



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SEMESTRE 2024-2



EVALUACIÓN DE LA DISPERSIÓN DE EMISIONES DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO VALLE HERMOSO PARA EL 2022.

ENTREGABLE I. DOCUMENTO MARCO TEÓRICO DE ESTANCIA

ESTANCIA ACADÉMICA (0216)
A FEBRERO DE 2024

TUTOR

Dr. José Agustín García Reynoso
Instituto de Ciencias de la Atmósfera y
Cambio Climático
agustin@atmosfera.unam.mx
(+52) 55 56 22 43 96

ALUMNO

Adriana Cruz Rosales
Facultad de Química
No. de cuenta: 419014526
adrianarosales@comunidad.unam.mx
(+52) 999 272 41 08

ÍNDICE

ÍNDICE DE CONTENIDO	2
ÍNDICE DE TABLAS	3
ÍNDICE DE FIGURAS	3
MARCO TEÓRICO	4
Capacidad y generación eléctrica	4
Generación eléctrica en México	4
Del insumo	5
Fundamentos técnicos de los Ciclos Combinados	7
Descripción funcional de un Ciclo Combinado	8
Tren de Potencia	9
<i>Turbina de gas</i>	9
<i>Caldera recuperadora de calor</i>	10
<i>Turbina de vapor</i>	11
<i>Generador</i>	11
Generación energética con tecnología Ciclo Combinado	12
Características de la tecnología de Ciclo Combinado	13
Central de Ciclo Combinado de estudio	13
<i>Descripción</i>	13
De su capacidad y generación eléctrica	14
Normatividad atmosférica	14
<i>Normas Oficiales Mexicanas (NOM)</i>	15
<i>Normas Mexicanas (NMX)</i>	15
<i>Límites de concentración</i>	15
Principios de meteorología básica	16
<i>Emisiones</i>	16
<i>Factor de dilución</i>	17
<i>Partículas</i>	17
<i>Compuestos tóxicos</i>	17
<i>Contaminantes criterio</i>	17
<i>Monóxido de carbono CO</i>	18
<i>Óxidos de nitrógeno NO_x</i>	18
<i>Óxidos de azufre SO_x</i>	19
<i>COT</i>	19
<i>COV</i>	19
Del impacto ambiental	20
Del modelo	20
Hysplit model	20
<i>Limitaciones</i>	21
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	22
ANEXO	24

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. <i>Configuración de la planta de Ciclo Combinado</i>	11
Tabla 2. <i>Criterios de calidad del aire</i>	17
Tabla 3. <i>Contaminantes criterio</i>	20

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	
<i>Plano satelital nacional. Plantas de Ciclo Combinado y su capacidad instalada en MW.</i>	8
Figura 2.	
<i>Esquema general de una planta de Ciclo Combinado de eje simple.</i>	10
Figura 3.	
<i>Esquema de una central de Ciclo Combinado de eje múltiple.</i>	10
Figura 4.	
<i>Esquema de una central de Ciclo Combinado de eje múltiple 2x1, con dos turbinas de gas y una turbina de vapor.</i>	11
Figura 5.	
<i>Diagrama de bloques de entradas y salidas de la planta de Ciclo Combinado.</i>	11
Figura 6.	
<i>Diagrama de bloques de los componentes principales de la central.</i>	12
Figura 7.	
<i>Dibujo esquemático de una turbina de gas.</i>	14
Figura 8.	
<i>Disposición de haces tubulares en calderas horizontales y verticales.</i>	14
Figura 9.	
<i>Dibujo esquemático de un generador eléctrico.</i>	16
Figura 10.	
<i>[Fotografía] Instalaciones de la Centrales Río Bravo.</i>	17
Figura 11.	
<i>[Fotografía] Instalaciones eléctricas de la Centrales Río Bravo.</i>	18

MARCO TEÓRICO

Capacidad y generación eléctrica

La capacidad instalada (o capacidad de generación máxima) es la potencia que tiene una central eléctrica para generar electricidad considerando la disponibilidad técnica de sus instalaciones y de los insumos energéticos que serán transformados en electricidad en dichas instalaciones, esta capacidad de generación se mide en megawatts (MW).

En el caso de la generación eléctrica (o producción de energía eléctrica) esta es la cantidad de energía que produce una central durante un periodo de tiempo determinado, generalmente se mide en gigawatts hora (GWh).

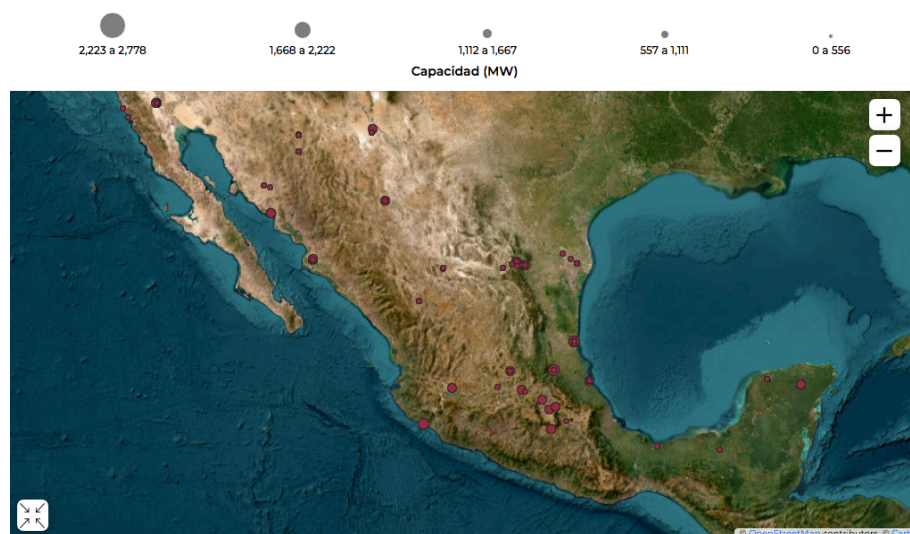
Generación eléctrica en México

En 2005, la infraestructura pública para la generación de energía constaba de 173 centrales, con una capacidad instalada total de 46,534 MW, de los cuales **28.5%** corresponden a **sistemas de ciclo combinado**. Para el mismo año, la generación de energía eléctrica en México aún dependía de los combustibles fósiles, que contribuían con 72.4% de la producción total; de la cual se generaba 43.2% de la quema de **gas natural**. (Commission for Environmental Cooperation, 2023)

Al 2020, la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2020) contaba con 44 centrales de ciclo combinado, que en total generaron más del 57% de la energía eléctrica en México. Para el 2021, la capacidad instalada (MW) de la tecnología de Ciclo Combinado representó el 39.0% (33,640 MW) de un total de 86,154 MW. La generación de electricidad que resultó del uso de la capacidad instalada en el año 2021 fue de 323,527 GWh. La tecnología con la que más energía eléctrica se genera en México es de Ciclo Combinado con el 57.7% (186,715 GWh) (Conahcyt, 2022).

Figura 1.

Plano satelital nacional. Plantas de Ciclo Combinado y su capacidad instalada en MW.



Nota. Fuente: Conahcyt, 2022.

Del insumo

La matriz tecnológica de generación de electricidad en México resulta en gran medida del uso de combustibles fósiles. Para el año 2020 el consumo de energía que fue transformada en electricidad fue de aproximadamente 2,305.2 PetaJoules (PJ). De la energía que fue consumida en las centrales de transformación eléctrica, el **gas natural** ha sido desde hace 20 años el principal insumo energético en la generación eléctrica, para el año 2020 el consumo energético de este hidrocarburo fue de 1,438.9 PJ. (SE, 2023)

En general, el gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples compuesta principalmente de metano (CH_4) y otros hidrocarburos más pesados. La Secretaría de Energía (SE, 2023) define al **gas natural** como una mezcla gaseosa que se extrae asociada con el petróleo o de los yacimientos que son únicamente de gas. Sus componentes principales en orden decreciente de cantidad son el metano, etano, propano, butanos, pentanos y hexanos. Cuando se extrae de los pozos, generalmente contiene ácido sulfhídrico, mercaptanos, bióxido de carbono y vapor de agua como impurezas. Las impurezas se eliminan en las plantas de tratamiento de gas, mediante el uso de solventes o absorbentes. Para poderse comprimir y transportar a grandes distancias es conveniente separar los componentes más pesados, como el hexano, pentano, butanos y propano y en ocasiones el etano, dando lugar estos últimos a las gasolinas naturales o a los líquidos del gas natural, para lo cual se utilizan los procesos criogénicos.

