

Proyecto Fin de Carrera

Ingeniería de las tecnologías industriales

Emisiones contaminantes en turbinas de gas: formación, control y legislación

Autor: D. Juan Carlos Martín Rodrigo

Tutor: D. Gonzalo Sánchez Martínez

D. Tomás Manuel Sánchez Lencero

Dpto. Ingeniería energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



o

Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de las tecnologías industriales

Emisiones contaminantes en turbinas de gas: formación, control y legislación

Autor:

D. Juan Carlos Martín Rodrigo

Tutor:

D. Gonzalo Sánchez Martínez

D. Tomás Manuel Sánchez Lencero

Dpto. de Ingeniería energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Proyecto Fin de Carrera: Emisiones contaminantes en turbinas de gas: formación, control y legislación

Autor: D. Juan Carlos Martín Rodrigo

Tutor: D. Gonzalo Sanchez Martínez
D. Tomás Manuel Sanchez Lencero

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis amigos

Agradecimientos

En una situación tan compleja, como en la que nos encontramos, inmerso en una pandemia que puede marcar un antes y un después en el mundo que conocemos; querría agradecer a ciertas personas que considero fundamental para poder desarrollar dicho trabajo:

En primer lugar, a mis padres, por soportar mis estados anímicos, por ofrecerme todo lo que necesito en cada momento y permitirme afianzarme unos estudios y una serie de metas en mi vida.

Al mismo tiempo, es imprescindible agradecer la labor de mis amigos, con los cuales no he podido disfrutar todo el tiempo que hubiese deseado. Sin embargo, no por ello han dejado de ser un pilar fundamental en mi vida y en el desarrollo de mi carrera universitaria.

Y por último, y no menos importante, no podría olvidarme de mis compañeros de equipo, quienes han sido una vía de escape y desahogo para todos mis problemas del día a día. Por ellos, y por todos los que quedan sin nombrar, no me permitiré dejar de perseguir mis objetivos.

Juan Carlos Martín Rodrigo

Sevilla, 2020

Resumen

Con el paso de los años, las turbinas de gas han tenido una gran evolución tanto en sus materiales como en sus diseños para alcanzar temperaturas de combustión superiores y como consecuencia presentar una mayor eficiencia. Sin embargo, esto ha provocado un aumento de la contaminación atmosférica. Por consiguiente, en este proyecto se va a realizar un estudio acerca de las emisiones producidas en las turbinas de gas. Para abordar este tema, el proyecto ayuda al lector a conocer en primera instancia, la evolución histórica de las turbinas de gas, algunos de los tipos de materiales que se han ido desarrollando, el crecimiento en la eficiencia y una breve introducción de dichas máquinas. Posteriormente, se analizarán los principales mecanismos de formación de las emisiones en las turbinas de gas, así como las técnicas de control que se han empleado para la eliminación de dichas emisiones. Por último, se va a recopilar información acerca de la reglamentación existente en la actualidad en turbinas de gas tanto para las industriales como para las utilizadas en motores de aviación. Nos centraremos en las políticas regulatorias y las legislaciones establecidas en Estados Unidos, Europa y Japón.

Abstract

Over the years, gas turbines have had a great evolution in both their materials and their designs to reach higher combustion temperatures and as a result present a greater efficiency. However, this has led to an increase in air pollution. A study on emissions from gas turbines will therefore be carried out in this project. To address this issue, the project helps the reader to learn in the first instance, the historical evolution of gas turbines, some of the types of materials that have been developed, the growth in efficiency and a brief introduction of such machines. Subsequently, the main mechanisms for emission formation in gas turbines will be analysed, as well as the control techniques that have been used for the elimination of these emissions. Finally, information is to be gathered on existing regulations in gas turbines for both industrial and aviation engines. We will focus on regulatory policies and legislation in the United States, Europe, and Japan.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvi
Índice de Figuras	xviii
Notación	xx
1 Estructura del proyecto	1
2 Evolución de las turbinas de gas	2
3 Introducción a las turbinas de gas	8
3.1 <i>Ventajas e inconvenientes de las turbinas de gas</i>	9
3.2 <i>Principio de funcionamiento</i>	9
3.3 <i>Principales elementos de una turbina de gas</i>	10
4 Mecanismos de formación de las emisiones de las turbinas de gas	13
4.1 <i>Óxidos de nitrógeno</i>	14
4.1.1 Formación del NO _x térmico	14
4.1.2 Formación del NO _x del combustible	17
4.1.3 Formación del NO _x súbito	18
4.1.4 Formación del NO ₂	18
4.1.5 Formación del N ₂ O	19
4.2 <i>Monóxido de carbono</i>	20
4.2.1 Influencia de la relación de equivalencia	21
4.2.2 Influencia de la presión	22
4.2.3 Influencia de la temperatura ambiente	22
4.2.4 Influencia del aire de refrigeración	22
4.2.5 Influencia de la atomización del combustible	23
4.3 <i>Óxidos de azufre</i>	23
4.4 <i>Hidrocarburos quemados</i>	23
4.5 <i>Humos</i>	24
4.5.1 Influencia de la presión	24
4.5.2 Influencia del tipo de combustible	25
4.5.3 Influencia de la pulverización del combustible	25
5 Técnicas de control de las emisiones de NO_x	26
5.1 <i>Medidas primarias para la reducción de emisiones de NO_x</i>	26
5.1.1 Controles por la vía húmeda	26
5.1.2 Humidificación en cascada	32
5.1.3 Controles asociados al proceso de combustión	33
5.1.4 Quemadores catalíticos	42

5.2	<i>Medidas secundarias para la reducción de emisiones de NO_x</i>	43
5.2.1	Reducción catalítica selectiva	43
5.2.2	Efecto producido al añadir un quemador al HRSG	47
5.2.3	Reducción selectiva no catalítica	48
6	Legislación y reglamentación	50
6.1	Turbinas de gas de aviación	51
6.1.1	Marco regulatorio mundial de las aeronaves	51
6.1.2	Políticas nacionales y locales de emisiones	54
6.2	Turbinas de gas industrial	55
6.3	Estados Unidos	56
6.4	Japón y/o sudeste asiático	61
	Referencias	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Emisiones del escape de una Turbina de Gas	13
Tabla 2: Tabla de las normas nacionales de la calidad del aire ambiente (NAAQS)	50
Tabla 3: Distribución típica de las cantidades totales de masa de emisiones generadas durante el vuelo de una aeronave equipada con motores modernos	53

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Eolípila	2
Ilustración 2: Patente de John Barber	2
Ilustración 3: Turbina de gas de explosión de Holzwarth	3
Ilustración 4: Aeronave HE 178	4
Ilustración 5: Turbina de gas con regulador de frecuencia de Brown Boveri (Ciudad de Arau, Suiza)	4
Ilustración 6: Turborreactor W1	5
Ilustración 7: Primera turbina de gas aeroderivada FT4/GG4	5
Ilustración 8: Capacidad térmica de las turbinas de gas en base a la utilización de algunos materiales	6
Ilustración 9: Evolución del producto Mitsubishi en términos de Temperatura de entrada en la turbina y eficiencia térmica	7
Ilustración 10: Microturbina de gas HTG-200GF	8
Ilustración 11: Turbina de gas 9HA General Electric	8
Ilustración 12: Ciclo Brayton simple de las turbinas de gas	10
Ilustración 13: Principio de funcionamiento de una turbina de gas	10
Ilustración 14: Elementos principales de una turbina de gas	12
Ilustración 15: Formación de NO en función del tiempo y la temperatura a 1 MPa	15
Ilustración 16: Dependencia del NO _x con la temperatura de llama en combustibles líquidos y gaseosos	15
Ilustración 17: Influencia de la temperatura del aire en la formación de NO _x	16
Ilustración 18: Efecto del tiempo de residencia sobre los NO _x en un sistema premezclado de aire combustible	16
Ilustración 19: Magnitud de la conversión del nitrógeno del combustible a NO	17
Ilustración 20: Constante de equilibrio de la formación de NO y NO ₂ en función de la temperatura	19
Ilustración 21: Mecanismos de formación de los óxidos de nitrógeno	20
Ilustración 22: Emisiones de monóxido de carbono en turbinas de gas	21
Ilustración 23: Variación de las emisiones de CO en función de la relación de equivalencia para tres valores diferentes de presión del aire de admisión	22
Ilustración 24: Emisiones de HC para MS7001EA	24
Ilustración 25: Tendencia a formar hollín en función del punto de humeo	25
Ilustración 26: Ciclo evaporativo-regenerativo con inyección de agua	27
Ilustración 27: Aplicabilidad de la vía húmeda con inyección de vapor	28
Ilustración 28: Reducción de la emisión de NO _x con inyección de agua o vapor para gas natural	28
Ilustración 29: Reducción de la emisión de NO _x con inyección de agua o vapor para gas-oil	29

Ilustración 30: Comparación del requerimiento de la relación agua-vapor/combustible para emulsión o inyección de agua convencional	30
Ilustración 31: Nivel de emisiones de hidrocarburos inquemados con respecto a la relación agua-combustible	31
Ilustración 32: Turbina de gas con humidificación en cascada	32
Ilustración 33: Emisiones de óxidos de nitrógeno frente a la temperatura de combustión de la turbina para combustión con y sin una zona primaria magra	35
Ilustración 34: Sección transversal de un combustor can-anular premezclado magro	36
Ilustración 35: Sección transversal del diseño de combustión anular premezclado magro	36
Ilustración 36: Quemador de bajo NO _x para un quemador de silo	37
Ilustración 37: Emisiones de NO _x y CO para combustión pobre con premezcla y utilizando gas natural	38
Ilustración 38: Emisiones de NO _x y CO para combustión pobre con premezcla y utilizando combustibles líquidos	39
Ilustración 39: Combustión en dos etapas rica/pobre	40
Ilustración 40: Emisiones de óxidos de nitrógeno frente a la relación de equivalencia de la zona primaria de una combustión en dos etapas rica/pobre	41
Ilustración 41: Efectos del contenido de nitrógeno del combustible sobre las emisiones de NO _x para una combustión en dos etapas rica/pobre	41
Ilustración 42: Sistema tradicional de combustión catalítica	42
Ilustración 43: Quemador de conducto suplementario para aplicaciones de escape de turbina de gas	47
Ilustración 44: Quemador de conducto que incorpora características de diseño para reducir el NO _x	48
Ilustración 45: Procedimiento de certificación de emisiones de la ICAO en el ciclo LTO	51
Ilustración 46: Límite de humo en función del empuje nominal del motor	53
Ilustración 47: Mejores técnicas disponibles (MTD) para la reducción de emisiones de NO _x y CO en instalaciones de turbinas de gas	55
Ilustración 48: Normas nacionales de calidad del aire ambiente	56
Ilustración 49: Reducción de las emisiones nacionales de contaminantes atmosféricos	58
Ilustración 50: Límites de contaminantes atmosféricos para países europeos en 2005	59
Ilustración 51: Variación de las emisiones de gases de efecto invernadero en España respecto al año base 1990	61

Notación

BACT	Mejor Tecnología de Control Disponible
BAT	Mejor Tecnología Disponible
CAA	Ley de Calidad del Aire
CAN	Comisión de Ruido de las Aeronaves
CAEE	Comisión de Emisiones de los Motores de los Aviones
CCUS	Captura, uso y almacenamiento de carbono
CEAP	Comité sobre la Protección del Medioambiente y la Aviación
CAN	Comisión de Ruido de las Aeronaves
CEQ	Consejo de Calidad Ambiental
CO	Monóxido de carbono
EASA	Agencia Europea de Seguridad Aérea
EIS	Sistema de inventario de emisiones
EPA	Administración federal de Aviación
ETS	Comisión de Derechos de Emisión de la Unión Europea
FAA	Agencia de Protección Ambiental
FUA	Ley de Utilización del Combustible Industrial
HC	Hidrocarburos inquemados
HRSG	Caldera de recuperación de calor
ICAO	Organización de Aviación Civil Internacional
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
LAER	Normas de Menor Tasa de Emisión Factible
LCPD	Directiva sobre grandes instalaciones de combustión
LTO	Ciclo del aterrizaje
MACT	Tecnología de control máximo disponible
MTD	Mejores Técnicas Disponibles
NAAQS	Normas nacionales de calidad del aire ambiente
NEPA	Ley de Política Ambiental Nacional de los Estados Unidos
NH ₃	Amoniaco
NSPS	Normas de control de la contaminación
OMS	Organización Mundial de la Salud de las Naciones Unidas
RCDE	Comisión de Derechos de Emisión de la Unión Europea
SCR	Reducción catalítica selectiva
SM	Smoke number
UE	Unión Europea

1 ESTRUCTURA DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto de fin de carrera es el estudio de las emisiones producidas en las turbinas de gas, las diferentes técnicas de control para reducir dichas emisiones, así como las políticas regulatorias que han limitado los principales contaminantes atmosféricos en las últimas décadas. El trabajo se estructura en cuatro bloques:

El primer bloque ayuda al lector a conocer la evolución histórica de las turbinas de gas, algunos de los tipos de materiales que se han ido desarrollando y el crecimiento en la eficiencia de dichas máquinas. En este bloque también se establece una introducción breve de las turbinas de gas, sus ventajas e inconvenientes, el principio de funcionamiento, así como los diferentes componentes que constituyen estas máquinas.

El segundo bloque trata sobre los principales mecanismos de formación de emisiones en las turbinas de gas y los parámetros que favorecen dicha formación. Estas emisiones hacen referencia a los contaminantes atmosféricos, los cuales influyen considerablemente en el cambio climático.

El tercer bloque estudia las técnicas de control empleadas en las turbinas de gas para reducir las emisiones, ya sean controles asociados al proceso de combustión o postcombustión. Este tema es de especial importancia ya que la mayor parte de los avances que se están llevando a cabo en la actualidad están basados en la reducción de los niveles de dichas emisiones en los nuevos modelos que están en desarrollo mediante diversas técnicas de control.

El cuarto y último bloque trata sobre las políticas regulatorias y legislaciones que se han ido desarrollando en el ámbito internacional para regular las emisiones de las turbinas de gas. Dentro de este bloque, se realizará una distinción entre las turbinas de gas industriales y las empleadas en motores de aviación. También se analizará las diversas políticas ambientales de Estados Unidos, la Unión Europea y Japón, así como la actualidad de cada una de ellas.

2 EVOLUCIÓN DE LAS TURBINAS DE GAS

La primera referencia al fenómeno en el cual se basa la turbina data del año 150 a.C. de la mano del filósofo egipcio Herón de Alejandría, quien inventó la eolípila. Fue considerada la primera máquina térmica de la historia y su principio estaba basado en la ley de acción y reacción, la cual no fue formulada como tal hasta muchos siglos más tarde por Isaac Newton. Dicho invento estaría clasificado hoy en día como una turbina de reacción pura, pero en aquel entonces no fue más que un juguete con el cual entretener a los niños de la época.



Ilustración 1: Eolípila (Fuente: (*Grandes Inventores - Museo Virtual - Oficina Española de Patentes y Marcas, n.d.*))

La primera patente para una turbina de gas fue otorgada en 1791 a un inglés llamado John Barber. Incorporaba gran parte de los elementos de una turbina de gas moderna y fue implementada para impulsar un “carro sin caballos”. El diseño de Barber incluía un compresor de gas alternativo accionado por cadena, una cámara de combustión y una turbina. Dada la escasa tecnología de la época, esta máquina no fue exitosa, pero ha sido útil para la creación de modelos posteriores.

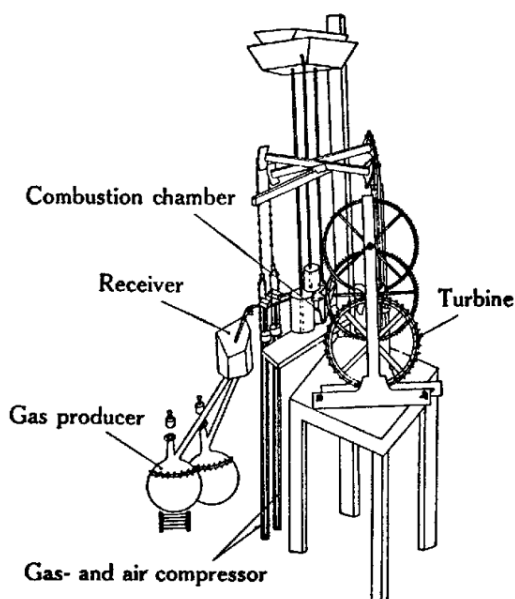


Ilustración 2: Patente de John Barber (Fuente: (*Meher-Homji, 2000*))

El primer acercamiento a la concepción moderna de las turbinas de gas fue el descrito en una patente expedida a Franz Stolze en 1872. La disposición del modelo de Stolze consistía en un compresor de aire de flujo axial de varias etapas acoplado directamente a una turbina de expansión de múltiples etapas y un intercambiador de calor que empleaba los gases de combustión de la turbina para aumentar la temperatura del aire a la entrada de la cámara de combustión. Dicho modelo fue probado en 1900 y 1904, pero la unidad no tuvo éxito debido al bajo rendimiento tanto del compresor como de la turbina, ya que los materiales disponibles en esa época no soportaban altas temperaturas ni tampoco altas relaciones de compresión.

La primera turbina de gas con operación sostenida fue construida por el ingeniero noruego Aegidius Elling y fue demostrado en 1903. Esta turbina producía una potencia neta de 8 kW con una temperatura de entrada de 400°C. Uno de sus mayores obstáculos fue encontrar materiales que resistieran las altas temperaturas desarrolladas en la turbina para conseguir la energía necesaria.

Varias centrales experimentales de turbinas de gas fueron construidas en Francia de 1903 a 1906 de la mano de Rene Armengaud y Charles Lemale. Estas centrales presentaban un ciclo similar al de una central moderna de turbina de gas, pero empleaba un compresor centrífugo multietapa. Fue probablemente la primera planta de energía de turbina de gas para producir trabajo útil, pero, debido a las limitaciones de materiales, la temperatura de los gases que entraban en dichas turbinas estaba limitada a 554°C y la eficiencia térmica no superó el 3 por ciento.

Hans Holzwarth desarrolló en 1906 la turbina de gas de explosión. Dicho modelo funcionaba sin compresor y la combustión tenía lugar cíclicamente, como en un motor Otto, en una cámara de combustión cerrada por válvulas. Este diseño fue la primera turbina de gas a gran escala del mundo.

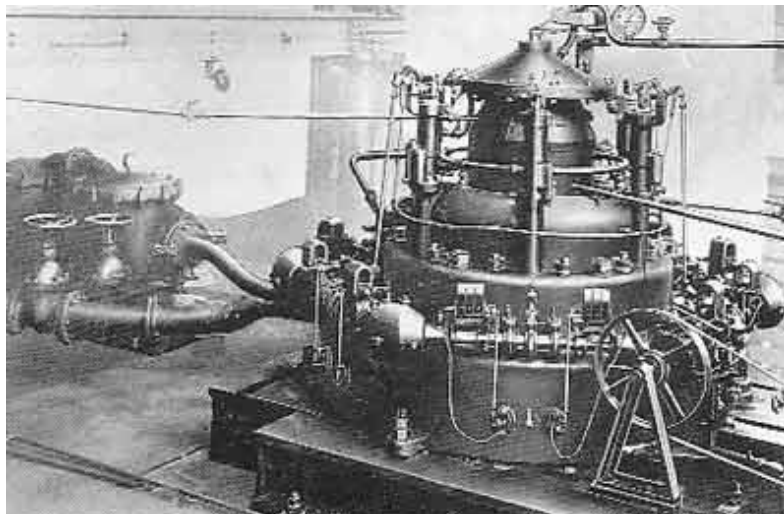


Ilustración 3: Turbina de gas de explosión de Holzwarth (Fuente: *(File:Holzwarth gasturbine prototype.jpg - Wikimedia Commons, n.d.)*)

A lo largo de la primera mitad del siglo XX el desarrollo de la turbina de gas se vio obstaculizado principalmente por la capacidad de fabricación y la disponibilidad de materiales resistentes a altas temperaturas para su uso en compresores, turbinas y componentes de combustión. Como resultado de estas limitaciones, las relaciones de presión del compresor, las temperaturas de entrada a la turbina y las eficiencias eran bajas. Para superar los límites de temperatura de la turbina, se utilizó ampliamente la inyección de vapor y agua para enfriar el combustor y los materiales de la turbina.

Fue en 1926 cuando Alan Arnold Griffith estableció los principios básicos de su teoría sobre el perfil aerodinámico para el diseño de compresores y turbinas. Dicha teoría se convirtió en un importante hito en el desarrollo de las turbinas de gas y trajo consigo el desarrollo de los primeros turbocompresores axiales de rendimiento aceptable.

Hasta 1937 todos los desarrollos de turbinas de gas tenían una finalidad industrial, y no conseguían competir con los motores alternativos ya que el máximo rendimiento al cual podían optar era en torno a un 20 por ciento. Sin embargo, sus características de bajo peso y pequeño volumen permitieron el desarrollo de turbinas de gas para uso aeronáutico antes del inicio de la segunda guerra mundial. En 1930, Frank Whittle patentó en Gran Bretaña el diseño de una turbina de gas centrífuga para la propulsión de aviones a velocidades y altitudes que no podían lograrse con motores de pistón. Su patente fue estudiada en Alemania por el doctor Hans Von Ohain, quién inventó un turboreactor en 1936 con las mismas características que Whittle, pero empleando una turbina radial. Este último diseño fue aprovechado por el fabricante de aviones Ernst Heinkel, empresa privada que desarrolló el primer motor de reacción de un avión, el cual voló por primera vez en 1939 en un HE 178. Con este modelo se llegó a alcanzar una velocidad máxima de 650 km/h. No obstante, se produjeron nuevos problemas aerodinámicos por lo cual no tuvo tanto éxito.

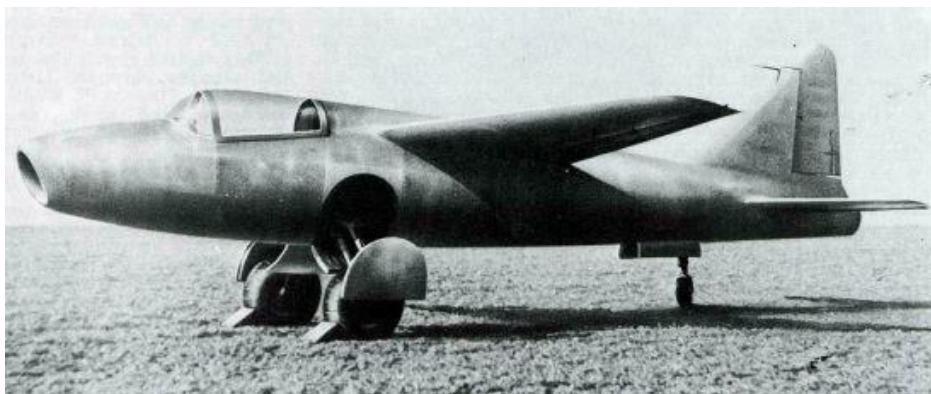


Ilustración 4: Aeronave HE 178 (Fuente: (*Heinkel He 178 [Avión a Reacción Experimental] - La Segunda Guerra*, n.d.))

En el último trimestre de 1939, Alemania desarrolló el turboreactor axial 004 mediante la compañía Junkers Airplane, el turboreactor axial 003 mediante la compañía Bramo y 001 y 006 a través de Ernst Heinkel. Desde la Segunda Guerra Mundial, las mejoras realizadas en la industria de motores de turbina de gas se han transferido a la turbina de gas estacionaria. Se realizaron varios cambios en el diseño de turbinas radiales y axiales, en el diseño de las cámaras de combustión de flujo directo e inverso, así como en el compresor axial. Brown Boveri instaló la primera turbina de gas industrial en una central eléctrica de Suiza como unidad de generación de energía eléctrica. Dicha central contaba con una potencia de 4 MW, una eficiencia de 17,4 por ciento, una temperatura de entrada en la turbina en torno a 550°C, así como una velocidad de 3000 rpm.

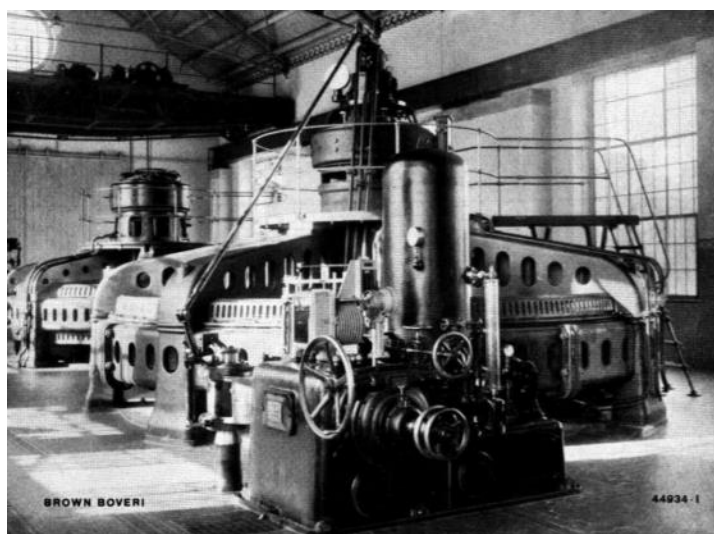


Ilustración 5: Turbina de gas con regulador de frecuencia de Brown Boveri (Ciudad de Arau, Suiza)
(Fuente: (*Transformer & Bay*, 1945))

El uso masivo del motor de reacción unido a los nuevos conocimientos de aerodinámica permitió el desarrollo de turbomáquinas con alto rendimiento. En 1941, la compañía Power Jets fabrica el turborreactor W1 con compresor axial, el cual se utilizó en el avión Gloucester F38/39. Por otro lado, Rolls Royce desarrolló el turborreactor W2B, conocido como Welland y utilizado en el vuelo del Meteor. La compañía Metropolitan Vickers estableció el turborreactor F-2. En estados unidos, se logró el primer vuelo en 1942 con la aeronave Bell P-59A.

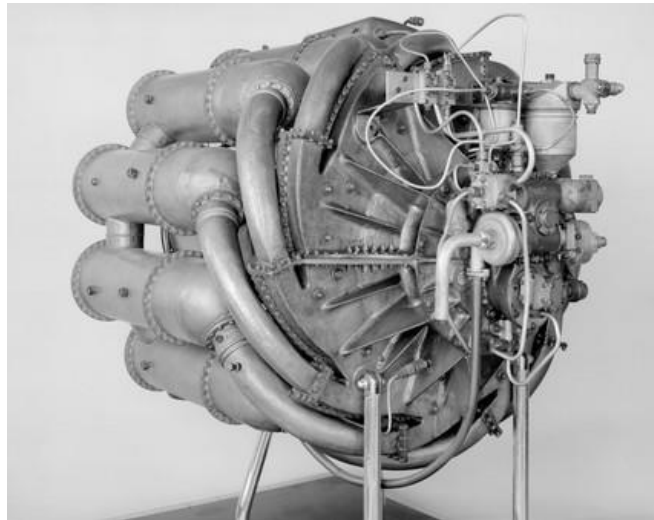


Ilustración 6: Turborreactor W1 (Fuente: (*Whittle W1 Jet Propulsion Engine, 1941. 3/4 at Science and Society Picture Library, n.d.*))

A partir de los años 60 el uso del reactor se generalizó y se instaló la primera turbina de gas aeroderivada de la mano de la compañía Pratt y Whitney. En la década de los 70, se produjo una innovación tecnológica en el campo de los materiales, con el desarrollo de nuevas aleaciones monocristal y recubrimientos cerámicos, así como un profundo estudio sobre la refrigeración de los álabes. Esto permitió alcanzar temperaturas más altas en la cámara de combustión y en los primeros álabes de la turbina. Como resultado de estas mejoras, prácticamente toda la aviación de gran potencia fue impulsada por turbinas de gas obteniéndose rendimientos bastantes aceptables.

