

Diseño conceptual de los sistemas *fire & gas* en plantas de gas natural licuado



**GABRIELA REYES
DELGADO**

Jefe de Área de
Seguridad de Procesos



**CARLOS
BAIXERAS FECÉ**

Técnico Área Seguridad
Procesos

División de
Seguridad Industrial
Inerco

Introducción

El gas natural constituye una de las fuentes de energía primaria más limpia, económica y abundante, circunstancia que ha favorecido un aumento espectacular de su consumo en los últimos años. El crecimiento del consumo ha motivado en España la necesidad de construcción de nuevas plantas de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado, y la ampliación de las ya existentes, provocando la construcción de nuevos gasoductos para transporte a los puntos de consumo.

En síntesis, el proceso llevado a cabo en una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (GNL) es la descarga del GNL de los metaneros y el almacenamiento a pre-

sión atmosférica a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ en grandes tanques criogénicos desde los que se bombea en estado líquido hasta la presión de la red (75 kg/cm^2 normalmente) para ser posteriormente vaporizados y expedidos por el gasoducto. De forma previa a su envío al gasoducto, se dispone de un sistema de odorización en el cual se inyecta al GNL un producto odorizante, (tetrahidro tiofeno o THT, $\text{C}_4\text{H}_8\text{S}$), con el fin de hacer al producto perceptible al olfato en el caso de una fuga en las instalaciones de conducción del fluido.

Por tanto, las áreas o secciones principales de que consta una planta de GNL son:

- Pantalán marítimo de descarga.
- Tanques de almacenamiento de GNL.
- Bombeo de GNL (primario y secundario).
- Vaporizadores (de agua de mar y combustión sumergida).
- Sistema de recuperación de vapores o *boil-off*.
- Sistema de odorización.
- ERM (estación de regulación y medida).
- Cargadero de cisternas.
- Balsas y piscinas de GNL y canales de recogida de vertidos.

Capas de protección en instalaciones de proceso

El gas natural es una energía de origen fósil que se encuentra en el subsuelo y procede de la descomposición de materia orgánica atrapada en estratos rocosos. Su composición incluye diversos hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano en una proporción aproximada del 90 por 100. El resto es fundamentalmente

etano, con proporciones menores de propano, butano y nitrógeno. Se trata, por tanto, de un gas extremadamente inflamable, con una temperatura de inflamación de $-188\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una temperatura de autoignición de $538\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Por consiguiente, las operaciones llevadas a cabo con el gas natural en las Plantas de Recepción, Almacenamiento y Regasificación, llevan aparejada un riesgo inherente al carácter extremadamente inflamable del gas natural, de manera que cualquier fuga o escape puede desencadenar un incendio o la generación de una nube inflamable.

Estos riesgos potenciales exigen que las Plantas de GNL deban adoptar estrictos criterios tanto en el diseño de las instalaciones y equipos, como en la adopción de medidas de seguridad. Dichas medidas de seguridad se traducen en múltiples capas de protección de las instalaciones.

Cada capa de protección está compuesta de equipos y/o procedimientos de control que actúan conjuntamente con otras capas de protección para controlar y/o mitigar los riesgos de los procesos.

Las capas de protección (figura 1) se pueden dividir en:

Capas de prevención

Son aquellas que tienen el propósito de detectar y evitar los sucesos que dan lugar al accidente, o lo que es lo mismo, son las que han de actuar antes de la pérdida de contención de materia o energía (reducen el riesgo disminuyendo la frecuencia del accidente). Las más comunes son:

- El sistema básico de control de procesos (*Basic Process Control System - BPCS*).

- Las alarmas críticas e intervención humana.
- Los sistemas instrumentados de seguridad (SIS).
- La protección física ante sobrepresiones o vacío: Válvulas de seguridad (*Pressure Safety Valves - PSV*), discos de ruptura (*Rupture Disk - RD*) y válvulas rompedoras de vacío.

Capas de mitigación

Son aquellas diseñadas para minimizar la severidad de las consecuencias del accidente, es decir, han de actuar después de la pérdida de contención de materia o energía (Reducen el riesgo disminuyendo las consecuencias del accidente). Dentro de éstas se incluyen entre otras:

- Protección física (pasiva): cubeto, aislamiento ignífugo, paredes anti-explusiones/bunker.
- Sistemas instrumentados de mitigación: sistemas *fire & gas*, sistemas de paro de emergencia, válvulas de aislamiento de accionamiento remoto manual, sistemas de aislamientos de deflagraciones, etc...).
- Respuesta de la planta ante emergencia.
- Respuesta de la comunidad ante emergencia.