El gas natural continúa siendo el combustible de menor precio en el mercado y es el insumo energético de las Centrales de Ciclo Combinado. (SE, 2023)

El gas natural que se suministra a la turbina ha de tener unas condiciones muy determinadas. Debe tener una presión en un rango concreto, debe llegar a una temperatura correcta y el grado de limpieza debe estar controlado. Además, la composición química del gas natural tiene que estar controlada. Por último, debe conocerse la cantidad de gas que se consume y su poder calorífico, a efectos de facturación del combustible consumido. De todo ello se encarga la estación de gas, también conocida como Estación de Gas ERM (estación de regulación y medida). (Garrido et al., 2012)

Fundamentos técnicos de los Ciclos Combinados

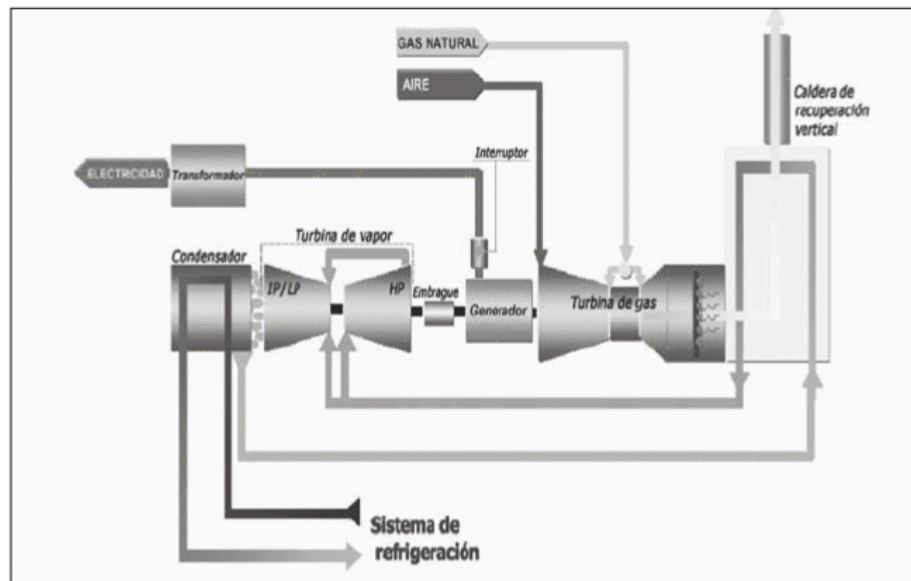
Garrido et al. (2012) define a una central de ciclo combinado como una planta que produce energía eléctrica con un generador accionado por una turbina de combustión, que utiliza como combustible principal gas natural (metano en un 90% aproximadamente). Los gases de escape de la combustión son aprovechados para calentar agua en una caldera de recuperación que produce vapor aprovechable para accionar una segunda turbina. Esta segunda turbina, de vapor, puede accionar el mismo generador que la de gas u otro distinto.

En las plantas de ciclo combinado

1. **de eje simple**, la turbina de gas y la turbina de vapor accionan el mismo generador (Figura 2);
2. **de eje múltiple**, la turbina de gas y de vapor no están unidas por el mismo eje, y cada una acciona un generador distinto (Figura 3);
3. **de combinación 2x1**, cuya composición consiste en dos turbinas de gas, cada una de ellas con su correspondiente caldera de recuperación, y una sola turbina de vapor, que recibe el vapor de ambas calderas (Figura 4). En este caso cada turbina tiene su propio generador, tres en total.

Figura 2.

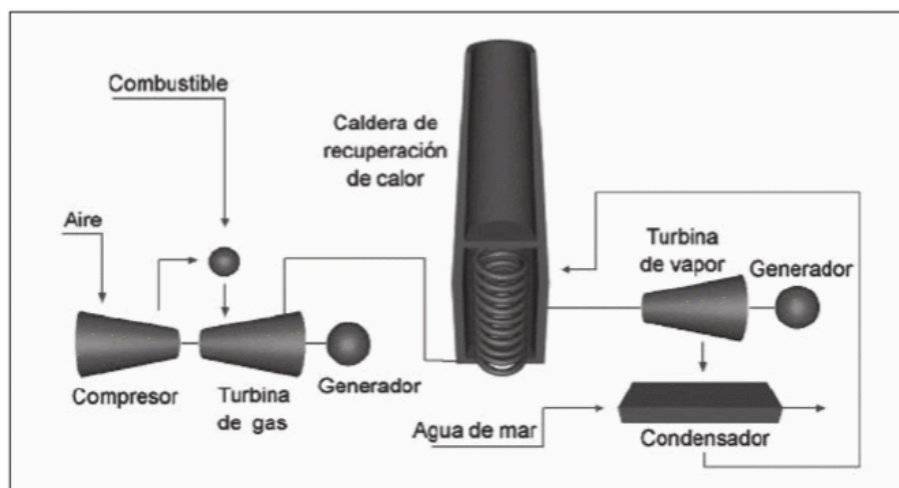
Esquema general de una planta de Ciclo Combinado de eje simple.



Nota. Fuente: García, Garrido, Santiago (2012). Fundamentos técnicos de los ciclos combinados: Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado. Ediciones Díaz de Santos, 2012. ProQuest Ebook Central. ISBN: 9788499692173.

Figura 3.

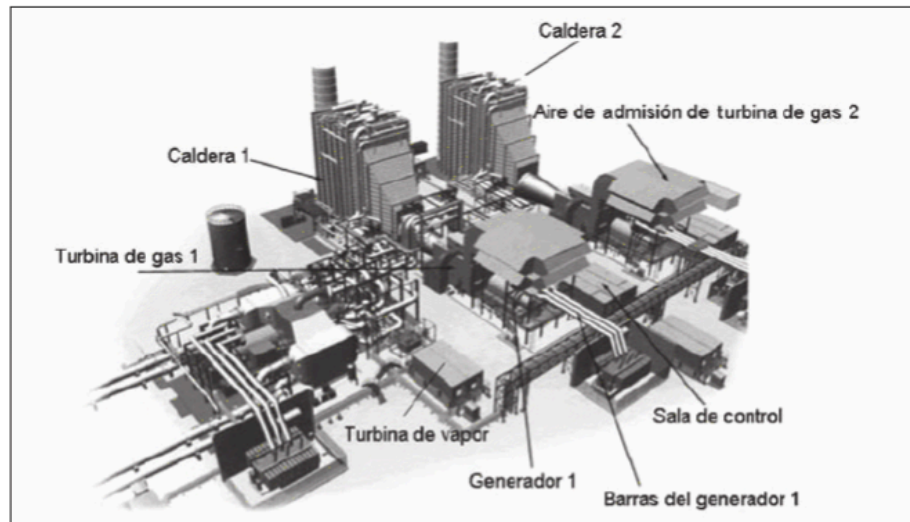
Esquema de una central de Ciclo Combinado de eje múltiple.



Nota. Fuente: García, Garrido, Santiago (2012). Fundamentos técnicos de los ciclos combinados: Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado. Ediciones Díaz de Santos, 2012. ProQuest Ebook Central. ISBN: 9788499692173.

Figura 4.

Esquema de una central de Ciclo Combinado de eje múltiple 2x1, con dos turbinas de gas y una turbina de vapor.