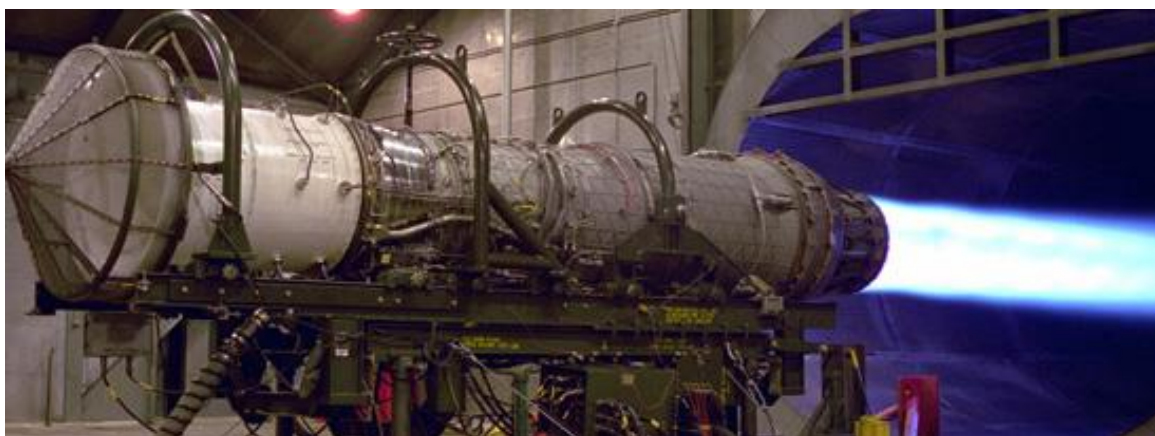


Ilustración 7: Primera turbina de gas aeroderivada FT4/GG4 (Fuente: (*Pratt & Whitney FT4 / GG4 | EthosEnergy, n.d.*))

No obstante, como consecuencia del aumento de la temperatura en la cámara de combustión, se incrementó el nivel de emisiones contaminantes. Por esta razón, a principios de la década de los 70, el gobierno estableció reglamentos para regular las emisiones y el ruido. Los primeros controles se basaron en las emisiones de NO_x .

Debido a los niveles relativamente bajos de reducción de NO_x requeridos para esa época, se encontró que la inyección de agua o vapor en la zona de combustión produciría la reducción deseada del nivel de emisiones de óxidos de nitrógeno con un impacto perjudicial mínimo para el rendimiento del ciclo de la turbina de gas. Además, al reducir la cantidad de NO_x , las otras emisiones de escape en general no se vieron afectadas. General Electric ha suministrado sistemas de inyección de agua o vapor en sus aplicaciones desde 1973.

Los fabricantes de turbinas de gas continuaron desarrollando materiales que resistiesen temperaturas de combustión cada vez más altas para obtener elevadas potencias. Sin embargo, esto aumentó los requisitos de reducción de las emisiones de NO_x durante la década de 1980. La necesidad de incrementar la inyección de agua o vapor para resolver estos problemas causó efectos perjudiciales en el rendimiento del ciclo de la turbina. Además, las otras emisiones de escape, que hasta el momento no se habían modificado, comenzaron a elevarse hasta niveles preocupantes. Por consiguiente, se han desarrollado métodos de control de emisiones alternativos como los combustores secos de bajo NO_x introducidos en 1990, así como los quemadores catalíticos.

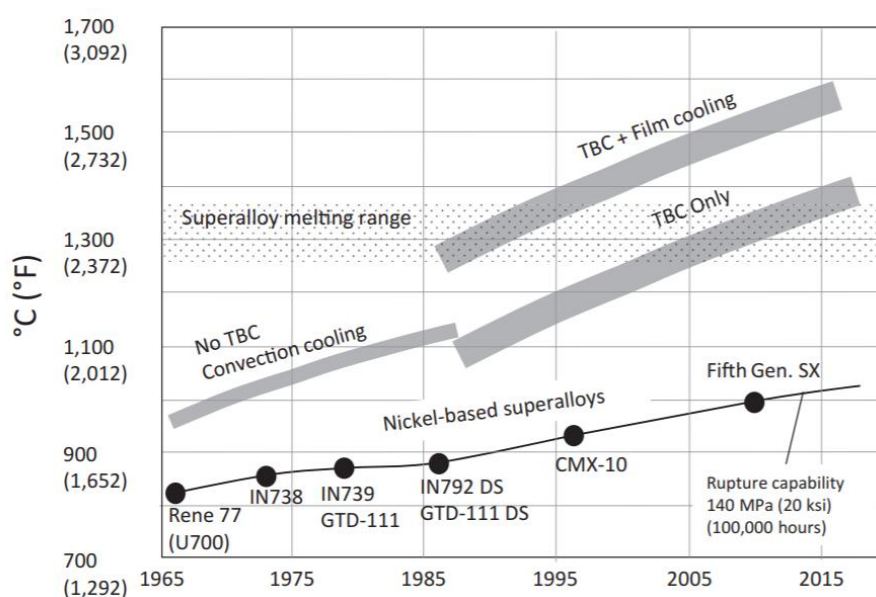


Ilustración 8: Capacidad térmica de las turbinas de gas en base a la utilización de algunos materiales (Fuente: (Gülen, 2019))

Otro parámetro importante en el desarrollo de las turbinas de gas fue la relación de presión del compresor. En 1900 los modelos solo alcanzaban una relación en torno a 2,5:1 pero su evolución fue bastante significativa con el paso de los años. En 1940 se pasó a 5:1, en 1960 a 15:1 y actualmente se alcanzan valores cercanos a 40:1.

La innovación más reciente del ámbito de las turbinas de gas ha sido generada por Mitsubishi Heavy Industries en el año 2011, una empresa japonesa que originó la primera turbina de gas con una eficiencia superior al 64% y con una temperatura de entrada a la turbina en torno a 1600°C. Dicho modelo se trata del M501J y en la siguiente ilustración se puede observar una evolución de los últimos 50 años de los modelos de Mitsubishi en función del rendimiento y de la temperatura de entrada en la turbina.

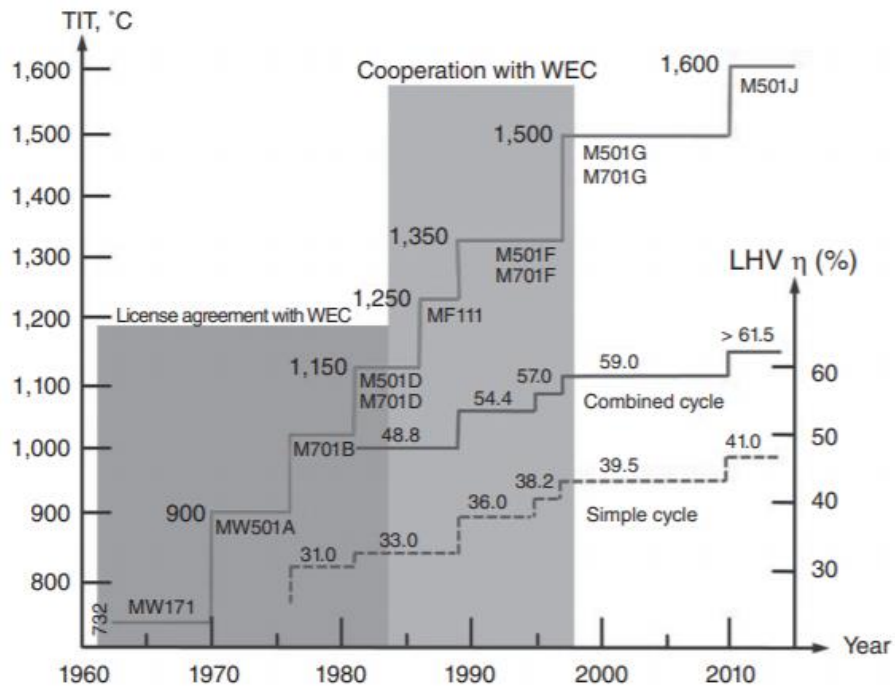


Ilustración 9: Evolución del producto Mitsubishi en términos de Temperatura de entrada en la turbina y eficiencia térmica (Fuente: (Gülen, 2019))

3 INTRODUCCIÓN A LAS TURBINAS DE GAS

Las turbinas de gas son turbomáquinas motoras que emplean un gas como fluido de trabajo. Debido a que los fenómenos de compresibilidad de dichos gases no son despreciables, se pueden considerar turbomáquinas térmicas. En consecuencia, pertenecen al grupo de máquinas térmicas generadoras.

La franja de operación de las turbinas de gas es muy extensa, puesto que incluye desde pequeñas potencias (30 kW) para microturbinas, hasta 500 MW para los últimos desarrollos.

Las microturbinas son utilizadas en muchos sectores del ámbito energético como sistemas de microgeneración, vehículos de transporte híbridos y sistemas de recuperación energética mediante el uso del biogás.



Ilustración 10: Microturbina de gas HTG-200GF (Fuente: (*Microturbinas De Gas De 200 Kw - Buy Microturbinas De Gas De 200 Kw, Microturbinas De Gas De 200 Kw, Microturbinas De Gas De 200 Kw Product on Alibaba.com*, n.d.))

El campo de aplicación de las turbinas de gas es el más amplio entre los motores térmicos puesto que ofrecen una gran flexibilidad en sus operaciones. Estas turbomáquinas se caracterizan por su reducido peso, su alta potencia específica y su pequeño volumen con relación a su potencia, proporcionándole por tanto alta capacidad para competir en el campo de propulsión de buques y aeronaves. Actualmente, también se observa un incremento de su uso en la generación de electricidad y en el aprovechamiento del calor de los gases de escape en ciclos combinados gas-vapor.



Ilustración 11: Turbina de gas 9HA General Electric (Fuente: (*9HA Gas Turbine | GE Power*, n.d.))

Para proseguir con la introducción de las turbinas de gas, se exponen a continuación las ventajas e inconvenientes de estas turbomáquinas respecto a otros motores térmicos, así como su principio de funcionamiento y los principales elementos que lo componen.

3.1 Ventajas e inconvenientes de las turbinas de gas

A diferencia de los motores alternativos, las turbinas de gas están sometidas exclusivamente a mecanismos rotativos, lo cual les permite tener ciertas ventajas debido a la disminución de los rozamientos entre las superficies sólidas, menores problemas de equilibrado entre sus elementos y escasos consumos de aceite lubricante. Además, la relación potencia/peso de las turbinas de gas es mucho más elevada que en los motores alternativos ya que se tratan de turbomáquinas de flujo continuo.

En comparación con las turbinas de vapor, las turbinas de gas son ideales en aplicaciones con variaciones de carga rápidas ya que presentan baja inercia térmica y pueden alcanzar su plena carga en periodos de tiempo muy reducidos. Además, estas máquinas apenas tienen la necesidad de refrigeración y lubricación lo cual le confiere simplicidad frente a otras máquinas térmicas y una elevada fiabilidad. En caso de que la instalación esté bien diseñada y con un buen nivel de mantenimiento, las turbinas de gas pueden llegar a alcanzar valores de disponibilidad del 95% y valores de fiabilidad cercanos al 99%.

Otro aspecto positivo de este tipo de máquinas se trata del empleo de diversos tipos de combustibles siempre y cuando no produzcan corrosión en los álabes o depositen residuos en ellos generando un mal funcionamiento. Se pueden utilizar tanto combustibles gaseosos, de los cuales forman parte el gas natural, el propano y el hidrógeno, así como combustibles líquidos como gasóleos, GLP, gasolina, naftas, queroseno y fuelóleo de bajo contenido en azufre. El proceso de combustión se realiza de manera continua y a presión constante, a diferencia de los motores alternativos.

En la actualidad las turbinas de gas alcanzan potencias máximas del orden de 600 MW y rendimientos del orden del 41%. Esto es posible debido a la mejora de los materiales de los álabes y de las técnicas de refrigeración de álabes que permiten utilizar temperaturas de entrada del orden de 1600°C y gastos máxicos que sobrepasan los 800 kg/s. Por otra parte, otro aspecto importante de su desarrollo ha sido la mejora del diseño aerodinámico de los compresores que ha permitido alcanzar relaciones de compresión más elevadas y como consecuencia el rendimiento del compresor también se ha incrementado.

Las altas temperaturas de entrada a la turbina han conducido a una temperatura de escape también mayor lo que hace muy atractivo su uso en ciclos combinados pues mejora notablemente el rendimiento de los mismos.

3.2 Principio de funcionamiento

Las turbinas de gas son motores térmicos rotativos de combustión interna que transforman la energía química contenida en un combustible en energía mecánica rotativa provocando el giro de un eje. Además, se genera una importante cantidad de calor en forma de gases calientes en su escape, la cual permite posteriormente la obtención de otros tipos de energía como la energía eléctrica o la energía potencial.

El principio de operación de las turbinas de gas obedece al ciclo Brayton, tratándose de un ciclo termodinámico consistente en tres procesos principales como son la etapa de compresión adiabática, la etapa de calentamiento isobárico y una expansión adiabática de un fluido termodinámico compresible. Normalmente, emplean un ciclo abierto ya que se renueva continuamente el fluido que circula a través de ella. En la siguiente ilustración se muestra el ciclo Brayton simple que utiliza la mayor parte de las turbinas de gas.

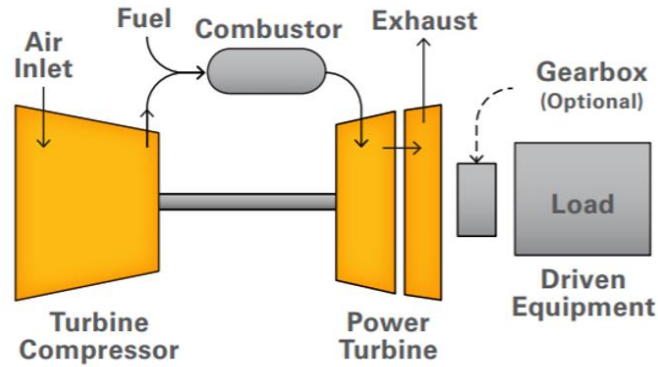


Ilustración 12: Ciclo Brayton simple de las turbinas de gas (Fuente: (*Gas Turbines - Products | Solar Turbines*, n.d.))

A continuación, se explica con detalle el principio de funcionamiento de las turbinas de gas. El aire atmosférico es aspirado por la máquina e introducido en el compresor donde se produce la elevación de la presión del fluido de trabajo, en este caso aire. Como consecuencia, se habrá elevado la temperatura del fluido en un rango de valores de 200-300°C dependiendo de la relación de compresión del turbocompresor en cuestión. Posteriormente el fluido se inserta en la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición. Los productos de la combustión alcanzan temperaturas en torno a 1000-1400°C, incluso valores cercanos a los 1700°C en modelos más avanzados, lo cual provoca la acumulación de mucha energía potencial en dichos productos, pudiendo posteriormente transformarla en otros tipos de energía. Finalmente, los gases calientes, productos de la combustión, fluyen a través de una turbina donde se expansionan y se obtiene por tanto el trabajo necesario para accionar el compresor y la carga.

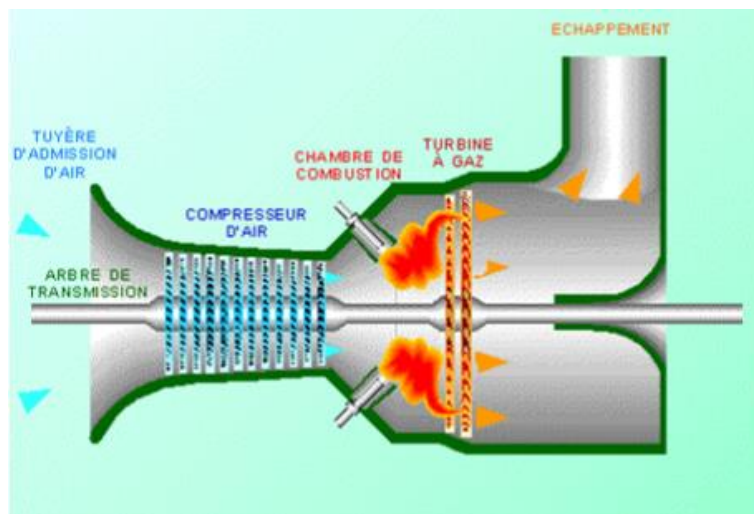


Ilustración 13: Principio de funcionamiento de una turbina de gas (Fuente: (*Turbina de gas - Wikipedia, la enciclopedia libre*, n.d.))

3.3 Principales elementos de una turbina de gas

Se entiende por turbina de gas al conjunto formado por los siguientes elementos:

- **Compresor:** Primer elemento que forma parte de la turbina de gas y su función principal consiste en incrementar la presión del aire de admisión antes de introducirlo en la cámara de combustión. Habitualmente se utilizan turbocompresores de tipo axial con relaciones de compresión en torno a 1:10 para diseños poco exigentes y 1:30 para diseños más estrictos. Se emplean entre 15 y 22 escalonamientos y se caracterizan porque sus álabes son de reacción.

En general, los diseños de turbocompresores presentan grandes dificultades ya que están sometidos a una serie de limitantes como la velocidad del sonido y la posibilidad de que el aire entre en bombeo. En los últimos años, se ha conseguido mejorar el diseño de los compresores aumentando el gasto de aire hasta valores que llegan a superar los 800 kg/s.

- Cámara de combustión: Elemento de la turbina de gas donde se produce la combustión entre el comburente (Masa de aire comprimida procedente del compresor) y el combustible. Dicha combustión se inicia mediante una llama preexistente o a través de una chispa, y a diferencia de los motores de combustión interna alternativos, se produce casi a presión constante y ocurre de forma continua. El objetivo de disponer, en una instalación de turbinas de gas, una cámara de combustión es el de conseguir elevar la temperatura del aire hasta el valor de diseño, ya que con ello aumentará su entalpía y por lo tanto el salto disponible en la turbina para producir potencia. Las cámaras de combustión también están sometidas a una serie de limitantes como la resistencia de sus materiales y la reducción de las emisiones de NO_x como consecuencia de las altas temperaturas que tienen lugar en su interior. Más adelante se analizan técnicas de control de dichas emisiones que se han llevado a cabo en las últimas décadas.
- Turbina: Turbomáquina térmica motora en la cual los gases procedentes de la cámara de combustión transforman su energía cinética en energía mecánica rotacional mediante su expansión. Dicha energía mecánica se emplea fundamentalmente para mover el compresor, el alternador o cualquier otra carga dependiendo del tipo de aplicación. En cuanto al diseño, suelen emplear entre 3 y 5 escalonamientos y es el elemento más limitativo ya que condiciona directamente la elección de la temperatura de entrada a la misma y, por consiguiente, la temperatura máxima que pueden alcanzar los gases de escape. Además, se trata del elemento con mayor cantidad de esfuerzos mecánicos y el que soporta las temperaturas más altas del ciclo, sobretodo el primer escalonamiento. No obstante, recientemente se han desarrollado materiales con mejores propiedades térmicas, como las aleaciones de níquel con cromo, e incluso se ha utilizado parte del aire comprimido por el compresor como refrigerante para los álabes de la turbina (en algunos casos vapor de agua) y barreras térmicas. Esto ha permitido alcanzar mayores temperaturas a la entrada de la turbina y como consecuencia se ha obtenido una mayor potencia y un mayor rendimiento.

Además de estos tres elementos principales, las turbinas de gas también cuentan con otros componentes fundamentales para completar su funcionamiento.

- Eje: Elemento metálico encargado de rotar y de sostener a los elementos que rotan. Normalmente suele estar fabricado de forja, se trata de un componente caro y no siempre hay repuestos en caso de que se quiera recambio. Este elemento aloja uno de los componentes fundamentales de las turbinas de gas como son los álabes, tanto del compresor como de la turbina de expansión.
- Carcasa: Elemento estático que envuelve a la turbina de gas y su misión es darle estanqueidad al conjunto, es decir, evitar que el aire fugue a la atmósfera y que los gases circulen entre los diferentes puntos de la turbina manteniendo las diferencias de presión oportunas.
- Cojinetes o rodamientos: Elemento que une la carcasa con el eje, es decir, pieza metálica que enlaza las partes fijas de la turbina de gas con las partes móviles, permitiendo el movimiento relativo entre ellas.

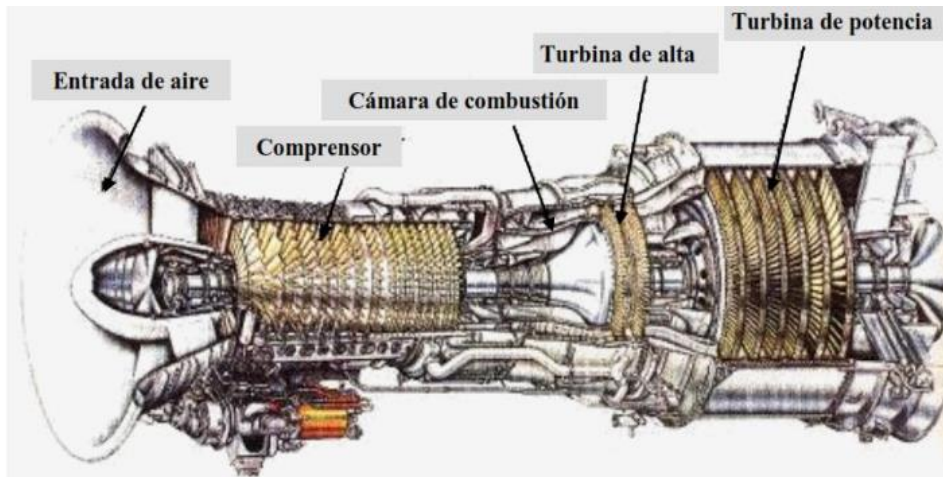


Ilustración 14: Elementos principales de una turbina de gas (Fuente: *Las Turbinas de Gas*, n.d.)

4 MECANISMOS DE FORMACIÓN DE LAS EMISIONES DE LAS TURBINAS DE GAS

Actualmente, la preocupación por el medio ambiente y la seguridad energética, junto con el crecimiento de la demanda energética ha obligado a mejorar, diversificar y optimizar el uso de las fuentes de energía al mismo tiempo que se analizan técnicas para reducir los efectos perjudiciales sobre el medio ambiente.

El interés mundial en las emisiones de turbinas de gas y la promulgación de regulaciones federales y estatales a principios de la década de los 70, las cuales siguen en vigor y han ido evolucionando como veremos más adelante, ha requerido mucha información sobre las estimaciones de las emisiones de escape de las turbinas de gas, así como el efecto de los métodos de control de emisiones en el rendimiento de las turbinas de gas. En este apartado, se analizarán las principales emisiones de las turbinas de gas, así como su mecanismo de formación.

En el proceso de combustión de las turbinas de gas se originan ciertas emisiones, las cuales se han convertido en motivo de gran preocupación debido a su impacto en la salud y el medio ambiente. Dichas emisiones aparecen en la “tabla 1” y se clasifican en dos categorías diferentes. El primer nivel hace referencia a las emisiones principales (CO_2 , N_2 , H_2O y O_2) que aparecen en forma de porcentajes volumétricos, mientras que el segundo nivel muestra las especies de menor proporción (CO , HC , NO_x , SO_x y partículas) que aparecen expresadas en partes por millón de concentración y son aquellas que constituyen el grupo de “emisiones contaminantes”. Pese a que las emisiones principales de una turbina de gas si se pueden cuantificar, las que están en menor proporción requieren mediciones y análisis teóricos lo cual resulta mas complejo.

Major Species	Typical Concentration (% Volume)	Source
Nitrogen (N_2)	66 - 72	Inlet Air
Oxygen (O_2)	12 - 18	Inlet Air
Carbon Dioxide (CO_2)	1 - 5	Oxidation of Fuel Carbon
Water Vapor (H_2O)	1 - 5	Oxidation of Fuel Hydrogen
Minor Species Pollutants	Typical Concentration (PPMV)	Source
Nitric Oxide (NO)	20 - 220	Oxidation of Atmosphere Nitrogen
Nitrogen Dioxide (NO_2)	2 - 20	Oxidation of Fuel-Bound Organic Nitrogen
Carbon Monoxide (CO)	5 - 330	Incomplete Oxidation of Fuel Carbon
Sulfur Dioxide (SO_2)	Trace - 100	Oxidation of Fuel-Bound Organic Sulfur
Sulfur Trioxide (SO_3)	Trace - 4	Oxidation of Fuel-Bound Organic Sulfur
Unburned Hydrocarbons (UHC)	5 - 300	Incomplete Oxidation of Fuel or Intermediates
Particulate Matter Smoke	Trace - 25	Inlet Ingestion, Fuel Ash, Hot-Gas-Path
		Attrition, Incomplete Oxidation of Fuel or Intermediates

Tabla 1: Emisiones del escape de una Turbina de Gas (Fuente: (Pavri & Moore, n.d.))

Los niveles de contaminación en el escape de una turbina de gas están relacionados con la temperatura, el tiempo de residencia y la concentración del proceso de combustión. Las concentraciones de CO e hidrocarburos inquemados (HC) disminuyen a medida que aumenta la potencia, dado que las tasas de combustión y las temperaturas máximas serán relativamente altas, mientras que con los NO_x y los humos ocurre al contrario como se muestra en la ‘Ilustración 22’.

4.1 Óxidos de nitrógeno

Los óxidos de nitrógeno se forman en el proceso de combustión de turbinas de gas como resultado de la disociación de nitrógeno (N_2) y oxígeno (O_2) en N y O, respectivamente. Tras dicha separación y como producto de las reacciones, se obtienen hasta siete óxidos de nitrógeno: NO, NO_2 , NO_3 , N_2O , N_2O_3 , N_2O_4 y N_2O_5 . Sin embargo, los más habituales son el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO_2), ya que forman cantidades suficientes para ser significativos en la contaminación atmosférica. Por esta razón, el término NO_x se refiere generalmente a estos dos compuestos principales.

A pesar de que la mayor parte de las emisiones de óxidos de nitrógeno se originan como NO, normalmente el óxido nítrico se oxida rápidamente al ponerse en contacto con la atmósfera formando dióxido de nitrógeno (NO_2). Por este motivo es común agrupar NO y NO_2 en forma de NO_x para expresar los resultados.

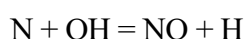
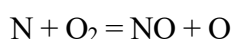
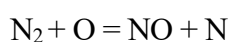
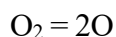
En relación con los principales mecanismos de formación de los óxidos de nitrógeno se pueden distinguir tres tipos:

1. NO_x térmico
2. NO_x del combustible
3. NO_x súbito

4.1.1 Formación del NO_x térmico

El óxido de nitrógeno térmico se produce como consecuencia de la oxidación del nitrógeno diatómico (N_2) contenido en el aire de combustión. Dicho proceso se origina a altas temperaturas, normalmente por encima de los $1200^\circ C$.

La mayoría de las reacciones propuestas para el NO_x térmico, las cuales se originan en la zona de alta temperatura del combustor de la turbina de gas, utilizan el mecanismo de Zeldovich:



Dicho mecanismo postula que la formación térmica del NO_x aumenta exponencialmente con un incremento de la temperatura y aumenta linealmente a medida que crece el tiempo de residencia.

A pesar de que la temperatura de combustión es más alta en la zona de la estequiometría rica en combustible, el NO_x térmico alcanza su mayor proporción en el lado magro del combustible, cerca del punto estequiométrico, para evitar que sea el combustible el que consuma el oxígeno disponible. En la siguiente ilustración se puede observar la dependencia exponencial del óxido de nitrógeno térmico respecto a la temperatura de la llama. No obstante, la producción de NO se estabiliza al cabo de un intervalo de tiempo que depende de la temperatura.

