

**EC de EL VILLAR DE ARNEDO de ENAGÁS TRANSPORTE S.A.U. LISTADO DE MTD´s APLICABLES A GIC 1442/2017**

**ÁMBITO DE APLICACIÓN** En este documento se describen las conclusiones sobre las MTD en las siguientes actividades especificadas en el anexo I de la Directiva 2010/75/UE: —

1.1: Combustión de combustibles en instalaciones con una potencia térmica nominal total igual o superior a 50 MW, **solo cuando esta actividad tenga lugar en instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal total igual o superior a 50 MW.**

**MTD 1.** Para mejorar el comportamiento ambiental global, la MTD consiste en implantar y cumplir un sistema de gestión ambiental (SGA) que reúna todas las características siguientes:

La instalación tiene implantado y certificado desde su puesta en marcha un **Sistema Integrado de Gestión (Seguridad y Salud, Eficiencia Energética, Medio Ambiente y Calidad), conforme a las normas ISO 45001, ISO 50001, UNE EN ISO 14001 y UNE EN ISO 9001** respectivamente. Este Sistema Integrado incluye un SGA que reúne las características descritas en al MTD1.

El SGA implantado conforme a la Política de Seguridad y Salud, Medio Ambiente y Calidad, se verifica periódicamente mediante auditorías internas y externas.

(Nota: se han vinculado los certificados y la política integrada a la web de Enagás).

**MTD 2.** La MTD consiste en determinar la eficiencia eléctrica neta y/o el consumo de combustible neto total y/o la eficiencia neta de la energía mecánica de las unidades de combustión, gasificación o CCGI por medio de un ensayo de rendimiento a plena carga (1), con arreglo a normas EN, después de la entrada en funcionamiento de la unidad y después de cada modificación que pueda afectar significativamente a la eficiencia eléctrica neta y/o al consumo de combustible neto total y/o a la eficiencia neta de la energía mecánica de la unidad. Si no se dispone de normas EN, la MTD consiste en aplicar normas ISO u otras normas nacionales o internacionales que garanticen la obtención de datos de calidad científica equivalente.

NOTA: Por nivel de eficiencia energética asociado a las mejores técnicas disponibles (NEEA-MTD) se entiende la relación existente entre la producción de energía neta de la unidad de combustión y la entrada de energía del combustible/materia prima de la unidad de combustión, con el diseño real de la unidad. La producción de energía neta se determina en los límites de la unidad de combustión, gasificación o CCGI, incluidos los sistemas auxiliares (por ejemplo, los sistemas de tratamiento de los gases de combustión) y en relación con la unidad funcionando a plena carga.

Los NEEA-MTD se expresan como porcentaje. La producción de energía del combustible/materia prima se expresa como poder calorífico inferior (PCI).

Durante la puesta en marcha de la Estación de Compresión, se realizaron las pruebas de prestaciones en los turbocompresores en las siguientes fechas:

- TC1: 29/02/2012
- TC2: 05/03/2012
- TC3: 07/03/2012

mediante las cuales se comprobó la eficiencia mecánica de los compresores de gas. Las pruebas de eficiencia de los generadores de gas (el generador de gas es el tren de arrastre de los compresores de gas de proceso), se realizaron en el banco de pruebas del fabricante en enero de 2010 en sus instalaciones de Oberhausen (Alemania). Anexo 1

Las pruebas se realizaron siguiendo los siguientes estándares:

- ISO 2314 Turbinas de gas — Test de aceptación
- DIN 51857 Calculo calidad del gas

Desde la puesta en marcha no se han producido modificaciones significativas que requieran la realización de un nuevo test, al no variar las condiciones de operación de las unidades. Se adjuntan en el Anexo 2, las pruebas de prestaciones de las tres unidades.

- Test Report GV 1699/12 VILLARPIPE 1-3

**MTD 3.** La MTD consiste en monitorizar los principales parámetros del proceso que sean pertinentes para las emisiones a la atmósfera y al agua, incluidos los que se indican a continuación.

Flujo	Parámetro	Monitorización
Gas de combustión	Caudal	Determinación periódica o en continuo
	Contenido de oxígeno, temperatura y presión	Medición periódica o en continuo
	Contenido de vapor de agua (1)	

(1) La medición en continuo del contenido de vapor de agua de los gases de combustión no es necesaria si se ha secado el gas de combustión de la muestra antes del análisis.

No hay emisiones al agua. En cuanto a las emisiones a la atmósfera:

#### **Oxígeno**

En relación a los gases de combustión, a cada turbocompresor se le realizan inspecciones periódicas anuales por OCA según la actual AAI, remitiéndose dichos informes a la administración

#### **Caudal, presión y Temperatura**

Se determinan periódicamente mediante mediciones reglamentarias realizadas por Entidad Acreditada y reflejadas en los informes de medición.

**MTD 4.** La MTD consiste en monitorizar las emisiones atmosféricas al menos con la frecuencia que se indica a continuación y con arreglo a normas EN. Si no se dispone de normas EN, la MTD consiste en aplicar normas ISO u otras normas internacionales o nacionales que garanticen la obtención de datos de calidad científica equivalente

Sustancia/Parámetro	Combustible/Proceso/Tipo de instalación de combustión	Potencia térmica nominal total de la instalación de combustión	Norma(s) (1)	Frecuencia mínima de monitorización (2)	Monitorización asociada a la
NO <sub>x</sub>	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Hulla y/o lignito, incluida la co-incineración de residuos</li> <li>— Biomasa sólida y/o turba, incluida la co-incineración de residuos</li> <li>— Motores y calderas alimentados por HFO y/o gasóleo</li> <li>— Turbinas de gas alimentadas por gasóleo</li> <li>— Calderas, motores y turbinas alimentados por gas natural</li> </ul>	Todos los tamaños	Normas EN genéricas	Continua (1) (3)	
CO	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Hulla y/o lignito, incluida la co-incineración de residuos</li> <li>— Biomasa sólida y/o turba, incluida la co-incineración de residuos</li> <li>— Motores y calderas alimentados por HFO y/o gasóleo</li> <li>— Turbinas de gas alimentadas por gasóleo</li> <li>— Calderas, motores y turbinas alimentados por gas natural</li> </ul>	Todos los tamaños	Normas EN genéricas	Continua (1) (3)	

NOTA APLICABLE (3) En el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal < 100 MW y que funcionen < 1 500 h/año, la frecuencia mínima de monitorización puede ser de como mínimo una vez al semestre. En el caso de las turbinas de gas, la monitorización periódica se lleva a cabo con una carga de la instalación de combustión > 70 %.

En relación a los gases de combustión, a cada turbocompresor se le realizan inspecciones periódicas anuales por OCA según la actual AAI, remitiéndose dichos informes a la administración

Enagás ha adaptado su plan de mantenimiento, para garantizar el cumplimiento de la AAI.

**MTD 5.** La MTD consiste en monitorizar las emisiones al agua NO APLICA

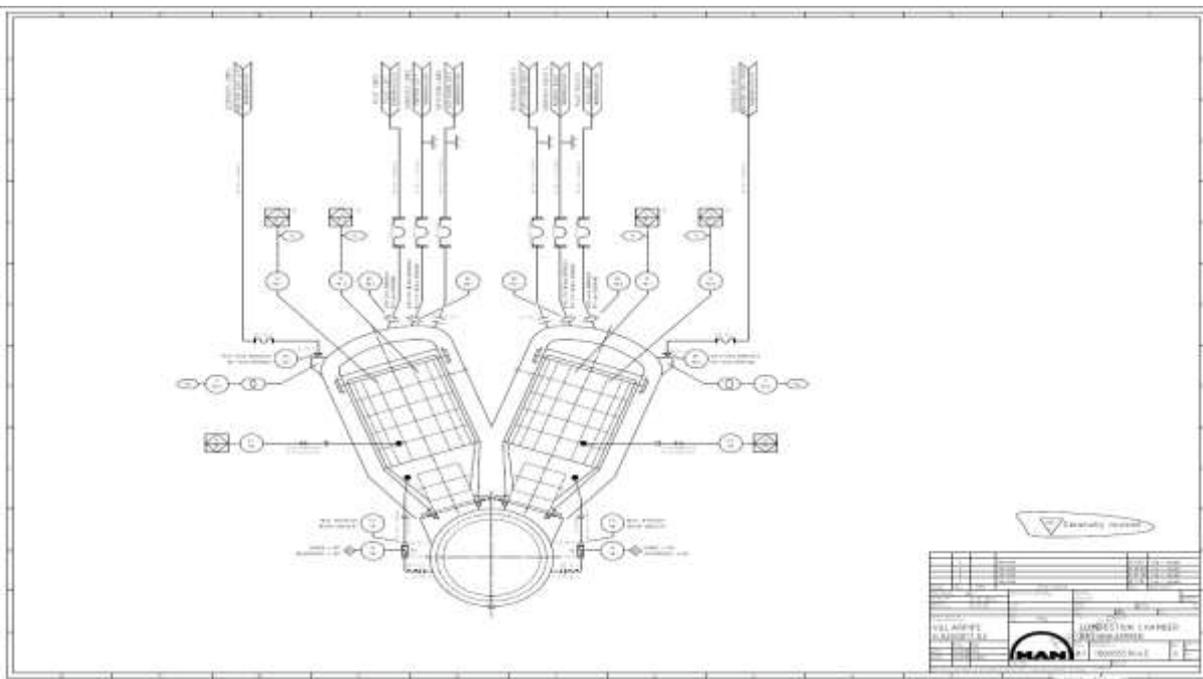
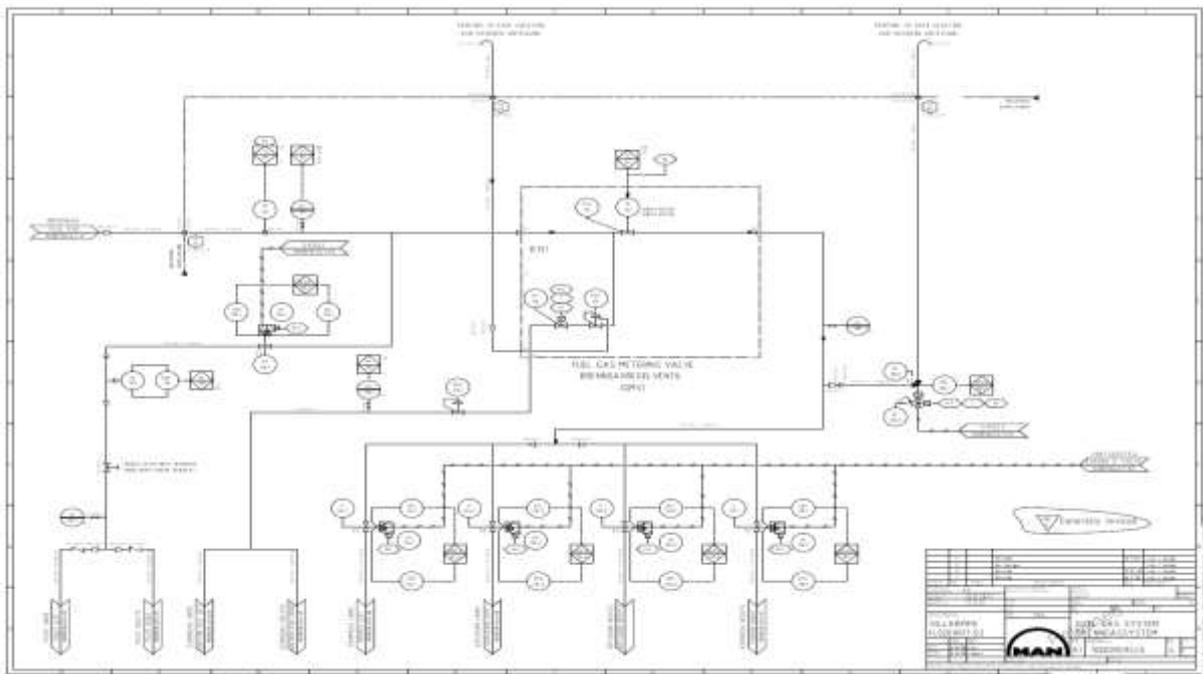
**MTD 6.** Con el fin de mejorar el comportamiento ambiental general de las instalaciones de combustión y de reducir las emisiones atmosféricas de CO y de sustancias no quemadas, la MTD consiste en asegurar una combustión optimizada y utilizar una combinación adecuada de las técnicas que se indican a continuación.