Un sistema *fire & gas* (figura 2) es un sistema formado por detectores de gases y



Fig. 1. Capas de protección en instalaciones de proceso

« Las operaciones llevadas a cabo con el gas natural en las Plantas de Recepción, Almacenamiento y Regasificación, llevan aparejada un riesgo inherente al carácter extremadamente inflamable del gas natural »



Fig. 2. Arquitectura de los sistemas fire & gas

fuego, por un convertidor lógico y por unas salidas que:

- Generan alarmas o notificaciones, con objeto de detectar un posible incendio o fuga de gas en las instalaciones, y/o
- activan una función de seguridad (sistema de mitigación, parada de equipos, *shutdown* de las instalaciones, etc), con objeto de minimizar las consecuencias asociadas a un posible incendio o fuga de gas en las instalaciones.

Aspectos a considerar en el diseño conceptual de un sistema fire & gas. Aplicación a plantas de GNL.

El estudio para el correcto diseño conceptual de un Sistema F&G consiste en un análisis sistemático de las instalaciones a proteger, con la finalidad de analizar la correcta ubicación de los detectores de gases y fuego, así como las funciones de seguridad

(sistema de mitigación, parada de equipos, *shutdown* de las instalaciones, etc) asociadas a dichos detectores.

El estudio se debe centrar fundamentalmente en los principales elementos de la instalación, e incluir, entre otros, los siguientes aspectos:

1. Análisis de la normativa técnica de aplicación y referencia, debiendo considerarse para las plantas de GNL, entre otras, la siguiente:

- UNE-EN 1473: "Instalaciones y equipos para gas natural licuado. Diseño de las instalaciones terrestres".
- NFPA 59A: "Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)".
- EN 1160: "Instalaciones y equipos para gas natural licuado. Características generales del gas natural licuado".
- UNE-EN 1474: "Instalaciones y equipos para gas natural licuado. Diseño y prueba de los brazos de carga/descarga".
- UNE-EN 1532: "Instalaciones y equipos para gas natural licuado. Interfaz entre buque y tierra".
- BS EN 50073:1999: "Guide for the selection, installation, use and maintenance of apparatus for the detection and measurement of combustible gases or oxygen. British Standards Institution".

– NFPA 72: "National Fire Alarm Code".

– NFPA 72 E: "Automatic Fire Detectors".

– ANSI/ISA-S84.01-1996: "Application of Safety Instrumented Systems for the process industries".

– IEC 61508: "Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems".

– IEC 61511: "Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems for the process industry sector".

2. Estudio de la totalidad de las instalaciones y procesos de la Planta de GNL a proteger, siendo las principales áreas o secciones a analizar las indicadas en el Apartado 1.

3. Tipo de detector a instalar.

La selección del tipo de detector de gas y fuego más adecuado a instalar, se realiza en base a los siguientes criterios:

- El gas que se quiere detectar.
- El rango de concentraciones de gases que son esperables.
- La posible presencia de otros gases que pueden generar falsas medidas o daños al detector.
- Las condiciones ambientales (temperatura, humedad, ventilación, vibraciones, suciedad, etc) presentes en la zona.
- Velocidad de respuesta.
- Sensibilidad.
- Resistencia a las falsas alarmas.
- Las condiciones técnicas y de uso del equipo.
- Operaciones de mantenimiento en campo de dichos detectores
- El tiempo de alarma y/o actuación requerido para las distintas funciones de seguridad.

En este sentido, en el Apartado 4 se detallan los tipos de detectores más usuales que se instalan en Plantas de GNL, así como la ubicación recomendada para los mismos.

4. Análisis de riesgos de la planta, con objeto de definir la correcta ubicación de los detectores, identificándose aquellos puntos críticos de las instalaciones que son susceptibles o presentan un mayor riesgo de ser fuentes de emisiones de gases y de generación de incendios. Se debe justificar la metodología de Análisis de Riesgos empleada así como los crite-

rios utilizados para la selección de dichos puntos.