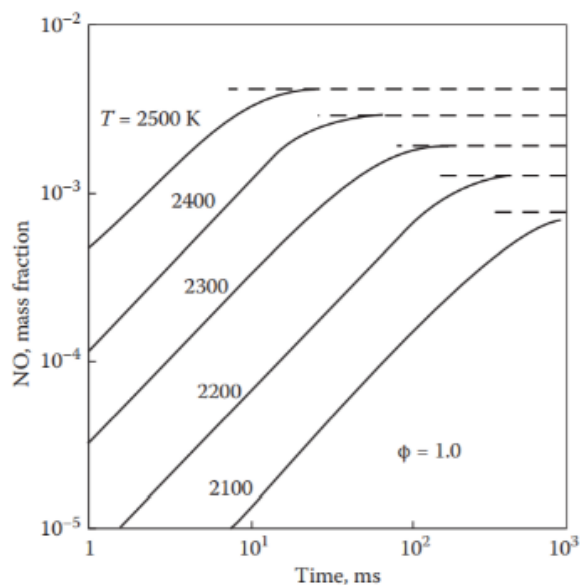


Ilustración 15: Formación de NO en función del tiempo y la temperatura a 1 MPa (Fuente:(Arthur H. Lefebvre et al., n.d.))

Generalmente, las emisiones de NO_x térmico son más significativas para combustibles líquidos que para combustibles gaseosos. Sin embargo, cuando se incrementa la temperatura de la llama, dicha diferencia disminuye dado que al quemar combustibles líquidos existe la posibilidad de que las temperaturas de combustión caigan en regiones próximas a las gotas de combustible teniendo por tanto menor influencia en el proceso de combustión global. En la siguiente ilustración se muestra la dependencia de NO_x con respecto a la temperatura de llama tanto para combustibles líquidos como para combustibles gaseosos.

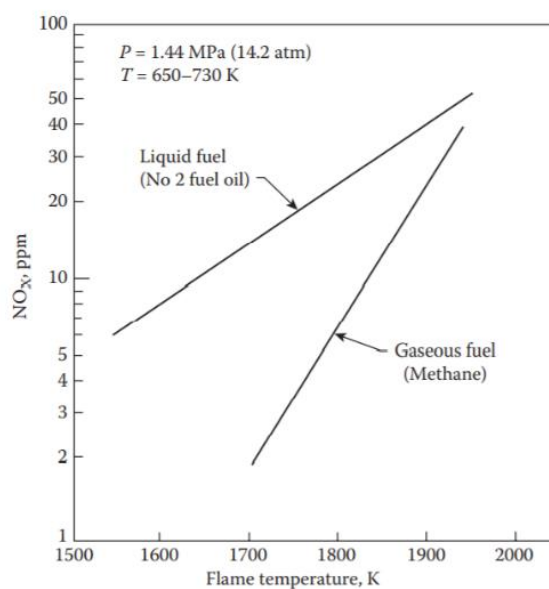


Ilustración 16: Dependencia del NO_x con la temperatura de llama en combustibles líquidos y gaseosos (Fuente:(Snyder et al., 1994))

Teniendo en cuenta que las emisiones de óxidos de nitrógeno térmico dependen principalmente de la temperatura de la llama, un aumento de la temperatura del aire de admisión puede llegar a generar un incremento significativo del NO tal y como se muestra en la siguiente ilustración.

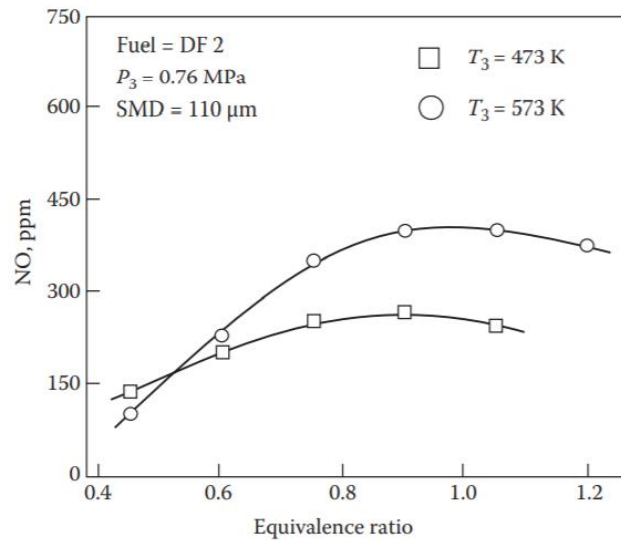


Ilustración 17: Influencia de la temperatura del aire en la formación de NOx. (Fuente:(Rink & Lefebvre, 1989))

A medida que aumenta el tiempo de residencia, se incrementa la formación de las emisiones de NO_x térmico ya que el tiempo para la oxidación del nitrógeno diatómico contenido en el aire es mayor. No obstante, para mezclas pobres con relación de equivalencia en torno a 0,4, la tasa de formación es tan baja que se vuelve insensible al tiempo de residencia. Esto se refleja en la siguiente ilustración.

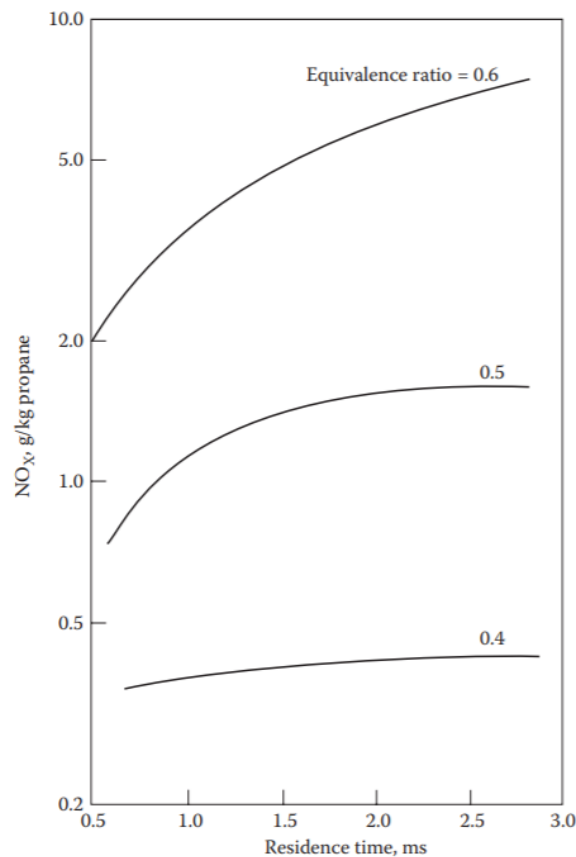


Ilustración 18: Efecto del tiempo de residencia sobre los NOx en un sistema premezclado de aire combustible (Fuente:(A. H. Lefebvre, 1995))

4.1.2 Formación del NO_x del combustible

El óxido de nitrógeno del combustible, también conocido como NO_x orgánico, se produce debido a la oxidación del nitrógeno contenido en el combustible. Dado que el hidrógeno y el carbono del combustible se oxidan durante la combustión, todos los átomos de nitrógeno del combustible se liberan como átomos inestables. Una proporción del nitrógeno libre resultante se oxida para formar NO_x y el resto se transforma en nitrógeno molecular (N_2). En realidad, sólo unas pocas partes por millón del nitrógeno libre disponible se oxidan para formar NO_x , pero dicha oxidación es altamente eficiente.

La tasa de formación de NO_x del combustible depende de ciertos factores como las características del combustible aplicado, es decir, el contenido de nitrógeno que dicho combustible presenta, la fracción de nitrógeno liberada en la fase gaseosa de la zona de llama, el exceso de oxígeno que presenta el aire y el diseño de la cámara de combustión.

A medida que aumenta el contenido de nitrógeno del combustible, se incrementan las emisiones de NO_x del combustible. Sin embargo, la fracción de nitrógeno ligado al combustible (FBN) convertida en NO_x disminuye como se interpreta en el siguiente ejemplo: Un combustible con un 0,01% de nitrógeno puede tener el 100% de su FBN convertido a NO_x de combustible, mientras que un combustible con un 1,0% de FBN puede tener sólo un 40% de la tasa de conversión de NO_x de combustible. El combustible que presenta bajo porcentaje en nitrógeno tiene una tasa de conversión del 100%, pero su nivel global de emisiones de NO_x sería inferior al del combustible que presenta un alto porcentaje en nitrógeno con una tasa de conversión del 40%. En la siguiente ilustración, se representa el porcentaje de nitrógeno del combustible que se convierte en óxido de nitrógeno.

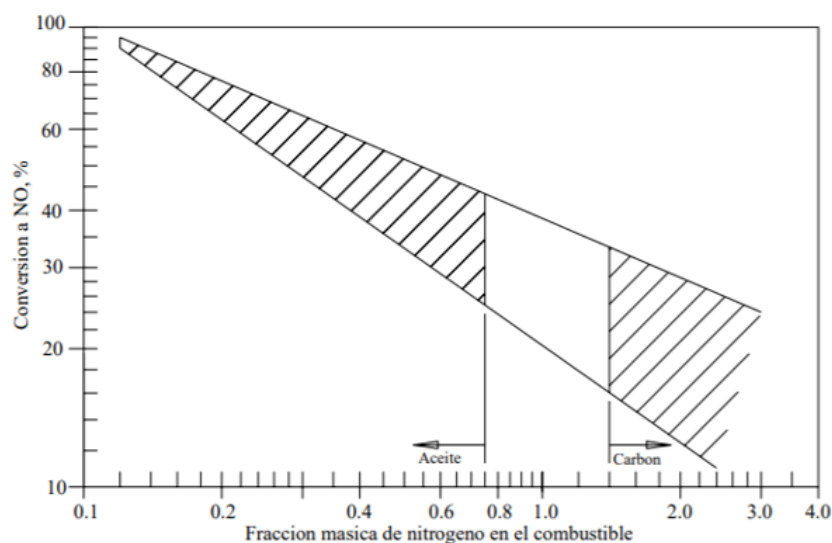


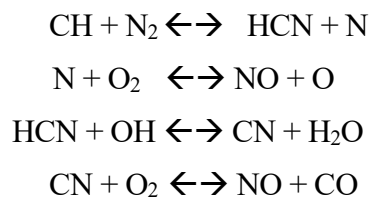
Ilustración 19: Magnitud de la conversión del nitrógeno del combustible a NO (Fuente: (2. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO 2, n.d.))

La mayoría de las turbinas de gas que operan en un ciclo de trabajo continuo son alimentadas por gas natural o combustibles destilados ligeros que normalmente contienen poco o nada de FBN. Por esta razón, el óxido de nitrógeno del combustible no es actualmente un importante contribuyente a las emisiones globales de las turbinas de gas. No obstante, se debe tener especial cuidado con algunas instalaciones que emplean combustibles pesados como carbón o petróleo, ya que estos contienen cantidades importantes de nitrógeno y pueden generar altas emisiones de NO_x .

4.1.3 Formación del NO_x súbito

El óxido de nitrógeno súbito se produce en el frente de llama debido a la reacción de nitrógeno molecular con fragmentos de hidrocarburos. En dicha zona, las temperaturas son altas y existe una concentración importante de átomos de oxígeno libre. Este proceso de formación se trata de una progresión o segunda fase del mecanismo de formación de NO_x del combustible, ya que cuando se emplean combustibles ricos o con alto contenido en nitrógeno, la formación de nitrógeno molecular es predominante. Aun así, el mecanismo de formación de NO_x súbito es el que menos influencia tiene en la formación de óxidos de nitrógeno.

Los enlaces N=N se rompen en presencia de radicales (CH, CH₂), los cuales promueven la formación de N y O, que a su vez reaccionan entre sí. El mecanismo de formación del NO_x súbito, se muestra a continuación.



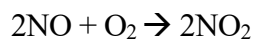
Existen otros mecanismos de formación de NO_x de menor importancia, los cuales se analizan a continuación.

4.1.4 Formación del NO₂

El dióxido de nitrógeno (NO₂) se produce debido a la reacción del óxido nítrico con el oxígeno. Este proceso solo sucede a bajas temperaturas, normalmente inferiores a 150°C, por lo que se genera muy poco NO₂ en la mezcla gaseosa a temperaturas de combustión.

A pesar de que ciertos estudios verifican que el 90% del total de NO_x que se emite es óxido nítrico, es importante conocer la pequeña cantidad producida de dióxido de nitrógeno ya que puede tener efectos negativos como la formación de SO₃, la oxidación de sulfatos en procesos regenerativos de desulfuración de gases de combustión, el aumento de la concentración de sales disueltas en las aguas del proceso de desulfuración de humos e incluso puede llegar a provocar la formación de humos pardos.

La reacción de formación de NO₂ es la siguiente:



A continuación, se muestra una gráfica en la cual se puede observar como dicha reacción es favorecida termodinámicamente con el descenso de la temperatura.

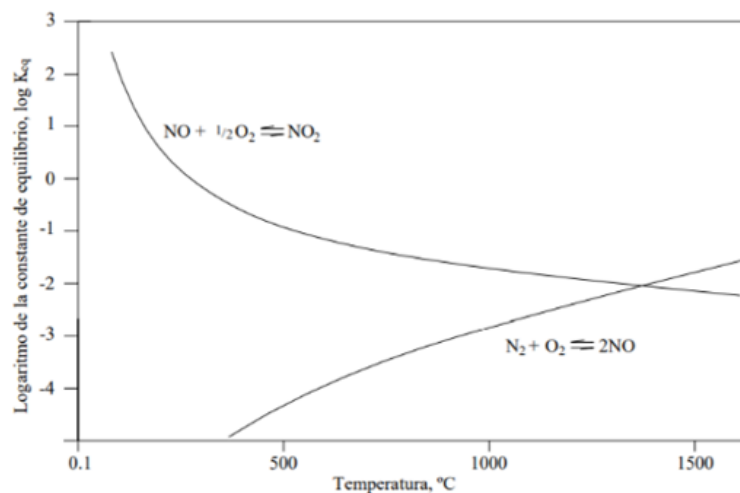
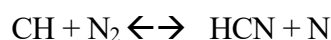


Ilustración 20: Constante de equilibrio de la formación de NO y NO₂ en función de la temperatura (Fuente: (2. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO 2, n.d.))

4.1.5 Formación del N₂O

En la actualidad, no se tiene mucha información acerca de las reacciones de formación de este compuesto, pero todo apunta a que se trata de un proceso bastante complejo.

El óxido nitroso (N₂O) se origina a temperaturas entre 800 y 1100°C en la zona de postcombustión y tiene relación con la cantidad de HCN (compuesto químico procedente de la reacción del nitrógeno con fragmentos de hidrocarburos) y amoníaco.



En instalaciones convencionales de combustión, la formación de este compuesto es mínima, menor de 10 ppm. Esto se debe a que los radicales del tipo HCN se generan normalmente en la zona de combustión, donde las temperaturas son del orden de 1500°C y para dicho rango la formación de N₂O es inestable. Posteriormente, cuando los gases de escape alcanzan el intervalo de temperaturas en el cual se forma el óxido nitroso, los radicales HCN necesarios para su formación ya se han consumido en otras reacciones.

Aunque la formación de N₂O presente ciertas dificultades, se debe tener constancia de ello ya que se trata de una de las causas del efecto invernadero.

En la siguiente tabla se muestra un resumen completo de los mecanismos de formación de los óxidos de nitrógeno.

Óxidos de Nitrógeno	Lugar de Formación	Mecanismo/Reacción	Factores principales que afectan a la formación del NO
NO Térmico	Llama (zona de pre-reacción)	a) Exceso de O ₂ $N_2 + O \rightarrow NO + N$ $N + O_2 \rightarrow NO + O$ b) Exceso de combustible $N + OH \rightarrow NO + H$	- Concentración de átomos de O ₂ atómico - Tiempo de residencia - Temperatura ≥ 1300 °C
NO Combustible	Llama	Sobre compuestos de carbono, entre otros, parcialmente desconocidos	- Concentración de O ₂ - Tiempo de residencia
NO Súbito	Llama	$CN + H_2 \rightarrow HCN + H$ $CN + H_2O \rightarrow HCN + OH$ $CH + N_2 \rightarrow HCN + N$	- Concentración de átomos de O ₂ en la reacción de combustión - Exceso de aire
NO ₂	Llama	$NO + H_2O \rightarrow NO_2 + OH$	- Enfriamiento rápido de la reacción de combustión (turbinas de gas)
	Conductos y Chimenea	$2NO + O_2 \rightarrow NO_2$	- Temperatura menor de 650 °C - Concentración de O ₂ - Tiempo de residencia
	Atmósfera	$NO_2 + h\nu \rightarrow NO + O$ $O + O_2 + M \rightarrow O_3 + M$ $NO + O_3 \rightarrow NO_2 + O_2$	- Concentración de O ₂ - Intensidad de la insolación - Tiempo de residencia - Polución del aire

Ilustración 21: Mecanismos de formación de los óxidos de nitrógeno (Fuente: (2. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO 2, n.d.))

4.2 Monóxido de carbono

El monóxido de carbono se produce como consecuencia de la combustión incompleta, es decir, si el proceso de combustión se realiza con exceso de riqueza, se forman grandes cantidades de CO debido a la falta de oxígeno suficiente para completar la reacción a dióxido de carbono (CO₂). En cambio, si la mezcla en la zona de combustión es estequiométrica o pobre en combustible, también se producirán cantidades significativas de monóxido de carbono debido a la disociación del CO₂.

La combustión incompleta viene causada por algunos de los siguientes factores:

- Tiempo de residencia insuficiente o relación combustible/aire demasiado bajo
- Mezcla inadecuada de combustible y aire
- Enfriamiento de los productos de la combustión mediante aire de refrigeración

A diferencia de las emisiones de óxidos de nitrógeno, las emisiones de monóxido de carbono se incrementan en condiciones de baja potencia, donde las tasas de combustión y las temperaturas máximas son relativamente bajas. Esto se puede observar en la siguiente gráfica.

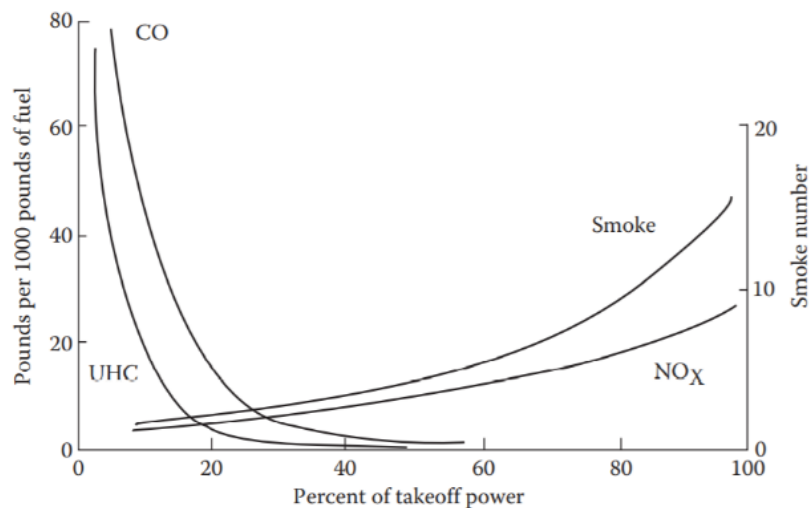
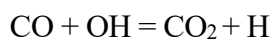


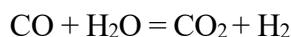
Ilustración 22: Emisiones de monóxido de carbono en turbinas de gas (Fuente: (Arthur H. Lefebvre et al., n.d.))

No obstante, se pretende eliminar las emisiones de monóxido de carbono mediante reacciones que permitan la combustión completa a dióxido de carbono.

Para altas temperaturas, la reacción mas efectiva para la eliminación del CO es:



En cambio, para bajas temperaturas la reacción que mejor permite la eliminación del monóxido de carbono es:



A continuación, se explica de manera más específica los principales factores que influyen en las emisiones de CO y que por tanto perjudican la eficiencia de la combustión.

4.2.1 Influencia de la relación de equivalencia

La tasa de formación de monóxido de carbono disminuye a medida que aumenta la relación de equivalencia dado que esto permite un incremento de la temperatura de la llama y como consecuencia se produce una mayor velocidad de oxidación. Los valores mínimos de CO se alcanzan normalmente para una relación de equivalencia en torno a 0,8. No obstante, un incremento excesivo del dosado relativo puede conllevar a valores de temperaturas superiores a 1800 K, instante en el cual comienza a aumentar la disociación del CO_2 .

Por otro lado, los altos niveles de CO en bajas relaciones de equivalencia se deben a las bajas tasas de oxidación asociadas a bajas temperaturas de combustión

En definitiva, sólo en un rango bastante estrecho de relaciones de equivalencia alrededor de 0,8 se pueden alcanzar niveles bajos de CO.

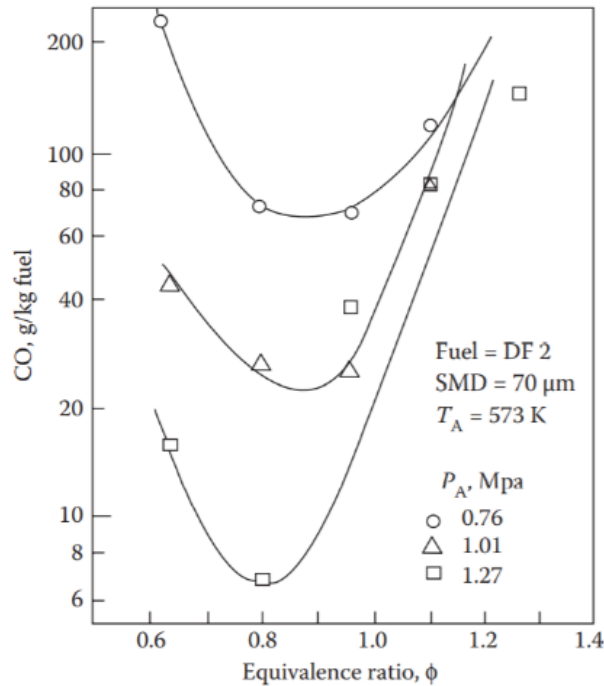


Ilustración 23: Variación de las emisiones de CO en función de la relación de equivalencia para tres valores diferentes de presión del aire de admisión (Fuente: (Wu & He, 2020))

4.2.2 Influencia de la presión

Como se puede observar en la gráfica anterior, un aumento de la presión de combustión conlleva a una disminución de las emisiones de monóxido de carbono.

Hasta el momento se han realizado diversos estudios, los cuales han demostrado que, para bajas relaciones de equivalencia, un incremento del 50% de la presión reduce las emisiones de CO por un factor de 2. En cambio, para dosados relativos superiores, el mismo incremento de la presión supone la eliminación completa de las emisiones ya que anula la disociación del dióxido de carbono.

4.2.3 Influencia de la temperatura ambiente

La variación de la temperatura del aire supone un fuerte efecto sobre las emisiones de monóxido de carbono. En algunas investigaciones se ha demostrado que para una temperatura atmosférica de 287 K las emisiones de CO son del orden de tres veces las alcanzadas para temperaturas en torno a 298 K. En definitiva, se puede decir que las emisiones de monóxido de carbono en una turbina de gas disminuyen a medida que aumenta la temperatura ambiente.

4.2.4 Influencia del aire de refrigeración

La cantidad de aire de refrigeración empleada en la zona de combustión primaria es un parámetro importante en la formación de emisiones de monóxido de carbono. El CO generado en el proceso de combustión primaria puede dirigirse hacia las paredes del revestimiento y quedar atrapado en el aire de refrigeración de la pared. Debido a que la temperatura de dicho aire es tan baja, se pueden producir cantidades significativas de emisiones de CO. Por esta razón, se debe limitar la cantidad de aire que se introduce en el proceso.

4.2.5 Influencia de la atomización del combustible

La atomización del combustible presenta cierta influencia en el volumen necesario para la evaporación del combustible. En caso de trabajar a baja potencia, una importante fracción del volumen total de combustión es ocupada por la evaporación del combustible. Por este motivo, el volumen disponible para la reacción química será menor y se alcanzará como consecuencia una mayor concentración de monóxido de carbono.

4.3 Óxidos de azufre

En las turbinas de gas, la principal fuente de azufre es el combustible, ya que tanto el aire atmosférico como el agua o el vapor inyectado presentan poca cantidad de este.

Los óxidos de azufre proceden por tanto de la combustión del azufre contenido en el combustible. En beneficio a la última capa de revestimiento que presenta el trayecto de los gases calientes, la turbina tendrá facilidad para quemar el azufre sin provocar graves perjuicios.

A pesar de que las emisiones de óxidos de azufre se pueden originar como dióxido de azufre (SO_2) o como trióxido de azufre (SO_3), diversos estudios realizados indican que el 95% del azufre en la turbina de gas se convierte en SO_2 y el resto se transforma en SO_3 . La pequeña cantidad de trióxido de azufre que se emite puede suponer graves problemas en algunas aplicaciones dado que al combinarse con agua produce ácido sulfúrico.

Actualmente no existen técnicas que permitan reducir las emisiones de óxidos de azufre en las turbinas de gas, por lo tanto, se ha optado por limitar el contenido de azufre del combustible, ya sea mediante una selección de combustible con menos azufre o una mezcla de combustible con bajo contenido de azufre.

4.4 Hidrocarburos inquemados

Los hidrocarburos inquemados están asociados a la ineficiencia de la combustión y hacen referencia al combustible que sale del quemador en forma de gotas de agua o vapor y los productos de la degradación térmica del combustible. Normalmente, las emisiones de HC están vinculadas a una pulverización magra del combustible, velocidades de combustión inadecuadas, el enfriamiento que supone el aire de refrigeración o una combinación de estos factores.

Generalmente la formación de hidrocarburos inquemados es mas compleja que la formación de monóxidos de carbono, pero los factores que influyen en la generación de CO, también lo hacen en la formación de HC.

Como se puede observar en la siguiente gráfica, los niveles de emisión de hidrocarburos inquemados en turbinas de gas son inferiores a 7 ppmv, excepto en condiciones de baja carga y baja temperatura llegando incluso a obtener valores cercanos a los 100 ppmv para gasa natural.

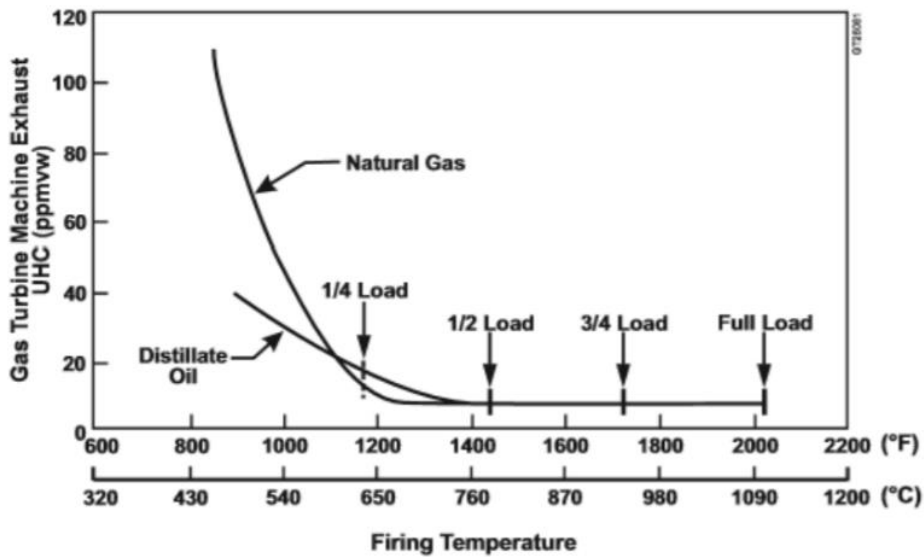


Ilustración 24: Emisiones de HC para MS7001EA (Fuente:(Pavri & Moore, n.d.))