Técnica		Descripción	Aplicabilidad
a.	Mezcla y homogeneización de combustibles	Garantizar unas condiciones de combustión estables y/o reducir la emisión de contaminantes mediante la mezcla de distintas calidades del mismo tipo de combustible.	Aplicable con carácter general.
Técnica		Descripción	Aplicabilidad
b.	Mantenimiento del sistema de combustión	Mantenimiento programado a intervalos regulares con arreglo a las recomendaciones de los proveedores.	
c.	Sistema de control avanzado	Véase la descripción en la sección 8.1.	La aplicabilidad a las instalaciones de combustión viejas puede verse limitada por la necesidad de modernizar el sistema de combustión y/o el sistema de control de los parámetros.
d.	Buen diseño del equipo de combustión	Buen diseño del horno, las cámaras de combustión, los quemadores y los dispositivos asociados.	Aplicable con carácter general a las instalaciones nuevas.
e.	Elección del combustible	Elegir combustibles o sustituir total o parcialmente los utilizados en la actualidad por otros que tengan un mejor perfil ambiental (por ejemplo, con bajo contenido de azufre y/o mercurio) entre los combustibles disponibles, incluso en las situaciones de arranque o cuando se utilizan combustibles de apoyo.	Aplicable con los condicionamientos asociados a la disponibilidad de tipos de combustibles adecuados que tengan un mejor perfil ambiental en su conjunto, lo cual puede verse afectado por la política energética del Estado miembro o por el equilibrio entre los combustibles del emplazamiento integrado en caso de combustión de combustibles de procesos industriales.  En el caso de las instalaciones de combustión existentes, la elección del tipo de combustible puede verse limitada por la configuración y el diseño de la instalación.

### **Técnica a.**

Los generadores de gas MAN THM 1304-12 están dotados de un quemador con un sistema de premezcla, denominado DLN (Dry Low NOx), que optimiza la combustión y reduce las emisiones de CO y NOx, al trabajar en un punto óptimo de mezcla combustible/aire. Para lograr esto, se usan unos quemadores y cámaras de combustión especiales con un proceso de mezcla pobre por difusión, El proceso de mezclar combustible y aire simultáneamente con la combustión da como resultado una mezcla homogénea con una llama uniforme que funciona en una amplia gama de temperaturas. Por consiguiente, se generan las condiciones para reducir grandes cantidades de emisiones de NOx y CO, esto permite ajustar la combustión en todo el rango de potencia de la turbina, al trabajar en el modo de combustión óptimo.

## 6.1.2 Sistemas de gas



### 6.1.2.1 Sistema de gas piloto

En la línea principal de alimentación de gas combustible hay una ramificación, dentro de la cabina acústica y aguas arriba la válvula reguladora del gas de premezcla/difusión, donde se desvía cierta cantidad de gas piloto. El gas piloto, que sirve para estabilizar la llama de premezcla, atraviesa una válvula de corte y otra de regulación y pasa entonces a los quemadores. Entre dichas válvulas de corte y de regulación hay instalado un elemento de medición de caudal. Aguas abajo la válvula manual de agujas hay una bifurcación hacia las cámaras de combustión derecha e izquierda. El racor que une la línea del gas piloto con el portaquemador contiene un diafragma que ayuda a mantener la requerida presión.

### 6.1.2.2 Sistema de gas de difusión

Aguas abajo la válvula de regulación del gas combustible, hay una bifurcación hacia las cámaras de combustión derecha e izquierda. Además de ella, cada una de estas líneas derecha e izquierda viene dividida otra vez para gas de difusión y gas de premezcla, para la cámara de combustión respectiva. Las líneas de gas de difusión llevan sendas válvulas rápidas de 2/2 vías. Para poder compensar las diferencias de longitud de las líneas a las dos cámaras de combustión, puede ser necesario colocar un disco de diafragma directamente delante de la entrada de gas en el quemador de difusión, en uno de los dos quemadores (el derecho o el izquierdo, pero no en ambos a la vez). El diámetro preciso del diafragma y el lado dónde instalarlo se definirán en base a la medición T4 (comparación entre T4 izda. y T4 dcha.), durante la puesta en servicio de la turbina de gas.

### 6.1.2.3 Sistema de gas de premezcla

Al igual que en el sistema del gas de difusión, las líneas del gas de premezcla tienen cada una una válvula magnética rápida. En el sistema del gas de premezcla de los dos quemadores hay un diafragma de tubería; adicionalmente, hay sendos discos de diafragma en ambos quemadores (izda. y dcha.), directamente delante de la admisión del gas en el quemador de premezcla. Estos discos de diafragma pueden ser diferentes y sirven para compensar las posibles diferencias entre las longitudes de tubería. El diámetro preciso de los diafragmas de cada lado se definirá en base a la medición T4 (comparación entre T4 izda. y T4 dcha.), durante la puesta en servicio de la turbina de gas.

## 6.1.3 Especificación del gas combustible

### 6.1.3.1 Generalidades

La presente especificación define las exigencias a satisfacer por los combustibles gaseiformes para su uso en turbinas de gas THM. De preferencia, se utilizarán gases naturales de contenidos de metano de más del 80% vol.. De una manera general, se respetarán los valores límite de la siguiente tabla de propiedades físicas y químicas.

Aún cuando un combustible gaseiforme no corresponda a los valores límite de la tabla, puede resultar posible que se admitiera su uso en las turbinas de gas THM. Para ello, sin embargo, será necesario someterlo a un examen detallado que debe efectuarse por el servicio particular de MAN TURBO AG. Al preverse ciertas medidas de protección en los elementos de la turbina de gas, puede ser admisible que algunos valores rebasen los valores límite. Otra serie adicional de valores límite se aplicará si se trata de garantizar el servicio seguro de las turbinas dotadas de cámaras Dry Low Nox (DLN).

Al apreciar la composición de un gas, conviene considerar en especial aquellas sustancias que pueden causar corrosión, p.ej. metales alcalinos (sodio, potasio, etc.) o combinaciones de azufre, con objeto de tomar medidas para minimizar los fenómenos de corrosión en la turbina de gas y el sistema de combustible.

Además de analizar la composición y la pureza del gas, cabe recomendar al cliente como muy importante el que prevea un sistema adecuado de alimentación y tratamiento del combustible así como un control de la calidad del gas combustible.

