

Universidad de La Laguna

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA

Sección de Náutica, Máquinas y Radioelectrónica Naval

**Trabajo de Fin de Grado
de Tecnologías Marinas**

**Análisis de la emisión gaseosa a cargas parciales de
un ciclo combinado de una central térmica**

Presentado por

Javier Belda Menéndez

Santa Cruz de Tenerife, 12 de junio de 2017

Autorización

Pedro Rivero Rodríguez, Profesor Titular de Universidad perteneciente al área de conocimiento de Construcciones Navales del Departamento de *Ingeniería Agraria, Náutica, Civil y Marítima* de la Universidad de La Laguna hace constar que:

Javier Belda Menéndez, ha realizado bajo mi dirección el trabajo de fin de grado titulado: *Análisis de la emisión gaseosa a cargas parciales de un ciclo combinado de una central térmica.*

Revisado dicho trabajo, estimo que reúne los requisitos para ser juzgado por el tribunal que le sea designado.

Para que conste a los efectos oportunos, firmo el presente documento en Santa Cruz de Tenerife, a 12 de junio de 2017.

Fdo.: Pedro Rivero Rodríguez
-Tutor del trabajo-

Resumen

En este trabajo de final de Grado, se ha estudiado las emisiones de gas de un ciclo combinado en una central térmica.

Como punto de partida se ha caracterizado la instalación. A partir de datos de un día completo en la instalación, se obtuvieron gráficas y tablas de la variación a cargas parciales de emisiones de: CO , SO_2 , NO_x y partículas. También se obtuvieron datos de temperatura, presión, potencia, caudal de combustible y caudal de agua de inyección.

Posteriormente se relacionó la inyección de combustible y de agua en la turbina de gas con las emisiones, así como con el rendimiento de la turbina de gas.

Abstract

In this final degree project, the gaseous emissions in a combined cycle in a thermal power plant has been studied.

As a starting point, the installation has been characterized. From a whole day data collection of the installation, part load charts and tables were obtained for: CO , SO_2 , NO_x and particles. Also, data for temperature, pressure, power, fuel flow and injected water flow.

After that, the injected fuel and water in the gas turbine were relationated with emissions and gas turbine efficiency.

Índice general

Lista de figuras	XIV
Lista de tablas	XVII
1. Introducción	1
2. Objetivos	3
3. Metodología	5
4. Características de las instalaciones	7
4.1. Ciclo Combinado	7
4.1.1. Configuraciones del Ciclo Combinado	7
4.2. Turbinas de gas	9
4.2.1. Turbina GE MS 6001 FA	9
4.2.2. Procesos de formación de NO _x	11
4.2.3. Ciclo Brayton	12
5. Cálculos y Resultados	15
5.1. Datos de partida	15
5.1.1. Cálculo del caudal de inyección de agua	16
5.1.2. Cálculo del caudal de inyección de combustible	16
5.1.3. Cálculo del índice de exceso de aire	21
5.2. Índice de exceso de aire	24
5.3. Emisión de CO ₂	25
5.4. Emisión de NO _x	27
5.5. Emisión de SO _x	30
5.6. Rendimiento de la Turbina de Gas	32
5.7. Consumos de combustible y agua	35
5.7.1. Consumo de combustible	35
5.7.2. Consumo de agua	36
5.7.3. Consumo específico de combustible	37
5.7.4. Consumo específico de agua	37
5.7.5. Diferencia entre el consumo de combustible y de agua	37
5.8. Influencia de la inyección de agua en la temperatura de gases de escape	39

6. Conclusiones	41
I Anexos	43
A. Tablas Turbina de Gas 6	45
B. Gráficas Turbina de Gas 6	55
C. Emisiones en función del tiempo	61
Bibliografía	69

Índice de figuras

4.1. Configuración 1x1 multieje	8
4.2. Configuración 1x1 mono eje	8
4.3. Configuración 2x1 multieje	8
4.4. Esquema turbina de gas	9
4.5. Ciclo Brayton	12
5.1. Gráficos datos partida	16
5.2. Inyección de agua en función de la carga	18
5.3. Inyección combustible en función de la carga	18
5.4. Combustible/Agua en función de la carga	20
5.5. Rendimiento e inyección de agua en función de la carga	21
5.6. Índice exceso de aire en función de la carga	24
5.7. Emisión de CO_2 en función de la carga	25
5.8. Índice de exceso vs CO_2	27
5.9. Emisión de NO_x en función de la carga	27
5.10. Emisión de NO_x respecto de la inyección de agua	29
5.11. Emisión SO_x en función de la carga	31
5.12. Rendimiento en función de la carga	32
5.13. Inyección de agua vs rendimiento	32
5.14. Consumo de combustible y agua a distintas cargas	38
5.15. Influencia inyección de agua en la temperatura de gases de escape	39
B.1. Emisión CO en función de la carga Gas 6	56
B.2. Emisión SO_x en función de la carga Gas 6	56
B.3. Emisión NO_x en función de la carga Gas 6	57
B.4. Índice de exceso en función de la carga Gas 6	57
B.5. Caudales de agua y combustible a distintas potencias Gas 6	58
B.6. Emisión de CO_2 en función del índice de exceso Gas 6	58
B.7. Temperatura escape en función de la potencia Gas 6	59
B.8. Temperatura escape en función del caudal de agua Gas 6	59
C.1. Carga en función del tiempo TG1	62

C.2. Carga en función del tiempo TG2	62
C.3. Emisión CO en función del tiempo TG1	63
C.4. Emisión de CO en función del tiempo TG2	63
C.5. Emisión de SO_x en función del tiempo TG1	64
C.6. Emisión de SO_x en función del tiempo TG2	64
C.7. Emisión de NO_x en función del tiempo TG1	65
C.8. Emisión de NO_x en función del tiempo TG2	65
C.9. Índice de exceso en función del tiempo TG1	66
C.10. Índice de exceso en función del tiempo TG2	66
C.11. Caudal inyección de agua en función del tiempo TG1	67
C.12. Caudal inyección de agua en función del tiempo TG2	67

Índice de tablas

4.1. Datos turbina	10
5.1. Datos de partida	15
5.2. Caudal de inyección de agua en función de la carga	17
5.3. Caudal inyección de combustible en función de la carga	19
5.4. Índice de exceso de aire en función de la carga	23
5.5. Emisión de CO_2 en función de la carga	26
5.6. Emisión de NO_x en función de la carga	28
5.7. Emisión de SO_x en función de la carga	30
5.8. Rendimiento en función de la carga	33
5.9. Caudal de combustible y agua en función de la carga	35
5.10. Influencia de la inyección de agua en la temperatura de gases de escape	40
A.1. Emisión de CO en función de la carga Gas 6	46
A.2. Emisión SO_x en función de la carga Gas 6	47
A.3. Emisión NO_x en función de la carga Gas 6	48
A.4. Índice de exceso en función de la carga Gas 6	49
A.5. Caudales de agua y combustible a diferentes potencias Gas 6	50
A.6. Emisión de CO_2 en función del índice de exceso Gas 6	51
A.7. Potencia frente a temperatura escape Gas 6	52
A.8. Temperatura escape en función de la inyección de agua Gas 6	53

1 Introducción

El ciclo combinado es una de las tecnologías para la generación eléctrica más usadas actualmente. Esta consta en su configuración más básica de una turbina de gas de la cual se aprovechan los gases de escape para hacerlos pasar por una caldera de recuperación donde se genera vapor de alta presión con el cual se mueve una turbina de vapor. Con ello se evita perder toda la energía que se disipa en los gases de escape de una turbina de gas en ciclo abierto y de este modo se logra un aumento del rendimiento de la instalación.

Las turbinas de gas, objeto principal del estudio de este trabajo, son máquinas térmicas rotativas en las que en la cámara de combustión se alcanzan temperaturas muy altas, que traen consigo emisiones de contaminantes gaseosos. Entre los contaminantes gaseosos emitidos a la atmósfera como consecuencia de estas elevadas temperaturas destacan los óxidos de nitrógeno.

Los óxidos de nitrógeno tienen efectos perjudiciales tanto para la salud de las personas como para el medio ambiente. Es por ello que el Real Decreto 815/2013, de 18 de Octubre [2] establece unos valores máximos permitidos de emisiones de NO_x .

La formación de NO_x más importante de las turbinas de gas es el NO térmico, este crece exponencialmente en torno a los 1500°C , reduciéndose drásticamente por debajo de los 1000°C . Los métodos usados para la reducción de NO_x en turbinas de gas son: ciclos de inyección de agua, ciclos de humidificación en cascada, combustores secos bajos en NO_x y ciclos de reducción catalítica selectiva. Este trabajo se centra en el ciclo de inyección de agua.

El ciclo de inyección de agua, consiste en inyectar agua desmineralizada en la cámara de combustión de la turbina y de este modo reducir la temperatura de los gases de combustión, gracias al calor latente del agua. Es decir, se disipa calor de la combustión para transformar el agua líquida en vapor. Es importante resaltar que la turbina de gas se mueve como consecuencia del caudal de gases que atraviesan la turbina de expansión y que el vapor se suma a los gases de la combustión influyendo sobre el rendimiento de la turbina de gas.

En este trabajo se pretende comprobar de qué manera afecta este método de control de emisiones en el rendimiento de la máquina.

2 Objetivos

Este trabajo persigue una serie de objetivos, que pueden separarse en objetivos generales y objetivos específicos.

Los objetivos generales son:

- Conocer el funcionamiento de un ciclo combinado.
- Comprender cómo se controlan las emisiones gaseosas de un ciclo combinado.

Los objetivos específicos son:

- Obtener curvas de emisiones de contaminantes gaseosos de un ciclo combinado a distintas cargas.
- Obtener curvas de emisiones en relación al tiempo.
- Obtener datos de caudales de inyección de combustible y de agua.
- Relacionar estos caudales, tanto con las curvas de emisiones, como con el rendimiento de las turbinas de gas.

3 Metodología

Este trabajo se desarrolló en distintas etapas.

Toma de datos: esta primera fase se realizó aprovechando el periodo de prácticas que realicé en una instalación con ciclo combinado. Para ello inicialmente se recurrió a los distintos manuales facilitados por personal de la empresa. Se centró el estudio en el método utilizado para el control de las emisiones gaseosas a la atmósfera de las turbinas de gas. Además se pudo obtener datos de emisiones cada media hora durante un día completo, a partir de los cuales se realizaron los cálculos. También, un gráfico a partir del cual se pudieron obtener los caudales de combustible y agua inyectados en las turbinas de gas.

Cálculos: con los datos obtenidos y con ayuda de una hoja de cálculo se fueron obteniendo resultados, tablas y gráficos en las que se apoya este trabajo.

Desarrollo del trabajo: una vez obtenidos los cálculos, tablas y gráficos necesarios, se redactó esta memoria en la que se explican los resultados obtenidos, cómo se lleva a cabo el control de las emisiones y de que manera varían estas en función de la carga de las turbinas.

Para los cálculos y la edición de este trabajo se usaron fundamentalmente dos programas:

LibreOffice: en la hoja de cálculo se trabajó a partir de los datos de emisiones de contaminantes de las turbinas de gas de un ciclo combinado tipo, de configuración 2 x 1. Con estos datos se obtuvieron las distintas tablas y gráficos usados en este estudio.

TexMaker: es el editor de texto que se ha usado para redactar esta memoria.

4 Características de las instalaciones

4.1 Ciclo Combinado

Una central de ciclo combinado aprovecha la energía térmica de un combustible uniendo dos ciclos termodinámicos diferentes. Por un lado, mediante la combustión de un hidrocarburo en la turbina de gas, ciclo Brayton, y por otro lado aprovechando los gases de escape de la turbina se genera vapor en una caldera de recuperación para mover una turbina de vapor, ciclo Rankine.

Esto trae consigo un aumento en el rendimiento térmico total de la instalación, pasando de un 35 por ciento aproximadamente que tiene una turbina de gas de ciclo abierto, a más de un 50 por ciento del conjunto turbina de gas/ turbina de vapor.

Una central térmica de ciclo combinado vendrá definida por cuatro grandes elementos: turbina de gas, caldera de recuperación, turbina de vapor y generador. Atendiendo a estos cuatro elementos podemos definir distintas combinaciones de instalaciones de ciclos combinados [6].

4.1.1 Configuraciones del Ciclo Combinado

4.1.1.1 Configuración 1x1 multieje

Esta configuración es la más sencilla de todas y consta de una turbina de gas con su propio generador, la caldera de recuperación y una turbina de vapor con su propio generador.

4.1.1.2 Configuración 1x1 monoeje

Esta configuración está formada al igual que la anterior por una turbina de gas, una caldera de recuperación y una turbina de vapor, pero la diferencia radica en que sólo hay un generador, común a ambas turbinas.

4.1.1.3 Configuración 2x1 multieje

Este tipo de configuración es la más flexible. Como se aprecia en la figura este tipo de configuración consta de dos turbinas de gas con su propio generador cada una, dos calderas de recuperación, una por turbina y una turbina de vapor con su propio generador. En esta configuración en muchas ocasiones se añaden tres y hasta cuatro turbinas de gas por una de vapor. Este trabajo se centra en el estudio del control de las emisiones gaseosas de un ciclo combinado. Por lo tanto podemos decir que realmente el estudio se enfoca a las emisiones de las turbinas de gas del ciclo combinado, pues es en estas donde se produce la combustión. Es por ello que vamos a explicar más en profundidad las características de estas máquinas térmicas.

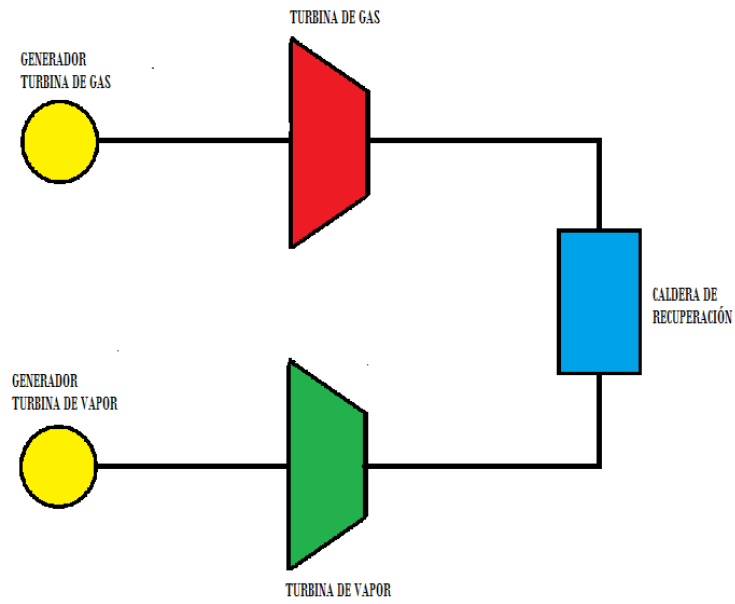


Figura 4.1: Configuración 1x1 multieje

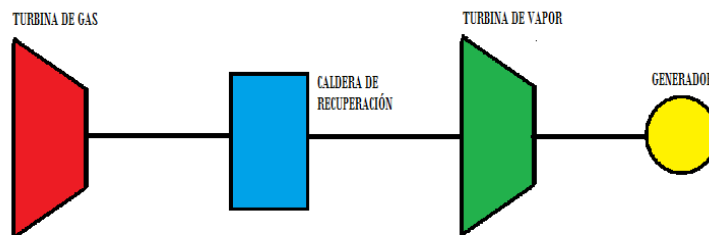


Figura 4.2: Configuración 1x1 mono eje

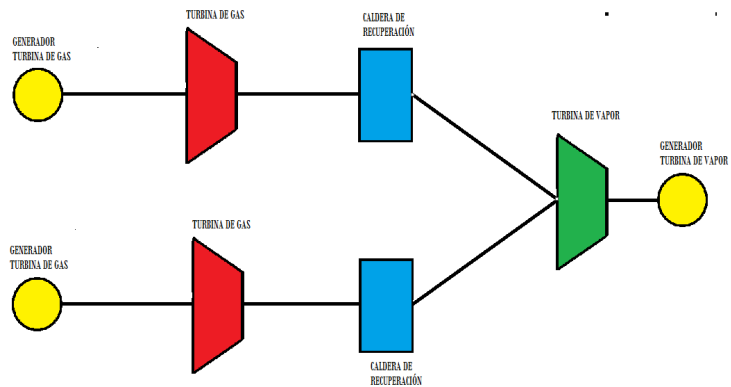


Figura 4.3: Configuración 2x1 multieje

4.2 Turbinas de gas

La turbina de gas es un motor de combustión interna rotativo, que transforma la energía del combustible en energía mecánica de rotación. En el caso de las centrales térmicas se usa para mover un alternador y de este modo generar energía eléctrica.