Al igual que sucede con las emisiones de monóxido de carbono, en la actualidad no existen técnicas directas de control de reducción de los hidrocarburos quemados (HC) en las turbinas de gas. Normalmente, se pretende que la cámara de combustión esté diseñada para minimizar estas emisiones. Las mismas técnicas de control indirecto de emisiones pueden usarse para hidrocarburos quemados que para monóxido de carbono.

4.5 Humos

Los humos de escape se producen debido a la formación de finas partículas de hollín en zonas de la llama donde la mezcla es rica como consecuencia de una combustión incompleta. En cámaras de combustión convencionales, dichas partículas se sitúan cerca del inyector, lugar donde los productos de la combustión son recirculados aguas arriba del inyector apareciendo bolsas localizadas de combustible evaporado envueltas en gases con falta de oxígeno a alta temperatura. En función del estado de las partículas de hollín, un combustor puede contener dos zonas bien separadas: La zona primaria, en la cual se originan dichas partículas y la zona intermedia en la que se determina la tasa de consumo de hollín. Normalmente, la mayor parte de las partículas de hollín producidas en la zona primaria son consumidas en las zonas de alta temperatura aguas abajo.

Ciertos análisis realizados sobre las partículas de hollín muestran que dicho contaminante está formado por un 96% de carbono, una mezcla de hidrógeno, oxígeno y otros elementos. Para concentraciones de mezcla con exceso de riqueza, el hollín puede llegar a ser un producto de equilibrio de la combustión.

A continuación, se explica de manera más específica los principales factores que influyen en la formación de humos:

4.5.1 Influencia de la presión

El hecho de que aumente la presión supone un incremento de los límites de inflamabilidad y una mayor celeridad en las reacciones químicas, lo cual permitirá que la combustión se origine antes y una fracción mayor del combustible se quemará en las regiones ricas en combustible, adyacentes a la pulverización. Por esta razón, las partículas de hollín se generan en zonas que, a presiones más bajas, son demasiado ricas para quemarse.

En condiciones de baja presión, el combustible inyectado es distribuido por toda la zona de combustión. En cambio, para condiciones de alta presión, dicho combustible se suele concentrar en la región donde se forma el hollín justo aguas abajo del inyector del combustible.

El aumento de la presión también produce la reducción del ángulo de inyección incrementando de esta manera la riqueza de la mezcla en la zona de formación de hollín.

4.5.2 Influencia del tipo de combustible

La formación de humos viene influenciada por las propiedades del combustible. Dependiendo del tipo de combustible que se emplee en la turbina de gas, puede verse favorecida la aparición de humos en zonas ricas en combustible o se puede establecer una cierta resistencia a la formación de carbono.

Para combustibles con alto contenido aromático (combustibles petrolíferos con base de hidrocarburos), la tendencia a formar humos es elevada. Esto es debido a que los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs) favorecen el crecimiento de las partículas de hollín.

Hasta el momento, el “punto de humeo” es el mejor indicador para medir la tendencia a formar hollín. Se trata de la altura de la llama, medida en milímetros, a partir de la cual comienza a salir humo. En la siguiente gráfica, se puede observar que cuanto mayor sea el punto de humeo, es decir, cuanto más tarde el humo en salir de la llama, menos será la formación de partículas de hollín

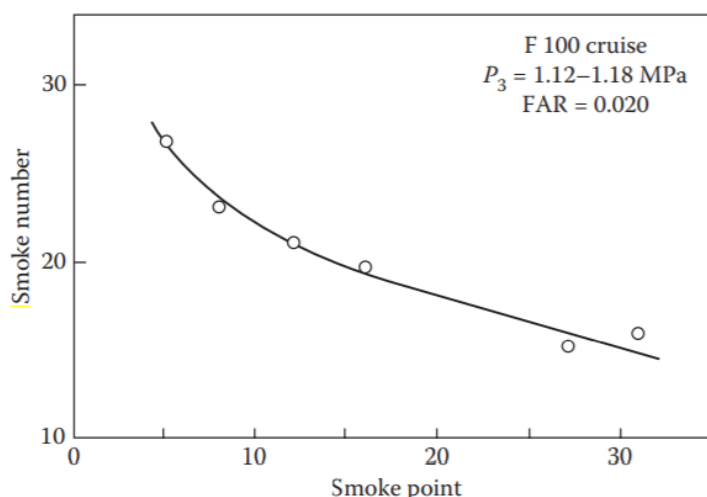


Ilustración 25: Tendencia a formar hollín en función del punto de humeo (Fuente: (Chin & Lefebvre, 1989))

4.5.3 Influencia de la pulverización del combustible

La pulverización del combustible es de vital importancia para evitar la formación de partículas de hollín y humos. Cuando el combustible inyectado alcanza el frente de llama, el calor transmitido desde la llama empieza a evaporar las gotas de agua. En caso de que se establezca una buena pulverización, se formarían gotas pequeñas que se evaporarían completamente al mezclarse con el aire de combustión quemándose como una llama de premezcla. En cambio, si se establece una mala atomización del combustible, se formarían gotas más grandes que no dispondrán de tiempo suficiente para ser quemadas por la llama y se quemarán en forma de llamas de difusión ricas en combustible. En general, los humos en el escape disminuyen con el tamaño medio de gota, pero si aumentara la pulverización aún más, esto podría llevar a la reducción del alcance del inyector de combustible y, como ocurre en todos los tipos de pulverizadores a presión, la salida de humos puede aumentar debido al incremento en la concentración del combustible.

5 TÉCNICAS DE CONTROL DE LAS EMISIONES DE NO_x

A lo largo de los últimos años, investigadores y fabricantes de turbinas de gas han centrado sus estudios en el desarrollo de técnicas que permitan reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) al tratarse de uno de los gases contaminantes más importantes y con mayor impacto en la salud y en el medio ambiente. Dicho contaminante se produce en la combustión de todos los combustibles fósiles y su tasa de formación es directamente proporcional a la temperatura de combustión. Dependiendo del instante del proceso de combustión en el cual se apliquen dichas técnicas, se pueden clasificar en primarias y secundarias.

5.1 Medidas primarias para la reducción de emisiones de NO_x

Las medidas primarias se basan en tecnologías de control de la combustión que actúan de manera precedente a la formación de los óxidos de nitrógeno. Existe una gran variedad de técnicas primarias, pero el principal objetivo de todas ellas consiste en la modificación de los parámetros de operación y de los diseños de los sistemas de combustión con la finalidad de reducir la temperatura máxima de la llama, disminuir el tiempo de residencia y aminorar la formación química de NO_x durante el proceso de combustión. Además, se procura que dichas modificaciones no supongan un incremento de las emisiones de otros contaminantes. Para el desarrollo de las diferentes tecnologías se han tenido en cuenta una serie de criterios como la temperatura de combustión, el contenido de oxígeno en la zona de combustión, el tiempo de residencia del nitrógeno en la zona de alta temperatura y el contenido de nitrógeno en el combustible.

A pesar del enfoque prioritario de estas técnicas en incrementar la eficiencia de la combustión y disminuir las variables que afectan a la formación de los NO_x, no siempre se cumple la legislación consolidada dado que la reducción de los óxidos de nitrógeno conseguidos mediante estos sistemas no sobrepasa el 50-60%. [1]

En la actualidad, las medidas primarias más empleadas en turbinas de gas para el control de las emisiones de NO_x son:

- Inyección de agua o vapor
- Humidificación en cascada
- Quemadores secos bajos en NO_x
- Quemadores catalíticos

5.1.1 Controles por la vía húmeda

A principios de la década de 1970, cuando se introdujeron los controles de emisiones, la emisión primaria regulada de las turbinas de gas fue el NO_x. Algunos fabricantes de turbinas de gas como General Electric demostraron a partir de ciertos ensayos que la inyección de agua o vapor en la zona de combustión producía una reducción deseada del nivel de emisiones de óxidos de nitrógeno con un impacto perjudicial mínimo en el rendimiento del ciclo de dicha turbina. Además, dicha técnica no afectaba negativamente a otras emisiones.

Los controles por la vía húmeda se encargan de la disminución de la temperatura de la zona de combustión mediante la inyección de un disipador de calor, como agua o vapor con el objetivo de controlar la formación térmica de NO_x.

5.1.1.1 Descripción del proceso

La inyección del disipador de calor se puede realizar de dos formas diferentes. Por un lado, se introduce directamente agua o vapor en la zona de llama de un quemador de turbina de gas. De este modo, se reduce la temperatura de la llama puesto que el agua y el vapor absorben energía térmica procedente de la combustión y como consecuencia, se produce una disminución de la formación térmica de NO_x . En el caso de sistemas de inyección de agua se utilizan bombas, válvulas e instrumentación de medición de agua, boquillas de inyección, tuberías de interconexión y sistemas de tratamiento de agua para prevenir o mitigar la erosión y formación de depósitos en la sección caliente de las turbinas de gas. Sin embargo, cuando el disipador de calor se trata de vapor, el sistema de inyección reemplaza la bomba por una caldera de recuperación de calor (HRSG) para aprovechar la energía de los gases de escape de la turbina de gas transformándola en vapor.

Por otro lado, el sistema de inyección de agua o vapor puede llevarse a cabo mediante la introducción en el proceso de combustión de una mezcla previa de combustible y disipador de calor. Este segundo proceso proporciona una disminución mayor de las emisiones de NO_x que la inyección de agua convencional y está formado por los siguientes elementos: Un equipo de emulsión mecánica, equipos de inyección de estabilizador químico, válvulas de medición de agua, válvulas de almacenamiento y medición de productos químicos e instrumentación.

5.1.1.2 Aplicabilidad de la vía húmeda

Un alto porcentaje de productores de turbinas de gas emplean sistemas de inyección de agua o vapor. En el caso de que ambas técnicas estén disponibles, la decisión de la técnica de control de emisiones que se debe utilizar depende de la disponibilidad del vapor y de factores económicos específicos de cada lugar.

Los controles por la vía húmeda se pueden añadir como una adaptación a la mayoría de las instalaciones de turbinas de gas ya sean aeroderivadas o pesadas y todas sus configuraciones. Normalmente, se emplean en instalaciones existentes debido a su facilidad de aplicación y suelen ir vinculados a otras medidas para la reducción de NO_x .

Una aplicación de gran interés del sistema de inyección de agua para turbinas de gas ha sido la introducción de agua desmineralizada (disipador de calor) antes de la cámara de combustión provocando una disminución considerable de la temperatura del aire a la salida del compresor. En ese instante, la temperatura de los gases a la salida de la turbina es superior a la temperatura del aire a la salida del compresor por lo que se realiza un precalentamiento regenerativo del aire obteniendo de esta manera una eficiencia térmica mas razonable que con el sistema convencional y una reducción de las emisiones de NO_x en un rango entre 25 y 42 ppm. Este proceso es conocido como ciclo evaporativo-regenerativo y se muestra en la siguiente figura.

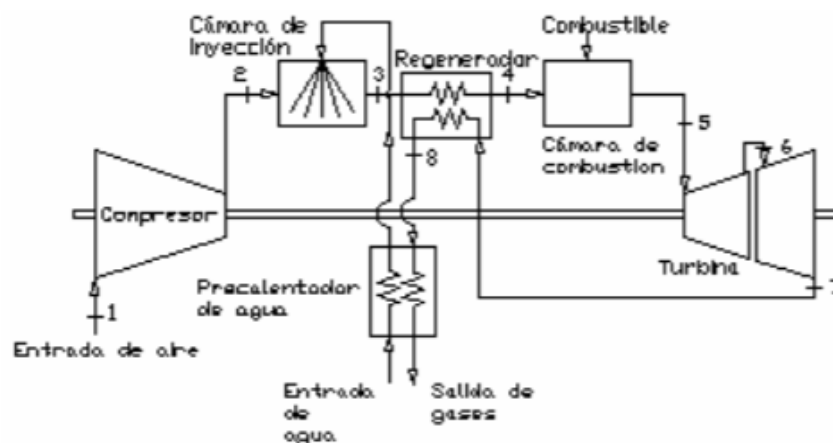


Ilustración 26: Ciclo evaporativo-regenerativo con inyección de agua (Fuente: (Julio, 2003))

Otro proceso consiste en la inyección de vapor de agua sobrecalentado en la cámara de combustión. Como se muestra en la ilustración "2", el vapor se sobrecalienta en un recuperador de calor absorbiendo la energía térmica de los productos de la combustión.

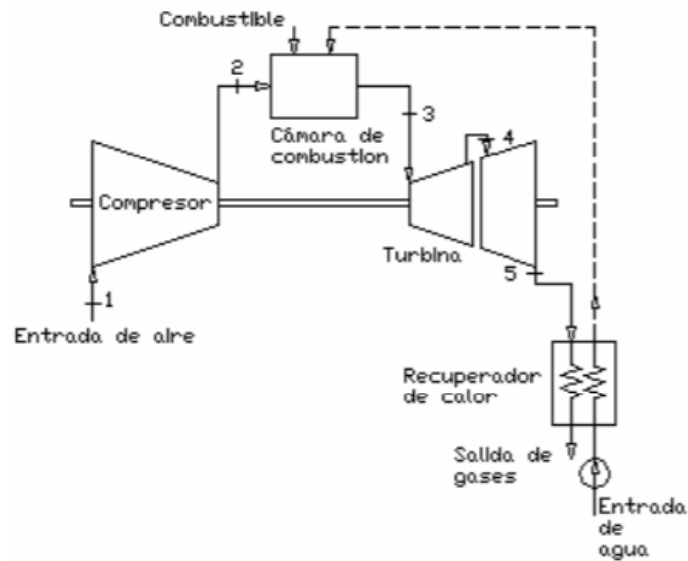


Ilustración 27: Aplicabilidad de la vía húmeda con inyección de vapor (Fuente: (Julio, 2003))

5.1.1.3 Factores que afectan al funcionamiento de la vía húmeda

El principal factor que afecta al rendimiento de los controles húmedos es la relación agua-vapor/combustible ya que dicho parámetro presenta un impacto significativo en las emisiones de NO_x. Un aumento de dicha variable supone una mayor eficiencia en la reducción de óxidos de nitrógeno, pero generalmente dicha relación no sobrepasa el valor de 0,8 ya que puede ocasionar el desarrollo de otras emisiones como el monóxido de carbono y los hidrocarburos inquemados.

Para una relación agua-vapor/combustible dada, se consiguen mayores reducciones empleando agua como disipador de calor en vez de vapor ya que se necesita mayor cantidad de energía térmica para evaporar el agua, reduciendo de esta manera las temperaturas alcanzadas en el proceso de combustión y aminorando como consecuencia la tasa de formación de NO_x.

Para obtener un valor concreto de reducción de las emisiones de NO_x, se necesitaría inyectar una cantidad mayor de vapor que de agua. En las siguientes ilustraciones se observa que esto se cumple tanto para combustibles gaseosos como para combustibles líquidos.

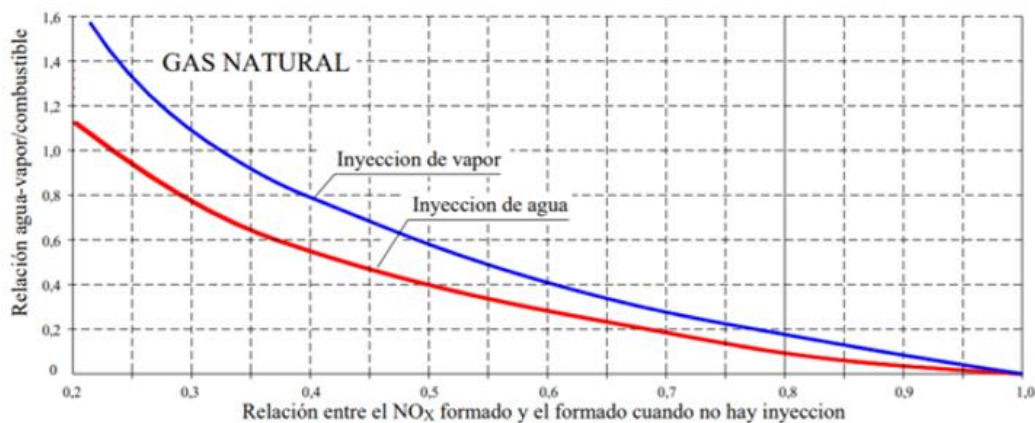


Ilustración 28: Reducción de la emisión de NO_x con inyección de agua o vapor para gas natural (Fuente:(2. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO 2, n.d.))

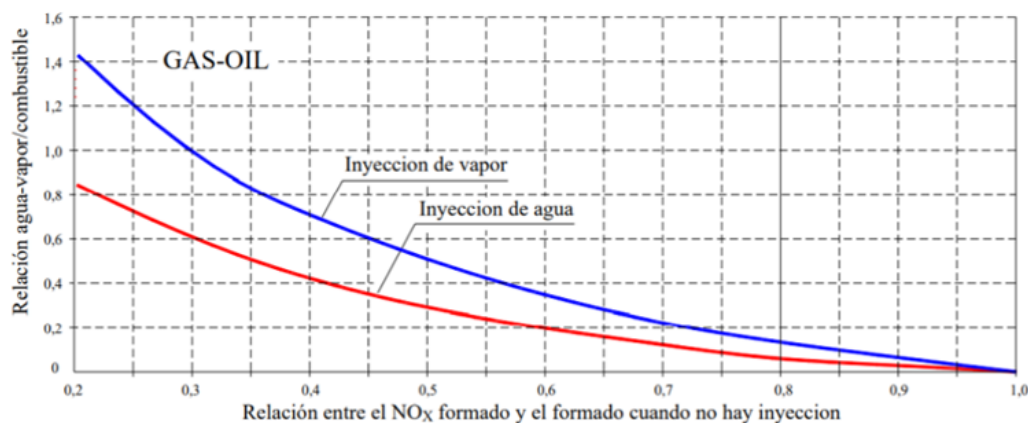


Ilustración 29: Reducción de la emisión de NO_x con inyección de agua o vapor para gas-oil (Fuente: (2. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO 2, n.d.))

El diseño de la boquilla de inyección también tiene cierta influencia en el funcionamiento de la vía húmeda debido a que el agua debe ser atomizada e inyectada en un patrón de pulverización que proporcione en el quemador una mezcla homogénea entre las gotas de agua y el combustible. En caso de que no se consiga dicha mezcla, se pueden producir puntos calientes localizados provocando como consecuencia un aumento de las emisiones de óxidos de nitrógeno.

Algunas instalaciones disponen de líquidos derivados del carbón y aceites residuales como combustibles para el proceso de combustión, los cuales presentan alto contenido en nitrógeno y afectan en gran medida al funcionamiento de los controles húmedos puesto que suponen un incremento de la formación de óxidos de nitrógeno como combustible. Sin embargo, otros fabricantes emplean gas natural y aceites destilados como combustibles, los cuales son de bajo contenido en nitrógeno y la formación de NO_x cuando estos se queman es mínima.

5.1.1.4 Niveles de emisión cuando se emplea la vía húmeda

Los niveles de emisión de NO_x controlados garantizados por los fabricantes de turbinas de gas cuando se emplea la vía húmeda alcanzan valores cercanos a 42 ppmv para turbinas de gas natural y de 42 a 75 ppmv para turbinas con combustibles líquidos.

El porcentaje de reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno varía para cada turbina, pero normalmente oscila entre un 60% y un 94% dependiendo del nivel de emisión descontrolada de cada modelo y de si se inyecta agua o vapor. Los niveles de emisión de NO_x no controlados varían según los distintos modelos de turbina en función de factores de diseño como la eficiencia, la temperatura de cocción y el alcance de los controles de combustión incorporados en el diseño del combustor.

En el caso de turbinas alimentadas con gas natural y con inyección de agua, se han obtenido emisiones de NO_x que van aproximadamente desde 20 a 105 ppm. Para ello, en los ensayos se han tenido en cuenta turbinas con tamaños entre 2,8 y 97 MW y una relación agua-vapor/combustible en torno a 0,16 y 1,32.

Por otro lado, diversos estudios realizados sobre turbinas alimentadas con aceites destilados y inyección de agua recogen datos de emisiones de NO_x que oscilan entre 30 y 135 ppm. En este caso, para los ensayos se han empleado turbinas con tamaños entre 19 y 95 MW y una relación agua-vapor/combustible en un rango de 0,24 a 1,31.

En general, el aceite destilado quemado requiere mayor relación agua-vapor/combustible que el gas natural quemado para un nivel dado de emisiones de NO_x. Esto se debe a que el aceite destilado produce niveles de óxidos de nitrógeno incontrolados más altos que el gas natural.

Además, los fabricantes de turbinas de gas han realizado ensayos con inyección de vapor para turbinas alimentadas con gas natural, en los cuales han obtenido valores de emisiones de óxidos de nitrógeno que oscilan entre 40 y 80 ppm y un porcentaje de reducción de emisiones entre 44,9% y 64,3%. Para estos análisis, han utilizado turbinas con tamaños comprendidos entre 30 y 70 MW y una relación agua-vapor/combustible en torno a 0,5-1,02.

Para turbinas alimentadas con aceites destilados y inyección de vapor, se han obtenido emisiones de NO_x que oscilan entre 65 y 95 ppm y un porcentaje de reducción de emisiones entre 56,5% y 70,2%. Para estos estudios se han empleado turbinas con tamaños comprendidos entre 36 y 70 MW y una relación agua-vapor/combustible en torno a 0,65-1,01.

Los niveles de emisión de NO_x propuestos hasta el momento hacen referencia a la inyección de agua o vapor de manera directa en la cámara de combustión. Sin embargo, cuando se produce la introducción de agua o vapor en el proceso de combustión mezclada previamente con combustible se obtienen emisiones de óxidos de nitrógeno controladas en un rango de valores entre 29 y 60 ppmv y un porcentaje de reducción de dichas emisiones en torno a 54-77%.

Para obtener un valor concreto de reducción de emisiones de NO_x, con la emulsión se necesitará menor cantidad de agua-vapor/combustible que con la inyección de agua o vapor convencional. Esto se puede observar en la siguiente gráfica.

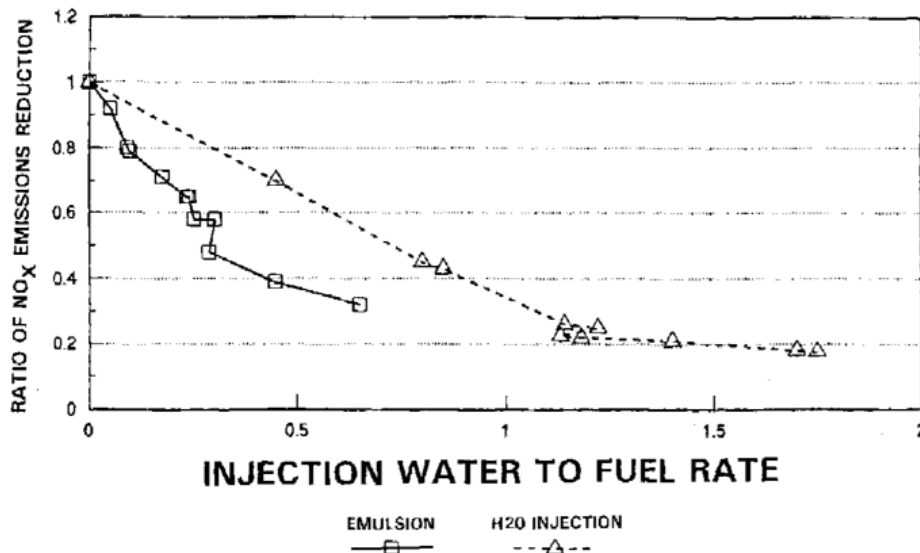


Ilustración 30: Comparación del requerimiento de la relación agua-vapor/combustible para emulsión o inyección de agua convencional (Fuente:(EPA-453/R-93-007 *Alternative Control Techniques Document-NO Emissions from Stationary Gas Turbines*, 1993))

5.1.1.5 Impactos de la vía húmeda en las emisiones de monóxido de carbono y de hidrocarburos inquemados

Normalmente, las emisiones de monóxido de carbono (CO) y de hidrocarburos inquemados (HC) son relativamente bajas en las turbinas de gas. Sin embargo, cuando se aplica la inyección de agua como técnica de control de emisiones de NO_x y la relación agua-combustible sobrepasa el valor de 0,8 se facilita el desarrollo de dichas emisiones. Esto se debe a que cuanto mayor es la cantidad de agua inyectada, menos homogénea es la mezcla con el combustible y mayor es la probabilidad de que se produzca combustión incompleta. La inyección de vapor también favorece el incremento de dichas emisiones, pero el impacto es menor que con la inyección de agua.

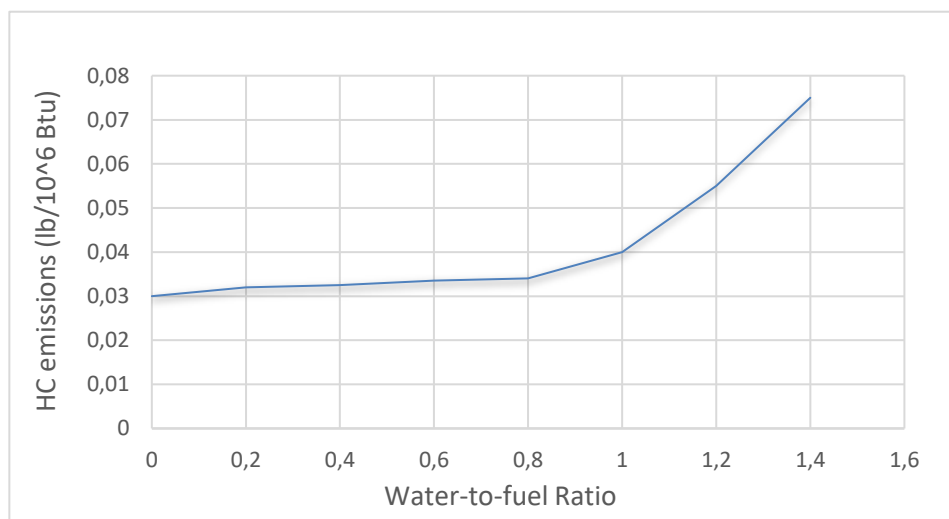


Ilustración 31: Nivel de emisiones de hidrocarburos inquemados con respecto a la relación agua-combustible (Fuente: (A. H. Lefebvre, 1995))

Toda técnica de control de emisiones establecida en cualquier instalación de turbina de gas no puede suponer el incremento de otras emisiones. Por lo tanto, en aquellas aplicaciones en las que las tasas de inyección de agua o vapor requeridas para la reducción de las emisiones de NO_x den lugar a un exceso de emisiones de CO y/o HC, puede ser posible seleccionar una turbina y/o combustibles alternativos con una curva de CO relativamente plana.

Otra alternativa para reducir las emisiones de monóxido de carbono e hidrocarburos inquemados consiste en colocar en el conducto de escape de la turbina un catalizador de oxidación. Se trata de un dispositivo de control adicional que oxida CO y HC a CO₂ y H₂O respectivamente. El material del catalizador es generalmente un metal precioso (platino, paladio o rodio), y se pueden lograr eficiencias de oxidación del 90 por ciento o más. El proceso de oxidación se lleva a cabo de forma espontánea, sin necesidad de introducir reactivos (como el amoníaco) en la corriente de gases de combustión.

Con relación al apartado anterior, cuando no sea necesario disminuir las emisiones de CO, se pueden lograr reducciones del 60-80% de NO_x con la inyección de agua o vapor. En cambio, si existe la necesidad de limitar las emisiones de monóxido de carbono, los índices de disminución de emisiones de NO_x serán del 40-60%.