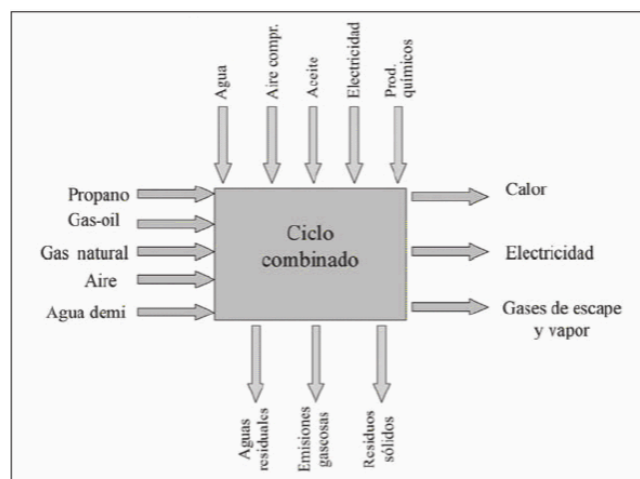


Nota. Fuente: García, Garrido, Santiago (2012). Fundamentos técnicos de los ciclos combinados: Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado. Ediciones Díaz de Santos, 2012. ProQuest Ebook Central. ISBN: 9788499692173.

Descripción funcional de un Ciclo Combinado

Figura 5.

Diagrama de bloques de entradas y salidas de la planta de Ciclo Combinado.



Nota. Fuente: García, Garrido, Santiago (2012). Fundamentos técnicos de los ciclos combinados: Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado. Ediciones Díaz de Santos, 2012. ProQuest Ebook Central. ISBN: 9788499692173.

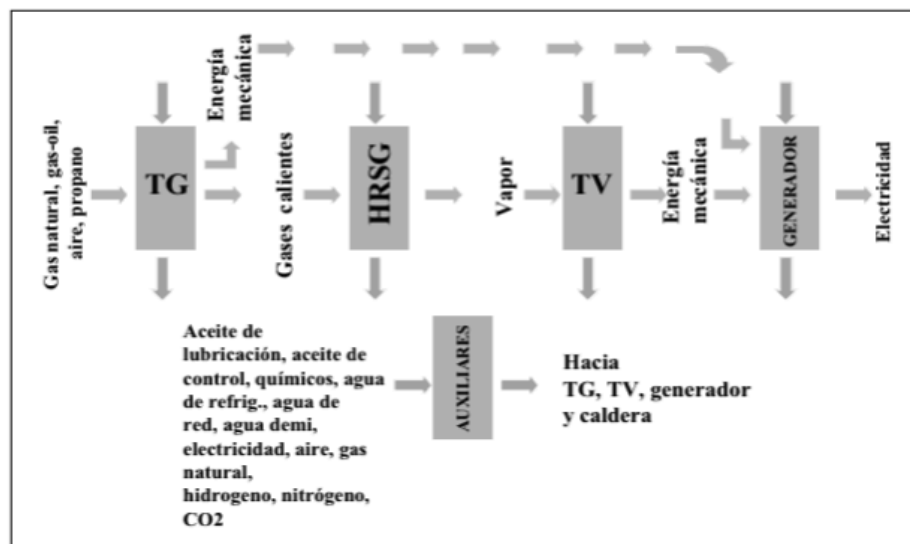
Para entender el funcionamiento de una central de ciclo combinado se representa como una caja negra donde entran determinados “productos” y, debido al proceso interior que se lleva a cabo dentro de esta caja negra, se obtienen otros “productos” diferentes.

Diferenciando entre entradas/salidas principales y entradas/salidas auxiliares. Se considera que las entradas/salidas principales serán aquellas que intervienen sobre el proceso y las auxiliares serán el resto.

De lo anterior, se desprenden divisiones de la planta en diferentes bloques o cajas negras que corresponden a los elementos principales que la componen. En la Figura 6 se puede ver cómo se interrelacionan estos diferentes sistemas.

Figura 6.

Diagrama de bloques de los componentes principales de la central.



Nota. Fuente: García, Garrido, Santiago (2012). Fundamentos técnicos de los ciclos combinados: Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado. Ediciones Díaz de Santos, 2012. ProQuest Ebook Central. ISBN: 9788499692173.

De este diagrama se diferencian cinco bloques que componen lo que se denomina Tren de Potencia:

1. turbina de gas;
2. caldera recuperadora de calor;
3. turbina de vapor;
4. generador y
5. sistemas auxiliares.

Tabla 1.

Configuración de la planta de Ciclo Combinado		
	Compuesto	Descripción
Entradas principales	<i>Propano o butano</i>	Combustible usado habitualmente durante los arranques, por su mayor poder calorífico.
	<i>Gas natural</i>	Combustible principal de la turbina de gas.
	<i>Aire</i>	Proporciona el oxígeno necesario en toda combustión.
	<i>Diesel (Gas-oil)</i>	Como combustible alternativo que se usa cuando el combustible principal (gas natural) no está disponible.
Entradas secundarias o auxiliares	<i>Agua</i>	Se emplean dos tipos de agua para funciones distintas: agua de refrigeración y agua de caldera.
	<i>Diversos productos químicos</i>	Usados para el tratamiento de las diferentes aguas de la planta.
	<i>Electricidad</i>	Necesaria durante los periodos previos al arranque. Es inevitable el consumo de electricidad de origen exterior (la red) para la alimentación de los equipos auxiliares, y de manera especial, para los arranques. ^a
	<i>Aire comprimido</i>	Usado principalmente en instrumentación.
	<i>Aceite</i>	Para la lubricación y refrigeración de los equipos.
Salidas principales	<i>Electricidad</i>	Cuya producción es el objetivo de la central.
	<i>Calor</i>	Que es generado en todo este proceso térmico
	<i>Gases de escape y vapores</i>	
Salidas secundarias	<i>Aguas residuales</i>	Refrigeración y proceso.
	<i>Emisiones gaseosas</i>	
	<i>Residuos sólidos</i>	

Nota: Fuente: García, Garrido, Santiago (2012). Fundamentos técnicos de los ciclos combinados: Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado. Ediciones Díaz de Santos, 2012. ProQuest Ebook Central. ISBN: 9788499692173.

^a : Una central de Ciclo Combinado necesita tensión exterior para arrancar, ya que en general, utilizan el propio generador como motor de arranque.

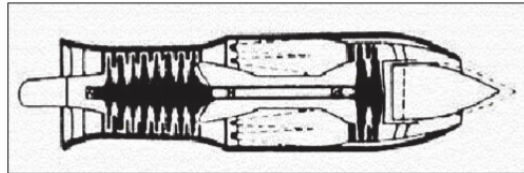
Tren de Potencia

Turbina de gas

En la turbina de gas se realiza la combustión del gas en presencia de aire. Los gases procedentes de la combustión a altas temperaturas, por encima de 1200 °C, pasan a gran velocidad a través de la turbina, haciendo girar a ésta y generando energía mecánica de rotación en el eje de la turbina. Dichos gases calientes son aprovechados en la caldera recuperadora de calor.

Figura 7.

Dibujo esquemático de una turbina de gas.



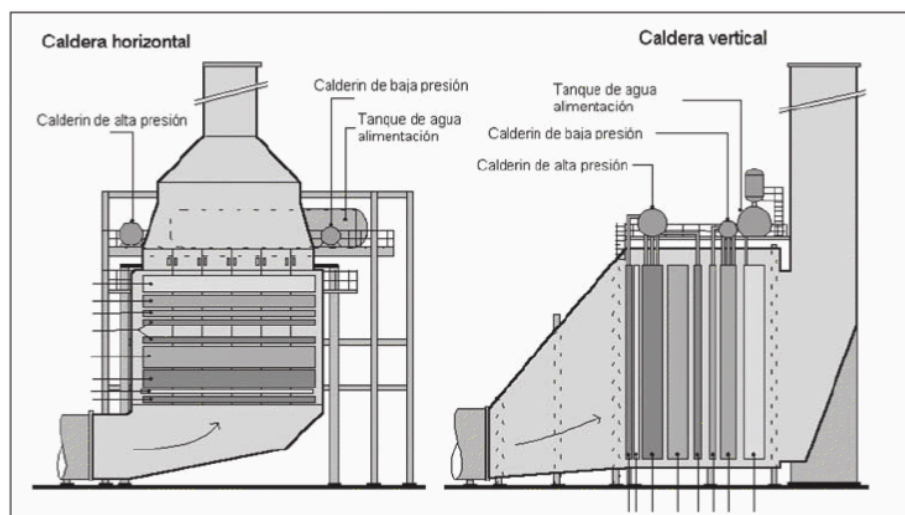
Nota. Fuente: García, Garrido, Santiago (2012). Fundamentos técnicos de los ciclos combinados: Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado. Ediciones Díaz de Santos, 2012. ProQuest Ebook Central. ISBN: 9788499692173.