De una manera muy básica, el funcionamiento de una turbina de gas se basa en la compresión de aire atmosférico, previamente filtrado, que se introduce en la cámara de combustión como comburente. En la cámara de combustión se mezcla con el combustible y con la ayuda de la chispa de una bujía se inicia la combustión. Estos gases de combustión a gran presión y temperatura se envían a la turbina de expansión, donde dicha energía se transforma en energía mecánica de rotación hasta que los gases alcanzan aproximadamente la presión atmosférica en el escape de la máquina.

Cabe destacar que aproximadamente un sesenta por ciento de la energía del combustible se evacua a la atmósfera en forma de calor cedido, por ello la aparición de los ciclos combinados, donde dicho calor cedido se aprovecha para generar vapor en la caldera de recuperación.

Hay varios modelos y marcas de turbinas de gas, pero la configuración de estas es básicamente igual para todas, estando formadas por el compresor, la cámara de combustión y la turbina de expansión [4].

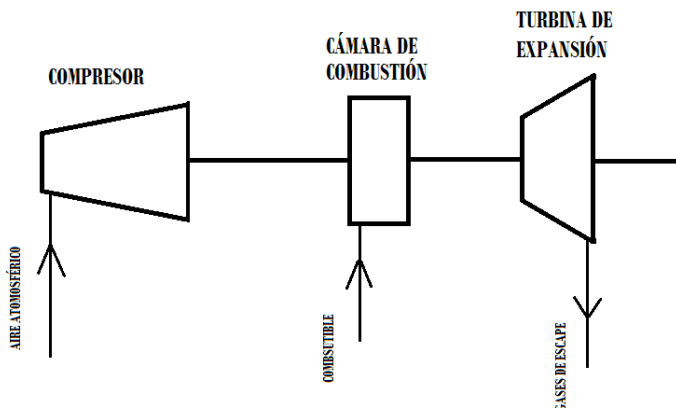


Figura 4.4: Esquema turbina de gas

Para profundizar un poco en las turbinas de gas se usará el modelo de General Electric MS 6001 FA. La información se ha sacado del manual de la turbina [1]

4.2.1 Turbina GE MS 6001 FA

La MS 6001 FA es una turbina mono eje que consta de una compresor de dieciocho etapas, seis cámaras de combustión y turbina de expansión de tres etapas.

4.2.1.1 Compresor

El compresor es de tipo axial y tiene dieciocho etapas. Cada etapa consta de una corona de álabes móviles, montada sobre el rotor y una etapa de álabes fijos montados sobre el estator.

La misión de los álabes móviles es la de proporcionar al aire de energía cinética, mientras que los álabes fijos tienen como objeto además de dar de un ángulo de entrada adecuado al aire para la

Potencia	75,6 MW
Rendimiento	35,00 %
Relación de compresión	15,6:1
Caudal de gases	203 kg/s
Velocidad	5231 r.p.m.
Temperatura en el escape	605°C

Tabla 4.1: Datos turbina

siguiente etapa, el ir transformando la energía cinética en energía de presión.

Al llegar a la última etapa del compresor el aire se descarga en el difusor que a su vez descarga en la cámara de combustión.

Es importante destacar que el compresor cuenta con extracciones intermedias que tienen como objeto el aportar aire de refrigeración a la turbina.

4.2.1.2 Sistema de combustión

El sistema de combustión de esta turbina lo conforman seis cámaras de combustión. Los gases generados en la cámara de combustión se envían a la turbina de expansión a través de la pieza de transición. Para que esta se refrigere, el aire comprimido en la descarga del compresor, se hace circular a contracorriente por la parte externa de la misma antes de entrar en la cámara de combustión. Esta pieza de transición además tiene practicados una serie de orificios por los que entra parte del aire que lo conduce a la turbina para refrigerar los álabes. El resto del aire entra en la zona de combustión a través de los orificios practicados en el tubo de llama. El combustible entra a través de seis boquillas en la periferia de la cámara de combustión lo que permite una distribución uniforme y por lo tanto una mezcla homogénea con el aire.

La envoltura externa de la cámara de combustión además de servir para soportar la presión interna de la cámara de combustión tiene como misión la de servir de soporte a los quemadores, a los tubos de fuego cruzado, a los detectores de llama, bujías de encendido y drenajes.

Los tubos de fuego cruzado conectan todas las cámaras de combustión de tal forma que con una bujía es suficiente para el arranque de la turbina, ya que la llama se transmitirá de unas cámaras a otras a través de los tubos de fuego cruzado. Estos tubos en su parte externa garantizan que la presión sea la misma en todas las cámaras de combustión.

Los quemadores inyectan en la cámara de combustión el combustible junto con el aire de atomización y el agua, siendo esta última el método utilizado para la reducción del NO_x .

4.2.1.3 La Turbina

La turbina de expansión está formada por tres etapas en las que la entalpía de los gases calientes de la cámara de combustión se transforma en energía mecánica de rotación. El rotor de la turbina está formado por un eje, unido mediante un acoplamiento al compresor, con tres rodetes correspondiente cada uno de ellos a cada etapa de la turbina. En el rodete van insertados los álabes móviles.

En la periferia de los álabes y montados sobre las caras internas de los álabes fijos van montados unos sellos. Los dos primeros rodetes tienen practicados una serie de orificios en su periferia que permiten el paso del aire para la refrigeración.

4.2.1.4 Sistema de inyección de agua

El sistema de inyección de agua, que es la manera de controlar las emisiones de NO_x en esta máquina, se consultó el manual de la turbina durante mi periodo de prácticas.

Este sistema garantiza que los gases de escape en la turbina tengan una concentración de NO_x inferior a 42 ppm con una concentración de oxígeno del 15 %, para un destilado ligero cuya concentración de nitrógeno sea inferior al 0,015 %, característica que cumple el combustible usado en la máquina. Según el texto se estima que la emisiones de óxidos de nitrógeno sin inyección de agua ascendería hasta las 380 ppm.

La relación entre los caudales de combustible y de agua se lleva a cabo mediante el sistema de control de la turbina, SPEEDTRONIC, cuyos parámetros se ajustan experimentalmente durante las pruebas de puesta en marcha, en función de la temperatura ambiente y la humedad relativa.

Este sistema de inyección utiliza agua de elevada pureza, con requisitos similares al agua utilizada en calderas, generada por desalinización por compresión de vapor. Este sistema tiene una producción menor que con ósmosis inversa pero la calidad del vapor es mucho mayor.

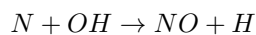
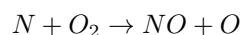
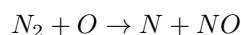
El agua alimenta el sistema con un presión comprendida entre 1 y 2 bar y puede suministrar un caudal máximo de 8,61 kg/s.

Para reducir los NO_x se inyecta un caudal de agua en la cámara de combustión, por lo que parte del poder calorífico del combustible se perderá en evaporar este agua y por lo tanto cabe esperar una caída en el rendimiento de la turbina. No obstante esta máquina funciona con el caudal de gases que la atraviesan y a los gases de combustión se suma el vapor, por lo tanto el caudal de gases que atraviesa la turbina aumenta y con ello el rendimiento no sólo no decrece sino como veremos más adelante aumenta ligeramente.

4.2.2 Procesos de formación de NO_x

Los NO_x vienen como consecuencia de la combustión, en la que se alcanzan grandes temperaturas en presencia de oxígeno y nitrógeno. Los principales óxidos de nitrógeno emitidos durante la combustión son: el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO_2). La formación de NO_x requiere de presencia de altas temperaturas, temperaturas que se alcanzan en la cámara de combustión de las turbinas de gas.

El mecanismo principal en la formación de NO_x es el conocido como mecanismo de Zeldovich, que se caracteriza por las siguientes reacciones:



La formación del NO térmico crece exponencialmente con la temperatura, cuando la combustión alcanza alrededor de los 1500° C y por debajo de los 1000° C estos se reducen drásticamente. También influye el tiempo que los gases permanecen en la cámara de combustión, que en el caso de las turbinas de gas este tiempo es muy pequeño. Otro factor a tener en cuenta en la formación de NO_x de origen térmico tiene que ver con la concentración de oxígeno, siendo la formación de NO directamente proporcional al cuadrado de la concentración de oxígeno.

4.2.2.1 Métodos para la reducción de emisiones de NOx.

Para la reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno existen diferentes métodos, siendo estos los siguientes [7]:

- Ciclos de inyección de agua
- Ciclos con humidificación en cascada
- Combustores secos bajos en NOx
- Ciclos con reducción catalítica selectiva

El método de ciclos con inyección de agua consiste en inyectar agua desmineralizada en la cámara de combustión y de este modo reducir la temperatura de los gases de combustión para reducir de manera muy eficiente las emisiones de óxidos de nitrógeno. Este método además aumenta el rendimiento del ciclo, puesto que aumenta el caudal de gases que atraviesa la turbina de expansión, como se verá en más adelante.

4.2.3 Ciclo Brayton

Como ya sabemos el ciclo termodinámico de las turbinas de gas es el ciclo Brayton. Este ciclo se rige por los siguientes procesos [5]:

$1 \rightarrow 2 =$ Compresión isentrópica

$2 \rightarrow 3 =$ Calentamiento isobárico

$3 \rightarrow 4 =$ Expansión isentrópica

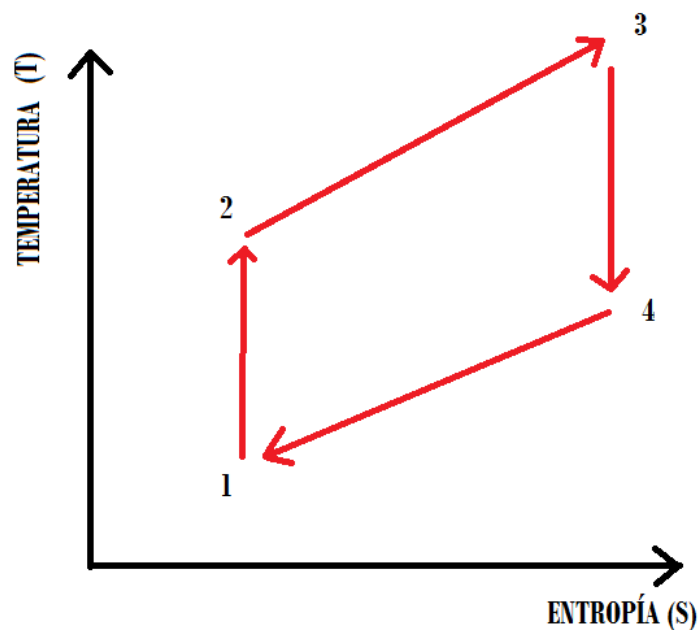


Figura 4.5: Ciclo Brayton

En este ciclo el fluido de trabajo cambia constantemente. Los gases generados en la cámara de combustión después de expandirse en la turbina se pierden en la atmósfera, por lo tanto el proceso de 4 a 1 no se produce. En su lugar se pierden los gases de escape, con elevada temperatura, y se renueva el fluido de trabajo.

Esta pérdida energética en forma de calor de los gases de escape es la que ha provocado la aparición de los ciclos combinados, ya que los gases a gran temperatura se usan para generar vapor de alta presión.

La primera etapa del ciclo, compresión isentrópica, se lleva a cabo por el compresor que absorbe el aire atmosférico a través de la casa de filtros y eleva la presión hasta relaciones de compresión en torno a 15:1.

En la siguiente etapa, calentamiento isobárico, se produce en la cámara de combustión. En esta se quema el aire que proviene del compresor y se hace en una proporción de aire mucho mayor que el que correspondería a una mezcla estequiométrica.

La última etapa, expansión isentrópica, se lleva a cabo en la turbina de expansión. En esta turbina se aprovecha la energía cinética de los gases de escape para transformarla en energía mecánica de rotación.

5 Cálculos y Resultados

5.1 Datos de partida

Para llevar a cabo el presente proyecto se parte de una tabla con datos de emisiones de un ciclo combinado tipo cada media hora. El ciclo combinado es de configuración 2 x 1 y por lo tanto los datos de emisiones son de dos turbinas de gas. En la tabla 5.1 se reproduce la información de la partida de la turbina de gas 5.

HORA	CO GAS5 (mg/m ³)	SO2 GAS5 (mg/m ³)	NOx GAS5 (mg/m ³)	PART GAS5 (mg/m ³)	O2 GAS5 (%O2)	TEMP GAS5 (°C)	PRES GAS5 (mbar)	POT GAS5 (MW)	CARGA GAS5 (%)
00:00	5,2	33,3	98,8	1,5	13,8	134,9	1021,6	56,4	71
00:30	5,2	33,3	99,4	1,4	13,8	134,4	1021,4	54,8	69
01:00	5,1	33,2	99,7	1,4	13,9	134,8	1020,7	53	67
01:30	5,1	33,8	100,3	1,4	14	134,8	1020,3	51,3	65
02:00	5	33,9	101,5	1,3	14,1	134,5	1020,5	48,9	62
02:30	5,1	34,1	102,7	1,2	14,1	133,8	1020,9	47,2	59
03:00	5,1	34,2	101,6	1,4	14,1	133,8	1021,1	48,2	61
03:30	5	34,3	102	1,3	14,2	133,6	1020,9	47,4	60
04:00	5	34,4	102,1	1,3	14,1	133,7	1020,6	47,2	59
04:30	5,1	34,4	102,6	1,3	14,1	133,8	1020,4	47,1	59
05:00	5,1	34,4	101,4	1,4	14,1	134,5	1019,9	48,9	62
05:30	5	34,5	102,1	1,3	14,1	134,2	1019,6	47	59
06:00	5	34,5	101,2	1,5	14,1	134,4	1019,6	48,4	61
06:30	5,1	34,6	99,8	1,5	14	135	1020	50,8	64
07:00	5,4	34,2	97,2	1,6	13,5	136,4	1020,6	62	78
07:30	5,4	34,3	97,3	1,6	13,2	136,6	1020,9	67,2	85
08:00	5,5	34,3	98,4	1,6	13,1	135,8	1021,3	68,8	87
08:30	5,6	33,9	99,4	1,5	13,1	135	1021,8	68,8	87
09:00	5,6	33,6	100,2	1,6	13,1	134,6	1022,4	68,6	86
09:30	5,6	33,6	100,8	1,5	13,1	134,7	1022,6	68,4	86
10:30	4,4	31,3	97,8	1,4	13,3	134,3	1022,8	63,9	80
11:00	4,3	31,2	98,7	1,4	13,5	133,4	1023,2	57,8	73
11:30	4,6	31,3	99,7	1,4	13	134,6	1023,4	66,8	84
12:00	4,6	30,3	99,5	1,5	12,9	134,2	1023,2	68,5	86
12:30	4,5	30,6	99,5	1,5	12,9	134,1	1022,7	68,6	86
13:00	4,5	30,2	99,4	1,4	12,9	134	1022,6	68	86
13:30	4,5	30,4	98,9	1,4	13	133,9	1022,4	66,4	84
14:00	4,6	30,3	99,9	1,5	12,9	134,3	1022	68,5	86
14:30	4,6	30,5	99	1,4	12,9	134	1021,6	67,3	85
15:00	4,4	31,1	98,1	1,5	13,2	133,6	1021,5	62,2	78
15:30	4,5	31,2	98,3	1,5	13,2	134	1021,7	64,2	81
16:00	4,6	31,1	99	1,5	12,9	134,5	1021,7	67,8	85
16:30	4,6	30,7	99	1,5	12,9	134,2	1021,5	68,6	86
17:00	4,5	31,4	98,6	1,5	12,9	134,2	1021,2	67,9	86
17:30	4,5	31,7	98,1	1,5	13,1	134,2	1021	65,4	82
18:00	4,4	31,7	98,1	1,5	13,2	134,2	1020,6	63,8	80
18:30	4,6	31,1	98,7	1,5	12,9	134,8	1020,5	68,8	87
19:00	4,6	30,1	98,4	1,6	12,9	134,6	1020,6	68,5	86
19:30	4,5	30,1	98,5	1,5	12,9	134,5	1020,7	68,8	87
20:00	4,5	30,4	98,3	1,5	12,9	134,6	1021,1	68,5	86
20:30	4,6	31,5	97,9	1,5	13	134,7	1021,5	68,3	86
21:00	4,5	32	97,8	1,5	13,1	134,5	1021,5	66,7	84
21:30	4,5	32,2	97,5	1,5	13,2	134,5	1021,5	65,2	82
22:00	4,4	32,5	96,9	1,5	13,2	134,8	1021,6	64,6	81
22:30	4,2	32,9	97,3	1,5	13,6	134,1	1021,6	56,8	72
23:00	4,2	33,1	97,5	1,5	13,6	134,9	1021,8	56,7	71
23:30	4,2	33	98	1,4	13,7	134,7	1022,2	54,8	69

Tabla 5.1: Datos de partida

Además de la tabla, para obtener los datos de inyección de agua y de combustible se usó la gráfica de la figura 5.1. En esta gráfica no había escala, pero si se tenía los valores mínimos y máximos de la escala, lo que permitió leer las divisiones correspondientes e interpolar gráficamente los valores.