5.1.1.6 Impactos de la vía húmeda en el funcionamiento de la turbina de gas

El uso de controles húmedos permite reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno, así como aumentar la potencia de la turbina de gas debido al flujo másico adicional que produce la introducción de agua o vapor en el proceso de combustión. No obstante, este sistema trae consigo una serie de inconvenientes como se muestra a continuación.

El agua inyectada en el quemador de la turbina necesita energía del combustible para vaporizarse y alcanzar la temperatura de combustión. Para ello se requiere aumentar el consumo de combustible entre un 2% y un 3%, lo cual puede provocar una penalización neta de la eficiencia general de la turbina. En el caso de la inyección de vapor, se requiere a su vez una generación previa de vapor perjudicando la eficiencia del ciclo general. Sin embargo, cuando la fuente de vapor es el calor de los gases de escape, se produce una ganancia neta en la eficiencia de la turbina de gas.

Para una mayor eficiencia en esta técnica de control de emisiones, el agua introducida en el proceso debe ser de alta pureza para evitar depósitos y corrosión en las secciones calientes aguas abajo del quemador. Para ello, se emplea una planta de tratamiento de agua, lo cual encarece la instalación. Además, la experiencia de los fabricantes de turbinas de gas con la inyección de agua ha mostrado un aumento significativo en la inspección y el mantenimiento.

A pesar de que la reducción real de la eficiencia con técnicas de control por vía húmeda es específica para cada modelo de turbina, el funcionamiento de éstas se agrava a medida que aumenta la relación agua-vapor/combustible, debido al incremento de los niveles de emisiones de CO y HC y al aumento de las oscilaciones de la presión de combustión. El impacto será mayor para la inyección de agua ya que necesita más energía para su vaporización.

5.1.1.7 Impacto de los controles de la vía húmeda sobre el mantenimiento de la turbina de gas

La inyección de agua aumenta la actividad de oscilación de presión dinámica en el combustor de la turbina, llegando incluso a incrementar la erosión y el desgaste de la sección caliente de ésta. Como consecuencia, se producirán mayores requisitos de mantenimiento.

La turbina debe retirarse del servicio con mayor frecuencia para la inspección y reparación de los componentes de la sección caliente.

5.1.2 Humidificación en cascada

El enfoque tradicional para aumentar la eficiencia de las centrales eléctricas de ciclo simple y ciclo combinado era aumentar la temperatura de cocción y la presión del ciclo básico de Brayton. Sin embargo, el aumento de la temperatura requirió un costo de desarrollo progresivamente más alto, asociado con nuevos materiales y técnicas de enfriamiento, y mayores desafíos de control de NO.

Un enfoque alternativo para mejorar la eficiencia de las centrales eléctricas basadas en turbinas de combustión es desarrollar ciclos térmicos con intercooling, recalentamiento, recuperación y humidificación.

El objetivo de este sistema consiste en saturar el aire procedente de los compresores. Como su nombre indica, los compresores están situados en forma de cascada. Como se puede observar en la imagen mostrada a continuación, después de cada salida de un compresor se encuentra un intercambiador de calor donde se enfría el aire comprimido antes de volver a ser comprimido en el próximo compresor.

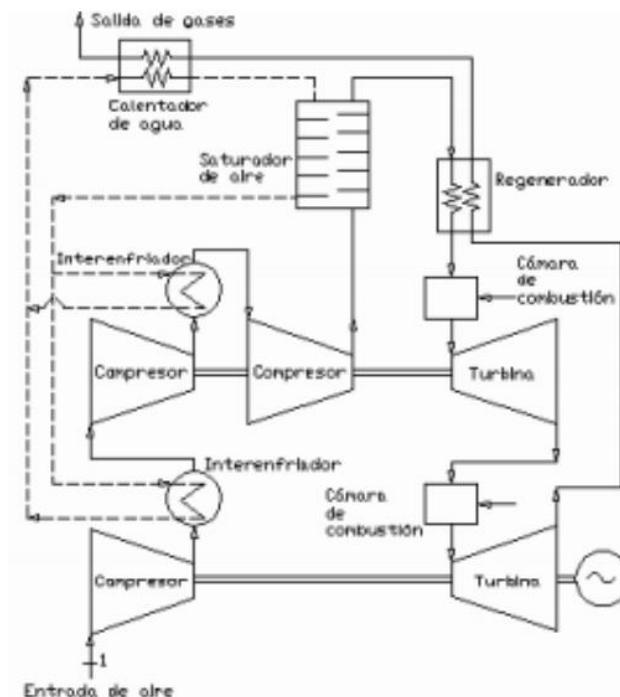


Ilustración 32: Turbina de gas con humidificación en cascada (Fuente: (*Ciclos con Humidificación en Cascada - Turbinas de Gas*, n.d.))

El agua que enfría el aire en los intercambiadores de calor procede del saturador de aire. Una vez el

agua sale de los intercambiadores de calor con una cierta temperatura después de enfriar el aire, será calentada en un calentador de agua donde se aprovechará el calor residual procedente de los gases que han trabajado en la turbina de gas y ya han pasado por el regenerador. El aire que ha sido comprimido en varias etapas es calentado en el regenerador después de haber pasado por el saturador de aire antes de llegar a la cámara de combustión.

La compañía Energy Storage and Power Consultants (“ESPC”) de New Jersey ha desarrollado una instalación de turbinas de gas con ciclos de humidificación en cascada. Dicha planta genera 12,1 MW y presenta una eficiencia térmica de 46,4% usando como combustible gas natural. Mediante esta técnica, la instalación ha alcanzado un nivel de emisiones de NO_x de 9 ppm sin utilizar reducción catalítica selectiva ni combustión catalítica.

5.1.3 Controles asociados al proceso de combustión

Con el paso de los años, los requisitos de reducción de NO_x han sido cada vez más importantes. Por esta razón, la técnica de control de emisiones mediante inyección de agua o vapor ha perdido protagonismo como consecuencia de los efectos perjudiciales causados en el rendimiento del ciclo de las turbinas de gas. Además, otras emisiones de gases de escape han alcanzado niveles mensurables de preocupación. Sobre la base de estos factores, se han elaborado métodos alternativos de control de las emisiones asociados al proceso de combustión

Estas técnicas de control consisten en modificaciones en el proceso de combustión, las cuales disminuyen las emisiones de óxidos de nitrógeno, pero sin inyección de agua o vapor. Por este motivo se consideran “combustores secos bajos en NO_x ”. Con dichas variaciones se pretende conseguir bajos niveles de emisiones a carga base para combustibles líquidos y gaseosos, así como controlar la variación del nivel de emisiones para un amplio rango de funcionamiento de la turbina. En definitiva, se intenta alcanzar una combustión estable y una buena respuesta del sistema ante cambios bruscos de la carga.

Algunas de las técnicas más utilizadas en la actualidad son las siguientes:

- Combustión pobre y tiempo de residencia reducido
- Combustión pobre con premezcla
- Combustión en dos etapas rica/pobre

5.1.3.1 Combustión pobre y tiempo de residencia reducido

5.1.3.1.1 Descripción del proceso

Se trata de un proceso de control de emisiones donde la relación de equivalencia (razón entre la relación combustible-aire real y la estequiométrica) es inferior a 1, es decir, presentan condiciones de escasez de combustible en la combustión. Por lo tanto, el exceso de aire adicional enfría la llama reduciendo de esta manera la tasa de formación térmica de NO_x .

Normalmente, en los diseños de combustión de turbinas de gas, los gases calientes a alta temperatura procedente del proceso de combustión se enfrían rápidamente con aire de dilución hasta valores de temperatura inferiores a los necesarios para la formación térmica de las emisiones de óxidos de nitrógeno.

Además, existen combustores con tiempo de residencia reducido, lo cual permite que los gases de combustión permanezcan a una temperatura alta durante un periodo de tiempo más corto y como consecuencia, la cantidad de NO_x térmico formado disminuye. No obstante, el acortamiento del tiempo del proceso de combustión puede suponer el aumento de las emisiones de monóxido de carbono y hidrocarburos inquemados.

Con el fin de evitar las emisiones de CO y HC, los combustores incorporan cambios de diseños en los puertos de distribución de aire para promover la turbulencia y mejorar de esta manera la mezcla combustible/aire. Otra alternativa sería cámaras de premezclado de combustible/aire.

5.1.3.1.2 Aplicabilidad

En la actualidad, la mayor parte de las turbinas de gas incorporan combustión magra y/o tiempo de residencia reducido. Sin embargo, estas técnicas de control no se ejecutan en las turbinas de la misma forma dado que algunas de ellas pueden estar limitadas por la cantidad de aire de dilución disponible para la combustión magra.

Uno de los inconvenientes a tener en cuenta con esta técnica se trata de la dificultad para reducir las emisiones de NO_x del combustible, dado que el exceso de aire adicional origina una mayor oxidación del nitrógeno contenido en el combustible. Por esta razón, este proceso se aplica habitualmente a los combustibles de bajo contenido en nitrógeno como el gas natural y combustibles derivados del petróleo destilado para aminorar la formación de NO_x del combustible.

5.1.3.1.3 Factores que afectan al funcionamiento

El proceso de combustión magra se ve afectado por la relación de equivalencia de la zona primaria de la cámara de combustión. Cuanto más se reduzca la relación de equivalencia por debajo de "1", mayor será la reducción de las emisiones de NO_x. Sin embargo, si la relación de equivalencia se reduce demasiado, aumentan las emisiones de CO y se producen problemas de estabilidad de la llama. Por esta razón, se limita la reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno que se alcanza únicamente con combustión pobre.

En el caso de combustores con tiempo de residencia reducido, la reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno está vinculada con la disminución del tiempo de residencia en la zona de la llama de alta temperatura.

5.1.3.1.4 Niveles de emisión de NO_x conseguidos

Algunos productores de turbinas de gas emplean el proceso de combustión magra en combustores con tiempo de residencia reducido, obteniéndose de esta manera una reducción de emisiones de NO_x superior a la conseguida cuando se aplica cada técnica por separado.

Como se puede observar en la siguiente ilustración, para una misma temperatura de combustión, los niveles de emisiones de óxidos de nitrógeno serán inferiores en el caso de que se utilice un combustor con combustión magra en la zona primaria. Se pueden llegar a conseguir incluso reducciones del 30% sin aumentar las emisiones de monóxido de carbono.

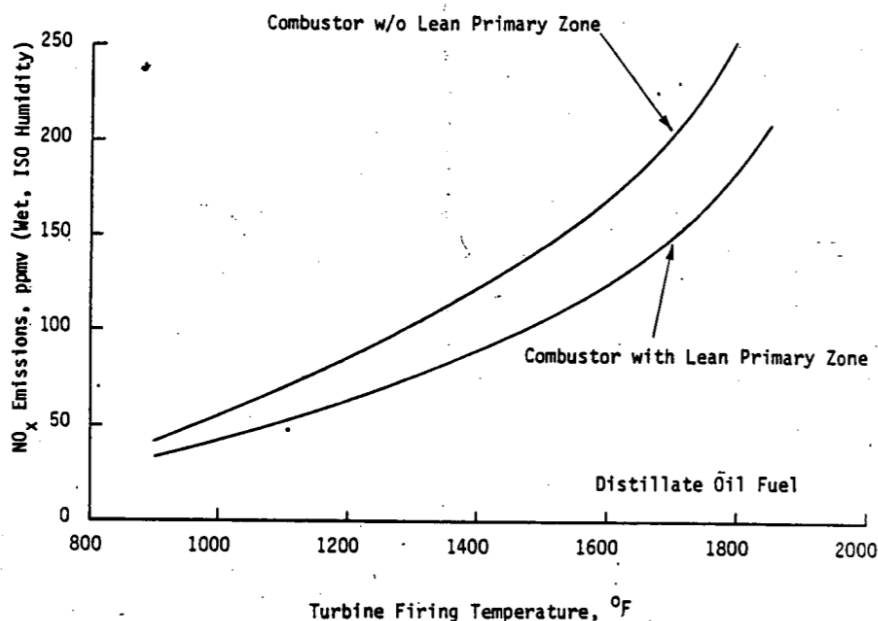


Ilustración 33: Emisiones de óxidos de nitrógeno frente a la temperatura de combustión de la turbina para combustión con y sin una zona primaria magra (Fuente: (EPA-453/R-93-007 *Alternative Control Techniques Document-NO Emissions from Stationary Gas Turbines*, 1993))

Por otro lado, en el caso de que se reduzca en gran medida el tiempo de residencia a altas temperaturas, es posible alcanzar reducciones de NO_x del 40%, pero en cambio aumentan las emisiones de CO de 10 a 30 ppmv.

5.1.3.2 Combustión pobre con premezcla

5.1.3.2.1 Descripción del proceso

El aire y el combustible se mezclan antes de su introducción en la zona de combustión con una relación combustible-aire muy pobre. El exceso de aire en la mezcla magra actúa como disipador de calor, reduciendo por tanto las temperaturas de combustión. Se trata de una mezcla homogénea que minimiza las zonas localizadas ricas en combustible y permite una reducción considerable de las tasas de formación de NO_x.

En instalaciones donde se ha aplicado este proceso, se ha demostrado que para alcanzar niveles de NO_x por debajo de 50 ppmv, el diseño de combustión pobre con premezcla puede aproximarse al límite de inflamabilidad magra, produciendo como consecuencia importantes emisiones de monóxido de carbono. Por esta razón, para estabilizar la llama, asegurar una combustión completa y minimizar las emisiones de CO, se incorpora una llama piloto en el diseño del quemador.

No obstante, las emisiones de óxidos de nitrógeno serán mayores cuando se aplica la llama piloto en el diseño del quemador debido a que una cantidad de aire-combustible suministrada a dicha llama no es premezclada y se encuentra en condiciones estequiométricas, generando de esta manera temperaturas muy altas y incrementando como consecuencia la tasa de formación de emisiones de NO_x.

5.1.3.2.2 Aplicabilidad

Prácticamente todos los fabricantes de turbinas de gas han implementado programas de desarrollo de combustión premezclada. A continuación, se describen los diseños de tres fabricantes disponibles en turbinas de producción.

El primer diseño consta de un combustor de tipo can-anular. Se trata de un combustor premezclado en dos etapas. La primera etapa incluye seis boquillas de combustible primario, mientras que la segunda etapa incluye una única boquilla de combustible secundario. La llama está presente únicamente en la primera etapa y se intenta mantener la relación de equivalencia tan baja como sea posible siempre y cuando la combustión sea estable. Cuando aumenta la carga, el combustible se introduce en la segunda etapa, generando de esta manera combustión en ambas etapas. En el momento en el cual la carga alcanza el 40%, se deja de introducir combustible en la primera etapa y se apaga la llama. De esta manera, la primera etapa se convierte en una zona de premezclado cuyo objetivo es entregar una mezcla magra, sin quemar y uniforme a la segunda etapa.

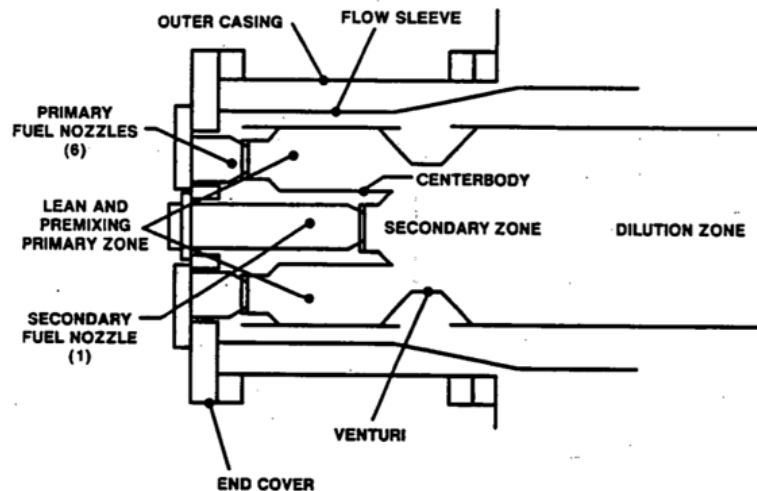


Ilustración 34: Sección transversal de un combustor can-anular premezclado magro (Fuente: (EPA-453/R-93-007 Alternative Control Techniques Document-NO Emissions from Stationary x Gas Turbines, 1993))

El segundo diseño se trata de una combustión anular premezclada magra. El aire y el combustible son premezclados usando una relación de equivalencia muy pobre. Posteriormente, la mezcla uniforme es entregada a la zona de combustión primaria donde se estabiliza utilizando una llama piloto. En el caso de que la carga no supere el 50%, el diseño solo consta del funcionamiento de la llama piloto y por lo tanto el nivel de emisiones de NO_x será similar al de los quemadores convencionales.

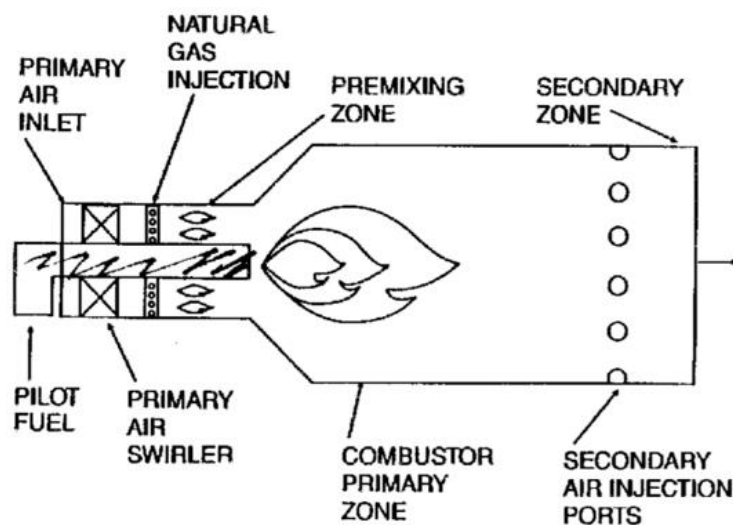


Ilustración 35: Sección transversal del diseño de combustión anular premezclado magro (Fuente: (EPA-453/R-93-007 Alternative Control Techniques Document-NO Emissions from Stationary x Gas Turbines, 1993))

El tercer diseño se trata de un combustor de tipo silo. A diferencia de los dos anteriores, el combustor se monta externamente a la turbina lo cual permite modificaciones sin afectar significativamente al resto del diseño de la turbina. Esta cámara de combustión está equipada con un revestimiento de cerámica que protege las superficies metálicas de las temperaturas máximas de la llama, reduciendo por tanto la necesidad de utilizar aire de refrigeración. Por consiguiente, existe más aire disponible para el proceso de combustión.

Este tipo de combustor consta de seis quemadores y en cada uno de ellos se lleva a cabo la mezcla aire-combustible y se entrega una mezcla magra y uniforme a la zona de combustión. La relación de equivalencia debe ser lo más baja posible para reducir las emisiones de NO_x . El diseño se acerca al límite de inflamabilidad magra, por lo que normalmente lleva incorporado una llama piloto para estabilizar el proceso de combustión.

Habitualmente, están diseñados para operar en modo difusión cuando se encuentra en arranque y baja potencia, cambiando a un modo de combustión de premezcla en niveles de salida de potencia más altos.

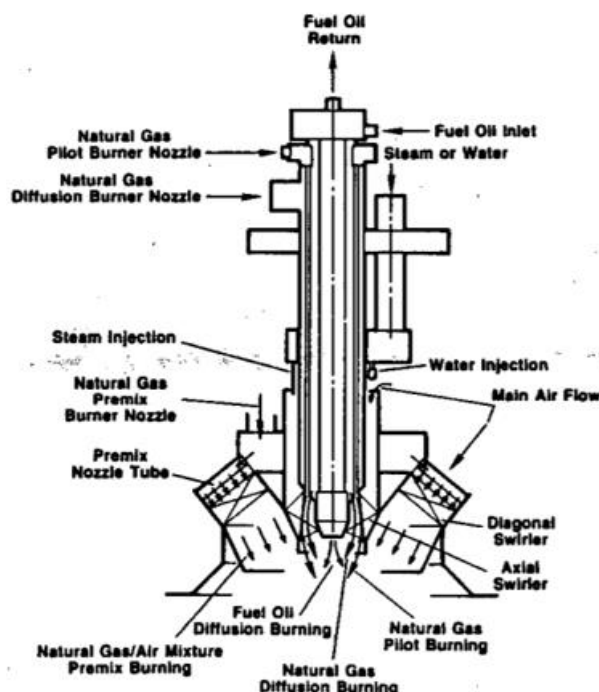


Ilustración 36: Quemador de bajo NO_x para un quemador de silo (Fuente: (EPA-453/R-93-007 *Alternative Control Techniques Document-NO Emissions from Stationary Gas Turbines*, 1993))

En definitiva, la combustión pobre con premezcla es eficaz para reducir las emisiones de NO_x térmico tanto para el gas natural como para el aceite destilado. En cambio, dicha técnica no es eficiente para disminuir la tasa de formación de NO_x del combustible.

5.1.3.2.3 Factores que afectan al funcionamiento

Los principales factores que afectan al funcionamiento de los combustores premezclados son la relación combustible-aire y el tipo de combustible.

Como ya se analizó en apartados anteriores, para lograr niveles bajos de emisión de NO_x , la relación de equivalencia debe mantenerse en un rango estrecho cerca del límite de inflamabilidad magra de la mezcla. Esto se consigue en condiciones de carga nominal

En el caso de condiciones de carga reducida, la relación aire-combustible alcanza el límite de inflamabilidad magra provocando inestabilidad en la combustión y excesivas emisiones de monóxido

de carbono. Por esta razón, los combustores de premezclado de todos los fabricantes cambian a un modo de combustión de tipo difusión en condiciones de carga reducida para un intervalo entre el 40 y 60% de la carga.

En cuanto al tipo de combustible utilizado, se ha demostrado que el gas natural produce niveles de NO_x más bajos que los combustibles líquidos ya que la temperatura de la llama con gas natural es menor y la capacidad de premezclar este combustible con aire es mayor. En aquellas instalaciones que emplean combustibles líquidos, se utilizan combustores de premezclado magro con inyección de agua para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno.

5.1.3.2.4 Niveles de emisión de NO_x conseguidos

Los niveles bajos de emisión de NO_x solo se generan para cargas en un intervalo entre el 40% y el 75%. Para cargas inferiores se necesitará la incorporación de una llama piloto, la cual trabaja con temperaturas altas y favorece por tanto la formación de óxidos de nitrógeno.

En la actualidad, el objetivo de algunos fabricantes es garantizar niveles de emisión de NO_x de 25 ppmv funcionando con gas natural y sin inyección húmeda. Aun así, estos ofrecen una garantía para su combustor premezclado magro de 42 ppmv.

Para carga total de salida, los niveles de emisión de óxidos de nitrógeno controlados van desde 9 a 42 ppmv. Sin embargo, para cargas reducidas, dichos niveles aumentan ya que el combustor actúa en modo convencional o de difusión.

Normalmente, para turbinas de producción a gran escala con combustibles líquidos, se utilizan diseños de combustores premezclados magros con inyección de agua o vapor obteniendo niveles de emisión de NO_x en torno a 65 ppmv.

En las siguientes ilustraciones, se observa las emisiones de óxidos de nitrógeno y de monóxido de carbono en función del porcentaje de carga y del combustible utilizado.

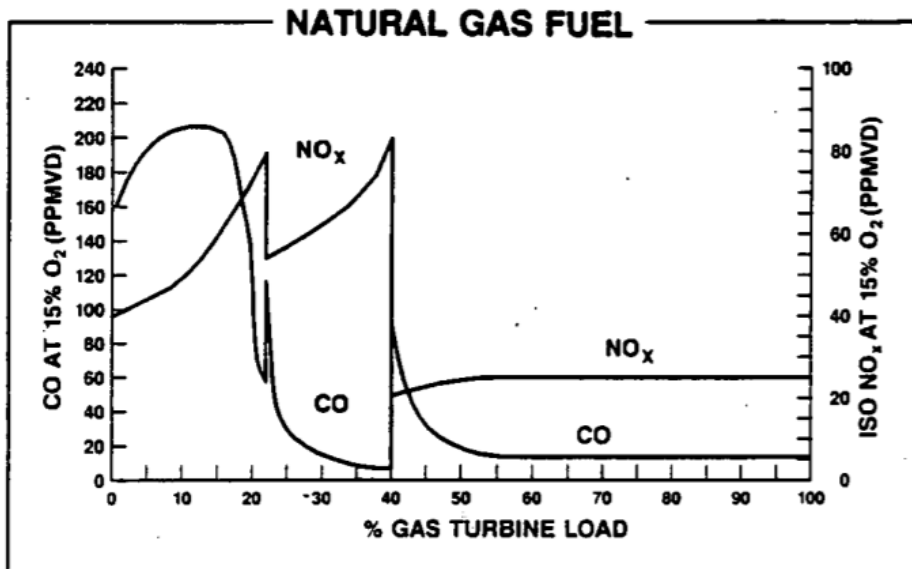


Ilustración 37: Emisiones de NO_x y CO para combustión pobre con premezcla y utilizando gas natural (Fuente: (EPA-453/R-93-007 *Alternative Control Techniques Document-NO Emissions from Stationary x Gas Turbines*, 1993))

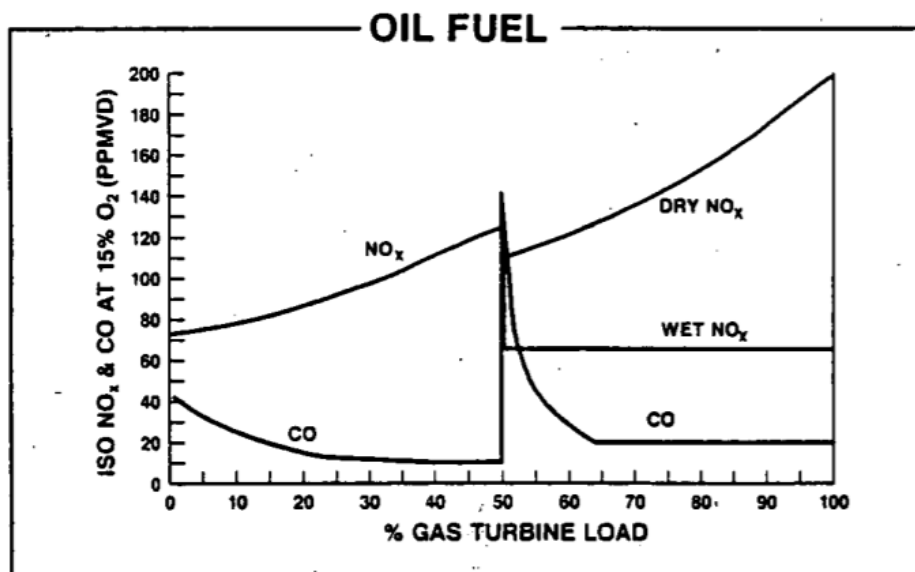


Ilustración 38: Emisiones de NO_x y CO para combustión pobre con premezcla y utilizando combustibles líquidos (Fuente: (EPA-453/R-93-007 *Alternative Control Techniques Document-NO Emissions from Stationary Gas Turbines*, 1993))

La información facilitada por los fabricantes de turbinas demuestra que las posibles reducciones de NO_x actualmente disponibles utilizando los combustores de premezcla oscilan entre 14,7 toneladas/año para una turbina de 1,1 MW y 10.400 toneladas/año para una turbina de 204 MW para turbinas que trabajan con gas natural y sin inyección húmeda.

En el caso de combustores con combustible líquido e inyección de agua, las reducciones oscilan entre 620 toneladas/año para una turbina de 22,6 MW y 7.360 toneladas/año para una turbina de 83,3 MW.

Como se observa a continuación, diversos estudios demuestran que a veces ciertos niveles de emisión de NO_x controlados, provocan el aumento de otras emisiones.