Caldera recuperadora de calor

En la caldera recuperadora se aprovecha el calor procedente de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor.

Figura 8.

Disposición de haces tubulares en calderas horizontales y verticales.



Nota. Fuente: García, Garrido, Santiago (2012). Fundamentos técnicos de los ciclos combinados: Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado. Ediciones Díaz de Santos, 2012. ProQuest Ebook Central. ISBN: 9788499692173.

El vapor producido en la caldera se envía a los diferentes cuerpos de la turbina de vapor.

Normalmente, existen diferentes niveles de presión en la caldera. Cuando esto ocurre, el vapor se clasifica atendiendo a su presión en:

- *Vapor de alta*, $P= 120$ bar y $T= 310-570$ °C;
- *Vapor de media*, $P= 25$ bar y $T= 230-570$ °C y
- *Vapor de baja*, $P= 4$ bar y $T= 150$ °C.

Las calderas que se utilizan en las plantas de ciclo combinado son calderas que recuperan el calor contenido en los humos de escape de la turbina de gas. En ellas se calienta agua, que se convierte en vapor y que se utiliza para mover la turbina de vapor. Son el elemento de unión entre los dos ciclos térmicos de la planta, la turbina de gas y la de vapor.

Las calderas usuales en las plantas de ciclo combinado son calderas de recuperación acuotubulares, donde el intercambio de calor se realiza por convección, y no por radiación, como en las calderas en las que hay presente una llama. En general, son posibles dos tipos de clasificaciones de calderas en ciclos combinados, verticales y horizontales. Otra clasificación es por el número de veces que el agua atraviesa la caldera.

Turbina de vapor

Esta turbina recibe el vapor generado en la caldera de recuperación. La turbina de vapor está dividida en etapas. Lo más habitual es que esté dividida en tres cuerpos: turbina de alta presión, turbina de media y turbina de baja. En cada una de ellas se recibe vapor en unas condiciones de presión y temperatura determinadas. Se consigue con esta división un mayor aprovechamiento del vapor generado en caldera y se evitan problemas derivados de la condensación en las últimas etapas de la turbina.

Cuando la central es mono-eje puede ser necesario un sistema de embrague que permita independizar ambas turbinas en caso necesario. Esto permite, por ejemplo, realizar trabajos de mantenimiento en la turbina de vapor mientras la turbina de gas permanece en marcha, o poder subir a plena carga muy rápidamente sólo con la turbina de gas si se necesitara. Pero sobre todo, es útil para facilitar los arranques, ya que la turbina de gas arrastra el peso de la turbina de vapor en la fase inicial.

Existen plantas con eje único que no disponen de este sistema de embrague. En estas plantas es necesario disponer de unas calderas auxiliares que introduzcan vapor en la turbina de vapor en los primeros momentos del arranque, para evitar lastrar el giro de la turbina de gas durante este proceso.

Generador

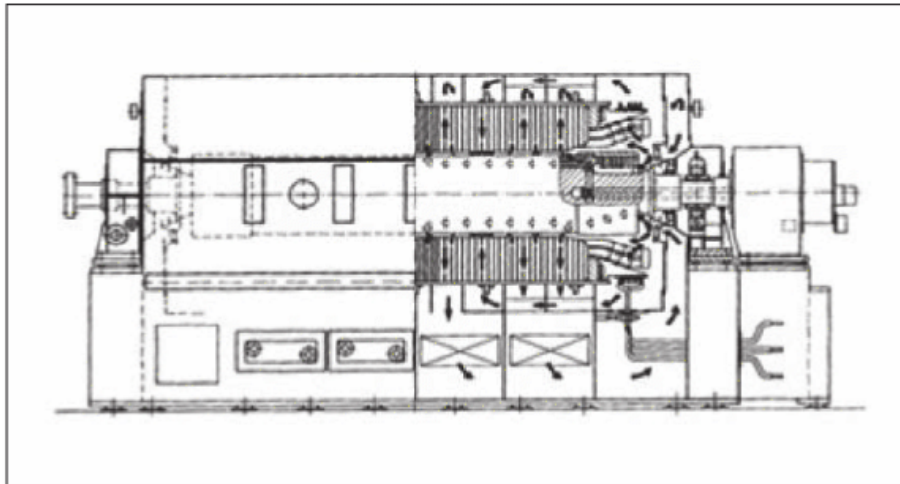
El generador es el encargado de transformar la energía mecánica de rotación transmitida al eje por las turbinas en energía eléctrica. La transmisión de energía mecánica, procedente de las turbinas de gas y vapor, se puede realizar a través de uno o varios ejes de potencia. Esto quiere decir que ambas turbinas pueden estar unidas por el mismo eje a un solo generador, o que cada turbina tenga su propio generador, dando lugar a plantas de eje único o de eje múltiple, como se detalla al principio de este apartado.

Posiblemente el generador pueda ser considerado como la parte fundamental de una central eléctrica, ya que éste realiza la tarea fundamental en este tipo de plantas: generar electricidad.

Se puede definir como generador eléctrico al equipo que transforma la energía mecánica producida por las turbinas, en energía eléctrica. Las causas fundamentales por la que hoy en día se ha estandarizado la energía eléctrica como energía fundamental, son su facilidad de transporte desde el punto de generación al punto de consumo, y la facilidad de transformación en otro tipo de energías (térmica, luminosa, mecánica, etc.).

Figura 9.

Dibujo esquemático de un generador eléctrico.



Nota. Fuente: García, Garrido, Santiago (2012). Fundamentos técnicos de los ciclos combinados: Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado. Ediciones Díaz de Santos, 2012. ProQuest Ebook Central. ISBN: 9788499692173.

Generación energética con tecnología Ciclo Combinado

Dicho brevemente, una central de Ciclo Combinado funciona con dos turbinas. La primera se mueve con gas natural y la segunda con el vapor de agua que genera la primera y así, se genera electricidad. (Secretaría de Energía, 2023)

Consiste en un grupo turbina a gas-generator, una caldera recuperadora de calor y un grupo turbina a vapor-generator, formando un sistema que permite producir electricidad. El proceso:

1. comienza con la aspiración del aire exterior, siendo conducido al compresor de la turbina a gas a través de un filtro;
2. el aire es comprimido y combinado con el combustible atomizado (gas natural) en una cámara donde se realiza la combustión, el resultado es un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar la turbina a gas proporcionando el trabajo;
3. el generador acoplado a la turbina a gas transforma el trabajo en energía eléctrica;
4. los gases de escape salen de la turbina a gas a través de un recuperador de calor, de donde se extrae la mayor parte de calor disponible en los gases de escape y se transmiten al ciclo agua-vapor antes de pasar a la atmósfera;
5. el vapor generado se hace llegar a las turbinas de vapor, donde su expansión mueve los álabes de la misma, generando trabajo y por el acoplamiento con un generador transforma este trabajo en energía eléctrica. (Arellano Rivera, 2012)

Características de la tecnología de Ciclo Combinado

Su costo de generación es menor y su rendimiento superior. (CFE, 2023)

Acorde con el Capítulo 2 de la Guía para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (IPCC, 2006) para una planta de energía con tecnología de Ciclo Combinado [con una cantidad de potencia generada] de 380-780 megavatios eléctricos (MWe), se tiene una **eficiencia neta de 55-58%**.