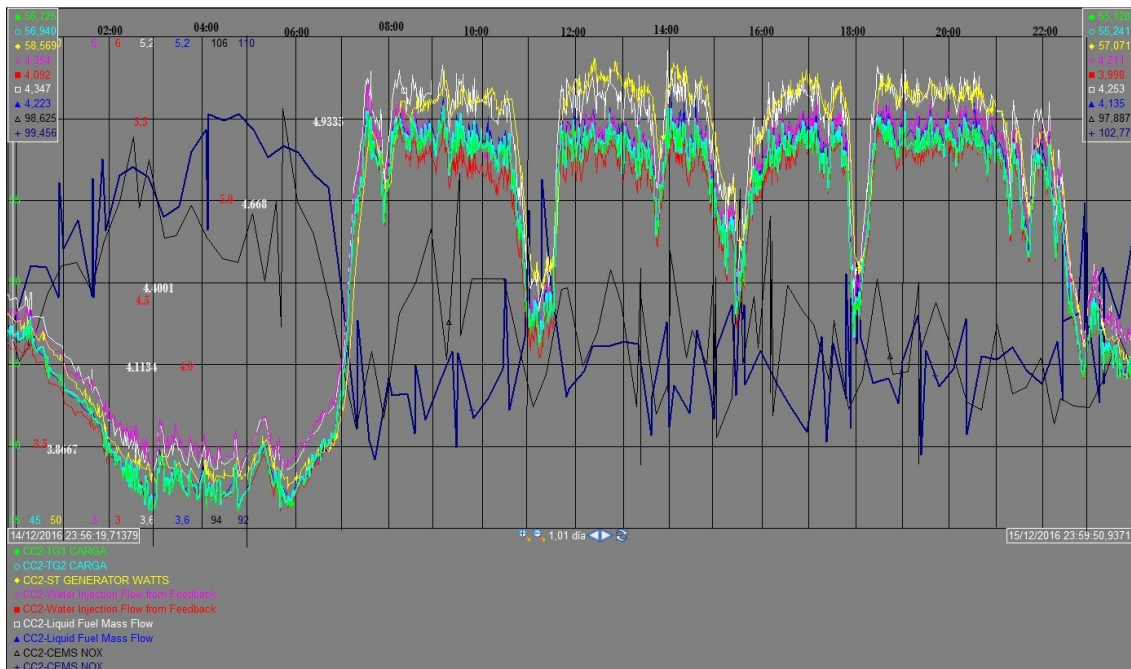


Figura 5.1: Gráficos datos partida

5.1.1 Cálculo del caudal de inyección de agua

Para sacar los valores de caudal de inyección de agua a partir de la gráfica 5.1 se tuvo en cuenta que los datos de inyección de agua empiezan en 3 kg/s y acaban en 6, teniendo la gráfica separada en 6 partes, de 65mm cada parte, quiere decir que cada línea representa 0.5 kg/s, entonces:

$$65\text{mm} * x = 35\text{mm} * 0,5\text{kg/s}$$

$$x = 0,2692\text{kg/s}$$

Este dato se obtiene entre los datos de la escala correspondientes a 5.0 kg/s y 5.5 kg/s, por lo tanto para obtener el valor del caudal de agua basta con sumar a 5.0 kg/s el resultado de la interpolación.

$$C_{AGUA} = 5,2692 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Estos datos corresponde a las 08:00 horas. El resto de datos se calculó siguiendo el mismo procedimiento. Una vez obtenidos los datos y con la ayuda de la hoja de cálculo, se obtuvo una macro a partir de la cual se calculó el caudal para distintas cargas. Los resultados obtenidos son los que se muestran en la figura 5.2.

5.1.2 Cálculo del caudal de inyección de combustible

Para determinar el caudal de inyección de combustible se partió del gráfico, teniendo en cuenta que la escala empieza en 3.6 kg/s y acaba en 5.2 y teniendo en cuenta que son 6 divisiones, 65 mm por división, entonces cada división son 0.2667kg/s, entonces:

$$65\text{mm} * x = 45\text{mm} * 0,2467 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$x = 0,1846 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Está calculado entre lo valores de la escala correspondientes a 4.668 kg/s y 4.9335 kg/s, por lo tanto si sumamos el valor del resultado de la interpolación al caudal menor, obtenemos el caudal de inyección de combustible.

$$C_{COMB} = 4,85 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

CARGA TG (%)	CAUDAL AGUA (kg/s)
71	4,28
69	4,13
67	3,96
65	3,80
62	3,57
59	3,41
61	3,50
60	3,43
59	3,41
59	3,40
62	3,57
59	3,39
61	3,52
64	3,75
78	4,81
85	5,30
87	5,45
87	5,45
86	5,43
86	5,41
80	4,99
73	4,41
84	5,26
86	5,42
86	5,43
86	5,38
84	5,22
86	5,42
85	5,31
78	4,83
81	5,02
85	5,36
86	5,43
86	5,37
82	5,13
80	4,98
87	5,45
86	5,42
87	5,45
86	5,42
86	5,40
84	5,25
82	5,11
81	5,05
72	4,32
71	4,31
69	4,13

Tabla 5.2: Caudal de inyección de agua en función de la carga

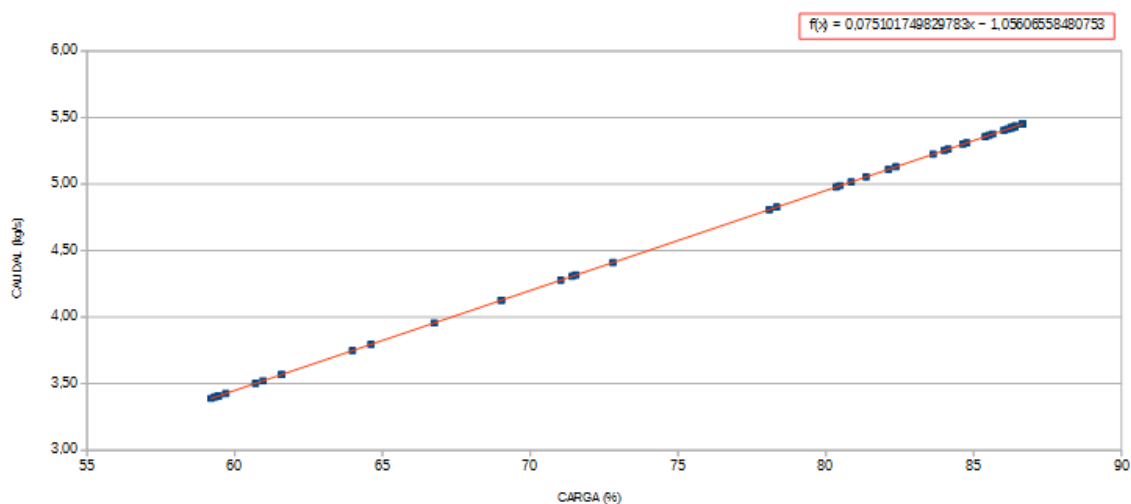


Figura 5.2: Inyección de agua en función de la carga

Al igual que para el agua estos datos son los correspondientes a las 08:00. Para la inyección de agua se obtuvo una macro que definiera la evolución de la inyección de combustible en función de la carga, cabe destacar que se compararon los datos obtenidos con datos medidos en otro trabajo [3] y guardan bastante similitud. La relación entre combustible y carga se muestra en la figura 5.3.

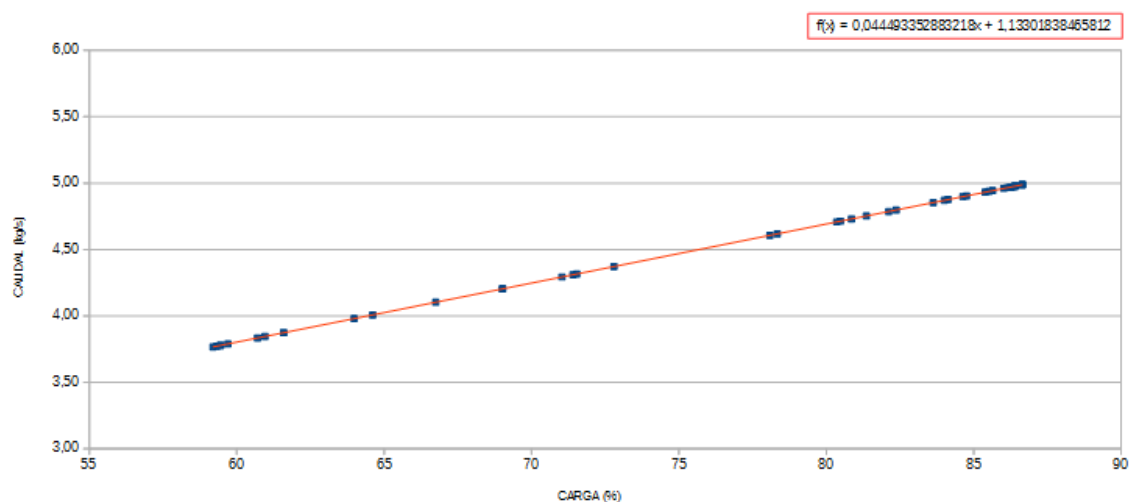


Figura 5.3: Inyección combustible en función de la carga

Teniendo en cuenta ambas curvas en función de la carga, es interesante representarlas simultáneamente, figura 5.4.

En la figura se aprecia como a baja carga el caudal de combustible es mayor que el de agua, a media carga tienden a igualarse y a cargas altas el caudal de agua es mayor que el de combustible. Para ver mejor esta relación se usaron las ecuaciones de las líneas de tendencia de ambas y de este modo determinar la relación entre ambas en las máximas diferencias y determinar la carga para la cual ambas se igualan.

Ecuación de la línea de tendencia de inyección de agua:

$$f(x) = 0,0751x - 1,056$$

CARGA TG (%)	CAUDAL COMB. (kg/s)
71	4,29
69	4,20
67	4,10
65	4,01
62	3,87
59	3,78
61	3,83
60	3,79
59	3,78
59	3,77
62	3,87
59	3,77
61	3,85
64	3,98
78	4,61
85	4,90
87	4,99
87	4,99
86	4,98
86	4,97
80	4,71
73	4,37
84	4,88
86	4,97
86	4,98
86	4,94
84	4,85
86	4,97
85	4,90
78	4,62
81	4,73
85	4,93
86	4,98
86	4,94
82	4,80
80	4,71
87	4,99
86	4,97
87	4,99
86	4,97
86	4,96
84	4,87
82	4,79
81	4,75
72	4,32
71	4,31
69	4,20

Tabla 5.3: Caudal inyección de combustible en función de la carga

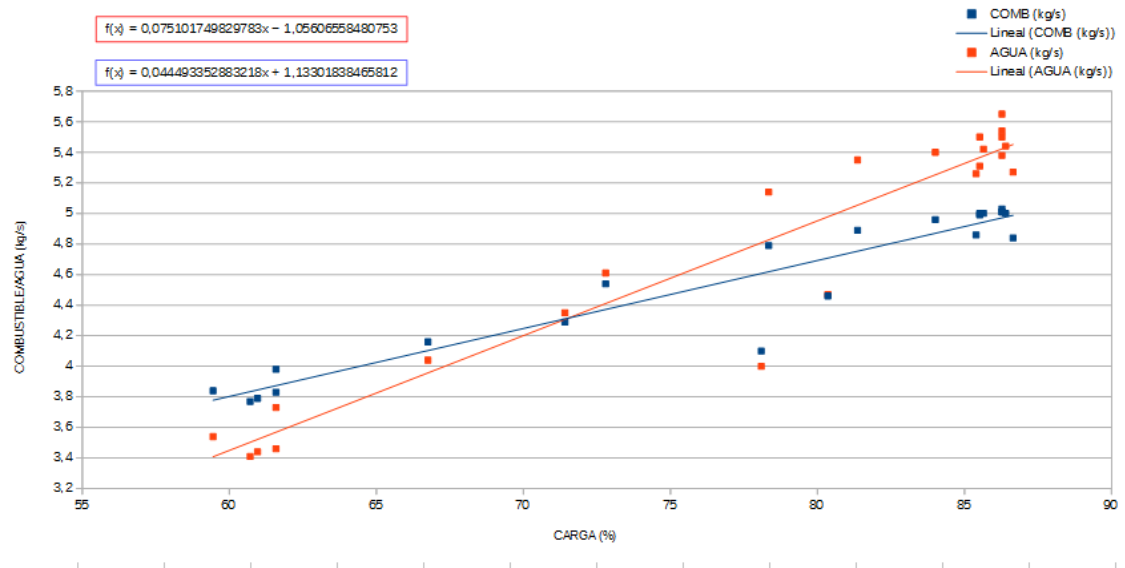


Figura 5.4: Combustible/Agua en función de la carga

Ecuación de la línea de tendencia de inyección de combustible:

$$f(x) = 0,0445x + 1,133$$

Igualando ambas expresiones vemos que la inyección de agua y combustible se iguala en torno al 70% de carga.

Si en las expresiones anteriores sustituimos en valor de la máxima carga de los datos de partida que es del 87% obtenemos el valor de máxima diferencia entre la cantidad de agua y de combustible inyectada en la cámara de combustión.

Caudal de agua inyectado a una carga del 87%

$$f(87) = 0,075187 - 1,056 = 5,48\text{kg/s}$$

Caudal de combustible inyectado a una carga del 87%

$$f(87) = 0,0445 * 87 + 1,133 = 5,00\text{kg/s}$$

Como podemos apreciar, la diferencia de caudal entre la inyección de agua y de combustible a cargas altas es bastante significativa.

Teniendo en cuenta esto, cabría esperar que el rendimiento de la turbina disminuyera, puesto que:

El calor aportado por el combustible de manera teórica sería:

$$Q_1 = c_p(T_3 - T_2)$$

El calor perdido por el escape sería:

$$Q_2 = c_p(T_4 - T_1)$$

El rendimiento del ciclo será por lo tanto:

$$\eta_t = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1}$$

Entonces:

$$\eta_t = \frac{c_p(T_3 - T_2) - c_p(T_4 - T_1)}{c_p(T_3 - T_2)}$$

Por lo tanto:

$$\eta_t = \frac{(T_3 - T_2) - (T_4 - T_1)}{(T_3 - T_2)}$$

Quedando:

$$\eta_t = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2}$$

Considerando el ciclo teórico, vemos que el rendimiento de la máquina, entre otros parámetros, depende de la temperatura a la salida de la cámara de combustión, T_3 . Si esta temperatura aumenta lo hará también el rendimiento y por lo tanto si inyectamos agua reducimos T_3 y con esto cabe esperar que disminuya también el rendimiento de la turbina.

No obstante, debemos tener en cuenta que la turbina se mueve por la acción del caudal de gases que la atraviesan y al inyectar agua en estado líquido, esta se transforma en vapor, lo que hace que este caudal de gases aumente y no sólo no disminuye el rendimiento, sino que aumenta levemente como se aprecia en la figura 5.5.