La tabla menciona valores límite de concentración para diversas suciedades. El aire de admisión y, en caso dado, el agua que se inyecte en la cámara de combustión pueden ser fuentes de suciedades, igualmente. Los valores límite de la tabla valen en el supuesto de que no entren otras suciedades en el sistema, adicionalmente, a través del aire o el agua. Si esto fuera el caso, empero, cada uno de los valores límite del combustible gaseoso tiene que disminuirse, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$C_{\text{máx., corregido}} = C_{\text{máx., tabla}} - AFR \times C_{\text{aire}} - WFR \times C_{\text{agua}}$$

$$C_{\text{máx., corregido}} = \text{concentración máxima admisible, corregida}$$

$$C_{\text{máx., tabla}} = \text{concentración máxima admisible, según la tabla}$$

$$C_{\text{aire}} = \text{concentración esperada en el aire}$$

Caire = concentración esperada en el agua de inyección

AFR = relación de caudales aire/combustible (típico aprox. 60 : 1)

WFR = relación de caudales agua inyección/combustible (típico 0,5 - 1.0 : 1)

### 6.1.3.2 Perfil de propiedades físicas y químicas mínimas de combustibles gaseiformes

#### Propiedades del gas de combustión

Propiedad	Valor límite	Métodos de examen
Poder calorífico inf. (Hu)	31 - 48 MJ/mN3 *)	
Coefficiente Wobbe (nota 1)	40 - 53 MJ/mN3 *)	
Variación admis. del poder calorífico y del coeficiente Wobbe, con regulación ajustada	± 10%	
Contenido en metano (CH4)	mín. 80 % vol. (sólo DLN)	
Contenido en hidrocarburos C3 o más pesados	mín. 4,0 % vol. (sólo DLN)	

Propiedad	Valor límite	Métodos de examen
Contenido de hidrógeno (H2)	mín. 1,0 % vol. (sólo DLN) máx. 60 % vol. (cámara de comb. estándar)	
Relación entre límites superior e inferior de apagado (con 101,3 kPa, 25°C)	mín. 2,2 (sólo DLN)	
Contenido de agua (H2O)	(nota 2)	
Suciedades polviformes diámetro grano > 10mm diámetro grano 2 - 10mm	máx. 20 ppm peso 0 % vol. 10 % vol.	ISO 3735
Suciedades c. efecto corrosivo Contenido total azufre	max. 100 ppm vol. (sin revestimientos particulares) máx. 1,5 % vol. (con revestimientos particulares al alcance de las turbinas) (nota 3)	ISO 8754
Sodio + potasio	máx. 0.5 ppm peso	DIN 51797
*) mN <sup>3</sup> con referencia a condiciones de norma (0°C, 101,3 kPa)		

**Nota 1**

Indice Wobbe (corregido a 15° C) =

$$\frac{H_u}{\sqrt{d \cdot \left( \frac{T + 273}{288} \right)}}$$

T = temperatura gas combustible [°C]

d = relación entre densidad normaliz. gas combustible y densidad normaliz. aire

Hu = poder calorífico inferior [MJ/Nm³]

**Nota 2**

El contenido de agua no podrá ser superior a cierta concentración máxima que tiende a generar hidratos de gas inmediatamente delante de la válvula dosificadora del gas combustible, teniendo en cuenta las temperaturas, presiones y composiciones que dicho gas alcance durante el servicio. Los hidratos de gas no son admisibles. Se admite calentar el combustible.

**Nota 3**

Sistema de gas combustible

El dióxido sulfúrico (SO<sub>2</sub>) se genera en base a la combustión de las combinaciones de azufre que pueda haber en el gas de combustión. Por ello, conviene restringir el contenido global en azufre a valores que satisfagan los valores límite que las autoridades locales consignen para la emisión.

El contenido global en azufre implica, entre otras cosas: ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), mercaptanos, disulfuro de carbono (CS<sub>2</sub>), sulfuro carbonilo (COS), tiopenos, óxidos sulfúricos, etc..

**6.1.3.3 Presión del gas combustible**

Los valores límite que la siguiente tabla expone son los que deben respetarse a la entrada en la válvula dosificadora, es decir detrás del aparato que regula la presión del gas combustible.

Presión del gas combustible a la entrada en la válvula dosificadora

Propiedad	Valor límite	Métodos de examen
mínima presión piloto gas combustible (nota 4):		
THM 1203	aprox. 1,5 MPa (absoluto)	
THM 1304-10	aprox. 1,8 MPa (absoluto)	
THM 1304-11	aprox. 2,0 MPa (absoluto)	
máxima presión piloto del gas combustible	3,1 MPa (absoluto)	
Variación admis. de la presión	± 2,5%	DIN 3380
Histéresis admisible de la presión del gas combustible	4%	DIN 3380
Desviación admis. ante la consigna de presión del gas combustible, con caudal mínimo	15%	
Cambio transiente admisible de la presión	máx. 0,2 bar/s	

#### Nota 4

La presión piloto mínima del gas combustible que se señala en la tabla se refiere a condiciones ISO (15°C temp. entrada, altura del mar, sin pérdidas de presión).

La presión piloto que se requiera en cada caso específico depende de las condiciones locales y de servicio así como la composición del gas combustible. MAN TURBO AG puede calcular esta presión de acuerdo con las particularidades del proyecto.

#### 6.1.3.4 Temperatura del gas de combustión (entrada turbina de gas)

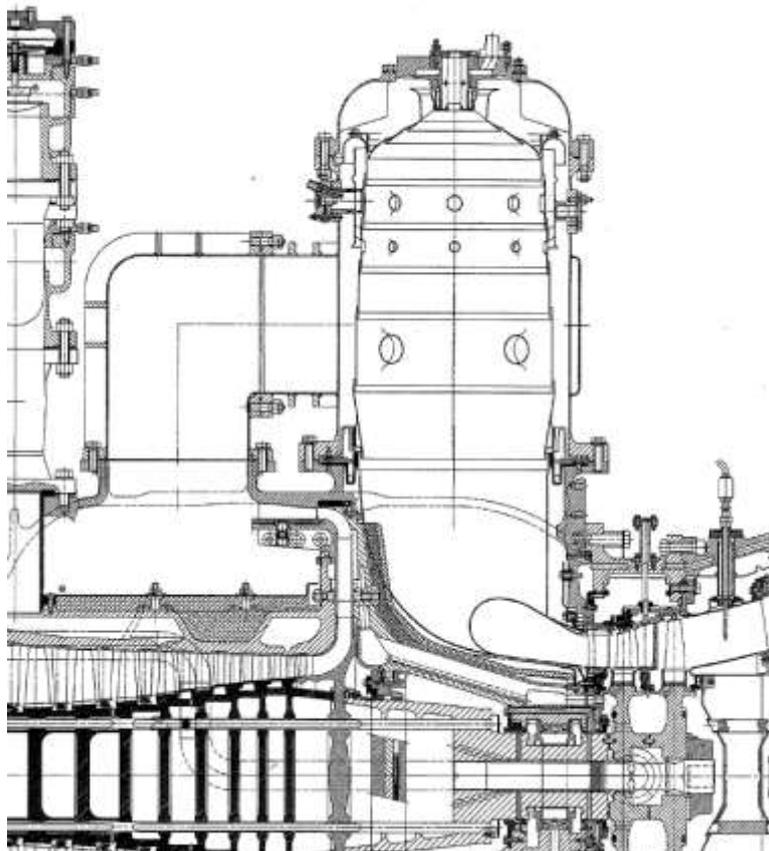
No se admiten elementos líquidos en el gas de combustión. La temperatura mínima debe ser de 20 K encima del punto de rocío de los hidrocarburos pesados y de 20 K encima del punto de rocío del agua.

Temperaturas del gas de combustión - valores límite

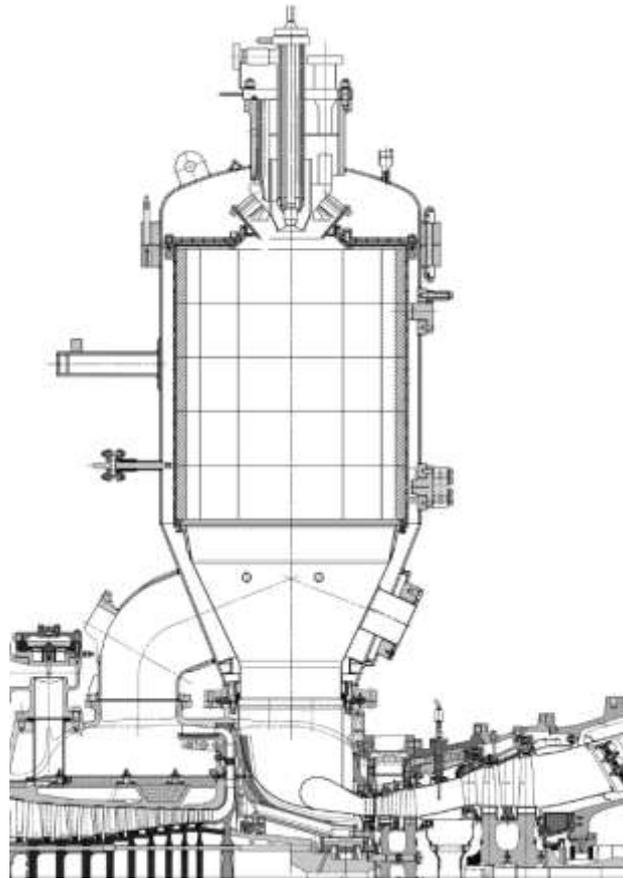
Propiedad	Valor límite
Temperatura mínima gas comb.	0°C
Valor máximo del punto de rocío	50°C
Temperatura máxima gas comb.	70°C *)
Cambio transiente admisible de la temperatura	máx. 4°K/min

\*) Con ciertas pequeñas modificaciones en el sistema de gas de combustión se admite también un valor límite de 90°C.

