos medios de generación.

Los costos de los diferentes combustibles se dan en términos de las unidades de volumen o de peso que los caracterizan. El precio de referencia del combustóleo corresponde al precio de importación del mismo, ya que desde 1987 las importaciones superan a las exportaciones. El precio de referencia del gas natural se obtiene a partir del precio de venta promedio para centrales eléctricas en EUA. El precio del carbón es el precio MICARE a la Comisión Federal de Electricidad en la zona de Río Escondido.

Los costos nivelados de generación por concepto de combustibles se calculan siguiendo la misma metodología del costo nivelado de inversión y los resultados se muestran en la tabla 8.4 [20,15].

Tabla 8.4. Costos nivelados de combustibles.

CENTRAL	POTENCIA (MW)	COSTO NIVELADO (NS/kWh)	INDICE
Térmica convencional	2x350	0.130	100
" "	2x158	0.142	109
" "	2x84	0.151	116
" "	2x37.5	0.164	126
Ciclo combinado	1x250	0.112	122
Carboeléctrica	2x300	0.072	55
Termosolar	1x80	0.061	26

## COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

El costo de operación y mantenimiento del kWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los costos fijos son aquellos que se presentan independientemente de la operación de la planta y por tanto no están relacionados con la energía generada; en este aspecto se incluyen principalmente los costos relativos al pago de la mano de obra:

- Salarios
- Prestaciones
- Seguro Social.

Los costos variables son aquellos que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica; en este renglón se consideran:

- Materiales
- Servicios a terceros
- Gastos generales.

A partir de los costos históricos de algunas centrales seleccionadas y aplicando técnicas de análisis de regresión, se estiman los costos de las centrales termoeléctricas que operan con combustóleo [13]. La función ajustada para el costo fijo, Cf, en nuevos pesos por año por kW es:

$$C_f = 589.61K^{-0.6814} \quad (8.3)$$

donde:

K=capacidad de la unidad en MW

y, la función para el costo variable, Cv, es:

$$C_v = 0.01792K^{-0.5627} \quad (8.4)$$

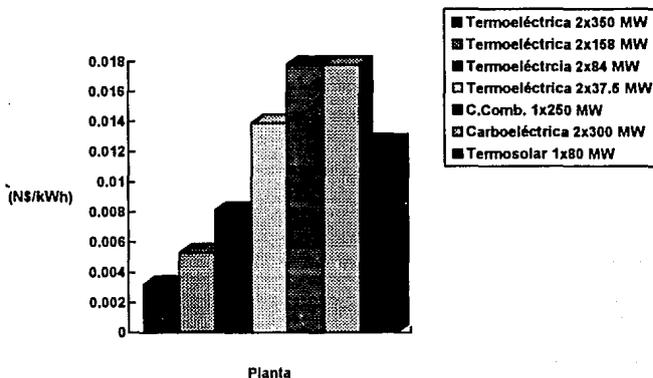
Los costos para los otros tipos de centrales consideradas se obtuvieron de experiencias en la operación de las mismas ya que el número de plantas no permite realizar una estimación general de los costos de operación y mantenimiento.

Los costos de operación y mantenimiento para las plantas en estudio se muestran en la tabla 8.5 y posteriormente se incluye una gráfica que permita visualizar dichos costos [15,20].

Tabla 8.5. Costos de operación y mantenimiento.

CENTRAL	POTENCIA (MW)	COSTO DE OPER.&MANT. (NS/kWh)	INDICE (%)
Térmica convencional	2x350	0.0032	100
" "	2x158	0.0053	167
" "	2x84	0.0081	253
" "	2x37.5	0.0139	432
Ciclo combinado	1x250	0.0178	552
Carboeléctrica	2x300	0.0178	552
Termosolar	1x80	0.0126	393

Figura 8.2. Costos de operación y mantenimiento



Finalmente la tabla 8.6 se presenta la suma del costo nivelado de inversión, combustibles, operación y mantenimiento que se utilizará para el cálculo del costo normal de generación.

Tabla 8.6. Costo normal de generación.

CENTRAL	POTENCIA (MW)	COSTO NORMAL (NS/kWh)	INDICE (%)
Térmica convencional	2x350	0.2095	100
" "	2x158	0.2391	114
" "	2x84	0.2659	127
" "	2x37.5	0.3033	145
Ciclo combinado	1x250	0.2267	108
Carboeléctrica	2x300	0.2124	101
Termosolar	1x80	0.2944	140

## **CAPITULO IX**

### **COSTO DE GENERACION INCLUYENDO EXTERNALIDADES**

La utilización de combustibles fósiles para la generación de electricidad es una de las principales causas de externalidades, debido a que ocasiona alteraciones importantes a los alrededores, principalmente al hombre y al medio ambiente. Las externalidades a las que se hace referencia en este trabajo y que son debidas a la generación de electricidad las podemos clasificar en:

1. Daños a la salud humana y animal
2. Daños al medio ambiente
3. Desperdicio de energía térmica
4. Peligro latente
5. Problemas estéticos
6. Problemas socio-políticos

En este capítulo se obtienen en términos monetarios las externalidades en la generación de electricidad ocasionadas por la emisión de contaminantes a la atmósfera, por considerar que son estas las que cuantifican más alto en los procesos de interés.

Los contaminantes que producen un costo externo mas significativo son:

- Dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ )
- Oxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ )
- Partículas suspendidas totales (PST)
- Bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ )

La determinación del costo ocasionado por la emisión de alguno de los contaminantes anteriores se puede efectuar por dos métodos:

- 1. Cuantificación del efecto:** esto significa evaluar los daños a los alrededores asociados al contaminante una vez que fue expulsado por la chimenea, a este costo también se le llama costo de alivio o de mitigación.
- 2. Cuantificación del control de las emisiones:** significa la obtención del costo por evitar que los contaminantes sean expulsados al medio ambiente. Esto se logra principalmente con la instalación de equipos anticontaminantes y con modificaciones al proceso de combustión.

La cantidad de emisiones anuales por contaminante de cada planta se muestra en la tabla 9.1. Estas cantidades se obtuvieron mediante los factores de emisión detallados en el capítulo VI.

Tabla 9.1. Cantidad de emisiones anuales. [Ton/año].

Tipo de planta	Capacidad (MW)	$\text{SO}_2$	$\text{NO}_x$	$\text{CO}_2$	PST	CO	HC
Termoeléctrica	2x350(S=3.75%)	66,593	4,992	2,477,329	4,683	562	112
" "	2x350(S=4.8%)	85,231	4,992	2,477,329	5,901	562	112
" "	2x158(S=3.75%)	31,663	2,374	1,177,904	2,227	267	53
" "	2x158(S=4.8%)	40,525	2,374	1,177,904	2,806	267	53
" "	2x84(S=3.75%)	18,662	1,399	694,255	1,312	157	31
" "	2x84(S=4.8%)	23,886	1,399	694,255	1,654	157	31
" "	2x37.5(S=3.75%)	9,261	694	344,527	651	78	16
" "	2x37.5(S=4.8%)	11,853	694	344,527	821	78	16
Carboeléctrica	2x300	19,321	16,561	5,165,269	95,926	570	18
Ciclo Combinado	1x250	4	1,864	851,540	7	263	29
Termosolar	1x80	0	107	48,974	0	15	2

Es importante señalar la gran ventaja que se obtiene al utilizar gas natural, ya que prácticamente las emisiones de dióxido de azufre y las de partículas no existen por lo tanto tendrán pocas externalidades debido a estas emisiones.

## CUANTIFICACION DEL COSTO DE ALIVIO

El alivio de las emisiones gaseosas es la cuantificación económica de los daños humanos, al ambiente y a los materiales que causan los contaminantes al ser emitidos. Este costo resulta muy difícil de calcular debido a la gran cantidad de variables que intervienen como pueden ser: condiciones atmosféricas, tipo de contaminante, reacciones, población afectada, dispersión, etc. En el presente trabajo se recopiló información de diversos estudios realizados anteriormente los cuales consideran el impacto sobre:

- Seres humanos
- Flora y fauna, principalmente cosechas, bosques y vida acuática
- Materiales de edificios, estructuras, textiles y obras de arte
- Efectos sociales, principalmente el cambio climático, recreación y visibilidad

Es importante señalar que el costo ambiental mas importante es el que se refiere al daño a la salud humana. A continuación se analizarán todos los factores y estudios tomados en cuenta para el cálculo del costo de alivio de las externalidades. Debido a la divergencia observada entre muchos de los estudios realizados, se seleccionaron los valores que representaban razonablemente el rango de valores obtenidos, considerando el lugar donde se realizaron los estudios, la documentación y la profundidad del mismo, denominándolos "punto de partida". El término punto de partida es utilizado debido a que no se planea estimar el costo real, en cambio se trata de dar un orden de magnitud, común a todos los estudios, que permita utilizar dichos valores como un punto de inicio para investigaciones futuras. En el presente trabajo estos valores se emplean para comparar los diversos procesos de obtención de energía eléctrica y el costo de sus externalidades. Toda la información referente a los estudios

valores para muerte y daño permanente utilizados por ECO se obtiene un costo de \$4.54/lb SO<sub>2</sub>.

En 1980 Krawiec estudió el efecto del azufre en los materiales, recalando la dificultad de calcularlos debido a que estos daños en los materiales pueden ser debido al azufre que se encuentra en la atmósfera en forma de SO<sub>2</sub> o a la lluvia ácida (causada por emisiones de SO<sub>2</sub>). Krawiec obtuvo valores para la corrosión en los materiales que van desde \$0.12 a \$0.34 /lb SO<sub>2</sub> emitido. En la tabla 9.2 se muestra un resumen de los daños del SO<sub>2</sub> reportados por los diversos autores así como el punto de partida seleccionado [20]. Se decidió tomar el valor de enfermedad estimado por ECO debido a que se encontró que los demás valores eran poco confiables ya que no se respaldaban en estudios muy profundos.

Tabla 9.2. Resumen de daños debido a las emisiones de SO<sub>2</sub>, [N\$/kg].

EFECTO	ECO	MENDELSONH	KRAWIEC	PUNTO DE PARTIDA
Mortalidad	15.6950	9.5026	-----	15.6950
Enfermedad	0.4702	22.4044	-----	0.4702
Corrosión	0.1604	0.0713	0.8503	0.8503
Visibilidad	-----	0.1479	-----	0.1479
<b>Total</b>				<b>17.1634</b>

### • Oxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>)

Los óxidos de nitrógeno son particularmente peligrosos ya que reaccionan en la atmósfera originando lluvia ácida y ozono (O<sub>3</sub>), que se forma en presencia de compuestos orgánicos y radiación solar.

Al igual que en el caso del SO<sub>2</sub>, la Boneville Power Administration encargó a ECO Northwest realizar proyectos para encontrar los efectos al ambiente de los óxidos de nitrógeno, siendo estos en la actualidad los estudios mas completos. Dentro de estos estudios ECO estimó teóricamente que los efectos

valores para muerte y daño permanente utilizados por ECO se obtiene un costo de \$4.54/lb SO<sub>2</sub>.