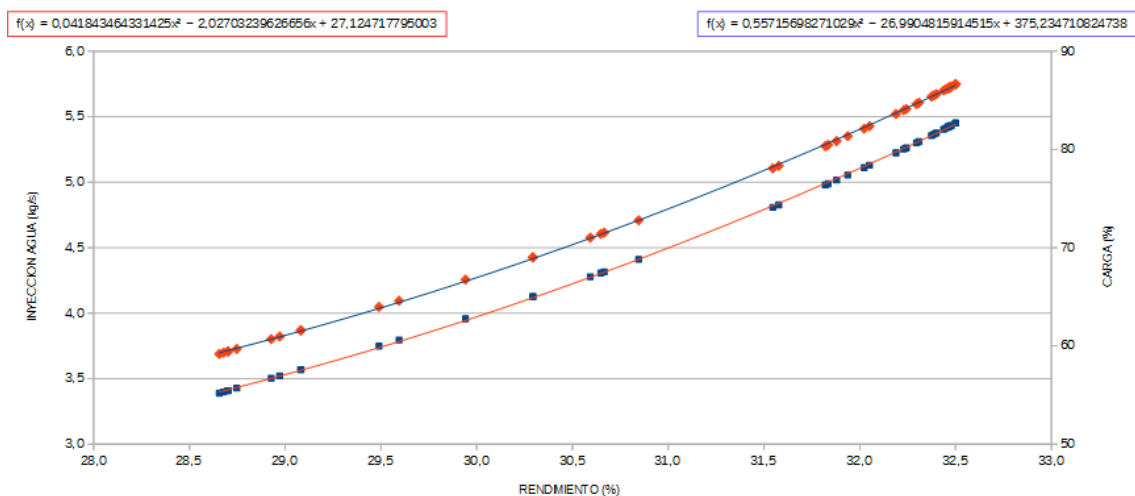


Figura 5.5: Rendimiento e inyección de agua en función de la carga

5.1.3 Cálculo del índice de exceso de aire

Para determinar el índice de exceso de aire se usó el porcentaje de O_2 presente en los gases de escape. Si tenemos en cuenta que:

$$\%O_2 = \frac{V_{O_2}}{V_T} 100$$

$$V_{O_2}^T = nV_{O_2}^e = n(V_{O_2}^C + V_{O_2}^H + V_{O_2}^S)$$

El O_2 presente en los gases de escape de la combustión debe de ser el suministrado para la combustión menos el estequiométrico.

$$V_{O_2} = V_T - V_e = (n - 1)(V_{O_2}^C + V_{O_2}^H + V_{O_2}^S)$$

El volumen de oxígeno necesario para la combustión es:

$$V_{O_2}^C = \frac{C}{12} 22,4m^3$$

$$V_{O_2}^H = \frac{H}{4} 22,4m^3$$

$$V_{O_2}^S = \frac{S}{32} 22,4m^3$$

Por lo tanto:

$$V_{O_2} = (n - 1) \left(\frac{C}{12} + \frac{H}{4} + \frac{S}{32} \right) 22,4m^3$$

Por otra parte, el volumen total de los gases de escape:

$$V_T = V_{O_2} + V_{CO_2} + V_{H_2O} + V_{SO_2} + V_{N_2}$$

El volumen de O_2 , CO_2 , H_2O y SO_2 ya lo tenemos calculado, sólo nos faltaría el del N_2 . Teniendo en cuenta que el 79% del aire es nitrógeno, entonces:

$$V_{N_2} = \frac{0,79}{0,21} n \left(\frac{C}{12} + \frac{H}{4} + \frac{S}{32} \right) 22,4m^3$$

Entonces:

$$V_T = [(n - 1) + 1 + \frac{0,79}{0,21} n \left(\frac{C}{12} + \frac{H}{4} + \frac{S}{32} \right)] 22,4m^3$$

Simplificando:

$$V_T = 4,7619n \left(\frac{C}{12} + \frac{H}{4} + \frac{S}{32} \right) 22,4m^3$$

Entonces:

$$\%O_2 = \frac{(n - 1) \left(\frac{C}{12} + \frac{H}{4} + \frac{S}{32} \right) 22,4m^3}{4,7619n \left(\frac{C}{12} + \frac{H}{4} + \frac{S}{32} \right) 22,4m^3} * 100$$

Simplificando:

$$\%O_2 = \frac{(n - 1)}{4,7619n} 100$$

Que es igual a:

$$\%O_2 = 21 \frac{(n - 1)}{n}$$

Por lo tanto a partir del porcentaje de oxígeno en los gases de escape obtenemos el índice de exceso de aire. Usando esta fórmula e introduciendo la misma en la tabla de datos de partida obtenemos los índices de exceso a diferentes cargas de las turbinas.

CARGA TG (%)	ÍNDICE EXCESO AIRE
71	2,92
69	2,92
67	2,96
65	3,00
62	3,04
59	3,04
61	3,04
60	3,09
59	3,04
59	3,04
62	3,04
59	3,04
61	3,04
64	3,00
78	2,80
85	2,69
87	2,66
87	2,66
86	2,66
86	2,66
80	2,73
73	2,80
84	2,63
86	2,59
86	2,59
86	2,59
84	2,63
86	2,59
85	2,59
78	2,69
81	2,69
85	2,59
86	2,59
86	2,59
82	2,66
80	2,69
87	2,59
86	2,59
87	2,59
86	2,59
86	2,63
84	2,66
82	2,69
81	2,69
72	2,84
71	2,84
69	2,88

Tabla 5.4: Índice de exceso de aire en función de la carga

5.2 Índice de exceso de aire

Utilizando una hoja de cálculo se obtuvo el índice de exceso de aire de las turbinas a diferentes cargas, el resultado se muestra en la figura 5.6.

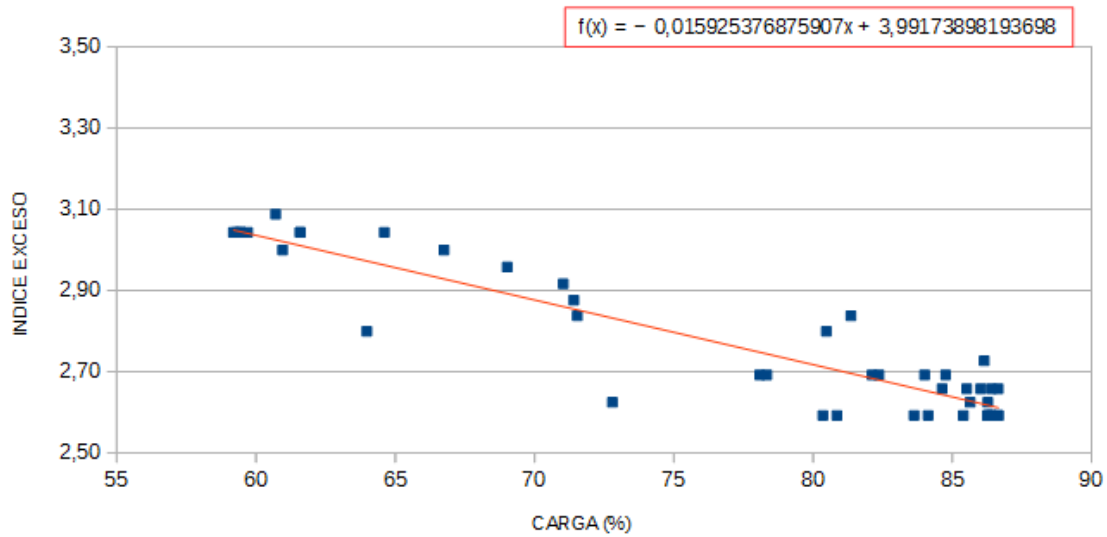


Figura 5.6: Índice exceso de aire en función de la carga

Como se puede apreciar, a medida que aumenta la carga de la turbina, desciende el índice de exceso. Este fenómeno se debe a que la relación de compresión y por lo tanto la cantidad de aire suministrado a la cámara de combustión, permanecen prácticamente invariable a distintas cargas, puesto que la turbina debe de girar a velocidad constante para mantener la frecuencia. Por ello al aumentar la carga e inyectar más combustible en la cámara de combustión, la relación aire/combustible se hace menor.

5.3 Emisión de CO_2

Para determinar el CO_2 hay que tener en cuenta que no se dispone de medición directa. Por este motivo, se recurre a la siguiente expresión, en la que se determina el % CO_2 real considerando en 1 mol gaseoso de CO_2 ocupa el mismo que uno de CO.

$$\%CO_2^{\text{real}} = \%CO_2^{\text{max}} - \%CO$$

donde,

$$\%CO_2^{\text{max}} = 21 \frac{C/12}{n(C/12 + H/4 + S/32)}$$

y representa el máximo porcentaje de CO_2 que podría obtenerse de una combustión completa de un combustible. Teniendo en cuenta que la composición del combustible es la siguiente: (Los datos de la composición del combustible se obtuvieron del trabajo de campo)

- C=86.6 %
- H=12.8 %
- S=0.04 %

podemos obtener la emisión de CO_2 a diferentes cargas, por la relación ya determinada de esta respecto del índice de exceso de aire. El resultado obtenido es el que se muestra en la figura 5.7.

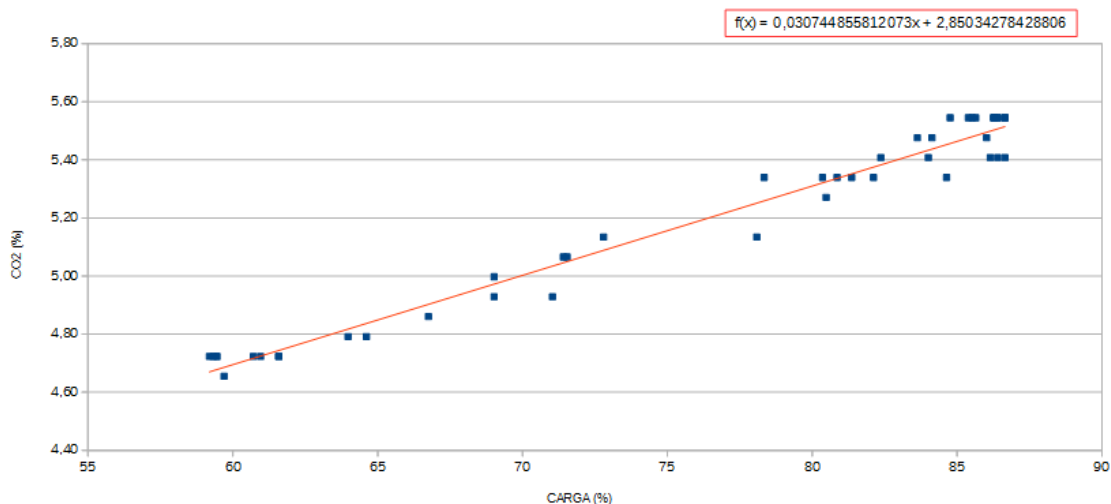


Figura 5.7: Emisión de CO_2 en función de la carga

Como era de esperar, a medida que aumenta la carga lo hace también la emisión de CO_2 puesto que disminuye el índice de exceso de aire y son inversamente proporcionales.

CARGA TG (%)	EMISION CO_2 (%)
71	4,93
69	4,93
67	4,86
65	4,79
62	4,72
59	4,72
61	4,72
60	4,65
59	4,72
59	4,72
62	4,72
59	4,72
61	4,72
64	4,79
78	5,13
85	5,34
87	5,41
87	5,41
86	5,41
86	5,41
80	5,27
73	5,13
84	5,48
86	5,54
86	5,54
86	5,54
84	5,48
86	5,54
85	5,54
78	5,34
81	5,34
85	5,54
86	5,54
86	5,54
82	5,41
80	5,34
87	5,54
86	5,54
87	5,54
86	5,54
86	5,48
84	5,41
82	5,34
81	5,34
72	5,07
71	5,07
69	5,00

Tabla 5.5: Emisión de CO_2 en función de la carga

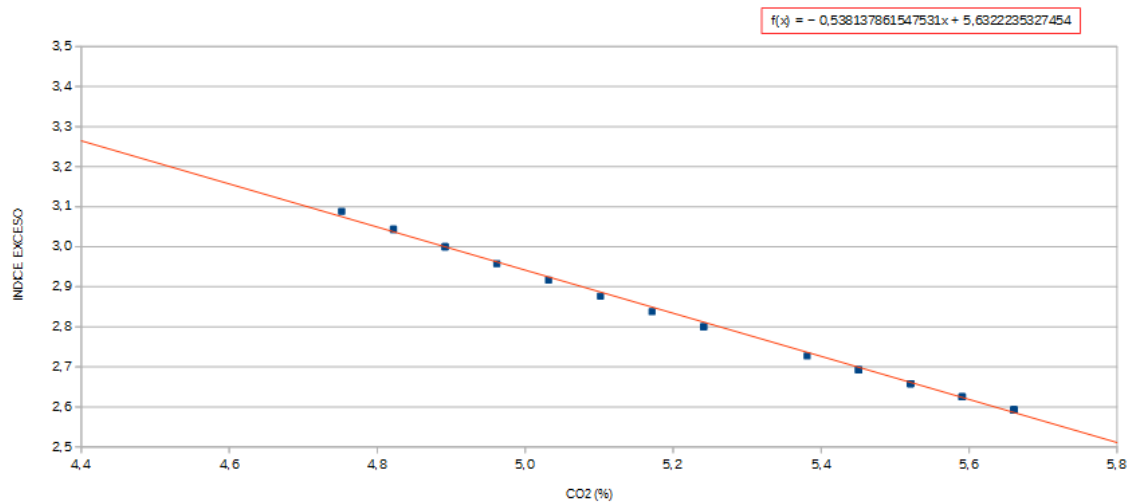


Figura 5.8: Índice de exceso vs CO_2

5.4 Emisión de NO_x

Para la emisión de los óxidos de nitrógeno se partió directamente de los datos medidos. Se obtuvo la gráfica que se muestra en la figura 5.9, para la cual se calculó el punto de carga óptimo en cuanto a las emisiones de óxidos de nitrógeno se refiere. Para determinar este punto se calculó el mínimo de la función de la línea de tendencia.

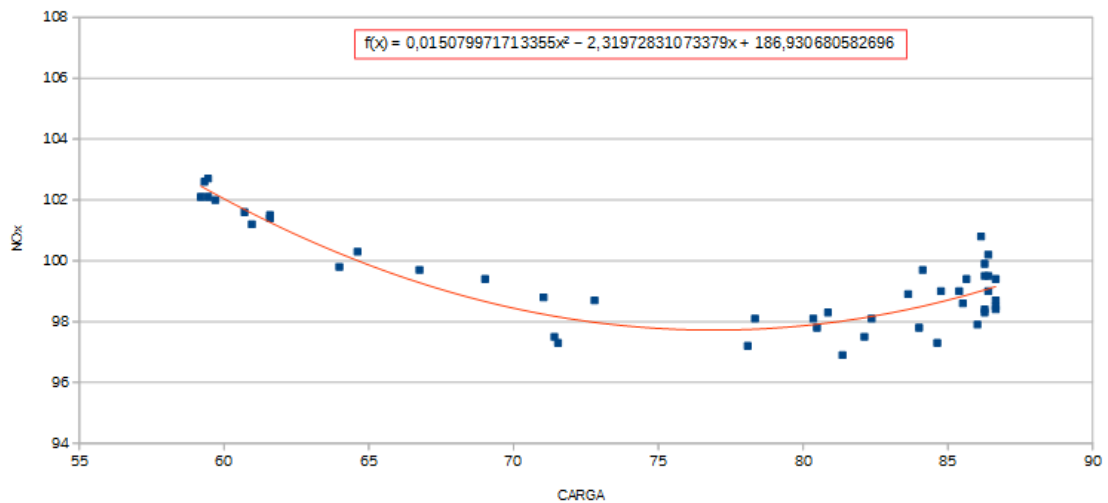


Figura 5.9: Emisión de NO_x en función de la carga

Si tenemos en cuenta que:

$$f(x) = 0,0151x^2 - 2,3197x + 186,9307$$

entonces,

$$f'(x) = 0,0302x - 2,3197$$

CARGA TG (%)	EMISIÓN NO_x (mg/m ³)
71	98,8
69	99,4
67	99,7
65	100,3
62	101,5
59	102,7
61	101,6
60	102
59	102,1
59	102,6
62	101,4
59	102,1
61	101,2
64	99,8
78	97,2
85	97,3
87	98,4
87	99,4
86	100,2
86	100,8
80	97,8
73	98,7
84	99,7
86	99,5
86	99,5
86	99,4
84	98,9
86	99,9
85	99
78	98,1
81	98,3
85	99
86	99
86	98,6
82	98,1
80	98,1
87	98,7
86	98,4
87	98,5
86	98,3
86	97,9
84	97,8
82	97,5
81	96,9
72	97,3
71	97,5
69	98

Tabla 5.6: Emisión de NO_x en función de la carga

haciendo $f'(x)=0$, tenemos que el mínimo de emisión de NO_x se alcanza para una carga de 76,81%. Sustituyendo este valor de carga en la ecuación obtenemos el valor mínimo de emisión que es de $97,84 \text{ mg}/\text{m}^3$. Este valor es el mínimo que marca la línea de tendencia, no el valor mínimo absoluto de las mediciones.

Se ha representado en la figura 5.10 cómo evoluciona la emisión de NO_x con la inyección de agua.

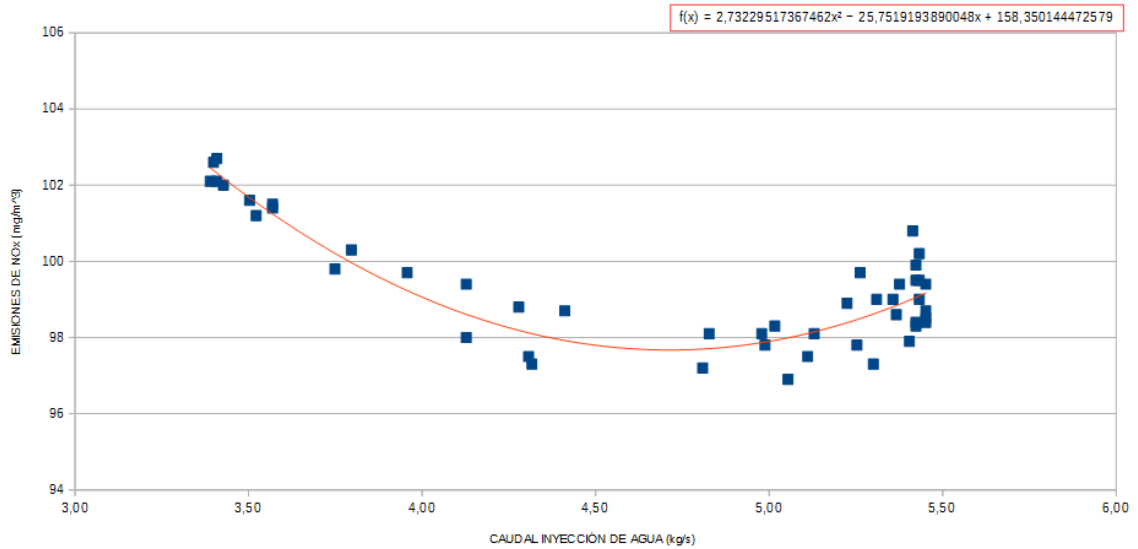


Figura 5.10: Emisión de NO_x respecto de la inyección de agua

Es importante destacar que el Real Decreto 815/2013, de 18 de Octubre [2] establece el límite de emisiones de NO_x para turbinas de gas que quemen combustible líquido ligero, en $120 \text{ mg}/\text{m}^3$, por lo tanto la inyección de agua resulta un método efectivo para el control de las emisiones de óxidos de nitrógeno.