Sus emisiones son más bajas. La tecnología de Ciclo Combinado es oficialmente considerada como tecnología de combustión de baja huella de carbono [en comparación con otras tecnologías de producción eléctrica]. Emite menos emisiones de contaminantes como el dióxido de carbono CO₂, óxido de nitrógeno (NO_x) y dióxido de azufre SO₂ al utilizar gas natural, un combustible limpio. (Secretaría de Energía, 2023)

Central de Ciclo Combinado de estudio

Descripción

La central Río Bravo unidad IV “Valle Hermoso”, ubicada en las coordenadas geográficas 25.79761° o 25° 47' 51" Latitud Norte y -97.78252° o 97° 46' 57" Longitud Oeste en la localidad de Anáhuac al noreste del municipio de Valle Hermoso, Tamaulipas, México, en adelante sólo **Central IV de C.C.** es una unidad termoeléctrica en funcionamiento con tecnología de ciclo combinado que comenzó sus operaciones en 2005.

Localizada en el noreste mexicano, es parte del conjunto de Centrales Río Bravo. El Sitio Río Bravo cuenta con tres centrales de Ciclo Combinado que adquieren su combustible del Gasoducto del Río SA de CV. (Global Energy Monitor, 2023)

1. Río Bravo Unidad II Central Anáhuac, S. A. de C. V.
2. Río Bravo Unidad III Central Lomas del Real, S. A. de C. V.
3. Río Bravo Unidad IV Central Valle Hermoso, S. A. de C. V.

Figura 10.

[Fotografía] Instalaciones de la Centrales Río Bravo.



Nota. Fuente: Fotografía de ValiaEnergía (2023). Centrales de Ciclo Combinado Río Bravo, Valle Hermoso, Tamaulipas, México., <https://valiaenergia.com/wp-content/uploads/2023/10/rio-bravo-03-1.webp>

Esta última es la que nos concierne. La **Central IV de C.C.** con dos turbinas de combustión de trabajo pesado Siemens de gas natural con una potencia de 184.3 MW cada una, dos recuperadores de calor CMI de tres niveles de presión, una turbina de vapor Alstrom de 200 MW y un sistema híbrido de condensación que permite reducir el consumo de agua y las emisiones atmosféricas. (Valia Energía, 2024) (CRE, 1998)

De su capacidad y generación eléctrica

Al aprobarse el proyecto en 1998, se estimaba que la Central IV de C.C. contaría con una capacidad total máxima de generación de 568.6 MW y una producción estimada anual de energía eléctrica de 3,700 GWh (ó 3,700,000 MWh). (CRE, 1998)

La Secretaría de Energía (SE, 2017) reportó que en 2017 la central Central IV de C.C. tuvo una capacidad nominal de generación [o bruta] de 500 MW y una capacidad neta [o real] (con disponibilidad total) de 472.01 MW.

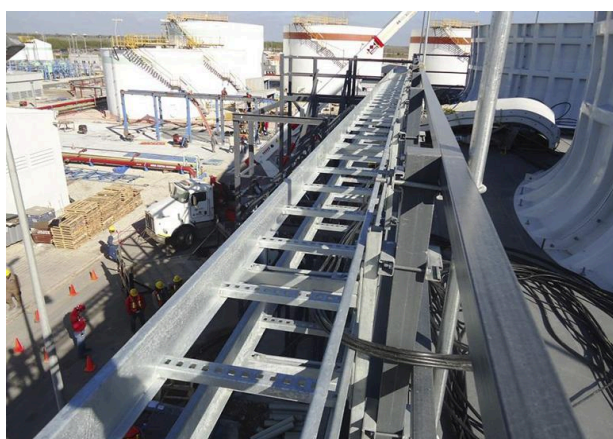
La Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2021) reportó que para el 2020 y 2021 la Central IV de C.C. comprobó una capacidad nominal de generación de 500 MW.

Al 2022, la producción anual de energía eléctrica de la Central IV de C. C. fue de 3,419,170.44 MWh, o 2,419,170,440.00 kWh, acorde con el inventario de emisiones de la SEMARNAT (2022). Mientras que el sitio de divulgación de datos Global Energy Monitor (2023) estima que el proyecto generó 2,711,000 MWh, de electricidad para el mismo año.

En este trabajo se considera la producción anual de energía eléctrica, reportada por la la Base de datos del inventario de emisiones de contaminantes criterio del sector industrial de 2018 de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT, 2018), de 1,983,118,855.20 kWh estimando una eficiencia neta de 58%.

Figura 11.

[Fotografía] Instalaciones eléctricas de la Centrales Río Bravo.



Nota. Fuente: Fotografía de SESELEC (2014). Centrales Ciclo Combinado Instalaciones “Río Bravo II, III y IV”.

<https://seselec.com/wp-content/uploads/2018/12/rio-bravo-1.jpg>

Normatividad atmosférica

En la normatividad se indican los niveles máximos permisibles de emisión de diversos contaminantes para diferentes procesos industriales como el proceso de refinería, entre otros. Existen normas generales que indican la máxima emisión permisible de partículas y de los gases de combustión.

Normas Oficiales Mexicanas (NOM)

Son regulaciones técnicas de carácter obligatorio. Regulan productos, procesos o servicios, cuando éstos puedan constituir un riesgo para las personas, animales y vegetales así como al medio ambiente en general.

Normas Mexicanas (NMX)

Son documentos técnicos que permiten establecer especificaciones de calidad sobre procesos, servicios, sistemas, métodos de prueba, competencias, etc., de carácter voluntario, con excepción de los casos en que los particulares manifiesten que sus productos, procesos o servicios son conforme a las mismas.

Normas de Referencia (NF)

Elaboradas por entidades de la administración pública (PEMEX, CFE) para aplicarlas a los bienes o servicios que adquieren, arrienden o contratan, cuando las normas mexicanas o internacionales no cubran los requerimientos de las mismas o sus especificaciones resulten obsoletas o inaplicables.

Límites de concentración

La Secretaría de Salud establece los límites de concentración establecidos para contaminantes criterio.

Tabla 2.

<i>Criterios de calidad del aire</i> <i>Niveles de concentración normados</i>				
CAS	Contaminante criterio	Nivel de concentración	Periodo	NOM
10028-15-6	Ozono (O ₃)	186 µg/m ³ (0.095 ppm) 137 µg/m ³ (0.070 ppm)	1 h 8 h	NOM-020-SSA1-2014
630-08-0	Monóxido de carbono (CO)	12,595 µg/m ³ (11 ppm)	8 h	NOM-021-SSA1-1993
7782-99-2	Dióxido de azufre (SO ₂) * ^a	341 µg/m ³ (0.13 ppm) 79 µg/m ³ (0.03 ppm) 524 µg/m ³ (0.200 ppm)	24 h 1 año 1 h	NOM-022-SSA1-1993
10102-44-0	Dióxido de nitrógeno (NO ₂) * ^o	395 µg/m ³ (0.21 ppm)	1 h	NOM-023-SSA1-1993
	Partículas (PM10)	75 µg/m ³ 40 µg/m ³	24 h 1 año	NOM-025-SSA1-2014
	Partículas (PM2.5)	45 µg/m ³	24 h	NOM-025-SSA1-2014

		12 µg/m ³	1 año	
7439-92-1	Plomo (Pb)	1.5 µg/m ³	3 m	NOM-026-SSA1-1993

Nota: Fuente: García Reynoso, J. A. (2023). Protección Ambiental del aire. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Química. ISBN: 9786073059251

*: Contaminantes que se evalúan en este trabajo. ^a: SO₂ y SO₃ se refiere a SO_x (EPA. 2023). ^o: Las emisiones NO_x son principalmente NO, éste reacciona y forma el NO₂ que absorbe la luz. ppm: Partes por millón (1 ppm = 2620 µg/m³) a condiciones de referencia 298.16 °K de temperatura y 101.3 kPa (kilopascal) de presión.