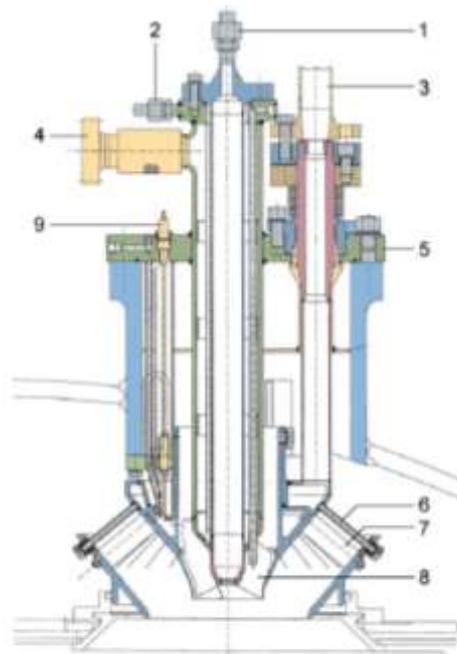
#### Cámara de combustión convencional



## Cámara de combustión DLN (Dry-Low-NOx)



## Inyector Cámara de combustión DLN (Dry-Low-NOx)



Hybrid burners

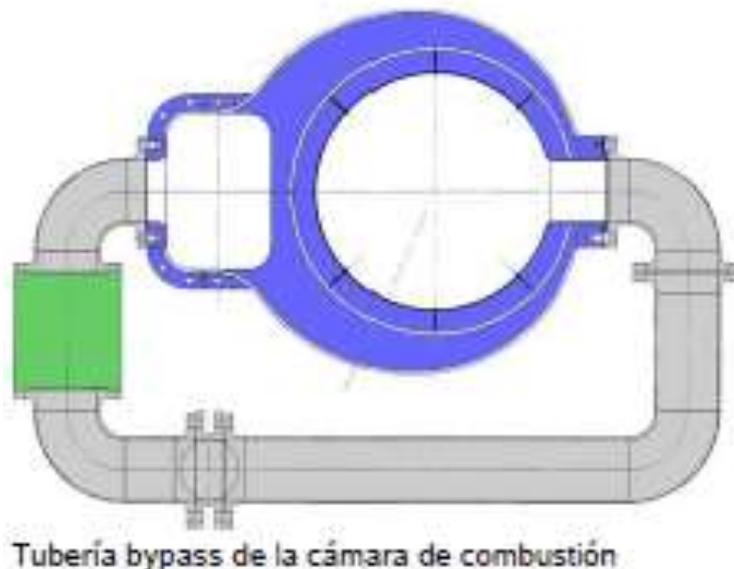
- |                            |                      |
|----------------------------|----------------------|
| 1 Pilot gas supply         | 6 Gas manifold       |
| 2 Blinded connection       | 7 Diagonal walter    |
| 3 Premix gas connection    | 8 Axial switer       |
| 4 Diffusion gas connection | 9 Ignition electrode |
| 5 Burner base              |                      |

Los premezcladores producen una mezcla pobre muy uniforme de combustible/aire, que permite la reducción de emisiones de NOx. La regulación se realiza mediante control de combustible inyectado en la entrada del "gas Principal" o "Gas Piloto" de cada inyector, a través de una válvula reguladora de combustible varias válvulas de corte para las líneas de Gas Piloto, Premezcla y Difusión. A su vez se regula la cantidad de aire de la mezcla de combustible/aire a través de las distintas válvulas de sangrado del compresor axial y de by-pass de las cámaras de combustión, que limita y regula la cantidad de aire en la mezcla.

En las cámaras de combustión DLN, se produce el mezclado, el encendido y la combustión del gas natural y del aire impulsado por el compresor del GG; la combustión se desarrolla casi sin pérdida de presión. Los gases calientes generados en este proceso se dirigen hacia la parte turbina de la máquina donde se van destensionando etapa por etapa. El proceso se destaca por los bajos valores de contaminantes NOx de alrededor de 50 mg/Nm<sup>3</sup> con bajos valores de CO inferiores a 10 mg/Nm<sup>3</sup>, ventaja esta que se consigue mediante la combustión seca del gas natural en una llama de premezclado. Debido a que la combustión de premezclado requiere grandes volúmenes de aire, es necesario que una parte relativamente grande del aire comprimido pase a través de los quemadores; así, estos volúmenes ya no son disponibles para la refrigeración de las paredes de las cámaras de combustión. Además y con las muy reducidas temperaturas de combustión que caracterizan el proceso de premezclado, se necesita una permanencia relativamente prolongada del gas caliente en las cámaras de combustión, a fin de garantizar la quemadura completa y, por ello, la reducida emisión de CO.

Para aprovechar las ventajas del quemador de premezcla también con las cargas parciales bajas de la turbina de gas, es necesario reducir la cantidad de aire comprimido, a lo mejor sin deteriorar el rendimiento de la Turbina.

A tal efecto, se desvía cierta parte del aire comprimido a través de una boca particular situada en el codo de admisión a la cámara de combustión, que es el llamado aire terciario que entonces, por el intermedio de una tubería bypass dotada de una clapeta reguladora, se conduce alrededor de la carcasa de la cámara de combustión (véase figura siguiente).



Esta tubería bypass entra directamente en el tubo de mezclado, por el llamado tubo de admisión. Así, la cantidad de aire que aporta no está a disposición del quemador, pero sí continúa participando en el proceso de expansión que se va desarrollando en los rodetes turbina de AP y BP.

En cada una de las tuberías bypass, hay una válvula ajustable que desvía cierto volumen de aire comprimido, según la gama de carga actual.

### **Técnica b.**

El mantenimiento se realiza por el personal de mantenimiento de Enagás, apoyándose en mantenimientos puntuales y más especializados en MAN, el fabricante de las maquinas. Todas las tareas de mantenimiento se encuentran definidas en el plan de mantenimiento que engloba las gamas de mantenimiento y las instrucciones técnicas.

Dentro de las gamas, se definen los mantenimientos supervisados por el fabricante, con la frecuencia recomendada por el mismo.

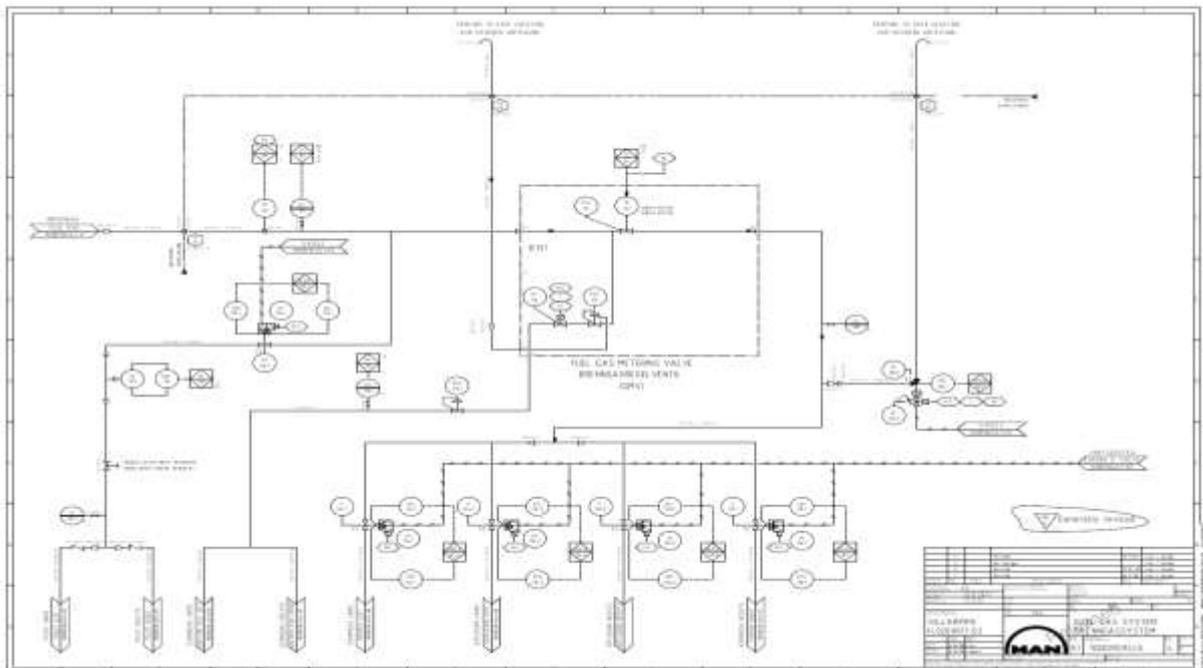
A su vez, se realizan gamas de mantenimiento sobre el sistema de gas combustible donde se verifican y mantienen todos los elementos del sistema de combustión.

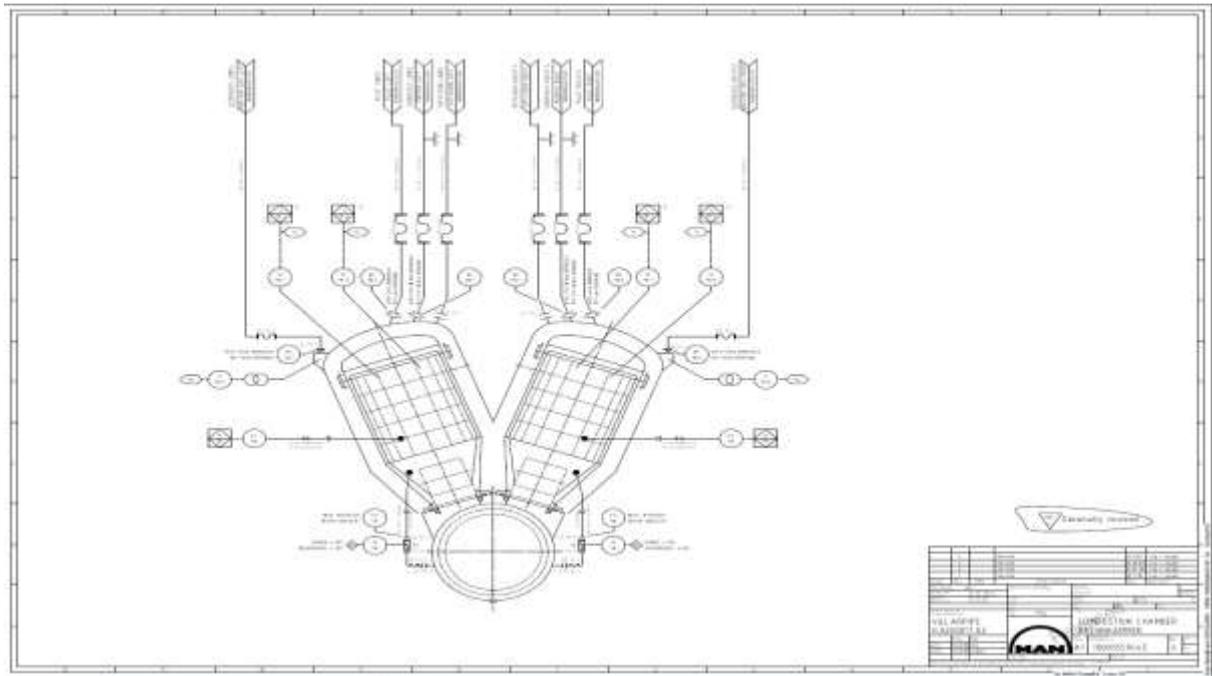
### **Técnica c.**

La turbina incorpora un sistema de control avanzado que funciona bajo un PLC de SIEMENS de la serie S7-400 denominado PCS7 y desarrollado para MAN por GreyLogix. El sistema tiene implementada la lógica de control de la turbina, así como recibe todas las señales necesarias de la instrumentación de campo.