5.5 Emisión de SO_x

CARGA TG (%)	EMISION SO_x (mg/m ³)
71	33,3
69	33,3
67	33,2
65	33,8
62	33,9
59	34,1
61	34,2
60	34,3
59	34,4
59	34,4
62	34,4
59	34,5
61	34,5
64	34,6
78	34,2
85	34,3
87	34,3
87	33,9
86	33,6
86	33,6
86	0
80	31,3
73	31,2
84	31,3
86	30,3
86	30,6
86	30,2
84	30,4
86	30,3
85	30,5
78	31,1
81	31,2
85	31,1
86	30,7
86	31,4
82	31,7
80	31,7
87	31,1
86	30,1
87	30,1
86	30,4
86	31,5
84	32
82	32,2
81	32,5
72	32,9
71	33,1
69	33

Tabla 5.7: Emisión de SO_x en función de la carga

La emisión de SO_x está directamente relacionada con la concentración de azufre en el combustible, que como ya se dijo es del 0.04%. En la gráfica se aprecia una leve disminución de la concentración de SO_x en los gases de escape, cabe esperar que esto venga como consecuencia de que el caudal de gases de escape a medida que aumenta la carga tenga mayor contenido en vapor de agua por la inyección de agua y que por lo tanto la concentración en los gases totales emitidos a la atmósfera sea menor, aunque la producción neta de los mismos en la combustión permanezca invariable.

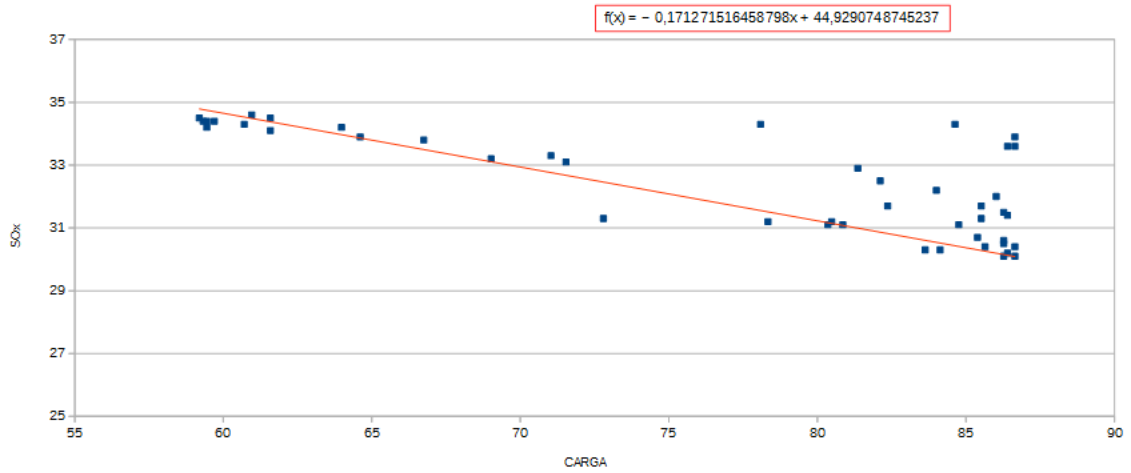


Figura 5.11: Emisión SO_x en función de la carga

5.6 Rendimiento de la Turbina de Gas

A partir de una tabla extraída de otro trabajo [3] en la que se refleja el rendimiento de la turbina de gas a diferentes cargas, se obtuvo la línea de tendencia que definía dicha evolución. Con ella se generó una macro para obtener los valores del rendimiento a las cargas estudiadas. La línea de tendencia que surgió tiene la siguiente ecuación:

$$\eta(\text{carga}) = -0,0015102\text{carga}^2 + 0,03602906044\text{carga} + 12,6207285827$$

Partiendo de esta ecuación se ha generado la tabla 5.8 y la gráfica 5.12.

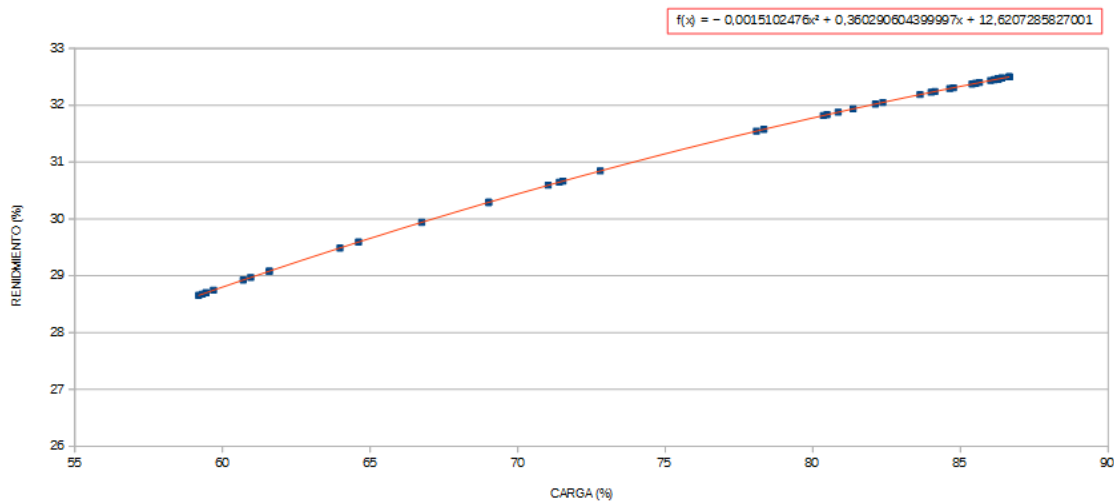


Figura 5.12: Rendimiento en función de la carga

Estas máquinas, como se aprecia en la figura 5.12, están diseñadas para trabajar a altos regímenes, es por ello que los valores de máximo rendimiento se alcancen a cargas altas. Como ya hemos dicho anteriormente, el rendimiento de la turbina no se ve mermado con la inyección de agua, de hecho según el fabricante este aumenta hasta un 3 %, y se debe a lo que ya adelantamos de que aumenta el caudal de gases que atraviesa la turbina de expansión.

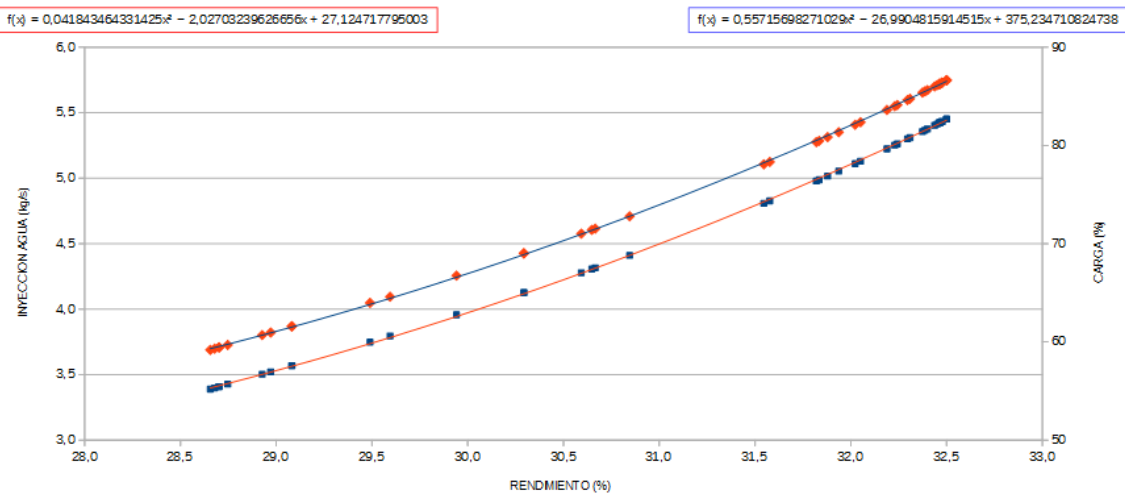


Figura 5.13: Inyección de agua vs rendimiento

CARGA TG (%)	RENDIMIENTO TG
71	30,6
69	30,3
67	29,9
65	29,6
62	29,1
59	28,7
61	28,9
60	28,7
59	28,7
59	28,7
62	29,1
59	28,7
61	29,0
64	29,5
78	31,5
85	32,3
87	32,5
87	32,5
86	32,5
86	32,5
80	31,8
73	30,8
84	32,2
86	32,5
86	32,5
86	32,4
84	32,2
86	32,5
85	32,3
78	31,6
81	31,9
85	32,4
86	32,5
86	32,4
82	32,1
80	31,8
87	32,5
86	32,5
87	32,5
86	32,5
86	32,4
84	32,2
82	32,0
81	31,9
72	30,7
71	30,6
69	30,3

Tabla 5.8: Rendimiento en función de la carga

En la gráfica 5.13 podemos ver como a medida que va aumentando la carga, lo hacen de manera muy similar la inyección de agua y el rendimiento de la turbina.

5.7 Consumos de combustible y agua

Partiendo de los datos de las tablas 5.2 y 5.3 en las que aparece carga frente a caudal de agua y combustible respectivamente, se obtuvo una tabla en la que aparecen los consumos calculados a distintas potencias.

A partir de estas tablas se determinó la media de potencia de las turbinas de gas, la media de consumo de combustible y agua, de ahí se pudo determinar el consumo por hora, por día, por año así como el consumo específico de ambos.

POTENCIA TG (MW)	CAUDAL COMB. (kg/s)	CAUDAL AGUA (kg/s)
47,2	3,84	3,54
48,2	3,77	3,41
48,4	3,79	3,44
48,9	3,98	3,73
48,9	3,83	3,46
53	4,16	4,04
56,7	4,29	4,35
57,8	4,54	4,61
62	4,1	4
62,2	4,79	5,14
63,8	4,46	4,47
64,6	4,89	5,35
66,7	4,96	5,4
67,8	4,86	5,26
67,9	4,99	5,31
67,9	5	5,5
68	5	5,42
68,5	5,01	5,38
68,5	5,03	5,65
68,5	5,01	5,54
68,5	5,01	5,5
68,6	5	5,44
68,8	4,84	5,27

Tabla 5.9: Caudal de combustible y agua en función de la carga

5.7.1 Consumo de combustible

5.7.1.1 Consumo por hora de combustible

Para determinar el consumo por hora de combustible se determinó la media de consumo durante todo el día, y esta se pasó a kg/h.

$$C_{comb/hora} = 4,57 \frac{kg}{s} \frac{3600s}{1h}$$

$$C_{comb/hora} = 16452 \frac{kg}{h}$$

pasándolo a toneladas hora tenemos:

$$C_{comb/hora} = 16,452 \frac{toneladas}{h}$$

5.7.1.2 Consumo diario de combustible

Para el consumo por día de combustible basta con multiplicar el consumo por hora por las 24 horas del día.

$$C_{comb/día} = 16,452 \frac{\text{toneladas}}{h} \frac{24h}{1día}$$

$$C_{comb/día} = 394,85 \frac{\text{toneladas}}{día}$$

5.7.1.3 Consumo anual de combustible

Para el consumo por año de combustible, multiplicamos las toneladas día por los 365 días de año.

$$C_{comb/año} = 394,85 \frac{\text{toneladas}}{día} \frac{365días}{1año}$$

$$C_{comb/año} = 144120,25 \frac{\text{toneladas}}{año}$$

5.7.2 Consumo de agua

5.7.2.1 Consumo agua por hora

Al igual que se hizo para el consumo de combustible, a partir de la tabla 5.9 se obtuvo la media de consumo de agua por segundo y a partir de esta se determinó el consumo medio de agua por hora.

$$C_{agua/hora} = 4,75 \frac{kg}{s} \frac{3600s}{1h}$$

$$C_{agua/hora} = 17100 \frac{kg}{h}$$

pasándolo a toneladas tenemos:

$$C_{agua/hora} = 17,10 \frac{\text{toneladas}}{h}$$

5.7.2.2 Consumo agua por día

Para el consumo de agua por día, multiplicamos las toneladas hora por las 24 horas de día.

$$C_{agua/día} = 17,10 \frac{\text{toneladas}}{h} \frac{24h}{1día}$$

$$C_{agua/día} = 410,40 \frac{\text{toneladas}}{día}$$

5.7.2.3 Consumo anual de agua

$$C_{agua/año} = 410,40 \frac{\text{toneladas}}{día} \frac{365días}{1año}$$

$$C_{agua/año} = 149796 \frac{\text{toneladas}}{año}$$

5.7.3 Consumo específico de combustible

En la tabla 5.9 obtenemos la media de potencia en kW:

$$P_m = 61365,2174kW$$

En cuanto al caudal de combustible, determinamos la media y la pasamos a kg/h.

$$C_{comb} = 4,5717 \frac{kg}{s} \frac{3600s}{1h}$$

$$C_{comb} = 16458,26 \frac{kg}{h}$$

Dividiendo el caudal de combustible entre la potencia, obtenemos el consumo específico de combustible.

$$C_{especifico} = \frac{16458,26 \frac{kg}{s}}{61365,2174 \frac{kW}{h}}$$

$$C_{especifico} = 0,268 \frac{kg}{kWh}$$

5.7.4 Consumo específico de agua

Del apartado anterior ya tenemos determinada la potencia media, nos falta por lo tanto calcular el caudal medio de inyección de agua en kg/h:

$$C_{agua} = 4,7483 \frac{kg}{s} \frac{3600s}{1h}$$

$$C_{comb} = 17093,739 \frac{kg}{h}$$

Dividiendo el caudal de agua entre la potencia, obtenemos el consumo específico de agua:

$$C_{especifico} = \frac{17093,739 \frac{kg}{s}}{61365,2174 \frac{kW}{h}}$$

$$C_{especifico} = 0,278 \frac{kg}{kWh}$$

5.7.5 Diferencia entre el consumo de combustible y de agua

Como podemos observar en apartados anteriores, estas máquinas consumen más agua que combustible por día, siendo esta diferencia la siguiente:

$$\Delta_{agua/comb} = 410,40 \frac{toneladas}{dia} - 394,85 \frac{toneladas}{dia} = 15,55 \frac{toneladas}{dia}$$

Estas 15,55 toneladas por día de diferencia entre el consumo de agua y de combustible nos da una idea de que este tipo de máquinas están diseñadas para funcionar a altos regímenes, puesto que como se aprecia en la gráfica 5.14 el consumo de agua es mayor al de combustible cuando la máquina trabaja por encima del 72% aproximadamente. Es decir, para que el consumo de agua sea bastante mayor que el de combustible implica que la máquina ha de trabajar muy por encima de ese 72%

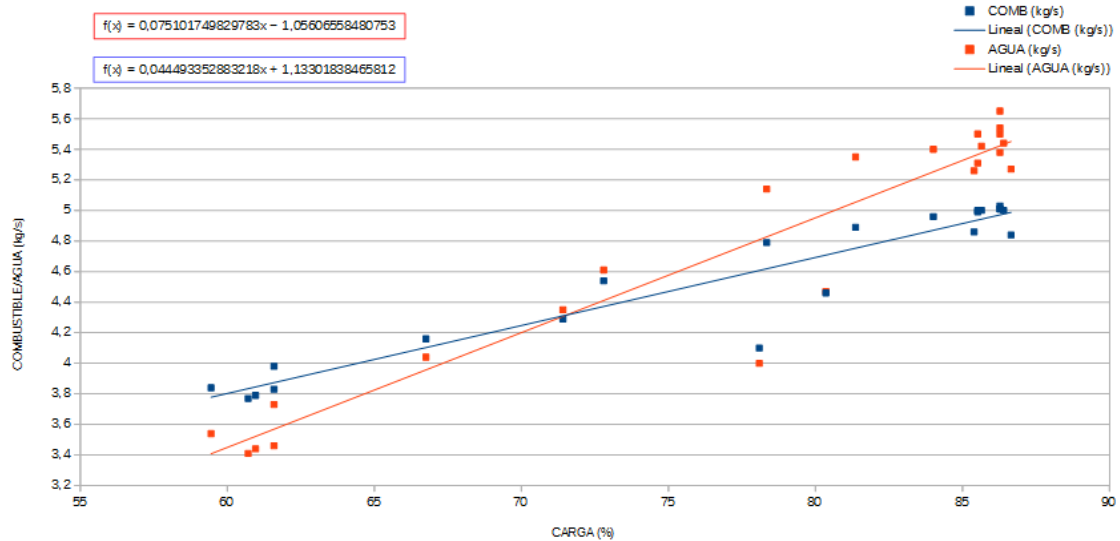


Figura 5.14: Consumo de combustible y agua a distintas cargas

Es importante destacar que los cálculos realizados para los consumos de combustible y agua están referidos a una turbina de gas y como ya se dijo el ciclo combinado estudiado es de tipo 2 x 1, por lo tanto para conocer el consumo del ciclo combinado debemos saber que este será el obtenido en los cálculos anteriores multiplicado por 2.