Niveles máximos permisibles de emisión

Establecidos por la SEMARNAT. Las que conciernen a este trabajo son:

NOM-043-SEMARNAT-1993. Establece los niveles máximos permisibles de emisión de hidrocarburos no quemados, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y partículas suspendidas provenientes de fuentes fijas.

NOM-051-SEMARNAT-1993. Establece el nivel máximo permisible en peso de azufre, en el combustible líquido gasóleo industrial que se consuma por las fuentes fijas en la zona metropolitana de la Ciudad de México.

NOM-085-SEMARNAT-1994. Contaminación atmosférica - Fuentes fijas - Para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipo de calentamiento directo por combustión. (García Reynoso, 2016)

Principios de meteorología básica

García Reynoso (2016) afirma que todos los contaminantes del aire emitidos por fuentes puntuales, áreas y lineales son transportados, dispersos o concentrados por condiciones meteorológicas y topográficas. El ciclo de estancia aérea se inicia con la emisión de los contaminantes, seguido por su transporte y difusión en la atmósfera. Este ciclo se completa cuando los contaminantes se depositan sobre el suelo, vegetación, construcciones, aguas superficiales y otros objetos, cuando son arrastrados de la atmósfera por la lluvia. En ciertos casos los contaminantes pueden ser ingresados a la atmósfera por acción del viento. Durante el periodo en el que el viento arrastra los contaminantes, éstos pueden experimentar cambios físicos y químicos.

El esmog fotoquímico provoca irritación a los ojos, es producto de la reacción de contaminantes primarios en la atmósfera tales como los óxidos de nitrógeno, cuartos hidrocarburos y la radiación solar.

Tres mecanismos son los que dominan la dispersión de un contaminante en la atmósfera:

1. **El movimiento medio general del aire**, en el cual se transporta el contaminante en la dirección del viento.

2. **Las fluctuaciones turbulentas de la velocidad** que dispersan el contaminante en todas direcciones, y
3. **La difusión de masa**, debida a los gradientes de concentración.
Influyen también, las características aerodinámicas generales, como el tamaño, forma y peso, afectan la tasa en la que las partículas de contaminantes no gaseosos se asientan en el terreno o se mantienen en el aire.

Emissiones

La liberación de los contaminantes a la atmósfera, por los diferentes procesos industriales o actividades económicas, se relaciona con la cantidad de masa liberada en unidad de tiempo, así tenemos que poseen unidades de kg/h, kg/día o Ton/año (Mg/año).

Factor de dilución

La emisión de una sustancia se puede convertir a concentración mediante el factor de dilución el cual se obtiene al emplear modelos de calidad del aire [como se ve en este trabajo]. Cuando existe una emisión de una sustancia proveniente de los diferentes procesos industriales o actividades económicas, ésta, al ser arrastrada por el aire, se mezcla, con lo cual se diluye. Este último es el dato que se obtiene de los mapas de emisiones de HYSPLIT, en unidades (mass/m³). Entre mayor sea el transporte, mayor será la dilución del contaminante.

$$\text{Factor de dilución} = \left(\frac{X}{E} \right) \quad \text{Ec. 1}$$

$$X = \left(\frac{X}{E} \right) \cdot E \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

E: emisión (masa/tiempo)

X: Concentración (masa/volumen)

Tasa de emisión

En el inventario de emisiones se especifica la cantidad de contaminantes peligrosos del aire que son emitidos a la atmósfera. Para estimarlos, se utiliza la ecuación 3.

$$T = P_R \cdot EF \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

T: Tasa de emisión

P_R: Producción de energía eléctrica

EF: Factor de emisión. (Arellano Rivera, 2012)

Factor de emisión

La Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (EPA, 2023) reporta en las Tablas 1.4-1., -2, -3- y -4, de su AP 42, Quinta Edición, Volumen I Capítulo 3: Fuentes de combustión interna estacionarias, Subcapítulo 3.2 Motores alternativos alimentados con gas natural, los factores de emisión de contaminantes provenientes de combustión de gas natural. Ver Anexo I.

Partículas

Se define partícula a cualquier material disperso, sólido o líquido, en el cual sus partículas individuales son mayores que una molécula, pero menores a 500 μm . Entre las diferentes categorías de partículas suspendidas en el aire se encuentran aerosol, polvo, ceniza fina, niebla, vapores, neblina, humo y hollín.

Compuestos tóxicos

El término refiere a cualquier sustancia tóxica encontrada en el aire. Para propósitos de regulación, la Agencia de Protección Ambiental de EEUU se refiere a dos clases de contaminantes: los criterios y los tóxicos ambientales. Existen normas nacionales en México de contaminantes criterio pero no para los segundos. Los contaminantes criterios se liberan en grandes cantidades por una considerable variedad de fuentes y presentan un riesgo a la salud y bienestar humano en regiones amplias. Los tóxicos de aire incluyen aquellas sustancias emitidas al aire.

Contaminantes criterio

De todos los contaminantes posibles existe un conjunto de ellos que se emplean para calificar la calidad del aire. Los contaminantes criterio son seleccionados debido a que pueden provocar efectos a la salud.

Tabla 3.

Contaminantes criterio			
CAS	Contaminante criterio		Peso molecular (g/mol)
630-08-0	CO	Monóxido de carbono *	28.01
7439-92-1	Pb	Plomo	207.2
10102-44-0 10102-43-9	NO _x (NO ₂ y NO)	Óxidos de nitrógeno *	46.0055 30.01
10028-15-6	O ₃	Ozono	48.00
7782-99-2	SO ₂	Bióxido de azufre *	64.066
	PST/PM10 y PM2.5	Material particulado	

Nota: Fuente: García Reynoso, J. A. (2023). Protección Ambiental del aire. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Química. ISBN: 9786073059251

*: Contaminantes que se evalúan en este trabajo. ^a: SO₂ y SO₃ se refiere a SO_x (EPA. 2023). ^o: Las emisiones NO_x son principalmente NO, éste reacciona y forma el NO₂ que absorbe la luz.

Monóxido de carbono CO

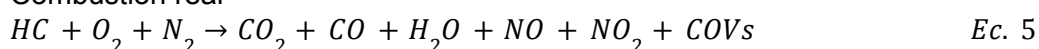
Es un compuesto gaseoso, inodoro e incoloro que es producto de la combustión incompleta de los combustibles.

En el proceso de combustión el combustible entra en contacto con el aire a altas temperaturas, idealmente se esperaría que solamente el oxígeno reaccionara con el combustible, aunque en la combustión real esto no sucede, ya que se generan compuestos adicionales como combustible no quemado (COV's), monóxido de carbono (CO) y óxidos de nitrógeno (NO₂, NO).

Combustión ideal



Combustión real

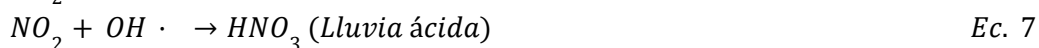


Óxidos de nitrógeno NO_x

NO + NO₂ se refieren como NO_x principalmente proviene de la combustión:

- NO_x térmico. Cuando el N₂ y el O₂ se calientan a altas temperaturas (>400°C)
- NO_x de combustible. Del nitrógeno contenido en el combustible.

Las emisiones de NO_x son principalmente NO, éste reacciona y forma el NO₂ que absorbe la luz.

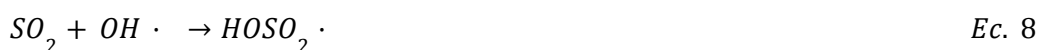


En emisiones de fuentes estacionarias su control consiste en reducir la temperatura de combustión y con combustibles con bajo nitrógeno. Altas temperaturas disminuyen el CO pero incrementan el NO_x.