En el caso de las turbinas alimentadas con gas natural con una potencia nominal igual o inferior a 10 MW, los niveles controlados de emisión de NO_x de 25 a 42 ppmv dan lugar a un aumento de los niveles de emisión de CO de 25 ppmv o menos a 50 ppmv.

En el caso de las turbinas de más de 10 MW, niveles controlados de emisión de NO_x de 9 ppmv dan lugar a un aumento de las emisiones de CO de 10 a 25 ppmv para el combustible de gas natural. Por el contrario, para niveles de emisión controlados de NO_x de 25 ppmv, las emisiones de CO bajan de 25 a 15 ppmv.

En definitiva, el efecto de los combustores de premezcla en las emisiones de CO depende del diseño específico del combustor y del nivel controlado de emisión de NO_x.

En la actualidad, no se dispone de datos sobre las emisiones de hidrocarburos quemados para los diseños de quemadores de premezcla magra.

5.1.3.3 Combustión en dos etapas rica/pobre

5.1.3.3.1 Descripción del proceso

Estos combustores queman combustible rico en la zona primaria y combustible magro en la zona secundaria. Debido a las condiciones ricas en la zona primaria, se produce una combustión incompleta, la cual genera una atmósfera con una alta concentración de monóxido de carbono (CO) y gas hidrógeno (H₂). El CO y el H₂ sustituyen parte del oxígeno normalmente disponible para la formación de NO_x y también actúan como agentes reductores para cualquier NO_x formado en la zona primaria. Por lo tanto,

el nitrógeno del combustible se libera con una conversión mínima a NO_x. Además, al producirse parte de la combustión en la zona primaria y parte en la zona secundaria, la temperatura máxima de la llama será menor y se reduce de esta manera la tasa de formación de NO_x térmico.

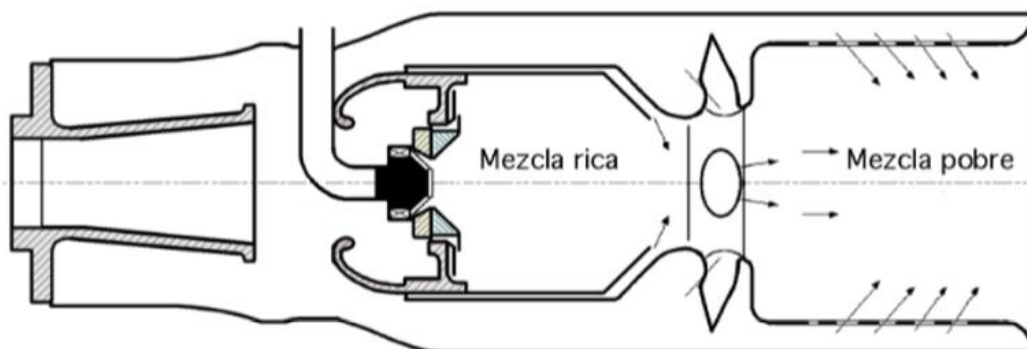


Ilustración 39: Combustión en dos etapas rica/pobre (Fuente: (08 -capi8 Contaminac#E98329 - 08-Contaminación.pdf, n.d.))

A medida que los productos de combustión abandonan la zona primaria, pasan por una zona de apagado con tiempo de residencia reducido donde se diluyen rápidamente con agua. Esta dilución rápida enfría los productos de combustión y al mismo tiempo produce una relación combustible-aire pobre. Posteriormente, se añade aire de combustión adicional y se introducen en la zona secundaria donde se completa la combustión en condiciones de reducción de combustible. Esta combustión magra contribuye mínimamente a la formación de NO_x porque la mayor parte del nitrógeno combustible se habrá convertido a N₂ antes de la fase de combustión magra. Además, debido a la baja temperatura de la llama durante la combustión pobre, la formación de NO_x térmico se minimiza.

5.1.3.3.2 Aplicabilidad

A pesar de que los procesos de combustión en dos etapas rica/pobre se aplican a todos los tipos de turbinas, actualmente la disponibilidad de esta técnica de control de emisiones se ha visto influenciada por la falta de demanda de este diseño debido al limitado uso actual de combustibles con alto contenido en nitrógeno en turbinas de gas.

5.1.3.3.3 Factores que afectan al funcionamiento

Los principales factores que afectan al funcionamiento de los combustores en dos etapas son la relación de equivalencia en la zona de combustión primaria y el caudal de aire de enfriamiento. Por un lado, una selección adecuada de la relación aire-combustible en la zona rica en combustible minimizará la formación térmica de NO_x, así como la formación del NO_x del combustible. Por otro lado, el aumento del caudal de aire de enfriamiento reduce la relación de equivalencia en la etapa de combustión secundaria logrando de esta manera una mayor reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno.

5.1.3.3.4 Niveles de emisión de NO_x conseguidos

Como se puede observar en la siguiente ilustración, para una relación de equivalencia de 1,8 y un aumento del caudal de aire de enfriamiento de 0,86 a 1,4 kg/s, se puede lograr una reducción considerable de las emisiones de NO_x de 0,50 a 0,27 lb/MMBtu.

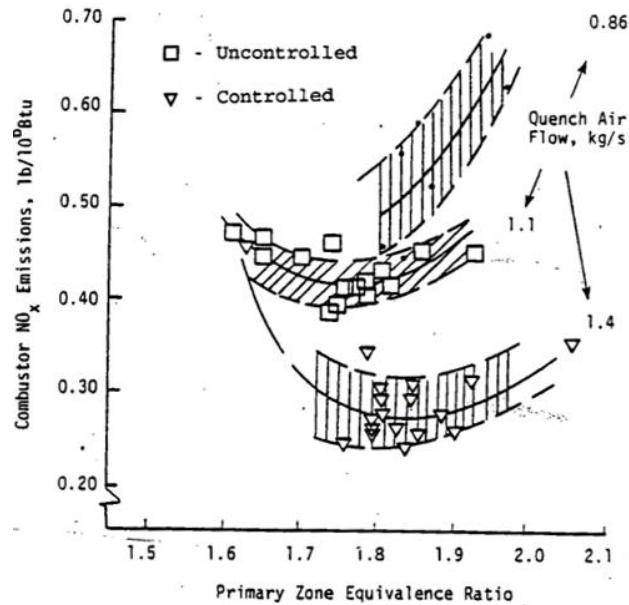


Ilustración 40: Emisiones de óxidos de nitrógeno frente a la relación de equivalencia de la zona primaria de una combustión en dos etapas rica/pobre (Fuente: (EPA-453/R-93-007 *Alternative Control Techniques Document-NO Emissions from Stationary Gas Turbines*, 1993))

En el caso de combustibles con alto contenido en nitrógeno, la combustión en dos etapas rica/pobre presenta una gran eficacia para reducir las emisiones de NO_x del combustible siempre y cuando la selección de la relación de equivalencia sea adecuada.

En la siguiente ilustración, se observa que para una relación de equivalencia operativa de 1,3 a 1,4, un aumento del contenido en nitrógeno del combustible de 0,13 a 0,88 no supone un impacto en la formación total de NO_x. Sin embargo, si la relación se aleja de dicho rango, se contempla un incremento significativo de las emisiones para combustibles con alto contenido en nitrógeno.

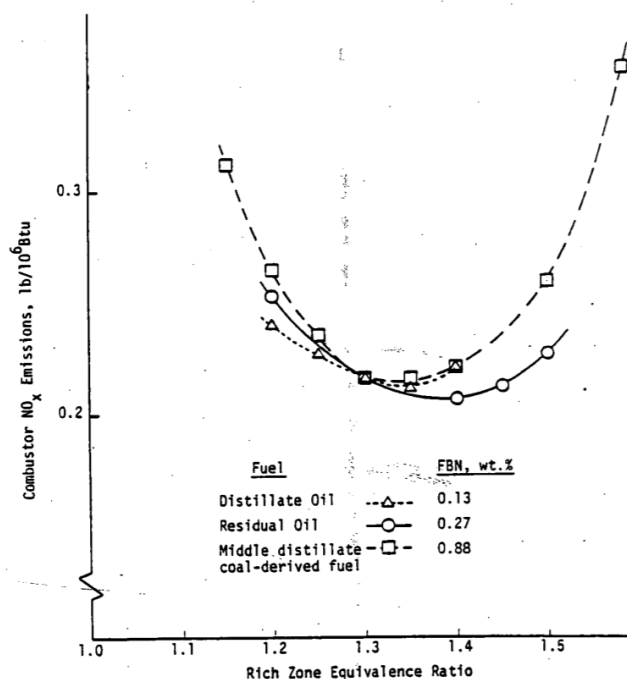


Ilustración 41: Efectos del contenido de nitrógeno del combustible sobre las emisiones de NO_x para una combustión en dos etapas rica/pobre (Fuente: (EPA-453/R-93-007 *Alternative Control Techniques Document-NO Emissions from Stationary Gas Turbines*, 1993))

5.1.4 Quemadores catalíticos

5.1.4.1 Descripción del proceso

La combustión catalítica es un proceso que emplea un catalizador para iniciar y promover reacciones químicas en una premezcla de combustible y aire. El combustible se inyecta aguas arriba del reactor catalítico para vaporizarse y se mezcla con el aire de entrada. Posteriormente, dicha mezcla fluye a un lecho catalizador, el cual está compuesto de varias etapas y cada una de ellas puede presentar un catalizador diferente. En la primera etapa, se utiliza un catalizador activo a bajas temperaturas, mientras que en las etapas posteriores dicho reactor se selecciona teniendo en cuenta la necesidad de una buena eficiencia de oxidación. De esta forma, la mezcla se oxida sin formar un frente de llama de alta temperatura disminuyendo por tanto la formación térmica de NO_x.

Además, este proceso consta de una zona de reacción térmica aguas abajo del lecho catalítico, para elevar la temperatura de los gases de combustión hasta el valor de entrada en la turbina de gas. Como consecuencia, reduce las concentraciones de monóxido de carbono y de hidrocarburos inquemados a niveles aceptables.

Este diseño corresponde con el sistema tradicional de combustión catalítica, el cual no es adecuado para turbinas de gas moderna ya que operan con temperaturas por encima de los 1570 K y se pueden producir problemas de sinterización y vaporización de los componentes activos del catalizador.

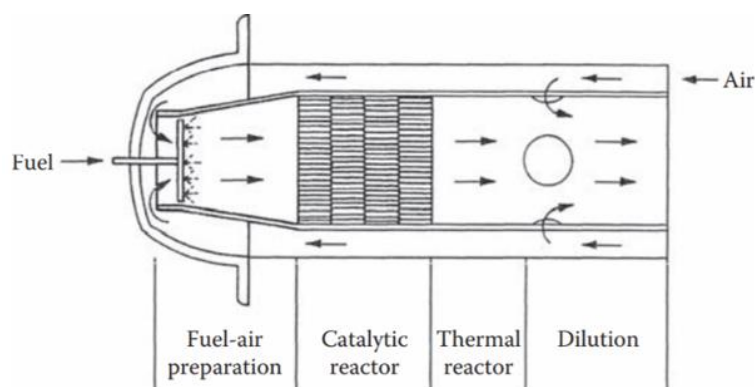


Ilustración 42: Sistema tradicional de combustión catalítica (Fuente: (Arthur H. Lefebvre et al., n.d.))

Además del sistema tradicional, existen otros dos enfoques para el diseño de combustores catalíticos de turbinas de gas. Por un lado, sistemas en los cuales solo una parte del combustible es inyectada antes del catalizador para limitar las temperaturas catalíticas por debajo de 1270 K y el resto del combustible es introducido aguas abajo del catalizador para conseguir la temperatura requerida a la salida de la cámara de combustión. Por otro lado, sistemas donde todo el combustible es inyectado antes del catalizador, pero sólo una parte de éste reacciona con el reactor. Posteriormente, se completa la combustión en una zona de combustión post-catalítica por medio de homogéneas reacciones en fase gaseosa.

5.1.4.2 Aplicabilidad

Las técnicas de combustión catalítica se aplican a todos los tipos de combustión y son eficaces tanto en las turbinas de petróleo destilado como en las de gas natural. Sin embargo, el estrecho rango de temperaturas sobre el cual el lecho del catalizador puede satisfacer los requisitos contradictorios de alta actividad catalítica e integridad mecánica dificultan la implantación de este tipo de cámaras de combustión en las turbinas de gas.

Las temperaturas de salida de la cámara de combustión generalmente se encuentran en el rango de 1450 a 1770 K, valores que superan los límites de estabilidad de la mayoría de los materiales de sustrato del catalizador. Debido al rango de temperatura de funcionamiento limitado, los combustores catalíticos no pueden aplicarse fácilmente a turbinas de gas sujetas a cambios rápidos de carga.

Cada quemador catalítico tiene un cierto rango de temperaturas en el cual puede conseguir una combustión estable y bajos niveles de emisiones. Diversos estudios han llegado a la siguiente conclusión generalizada: En primer lugar, la temperatura de entrada de la mezcla debe ser lo suficientemente alta para que se active el catalizador. En general, temperaturas por encima de 700 K son necesarias para evitar el apagado del catalizador. A la salida del catalizador, la temperatura de los gases debe de ser suficientemente alta para completar las reacciones iniciadas catalíticamente y reducir de este modo las emisiones de CO y HC a niveles aceptables. Por último, la temperatura de las paredes del catalizador debe ser suficientemente baja para garantizar un funcionamiento del reactor a largo plazo.

5.1.4.3 Estado de desarrollo

En la actualidad, la preocupación por la durabilidad a largo plazo de los sustratos del catalizador y por soportar una alta actividad catalítica durante largos períodos de tiempo provoca una importante barrera para el desarrollo de cámaras de combustión catalíticas en turbinas de gas. Por estos motivos, el desarrollo de los combustores catalíticos se ha limitado a bancos de ensayo a escala de prototipos de combustores.

Alguno de los diseños probados hasta ahora son muy complejos ya que requieren el uso de un prequemador junto con combustible escalonado y/o geometría variable para conseguir un rango de operación aceptable. Sin embargo, los resultados obtenidos confirman totalmente el potencial de las cámaras de combustión catalíticas para conseguir emisiones de NO_x ultra bajas (< 5 ppmv).

5.2 Medidas secundarias para la reducción de emisiones de NO_x

Las medidas secundarias son sistemas de tratamiento de gases de combustión cuyo objetivo es la reducción y descomposición de los óxidos de nitrógeno, formados durante el proceso de combustión, mediante la adición de reactivos como el amoníaco o la urea. El resultado de la descomposición del NO_x es nitrógeno molecular y agua.

Se tratan de tecnologías de control postcombustión de las emisiones de óxidos de nitrógeno y en la actualidad, las medidas secundarias más empleadas en turbinas de gas son:

- Reducción catalítica selectiva
- Reducción selectiva no catalítica

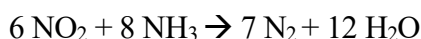
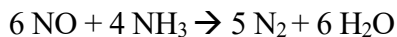
5.2.1 Reducción catalítica selectiva

5.2.1.1 Descripción del proceso

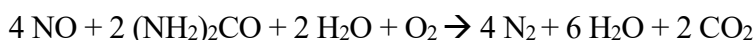
El proceso de reducción catalítica selectiva (SCR) es una técnica de control basada en la reducción selectiva de los óxidos de nitrógeno mediante la adición de amoníaco o urea y con la presencia de un catalizador. Los gases de escape pasan primero por un catalizador oxidante donde se elimina las emisiones de monóxido de carbono y hidrocarburos inquemados mediante la oxidación a CO₂ y H₂O.

Posteriormente, el agente reductor (amoníaco o urea) se inyecta en la corriente de humos aguas arriba del catalizador SCR y reacciona con NO_x sobre la superficie de dicho catalizador a temperaturas normalmente comprendidas entre 320-420 °C. En función del reactivo utilizado para la descomposición del óxido de nitrógeno, se tienen en cuenta las siguientes reacciones:

1. Con amoníaco como agente reductor:



2. Con urea como agente reductor:



El resultado de dichas reacciones es la descomposición del óxido de nitrógeno en nitrógeno molecular y agua.

Debido al elevado riesgo para la salud humana que comporta el transporte, manejo y almacenamiento del amoníaco, estas operaciones deben realizarse de forma muy cuidadosa para impedir fugas. El proceso consta de una rejilla de inyección de amoníaco, la cual se encuentra aguas arriba del cuerpo del catalizador y está diseñada para dispersar el amoníaco uniformemente a través del flujo de escape antes de que entre en la unidad del catalizador. Generalmente, el amoníaco se almacena en disolución acuosa o en estado licuado, por lo cual antes de inyectarlo debe ser evaporado. Esto se realiza en un evaporador con vapor, agua caliente o en plantas pequeñas, eléctricamente. El amoníaco evaporado se mezcla posteriormente con aire en un mezclador especial, en el cual es de vital importancia la efectividad de dicha mezcla ya que puede ser explosiva. A continuación, se produce la inyección mediante un sistema de lanzas.

Se desea conseguir una relación amoníaco-óxidos de nitrógeno homogénea en la corriente de humos para obtener alta eficiencia en la reducción de las emisiones de NO_x y minimizar la pérdida de NH₃ no reaccionado, dado que, si esta cantidad de amoníaco en presencia de agua reacciona posteriormente con el SO₃ de los humos, puede llegar a producir ensuciamiento y corrosión de las superficies de calentamiento aguas abajo del equipo de SCR. La reacción que se produciría sería la siguiente:



Actualmente, los catalizadores comerciales se emplean en forma de monolitos cerámicos con estructura de canales paralelos o monolitos metálicos con estructura laminar. Presentan grandes ventajas respecto a los catalizadores convencionales como son, la mayor superficie externa catalítica, la uniformidad del flujo de gases a través de las placas, una baja dispersión axial y tratamiento de elevados volúmenes de gas.

En los últimos años, los materiales más probados para la fabricación de catalizadores y con mejor rendimiento han sido: Los óxidos de metales pesados, las zeolitas, los óxidos de hierro y el carbono activado. En definitiva, la configuración geométrica del cuerpo del catalizador está diseñada para la máxima superficie y la mínima obstrucción de la trayectoria de flujo de gas de combustión para maximizar la eficiencia de conversión y minimizar la contrapresión en la turbina de gas.

En algunas instalaciones de turbinas de gas también se han implantado recientemente sistemas

catalíticos con doble función para reducir las emisiones NO_x con amoníaco y oxidar el monóxido de carbono. Para ello se han empleado metales preciosos como el platino para la fabricación de catalizadores por su elevada actividad y habilidad para oxidar el CO. Los rangos de temperaturas a los que operan estos metales preciosos son 175-290°C.

5.2.1.2 Aplicabilidad del proceso de reducción catalítica selectiva en las turbinas de gas

La reducción catalítica selectiva se aplica a todos los tipos de turbinas de gas y es eficaz para reducir tanto las emisiones de NO_x térmico como las de NO_x del combustible. No obstante, hay factores que pueden limitar la aplicabilidad del SCR. Uno de los factores que afecta al rendimiento del reactor SCR es la temperatura de funcionamiento, dado que puede perjudicar al material del catalizador. Los catalizadores de metal base son los más utilizados en aplicaciones de turbina de gas SCR y se instalan dentro de la caldera de recuperación de calor (HRSG) para reducir la temperatura de los gases de escape al rango de funcionamiento adecuado para el catalizador.

En el caso de que las temperaturas de los gases de escape superen los 450°C, se utilizan catalizadores de zeolitas ya que presentan un rango de temperatura máximo de funcionamiento de hasta 590°C, siendo por tanto compatible con las temperaturas de escape de las turbinas de ciclo simple

Otra consideración para determinar la aplicabilidad del SCR son las complicaciones que se pueden llegar a producir con el uso de combustibles que contienen azufre. El contenido de azufre en el gas natural es insignificante, pero los aceites destilados y residuales, así como algunos gases combustibles de baja Btu, como el gas de carbón, tienen contenidos de azufre que presentan problemas cuando se utilizan con sistemas SCR. La combustión de combustibles que contienen azufre produce emisiones de SO_2 y SO_3 . Además, como ya se ha mencionado en el apartado anterior, el SO_3 puede reaccionar con el amoníaco que no ha reaccionado previamente con el NO_x , provocando incrustaciones y taponamientos en las superficies del lecho del catalizador. Estos depósitos resultan en un aumento de la contrapresión en la turbina y una reducción de la eficiencia de transferencia de calor en el HRSG.

Según los proveedores de catalizadores, los sistemas SCR pueden diseñarse para una reducción del 90 % de NO_x y un deslizamiento de 10 ppm o menos de NH_3 para combustibles que contienen azufre de hasta un 0,3 % en peso.

La reducción catalítica selectiva puede no ser fácilmente aplicable a las turbinas de gas que queman combustibles que producen cargas de alta ceniza o altos niveles de contaminantes, ya que estos elementos pueden provocar ensuciamiento y envenenamiento del lecho del catalizador. Los agentes tóxicos aportados por dichos combustibles se depositan en la superficie del catalizador, formando una barrera entre la superficie del catalizador activo y el gas de escape, inhibiendo por tanto la actividad catalítica. Dichos agentes se pueden eliminar mediante sopladores de hollín o vapor sobrecalentado recuperando de esta manera el 90 por ciento de la actividad de reducción original. Sin embargo, los efectos de los agentes tóxicos son permanentes y la superficie del catalizador afectada no puede regenerarse.

5.2.1.3 Factores que afectan al funcionamiento del proceso de reducción catalítica selectiva

La eficiencia de la reducción de las emisiones de NO_x en un proceso de reducción catalítica selectiva, parámetro que representa el nivel de NO_x eliminado con respecto a la cantidad de NO_x que se introduce en la unidad del catalizador, se ve influenciada por una serie de factores como el material del catalizador, la temperatura del reactor, la velocidad espacial y la relación entre la cantidad de amoníaco y de óxidos de nitrógeno.

Como ya se ha mencionado previamente, en la actualidad se dispone de varios materiales catalizadores y cada uno de ellos tienen un rango óptimo de eficiencia de eliminación de NO_x correspondiente a un rango de temperatura específico. Diversos estudios figuran que algunos materiales como el dióxido de titanio, el pentóxido de vanadio, el platino o la zeolita alcanzan eficiencias de eliminación de NO_x en torno al 80-90% y además satisfacen un amplio rango de temperaturas de funcionamiento. No obstante, la eficiencia de eliminación de NO_x disminuye gradualmente durante la vida útil del catalizador debido al deterioro del enmascaramiento, envenenamiento o la sinterización.

La velocidad espacial es un parámetro que muestra el flujo volumétrico de gases de combustión en función del volumen del catalizador. Se trata de un indicador del tiempo de residencia del gas en la unidad del catalizador. Cuanto menor sea la velocidad espacial, mayor será el tiempo de residencia y mayor el potencial de reducción de NO_x.

Debido a que el flujo de gas es una constante determinada por la turbina de gas, la velocidad espacial depende del volumen del catalizador, o área total de la superficie activa.

La relación NH₃/NO_x puede variar para alcanzar el nivel deseado de reducción de NO_x. Un aumento de esta relación incrementa el nivel de reducción de NO_x, pero también puede dar lugar a mayores cantidades de amoníaco sin reaccionar perjudicando por tanto al proceso de reducción catalítica selectiva.

5.2.1.4 Rendimiento de la reducción de emisiones de NO_x cuando se emplea SCR

Diversos procesos de reducción catalítica selectiva implantados en instalaciones de turbinas de gas en los Estados Unidos, han logrado niveles de eficiencia de reducción de NO_x cercanos al 90%. Para ello, dichos sistemas operan con una velocidad espacial de aproximadamente 30.000/hr, una relación NH₃/NO_x en torno a 1 y niveles de deslizamiento de amoníaco alrededor de los 10 ppm.

Existe una instalación de turbina de gas en los Estados Unidos, la cual utiliza únicamente el sistema SCR para reducir las emisiones de NO_x. Esta instalación cuenta con dos turbinas de gas de 8,5 MW, cada una con su propio HRSG en el que se instala un sistema SCR. Las emisiones de NO_x a la entrada de la unidad del catalizador SCR se encuentran en torno a 130 ppmv. Sin embargo, aguas abajo del catalizador las emisiones recogen valores cercanos a los 18 ppmv, por lo cual con el sistema SCR se obtiene una eficiencia de reducción de NO_x del 86%. Este diseño, el cual funciona sin inyección húmeda, alcanza niveles de deslizamiento de amoníaco cercanos a los 35 ppmv, por lo tanto hoy en día se están realizando estudios para limitar dichos niveles a valores en torno a 10 ppmv o menos.

Salvo la excepción de la instalación analizada en el párrafo anterior, las unidades SCR instaladas en los Estados Unidos se utilizan en combinación con la inyección en húmedo y/o los combustores de bajo NO_x. Como ya se indicó anteriormente, cuando se emplea la inyección por vía húmeda como técnica de control de emisiones, se obtienen valores de emisión de NO_x controlados que oscilan entre 25 y 42 ppmv para el gas natural y entre 42 y 110 ppmv para el combustible de petróleo. Sin embargo, si dicha técnica se aplica conjuntamente con el diseño de un sistema SCR con una eficiencia de reducción del 90%, entonces los niveles de NO_x se pueden reducir teóricamente a valores en torno a 2,5 – 4,2 ppmv para el gas natural y 4,2 – 11 ppmv para combustibles de petróleo.

En definitiva, el nivel final controlado de emisión de NO_x depende del nivel de NO_x que salga de la turbina y de la eficiencia de reducción del SCR alcanzable.

5.2.1.5 Consideraciones sobre la evacuación para el SCR

La vida operativa de los catalizadores es finita y depende de varios factores como las características del combustible, la capacidad, la forma de operación de la planta, la concentración de NO_x en los gases

de entrada a la unidad del catalizador, el índice de desnitrificación, la relación NH_3/NO_x y la pérdida admisible de amoníaco sin reaccionar. Generalmente, la vida del catalizador garantizada por los proveedores de catalizadores oscila entre 2 y 3 años. Sin embargo, la experiencia demuestra que los sistemas SCR en plantas de fuel-oil y gas natural pueden tener una duración de entre 8 y 12 años.

En cualquier caso, cuando dicho catalizador finaliza su vida operativa, debe ser eliminado y reemplazado. Si el reactor contiene óxidos de metales pesados como el vanadio o el titanio, potencialmente podrían ser considerados desechos peligrosos, por lo que se debe tener especial cuidado en su eliminación. No obstante, los catalizadores de metales preciosos y zeolitas no contienen desechos peligrosos.

5.2.2 Efecto producido al añadir un quemador al HRSG

En algunas aplicaciones de cogeneración y ciclo combinado, el calor de escape de la turbina de gas no es suficiente para producir la cantidad deseada de vapor en la HRSG (Caldera de recuperación de calor). Por esta razón se coloca un quemador suplementario en el conducto de escape entre la turbina de gas y HRSG, el cual permite un disparo de combustible adicional, generalmente gas natural y consigue aumentar las temperaturas a niveles suficientes cercanas a los 1000°C . Con este quemador, además de proporcionar capacidad de vapor adicional, también se aumenta la eficiencia general del sistema, debido a que toda la energía añadida se puede recuperar en el HRSG.