5.8 Influencia de la inyección de agua en la temperatura de gases de escape

En los ciclos combinados como ya dijimos, se aprovechan los gases de escape de la turbina de gas para hacerlos pasar por la caldera de recuperación y generar vapor de alta presión. Por lo tanto, si se le baja la temperatura a estos gases de escape su rendimiento térmico en la caldera de recuperación se supone menor. No se dispone de datos suficientes para ver de que modo afecta la inyección de agua al rendimiento total de la instalación, si sabemos que el de la turbina de gas aumenta. Aún sin poder hacer un tratamiento analítico de este hecho, se ha considerado oportuno ver de que modo afecta a la temperatura de los gases de escape la inyección de agua.

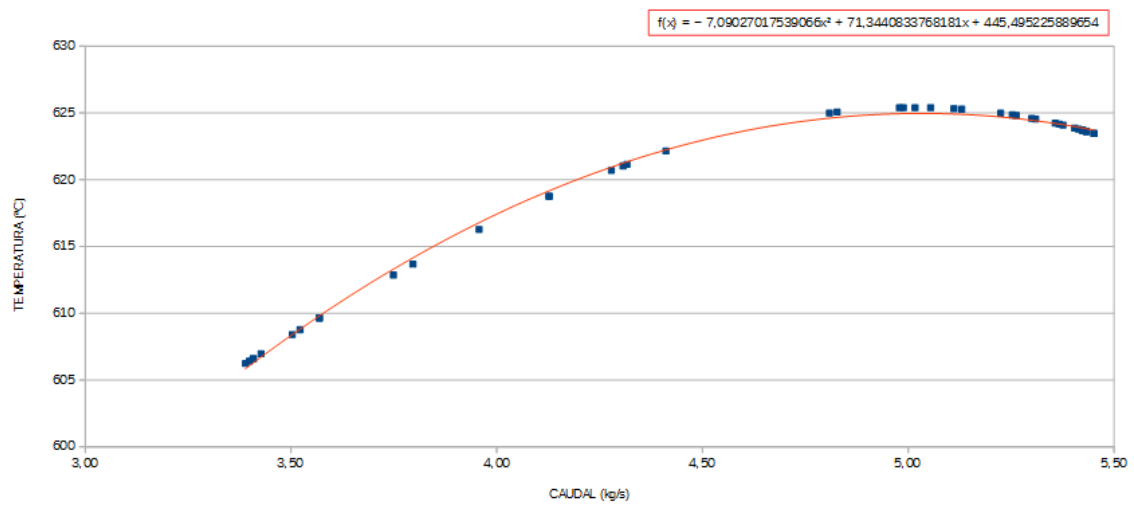


Figura 5.15: Influencia inyección de agua en la temperatura de gases de escape

AGUA TG (kg/s)	TEMP ESCAPE (°C)
4,28	620,70
4,13	618,76
3,96	616,28
3,80	613,68
3,57	609,65
3,41	606,61
3,50	608,41
3,43	606,97
3,41	606,61
3,40	606,42
3,57	609,65
3,39	606,24
3,52	608,77
3,75	612,87
4,81	624,99
5,30	624,60
5,45	623,46
5,45	623,46
5,43	623,63
5,41	623,79
4,99	625,40
4,41	622,16
5,26	624,80
5,42	623,71
5,43	623,63
5,38	624,09
5,22	624,98
5,42	623,71
5,31	624,54
4,83	625,06
5,02	625,41
5,36	624,23
5,43	623,63
5,37	624,16
5,13	625,28
4,98	625,39
5,45	623,46
5,42	623,71
5,45	623,46
5,42	623,71
5,40	623,87
5,25	624,85
5,11	625,32
5,05	625,39
4,32	621,14
4,31	621,03
4,13	618,76

Tabla 5.10: Influencia de la inyección de agua en la temperatura de gases de escape

6 Conclusiones

Las conclusiones a las que se ha llegado en la elaboración de este trabajo son las siguientes:

- La generación de electricidad mediante ciclo combinado implica grandes consumos de combustible fósil, pero también de agua desmineralizada para la reducción de las emisiones de NO_x .
- La inyección de agua en turbinas de gas para el control del NO_x no disminuye su rendimiento, aunque cabe esperar que si lo haga en el ciclo de vapor, al reducir la temperatura de los gases de escape que van a la caldera de recuperación. Con los datos de los que se ha dispuesto en este trabajo, no se puede determinar de manera cuantitativa de que manera afecta la inyección de agua al rendimiento del ciclo combinado.
- Se ha comprobado la efectividad de la inyección de agua en la disminución de las emisiones de NO_x , determinándose el valor óptimo de carga de la máquina.
- Se ha comprobado que al aumentar la carga, disminuye el índice de exceso de aire, sin producir un empeoramiento en la combustión. Esto indica que la combustión está optimizada a cargas altas.

Parte I

Anexos

A Tablas Turbina de Gas 6

CARGA TG (%)	CO GAS6 (mg/m ³)
71	6,3
69	6,3
67	6,4
65	6,4
62	6,3
60	6,4
61	6,5
60	6,4
60	6,4
59	6,4
62	6,3
59	6,4
61	6,5
64	6,5
78	6,5
85	6,3
87	6,5
87	6,7
87	6,6
87	6,6
86	6,4
81	6,5
73	6,4
84	6,7
87	6,7
87	5,2
86	4,7
84	4,7
86	5,1
85	5,1
79	4,9
81	5,1
86	5,4
87	5,2
86	5,3
83	5,2
80	5,1
87	5,2
86	5
87	5,1
87	5,1
86	5,2
84	5,2
82	5,2
82	5,1
72	5,1
72	4,9
69	4,9

Tabla A.1: Emisión de CO en función de la carga Gas 6

CARGA TG (%)	SO2 GAS6 (mg/m ³)
71	30,4
69	30,1
67	30,6
65	30,8
62	30,9
60	31
61	31,3
60	31,7
60	31,5
59	31,3
62	31,3
59	31,6
61	31,4
64	31,7
78	31,3
85	31,1
87	31,2
87	31,2
87	31,3
87	31,4
86	31
81	30,8
73	31
84	30,3
87	30,1
87	31,5
86	30,6
84	29,6
86	29,2
85	29
79	29,5
81	30,6
86	29,5
87	29,6
86	29,8
83	29,8
80	30,3
87	30,2
86	29,6
87	28,9
87	29,7
86	30,4
84	30,8
82	30,8
82	31,1
72	31,6
72	31,7
69	31,8

Tabla A.2: Emisión SO_x en función de la carga Gas 6

CARGA TG (%)	NO _x GAS6 (mg/m ³)
59	106,7
59	106,5
59	106,2
59	106,2
60	106,1
60	105,5
61	105
61	105,1
61	105,3
64	103,9
64	102,9
66	102,3
69	101,4
69	101,7
71	100,4
71	100,1
71	100,1
73	100,8
78	98,1
78	98,9
80	98,4
80	97,8
80	98,5
81	97,7
82	98
82	97,6
83	98,3
84	97,5
84	98,8
84	95,9
84	97,6
85	97,9
85	97,9
85	97,7
85	97,4
86	97,1
86	97,8
86	97,7
86	97,5
86	98,5
86	98,2
86	97,2
86	97,5
86	97,1
86	96,9
86	97,2
86	96,2
86	97,3

Tabla A.3: Emisión NO_x en función de la carga Gas 6

CARGA TG (%)	ÍNDICE EXCESO
59	3,231
59	3,231
59	3,231
59	3,281
60	3,281
60	3,231
61	3,231
61	3,231
61	3,231
64	3,231
64	3,182
66	3,134
69	3,088
69	3,088
71	3,088
71	3,043
71	3,043
73	3,000
78	3,000
78	2,877
80	2,877
80	2,877
80	2,877
81	2,877
82	2,877
82	2,838
83	2,763
84	2,838
84	2,800
84	2,838
84	2,763
85	2,800
85	2,763
85	2,727
85	2,763
86	2,800
86	2,763
86	2,763
86	2,800
86	2,763
86	2,763
86	2,763
86	2,763
86	2,800
86	2,800
86	2,763
86	2,800
86	2,763

Tabla A.4: Índice de exceso en función de la carga Gas 6

POT TG (MW)	COMB (kg/s)	AGUA (kg/s)
47,4	3,77	3,3
48,3	3,69	3,15
48,5	3,72	3,2
49	3,86	3,44
49,1	3,71	3,23
53,1	4,04	3,78
56,9	4,15	4,08
58	4,26	4,23
62,1	4	3,77
62,4	4,71	5
63,9	4,28	4,35
64,8	4,81	5,18
66,8	4,83	5,25
67,9	4,77	5,08
68,1	4,85	5,18
68,1	4,84	5,15
68,1	4,88	5,31
68,6	4,89	5,27
68,6	4,88	5,35
68,7	4,85	5,18
68,7	4,88	5,33
68,8	4,91	5,25
69	4,73	5,11

Tabla A.5: Caudales de agua y combustible a diferentes potencias Gas 6

ÍNDICE EXCESO	CO ₂ TG (%)
3,088	4,75
3,088	4,75
3,134	4,68
3,182	4,61
3,231	4,54
3,231	4,54
3,231	4,54
3,281	4,47
3,281	4,47
3,231	4,54
3,231	4,54
3,231	4,54
3,231	4,54
3,231	4,54
3,231	4,54
3,000	4,89
2,838	5,17
2,800	5,24
2,800	5,24
2,800	5,24
2,800	5,24
2,800	5,24
2,763	5,31
2,877	5,10
3,000	4,89
2,800	5,24
2,763	5,31
2,763	5,31
2,727	5,38
2,763	5,31
2,763	5,31
2,763	5,31
2,763	5,31
2,877	5,10
2,877	5,10
2,800	5,24
2,763	5,31
2,763	5,31
2,838	5,17
2,877	5,10
2,763	5,31
2,763	5,31
2,763	5,31
2,763	5,31
2,800	5,24
2,838	5,17
2,877	5,10
2,877	5,10
3,043	4,82
3,043	4,82
3,088	4,75

Tabla A.6: Emisión de CO₂ en función del índice de exceso Gas 6

POT TG (MW)	TEMP ESCAPE (°C)
56,6	620,92
54,9	618,89
53,1	616,43
51,4	613,84
49	609,83
47,3	606,79
48,3	608,59
47,6	607,33
47,4	606,97
47,2	606,61
49,1	610,00
47,2	606,61
48,5	608,95
50,9	613,03
62,1	625,03
67,4	624,48
69	623,28
68,9	623,37
68,8	623,46
68,7	623,54
68,1	624,02
64	625,40
58	622,35
66,9	624,76
68,7	623,54
68,7	623,54
68,1	624,02
66,6	624,90
68,6	623,63
67,4	624,48
62,4	625,12
64,3	625,41
67,9	624,16
68,7	623,54
68,1	624,02
65,6	625,24
63,9	625,40
69	623,28
68,6	623,63
68,9	623,37
68,7	623,54
68,5	623,71
66,8	624,80
65,3	625,30
64,8	625,38
57	621,35
56,9	621,25
54,9	618,89

Tabla A.7: Potencia frente a temperatura escape Gas 6

AGUA TG (kg/s)	TEMP ESCAPE (°C)
4,05	620,92
3,88	618,89
3,70	616,43
3,54	613,84
3,30	609,83
3,14	606,79
3,23	608,59
3,17	607,33
3,15	606,97
3,13	606,61
3,31	610,00
3,13	606,61
3,25	608,95
3,49	613,03
4,59	625,03
5,11	624,48
5,26	623,28
5,25	623,37
5,24	623,46
5,23	623,54
5,17	624,02
4,77	625,40
4,18	622,35
5,06	624,76
5,23	623,54
5,23	623,54
5,17	624,02
5,03	624,90
5,22	623,63
5,11	624,48
4,62	625,12
4,80	625,41
5,15	624,16
5,23	623,54
5,17	624,02
4,93	625,24
4,76	625,40
5,26	623,28
5,22	623,63
5,25	623,37
5,23	623,54
5,21	623,71
5,05	624,80
4,90	625,30
4,85	625,38
4,09	621,35
4,08	621,25
3,88	618,89