Los parámetros fundamentales utilizados por el algoritmo de control de la turbina en el proceso de combustión son los siguientes:

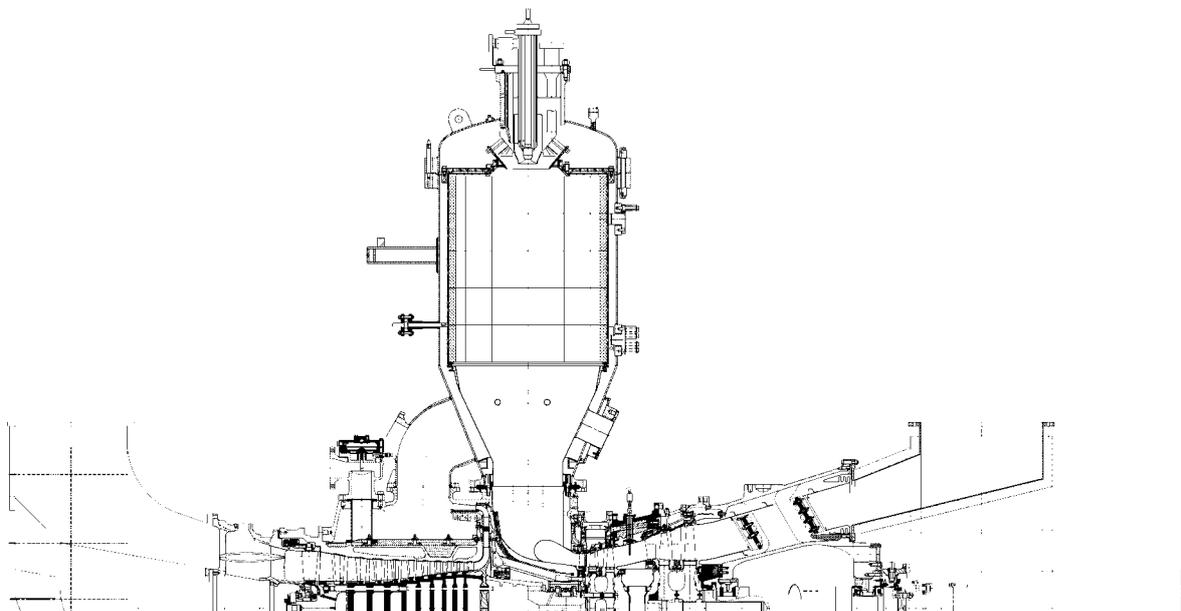
- Temperatura de llama
- Caudal de aire
- Presión de aire
- Caudal de gas combustible
- Presión dinámica de la cámara de combustión
- Velocidad del Generador de Gas.

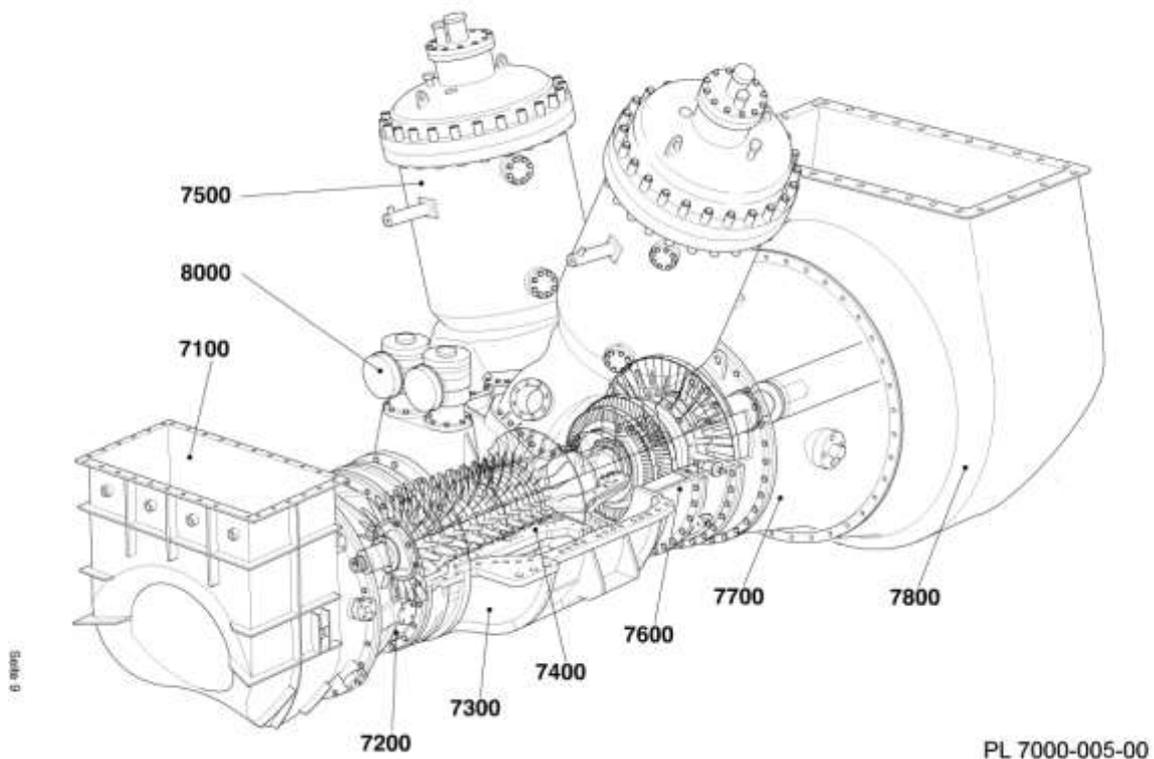




La lógica de control calcula en todo momento la mezcla de combustible/aire, al regular la cantidad de combustible inyectado, así como el caudal de aire a través del control de las válvulas de sangrado del compresor axial y de las cámaras de combustión. A su vez el sistema de regulación es el encargado de mantener la temperatura de llama en los inyectores calculando la temperatura de llama en función del caudal de combustible y del caudal de aire.

Los parámetros de combustión son ajustados e implementados en la lógica de control en función del nivel de emisiones de NOx y CO, garantizando el punto óptimo de emisiones en el proceso de combustión. Se ajustan las etapas de funcionamiento de los inyectores, para estar donde se optimiza el punto de menores emisiones a la atmósfera.





#### **Técnica d.**

Como se ha desarrollado en los puntos anteriores, el sistema de combustión de la turbina incorpora un sistema DLN, donde se desarrolla una premezcla del combustible. Esto hace optimizar la combustión evitando los inquemados y reduciendo las emisiones de NOx.

El otro parámetro de control primario de DLN es la relación de flujo de combustible entre el gas piloto y los circuitos de combustible principal, o simplemente el piloto porcentual. El combustible principal se premezcla completamente con aire de combustión antes de la combustión y se quema con una emisiones más limpias. El resto del combustible se entrega como combustible piloto, que se quema más rico, proporcionando estabilidad a la llama y más calor.

#### **Técnica e.**

El combustible utilizado es el gas natural, al ser el único combustible disponible al tratarse de un proceso de gas natural.

**MTD 7.** Para reducir las emisiones de amoníaco a la atmósfera NO APLICA

**MTD 8.** Para evitar o reducir las emisiones al aire en condiciones normales de funcionamiento, la MTD consiste en garantizar, con un diseño, un funcionamiento y un mantenimiento adecuados, que los sistemas de reducción de emisiones se utilicen con la capacidad y disponibilidad óptimas.

El diseño del sistema de combustión y su control se ha descrito anteriormente en el apartado MTD6. Una vez conocido el diseño del sistema, los parámetros de operación y funcionamiento son representados en el sistema de monitorización de la turbina. El HMI (Human Machine Interface), permite visualizar y gestionar el funcionamiento de la unidad. En él se muestran todos los parámetros de funcionamiento relativos a la turbina y a su sistema de combustión. Cualquier anomalía en el funcionamiento de la turbina o del sistema de control de combustible DLN, genera una señal de alarma que es corregida por el personal de mantenimiento de la Estación de Compresión. A su vez el sistema se encuentra monitorizado en el Centro Principal de Control de Enagás, donde hay personal presente 24 horas 365 días del año.

En el capítulo del mantenimiento, Enagás tiene definido un plan de mantenimiento en el que se describen todas las tareas a realizar. El plan de mantenimiento se define en las Gamas de Mantenimiento e Instrucciones Técnicas de Mantenimiento, donde se detalla las operaciones a realizar así como los medios humanos y materiales para la ejecución de las mismas.

Enagás tiene implantado un sistema GMAO (Gestión de Mantenimiento Asistida por Ordenador), que permite el seguimiento de las tareas, materiales y costes, para garantizar el correcto estado de las instalaciones y la ejecución de las tareas de mantenimiento.

**MTD 9.** Para mejorar el comportamiento ambiental general de las instalaciones de combustión y/o gasificación y reducir las emisiones a la atmósfera, la MTD consiste en incluir los siguientes elementos en los programas de aseguramiento/control de la calidad para todos los combustibles utilizados, como parte del sistema de gestión ambiental (véase la MTD 1):

i) Caracterización inicial completa del combustible utilizado, incluyendo como mínimo los parámetros que se indican a continuación y con arreglo a normas EN. Pueden utilizarse normas ISO u otras normas nacionales o internacionales, siempre que con ellas se obtengan datos de calidad científica equivalente.

Las normas que se utilizan para la caracterización de la composición y propiedades del combustible:

- **UNE-EN ISO 6974-1:2013** .Gas natural. Determinación de la composición y de la incertidumbre asociada por cromatografía de gases. Parte 1: Directrices generales y cálculo de la composición. (ISO 6974-1:2012).
- **UNE-EN ISO 6976:2017**.Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición. (ISO 6976:2016).

ii) Inspecciones periódicas de la calidad del combustible para comprobar si es coherente con la caracterización inicial y acorde con las especificaciones de diseño de la instalación. La frecuencia de muestreo y los parámetros elegidos de los que figuran en el cuadro de abajo se basan en la variabilidad de los combustibles y en una evaluación de la relevancia de las liberaciones de contaminantes (por ejemplo, concentración en el combustible, tratamiento de los gases de combustión empleado, etc.).