En 1980 Krawiec estudió el efecto del azufre en los materiales, recalcando la dificultad de calcularlos debido a que estos daños en los materiales pueden ser debido al azufre que se encuentra en la atmósfera en forma de SO<sub>2</sub> o a la lluvia ácida (causada por emisiones de SO<sub>2</sub>). Krawiec obtuvo valores para la corrosión en los materiales que van desde \$0.12 a \$0.34 /lb SO<sub>2</sub> emitido. En la tabla 9.2 se muestra un resumen de los daños del SO<sub>2</sub> reportados por los diversos autores así como el punto de partida seleccionado [20]. Se decidió tomar el valor de enfermedad estimado por ECO debido a que se encontró que los demás valores eran poco confiables ya que no se respaldaban en estudios muy profundos.

Tabla 9.2. Resumen de daños debido a las emisiones de SO<sub>2</sub>, [N\$/kg].

EFEECTO	ECO	MENDELSONH	KRAWIEC	PUNTO DE PARTIDA
Mortalidad	15.6950	9.5026	-----	15.6950
Enfermedad	0.4702	22.4044	-----	0.4702
Corrosión	0.1604	0.0713	0.8503	0.8503
Visibilidad	-----	0.1479	-----	0.1479
<b>Total</b>				<b>17.1634</b>

#### • Oxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>)

Los óxidos de nitrógeno son particularmente peligrosos ya que reaccionan en la atmósfera originando lluvia ácida y ozono (O<sub>3</sub>), que se forma en presencia de compuestos orgánicos y radiación solar.

Al igual que en el caso del SO<sub>2</sub>, la Boneville Power Administration encargó a ECO Northwest realizar proyectos para encontrar los efectos al ambiente de los óxidos de nitrógeno, siendo estos en la actualidad los estudios mas completos. Dentro de estos estudios ECO estimó teóricamente que los efectos

de mortalidad causados por los  $\text{NO}_x$  en poblaciones ligeramente pobladas debido a una planta que emite 11,024 ton/año de  $\text{NO}_x$  serían casi nulos, pero en cambio en zonas densamente pobladas o cerca de alguna ciudad se pueden llegar a presentar hasta 1.89 muertes por año durante el periodo de vida de la planta obteniendo así un costo de hasta N\$2.7438 por cada kilogramo emitido. En 1990 Harrison y Nichols elaboraron un estudio para el Consejo del Balance Económico y Ambiental del estado de California y al establecer los daños a la salud estimaron un costo de N\$2.9101 por kg. de  $\text{NO}_x$  emitido [20].

En cuanto a los daños de los  $\text{NO}_x$  a los materiales, ECO realizó un estudio utilizando la combinación de cuatro variables para poder realizar una estimación del daño, estas variables son: 1) costos para reemplazar el material; 2) costos de limpieza o de repintado; 3) pérdida del valor económico del material; 4) costos para desarrollar materiales resistentes al  $\text{NO}_x$  y al ozono. La estimación realizada que contiene estas 4 variables fue de 0.0846 N\$/kg.

Los efectos de perdida de visibilidad principalmente causados por el smog pueden llegar a ser importantes. Mediante encuestas a poblaciones afectadas ECO determinó un valor de indemnización de 35 N\$/km. por persona afectada al año y considerando la cantidad de emisiones de  $\text{NO}_x$  se obtuvo un valor de 1.1945N\$/kg.

En la tabla 9.3 se muestra un resumen de los daños de los  $\text{NO}_x$  reportados por ECO y Harrison & Nichols, y los puntos de partida seleccionados.

Tabla 9.3. Costos ocasionados por las emisiones de  $\text{NO}_x$ , [N\$/kg].

EFFECTO	ECO	HARRISON & NICHOLS	PUNTO DE PARTIDA
Mortalidad	2.7438	-----	2.7438
Enfermedad	-----	2.9101	2.9101
Materiales	0.0846	-----	0.0846
Visibilidad	1.1945	-----	1.1945
<b>Total</b>			<b>6.9330</b>

### • Partículas (PST)

Las partículas al igual que muchos otros contaminantes, penetran a los pulmones causando una disminución en la respiración de personas saludables y aumentan las afecciones respiratorias en personas enfermas. Al igual que en los casos anteriores, se han realizado diversos estudios para tratar de encontrar el costo de dicho daño siendo los mas completos los que se realizaron por ECO en 1984 y 1987. En 1987 se estimó que existían entre 0.2 y 1 muerte cada cinco años causada directamente por partículas y calculando la cantidad de emisiones emitidas en el mismo periodo se obtuvo un valor de 2.809 N\$/kg. En el mismo año se determinó que para el mismo periodo de tiempo existieron 31 casos de bronquitis aguda obteniéndose un costo de 0.2409 N\$/kg.

Estimaciones referentes a la visibilidad señalan su disminución y el efecto antiestético causado por las partículas emitidas a la atmósfera. Tomando en cuenta las mismas suposiciones del caso de los  $\text{NO}_x$  se obtiene un valor de 7.0114 N\$/kg.

En la tabla 9.4 se muestran los resultados obtenidos por ECO en lo referente al daño de las emisiones de partículas.

Tabla 9.4. Costos ocasionados por las emisiones de partículas, [N\$/kg].

EFFECTOS	ECO
Mortalidad	2.8090
Enfermedad	0.2409
Visibilidad	7.0114
<b>Total</b>	<b>10.0613</b>

### • Bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ )

En lo referente al bióxido de carbono, los países europeos están tomando la delantera al imponer impuestos que toman como base el tipo de combustible utilizado y la cantidad de  $\text{CO}_2$  emitido. Por su parte la Comunidad Económica Europea ha recomendado la utilización de procesos mas eficientes para

disminuir el consumo de combustibles y así poder disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>. En Suecia a partir del 1 de enero de 1991, entro en vigor un impuesto del 0.0575 N\$/kg de CO<sub>2</sub> emitido ó 0.0981 N\$/kWh calculado con base en variables de proceso y condiciones geográficas. Este valor es utilizado tanto para cuantificar el costo de alivio como el de eliminación de emisiones. Es importante señalar que las condiciones de nuestro país son muy distintas de las europeas, por lo cual se deberá estudiar con mas detalle la posible implantación de un impuesto similar en nuestro país.

### CUANTIFICACION DEL COSTO DE CONTROL

Anteriormente se han mencionado los equipos de control de emisiones, que tienen una buena eficiencia de operación y de mayor aceptación funcional y económica a nivel mundial.

Es importante mencionar que el costo de los equipos necesarios se ha estimado considerando diversos factores promedio tanto para plantas de generación nuevas como para plantas que se encuentren actualmente en operación. Es conveniente señalar que todas las estimaciones pueden llegar a variar hasta con un  $\pm 30\%$  debido a las condiciones específicas de la planta y del lugar [25].

Los equipos y modificaciones propuestas se muestran en la tabla 9.5.

Tabla 9.5. Equipos para el control de emisiones.

CONTAMINANTE	METODO DE CONTROL
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	Depuración con caliza modificada con sulfato de magnesio.
Oxidos de nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	Bajo exceso de aire, recirculación de gases. combustión por etapas, quemadores de baja producción de NO <sub>x</sub> y reducción catalítica selectiva.
Partículas suspendidas (PST)	Precipitador electrostático.
Bióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	Impuesto por emisión de CO <sub>2</sub> .

## Costos de inversión

El costo de inversión es el costo total del equipo es decir, la suma del costo directo e indirecto. Costo directo es la suma, en moneda constante, de las erogaciones correspondientes a la inversión del equipo; y el costo indirecto incluye los costos de ingeniería, administración, etc.

## Factor de valor presente y costo actualizado

El factor de valor presente se obtiene como resultado del costo del dinero a través del tiempo, de las preferencias individuales y sociales de la época y de la incertidumbre o riesgo de la operación. El factor de valor presente nos permite obtener el valor del equipo al inicio de operación del mismo. Para determinar este factor se toma en cuenta el periodo de construcción de la planta y por consiguiente el tiempo de inicio de operación de la misma. Los factores de valor presente obtenidos por CFE y por LUZ, utilizados en este trabajo se muestran en la tabla 9.6 [13,15].

El costo actualizado por su parte, es el valor del equipo al inicio de su operación y se obtiene de multiplicar el costo total de inversión por el factor de valor presente.

Tabla 9.6. Factores de valor presente las plantas generadoras consideradas.

PLANTA	CAPACIDAD (MW)	FACTOR DE VALOR PRESENTE
1. Termoeléctrica	2x350	1.4946
2. " "	2x158	1.4761
3. " "	2x84	1.4612
4. " "	2x37.5	1.4009
5. Ciclo Combinado	1x250	1.4598
6. Carboeléctrica	2x300	1.6053
7. Termosolar	1x80	1.7050

## **Costos de Operación y Mantenimiento.**

El costo de operación y mantenimiento (O&M) está constituido por dos componentes, uno fijo y otro variable. Son costos fijos aquellos que se presentan independientemente de la operación del equipo. Los costos variables son los que guardan una relación directa con la operación del equipo. Su costo se presenta en N\$.

## **Costo Nivelado**

El costo nivelado por concepto de inversión se define como el valor que al multiplicarse por el valor presente, considerando la vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la compra y puesta en operación del equipo. En otras palabras es el costo que incluye el costo de inversión y el costo del dinero a través del tiempo dividido entre la cantidad de kilowatt-hora generados en el tiempo de vida de la planta.

El costo nivelado por concepto de operación y mantenimiento (O&M) se obtiene como el costo anual de operación y mantenimiento dividido entre la cantidad de kilowatt-hora generados.

El procedimiento seguido para calcular los diferentes costos para cada equipo fue el siguiente:

1. Encontrar las variables necesarias (gasto, temperatura, etc.) necesarias para el dimensionamiento del equipo.
2. Según las dimensiones encontrar el costo de inversión correspondiente.
3. Con el costo de inversión y el factor de valor presente, se encuentra el costo actualizado del equipo.
4. Con las dimensiones, encontrar el costo anual de operación y mantenimiento.
5. Encontrar el costo nivelado de inversión del equipo.
6. Con el costo de operación mantenimiento y los kWh generados anualmente se encuentra el costo nivelado de operación y mantenimiento.
7. Se suma el costo nivelado de inversión y el de operación y mantenimiento para encontrar el costo total por kWh generado del equipo.

El equipo de control recomendado para los contaminantes considerados en este estudio se mencionan a continuación, se incluye todo el análisis para la estimación del costo por kWh.

### • Dióxido de azufre

En lo referente al control del dióxido de azufre, los costos de operación, actualizado y de O&M del equipo de depuración con caliza húmeda con sulfato de magnesio se muestran en la tabla 9.7. Es conveniente señalar que las emisiones derivadas del azufre de plantas a gas natural son nulas ya que el combustible no contiene dicho elemento [7].

Tabla 9.7. Costos de inversión, actualizado y de O&M para control de SO<sub>2</sub> en plantas de combustóleo y carbón.

CAPACIDAD (MW)	TIPO DE COMB.	INVERSION (NS)	COSTO ACTUALIZADO (NS)	COSTO DE O&M (NS/año)
2x350(S=3.75%)	Combustóleo	342,842,500	512,412,400	47,174,400
2x350(S=4.8%)	" "	390,167,400	583,144,196	58,968,000
2x158(S=3.75%)	" "	154,768,900	228,144,196	21,295,872
2x158(S=4.8%)	" "	177,773,700	242,411,758	26,619,840
2x84(S=3.75%)	" "	82,282,200	120,230,750	11,321,856
2x84(S=4.8%)	" "	94,512,600	138,101,811	14,152,320
2x37.5(S=3.75%)	" "	36,733,125	51,459,434	5,054,400
2x37.5(S=4.8%)	" "	42,193,125	59,108,348	6,318,000
2x300	Carbón	312,000,000	500,853,600	47,175,000

Los costos nivelados de inversión, O&M y total de los equipos de depuración con caliza se muestran en la tabla 9.8.