Tabla A.8: Temperatura escape en función de la inyección de agua Gas 6

B Gráficas Turbina de Gas 6

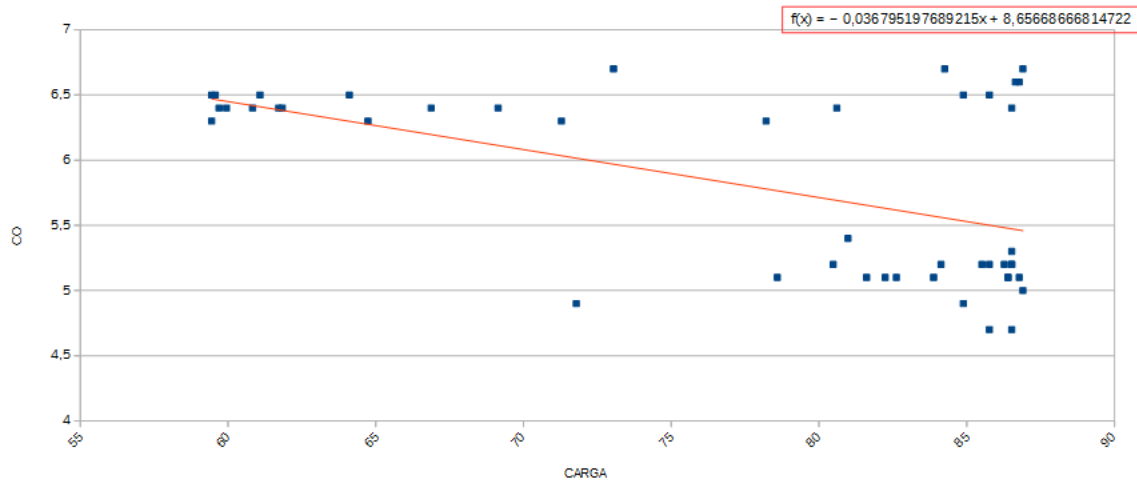


Figura B.1: Emisión CO en función de la carga Gas 6

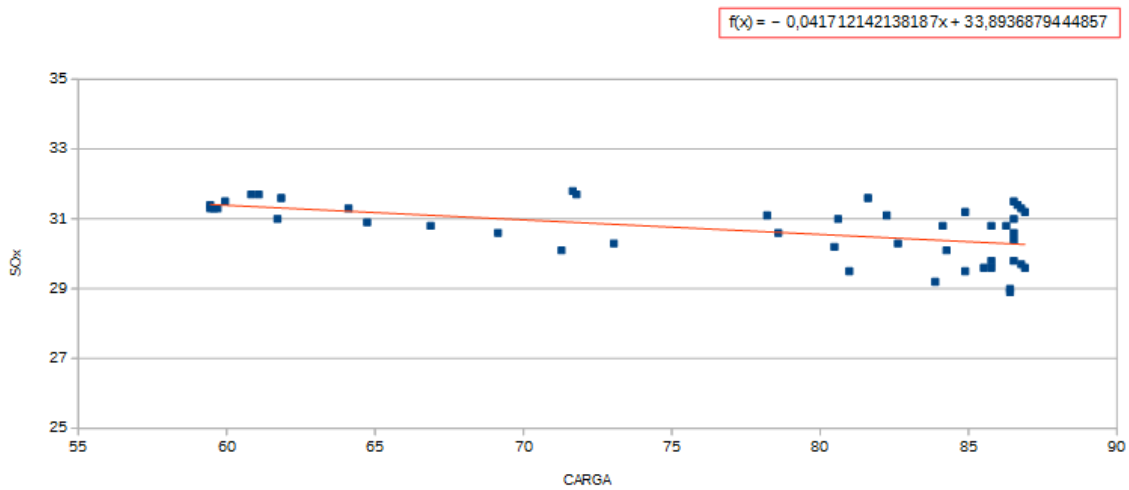


Figura B.2: Emisión SO_x en función de la carga Gas 6

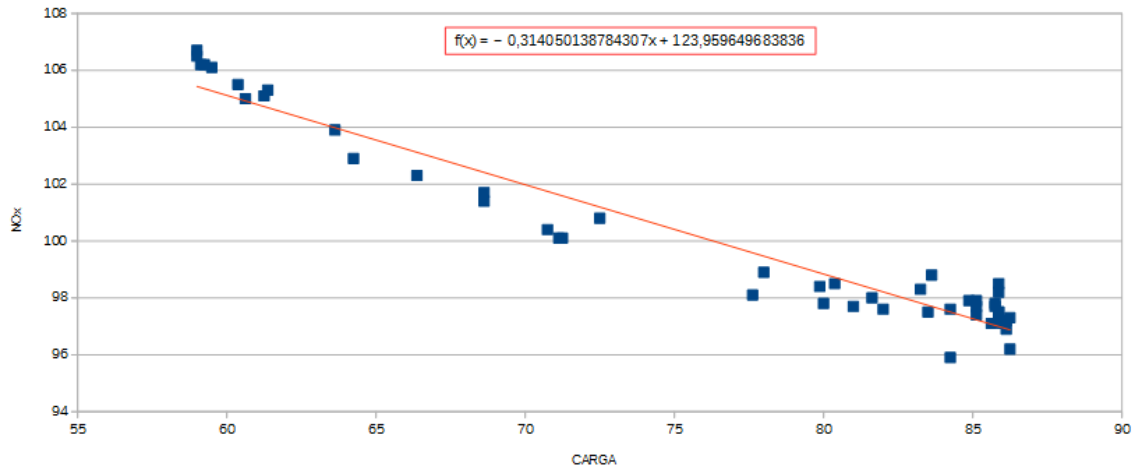


Figura B.3: Emisión NO_x en función de la carga Gas 6

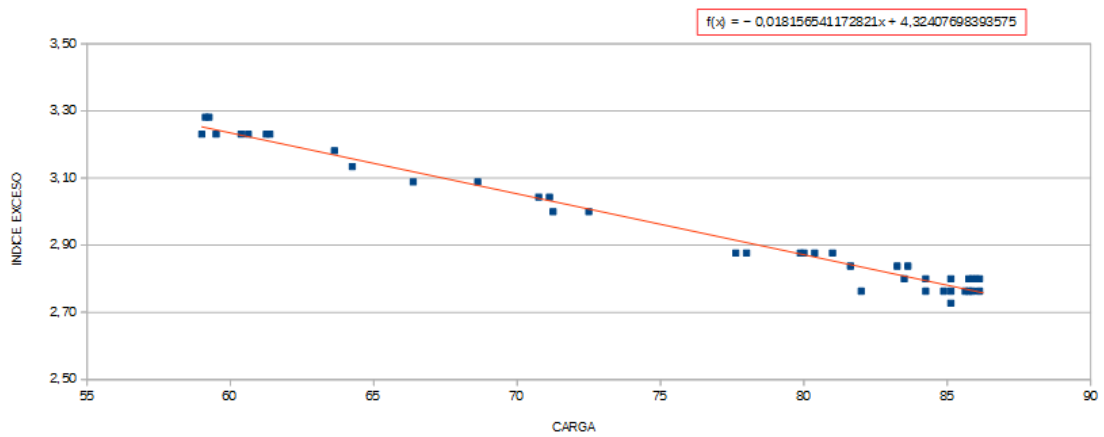


Figura B.4: Índice de exceso en función de la carga Gas 6

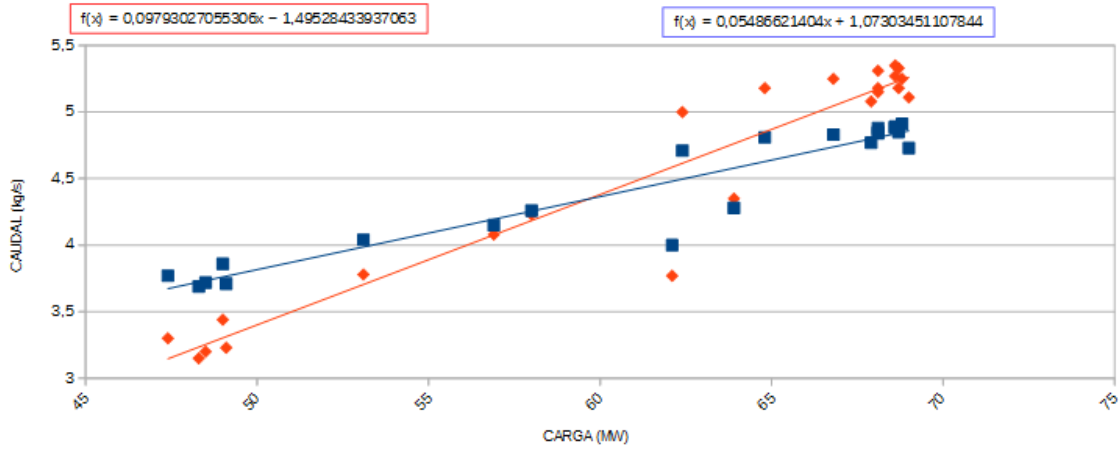


Figura B.5: Caudales de agua y combustible a distintas potencias Gas 6

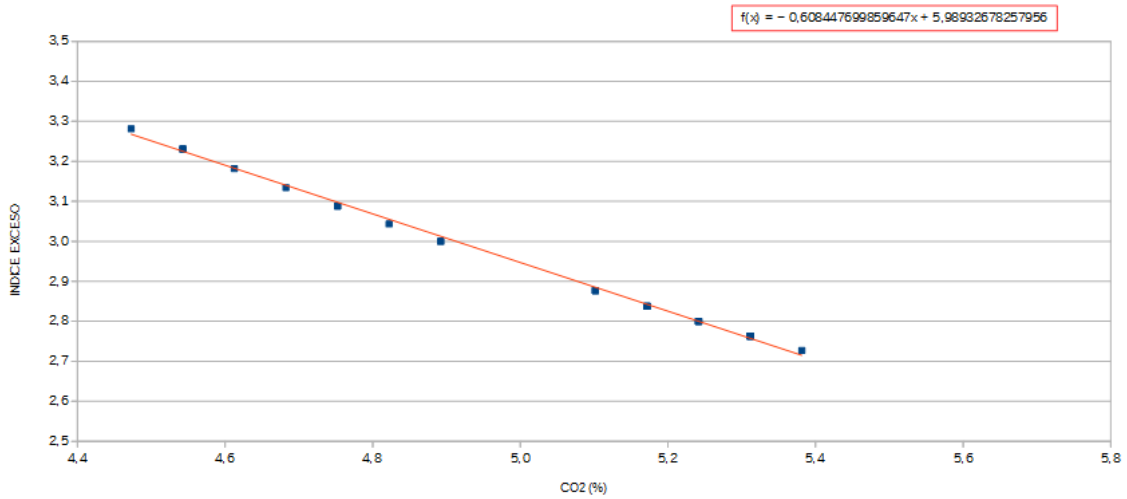


Figura B.6: Emisión de CO₂ en función del índice de exceso Gas 6

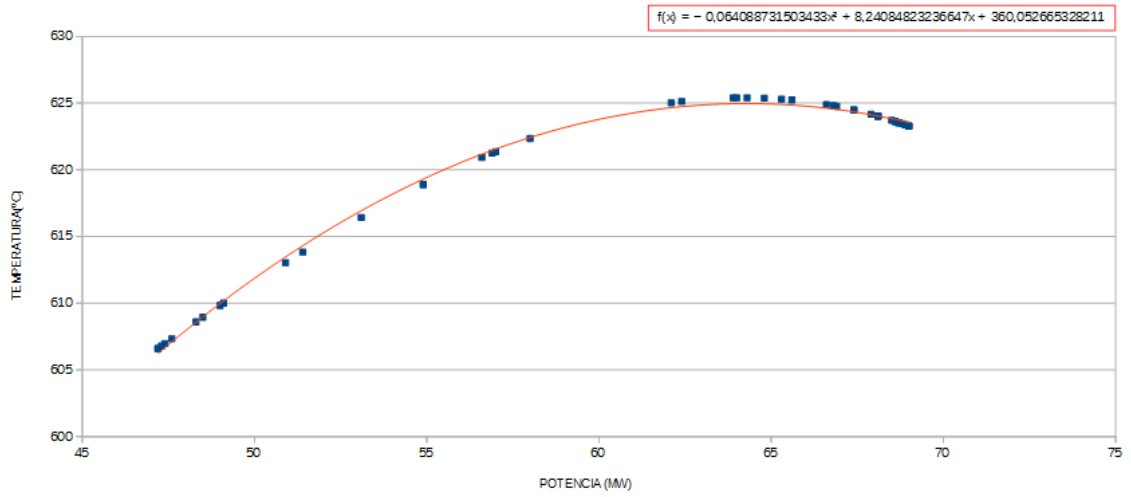


Figura B.7: Temperatura escape en función de la potencia Gas 6

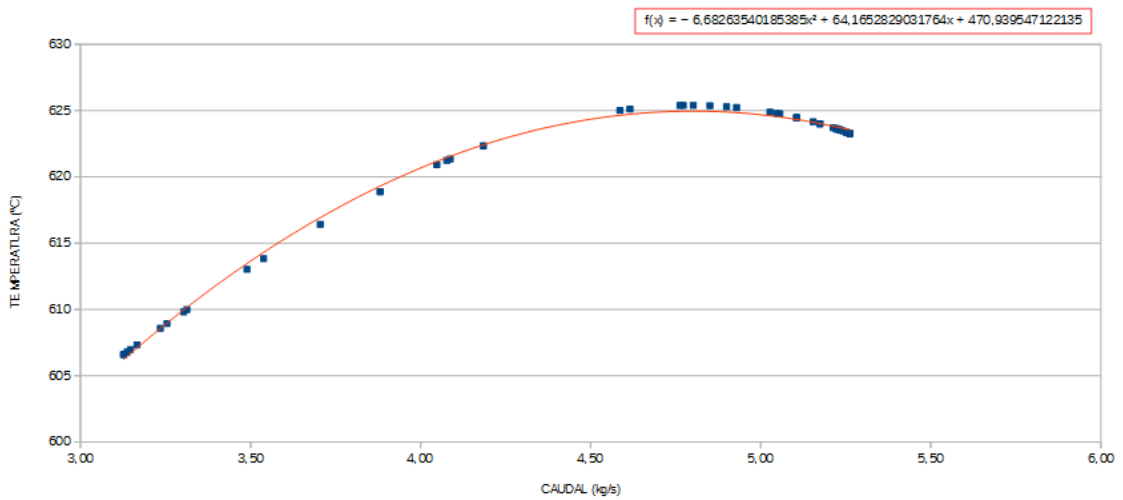


Figura B.8: Temperatura escape en función del caudal de agua Gas 6

C Emisiones en función del tiempo

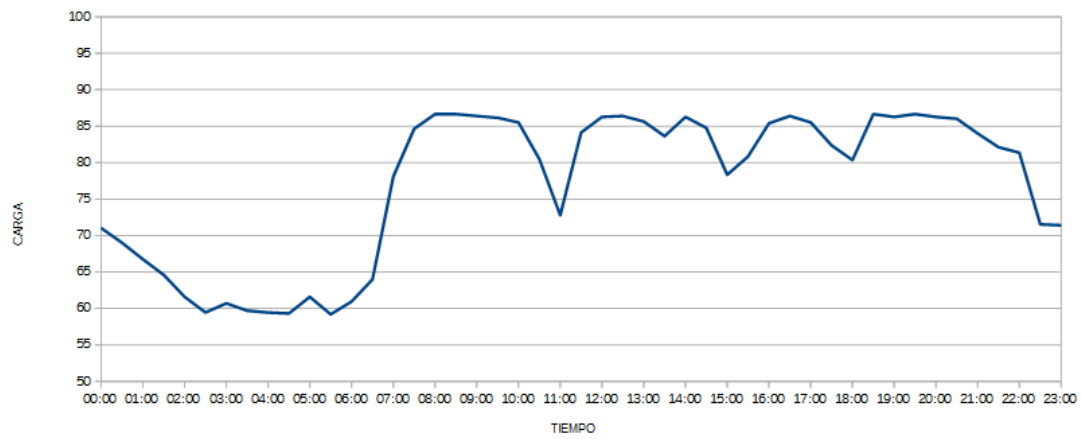


Figura C.1: Carga en función del tiempo TG1

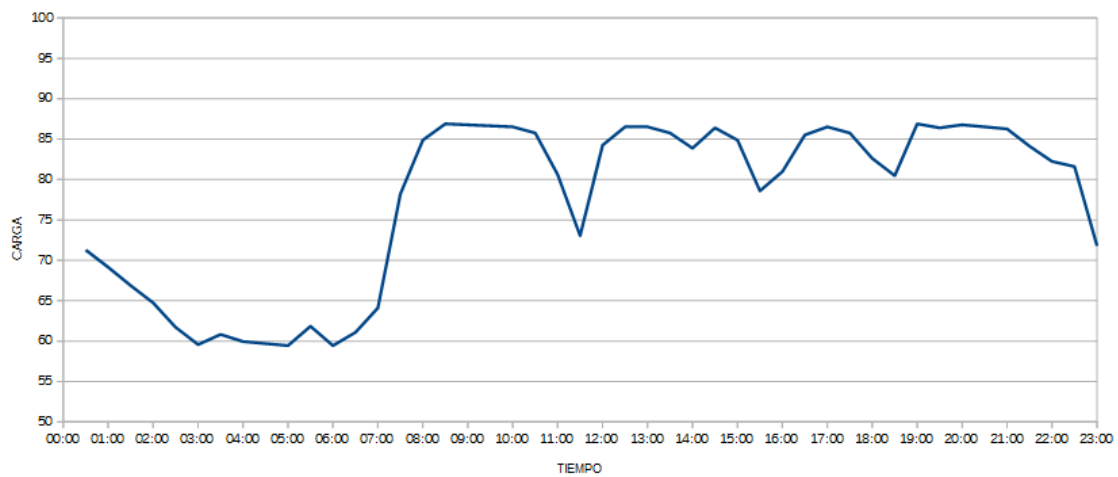


Figura C.2: Carga en función del tiempo TG2

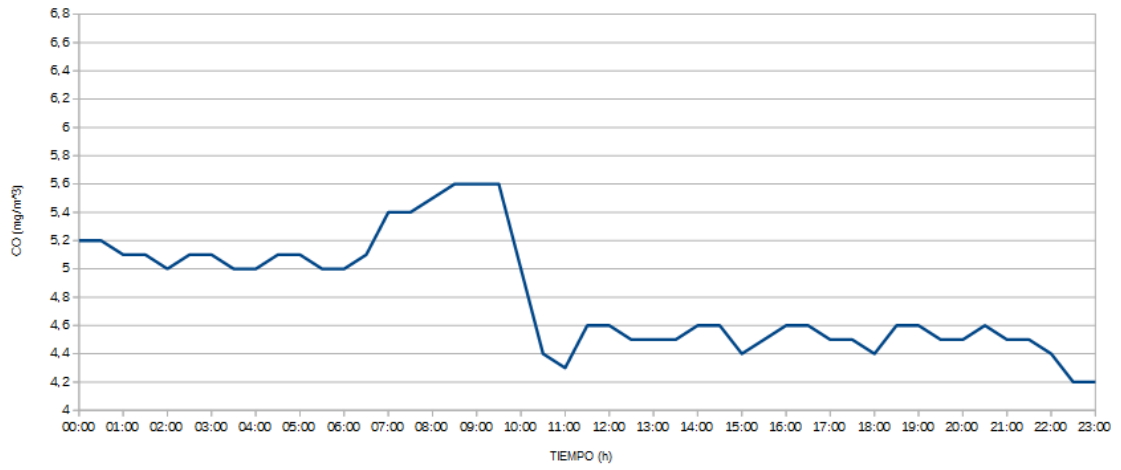


Figura C.3: Emisión CO en función del tiempo TG1

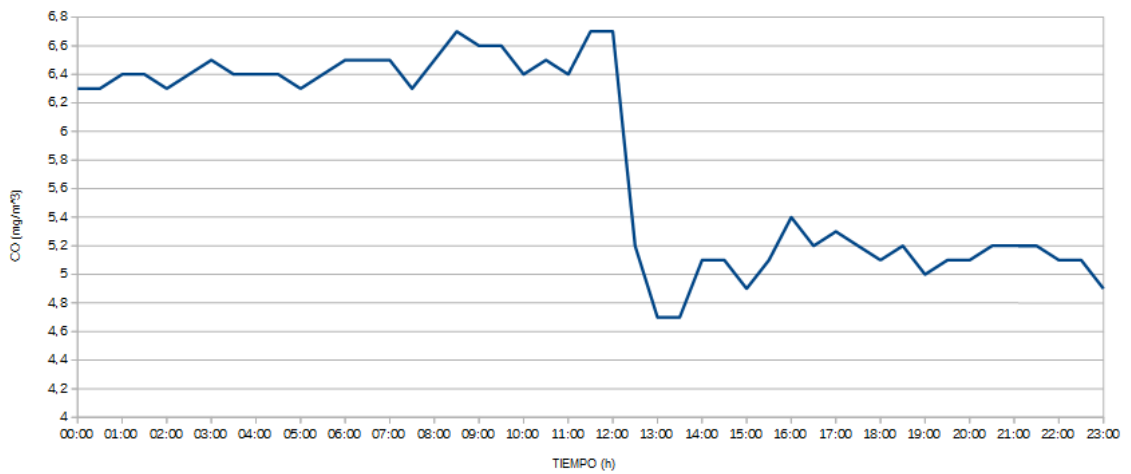


Figura C.4: Emisión de CO en función del tiempo TG2

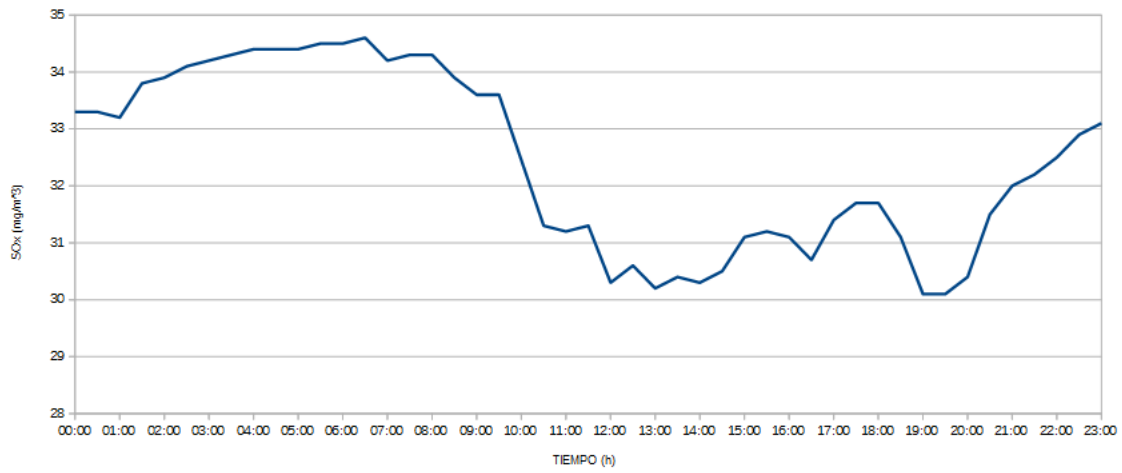


Figura C.5: Emisión de SO_x en función del tiempo TG1

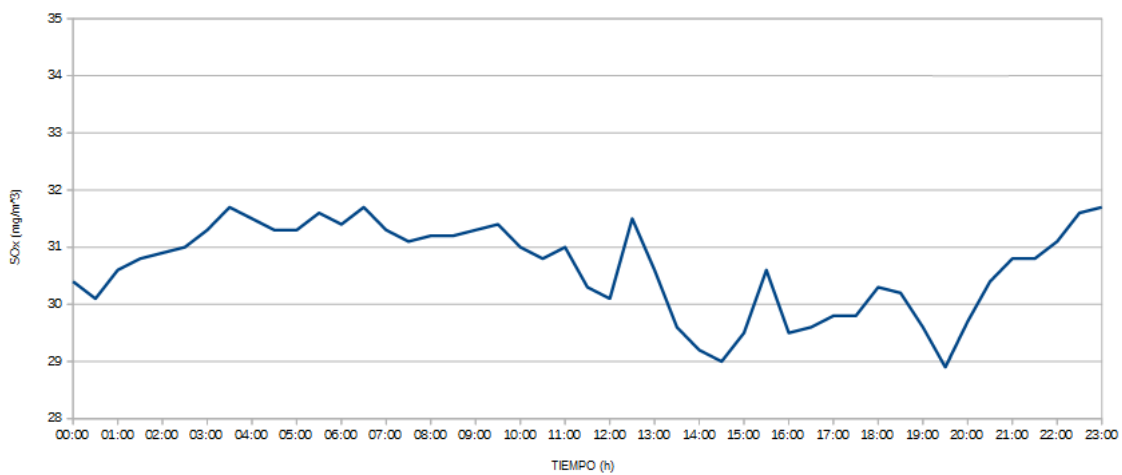


Figura C.6: Emisión de SO_x en función del tiempo TG2

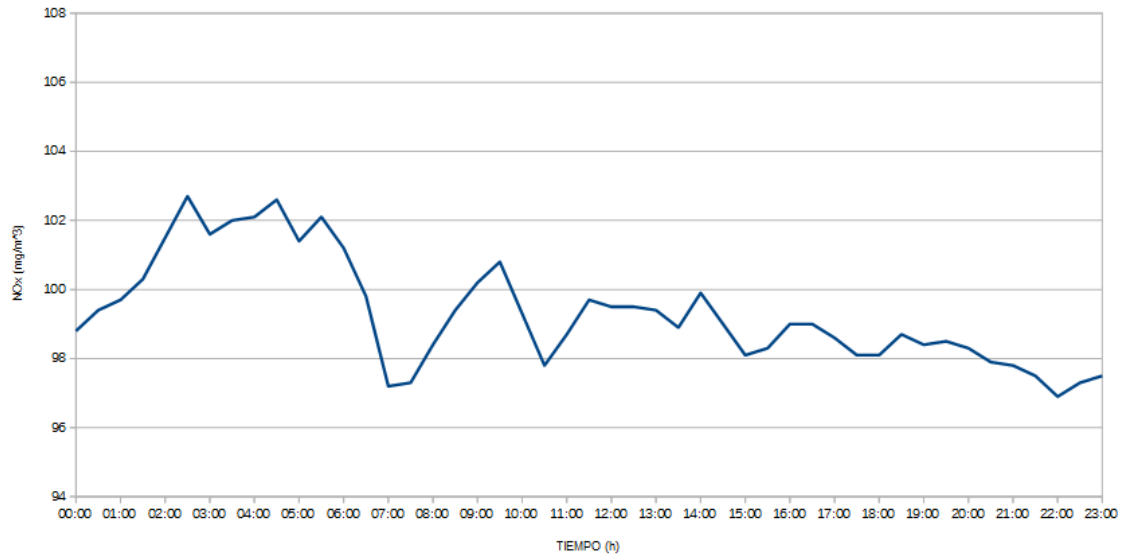


Figura C.7: Emisión de NO_x en función del tiempo TG1