Óxidos de azufre SO_x

SO_x se refiere a SO₂ y SO₃. El SO_x proviene principalmente de la combustión de combustibles con azufre, el 85 % del total de emisiones proviene de esta fuente. El contenido de azufre en los combustibles abarca el intervalo del 0.05 a 6% en combustibles líquidos y carbón. Cuando se queman se emite SO₂.

Los productos del SO₂ también son un problema:



el agua se adiciona rápidamente al SO₃



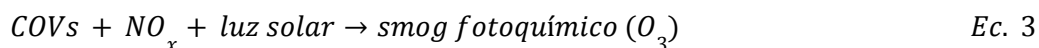
COT

La Secretaría de Economía (SE, 2010) a través de su norma NMX-AA-089/2-SCFI-2010 define a los compuestos orgánicos totales como todo aquel carbono presente en la materia orgánica que se disuelve o se suspende en el agua.

COV

Los compuestos orgánicos volátiles son sustancias químicas orgánicas cuya base es el carbono y se evaporan a temperatura y presión ambiente generando vapores, que pueden ser precursores del ozono en la atmósfera. (García Reynoso, 2016)

De todos los contaminantes que se han presentado, los compuestos orgánicos volátiles (COV) no son contaminantes criterio, pero se estudian muy de cerca por su rol en la producción de ozono:



Del impacto ambiental

Si bien, el alcance de este estudio se limita entre otras cosas a identificar las direcciones de las emisiones de la Central IV de C.C. con el propósito de evaluar si existe o no exposición a contaminantes y cuánta concentración llega a las localidades cercanas, es importante hacer hincapié de los riesgos que representa exponerse a estas partículas.

Las partículas representan un riesgo para la salud afectando los pulmones, incrementando la presión arterial, induciendo infartos, agravando el asma; reducen la visibilidad; aumentan la probabilidad de lluvia, la niebla y las nubes; reducen la radiación solar, con los cambios en la temperatura ambiental y en las tasas biológicas de crecimiento de plantas. (García Reynoso, 2023)

En ese marco, la capacidad de pronosticar las concentraciones ambientales de los contaminantes en áreas urbanas, con base en la dispersión de las fuentes en la región, es esencial si se desea cumplir las normas de calidad del aire y eludir los riesgos a la salud.

Oficialmente, la tecnología de Ciclo Combinado es considerada como tecnología de combustión de baja huella de carbono. A pesar de esto, la Central IV de C. C. emite partículas a la atmósfera desde la chimenea por efecto de la combustión.

En este trabajo se analizan las concentraciones de emisiones del CO, NO_x, SO_x, COT, COV, CO₂, CH₄ y N₂O a partir de los mapas de emisiones generados.

Del modelo

Estas emisiones de generación eléctrica pueden modificar la calidad del aire de forma regional por lo que se puede cuantificar su impacto ambiental mediante datos de emisiones y modelación de la dispersión de contaminantes. Estos modelos se generan a través de sistemas de cálculo numérico integrados en un software, diseñados para satisfacer predicciones atmosféricas.

(Instituto de Ciencias de la Atmósfera y Cambio Climático, 2017)

El sistema de cálculo de trayectorias de parcelas simples de aire, simulaciones complejas de transporte, dispersión y deposición de contaminantes, fue el **HYSPLIT model**.

HYSPLIT model

El modelo de trayectoria integrada lagrangiana híbrida de partícula única (HYSPLIT) del Laboratorio de Recursos del Aire (ARL) de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA) es un sistema completo para calcular trayectorias simples de parcelas aéreas, así como transporte complejo, simulaciones de dispersión, transformación química y deposición. (Draxler y Hess, 1998)

Se considera parcela a un volumen imaginario de aire usado para conceptualizar los cambios dinámicos y termodinámicos de la atmósfera.

Una de las aplicaciones de modelos más comunes es el análisis de trayectoria inversa para determinar el origen de masas de aire y establecer relaciones fuente-receptor (Fleming et al., 2012). HYSPLIT también se ha utilizado en una variedad de simulaciones que describen el transporte, la dispersión y la deposición atmosférica de contaminantes y materiales peligrosos.

El método de cálculo del modelo es un híbrido entre el enfoque lagrangiano, que utiliza un marco de referencia en movimiento para los cálculos de advección y difusión a medida que las trayectorias o parcelas de aire se mueven desde su ubicación inicial, y la metodología euleriana, que utiliza una cuadrícula tridimensional fija como un marco de referencia para calcular las concentraciones de contaminantes en el aire.

El modelo HYSPLIT ha evolucionado a lo largo de más de 30 años, desde la estimación de trayectorias únicas simplificadas basadas en observaciones de radiosondas hasta un sistema que representa múltiples contaminantes que interactúan, transportados, dispersos y depositados a escalas locales y globales. (Stein et al., 2015)

Limitaciones

La implementación de HYSPLIT para mapeo de emisiones no incorpora los efectos de las reacciones químicas, gases densos, subproductos de incendios, explosiones o reacciones químicas, terreno complejo, tasa de emisión variable, y, a menos que el usuario ingrese información adicional correcta, deposición y transporte de partículas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS (2)

- Carranco, M., del Ángel, R. M., Pompa, M., de Agüero, M. (2022). *Prontuario de citas y referencias según las normas del Manual para publicación de la Asociación de Psicología Americana (APA), séptima edición*. (CUAIEED), UNAM.
- Commission for Environmental Cooperation. (2023). *North American Power Plant Air Emissions*, 2005. <http://www.cec.org/north-american-environmental-atlas/north-american-power-plant-air-emissions-2005/>
- Global Energy Monitor. (2023). *Río Bravo IV (Valle Hermoso) Power Station*. [https://www.gem.wiki/R%C3%ADo_Bravo_IV_\(Valle_Hermoso\)_power_station](https://www.gem.wiki/R%C3%ADo_Bravo_IV_(Valle_Hermoso)_power_station)
- Comisión Federal de Electricidad [CFE]. (2021). *Informe anual 2001*. Gaceta del Senado de la República. https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/65/1/2022-05-11-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2021.pdf
- Arellano Rivera, A. (2012). *Evaluación de riesgos a la salud por tóxicos atmosféricos generados por la operación de una termoeléctrica de ciclo combinado*. [Tesis de licenciatura]. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Comisión Reguladora de Energía. (1998). *RECIBE INVERSIONISTA PRIVADO PERMISO PARA CONSTRUIR TERMOELÉCTRICA EN TAMAULIPAS*. Boletín de Prensa. <https://www.cre.gob.mx/documento/460.pdf>
- Secretaría de Energía (2017). *Metodología, criterios y términos para contratos legados*. https://web.archive.org/web/20240125102714/https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258363/ANEXO_D.pdf
- SESELEC. (2029). [Instalaciones] [Fotografía] Centrales Ciclo Combinado “Río Bravo II, III Y IV”. <https://seselec.com/wp-content/uploads/2018/12/rio-bravo-1.jpg>
- [Power plant profile] (2022). Power plant profile: *Rio Bravo IV (Valle Hermoso) Combined Cycle Power Plant, Mexico*. Power Technology. <https://www.power-technology.com/data-insights/power-plant-profile-río-bravo-iv-valle-hermoso-combined-cycle-power-plant-mexico/?cf-view>
- Comisión Federal de Electricidad [CFE]. (2001). *Manifestación de impacto ambiental Central Termoeléctricas 25 CC Río Bravo IV*. SEMARNAT. <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgiraDocs/documentos/tamp/estudios/2001/28TM2001E0017.pdf>
- Rubio Maya, C. R. M. [Dr.]. (2011). *Factores de conversión*. Facultad de Ingeniería Mecánica, U.M.S.N.H. <https://fim.umich.mx/teach/crubio/notas/conversiones.pdf>
- García, Garrido, Santiago (2012). *Fundamentos técnicos de los ciclos combinados: Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado*. Ediciones Díaz de Santos, 2012. ProQuest Ebook Central. ISBN: 9788499692173. <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bibliodgbps/detail.action?docID=3202404>
- Streefkerk, R. (2021). Guía de citas en el texto según el formato APA 7. Scribbr. <https://www.scribbr.es/normas-apa/citas-en-el-texto/>