Tabla 9.8. Costos nivelados y total para el control del SO<sub>2</sub> en plantas de combustóleo y carbón.

CAPACIDAD (MW)	TIPO DE COMB.	COSTO NIVELADO DE INVERSION (NS/kWh)	COSTO NIVELADO DE O&M (NS/kWh)	COSTO TOTAL (NS/RWh)
2x350(S=3.75%)	Combustóleo	0.0124	0.012	0.0244
2x350(S=4.8%)	" "	0.0141	0.015	0.0291
2x158(S=3.75%)	" "	0.0122	0.012	0.0242
2x158(S=4.8%)	" "	0.0141	0.015	0.0291
2x84(S=3.75%)	" "	0.0121	0.012	0.0241
2x84(S=4.8%)	" "	0.0139	0.015	0.0289
2x37.5(S=3.75%)	" "	0.0116	0.012	0.0236
2x37.5(S=4.8%)	" "	0.0133	0.015	0.0283
2x300	Carbón	0.0141	0.014	0.0281

### • Oxidos de Nitrógeno

Para el control de los NO<sub>x</sub> se requiere de la suma de muchos equipos que nos van a permitir reducir los niveles de contaminantes como son: quemadores de baja producción de NO<sub>x</sub>, combustión por etapas, reducción catalítica selectiva y bajo exceso de aire de combustión. En la tabla 9.9 se dan los costos de inversión, actualizado y de O&M [8,9,18].

La tabla 9.10 presenta los costos nivelados para estos equipos. Las plantas a gas requieren mayor control de los niveles de NO<sub>x</sub> ya que se alcanza una mayor temperatura de flama que acelera las reacciones de formación de los NO<sub>x</sub>.

Tabla 9.9. Costos de inversión, actualizado y O&M para equipos de control de NO<sub>x</sub>.

CAPACIDAD (MW)	TIPO DE COMB.	INVERSION (NS)	COSTO ACTUALIZADO (NS)	COSTO DE O&M (NS/año)
2x350	Combustóleo	224,000,000	334,790,400	91,734,552
2x158	" "	102,700,000	151,595,470	41,349,484
2x84	" "	54,600,000	79,781,520	21,983,484
2x37.5	" "	24,375,000	34,146,937	9,813,960
2x300	Carbón	195,000,000	313,033,500	78,511,690
1x250	Gas natural	121,875,000	177,913,125	32,713,200
1x80*	Gas-solar	9,750,000	15,600,000	2,617,056

\*La planta termosolar esta calculada con el consumo de gas natural que ocasiona el 25% de su generación.

Tabla 9.10. Costos nivelados de inversión, O&M y total para control de los NO<sub>x</sub>.

CAPACIDAD (MW)	TIPO DE COMB.	COSTO NIVELADO DE INVERSION (NS/kWh)	COSTO NIVELADO DE O&M (NS/kWh)	COSTO TOTAL (NS/kWh)
2x350	Combustóleo	0.0081	0.0233	0.0314
2x158	" "	0.0081	" "	0.0314
2x84	" "	0.0080	" "	0.0313
2x37.5	" "	0.0077	" "	0.0310
2x300	Carbón	0.0088	" "	0.0321
1x250	Gas natural	0.0120	" "	0.0353
1x80*	Gas-solar	0.0033	0.0058	0.0091

### • Partículas

Como se sabe los precipitadores electrostáticos nos ayudan a controlar las emisiones de partículas. Los precipitadores solo se utilizarán cuando se realice una combustión a base de carbón y de combustóleo. Las emisiones de partículas provenientes de la combustión de gas natural pueden considerarse como irrelevantes.

Los costos de inversión, actualizado y de operación y mantenimiento para plantas de generación con diferentes concentraciones de azufre se muestran en la tabla 9.11 [25,26]. Mientras que el costo nivelado, así como el costo total para precipitadores electrostáticos se muestran en la tabla 9.12.

Tabla 9.11. Costos de inversión, actualizado y de O&amp;M para precipitadores electrostáticos.

CAPACIDAD (MW)	TIPO DE COMB.	INVERSION (NS)	COSTO ACTUALIZADO (NS)	COSTO DE O&M (NS/año)
2x350(S=3.75%)	Combustóleo	62,699,030	93,709,970	11,668,996
2x350(S=4.8%)	" "	77,443,216	115,746,631	" "
2x158(S=3.75%)	" "	33,491,701	49,437,100	6,482,759
2x158(S=4.8%)	" "	41,372,103	61,069,361	" "
2x84(S=3.75%)	" "	21,432,616	31,317,338	4,537,931
2x84(S=4.8%)	" "	26,475,586	38,686,272	" "
2x37.5(S=3.75%)	" "	11,926,099	16,707,272	2,722,759
2x37.5(S=4.8%)	" "	15,272,361	21,395,050	" "
2x300	Carbón	91,903,448	147,532,605	18,318,620

Tabla 9.12. Costo nivelados de inversión, de O&amp;M y total de precipitadores electrostáticos.

CAPACIDAD (MW)	TIPO DE COMB.	COSTO NIVELADO DE INVERSION (NS/kWh)	COSTO NIVELADO DE O&M (NS/kWh)	COSTO TOTAL (NS/kWh)
2x350(S=3.75%)	Combustóleo	0.0023	0.0030	0.0053
2x350(S=4.8%)	" "	0.0028	0.0030	0.0058
2x158(S=3.75%)	" "	0.0026	0.0037	0.0063
2x158(S=4.8%)	" "	0.0033	0.0037	0.0070
2x84(S=3.75%)	" "	0.0032	0.0048	0.0080
2x84(S=4.8%)	" "	0.0039	0.0048	0.0087
2x37.5(S=3.75%)	" "	0.0038	0.0065	0.0103
2x37.5(S=4.8%)	" "	0.0048	0.0065	0.0113
2x300	Carbón	0.0043	0.0055	0.0098

#### • Bióxido de carbono

Para las emisiones de CO<sub>2</sub> se considerará, al igual que el método de alivio o mitigación, el impuesto sueco a las emisiones de CO<sub>2</sub>. En la actualidad, como se mencionó anteriormente, existen muchos estudios para tratar de almacenar o procesar el CO<sub>2</sub> pero ninguno es económicamente viable. Se debe tener en cuenta que el CO<sub>2</sub> es un producto inevitable de la combustión por lo que para reducir significativamente sus emisiones es necesario una disminución en el uso de combustibles fósiles.

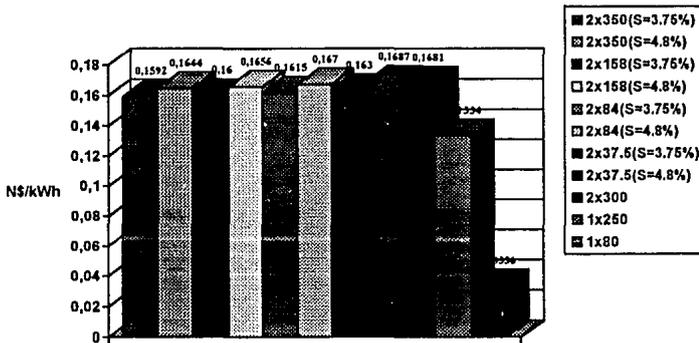
#### Costo total de control

Al sumar los costos de control de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas y el impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, se obtiene el costo total de control o eliminación de los principales contaminantes el cual se encuentra dado en N\$/kg y se muestra en la tabla 9.13 y en la figura 9.1. Este costo deberá multiplicarse por la cantidad de emisiones para así poder determinar el costo de la externalidad.

Tabla 9.13. Costo total de control o eliminación de contaminantes, [N\$/kWh].

CAPACIDAD (MW)	TIPO DE COMB.	PST	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO <sub>2</sub>	COSTO TOTAL (N\$/kWh)
2x350(S=3.75%)	Combustóico	0.0053	0.0244	0.0314	0.0981	0.1592
2x350(S=4.8%)	" "	0.0058	0.0291	" "	" "	0.1644
2x158(S=3.75%)	" "	0.0063	0.0242	0.0314	" "	0.1600
2x158(S=4.8%)	" "	0.0070	0.0291	" "	" "	0.1656
2x84(S=3.75%)	" "	0.0080	0.0241	0.0313	" "	0.1615
2x84(S=4.8%)	" "	0.0087	0.0289	" "	" "	0.1670
2x37.5(S=3.75%)	" "	0.0103	0.0236	0.0310	" "	0.1630
2x37.5(S=4.8%)	" "	0.0113	0.0283	" "	" "	0.1687
2x300	Carbón	0.0098	0.0281	0.0321	" "	0.1681
1x250	Gas natural	0.0000	0.0000	0.0353	" "	0.1334
1x80	Gas-solar	0.0000	0.0000	0.0091	0.0245	0.0336

Figura 9.1. Costo de equipos por control de contaminantes. [N\$/kWh].



De los resultados anteriores se puede recalcar que la eliminación en una planta termoeléctrica de 2x37.5MW con 4.8% de azufre resulta la más cara por kWh generado (0.1687 N\$/kWh) mientras que la termosolar es la más económica (0.0336 N\$/kWh).

## COSTO DE GENERACION INCLUYENDO EXTERNALIDADES

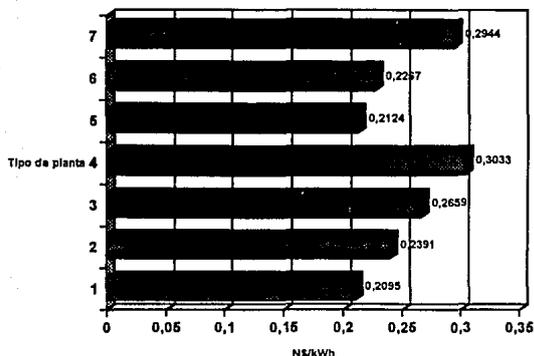
El costo de generación incluyendo externalidades será la suma del costo normal de generación más el costo de externalidades calculado anteriormente. Las características de cada planta, los coeficientes y costos de externalidades, así como el costo de generación incluyendo las externalidades desde los dos puntos de vista, alivio y control, se encuentran en el Apéndice.

El costo normal de generación se muestra en la tabla 9.14 y gráficamente en la figura 2. Este costo esta constituido por el costo de inversión de la planta, de operación y mantenimiento y de combustibles. Este costo deberá ser modificado si se desean considerar las externalidades evaluadas. El índice que se presenta en esta tabla es la diferencia en porcentaje que existe con relación a la planta termoeléctrica de 2x350MW que es la más económica. Y por tanto la gran cantidad de plantas de este tipo instaladas en nuestro país.

Tabla 9.14. Costo normal de generación.