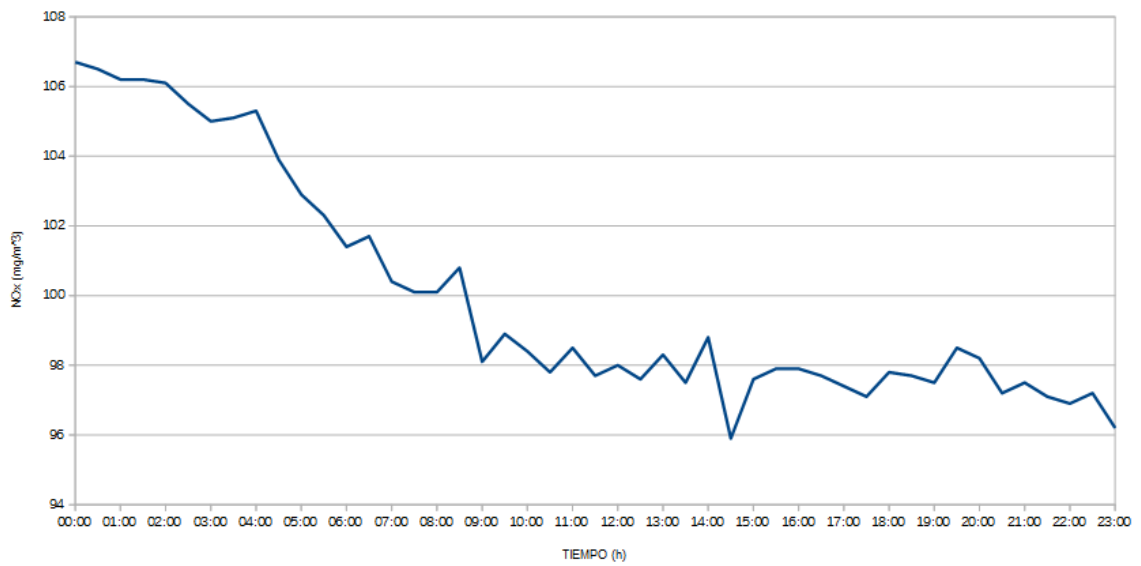


Figura C.8: Emisión de NO_x en función del tiempo TG2

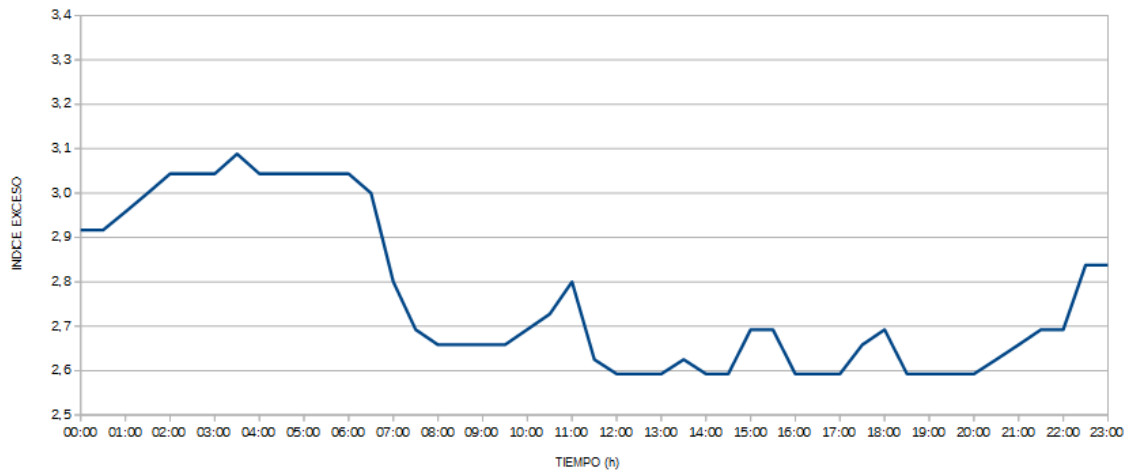


Figura C.9: Índice de exceso en función del tiempo TG1

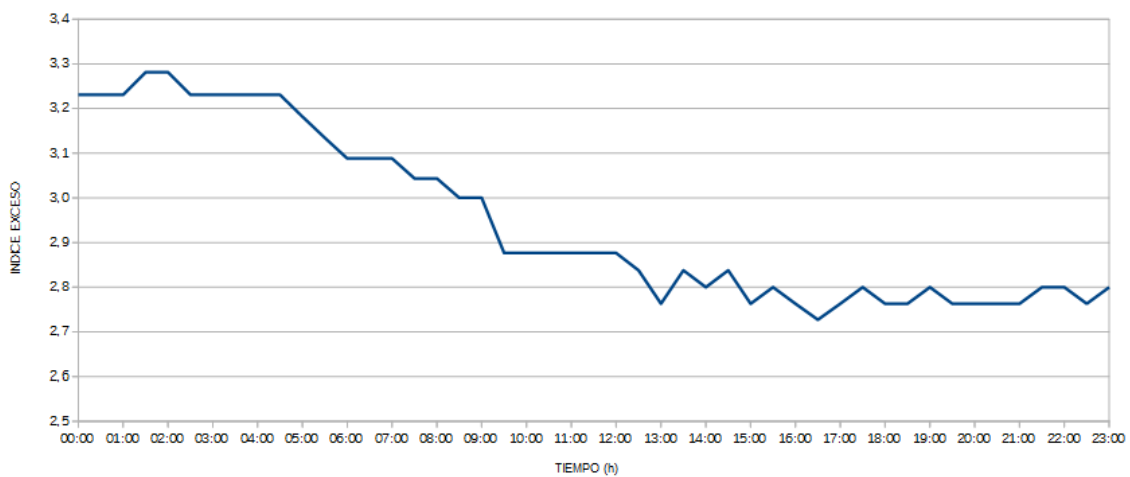


Figura C.10: Índice de exceso en función del tiempo TG2

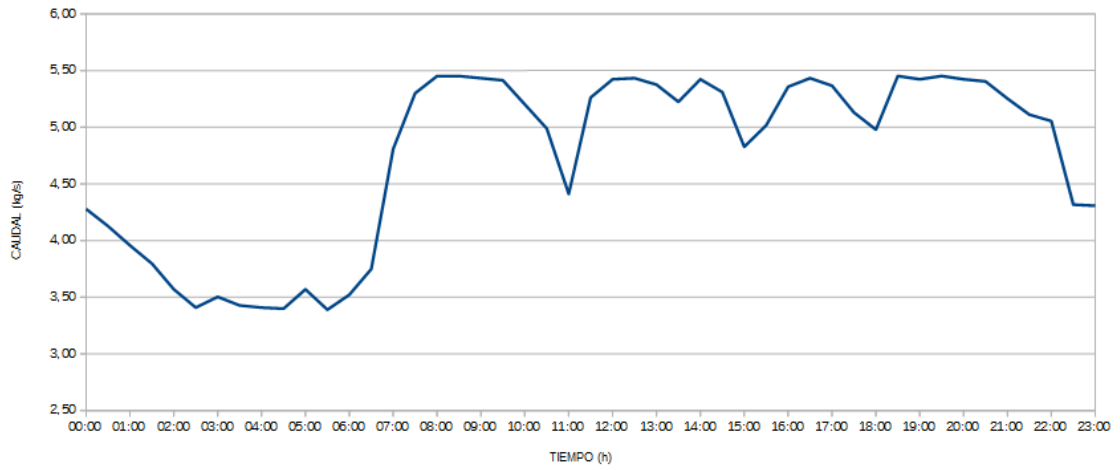


Figura C.11: Caudal inyección de agua en función del tiempo TG1

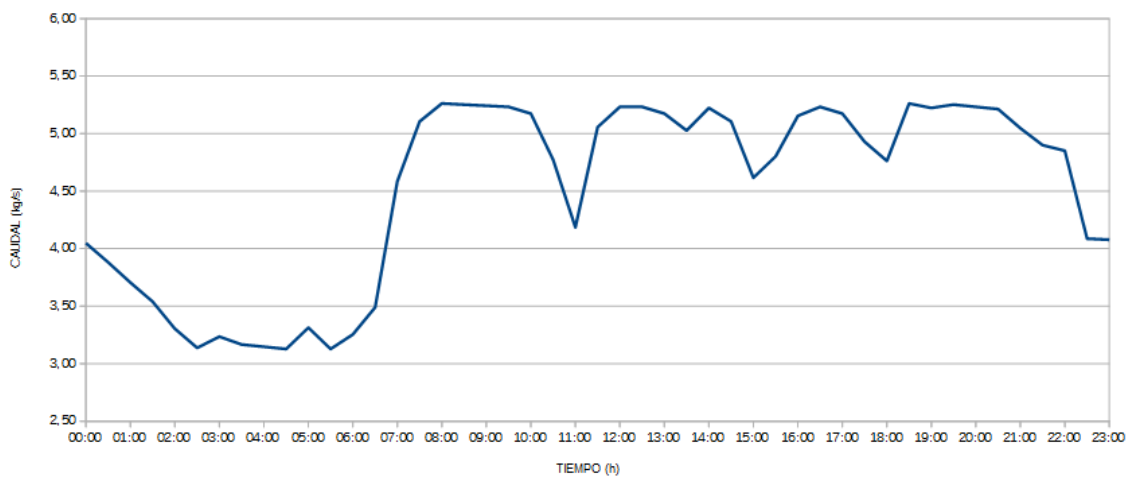


Figura C.12: Caudal inyección de agua en función del tiempo TG2

Bibliografía

- [1] *Manual Turbina MS 6001 FA*.
- [2] Blanca Lozano Cutanda and Zenaida Olano Rodríguez. Real decreto 815/2013 por el que se aprueba el reglamento de emisiones industriales: novedades en materia de autorización ambiental integrada y de instalaciones de incineración y co-incineración de residuos. *Actualidad Jurídica Ambiental*, (29):75–87, 2013.
- [3] González Fernández and Ángel Cristo. Estudio de los rendimientos de un ciclo combinado de una central térmica. 2016.
- [4] Santiago García Garrido. *Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado*. Ediciones Díaz de Santos, 2011.
- [5] Francis F Huang and Jaime B Cervantes de Gortari. *Ingeniería termodinámica: fundamentos y aplicaciones*. Number 621.01 H83 1994. Compañía Editorial Continental, 1981.
- [6] Santiago Sabugal García and Florentino Gómez Moñux. *Centrales térmicas de ciclo combinado: teoría y proyecto*. Ediciones Díaz de Santos, 2006.
- [7] Juan Esteban Tibaquirá and Juan Carlos Burbano. Técnicas para controlar las emisiones de nox en turbinas de gas. *Scientia et technica*, 1(21), 2003.