- García, J. A. (2023). *Protección Ambiental del aire*. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Química. ISBN: 9786073059251
- Stein, A.F., Draxler, R.R., Rolph, G.D., Stunder, B.J.B., Cohen, M.D., and Ngan, F., (2015). *NOAA's HYSPLIT atmospheric transport and dispersion modeling system*, Bull. Amer. Meteor. Soc., 96, 2059-2077, <http://dx.doi.org/10.1175/BAMS-D-14-00110.1>
- Draxler, R. R., y G. D. Hess. (1998). *An overview of the HYSPLIT_4 modeling system for trajectories, dispersion, and deposition*. Aust. Meteor. Mag., 47, 295–308.
- Fleming, Z. L., P. S. Monks, and A. J. Manning, 2012: *Review: Untangling the influence of air-mass history in interpreting observed atmospheric composition*. Atmos. Res., 104–105, 1–39, doi:10.1016/j.atmosres.2011.09.009.
- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. (2021). *NOM-085-SEMARNAT-2011. Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y medición*. Diario Oficial de la Federación. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/134768/29.-_NORMA_OFICIAL_MEXICANA_NOM-085-SEMARNAT-2011.pdf
- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. (2010). *NMX-AA-089/2-SCFI-2010. Protección al ambiente - Calidad del agua*. Diario Oficial de la Federación. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/134768/29.-_NORMA_OFICIAL_MEXICANA_NOM-085-SEMARNAT-2011.pdf
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático [INECC] (2010). *Actualización del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990 - 2010*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/167850/Energia_y_procesos_industriales.pdf
- United States Environmental Protection Agency [EPA]. (2000). *EMISSION FACTORS*. https://www.epa.gov/sites/default/files/2020-09/documents/1.4_natural_gas_combustion.pdf
- Agencia para sustancias tóxicas y riesgo de enfermedades [ATSDR]. (2019) *Exposición total al arsénico: Estudio de un caso práctico - Conversión de unidades* | ATSDR. (s. f.). http://www.atsdr.cdc.gov/es/training/arsenico/conversion_unidades.html
- C. Lon Enloe, Elizabeth Garnett, Jonathan Miles, Physical Science: What the Technology Professional Needs to Know (2000), p. 47.
- Air Resources Laboratory, NOAA's Office of Atmospheric Research, National Oceanic and Atmospheric Administration. *Run HYSPLIT Dispersion model*. (s. f.). <https://www.ready.noaa.gov/hypub-bin/dispasrc.pl>
- Comisión Federal de Electricidad Subdirección de construcción Coordinación de Proyectos Termoeléctricos. (2001). *Manifestación del impacto ambiental modalidad particular Central Termoeléctrica 25 CC Río Bravo IV. SEMARNAT*. <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgiraDocs/documentos/tamp/estudios/2001/28TM2001E0017.pdf>
- Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (EPA) (s. f.) *Emission factors of natural gas combustion*. https://www.epa.gov/sites/default/files/2020-09/documents/1.4_natural_gas_combustion.pdf

ANEXO

Table 1.4-1. EMISSION FACTORS FOR NITROGEN OXIDES (NO_x) AND CARBON MONOXIDE (CO)
FROM NATURAL GAS COMBUSTION^a

Combustor Type (MMBtu/hr Heat Input) [SCC]	NO _x ^b		CO	
	Emission Factor (lb/10 ⁶ scf)	Emission Factor Rating	Emission Factor (lb/10 ⁶ scf)	Emission Factor Rating
Large Wall-Fired Boilers (>100) [1-01-006-01, 1-02-006-01, 1-03-006-01]				
Uncontrolled (Pre-NSPS) ^c	280	A	84	B
Uncontrolled (Post-NSPS) ^c	190	A	84	B
Controlled - Low NO _x burners	140	A	84	B
Controlled - Flue gas recirculation	100	D	84	B
Small Boilers (<100) [1-01-006-02, 1-02-006-02, 1-03-006-02, 1-03-006-03]				
Uncontrolled	100	B	84	B
Controlled - Low NO _x burners	50	D	84	B
Controlled - Low NO _x burners/Flue gas recirculation	32	C	84	B
Tangential-Fired Boilers (All Sizes) [1-01-006-04]				
Uncontrolled	170	A	24	C
Controlled - Flue gas recirculation	76	D	98	D
Residential Furnaces (<0.3) [No SCC]				
Uncontrolled	94	B	40	B

^a Reference 11. Units are in pounds of pollutant per million standard cubic feet of natural gas fired. To convert from lb/10⁶ scf to kg/10⁶ m³, multiply by 16. Emission factors are based on an average natural gas higher heating value of 1,020 Btu/scf. To convert from lb/10⁶ scf to lb/MMBtu, divide by 1,020. The emission factors in this table may be converted to other natural gas heating values by multiplying the given emission factor by the ratio of the specified heating value to this average heating value. SCC = Source Classification Code. ND = no data. NA = not applicable.

^b Expressed as NO₂. For large and small wall fired boilers with SNCR control, apply a 24 percent reduction to the appropriate NO_x emission factor. For tangential-fired boilers with SNCR control, apply a 13 percent reduction to the appropriate NO_x emission factor.

^c NSPS=New Source Performance Standard as defined in 40 CFR 60 Subparts D and Db. Post-NSPS units are boilers with greater than 250 MMBtu/hr of heat input that commenced construction modification, or reconstruction after August 17, 1971, and units with heat input capacities between 100 and 250 MMBtu/hr that commenced construction modification, or reconstruction after June 19, 1984.

TABLE 1.4-2. EMISSION FACTORS FOR CRITERIA POLLUTANTS AND GREENHOUSE GASES FROM NATURAL GAS COMBUSTION^a

Pollutant	Emission Factor (lb/10 ⁶ scf)	Emission Factor Rating
CO ₂ ^b	120,000	A
Lead	0.0005	D
N ₂ O (Uncontrolled)	2.2	E
N ₂ O (Controlled-low-NO _x burner)	0.64	E
PM (Total) ^c	7.6	D
PM (Condensable) ^c	5.7	D
PM (Filterable) ^c	1.9	B
SO ₂ ^d	0.6	A
TOC	11	B
Methane	2.3	B
VOC	5.5	C

^a Reference 11. Units are in pounds of pollutant per million standard cubic feet of natural gas fired. Data are for all natural gas combustion sources. To convert from lb/10⁶ scf to kg/10⁶ m³, multiply by 16. To convert from lb/10⁶ scf to lb/MMBtu, divide by 1,020. The emission factors in this table may be converted to other natural gas heating values by multiplying the given emission factor by the ratio of the specified heating value to this average heating value. TOC = Total Organic Compounds.

VOC = Volatile Organic Compounds.

^b Based on approximately 100% conversion of fuel carbon to CO₂. CO₂[lb/10⁶ scf] = (3.67) (CON) (C)(D), where CON = fractional conversion of fuel carbon to CO₂, C = carbon content of fuel by weight (0.76), and D = density of fuel, 4.2x10⁴ lb/10⁶ scf.

^c All PM (total, condensable, and filterable) is assumed to be less than 1.0 micrometer in diameter. Therefore, the PM emission factors presented here may be used to estimate PM₁₀, PM_{2.5} or PM₁ emissions. Total PM is the sum of the filterable PM and condensable PM. Condensable PM is the particulate matter collected using EPA Method 202 (or equivalent). Filterable PM is the particulate matter collected on, or prior to, the filter of an EPA Method 5 (or equivalent) sampling train.

^d Based on 100% conversion of fuel sulfur to SO₂.

Assumes sulfur content is natural gas of 2,000 grains/10⁶ scf. The SO₂ emission factor in this table can be converted to other natural gas sulfur contents by multiplying the SO₂ emission factor by the ratio of the site-specific sulfur content (grains/10⁶ scf) to 2,000 grains/10⁶ scf.