La instalación caracteriza el combustible de forma continua a través de medición con cromatógrafo de gas. Los valores de composición se registran a través en la aplicación SLM de Enagás y permiten chequear el cumplimiento de los estándares de calidad del combustible.

iii) Adaptación posterior de la configuración de la instalación de la manera y en el momento en que sea necesario y factible [por ejemplo, integración de la caracterización y el control del combustible en el sistema de control avanzado (véase la descripción en la sección 8.1)].

Combustible(s)	Sustancias/Parámetros sujetos a caracterización
Gas natural	<ul style="list-style-type: none"> <li>— PCI</li> <li>— CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub><sup>+</sup>, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, índice de Wobbe</li> </ul>

No aplica, porque si la calidad del gas combustible está dentro de los parámetros fijados por el fabricante MAN, la maquina funciona en bajas emisiones, mientras se opere en los regímenes en los que el sistema DLN toma el control de la combustión.

**MTD 10** .Para reducir las emisiones al aire y/o al agua cuando se den condiciones distintas a las condiciones normales de funcionamiento (CDCNF), la MTD consiste en establecer y aplicar un plan de gestión como parte del sistema de gestión ambiental (véase la MTD 1), acorde con la relevancia de las posibles liberaciones de contaminantes, que incluya los siguientes elementos: — un diseño adecuado de los sistemas de los que se considera que intervienen en la aparición de CDCNF y que pueden tener impacto en las emisiones a la atmósfera, el agua y/o el suelo (por ejemplo, enfoques de diseño de carga baja dirigidos a reducir al mínimo las cargas de arranque y parada para una generación estable en turbinas de gas); — establecimiento y aplicación de un plan de mantenimiento preventivo específico para esos sistemas; — revisión y registro de las emisiones causadas por circunstancias en CDCNF y circunstancias asociadas y aplicación de medidas correctoras, si resulta necesario; — evaluación periódica de las emisiones globales durante las CDCNF (por ejemplo, frecuencia de los sucesos, duración, cuantificación/estimación de las emisiones) y aplicación de medidas correctoras, si resulta necesario

La monitorización de señales de la unidad turbocompresora en el sistema de control de unidad, permite realizar un diagnóstico predictivo ante un eventual fallo del sistema de combustión. Cuando se producen circunstancias que afectan al proceso de combustión, se realiza un ajuste de los mismos en el software de control, corrigiendo comportamientos anómalos.

Los sistemas de lubricación están dotados de cubetos de retención. Ante una fuga de aceite en la unidad turbocompresora, dicho cubeto se encuentra canalizado a un foso de recogida.

A su vez Enagás tiene definido un procedimiento de actuación ante derrames de sustancias nocivas para el medioambiente, donde se define la actuación y comunicación de los mismos. (PS-07-3-18 Tratamiento de Incidentes y Accidentes)

**MTD 11.** La MTD consiste en monitorizar adecuadamente las emisiones a la atmósfera y/o al agua durante las CDCNF. *Descripción* La monitorización puede efectuarse por medición directa de las emisiones o mediante la monitorización de parámetros indicadores, si con este método se obtienen datos con una calidad científica igual o mayor que con la medición directa de las emisiones. Las emisiones durante el arranque y la parada (A/P) pueden evaluarse basándose en una medición exhaustiva de las emisiones con un procedimiento típico de A/P al menos una vez al año, y los resultados de esa medición se utilizarán para calcular las emisiones de cada uno de los procesos de A/P a lo largo del año.

Se determinan periódicamente mediante mediciones reglamentarias realizadas por Entidad Acreditada y reflejadas en los informes de medición.

**MTD 12.** Para aumentar la eficiencia energética de las unidades de combustión, gasificación y/o CCGI que funcionan  $\geq 1\,500$  h/año, la MTD consiste en utilizar una combinación adecuada de las técnicas que se indican a continuación.

Técnica	Descripción	Aplicabilidad
a. Optimización de la combustión	Véase la descripción en la sección 8.2. La optimización de la combustión minimiza el contenido de sustancias no quemadas en los gases de combustión y en los residuos sólidos de la combustión.	Aplicable con carácter general.
b. Optimización de las condiciones del medio de trabajo	Funcionar a las máximas presión y temperatura posibles del vapor o gas del medio de trabajo, con los condicionamientos asociados, por ejemplo, al control de las emisiones de $\text{NO}_x$ o a las características de la energía demandada.	
c. Optimización del ciclo de vapor	Funcionar con una presión de escape más baja de la turbina utilizando la temperatura más baja posible del agua de refrigeración del condensador, dentro de las condiciones de diseño.	
d. Minimización del consumo de energía	Minimizar el consumo energético interno (por ejemplo, un aumento de la eficiencia de la bomba de alimentación de agua).	

### **Técnica a y b.**

Se desarrolla en el punto MTD6 Técnica c.

### **Técnica c.**

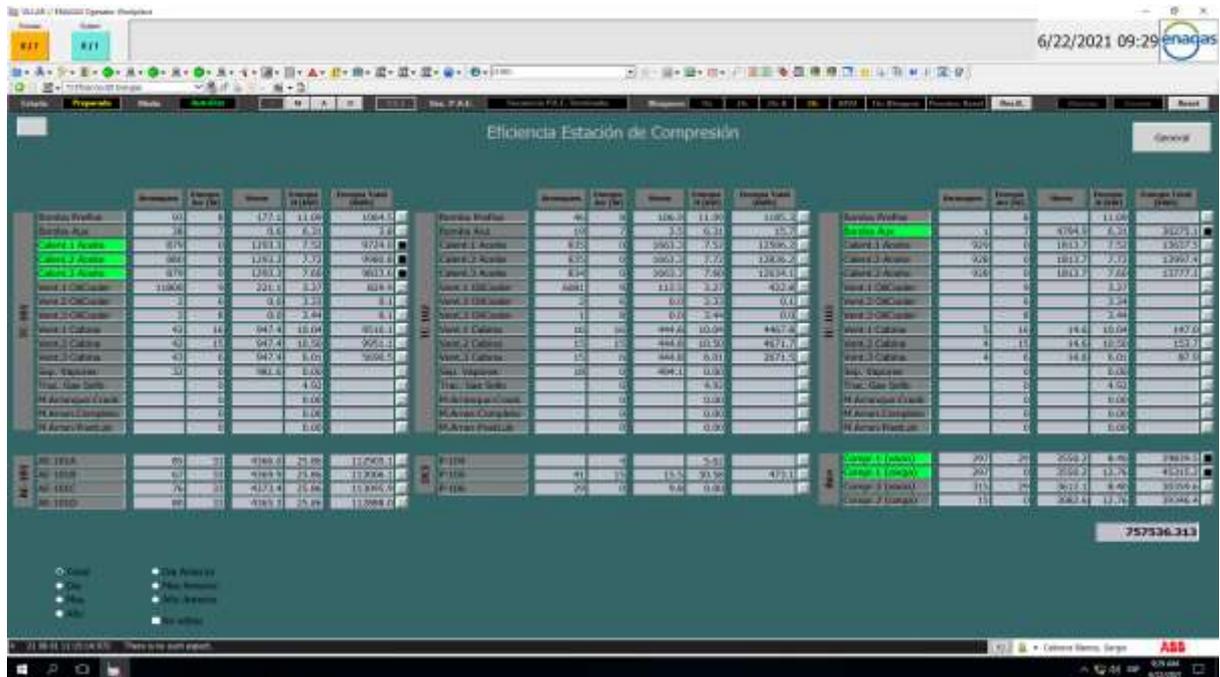
No aplica al no haber producción de vapor.

### **Técnica d.**

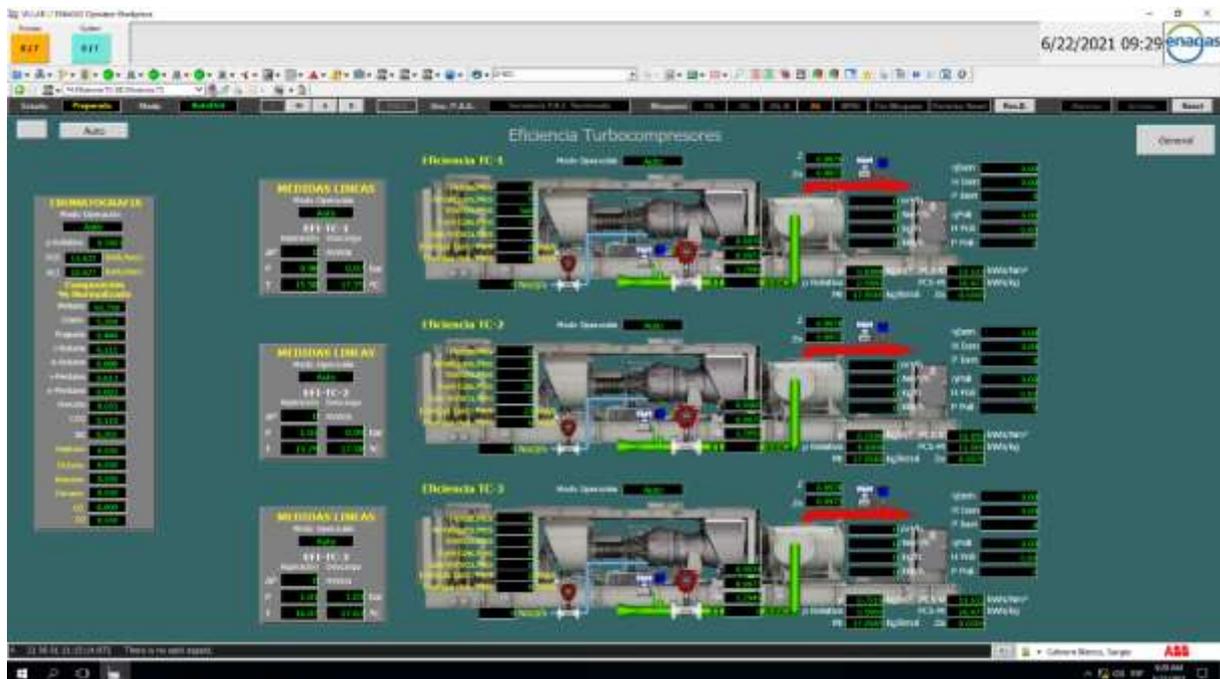
La Compañía ha implementado la norma ISO 50.001 sobre eficiencia energética. Con esta implementación y con el seguimiento de unos indicadores marcados se está en proceso de recabar información sobre los consumidores significativos de la Estación de Compresión, así como su impacto sobre el consumo total de la instalación. Con el seguimiento de estos indicadores, así como con el posterior análisis de todos los datos se pretende tomar decisiones que tengan un impacto sobre la eficiencia de los distintos equipos.