En este sentido, y como resultado del análisis de riesgos realizado a las instalaciones, se obtendría que los principales riesgos existentes en las distintas secciones de una planta de GNL son:

- Pantalán de descarga
 - Rotura, fuga o desconexión del brazo de descarga.
 - Rotura o fuga en el colector de GNL.
 - Sobrepresiones debidas a dilataciones térmicas del GNL retenido entre válvulas del brazo.
 - Generación de vacío en tanque de GNL de barco durante operaciones de descarga, con posible formación de atmósfera explosiva en su interior.
- Tanques de GNL
 - Rotura o fuga en la línea de llenado del tanque.
 - Disparo de las PSV's.
 - Rotura o fuga en la línea de impulsión de las bombas primarias.
 - Sobrepresiones por fuego exterior, pérdida de refrigeración, vaporización instantánea (*flash*) durante operaciones de llenado por diferencias de composición entre GNL, o temperaturas, etc.
 - Generación de vacío en procesos de aspiración en bombas, aspiración del compresor de gas de evaporación, etc., con posible formación de atmósfera explosiva.
 - Posibles sobrellenados.
 - Estratificación o inversión ("rollover") del GNL.
- Sistema de tuberías
 - Rotura o fuga en el sistema de tuberías.
 - Sobrepresiones debidas a dilataciones térmicas del GNL retenido entre válvulas de corte.
- Bombas secundarias de envío a vaporizadores
 - Rotura o fuga en la línea de impulsión de las bombas secundarias.
- Vaporizadores
 - Rotura o fuga en la línea de salida de GN de vaporizadores.
 - Sobrepresiones por fuego exterior, pérdida de refrigeración, etc.
- Recuperación de vapores
 - Rotura o fuga en la impulsión de los compresores de *boiloff*.
- Instalaciones para la odorización con THT del GN.

– Fuga en operaciones de llenado de tanques.

– Fuga en tanque.

– Fuga en línea de trasiego a aditivación.

- Cargadero de cisternas
 - Rotura, fuga o desconexión de brazo de carga de cisternas.
 - Generación de vacío en camión cisterna durante operaciones de descarga, con posible formación de atmósfera explosiva en su interior.

5. Verificación del alcance y cobertura de los detectores, en función del tipo de detector, con objeto de garantizar que todas las zonas de las instalaciones con posible presencia de gases inflamables y con posible generación de incendios quedan cubiertas.

6. Estudio de la altura a la cual se deben instalar los detectores, mediante el estudio de la densidad del gas respecto a la densidad del aire, determinándose si el gas fugado, en todos aquellos puntos identificados como críticos en el Análisis de Riesgos anterior, tiende a ascender (gas neutro) o a descender (gas denso) por encima o por debajo del punto de fuga.

7. Análisis de los factores meteorológicos con posible incidencia en la dispersión de la nube de gas con objeto de verificar la correcta ubicación de los detectores de gases.

8. La influencia de las condiciones meteorológicas resulta decisiva en la evolución de gran cantidad de accidentes, en particular en aquellos en los que se produce la dispersión de sustancias inflamables. A este respecto, la velocidad y dirección de viento tienen especial importancia, dado que determinan la ventilación existente en la zona y por tanto influyen directamente en la dispersión del gas fugado.

9. Asimismo, se debe considerar la temperatura y humedad relativa típicas de la zona, así como sus rangos de variabilidad, para la selección del tipo de detector de gas y fuego más adecuado a instalar y los requerimientos o especificaciones técnicas a garantizar para los mismos.

10. Análisis de las condiciones ambientales. El análisis de las condiciones ambientales de la zona donde se quiere instalar el sistema de detección de gases, es un aspecto fundamental que debe considerarse para el correcto emplazamiento

en las Normas EN-1473 y NFPA 59A, para los siguientes sistemas de detección.

Detección de gas

Los detectores de gas se instalan para permitir la detección rápida del gas que puede estar presente debido a fugas de gas o a fugas de GNL que se evapore.

Los detectores de gas deberían ser de los tipos siguientes:

- Sensores de combustión catalítica.
- Sensores semi-conductores.
- Sensores de conductividad térmica.
- Sensores equivalentes o mejorados.

Los detectores de gas que se vayan a utilizar en una planta de GNL se deben calibrar a un valor igual o inferior al 25 por 100 del límite inferior de inflamabilidad en el aire, del gas que se controla. El rango de concentraciones de gas que se han de medir debe estar entre el 0 por 100 y el límite de inflamabilidad inferior.

Los detectores de gas se deben instalar en una planta de GNL como consecuencia de la evaluación de riesgos, y especialmente cerca de bombas de GNL, puntos de posible concentración de GNL en cualquier balsa de recogida, etc.