Tipo de planta	Capacidad (MW)	Costo normal de generación (NS/kWh)	Índice (%)
1. Termoeléctrica	2x350	0.2095	100
2. " "	2x158	0.2391	114
3. " "	2x84	0.2659	127
4. " "	2x37.5	0.3033	144
5. Carboeléctrica	2x300	0.2124	101
6. Ciclo combinado	1x250	0.2267	108
7. Termosolar	1x80	0.2944	140

Figura 9.2. Costo normal de generación.



El costo de externalidades para el alivio y el control se muestran en la tabla 9.15. Estos costos han sido calculados detalladamente en el apéndice.

Tabla 9.15. Costos de externalidades

Tipo de planta	Capacidad (MW)	Costo de externalidades por alivio (NS/kWh)	Costo de externalidades por control (NS/kWh)
1. Termoelectrica	2x350(S=3.75%)	0.3478	0.1592
2. " "	2x350(S=4.8%)	0.4323	0.1644
3. " "	2x158(S=3.75%)	0.3663	0.1600
4. " "	2x158(S=4.8%)	0.4553	0.1656
5. " "	2x84(S=3.75%)	0.4061	0.1615
6. " "	2x84(S=4.8%)	0.5047	0.1670
7. " "	2x37.5(S=3.75%)	0.4514	0.1630
8. " "	2x37.5(S=4.8%)	0.5611	0.1687
9. Carboelctrica	2x300	0.5070	0.1681
10. Ciclo Combinado	1x250	0.0442	0.1334
11. Termosolar	1x80	0.0141	0.0336

De la tabla anterior se aprecia que para ambos métodos es la planta termoeléctrica 2x37.5 con un porcentaje de azufre de 4.8% la que presenta el costo de externalidades mayor; y es la termosolar la que presenta el costo de externalidades más reducido.

Una vez obtenido el costo normal de generación y el costo de externalidades, obtenemos el costo de generación incluyendo externalidades el cual se muestra en la tabla 9.16.

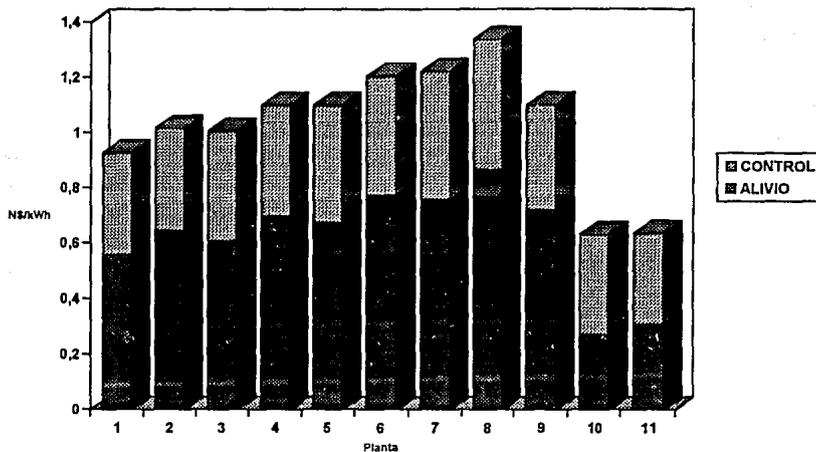
Tabla 9.16. Costo de generación eléctrica incluyendo externalidades.

Tipo de planta	Capacidad (MW)	Costo por alivio (NS/kWh)	Indice (%)	Costo por control (NS/kWh)	Indice (%)
1. Termoeléctrica	2x350(S=3.75%)	0.5573	205	0.3687	112
2. " "	2x350(S=4.8%)	0.6418	236	0.3739	114
3. " "	2x158(S=3.75%)	0.6054	223	0.3991	121
4. " "	2x158(S=4.8%)	0.6944	256	0.4047	123
5. " "	2x84(S=3.75%)	0.6720	248	0.4274	130
6. " "	2x84(S=4.8%)	0.7706	284	0.4329	132
7. " "	2x37.5(S=3.75%)	0.7547	278	0.4663	142
8. " "	2x37.5(S=4.8%)	0.8644	319	0.4720	143
9. Carboceléctrica	2x300	0.7194	265	0.3805	114
10. Ciclo Comb.	1x250	0.2709	100	0.3601	109
11. Termosolar	1x80	0.3085	114	0.3280	100

Se puede observar que bajo el método de alivio la planta con menor costo es la de ciclo combinado, seguida por la termosolar; mientras que por el método de control la planta de menor costo es la termosolar seguida por la de ciclo combinado. Los costos más elevados por alivio y control son los de una planta termoeléctrica 2x37.5 con un porcentaje de azufre de 4.8%.

En la figura 9.3 se muestra una gráfica comparativa de los costos de generación incluyendo externalidades bajo los dos métodos.

Figura 9.3. Costo de generación eléctrica incluyendo externalidades.



## CAPITULO X

### CONCLUSIONES

Las externalidades más importantes en la generación de electricidad son las ocasionadas por la emisión de contaminantes, principalmente  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}_2$  y partículas; de estos contaminantes el  $\text{SO}_2$  es el que tiene el mayor peso dentro de las externalidades por alivio y los  $\text{NO}_x$  y  $\text{SO}_2$  en control.

Refiriéndonos al capítulo IX, se concluye de la tabla 9.1 que entre mayor sea la capacidad de las plantas termoeléctricas la cantidad de emisiones se incrementa, pero al observar la tabla 9.15 resulta que el costo de externalidades por kWh disminuye al aumentar la capacidad de una planta. Esto se debe a que entre mayor sea la capacidad mayor es la producción, así como también se logran mejores eficiencias que se traducen en un menor consumo de combustible.

En una planta termoeléctrica con combustóleo de 4.8% de azufre se tendrá un costo de generación incluyendo externalidades por alivio aproximadamente 15% mas que con combustóleo de 3.75% de azufre y un costo de generación incluyendo control de aproximadamente 1.3% mayor.

En las figura 10.1 podemos apreciar las cantidades de emisiones promedio por tipo de planta generadora. Se deduce que son las plantas termoeléctricas las que presentan emisiones de  $\text{SO}_2$  de mayor magnitud.

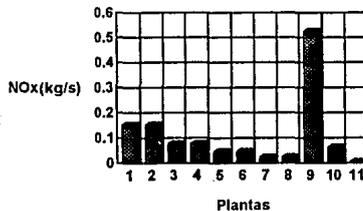
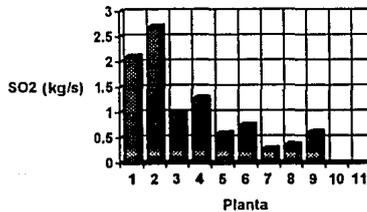
En el caso de combustión de gas natural se observa que una planta de ciclo combinado tiene altas emisiones de  $\text{NO}_x$  y  $\text{CO}_2$ ; la contaminación de una planta termosolar es muy pequeña comparada con la de ciclo combinado aún

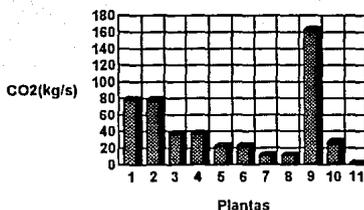
cuando también utiliza gas natural como combustible auxiliar. La diferencia es el consumo de combustible que tiene cada una.

La simbología empleada en las gráficas es la siguiente:

1. Termoeléctrica	2x350	S=3.75%
2. " "	2x350	S= 4.8%
3. Termoeléctrica	2x158	S=3.75%
4. " "	2x158	S= 4.8%
5. Termoeléctrica	2x84	S=3.75%
6. " "	2x84	S= 4.8%
7. Termoeléctrica	2x37.5	S=3.75%
8. " "	2x37.5	S= 4.8%
9. Carboeléctrica	2x300	
10. C. Combinado	1x250	
11. Termosolar	1x80	

Fig. 10.1. Emisiones promedio de contaminantes.





No se incluyó una gráfica de emisión de partículas debido a que las emisiones en una planta carboeléctrica son tan grandes (tabla 9.1) que no mostrarían una buena comparación gráfica con las demás plantas.

La evaluación de las externalidades comprendió dos métodos de estudio: el método de alivio y el método de control.

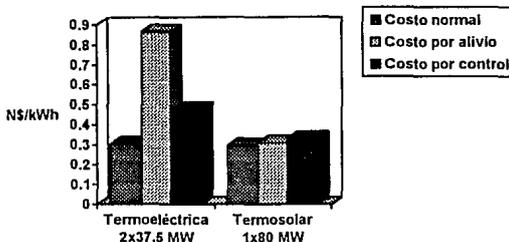
El método de alivio evaluó los daños que causaron los contaminantes por haberse emitido. Esta evaluación se realizó utilizando coeficientes obtenidos de estudios de daños de emisiones en otras condiciones diferentes de las que se presentan en México, por lo que son válidos para realizar una comparación pero no para evaluar rigurosamente dichos daños.

El método de control consistió en evitar las emisiones de contaminantes; para eso fue necesario suponer la instalación de equipos anticontaminantes y modificaciones de la combustión. Es conveniente señalar que dichos costos se obtuvieron de precios promedio de equipo por lo que para un estudio más detallado será necesario contar con información de fabricantes.

Los costos de generación incluyendo externalidades que se obtuvieron son en muchos casos muy superiores al costo normal de generación. En plantas termoeléctricas y carboeléctricas el costo de generación incluyendo externalidades por alivio puede llegar a ser hasta 300% mayor que el costo normal de generación mientras que en plantas de ciclo combinado sólo es de 20% mayor y en la termosolar de 5%. En el caso de control el costo se incrementa 55% para termoeléctricas y carboeléctricas, 60% para ciclo combinado y 12% para termosolar.

Al realizar una comparación entre una termoeléctrica 2x37.5 (75 MW) y una termosolar 80 MW encontramos un costo normal de generación muy parecido, pero al añadirle el costo de externalidades se eleva el costo de la termoeléctrica 280% por alivio y 43% por control con respecto al de la termosolar. En la fig.10.2 se muestra gráficamente esta comparación.

Figura 10.2. Comparación de costo de generación incluyendo externalidades entre una planta termoeléctrica y una termosolar.



Por lo tanto se concluye que al comparar las dos fuentes de la misma capacidad, se obtiene que la planta termosolar tendrá menores costos de externalidades por daños al ambiente.

Este trabajo proporciona las bases suficientes para continuar analizando las externalidades en la generación de electricidad. Un trabajo posterior debe completar las externalidades que no se analizaron, por ejemplo: el transporte de combustibles, uso del suelo, uso de agua del subsuelo, etc.; para poder obtener un costo de externalidades que incluya todos los impactos.

Otro enfoque que debe evaluarse es el que se refiere al riesgo o daño latente de generar electricidad debido al manejo de combustibles, operación de la planta, etc.

Los resultados de este trabajo son un medio para que la población conozca como es un proceso convencional de generación de electricidad, los beneficios que otorga y los daños que ocasiona, dando a conocer este nivel de daño o impacto a través de un costo, para facilitar la comprensión de la magnitud del mismo.

Además, este trabajo trata de impulsar el uso de fuentes renovables, demostrando que a pesar de la alta inversión y posiblemente baja generación solar al día, producen beneficios mucho más importantes como es cuidar el ambiente.

Por último es necesario ampliar nuestra conciencia sobre todo lo que implica generar electricidad. Se deben realizar estudios mas profundos para buscar otras fuentes energéticas que causen el menor daño posible al ambiente y permitan continuar con el desarrollo que nos brinda la electricidad.