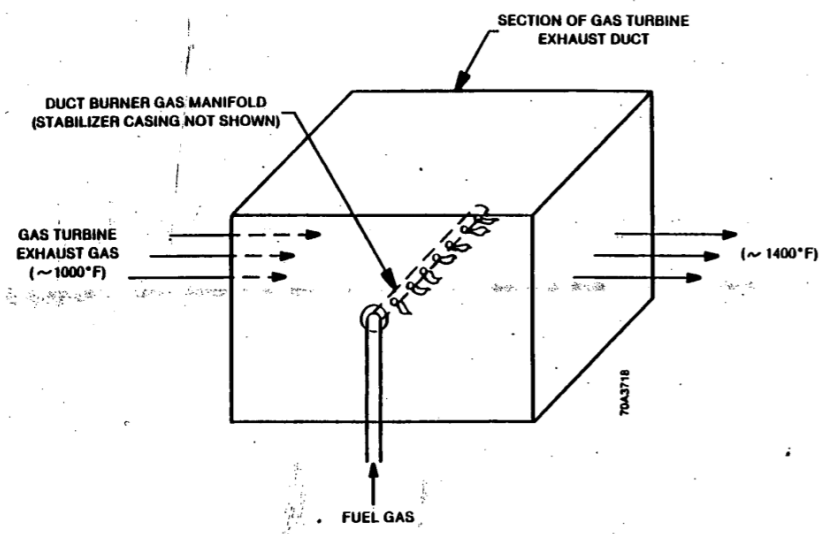


Ilustración 43: Quemador de conducto suplementario para aplicaciones de escape de turbina de gas (Fuente: (EPA-453/R-93-007 *Alternative Control Techniques Document-NO Emissions from Stationary x Gas Turbines*, 1993))

A continuación, se explica brevemente el funcionamiento de este diseño. El gas natural se introduce en el colector de gas. Posteriormente, dicho gas sale del colector y se mezcla con los gases de escape de la turbina de gas, los cuales entran a través de una pequeña ranura entre la carcasa y el colector de gas. Esta mezcla forma una llama de difusión de chorro que causa la recirculación mostrada en la Zona "A." Debido a la cantidad limitada de los gases de combustión procedente de la turbina que pueden entrar en la Zona A, la combustión en esta zona es rica en combustible. A medida que el chorro de gas en llamas sale a la Zona "B", se mezcla con productos de combustión que son recirculados por los remolinos de flujo detrás de las alas de la carcasa estabilizadora. La llama entonces se expande en la corriente de gas de escape de la turbina, donde se completa la combustión. Este procedimiento se puede observar en la siguiente ilustración.

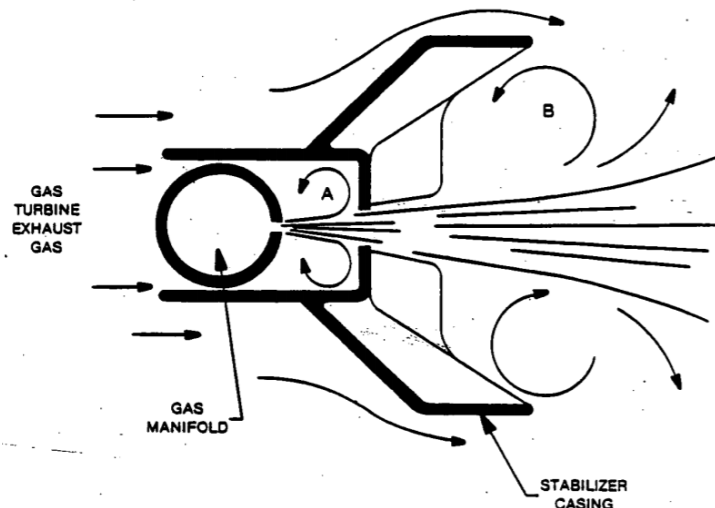


Ilustración 44: Quemador de conducto que incorpora características de diseño para reducir el NO_x. (Fuente: (EPA-453/R-93-007 *Alternative Control Techniques Document-NO Emissions from Stationary x Gas Turbines*, 1993))

Normalmente, un quemador de conducto produce un nivel relativamente pequeño de emisiones de NO_x durante el funcionamiento. El nivel de NO_x producido por un quemador de conducto es de aproximadamente 0,1 libras por millón de Btu (lb/MMBtu) de combustible quemado. El nivel de ppmv depende del caudal de los gases de escape de las turbinas de gas en las que está funcionando el quemador del conducto y por lo tanto varía con el tamaño de la turbina. En algunos casos, se puede incluso reducir las emisiones globales de NO_x.

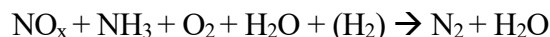
Se desconoce la razón de esta reducción neta de NO_x, pero para que se produzca se deben de cumplir tres condiciones:

1. La llama del quemador debe producir una alta temperatura en una zona rica en combustible.
2. Se introduce una parte de los gases de escape de la turbina que contengan NO_x en la zona localizada rica en combustible con un tiempo de residencia suficiente para que el proceso de renovación convierta el NO_x de la turbina en Nitrógeno molecular y oxígeno.
3. El combustible del quemador no debe tener contenido en nitrógeno.

5.2.3 Reducción selectiva no catalítica

La reducción selectiva no catalítica (SNCR) es una medida secundaria cuya misión es reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno, formados durante la combustión, mediante la inyección de amoníaco o urea. A diferencia del proceso de reducción catalítica selectiva, la técnica SNCR no emplea catalizador y el rango de temperaturas está comprendido entre 850-1100°C.

En este proceso tiene lugar la siguiente reacción:



Como se puede observar en dicha reacción, el óxido de nitrógeno se descompone en nitrógeno molecular y agua de manera eficaz sin necesidad de un catalizador. En ocasiones, se inyecta hidrógeno junto con amoníaco reduciendo de esta manera la temperatura de funcionamiento desde 850°C a 700°C.

Sin embargo, en procesos con temperaturas de operación superiores a los 1100°C, la inyección de amoníaco o urea en los gases de combustión puede llegar a favorecer la formación de las emisiones de NO_x.

A pesar de que el proceso SNCR es mas atractivo desde el punto de vista económico que la técnica SCR dado que no requiere de catalizador para su funcionamiento, el rango de temperatura de operación no es compatible con las temperaturas de escape de la turbina de gas que no superan los 600°C. Además, las velocidades de flujo de funcionamiento de las turbinas de gas son relativamente altas en relación con el tiempo de residencia necesario para que se establezca la reacción anterior. Debido a estas dificultades, esta tecnología de control de emisiones de óxidos de nitrógeno no se ha aplicado en turbinas de gas hasta la fecha.

6 LEGISLACIÓN Y REGLAMENTACIÓN

El objetivo de cualquier turbina de gas consiste en ofrecer un funcionamiento seguro, confiable, con alta eficiencia y con emisiones ambientales aceptables. Sin embargo, en función de su aplicación, es decir, ya sean motores diseñados para operar en el aire, en tierra o en el mar, presentarán diferentes impactos ambientales y limitaciones operativas. Esto influye en el tipo de marco regulador de las emisiones que se adoptará para regular el diseño, la cualificación y el funcionamiento de dichas turbinas.

A causa de las posibles consecuencias que pueden tener las emisiones sobre la salud, la Organización Mundial de la Salud de las Naciones Unidas (OMS) y diversos estados individuales han establecido ciertas normas nacionales de calidad del aire ambiente (NAAQS). En los Estados Unidos, como se especificará más adelante, se instauró la ley de Calidad del Aire (“Clean Air Act”), la cual fue enmendada por última vez en 1990 y pretendía que la Agencia de Protección Ambiental (“EPA” o “Environmental Protection Agency”) estableciese dichas normas de calidad del aire para hacer frente a los contaminantes considerados dañinos para la salud pública y el medio ambiente. A continuación, se muestra una tabla con los diferentes contaminantes recogidos por la EPA y sus respectivos límites de emisión.

Límite de emisión			
Contaminante	Valor	Periodo	Tipo de nivel ¹
Monóxido de carbono	9 ppm (10 mg/m ³)	8 h.	Primario
	35 ppm (40 mg/m ³)	1 h.	Primario
Dióxido de nitrógeno	53 ppb (100 µg/m ³)	Anual	Primario y secundario
Ozono	120 ppb (253 µg/m ³)	1 h.	Primario y secundario
	80 ppb ² (157 µg/m ³)	8 h.	Primario y secundario
Plomo	1,5 µg/m ³	Trimestral	Primario y secundario
Partículas (PM ₁₀)	50 µg/m ³	Anual	Primario y secundario
	150 µg/m ³	24 h.	Primario y secundario
Partículas (PM _{2,5})	15 µg/m ³ ²	Anual	Primario y secundario
	65 µg/m ³ ²	24 h.	Primario y secundario
Dióxido de azufre	30 ppb (80 µg/m ³)	Anual	Primario
	140 ppb (365 µg/m ³)	24 h.	Primario
	500 ppb (1300 µg/m ³)	3 h.	Secundario

Tabla 2: Tabla de las normas nacionales de la calidad del aire ambiente (NAAQS) (Fuente: (US EPA, n.d.))

El tipo de nivel hace referencia a las dos normas nacionales de calidad del aire ambiente identificadas por la ley de Calidad del Aire. Las normas primarias proporcionan protección de la salud pública, mientras que las normas secundarias suministran protección del bienestar público.

Como ya se ha comentado previamente, las regulaciones establecidas para cada una de las aplicaciones de las turbinas de gas son diferentes. Por este motivo, se va a realizar una distinción entre turbinas de gas de aviación y turbinas de gas industriales. Por último, se analizarán las diversas políticas regulatorias que se han llevado a cabo desde la década de los 70 en Norteamérica, Europa y Japón.

6.1 Turbinas de gas de aviación

6.1.1 Marco regulatorio mundial de las aeronaves

Las emisiones de los motores de los aviones pueden contribuir a impactos potencialmente significativos sobre la calidad del aire y afectar como consecuencia al cambio climático. En consecuencia, en 1944 se realizó un convenio sobre Aviación Civil Internacional, en el cual se estableció la Organización de Aviación Civil Internacional (ICAO), una organización de las Naciones Unidas cuyo objetivo era alcanzar un consenso sobre las normas y métodos recomendados para la aviación civil internacional y sobre políticas que hiciesen posible que dicho sector fuese operacionalmente seguro, protegido, eficiente, económicamente sostenible y ambientalmente responsable.

Los reglamentos de la ICAO regulan las emisiones de los motores de las aeronaves a baja altitud. Actualmente se han publicado distintas normas para motores civiles subsónicos turbofán y turbojet en ciclos de vuelo definidos entre el aterrizaje y el despegue (“Landing-takeoff cycle” o “LTO”). Se trata de un ciclo de ensayos en tierra destinado a simular operaciones de aeronaves por debajo de una altitud de tres mil pies, es decir, altitudes inferiores a los 915 metros respecto al nivel del suelo. Dichas normas han sido concebidas para responder a las preocupaciones relativas a la calidad del aire en las proximidades de los aeropuertos. Los ensayos realizados en los motores de las aeronaves serán supervisados por la autoridad nacional de aeronavegabilidad como, por ejemplo, la U.S. Federal Aviation Administration, FAA, o la Agencia Europea de Seguridad Aérea, EASA y en el caso de que las emisiones características de hidrocarburos inquemados, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y humo estén por debajo de los límites definidos, las aeronaves obtendrán una certificación válida para su uso.

El ciclo LTO comprende cuatro fases de vuelo:

- 1) “Taxi-Idle”: Dicha fase incluye tanto las maniobras que realiza el avión desde que aterriza hasta el lugar de desembarque “Taxi in”, como las maniobras que lleva a cabo el avión desde el lugar de embarque hasta instantes previos al despegue “Taxi out”. La duración estimada en los ensayos ha sido de 26 minutos de operación al 7% de potencia nominal.
- 2) “Take off” o Despegue: Duración de 0,7 minutos al 100% de potencia nominal.
- 3) “Climb out” o Ascenso inicial: Dicha fase hace referencia al despegue de la aeronave con una duración de 2,2 minutos al 85% de la potencia nominal.
- 4) “Landing” o “Approach”: Dicho proceso incluye todos los movimientos de la aeronave desde los 915 metros de altura sobre la cota del aeropuerto hasta que aterriza. Presenta una duración de 4 minutos al 30% de la potencia nominal.

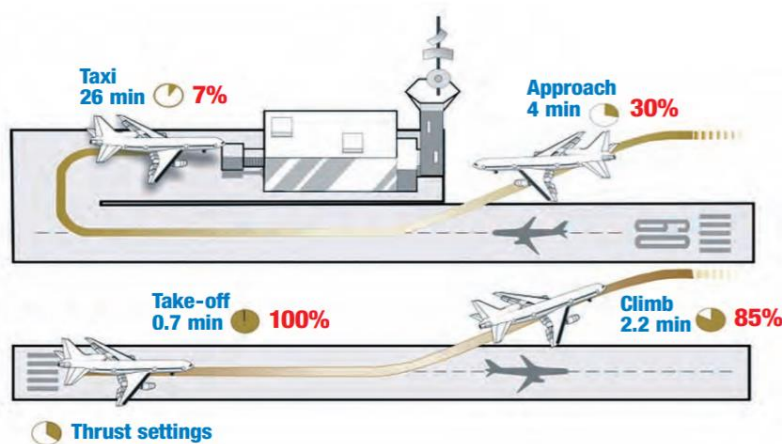


Ilustración 45: Procedimiento de certificación de emisiones de la ICAO en el ciclo LTO (Fuente: (icao, n.d.))

A pesar de que la potencia y la duración de cada etapa de este ciclo fueron definidos para aviones de la década de los setenta, el ciclo LTO se ha seguido manteniendo hasta el momento para regular el funcionamiento de las aeronaves debido a los buenos resultados que desempeña.

Las normas de ICAO para emisiones gaseosas representan la cantidad total emitida de cada especie contaminante durante el ciclo LTO (“Dp”), la cual se mide en gramos, dividido por el empuje nominal (“Foo”), medido este último en kilonewton. Dichas normas vienen expresadas en función de un parámetro “ π_{00} ”, el cual hace referencia a la relación de compresión del motor durante el despegue y se puede expresar a su vez mediante la siguiente ecuación:

Emisiones gaseosas (Dp/Foo)= Índice de emisiones * consumo específico de combustible * tiempo

Teniendo en cuenta la ecuación anterior, las emisiones gaseosas se pueden reducir empleando dos procedimientos diferentes. Por un lado, la disminución del índice de emisiones como consecuencia de una mejora de la cámara de combustión. Por otro lado, la reducción del consumo específico de combustible en el motor de la aeronave.

Para certificar los motores de aviación, se establecieron ciertos estándares que incluían los niveles máximos permitidos para las emisiones de monóxido de carbono, hidrocarburos inquemados y óxidos de nitrógeno. Además, los estándares especifican dos fechas de aplicación. La primera es la fecha en que todos los diseños de motores nuevos deben cumplir la norma como parte del proceso de certificación de aeronavegabilidad. La segunda fecha, conocida como corte de producción, es la fecha en que la norma se convierte en un requisito para todos los motores de nueva fabricación.

En el caso de motores turboreactores y turbofán proyectados para propulsar aeronaves exclusivamente a velocidades subsónicas y con empuje nominal mayor de 26.7 kN, los niveles reglamentarios recogidos en la base de datos de ICAO son los siguientes:

$$\text{Hidrocarburos inquemados (HC): } \frac{Dp}{Foo} = 19,6$$

$$\text{Monóxido de carbono (CO): } \frac{Dp}{Foo} = 118$$

$$\text{Óxidos de nitrógeno (NO}_x\text{): } \frac{Dp}{Foo} = 36 + 2,42\pi_{00}$$

Las emisiones generadas en los motores actuales corresponden principalmente a los óxidos de nitrógeno. Pese a que en los estándares iniciales se establecieron límites de emisión para el monóxido de carbono y los hidrocarburos inquemados, en los últimos años, no han sufrido modificaciones ya que se han reducido significativamente las emisiones de CO y HC. Sin embargo, la regulación de las emisiones de NO_x ha sido el principal objetivo durante años. A continuación, se muestra un ejemplo sobre la distribución de la masa de emisiones asociada a un vuelo de una aeronave subsónica moderna propulsada por motores.

- o Aircraft: Twin-engine transport
- o Range: 500 nautical miles

Category	Percent of total emission mass		
	During ICAO landing-takeoff cycle	During climbout/ cruise/descent	Overall
Smoke	---	0.1	0.1
HC	0.6	1.0	1.6
CO	5.4	7.0	12.4
NOx	20.6	65.3	85.9
Total	26.6 (77.4% NOx)	73.4 (89.0% NOx)	100.0

Tabla 3: Distribución típica de las cantidades totales de masa de emisiones generadas durante el vuelo de una aeronave equipada con motores modernos(Fuente: (Bahr, 1992))

Como se puede observar en la tabla, las emisiones de NOx predominan tanto en las operaciones asociadas al aeropuerto como en las operaciones de crucero. Por esta razón, es de vital importancia el desarrollo de límites adecuados para dichas emisiones en los motores de aeronaves civiles tanto subsónicos como supersónicos.

Además de las emisiones gaseosas, ICAO también ha establecido estándares para la emisión de humos, la cual se mide en base al índice de humo (“SN” o “smoke number”). Para todos los motores de aeronaves el índice de humo reglamentario se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$SN = 83,6 (F_{oo})^{-0,274}$$

El objetivo de los estándares del SN es eliminar los humos visibles en el escape del motor. Como se puede observar en la siguiente figura, cuanto mayor es la fuerza de propulsión del motor, menor serán los límites del SN permitidos debido a que las partículas por las cuales están constituidos los humos de escape, presentan diámetros más grandes y serán por tanto más visibles.

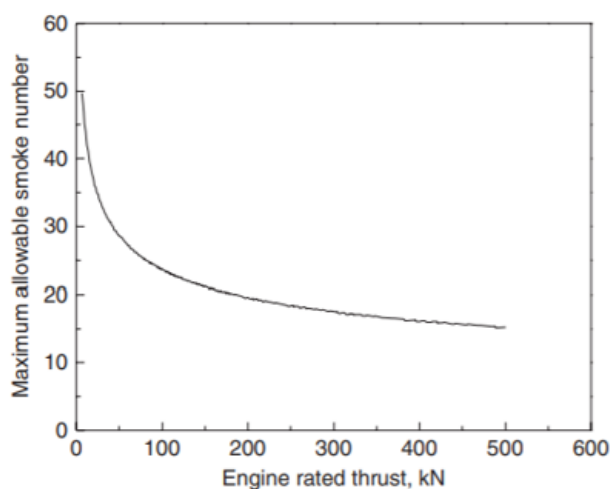


Ilustración 46: Límite de humo en función del empuje nominal del motor (Fuente: (Arthur H. Lefebvre et al., n.d.))

6.1.2 Políticas nacionales y locales de emisiones

6.1.2.1 Adopción de normas de emisiones CEAP por las autoridades nacionales

En 1983, la Organización de Aviación Civil Internacional (ICAO) estableció el comité sobre la Protección del Medioambiente y la Aviación (“CEAP” o “Committee on Aviation Environmental Protection”) con el objetivo de formular nuevas políticas, adoptar nuevas normas relacionadas con el ruido y las emisiones de las aeronaves, y en general, atenuar el impacto de la aviación en el medio ambiente. Dicha organización surgió como consecuencia de la combinación de la Comisión de Emisiones de los Motores de los Aviones (“CAEE” o “Committee on Aircraft Engine Emissions”) y la Comisión de Ruido de las Aeronaves (“CAN” o “Committee on Aircraft Noise”). A la hora de diseñar motores de aeronaves, los fabricantes deben tener en cuenta los estándares del CEAP independientemente de la normativa del lugar de fabricación, dado que normalmente los motores operan por todo el mundo.

Durante muchos años, el CEAP ha centrado su interés en la reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno a baja altitud. Sin embargo, hoy en día la atención se está ampliando para dar mayor prioridad a las emisiones de CO₂, las partículas no volátiles y en menor medida, las emisiones a gran altitud.

6.1.2.2 La ley de Política Ambiental Nacional de los Estados Unidos (NEPA)

Los reglamentos recogidos en la base de datos de la Organización de Aviación Civil Internacional únicamente estaban relacionados con los motores de aviación civil, quedando por lo tanto exentos los aviones militares, los fabricantes de aviones, aeropuertos y los controladores aéreos. Sin embargo, el impacto medioambiental era originado por todos los modelos de aeronaves, lo cual trajo consigo en 1969 la creación de la Ley Nacional de Política Ambiental (“NEPA” o “National Environmental Policy Act”), que se trataba de la primera ley ambiental importante en los Estados Unidos. Bajo dicha ley, las agencias federales tenían que llevar a cabo una evaluación sobre las consecuencias ambientales de las acciones propuestas antes de tomar decisiones sobre ellas y en caso de ser necesario, considerar alternativas razonables a dichas medidas.

La supervisión de la implementación de la Ley Nacional de Política Ambiental recae en el Consejo de Calidad Ambiental (CEQ) y en función del impacto medioambiental producido existen tres niveles en el proceso NEPA. Cuando una actividad no tiene ningún efecto significativo en el medio ambiente, pertenece al primer nivel y está exenta de análisis ambientales detallados. Las actividades con cierto impacto en el medio ambiente pertenecen al segundo nivel, en el cual las agencias federales deben instaurar una evaluación ambiental relativamente breve que describa los efectos ambientales y elabore ciertas alternativas. En el caso de que las acciones tengan un impacto ambiental significativo, dichas acciones se situarán en el tercer nivel, en el cual la NEPA requiere declaraciones de impacto ambiental (“EIS” o “Emission Inventory System”) para describir los efectos ambientales, así como los impactos adversos.

6.1.2.3 Tasas europeas de aterrizaje de NO_x

En 1997, fueron implementadas en Suecia y Suiza las tasas de aterrizaje basadas en las emisiones de NO_x y HC, pero dichas tasas realmente no estaban estandarizadas. Por este motivo, en el año 2000, la industria Europea de Aviación intentó armonizar los modelos existentes de tasas de emisión. Para ello, desarrolló el “ERLIG” (“Emissions Related Landing Charges Investigation Group”), un trabajo en el cual se recogía una clasificación de emisiones de NO_x para las aeronaves. El principal objetivo de dicho trabajo era que todas las aeronaves cumplieren la norma de HC de la ICAO y que las tasas de aterrizaje fuesen proporcionales a la cantidad de NO_x emitido por el Banco de Datos de Emisiones de la ICAO.

6.2 Turbinas de gas industriales

Las medidas secundarias son sistemas de tratamiento de gases de combustión cuyo objetivo es la reducción y descomposición de los óxidos de nitrógeno, formados durante el proceso de combustión, mediante la adición de reactivos como el amoníaco o la urea. El resultado de la descomposición del NO_x es nitrógeno molecular y agua.

Los elementos críticos de las denominadas energías limpias están relacionados con cuatro puntos esenciales: salud humana, cambio climático, seguridad energética y otras cuestiones medioambientales. Muchos de los científicos del mundo están de acuerdo en que existe un riesgo sustancial no sólo de temperaturas medias globales más altas, sino de eventos climáticos y meteorológicos severos impredecibles. Además de la contaminación atmosférica, el debate sobre el cambio climático ha suscitado preocupación por los futuros aumentos de las emisiones de CO_2 , metano y N_2O , lo que ha dado lugar a un aumento continuo de las concentraciones atmosféricas. Las normas internacionales de emisión y las políticas reguladoras de las turbinas de gas que se describen a continuación se han elaborado en los últimos años para hacer frente a algunos de estos problemas.

Las primeras conferencias para tratar esta cuestión incluyeron la reunión de 1988 en Toronto, Canadá, que dio lugar al Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), la Conferencia de la Cumbre de la Tierra sobre el Cambio Climático Mundial y la Diversidad Biológica celebrada en Río de Janeiro en 1992 en el Brasil, y el acuerdo del Protocolo de Kyoto de 1997, seguido de otros eventos internacionales más recientes (Copenhague, Cancún, Durban y Dubai).

En muchos países las turbinas de gas son la principal fuente de generación de energía eléctrica. En ellos se han implementado normas ambientales que hacen necesario el control de las emisiones de monóxido de carbono y de NO y NO_2 conocidos como NO_x . Dichas regulaciones demandan emisiones máximas de 25 ppm de NO_x para combustibles líquidos y de 10 ppm para gas natural. Las restricciones pueden aplicarse a una unidad de la instalación en particular o a la planta en su conjunto a fin de optimizarla completamente. Para ello, se elegirá el tipo de combustible, los perfiles de gases de efecto invernadero y el rendimiento del sistema.

La medición de la contaminación ambiental se realiza como concentración volumétrica (ppm o ppmv) o en densidad (mg/m^3). La medida de las emisiones de NO_x puede pasar de una base a otra a partir del contenido en combustible y oxígeno de los gases de escape. Los límites expresados en ppmv están referidos a un 15% del oxígeno en base seca.

Tipo de instalación	Niveles de emisión asociados a la MTD (mg/Nm^3)		Nivel de O_2 (%)	Opciones de MTD para alcanzar estos niveles
	NO_x	CO		
Turbinas de gas				
Turbinas de gas nuevas	20 – 50	5 – 100	15	Quemadores de premezclas anti- NO_x por vía seca o RCS
ANS en turbinas existentes	20 – 75	5 – 100	15	Quemadores de premezclas anti- NO_x por vía seca en adaptaciones, cuando sea posible
Turbinas de gas existentes	50 – 90*	30 – 100	15	Inyección de agua y vapor o RCS

Ilustración 47: Mejores técnicas disponibles (MTD) para la reducción de emisiones de NO_x y CO en instalaciones de turbinas de gas (Fuente: (COMISIÓN EUROPEA DIRECCIÓN GENERAL CENTRO COMÚN DE INVESTIGACIÓN Instituto de Prospectiva Tecnológica (Sevilla) Oficina Europea de IPCC, n.d.))

6.3 Estados Unidos

Es probable que los historiadores del movimiento ambiental consideren el año 1970 como un punto de inflexión clave en la conciencia del público estadounidense sobre los problemas ambientales, dado que el Gobierno federal de los Estados Unidos estableció una agencia encargada de proteger la salud humana y cuidar el medio ambiente conocida como Agencia de Protección ambiental (“EPA” o “Environmental Protection Agency”). Para hacer frente a la crisis de la contaminación atmosférica, el congreso de los Estados Unidos aprobó la ley del aire limpio (“Clean Air Act”), la cual fue enmendada en 1977 como Ley de Calidad del Aire (“Clean Air Act Amendments”). En dicha ley, se establecieron requisitos importantes de revisión de permisos para asegurar el logro y mantenimiento de las normas nacionales de calidad del aire ambiente (“NAAQS” o “National Ambient Air Quality Standards”).

Pollutant	Time weighted average	Concentration Industrial area
Sulphur dioxide (SO ₂)	Annual ^a	80 µg/m ³
	24 h ^b	120 µg/m ³
Oxides of nitrogen (NO ₂)	Annual ^a	80 µg/m ³
	24 h ^b	120 µg/m ³
Suspended Particulate Matter (SPM)	Annual ^a	360 µg/m ³
	24 h ^b	500 µg/m ³
Respirable Particulate Matter (size Less than 10 µm) RPM	Annual ^a	120 µg/m ³
	24 h ^b	150 µg/m ³
Lead as Pb	Annual ^a	1.0 µg/m ³
	24 h ^b	1.5 µg/m ³
Carbon monoxide	8 h ^b	5.0 mg/m ³
	1 h	10.0 mg/m ³

Ilustración 48: Normas nacionales de calidad del aire ambiente (Fuente: (US EPA, n.d.))

En 1978, se estableció la Ley de Utilización del Combustible Industrial (“Industrial Fuel Use Act”), la cual prohibió el uso de gas natural o petróleo como fuente de energía primaria y propuso la utilización de carbón u otro combustible alternativo. Los modelos de turbinas de gas fabricados a partir de 1979 tuvieron que cumplir las normas de control de la contaminación (“New Source Performance Standards” o “NSPS”) emitidas por la EPA. El principal objetivo era la reducción de las emisiones de NO_x y dióxido de azufre (SO₂), sin considerar las emisiones de CO y HC puesto que sus niveles eran muy bajos en condiciones de carga base. Uno de los objetivos del NSPS fue corregir la transferencia de calor para promover un diseño y un funcionamiento eficiente en las instalaciones de turbinas de gas. Para ello, se emplearon los sistemas de inyección de grandes cantidades de agua o vapor, lo que permitió reducir el nivel de las emisiones de óxidos de nitrógeno hasta valores cercanos a los 75 ppm. Sin embargo, se incrementaron las emisiones de monóxido de carbono y se tuvieron que establecer otras alternativas como las cámaras de combustión secas bajas en NO_x y la reducción catalítica selectiva (SCR).