Solar Turbines realizó un estudio para minimizar el número y duración de los arranques de los ventiladores de los Oil-coolers y ajustó el programa de control.

## PANTALLA DE CONSUMIDORES ELÉCTRICOS



## PANTALLA PARA EVALUACION DE EFICIENCIA DEL TREN TURBOCOMPRESOR



**MTD 13** .Para reducir el consumo de agua y el volumen de aguas residuales contaminadas, la MTD consiste en utilizar una de las técnicas que se indican a continuación o ambas.

	Técnica	Descripción	Aplicabilidad
a.	Reciclado del agua	Los flujos de aguas residuales de la instalación, incluida el agua de escorrentía, se reutilizan para otros fines. El grado de reciclado está condicionado por los requisitos de calidad del flujo de agua receptora y por el balance hídrico de la instalación.	No aplicable a las aguas residuales de los sistemas de refrigeración cuando están presentes productos químicos para el tratamiento del agua y/o altas concentraciones de sales de agua marina.

No aplica

**MTD 14.** Para evitar la contaminación de las aguas residuales no contaminadas y reducir las emisiones al agua, la MTD consiste en separar los flujos de aguas residuales y tratarlos por separado en función del contenido de sustancias contaminantes

*Descripción* Entre los flujos de aguas residuales que normalmente se separan y tratan cabe citar las aguas de escorrentía superficial, las aguas de refrigeración y las aguas residuales del tratamiento de los gases de combustión. *Aplicabilidad* La aplicabilidad puede verse limitada en las instalaciones existentes debido a la configuración de los sistemas de drenaje.

No hay aguas residuales del proceso. Las aguas residuales proceden de los servicios y se derivan a un depósito estanco para ser tratado en depuradora a través de gestor autorizado.

**MTD 16.** Para reducir las cantidades de residuos enviados para su eliminación procedentes de los procesos de combustión y/o gasificación y de técnicas de reducción de emisiones, la MTD consiste en organizar las operaciones de modo que se maximice lo siguiente, por orden de prioridad y teniendo en cuenta el criterio del ciclo de vida: a) la prevención de residuos, por ejemplo maximizar la proporción de residuos que sean subproductos, b) la preparación de los residuos para su reutilización, por ejemplo en función de los criterios específicos de calidad exigidos, c) el reciclado de residuos, d) otro tipo de valorización (por ejemplo, la valorización energética).

NO APLICA. No hay residuos en la combustión.

**MTD 17.** Para reducir las emisiones de ruido, la MTD consiste en utilizar una (o una combinación) de las técnicas que se indican a continuación.

Técnica	Descripción	Aplicabilidad
a. Medidas operativas	Ejemplos de tales medidas son: — mejora de la inspección y el mantenimiento de la maquinaria, — cierre de las puertas y ventanas de las zonas cerradas, en la medida de lo posible, — manejo de la maquinaria por personal experimentado, — evitar actividades ruidosas durante la noche, en la medida de lo posible, — medidas de control del ruido durante las actividades de mantenimiento.	Aplicable con carácter general.
b. Maquinaria de bajo nivel de ruido	Esto puede incluir compresores, bombas y discos.	Aplicable con carácter general cuando la maquinaria sea nueva o se sustituya.
c. Atenuación del ruido	La propagación del ruido puede reducirse intercalando obstáculos entre el emisor y el receptor. Obstáculos apropiados son los muros de protección, los taludes y los edificios.	En general, aplicable únicamente a las nuevas instalaciones. En el caso de las instalaciones existentes, la intercalación de obstáculos puede verse limitada por falta de espacio.
d. Equipos de control del ruido	Ejemplos de tales equipos son: — reductores del ruido, — equipos de aislamiento, — confinamiento de la maquinaria ruidosa, — insonorización de los edificios.	La aplicabilidad puede verse limitada por la falta de espacio.
e. Ubicación adecuada de edificios y maquinaria	Los niveles de ruido pueden atenuarse aumentando la distancia entre el emisor y el receptor y utilizando los edificios como pantallas antirruido.	En general, aplicable únicamente a las nuevas instalaciones. En el caso de las instalaciones existentes, la reubicación de la maquinaria y de las unidades de producción puede verse limitada por la falta de espacio o por costes excesivos.

Los equipos identificados como focos de ruido, cuentan con sistemas de mitigación propios como silenciadores y apantallamientos, para reducir el nivel de contaminación acústica.

#### 4. CONCLUSIONES SOBRE LAS MTD EN LA COMBUSTIÓN DE COMBUSTIBLES GASEOSOS

4.1. **Conclusiones sobre las MTD en la combustión de gas natural** Salvo que se indique lo contrario, las conclusiones sobre las MTD presentadas en esta sección son de aplicación general a la combustión de gas natural. Se aplican además de las conclusiones generales sobre las MTD formuladas en la sección 1.

##### 4.1.1. Eficiencia energética **MTD 40.**

Para aumentar la eficiencia energética de la combustión de gas natural, la MTD consiste en utilizar una combinación adecuada de las técnicas que se indican en la MTD 12 y a continuación.

Cuadro 23

Niveles de eficiencia energética asociados a las MTD (NEEA-MTD) en la combustión de gas natural

Tipo de unidad de combustión	NEEA-MTD (%) (?)				
	Eficiencia eléctrica neta (%)		Consumo de combustible neto total (%) (?) (?)	Eficiencia neta de la energía mecánica (%) (?) (?)	
	Unidad nueva	Unidad existente		Unidad nueva	Unidad existente
Motor de gas	39,5-44 (%)	35-44 (%)	56-85 (%)	Ningún NEEA-MTD	
Caldera de gas	39-42,5	38-40	78-95	Ningún NEEA-MTD	
Turbina de gas de ciclo abierto, $\geq 50 \text{ MW}_{th}$	36-41,5	33-41,5	Ningún NEEA-MTD	36,5-41	33,5-41

Con el fin de evaluar la eficiencia neta de la turbina, se aportan en el Anexo 2 los datos de las pruebas de prestaciones de las turbinas de la planta TC-101, TC-102 y TC-103.

El resultado de las pruebas iniciales refleja como resultado que cumple con los parámetros indicados en el nivel de eficiencia energética.

**MTD 42.** Para evitar o reducir las emisiones atmosféricas de NOx procedentes de la combustión de gas natural en turbinas de gas, la MTD consiste en utilizar una (o una combinación) de las técnicas que se indican a continuación.

Técnica	Descripción	Aplicabilidad
a. Sistema de control avanzado	Véase la descripción en la sección 8.3. Esta técnica se utiliza a menudo en combinación con otras técnicas, o bien puede utilizarse sola en instalaciones que funcionen $< 500 \text{ h/año}$ .	La aplicabilidad a las instalaciones de combustión viejas puede verse limitada por la necesidad de modernizar el sistema de combustión y/o el sistema de control de los parámetros.

b.	Adición de agua/vapor	Véase la descripción en la sección 8.3.	La aplicabilidad puede verse limitada por razones de disponibilidad de agua.
c.	Quemadores secos de baja producción de NO <sub>x</sub> (DLN).		La aplicabilidad puede verse limitada en el caso de las turbinas para las que no se disponga de medidas de modernización o en las que se hayan instalado sistemas de adición de agua/vapor.
d.	Enfoque de diseño de carga baja	Adaptación del proceso de control y los equipos conexos para mantener una eficiencia correcta de combustión cuando varía la demanda de energía, por ejemplo mejorando la capacidad de control del caudal de aire de entrada o dividiendo el proceso de combustión en fases separadas.	Su aplicabilidad puede verse limitada por el diseño de la turbina de gas.
e.	Quemadores de baja producción de NO <sub>x</sub> (LNB)	Véase la descripción en la sección 8.3.	Aplicable con carácter general a la alimentación suplementaria para los generadores de vapor de recuperación de calor (GVRC) de las instalaciones de combustión con turbinas de gas de ciclo combinado (TGCC).
f.	Reducción catalítica selectiva (RCS)		<p>No aplicable a las instalaciones de combustión que funcionen &lt; 500 h/año.</p> <p>No aplicable con carácter general a las instalaciones de combustión existentes de &lt; 100 MW<sub>th</sub>.</p> <p>La modernización de las instalaciones de combustión existentes puede verse limitada por razones de espacio.</p> <p>Puede haber restricciones técnicas y económicas para la modernización de instalaciones de combustión existentes que funcionen entre 500 h/año y 1 500 h/año.</p>

El sistema de control denominado PCS7 y desarrollado para MAN por GreyLogix, regula el funcionamiento de las turbinas, e incorpora las técnicas a, c y d, descritas en la tabla.