## APENDICE

En las tablas siguientes se presentan con detalle las características de operación de cada planta, las cantidades de emisiones anuales y el cálculo del costo de generación incluyendo externalidades por el alivio y eliminación de las emisiones. El costo de generación se divide en dos partes: costo normal de generación y costo de externalidades, para posteriormente sumarlos y obtener el costo de generación incluyendo externalidades.

Los datos de las plantas termoeléctricas, carboeléctrica y ciclo combinado, se obtuvieron de CFE [13]. Los datos de combustible, consumo y producción anual se obtuvieron del "Informe de operación de CFE" [4].

Para el caso de la planta termosolar, los datos se obtuvieron de los reportes de operación de Luz International [16].

El orden de aparición de las tablas es el siguiente:

- Tabla A.1. Planta termoeléctrica 2x350 MW con combustóleo (3.75% azufre).
- Tabla A.2. " " 2x350 MW con combustóleo (4.8% azufre).
- Tabla A.3. " " 2x158 MW con combustóleo (3.75% azufre).
- Tabla A.4. " " 2x158 MW con combustóleo (4.8% azufre).
- Tabla A.5. " " 2x84 MW con combustóleo (3.75% azufre).
- Tabla A.6. " " 2x84 MW con combustóleo (4.8% azufre).
- Tabla A.7. " " 2x37.5 MW con combustóleo (3.75% azufre).
- Tabla A.8. " " 2x37.5 MW con combustóleo (4.8% azufre).
- Tabla A.9. Planta carboeléctrica 2x300 MW con carbón.
- Tabla A.10. Planta ciclo combinado 1x250 MW con gas natural.
- Tabla A.11. Planta termosolar 1x75 MW auxiliada con gas natural.

**Tabla A.1. Cuantificación de externalidades en una planta termoelectrica a combustoleo con 3.75% de azufre.\*\***

	UNIDADES	VALOR
CAPACIDAD	MW	2x350
FACTOR DE PLANTA	%	85.00%
COMBUSTIBLE		COMBUSTOLEO
CONSUMO DE COMB./Wh	m3/kWh	0.00023825
PRODUCCION ANUAL	kWh/año	3,931,200,000
CONSUMO DE COMBUSTIBLE*	m3/año	836,608
VIDA UTIL	años	30
EFICIENCIA DEL CICLO	%	38.96%
INVERSION TOTAL	N\$/kWh	3,248

\*Consumo de comb. obtenido de la planta Villa de Reyes, SLP. [4,13].

\*\*Según datos de la referencia [4,13].

COEFICIENTES DE EMISIONES\*

S=3.75%

	UNIDADES	VALOR	%
SO2	kg/m3	71.1000	2.6071%
NOx	*	5.3300	0.1954%
CO2	*	2,845.0000	98.9877%
P.B.T.	*	5.0000	0.1833%
CO	*	0.8000	0.0220%
HCl	*	0.1200	0.0044%

\*Determinados anteriormente.

CANTIDAD DE EMISIONES ANUALES\*

	UNIDADES	VALOR	%
SO2	TON/AÑO	86.593	2.6071%
NOx	*	4.892	0.1954%
CO2	*	2,477.329	98.9877%
P.B.T.	*	4.683	0.1833%
CO	*	582	0.0220%
HCl	*	112	0.0044%

\*Se obtienen al utilizar los coeficientes y multiplicarlos por el consumo.

COEFICIENTES DE EXTERNALIDADES

ALIVIO DE EMISIONES\*

	UNIDADES	VALOR	%
SO2	N\$/kg	17.1634	50.1831%
NOx	*	8.9330	20.2629%
CO2	*	0.0575	0.1680%
P.B.T.	*	10.0613	29.4069%

\*Los coeficientes se obtuvieron de la referencia [20].

COSTO DE EXTERNALIDADES

ALIVIO DE EMISIONES\*

ELIMINACION DE EMISIONES\*\*

	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%
SO2	N\$/kWh	0.2907	83.60%	N\$/kWh	0.0244	15.33%
NOx	*	0.0068	2.53%	*	0.0314	19.72%
CO2	*	0.0362	10.42%	*	0.0981	81.82%
P.B.T.	*	0.0120	3.45%	*	0.0053	3.33%
TOTAL	*	0.3478	100.00%	*	0.1582	100.00%

\*Estos costos se obtienen al multiplicar las emisiones por el coeficiente y dividirlas entre la producción.

\*\*Obtenidos anteriormente.

COSTO TOTAL DE GENERACION INCLUYENDO EXTERNALIDADES

ALIVIO DE EMISIONES

ELIMINACION DE EMISIONES

	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%
COSTO DE O&M Y COMB.	N\$/kWh	0.1332	63.58%	N\$/kWh	0.1332	63.58%
COSTO DE INVERSION	N\$/kWh	0.0763	36.42%	N\$/kWh	0.0763	36.42%
COSTO DE O&M, COMB. E INVERSION*	N\$/kWh	0.2095	37.59%	N\$/kWh	0.2095	58.82%
COSTO DE EXTERNALIDADES	N\$/kWh	0.3478	62.41%	N\$/kWh	0.1582	43.18%
COSTO TOTAL INCLUYENDO EXTERNALIDADES*	N\$/kWh	0.5573	100.00%	N\$/kWh	0.3687	100.00%
	USD/kWh	0.1731		USD/kWh	0.1145	

\*Los costos de la planta se obtuvieron de la referencia [13].

\*\*Tipo de cambio a la fecha del estudio:

3.22 N\$/USD

**Tabla A.2. Cuantificación de externalidades en una planta termoelectrica a combustoleo con 4.8% de azufre.\*\***

	UNIDADES	VALOR
CAPACIDAD	MW	2x350
FACTOR DE PLANTA	%	85.00%
COMBUSTIBLE		COMBUSTOLEO
CONSUMO DE COMB/KWh	m <sup>3</sup> /kWh	0.00023825
PRODUCCION ANUAL	kWh/año	3,831,200,000
CONSUMO DE COMBUSTIBLE*	m <sup>3</sup> /año	938,808
VIDA UTIL	años	30
EFICIENCIA DEL CICLO	%	38.98%
INVERSION TOTAL	NS/kWh	3.249

\*Consumo de comb. obtenido de la planta Villa de Reyes, SLP, [4,13].

\*\*Según datos de la referencia [4,13].

COEFICIENTES DE EMISIONES\*

S=4.8%

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	kg/m <sup>3</sup>	81.0000	3.3111%
NO <sub>x</sub>	*	5.3300	0.1839%
CO <sub>2</sub>	*	2,645.0000	98.2398%
P.S.T.	*	6.3000	0.2292%
CO	*	0.6000	0.0218%
HC	*	0.1200	0.0044%

\*Determinados anteriormente.

CANTIDAD DE EMISIONES ANUALES\*

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	TON/AÑO	85.231	3.3111%
NO <sub>x</sub>	*	4.892	0.1839%
CO <sub>2</sub>	*	2,477,329	98.2398%
P.S.T.	*	5.901	0.2292%
CO	*	582	0.0218%
HC	*	112	0.0044%

\*Se obtienen al utilizar los coeficientes y multiplicarlos por el consumo.

COEFICIENTES DE EXTERNALIDADES

ALIVIO DE EMISIONES\*

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	NS/kg	17.1834	50.1831%
NO <sub>x</sub>	*	8.8330	20.2629%
CO <sub>2</sub>	*	0.0575	0.1680%
P.S.T.	*	10.0613	29.4060%

\*Los coeficientes se obtuvieron de la referencia [20].

COSTO DE EXTERNALIDADES

ALIVIO DE EMISIONES*				ELIMINACION DE EMISIONES**			
	UNIDADES	VALOR	%		UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	NS/kWh	0.3721	88.09%		NS/kg	0.0291	17.70%
NO <sub>x</sub>	*	0.0098	2.04%		*	0.0314	19.10%
CO <sub>2</sub>	*	0.0362	8.38%		*	0.0981	59.87%
P.S.T.	*	0.0151	3.49%		*	0.0058	3.53%
TOTAL	*	0.4323	100%		*	0.1844	100%

\*Estos costos se obtienen al multiplicar las emisiones por el coeficiente y dividirlos entre la producción.

\*\*Obtenidos anteriormente.

COSTO TOTAL DE GENERACION INCLUYENDO EXTERNALIDADES

ALIVIO DE EMISIONES				ELIMINACION DE EMISIONES			
	UNIDADES	VALOR	%		UNIDADES	VALOR	%
COSTO DE O&M Y COMB.	NS/kWh	0.1332	83.58%		NS/kWh	0.1332	83.58%
COSTO DE INVERSION	NS/kWh	0.0783	38.42%		NS/kWh	0.0783	38.42%
COSTO DE O&M, COMB. E INVERSION*	NS/kWh	0.2095	32.65%		NS/kWh	0.2095	56.03%
COSTO DE EXTERNALIDADES	NS/kWh	0.4323	87.35%		NS/kWh	0.1844	43.97%
COSTO TOTAL INCLUYENDO EXTERNALIDADES**	NS/kWh	0.6418	100.00%		NS/kWh	0.3739	100.00%
	USD/kWh	0.1993			USD/kWh	0.1161	

\*Los costos de la planta se obtuvieron de la referencia [13].

\*\*Tipo de cambio a la fecha del estudio: 3.22 NS/USD

**Tabla A.3. Cuantificación de externalidades en una planta termoeléctrica a combustóleo con 3.75% de azufre.\*\***

	UNIDADES	VALOR
CAPACIDAD	MW	2x158
FACTOR DE PLANTA	%	65.00%
COMBUSTIBLE		COMBUSTOLEO
CONSUMO DE COMB/kWh	m <sup>3</sup> /kWh	0.00025084
PRODUCCION ANUAL	kWh/año	1,774,656,000
CONSUMO DE COMBUSTIBLE*	m <sup>3</sup> /año	445,332
VIDA UTIL	años	30
EFICIENCIA DEL CICLO	%	33.88%
INVERSION TOTAL	NS/kWh	3,908

\*Consumo de comb. obtenido de la planta Puerto Libertad, SON, [4,13].

\*\*Según datos de la referencia [4,13].

COEFICIENTES DE EMISIONES\*

S=3.75%

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	kg/m <sup>3</sup>	71.1000	2.6071%
NO <sub>x</sub>	"	5.3300	0.1954%
CO <sub>2</sub>	"	2,645.0000	96.9877%
P.S.T.	"	5.0000	0.1833%
CO	"	0.6000	0.0220%
HC	"	0.1200	0.0044%

\*Determinados anteriormente.

CANTIDAD DE EMISIONES ANUALES\*

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	TON/AÑO	31,663	2.6071%
NO <sub>x</sub>	"	2,374	0.1854%
CO <sub>2</sub>	"	1,177,904	96.9877%
P.S.T.	"	2,227	0.1833%
CO	"	267	0.0220%
HC	"	53	0.0044%

\*Se obtienen al utilizar los coeficientes y multiplicarlos por el consumo.

COEFICIENTES DE EXTERNALIDADES

	ALIVIO DE EMISIONES*		
	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	NS/kg	17.1634	50.1831%
NO <sub>x</sub>	"	8.9330	20.2628%
CO <sub>2</sub>	"	0.0575	0.1680%
P.S.T.	"	10.0813	29.4060%

\*Los coeficientes se obtuvieron de la referencia [20].