Estas nuevas técnicas de control de emisiones fueron reguladas y evaluadas por la política de Mejor Tecnología Disponible (“Best Available Technology” o “BAT”) y la política de Mejor Tecnología de Control Disponible (“Best Available Control Technology” o “BACT”).

En 1990 se produjeron numerosas modificaciones en la Ley de Calidad del Aire aumentando sustancialmente la autoridad y la responsabilidad del gobierno federal. Se autorizaron nuevos programas regulatorios para el control de la lluvia ácida (provocada por las emisiones de óxidos de nitrógeno y dióxido de azufre) y se establecieron nuevas exigencias tanto para el monóxido de carbono como para el NO_x y los compuestos orgánicos volátiles. En algunas zonas de Estados Unidos como California, llegaron incluso a imponerse las normas de Menor Tasa de Emisión Factible (“Lowest Available Control Technology” o “LAER”) para NO_x y CO.

A pesar de las grandes innovaciones que se fueron desarrollando en el ámbito de las turbinas de gas durante muchos años, la preocupación por los contaminantes peligrosos aumentó en gran medida, lo cual incentivó la implantación de las políticas de tecnología de control máximo disponible (“Maximum Available Control Technology” o “MACT”).

En el año 2006, la EPA estableció una nueva reglamentación para las turbinas de gas basadas en las políticas de BACT, las cuales habían evolucionado hacia niveles de emisiones de NO_x muy bajos. Algunas de las normas que se tuvieron en cuenta fueron:

- Para las turbinas que utilizaban gas natural y estaban destinadas a la producción de electricidad, los límites de emisiones de NO_x eran 42 ppm por debajo de 3 MW, 25 ppm entre 3-110 MW y 15 ppm para potencias superiores a los 110 MW.
- Para las turbinas que producen energía eléctrica mediante la quema de otros combustibles diferentes al gas natural, los límites de emisiones de NO_x eran 96 ppmv para menos de 3 MW, 74 ppmv entre 3-110 MW y 42 ppmv para más de 110 MW.
- Para turbinas de propulsión mecánica con potencias inferiores a los 3,5 MW, los límites de emisiones de NO_x eran 110 ppmv cuando se utiliza gas natural y 150 ppmv para otros combustibles.
- Las emisiones de SO_2 fueron limitadas a 110 ng/J de energía bruta producida para turbinas situadas en áreas continentales y 780 ng/J de energía bruta para turbinas localizadas en áreas no continentales.

En el siglo XXI se han instalado en torno a 250000 MWe de instalaciones de turbinas de gas, ciclos combinados y plantas de cogeneración con diversos factores de carga, rendimientos y control de emisiones de NO_x considerablemente aceptables. Sin embargo, ha aumentado la preocupación por el cambio climático, los niveles de CO_2 y los gases de efecto invernadero.

En diciembre de 2015, se estableció el Acuerdo Climático de París, cuyo objetivo principal fue combatir el cambio climático y acelerar e intensificar las acciones e inversiones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono. A pesar de ser considerado el logro ambiental más importante de la historia, Estados Unidos, de la mano de Donald Trump, decidió abandonar dicho Acuerdo en 2017.

En la actualidad, la EPA ha llegado a un acuerdo para relajar las restricciones sobre las emisiones de metano, ya que se trata de uno de los componentes principales del gas natural y es el segundo agente más poderoso en la formación de los gases de efecto invernadero. Según la EPA, la producción de gas natural en Estados Unidos se ha duplicado desde 1990, mientras que las emisiones del metano han caído un 15%. Además, el metano representa el 10% de las emisiones de gases que contribuyen al calentamiento global y es 25 veces más potente que el dióxido de carbono.

En definitiva, la calidad del aire en los Estados Unidos ha mejorado drásticamente al controlar contaminantes comunes como el dióxido de azufre (SO_2) y los óxidos de nitrógeno (NO_x) y al imponer restricciones a sustancias tóxicas peligrosas para el aire. A pesar de que no hay actualmente límites del EPA para el monóxido de carbono y para los hidrocarburos inquemados, en muchas ciudades se han alcanzado límites del CO entre 10 y 40 ppm.

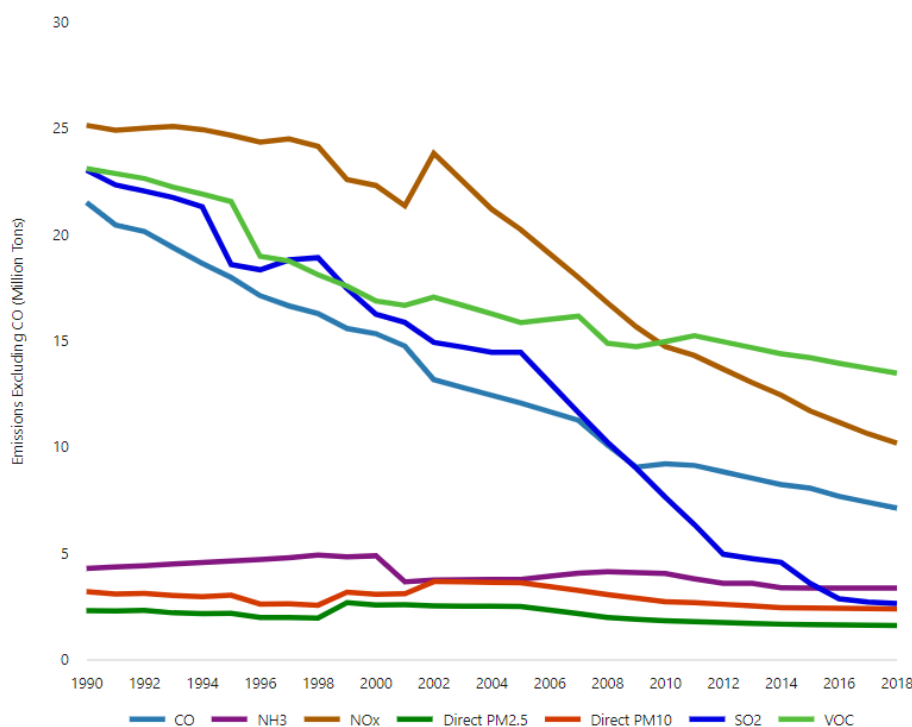


Ilustración 49: Reducción de las emisiones nacionales de contaminantes atmosféricos (Fuente: (*Our Nation's Air 2019*, n.d.))

En la gráfica anterior, se ha representado la evolución de las reducciones de emisiones de contaminantes atmosféricos en los últimos 30 años. Todo ello se produjo en virtud de la implementación federal y estatal de regulaciones de fuentes estacionarias y móviles, y los avances tecnológicos de los innovadores estadounidenses.

6.4 Unión Europea

La calidad del aire en Europa ha mejorado mucho desde que la Unión Europea comenzó a abordar este problema en la década de 1970. La primera política medioambiental a escala de la UE, el Programa de Acción Medioambiental (“Environmental Action Programme”) se introdujo en 1972, que era una declaración general de objetivos y principios para una política medioambiental comunitaria.

La legislación de la UE adoptó dos formas principales: reglamentos y directivas. Una vez aprobados, los reglamentos eran directamente aplicables y vinculantes para los Estados miembros, mientras que las directivas establecían los objetivos que debían alcanzarse y eran los Estados miembros los encargados de decidir el plazo, la forma y el método de aplicación.

En 1980, el consejo de la Unión Europea estableció un decreto cuyo objetivo era fijar unos valores límites y unos valores guías para el dióxido de azufre y para las partículas en suspensión en la atmósfera. Sin embargo, los niveles de emisiones continuaron creciendo durante la primera etapa de la década de los 90. Por este motivo, varias jurisdicciones de la Unión Europea discutieron desde 1996 diversas políticas para hacer frente a la contaminación ambiental. En septiembre de ese mismo año se adoptó una directiva del consejo basada en la prevención y el control integrado de la contaminación (“Integrated Pollution Prevention and Control” o “IPPC”). Se trataba de un mecanismo regulatorio medioambiental de la Unión Europea (UE) en el cual se definían ciertas obligaciones que debían respetar las actividades industriales, entre ellas, las instalaciones de turbinas de gas. El objetivo de esta directiva era evitar o disminuir las emisiones contaminantes de la atmósfera, agua y suelo con el fin de alcanzar un alto nivel de protección del medio ambiente y de la salud.

En los últimos años, una legislación cada vez más rigurosa en Europa ha impuesto límites más estrictos a las emisiones de las grandes instalaciones de combustión. Se establecieron documentos de referencia o BREF (“BAT References”), los cuales reunían toda la información relacionada con las Mejores Técnicas Disponibles (MTD) para la prevención y el control de la contaminación ambiental por parte de las industrias europeas. Estas técnicas han afectado especialmente a la generación de energía a partir del carbón debido a sus altos valores de emisión de CO₂ y contaminantes locales. Algunos ejemplos de documentos de referencia fueron la Directiva sobre grandes instalaciones de combustión (“Large Combustion Plan Directive” o “LCPD”), la cual se hizo oficial en 2001 y se mejoró recopilando toda la información en un único documento en 2007 y su sucesora, la Directiva sobre emisiones industriales (“Industrial Emissions Directive”). Ambas directivas limitaron las emisiones permisibles de materia volátil, SO₂, NO_x y CO. La LCPD introdujo requisitos mínimos en las inspecciones de las plantas industriales, la revisión en la concesión de permisos y la presentación de informes acerca de su cumplimiento para centrales de entre 20 y 50 MW de potencia térmica. Los límites establecidos fueron:

- Para cualquier planta industrial que emplee gas natural, las emisiones de NO_x se limitaban a 50 mg/m³ o 25 ppm.
- Para las centrales de cogeneración con un 75% de eficiencia, las emisiones de NO_x se limitaban a 75 mg/m³ o 37 ppm.
- Para cualquier central que emplee un combustible líquido o gaseoso diferente del gas natural, las emisiones de NO_x se limitaban a 75 mg/m³.

La mayor parte de los países de la Unión Europea tienen sus propias políticas individuales para turbinas de gas. Europa utiliza tradicionalmente límites basados en la concentración (mg/m³) o niveles basados en el calor del combustible (g/GJ).

Country	Size range	NO _x	NO _x	CO	CO
		(mg/Nm ³) Gas fuel	(mg/Nm ³) Liquid fuel	(mg/Nm ³) Gas fuel	(mg/Nm ³) Liquid fuel
Austria	< 50 MWth	150	200	100	100
	> 50 MWth	150	200	100	100
Belgium	< 100 MWth	350	350	100	100
	> 100 MWth	300	300	100	100
Finland	150–300 MWth		176	No limits	
	> 50 MWth	70	70	No limits	
France	2–20 MWth	150	200	100	100
	20–100 MWth	100	150	100	100
Germany	< 100 MWe	150	200	100	100
	> 100 MWe	100	150	100	100
Italy	< 8 MWth	150		100	100
	8–15 MWth	100		80	100
Netherlands	15–50 MWth	80		60	100
	> 50 MWth	60		50	100
Spain	All sizes	618	618	680	680
Sweden	< 500 MWth	35		no limits	
	> 500 MWth	58		no limits	
United Kingdom	< 50 MWth	105	140	100	
	> 50 MWth	60	125	100	

Ilustración 50: Límites de contaminantes atmosféricos para países europeos en 2005 (Fuente: Lieuwen, T., & Yang, V. (2013). Gas turbine emissions. Cambridge University Press)

Para proporcionar una mayor claridad en energías limpias y conceder seguridad energética, la Unión Europea estableció en 2005 un sistema de comercio internacional conocido como Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea o RCDE (“Emission Trading Scheme” o “ETS”). Su principal objetivo era ayudar a los Estados miembros de la UE a cumplir sus compromisos de reducir las emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero al menor costo posible. El sistema consistía en establecer un límite de emisiones totales para una serie de sectores industriales con altos niveles de emisiones. Dicho límite se rebajaba cada año. Dentro de los márgenes de régimen de límites máximos, las empresas podían comprar y vender derechos de emisión, según sus necesidades. Esto proporcionó cierta flexibilidad en las empresas para reducir sus emisiones de la forma más rentable.

En definitiva, el ETS cubre alrededor del 45% del conjunto de las emisiones de la UE y es el mayor mercado mundial de créditos generados por proyectos de ahorro de emisiones. Por este motivo, es una importante fuente de inversiones en desarrollo sostenible desde el punto de vista medioambiental en los países en desarrollo.

Al igual que ocurre en Estados Unidos, el cambio climático y la degradación ambiental ha levantado gran expectación en Europa en las últimas décadas. Por consiguiente, la Unión Europea ha ido definiendo objetivos de emisiones para los sectores clave de su economía para reducir los gases de efecto invernadero. En 2008 se estableció un paquete de medidas sobre clima y energía en el cual se fijaban una serie de objetivos hasta 2020. Entre ellos destacaba reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, incrementar la cuota de energías renovables hasta el 20% y mejorar un 20% la eficiencia energética. Sin embargo, la Unión Europea ya ha superado esos objetivos, dado que para 2018, las emisiones se habían reducido en un 23%, es decir, tres puntos porcentuales por encima del objetivo inicial del 20%.

La UE se ha mantenido en la vanguardia de los esfuerzos internacionales por combatir el cambio climático y su papel ha sido fundamental para alcanzar el Acuerdo de París, del cual formó parte el 5 de octubre de 2016. La contribución determinada a nivel nacional de la Unión Europea en virtud del Acuerdo de París es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 40% para 2030 con respecto a los niveles de 1990.

El cambio climático está teniendo un impacto cada vez más grave en los ecosistemas y la biodiversidad de nuestro planeta, además de en nuestros sistemas sanitario y alimentario. Por ello, el 11 de diciembre de 2019, la comisión europea presentó una comunicación titulada “Pacto Verde Europeo”. Se trataba de una nueva estrategia de crecimiento para la UE tendente a transformarla en una sociedad climáticamente neutra, equitativa y próspera, con una economía moderna, eficiente en el uso de los recursos y competitiva. Los dirigentes de la UE reiteraron su empeño en ejercer un papel motor en la lucha mundial contra el cambio climático, confirmando el objetivo de la neutralidad climática para 2050.

Una vez analizadas las diversas políticas regulatorias del aire en la Unión Europea a lo largo de los últimos años, se realizará un estudio más profundo sobre las políticas de España, así como la evolución de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero desde 1990 hasta el momento actual.

España

España ha adquirido el compromiso de limitar o reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, tanto en el ámbito de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático y su Protocolo de Kioto, como en el de la Unión Europea.

Para el periodo comprendido entre el año 2008 y el 2012, o primer periodo de compromiso del Protocolo de Kioto, España debía limitar el incremento de sus emisiones de gases de efecto invernadero de manera que la media de emisiones netas no superase el 15% del nivel de emisiones del año base.

A partir del 2013, se estableció el paquete Europeo de Energía y Cambio Climático donde se instauraron los objetivos que debía alcanzar España para 2020 en materia de energía renovable, eficiencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En concreto, las emisiones del conjunto de la Unión Europea debían reducirse en un 20% respecto a los niveles del año 1990.

Según los estudios, España ha disminuido un 5,8% las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2019, es decir, un 28,8% menos respecto a 2005, pero un 8,8% superior a los valores alcanzados en 1990. Por ello, serán de vital importancia los cambios en la política ambiental para hacer frente a los pronósticos establecidos por la Unión Europea para los próximos años.

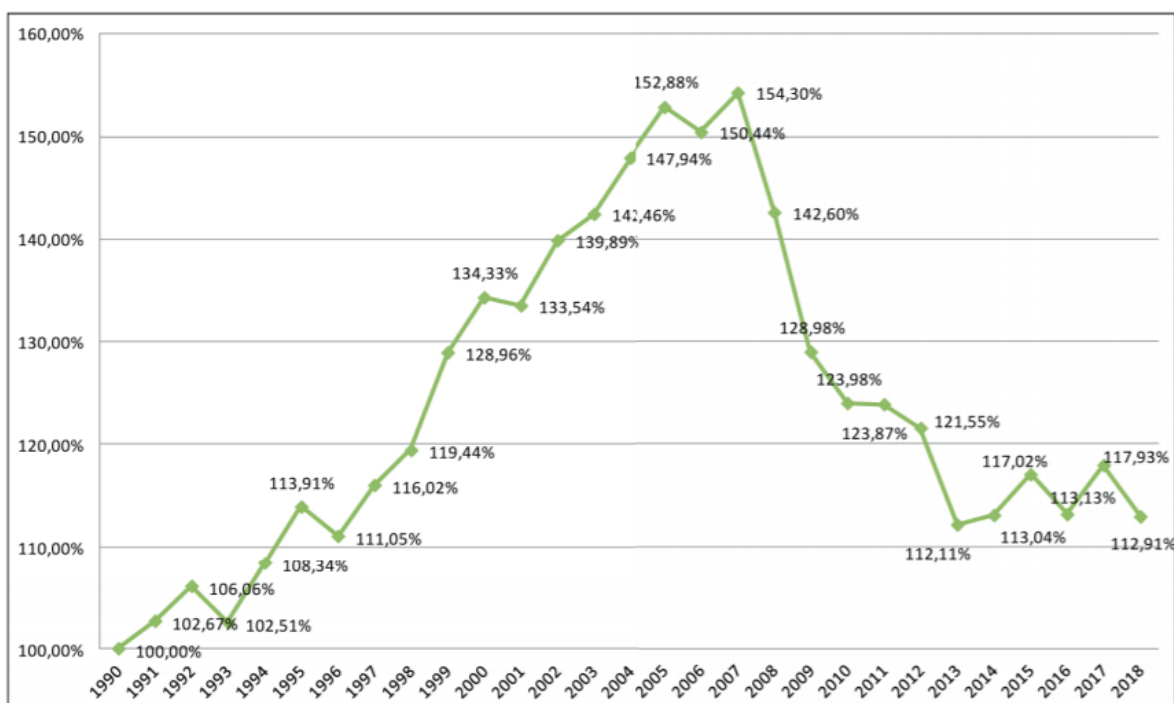


Ilustración 51: Variación de las emisiones de gases de efecto invernadero en España respecto al año base 1990 (Fuente: (Viaintermedia.com, n.d.))

6.5 Japón y/o sudeste asiático

Japón es una de las economías más industrializadas de Asia y con mayor cantidad de medidas adoptadas para mitigar los efectos del cambio climático, principalmente en relación con la contaminación del aire. La abrumadora condición de contaminación ambiental y deterioro de la salud en la población comenzó en la década de los sesenta, donde se producía el fenómeno de la lluvia ácida en gran parte del país. Fue a finales de dicha década cuando el gobierno decidió resolver los problemas de la polución mediante la aprobación de la Ley Básica de Control de la Polución Ambiental, promulgada en 1968. Se establecieron indicadores de medición que recogían información sobre los principales agentes contaminantes y aunque los logros en la reducción de emisiones fueron lentos, dicha ley fue la base para que otras leyes subsiguientes contribuyeran a la actualización de las mediciones.

El Ministerio de Medio Ambiente japonés gestionó un acuerdo entre los gobiernos locales, grupos de la sociedad civil y el sector privado, con el fin de llevar a cabo las siguientes acciones:

- Establecer controles alternativos a las actuales mediciones.
- Adaptar medidas de control en atención de las condiciones locales.
- Promocionar el desarrollo de tecnología que permita prevenir la contaminación.

A pesar de que Japón tenía una normativa muy estricta para la contaminación atmosférica, sus gases de efecto invernadero pasaron de 1200 Mt en 1990 a casi 1400 Mt en 2008. Por consiguiente, a finales de 2008 se instauró el Plan Maestro Ambiental Metropolitano de Tokio, cuyo objetivo era que la ciudad tuviese la menor carga ambiental del mundo.

Con un interés común y el deseo de adoptar acciones de impacto en torno al cambio climático reduciendo de forma significativa las emisiones de carbono, las organizaciones que representan a Japón han establecido un sistema de almacenamiento de carbono conocido como “CCUS”. El Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) de la ONU ha reconocido que se trata de una tecnología necesaria para cumplir los objetivos globales contra el cambio climático del Acuerdo de París.

En la actualidad, se están utilizando normas más estrictas para seguir las políticas de mejor tecnología de control disponible de Estados Unidos con cámaras de combustión bajo en NO_x y sistemas de postratamiento de emisiones (SCR).

REFERENCIAS

- 08 -capi8 Contaminac#E98329 - 08- Contaminación.pdf. (n.d.). Retrieved September 13, 2020, from http://rsm1.redsauce.net/js/pdfjs/web/viewer.html?file=http%3A%2F%2Frsm1.redsauce.net%2FAppC ontroller%2Fcommands_RSM%2Fapi%2Fapi_getFile.php%3FitemID%3D143%26propertyID%3D20%26 RStoken%3D59e8ac1045d03e2ff6564c0638315f38
2. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO 2. (n.d.).
- 9HA Gas Turbine | GE Power. (n.d.). Retrieved September 12, 2020, from <https://www.ge.com/power/gas/gas-turbines/9ha>
- Bahr, D. W. (1992). *Aircraft Turbine Engine NOx Emission Limits Status and Trends*. <http://asmedigitalcollection.asme.org/GT/proceedings-pdf/GT1992/78941/V002T02A036/2401745/v002t02a036-92-gt-415.pdf>
- Chin, J. S., & Lefebvre, A. H. (1989, March 18). Influence of fuel chemical properties on soot emissions from gas turbine combustors. *American Society of Mechanical Engineers (Paper)*. <https://doi.org/10.1115/89-gt-261>
- Ciclos con Humidificación en Cascada - Turbinas de Gas. (n.d.). Retrieved September 12, 2020, from <http://www.turbinasdegas.com/emisiones/ciclos-con-humidificacion-en-cascada>
- COMISIÓN EUROPEA DIRECCIÓN GENERAL CENTRO COMÚN DE INVESTIGACIÓN Instituto de Prospectiva Tecnológica (Sevilla) Oficina Europea de IPPC. (n.d.).
- EPA-453/R-93-007 *Alternative Control Techniques Document-NO Emissions from Stationary x Gas Turbines*. (1993).
- File:Holzwarth gasturbine prototype.jpg - Wikimedia Commons. (n.d.). Retrieved September 12, 2020, from https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Holzwarth_gasturbine_prototype.jpg
- Fundamentals Of Gas Turbines 2nd Edition: William W Bathie: Trade Paperback: 9780471311225: Powell's Books*. (n.d.). Retrieved September 13, 2020, from <https://www.powells.com/book/fundamentals-of-gas-turbines-9780471311225>
- Gas Turbines - Products | Solar Turbines. (n.d.). Retrieved September 12, 2020, from https://www.solarturbines.com/en_US/products/gas-turbines.html
- Grandes Inventores - Museo Virtual - Oficina Española de Patentes y Marcas. (n.d.). Retrieved September 12, 2020, from http://historico.oepm.es/museovirtual/galerias_tematicas.php?tipo=INVENTOR&xml=Herón de Alejandría.xml
- Gülen, S. C. (2019). Gas Turbines for Electric Power Generation. In *Gas Turbines for Electric Power Generation*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781108241625>
- Heinkel He 178 [Avión a Reacción Experimental] - La Segunda Guerra. (n.d.). Retrieved September 12, 2020, from <https://www.lasegundaguerra.com/viewtopic.php?t=12618>
- icao. (n.d.). *Aviation Outlook Overview Local Air Quality Outlook*.
- Julio. (2003). SCIENTIA ET TECHNICA N° 21. In *Scientia et Technica* (Vol. 1, Issue 21). <https://doi.org/10.22517/23447214.7503>
- Las Turbinas de Gas. (n.d.). Retrieved September 12, 2020, from <http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas>
- Lefebvre, A. H. (1995). The role of fuel preparation in low-emission combustion. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 117(4), 617–654. <https://doi.org/10.1115/1.2815449>

- Lefebvre, Arthur H., Ballal, D. R., & Bahr, D. W. (n.d.). GAS TURBINE COMBUSTION—Alternative Fuels and Emissions. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 132(11), 116501. Retrieved September 12, 2020, from https://www.academia.edu/32126245/GAS_Turbine_Combustion_Alternative_Fuels_and_Emissions
- Meher-Homji, C. (2000). *The Historical Evolution Of Turbomachinery*.
- Microturbinas De Gas De 200 Kw - Buy Microturbinas De Gas De 200 Kw, Microturbinas De Gas De 200 Kw, Microturbinas De Gas De 200 Kw Product on Alibaba.com. (n.d.). Retrieved September 12, 2020, from <https://spanish.alibaba.com/product-detail/200-kw-gas-micro-turbines-60371164902.html>
- Our Nation's Air 2019. (n.d.). Retrieved September 12, 2020, from <https://gispub.epa.gov/air/trendsreport/2019/#home>
- Pavri, R., & Moore, G. D. (n.d.). *GE Power Systems Gas Turbine Emissions and Control*.
- Pratt & Whitney FT4 / GG4 | EthosEnergy. (n.d.). Retrieved September 12, 2020, from <https://www.ethosenergygroup.com/pratt-whitney-ft4-gg4/>
- Rink, K. K., & Lefebvre, A. H. (1989). The influences of fuel composition and spray characteristics on nitric oxide formation. *Combustion Science and Technology*, 68(1–3), 1–14. <https://doi.org/10.1080/00102208908924066>
- Snyder, T. S., Rosfjord, T. J., Mcvey, J. B., & Chiappetta, L. M. (1994). *THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS 94-GT-283 COMPARISON OF LIQUID FUEL/AIR MIXING AND NO_x EMISSIONS FOR A TANGENTIAL ENTRY NOZZLE*. <http://asmedigitalcollection.asme.org/GT/proceedings-pdf/GT1994/78859/V003T06A021/2404588/v003t06a021-94-gt-283.pdf>
- Transformer, B. B., & Bay, A. (1945). *the Brown Boveri Review*. XXXII(6). https://library.e.abb.com/public/d8331ef027214273b0ca766358647276/bbc_mitteilungen_1939_e_06.pdf?x-sign=S+pdGFEvv8E+80z/HBywPSY5e2VevGKMhLq7jOEyfooKo0uR+Z80HTH45MTeRUm6
- Turbina de gas - Wikipedia, la enciclopedia libre. (n.d.). Retrieved September 12, 2020, from https://es.wikipedia.org/wiki/Turbina_de_gas#/media/Archivo:Turbine_gaz_animee.gif
- US EPA, O. (n.d.). *NAAQS Table*. Retrieved September 13, 2020, from <https://www.epa.gov/criteria-air-pollutants/naaqs-table>
- Viaintermedia.com. (n.d.). *Panorama - Las emisiones de gases de efecto invernadero disminuyeron en España un 4,3% en 2018 - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*.
- Whittle W1 Jet Propulsion Engine, 1941. 3/4 at Science and Society Picture Library. (n.d.). Retrieved September 12, 2020, from <https://www.ssplprints.com/image/82693/whittle-w1-jet-propulsion-engine-1941-3-4>
- Wu, Z., & He, X. (2020). Investigations on Emission Characteristics of a Liquid-Fueled Trapped Vortex Combustor. *Journal of Thermal Science*, 29(1), 69–80. <https://doi.org/10.1007/s11630-019-1232-3>
- (*Fundamentals Of Gas Turbines 2nd Edition: William W Bathie: Trade Paperback: 9780471311225: Powell's Books*, n.d.)