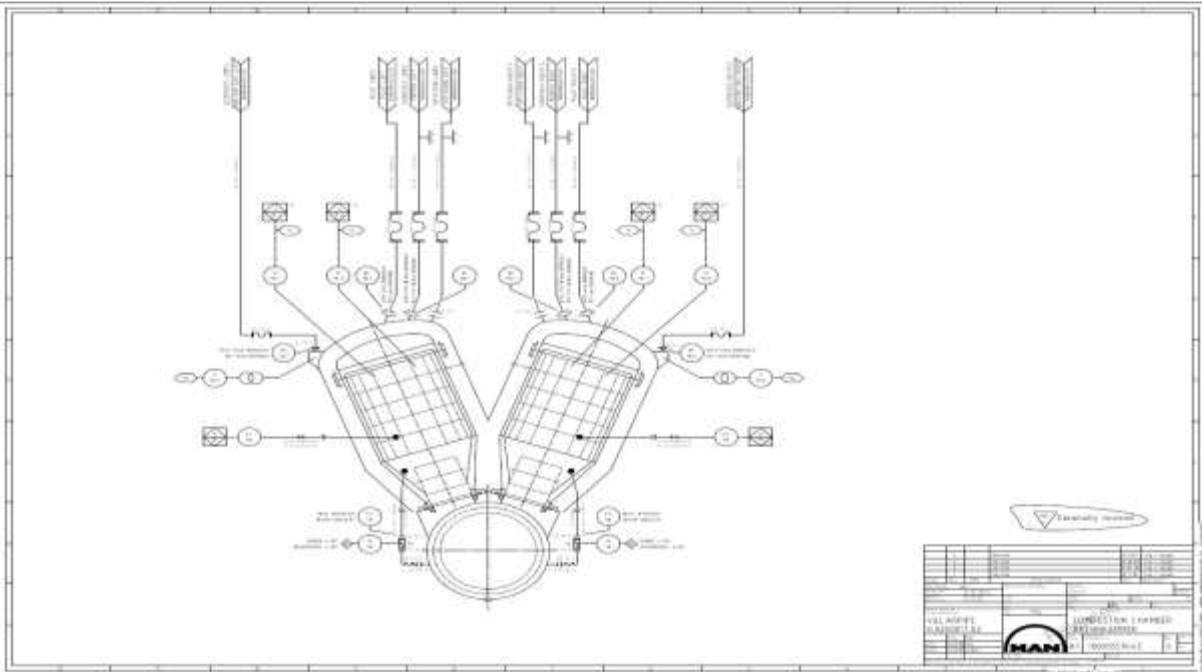
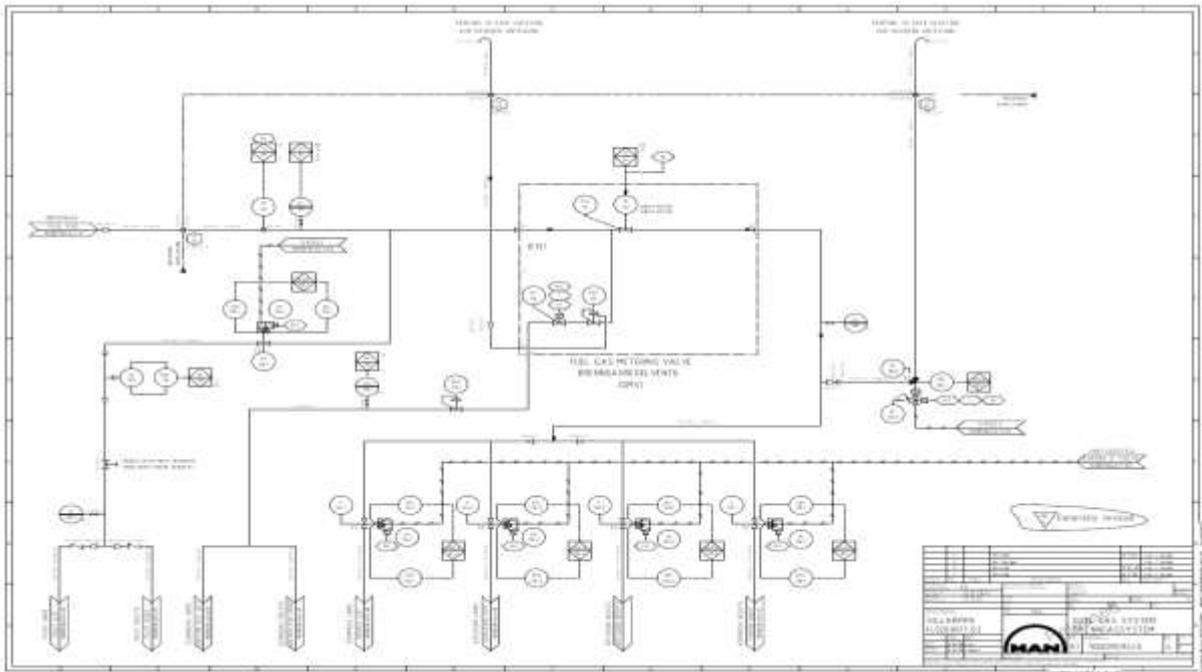
#### **Técnica a.**

La turbina incorpora un sistema de control avanzado denominado PCS7 y desarrollado para MAN por GreyLogix. El sistema tiene implementada la lógica de control de la turbina, así como recibe todas las señales necesarias de la instrumentación de campo.

Los parámetros fundamentales utilizados por el algoritmo de control de la turbina en el proceso de combustión son los siguientes:

- Temperatura de llama
- Caudal de aire
- Presión de aire
- Caudal de gas combustible

- Poder calorífico del gas combustible
- Composición del gas combustible
- Emisiones
- Sensores acústicos de la cámara de combustión
- Velocidad de la turbina



La lógica de control calcula en todo momento la mezcla de combustible/aire, al regular la cantidad de combustible inyectado en los anillos de alimentación, así como el caudal de aire, a través del control de las válvulas de sangrado del compresor axial del generador de gas y de los by-pass de las cámaras de combustión. A su vez el sistema de regulación es el encargado de mantener la

temperatura de llama en ambas cámaras de combustión calculando la temperatura de llama en función del caudal de combustible y del caudal de aire.

Los parámetros de combustión son ajustados e implementados en la lógica de control en función del nivel de emisiones de NOx y CO, garantizando el punto óptimo de emisiones en el proceso de combustión. Se ajustan las etapas de funcionamiento del quemador, para estar dentro del punto óptimo de trabajo.

### **Técnica c.**

Como se ha desarrollado en los puntos anteriores, el sistema de combustión de la turbina incorpora un sistema denominado DLN, donde se desarrolla una premezcla del combustible. Esto hace optimizar la combustión evitando los inquemados y reduciendo las emisiones de NOx.

### **Técnica d.**

El modelo de turbina THM 1304-12 cuenta con dos cámaras de combustión en "V". Cada cámara de combustión está dotada de un inyector de gas combustible regulados y varias válvulas de corte para las líneas de suministro de gas, y comparten una válvula reguladora principal, por lo que permite una combustión regulada en todo el rango de potencia de la turbina, al permitir diferentes combinaciones entre ellos.

La cantidad de aire en la cámara de combustión se regula a través de las válvulas de sangrado (bleed valve) existentes en el generador de gas. Mediante el lazo de regulación permite una apertura proporcional las existentes en los by-pass de las cámaras de combustión, y abriendo por etapas las que se encuentran en las distintas partes del compresor axial, regulando el caudal óptimo de aire en el proceso de combustión.

El sistema de control regula la combustión de la turbina, adaptando en todo momento el proceso de combustión a la carga demanda por la instalación.

### **Niveles de emisión asociados a las mejores técnicas disponibles (NEA-MTD)**

Cuando se den niveles de emisión asociados a las mejores técnicas disponibles (NEA-MTD) para distintos períodos de cálculo de valores medios, deben cumplirse todos esos niveles. Los NEA-MTD recogidos en las presentes conclusiones sobre las MTD pueden no ser aplicables a los motores y turbinas alimentados por combustibles líquidos y por gas destinados a usos de emergencia que funcionen menos de 500 h/año, cuando esos usos de emergencia no sean compatibles con el cumplimiento de los NEA-MTD.

Actividad	Nivel de oxígeno de referencia(O <sub>2</sub> )
Combustión de combustibles líquidos y/o gaseosos cuando tenga lugar en una turbina de gas o un motor	15 % v/v
Combustión en instalaciones de CCGI	

Para los períodos de cálculo de valores medios se aplicarán las definiciones siguientes:

Período de cálculo de valores medios	Definición
Media diaria	Media durante un período de 24 horas de las medias horarias válidas obtenidas mediante medición continua.
Media anual	Media durante un período de un año de las medias horarias válidas obtenidas mediante medición continua.
Media durante el período de muestreo	Valor medio de tres mediciones consecutivas de al menos 30 minutos cada una <sup>(1)</sup> .
Media de las muestras obtenidas durante un año	Media de los valores obtenidos durante un año de las mediciones periódicas realizadas con la frecuencia de monitorización fijada para cada parámetro.

Cuadro 24

**Niveles de emisión asociados a las MTD (NEA-MTD) correspondientes a las emisiones a la atmósfera de NO<sub>x</sub> procedentes de la combustión de gas natural en turbinas de gas**

Tipo de instalación de combustión	Potencia térmica nominal total de la instalación de combustión (MW <sub>th</sub> )	NEA-MTD (mg/Nm <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>	
		Media anual <sup>(3)</sup> <sup>(4)</sup>	Media diaria o media a lo largo del período de muestreo
<b>Turbinas de gas de ciclo abierto (TGCA) <sup>(5)</sup> <sup>(6)</sup></b>			
TGCA nuevas	≥ 50	15-35	25-50
TGCA existentes (con excepción de las turbinas para aplicaciones de accionamiento mecánico) — Todas salvo las instalaciones que funcionan < 500 h/año	≥ 50	15-50	25-55 <sup>(7)</sup>

En el supuesto de producirse niveles de emisión derivados de las MTD aplicadas en la Estación de Compresión, se aplica la misma política de corrección que ante una situación no derivada de una MTD, corrigiendo la desviación para cumplir con los límites de emisiones establecidos en la Autorización Ambiental Integrada.

DOCUMENTACION ANEXA

ANEXO 1. Resultados tests de verificación termodinámico y mecánico.

ANEXO 2. Pruebas de prestaciones de los trenes turbocompresores.