COSTO DE EXTERNALIDADES

	ALIVIO DE EMISIONES*			ELIMINACION DE EMISIONES**		
	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	NS/kWh	0.3062	83.60%	NS/kg	0.0242	15.13%
NO <sub>x</sub>	"	0.0083	2.53%	"	0.0314	19.83%
CO <sub>2</sub>	"	0.0382	10.42%	"	0.0681	81.31%
P.S.T.	"	0.0126	3.45%	"	0.0083	3.94%
TOTAL	"	0.3663	100%	"	0.1600	100%

\*Estos costos se obtienen al multiplicar las emisiones por el coeficiente y dividirlas entre la producción.

\*\*Obtenidos anteriormente.

COSTO TOTAL DE GENERACION INCLUYENDO EXTERNALIDADES

	ALIVIO DE EMISIONES			ELIMINACION DE EMISIONES		
	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%
COSTO DE O&M Y COMB.	NS/kWh	0.1473	61.81%	NS/kWh	0.1473	61.81%
COSTO DE INVERSION	NS/kWh	0.0918	38.39%	NS/kWh	0.0918	38.39%
COSTO DE O&M, COMB. E INVERSION*	NS/kWh	0.2391	39.50%	NS/kWh	0.2391	59.91%
COSTO DE EXTERNALIDADES	NS/kWh	0.3683	60.50%	NS/kWh	0.1900	40.09%
COSTO TOTAL INCLUYENDO EXTERNALIDADES**	NS/kWh	0.6054	100.00%	NS/kWh	0.3991	100.00%
	USD/kWh	0.1880		USD/kWh	0.1239	

\*Los costos de la planta se obtuvieron de la referencia [13].

\*\*Tipo de cambio a la fecha del estudio:

3.22 NS/USD

**Tabla A.4. Cuantificación de externalidades en una planta termoelectrica a combustoleo con 4.8% de azufre. \*\***

	UNIDADES	VALOR
CAPACIDAD	MW	2x158
FACTOR DE PLANTA	%	65.00%
COMBUSTIBLE		COMBUSTOLEO
CONSUMO DE COMB/kWh	m <sup>3</sup> /kWh	0.00025094
PRODUCCION ANUAL	kWh/año	1,774,658,000
CONSUMO DE COMBUSTIBLE*	m <sup>3</sup> /año	445,532
VIDA UTIL	años	30
EFICIENCIA DEL CICLO	%	33.89%
INVERSION TOTAL	N\$/kWh	3,606

\*Consumo de comb. obtenido de la planta Puerto Libertad, SON, (4, 13).

\*\*Según datos de la referencia [4, 13]

COEFICIENTES DE EMISIONES\*

S=4.8%

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	kg/m <sup>3</sup>	81.0000	3.3111%
NO <sub>x</sub>	*	5.3300	0.1839%
CO <sub>2</sub>	*	2,645.0000	98.2398%
P.B.T.	*	6.3000	0.2292%
CO	*	0.6000	0.0218%
HC	*	0.1200	0.0044%

\*Determinados anteriormente.

CANTIDAD DE EMISIONES ANUALES\*

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	TON/AÑO	40,525	3.3111%
NO <sub>x</sub>	*	2.374	0.1839%
CO <sub>2</sub>	*	1,177,904	98.2398%
P.B.T.	*	2,668	0.2292%
CO	*	287	0.0218%
HC	*	53	0.0044%

\*Se obtienen al utilizar los coeficientes y multiplicarlos por el consumo.

COEFICIENTES DE EXTERNALIDADES

ALIVIO DE EMISIONES\*

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	N\$/kg	17.1834	50.1831%
NO <sub>x</sub>	*	6.8330	20.2828%
CO <sub>2</sub>	*	0.0575	0.1880%
P.B.T.	*	10.0613	29.4060%

\*Los coeficientes se obtuvieron de la referencia [20].

COSTO DE EXTERNALIDADES

	ALIVIO DE EMISIONES*			ELIMINACION DE EMISIONES**		
	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	N\$/kWh	0.3919	88.09%	N\$/kg	0.0291	17.57%
NO <sub>x</sub>	*	0.0093	2.04%	*	0.0314	18.96%
CO <sub>2</sub>	*	0.0382	8.38%	*	0.0981	58.24%
P.B.T.	*	0.0159	3.49%	*	0.0070	4.23%
TOTAL	*	0.4553	100.00%	*	0.1856	100%

\*Estos costos se obtienen al multiplicar las emisiones por el coeficiente y dividirlos entre la producción.

\*\*Obtenidos anteriormente.

COSTO TOTAL DE GENERACION INCLUYENDO EXTERNALIDADES

	ALIVIO DE EMISIONES			ELIMINACION DE EMISIONES		
	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%
COSTO DE O&M Y COMB.	N\$/kWh	0.1473	81.81%	N\$/kWh	0.1473	81.81%
COSTO DE INVERSION	N\$/kWh	0.0918	38.39%	N\$/kWh	0.0918	38.39%
COSTO DE O&M, COMB. E INVERSION*	N\$/kWh	0.2391	34.43%	N\$/kWh	0.2391	58.06%
COSTO DE EXTERNALIDADES	N\$/kWh	0.4553	85.57%	N\$/kWh	0.1856	40.92%
COSTO TOTAL INCLUYENDO EXTERNALIDADES**	N\$/kWh	0.6944	100.00%	N\$/kWh	0.4047	100.00%
EXTERNALIDADES**	USD/kWh	0.2156		USD/kWh	0.1257	

\*Los costos de la planta se obtuvieron de la referencia [13].

\*\*Tipo de cambio a la fecha del estudio:

3.22 N\$/USD

**Tabla A.5. Cuantificación de externalidades en una planta termoeléctrica a combustóleo con 3.75% de azufre.\*\***

	UNIDADES	VALOR
CAPACIDAD	MW	2x84
FACTOR DE PLANTA	%	65.00%
COMBUSTIBLE		COMBUSTOLEO
CONSUMO DE COMB/AWh	m3/kWh	0.0002782
PRODUCCION ANUAL	kWh/año	843,488,000
CONSUMO DE COMBUSTIBLE*	m3/año	282,478
VIDA UTIL	años	30
EFICIENCIA DEL CICLO	%	31.88%
INVERSION TOTAL	N\$/kWh	4.547

\*Consumo de comb. obtenido de la planta Mérida II, YUC, [4,13].

\*\*Según datos de la referencia [4,13].

COEFICIENTES DE EMISIONES\*

S=3.75%

	UNIDADES	VALOR	%
SO2	kg/m3	71.1000	2.6071%
NOx	*	5.3300	0.1954%
CO2	*	2,645.0000	96.9877%
P.S.T.	*	5.0000	0.1833%
CO	*	0.6000	0.0220%
HC	*	0.1200	0.0044%

\*Determinados anteriormente.

CANTIDAD DE EMISIONES ANUALES\*

	UNIDADES	VALOR	%
SO2	TON/AÑO	18.882	2.6071%
NOx	*	1.399	0.1954%
CO2	*	894.255	96.9877%
P.S.T.	*	1.312	0.1833%
CO	*	197	0.0220%
HC	*	31	0.0044%

\*Se obtienen al utilizar los coeficientes y multiplicarlos por el consumo.

COEFICIENTES DE EXTERNALIDADES

ALIVIO DE EMISIONES\*

	UNIDADES	VALOR	%
SO2	N\$/kg	17.1834	50.1831%
NOx	*	6.9330	20.2629%
CO2	*	0.0575	0.1880%
P.S.T.	*	10.0813	29.4060%

\*Los coeficientes se obtuvieron de la referencia [20].

COSTO DE EXTERNALIDADES

ALIVIO DE EMISIONES*				ELIMINACION DE EMISIONES**			
	UNIDADES	VALOR	%		UNIDADES	VALOR	%
SO2	N\$/AWh	0.3395	83.60%	N\$/kg	0.0241	14.92%	
NOx	*	0.0103	2.53%	*	0.0313	19.38%	
CO2	*	0.0423	10.42%	*	0.0961	60.74%	
P.S.T.	*	0.0140	3.45%	*	0.0080	4.95%	
TOTAL	*	0.4081	100%	*	0.1815	100%	

\*Estos costos se obtienen al multiplicar las emisiones por el coeficiente y dividirlos entre la producción.

\*\*Obtenidos anteriormente.

COSTO TOTAL DE GENERACION INCLUYENDO EXTERNALIDADES

ALIVIO DE EMISIONES				ELIMINACION DE EMISIONES			
	UNIDADES	VALOR	%		UNIDADES	VALOR	%
COSTO DE O&M Y COMB.	N\$/kWh	0.1591	59.83%	N\$/AWh	0.1591	59.83%	
COSTO DE INVERSION	N\$/kWh	0.1068	40.17%	N\$/kWh	0.1068	40.17%	
COSTO DE O&M, COMB. E INVERSION*	N\$/kWh	0.2659	38.57%	N\$/AWh	0.2659	82.21%	
COSTO DE EXTERNALIDADES	N\$/kWh	0.4081	60.43%	N\$/kWh	0.1815	37.78%	
COSTO TOTAL INCLUYENDO EXTERNALIDADES**	N\$/kWh	0.6720	100.00%	N\$/AWh	0.4274	100.00%	
	USD/AWh	0.2087		USD/AWh	0.1327		

\*Los costos de la planta se obtuvieron de la referencia [13].

\*\*Tipo de cambio a la fecha del estudio: 3.22 N\$/USD

**Tabla A.6. Cuantificación de externalidades en una planta termoelectrica a combustoleo con 4.8% de azufre.\*\***

	UNIDADES	VALOR
CAPACIDAD	MW	2x84
FACTOR DE PLANTA	%	65.00%
COMBUSTIBLE		COMBUSTOLEO
CONSUMO DE COMB./MWh	m3/MWh	0.0002782
PRODUCCION ANUAL	kWh/año	843,488,000
CONSUMO DE COMBUSTIBLE*	m3/año	262,478
VIDA UTIL	años	30
EFICIENCIA DEL CICLO	%	31.68%
INVERSION TOTAL	NS\$/Wh	4,547

\*Consumo de comb. obtenido de la planta Máfida II, YUC. [4,13].

\*\*Según datos de la referencia [4,13].

COEFICIENTES DE EMISIONES\* **S=4.8%**

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	kg/m3	91.0000	3.3111%
NO <sub>x</sub>	*	5.3300	0.1939%
CO <sub>2</sub>	*	2,845.0000	98.2396%
P.S.T.	*	8.3000	0.2282%
CO	*	0.6000	0.0218%
HC	*	0.1200	0.0044%

\*Determinados anteriormente.

CANTIDAD DE EMISIONES ANUALES\*

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	TON/año	23,888	3.3111%
NO <sub>x</sub>	*	1,399	0.1939%
CO <sub>2</sub>	*	694,255	98.2396%
P.S.T.	*	1,654	0.2282%
CO	*	157	0.0218%
HC	*	31	0.0044%

\*Se obtienen al utilizar los coeficientes y multiplicarlos por el consumo.