Detección de frío

Para la detección de fugas de GNL se recomienda la instalación de detectores de frío. Estos pueden ser de los siguientes tipos:

- Sistemas de fibra óptica.
- Sondajes de temperatura (termopares, sondas tipo resistencia, etc.).
- Sensores equivalentes o mejorados.

Se recomienda el uso de detectores de frío en las zonas de recogida de derrames de los tanques de almacenamiento de GNL, en las balsas colectoras de derrames de GNL, alrededor de las bombas de GNL y en los canales de recogida de derrames de GNL. Deben instalarse en puntos bajos donde sea probable que se vaya a acumular el GNL y su emplazamiento debe permitir una detección rápida y precisa de posibles fugas.

Detección de humos

Los detectores de humos pueden ser de los siguientes tipos:

- Detectores de humos por ionización.
- Detectores de humos fotoeléctricos.
- Sensores equivalentes o mejorados.

Se recomienda elegir unos detectores que sean capaces de estabilizar su sensibilidad con respecto a las variaciones de presión, humedad y temperatura. Asimismo, se recomienda su instalación en aquellos lugares donde sea más probable que se vaya a concentrar el humo.

Por otro lado, y con el fin de minimizar las falsas alarmas de los detectores, éstos se deben equipar con relés temporizadores.

Detección de llama

Los detectores de llama se instalan para poder detectar rápidamente un fuego.

Los detectores de llama pueden ser de los siguientes tipos:

- Detectores ultravioletas (UV).
- Detectores infrarrojos (IR).
- Sensores equivalentes o mejorados, por ejemplo, detectores térmicos.

Estos dispositivos pueden dar falsas alarmas. Para los detectores por UV, el origen de las falsas alarmas son por ejemplo los rayos X y la soldadura por arco. Los detectores IR son sensibles a la radiación solar y a otras fuentes de rayos infrarrojos tal como son equipos calientes que se encuentran normalmente en una planta de GNL. Se recomienda por tanto el uso de detectores de UV/IR.

Conclusiones

Las operaciones llevadas a cabo con el gas natural en las plantas de recepción, almacenamiento y regasificación, llevan aparejada un riesgo inherente al carácter extremadamente inflamable del gas natural, de manera que cualquier fuga o escape puede desencadenar un incendio o la generación de una nube inflamable.

Estos riesgos exigen que las plantas de GNL adopten estrictos criterios tanto en el diseño de las instalaciones y equipos, co-

mo en la adopción de medidas de seguridad. Dichas medidas de seguridad se traducen en múltiples capas de protección de las instalaciones. Cada capa de protección está compuesta de equipos y/o procedimientos de control que actúan conjuntamente con otras capas de protección para controlar y/o mitigar los riesgos de los procesos.

Una de las capas de protección de las instalaciones la constituyen los llamados sistemas *fire & gas* que se instalan a día de hoy cada vez con más frecuencia en la industria, con objeto fundamentalmente de minimizar los riesgos asociados a sus procesos y disminuir las consecuencias asociadas a la ocurrencia de accidentes en las instalaciones.

En este sentido, y para conseguir cubrir estos objetivos, es necesario que el diseño conceptual del sistema *fire & gas* sea realizado por personal con criterio experto en análisis de riesgos, con objeto de:

- Garantizar que los detectores de gas y fuego cubren todas las zonas de las instalaciones, de tal forma que cualquier fuga o incendio pueda ser detectado. Para ello, debe seleccionarse correctamente el tipo y ubicación de detector a instalar, basándose en un análisis de riesgos del proceso.

- Asegurar que las funciones de seguridad asociadas al sistema *fire & gas* (sistema de mitigación, parada de equipos, *shutdown* de las instalaciones, etc...) lleven al proceso a lugar seguro, con un tiempo de respuesta adecuado, una vez que se ha dado una fuga o incendio en las instalaciones.

- Evitar falsos disparos del sistema para aumentar la disponibilidad del proceso, disminuyendo las pérdidas asociadas al lucro cesante o pérdida de beneficio por parada. Para ello, se deben instalar elementos redundantes y configurar lógicas de votación que nos lleven a un compromiso entre la seguridad del proceso (parada segura) y la disponibilidad del mismo (parada en falso o fallos espurios).

- Asegurar la total independencia del sistema *fire & gas* respecto al sistema de control distribuido, para aumentar la fiabilidad del sistema y disminuir los fallos de causa común. ■