COEFICIENTES DE EXTERNALIDADES

	ALIVIO DE EMISIONES*		
	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	NS/kg	17.1834	50.1831%
NO <sub>x</sub>	*	8.8330	20.2626%
CO <sub>2</sub>	*	0.0575	0.1680%
P.S.T.	*	10.0613	29.4060%

\*Los coeficientes se obtuvieron de la referencia [20].

	COSTO DE EXTERNALIDADES			ELIMINACION DE EMISIONES**		
	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	NS/MWh	0.4345	86.06%	NS/kg	0.0289	17.31%
NO <sub>x</sub>	*	0.0103	2.04%	*	0.0313	18.74%
CO <sub>2</sub>	*	0.0423	8.38%	*	0.0981	58.74%
P.S.T.	*	0.0178	3.48%	*	0.0087	5.21%
TOTAL	*	0.5047	100%	*	0.1870	100.00%

\*Estos costos se obtienen al multiplicar las emisiones por el coeficiente y dividirlas entre la producción.

\*\*Obtenidos anteriormente.

COSTO TOTAL DE GENERACION INCLUYENDO EXTERNALIDADES

	ALIVIO DE EMISIONES			ELIMINACION DE EMISIONES		
	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%
COSTO DE O&M Y COMB.	NS/MWh	0.1591	59.83%	NS/MWh	0.1591	59.83%
COSTO DE INVERSION	NS/MWh	0.1068	40.17%	NS/MWh	0.1068	40.17%
COSTO DE O&M, COMB. E INVERSION*	NS/MWh	0.2659	34.50%	NS/MWh	0.2659	61.42%
COSTO DE EXTERNALIDADES	NS/MWh	0.5047	65.50%	NS/MWh	0.1870	38.58%
COSTO TOTAL INCLUYENDO EXTERNALIDADES**	NS/MWh	0.7706	100.00%	NS/MWh	0.4329	100.00%
	USD/MWh	0.2393		USD/MWh	0.1344	

\*Los costos de la planta se obtuvieron de la referencia [13].

\*\*Tipo de cambio a la fecha del estudio: 3.22 NS/USD

**Tabla A.7. Cuantificación de externalidades en una planta termoeléctrica a combustóleo con 3.75% de azufre.\*\***

	UNIDADES	VALOR
CAPACIDAD	MW	2937.3
FACTOR DE PLANTA	%	85.00%
COMBUSTIBLE		COMBUSTOLEO
CONSUMO DE COMB./Wh	m <sup>3</sup> /kWh	0.000309
PRODUCCION ANUAL	kWh/año	421,200,000
CONSUMO DE COMBUSTIBLE*	m <sup>3</sup> /año	130,258
VIDA UTIL	años	30
EFICIENCIA DEL CICLO	%	29.38%
INVERSION TOTAL	NS/kWh	5,340

\*Consumo de comb. obtenido de la planta Campeche II, CAM, (4,13).

\*\*Según datos de la referencia (4,13).

**COEFICIENTES DE EMISIONES\***

S=3.75%

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	kg/m <sup>3</sup>	71.1000	2.6071%
NO <sub>x</sub>	*	5.3300	0.1954%
CO <sub>2</sub>	*	2,845.0000	96.9877%
P.S.T.	*	3.0000	0.1833%
CO	*	0.6000	0.0220%
HG	*	0.1200	0.0044%

\*Determinados anteriormente.

**CANTIDAD DE EMISIONES ANUALES\***

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	TON/AÑO	9,261	2.6071%
NO <sub>x</sub>	*	684	0.1954%
CO <sub>2</sub>	*	344,527	96.9877%
P.S.T.	*	651	0.1833%
CO	*	76	0.0220%
HG	*	16	0.0044%

\*Se obtienen al utilizar los coeficientes y multiplicarlos por el consumo.

**COEFICIENTES DE EXTERNALIDADES**

ALIVIO DE EMISIONES\*

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	NS/kg	17.1634	50.1631%
NO <sub>x</sub>	*	8.9330	20.2629%
CO <sub>2</sub>	*	0.0575	0.1680%
P.S.T.	*	10.0613	29.4060%

\*Los coeficientes se obtuvieron de la referencia [20].

**COSTO DE EXTERNALIDADES**

ALIVIO DE EMISIONES\*

ELIMINACION DE EMISIONES\*\*

	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	NS/kWh	0.3774	83.80%	NS/kg	0.0298	14.48%
NO <sub>x</sub>	*	0.0114	2.53%	*	0.0310	19.02%
CO <sub>2</sub>	*	0.0470	10.42%	*	0.0961	60.16%
P.S.T.	*	0.0159	3.45%	*	0.0103	8.32%
TOTAL	*	0.4514	100%	*	0.1630	100.00%

\*Estos costos se obtienen al multiplicar las emisiones por el coeficiente y dividirlas entre la producción.

\*\*Obtenidos anteriormente.

**COSTO TOTAL DE GENERACION INCLUYENDO EXTERNALIDADES**

ALIVIO DE EMISIONES

ELIMINACION DE EMISIONES

	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%
COSTO DE O&M Y COMB.	NS/kWh	0.1779	58.65%	NS/kWh	0.1779	58.65%
COSTO DE INVERSION	NS/kWh	0.1254	41.35%	NS/kWh	0.1254	41.35%
COSTO DE O&M, COMB. E INVERSION*	NS/kWh	0.3033	40.19%	NS/kWh	0.3033	65.04%
COSTO DE EXTERNALIDADES	NS/kWh	0.4514	59.81%	NS/kWh	0.1830	34.96%
COSTO TOTAL INCLUYENDO EXTERNALIDADES**	NS/kWh	0.7547	100.00%	NS/kWh	0.4663	100.00%
	USD/kWh	0.2344		USD/kWh	0.1448	

\*Los costos de la planta se obtuvieron de la referencia [13].

\*\*Tipo de cambio a la fecha del estudio: 3.22 NS/USD

**Tabla A.8. Cuantificación de externalidades en una planta termoeléctrica a combustóleo con 4.8% de azufre.\*\***

	UNIDADES	VALOR
CAPACIDAD	MW	2x37.5
FACTOR DE PLANTA	%	65.00%
COMBUSTIBLE		COMBUSTOLEO
CONSUMO DE COMB/kWh	m <sup>3</sup> /kWh	0.003309
PRODUCCION ANUAL	kWh/año	421,200,000
CONSUMO DE COMBUSTIBLE*	m <sup>3</sup> /año	130,258
VIDA UTIL	años	30
EFICIENCIA DEL CICLO	%	29.38%
INVERSION TOTAL	N\$/kWh	5.340

\*Consumo de comb. obtenido de la planta Campeche II, CAM, [4,13].

\*\*Según datos de la referencia [4,13].

**COEFICIENTES DE EMISIONES\***

**S = 4.8%**

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	kg/m <sup>3</sup>	81.0000	3.3111%
NO <sub>x</sub>	*	5.3300	0.1939%
CO <sub>2</sub>	*	2,645.0000	98.2396%
P.S.T.	*	8.3000	0.2292%
CO	*	0.8000	0.0218%
HC	*	0.1200	0.0044%

\*Determinados anteriormente.

**CANTIDAD DE EMISIONES ANUALES\***

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	TON/AÑO	11,853	3.3111%
NO <sub>x</sub>	*	694	0.1939%
CO <sub>2</sub>	*	344,527	98.2396%
P.S.T.	*	821	0.2292%
CO	*	78	0.0218%
HC	*	18	0.0044%

\*Se obtienen al utilizar los coeficientes y multiplicarlos por el consumo.

**COEFICIENTES DE EXTERNALIDADES**

**ALIVIO DE EMISIONES\***

	UNIDADES	VALOR	%
SO <sub>2</sub>	N\$/kg	17.1634	50.1631%
NO <sub>x</sub>	*	8.9330	20.2829%
CO <sub>2</sub>	*	0.0575	0.1660%
P.S.T.	*	10.0613	29.4060%

\*Los coeficientes se obtuvieron de la referencia [20].

**COSTO DE EXTERNALIDADES**

ALIVIO DE EMISIONES*				ELIMINACION DE EMISIONES**			
	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%	
SO <sub>2</sub>	N\$/kWh	0.4830	88.05%	N\$/kg	0.0263	18.78%	
NO <sub>x</sub>	*	0.0114	2.04%	*	0.0310	18.38%	
CO <sub>2</sub>	*	0.0470	8.33%	*	0.0681	58.15%	
P.S.T.	*	0.0186	3.49%	*	0.0113	6.70%	
TOTAL	*	0.5611	100%	*	0.1687	100%	

\*Estos costos se obtienen al multiplicar las emisiones por el coeficiente y dividirlas entre la producción.

\*\*Obtenidos anteriormente.

**COSTO TOTAL DE GENERACION INCLUYENDO EXTERNALIDADES**

ALIVIO DE EMISIONES				ELIMINACION DE EMISIONES			
	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%	
COSTO DE O&M Y COMB.	N\$/kWh	0.1779	58.85%	N\$/kWh	0.1779	58.85%	
COSTO DE INVERSION	N\$/kWh	0.1254	41.35%	N\$/kWh	0.1254	41.35%	
COSTO DE O&M, COMB. E INVERSION*	N\$/kWh	0.3033	35.06%	N\$/kWh	0.3033	84.26%	
COSTO DE EXTERNALIDADES	N\$/kWh	0.5611	64.91%	N\$/kWh	0.1687	35.74%	
COSTO TOTAL INCLUYENDO EXTERNALIDADES**	N\$/kWh	0.8644	100.00%	N\$/kWh	0.4720	100.00%	
	USD/kWh	0.2684		USD/kWh	0.1466		

\*Los costos de la planta se obtuvieron de la referencia [13].

\*\*Tipo de cambio a la fecha del estudio:

3.22 N\$/USD

No

Existe

Página

**Tabla A.10. Cuantificación de externalidades en una planta de ciclo combinado.\*\***

	UNIDADES	VALOR
CAPACIDAD	MW	1x250
FACTOR DE PLANTA	%	65.00%
COMBUSTIBLE		GAS NATURAL
CONSUMO DE COMB/kWh	m3/kWh	0.293
PRODUCCION ANUAL	kWh/año	1,404,000,000
CONSUMO DE COMBUSTIBLE *	m3/año	411,372,000
VIDA UTIL	años	30
EFICIENCIA DEL CICLO	%	38.41%
INVERSION TOTAL	NS\$/kWh	3.547

\*Consumo de comb. obtenido de la planta Dos Bocas, Ver, (4,13).

\*\*Según datos de la referencia [4,13].

**COEFICIENTES DE EMISIONES \***

	UNIDADES	VALOR	%
SO2	kg/m3	9.60E-08	0.0005%
NOx	*	4.53E-03	0.2183%
CO2	*	2.07E+00	99.7462%
P.S.T.	*	1.60E-05	0.0008%
CO	*	6.40E-04	0.0308%
HC	*	7.10E-05	0.0034%

\*Determinados anteriormente.

**CANTIDAD DE EMISIONES ANUALES\***

	UNIDADES	VALOR	%
SO2	TON/AÑO	4	0.0005%
NOx	*	1.864	0.2183%
CO2	*	851,540	99.7462%
P.S.T.	*	7	0.0008%
CO	*	263	0.0308%
HC	*	29	0.0034%

\*Se obtienen al utilizar los coeficientes y multiplicarlos por el consumo.

**COEFICIENTES DE EXTERNALIDADES**

ALIVIO DE EMISIONES*			
	UNIDADES	VALOR	%
SO2	NS/kg	17.1834	50.1831%
NOx	*	8.8330	20.2829%
CO2	*	0.0575	0.1680%
P.S.T.	*	10.0813	29.4660%

\*Los coeficientes se obtuvieron de la referencia [20].

**COSTO DE EXTERNALIDADES**

ALIVIO DE EMISIONES*				ELIMINACION DE EMISIONES**			
	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	VALOR	%
SO2	NS/kWh	0.0000	0.11%	NS/kg	0.0000	0.0000	0.00%
NOx	*	0.0092	20.83%	*	0.0353	26.46%	
CO2	*	0.0348	78.95%	*	0.0981	73.54%	
P.S.T.	*	0.0000	0.11%	*	0.0000	0.00%	
TOTAL	*	0.0442	100.00%	*	0.1334	100.00%	

\*Estos costos se obtienen al multiplicar las emisiones por el coeficiente y dividirlas entre la producción.

\*\*Obtenidos anteriormente.

**COSTO TOTAL DE GENERACION INCLUYENDO EXTERNALIDADES**

ALIVIO DE EMISIONES				ELIMINACION DE EMISIONES			
	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	VALOR	%
COSTO DE O&M Y COMB.	NS/kWh	0.1298	57.26%	NS/kWh	0.1298	57.26%	
COSTO DE INVERSION	NS/kWh	0.0969	42.74%	NS/kWh	0.0969	42.74%	
COSTO DE O&M, COMB. E INVERSION*	NS/kWh	0.2267	83.69%	NS/kWh	0.2267	82.95%	
COSTO DE EXTERNALIDADES	NS/kWh	0.0442	16.31%	NS/kWh	0.1334	37.05%	
COSTO TOTAL INCLUYENDO EXTERNALIDADES**	NS/kWh	0.2709	100.00%	NS/kWh	0.3601	100.00%	
	USD/kWh	0.0841		USD/kWh	0.1118		

\*Los costos de la planta se obtuvieron de la referencia [13].

\*\*Tipo de cambio a la fecha del estudio: 3.22 NS/USD

**Tabla A.11. Cuantificación de externalidades en una planta termosolar (tipo LUZ INTL. LTD).\*\***

	UNIDADES	VALOR
CAPACIDAD	MW	1x75
FACTOR DE PLANTA	%	36.61%
COMBUSTIBLE		GAS NATURAL
CONSUMO DE COMB&Wh	m3/kWh	0.23
PRODUCCION ANUAL	kWh/año	253,000,000
CONSUMO DE COMBUSTIBLE *	m3/año	23,659,000
VIDA ÚTIL	años	30
EFICIENCIA DEL CICLO	%	31.46%
INVERSION TOTAL	NS&Wh	9,500

\*La planta termosolar utiliza 25% de gas natural para su producción anual.

\*\*Según datos de la referencia [4,13].

**COEFICIENTES DE EMISIONES \***

	UNIDADES	VALOR	%
SO2	kg/m3	8.60E-08	0.0005%
NOx	"	4.53E-03	0.2183%
CO2	"	2.07E+00	99.7462%
P.S.T.	"	1.60E-05	0.0008%
CO	"	8.40E-04	0.0308%
HC	"	7.10E-05	0.0034%

\*Determinados anteriormente.

**CANTIDAD DE EMISIONES ANUALES\***

	UNIDADES	VALOR	%
SO2	TON/AÑO	0	0.0005%
NOx	"	107	0.2183%
CO2	"	48,974	99.7462%
P.S.T.	"	0	0.0008%
CO	"	15	0.0308%
HC	"	2	0.0034%

\*Se obtienen al utilizar los coeficientes y multiplicarlos por el consumo.

**COEFICIENTES DE EXTERNALIDADES**

	ALIVIO DE EMISIONES*		
	UNIDADES	VALOR	%
SO2	NS/kg	17.1834	50.1831%
NOx	"	0.9330	20.2829%
CO2	"	0.0575	0.1660%
P.S.T.	"	10.0813	29.4060%

\*Los coeficientes se obtuvieron de la referencia [20].

**COSTO DE EXTERNALIDADES**

	ALIVIO DE EMISIONES*				ELIMINACION DE EMISIONES**			
	UNIDADES	VALOR	%		UNIDADES	VALOR	%	
SO2	NS/kWh	0.0000	0.11%		NS/kg	0.0000	0.00%	
NOx	"	0.0029	20.83%		"	0.0091	27.06%	
CO2	"	0.0111	78.85%		"	0.0245	72.82%	
P.S.T.	"	0.0000	0.11%		"	0.0000	0.00%	
TOTAL	"	0.0141	100.00%		"	0.0338	100.00%	

\*Estos costos se obtienen al multiplicar las emisiones por el coeficiente y dividirlas entre la producción.

\*\*Obtenidos anteriormente.

**COSTO TOTAL DE GENERACION INCLUYENDO EXTERNALIDADES**

	ALIVIO DE EMISIONES			ELIMINACION DE EMISIONES		
	UNIDADES	VALOR	%	UNIDADES	VALOR	%
COSTO DE O&M Y COMB.	NS&Wh	0.0736	25.00%	NS&Wh	0.0736	25.00%
COSTO DE INVERSION	NS&Wh	0.2208	75.00%	NS&Wh	0.2208	75.00%
COSTO DE O&M, COMB. E INVERSION*	NS&Wh	0.2944	95.43%	NS&Wh	0.2944	89.76%
COSTO DE EXTERNALIDADES	NS&Wh	0.0141	4.57%	NS&Wh	0.0336	10.24%
COSTO TOTAL INCLUYENDO EXTERNALIDADES**	NS&Wh	0.3085	100.00%	NS&Wh	0.3280	100.00%
	USD&Wh	0.0958		USD&Wh	0.1019	

\*Los costos de la planta se obtuvieron de la referencia [13].

\*\*Tipo de cambio a la fecha del estudio:

3.22 NS/USD

## BIBLIOGRAFIA

- 1) Exposición Universal Sevilla, "**Energía**", Unión Temporal de Empresas de la Energía para la Expo '92, España, 1992.
- 2) T. E. Graedel, P. J. Crutzen, "**The changing atmosphere**", *Scientific American* **261**, 3, pp.28-36, Sept. 1989.
- 3) C. Flavin, N. Lenssen, "**Power from the sun**", *Sun World* **15**, 2, pp.10-13, 1991.
- 4) Comisión Federal de Electricidad, "**Informe de Operación 1991**", 1992.
- 5) Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, "**Balance Nacional, Energía 1991**", México 1992.
- 6) K. Wark, C. F. Warner, "**Contaminación del Aire**", Editorial Limusa, México, 1990.
- 7) A. J. Buonicore, W. T. Davis, "**Air Pollution Engineering Manual**", Air & Waste Management Association, Van Nostrand Reinhold, New York, 1992.
- 8) Argonne National Laboratory, "**Environmental Consequences of, and Control Processes for, Energy Technologies**", Noyes Data Corporation, Park Ridge, New Jersey, USA, 1990.
- 9) R. McInnes, *et al.*, "**Wiping out air pollution**", *Chemical Engineering* **97**, 9, pp. 106-135, Sept. 1990.
- 10) W. Fulkerson, *et al.*, "**Energy from fossil Fuels**", *Scientific American* **263**, 3, pp.82-89, Sept. 1990.
- 11) Newsfront, "**Environment**", *Chemical Engineering* **98**, 1, pp. 52A-52E, Enero, 1991.
- 12) M. Aguilar, "**Criterios de Diseño de Plantas Termoeléctricas**" Editorial Limusa, México, 1988.

- 13) Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, **"Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico"**, 1991.
- 14) M. M. El-Wakil, **"Power Plant Technology"**, McGraw-Hill Book Company, New York, 1984.
- 15) C. J. Winter, R. R. Sizmann, L. L. Vant-Hull, **"Solar Power Plants"**, Springer Verlag, Berlin, 1991.
- 16) R. Almanza, *et al.*, **"Estudio del comportamiento de sistemas solares térmicos para generar electricidad en 5 comunidades de Sonora o Baja California"**, Reporte Interno del Instituto de Ingeniería, UNAM, Abril 1990.
- 17) Comisión Federal de Electricidad. Subgerencia de Protección Ambiental. **"Memoria de cálculo, aplicando factores de emisión para algunas plantas termoeléctricas de CFE"**, Depto. de Ingeniería Ambiental, México, 1992.
- 18) S. Calvert, H. M. Englund, **"Handbook of Air Pollution Technology"**, John Wiley & Sons, New York, 1984.
- 19) R. H. Perry, C. H. Chilton, **"Chemical Engineers' Handbook"**, McGraw-Hill Kogakusha, LTD. 5<sup>ta</sup> edición, Tokio, 1973.
- 20) R. L. Ottinger, D. R. Wooley, N. A. Robinson, D. R. Hodas, S. E. Babb, **"Environmental Cost of Electricity"** Pace University For Environmental Legal Studies, Oceana Publications, Inc., New York, 1990.
- 21) I. Restrepo, *et al.*, **"La Contaminación Atmosférica en México. Sus Causas y Efectos en la Salud"**, C.N.D.H., México, 1992.
- 22) S. H. Schneider, **"The changing climate"**, *Scientific American* 261, 3, pp. 38-47, Sept 1989.
- 23) P. Zannetti, **"Air Pollution Modeling: theories, computational method and available software"**, Van Nostrand Reinhold, New York, 1990.
- 24) B. D. Turner, **"Workbook of Atmospheric Estimation"**, U.S. Public Health Service Publications, 1969.
- 25) **"OAQPS Control Cost Manual"**, EPA, Office of air quality planning and standards, 4<sup>ta</sup> edición, North Carolina, enero 1990.
- 26) W. M. Vatauvuk, **"Estimating Cost of Air Pollution Control"**, Lewis Publishers, 1990.
- 27) C. S. Rao, **"Environmental Pollution Control Engineering"**, John Wiley & Sons., New York, 1991.
- 28) G. Parkinson, **"Catalysts and clean air"**, *Chemical Engineering* 98,7, pp. 37-43, Julio, 1991.

- 29) W. M. Vatavuk, "Estimating cost of air-pollution control systems, part II: factors for estimating capital and operating cost", *Chemical Engineering* 3, pp. 37-43, Julio, 1991.
- 30) C. Flavin, N. Lenssen, "The transition to the solar age", *SunWorld* 15,1, pp. 21-24, 1991.
- 31) H. M. Hubbard, "The real cost of energy", *Scientific American* 264,4, pp. 18-23, Abril, 1993.
- 32) L. A. Bojórquez-Tapia, "Methodology for prediction of ecological impacts under real conditions in Mexico", *Environmental Management* 13,5, pp. 545-551. 1989.
- 33) M. Lotker, D. Kearney, "Solar thermal electric performance and prospects", *Solar Today*, pp. 10-13, Mayo-Junio, 1990.
- 34) M. C. Baechler, A. D. Lee, "Implications of environmental externalities assessments for solar thermal powerplants", *Solar Engineering*, ASME, 1991.
- 35) T. Kennedy, *et al.*, "Considering environmental costs in energy planning: alternative approaches and implementation", *Solar Engineering*, ASME, 1991.