

# Aprovechamiento energético mediante turboexpansión de gas natural

## Generación eléctrica en la planta de regasificación de Barcelona

Enagás está desarrollando un proyecto de generación eléctrica en su planta de regasificación de Barcelona, que permitirá, a la vez que reducir su consumo eléctrico, ahorrar energía primaria, contribuyendo así a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

**L. C. Gutiérrez**  
Enagás  
**C. Guijarro**  
AESA

EL COMPROMISO CON LA PROTECCIÓN del medioambiente constituye un objetivo clave para Enagás, como lo refleja su política ambiental, y está presente en todas sus decisiones de negocio. Su fin último es hacer compatible la consecución de sus objetivos económicos y sociales con el respeto al medio ambiente<sup>1</sup>.

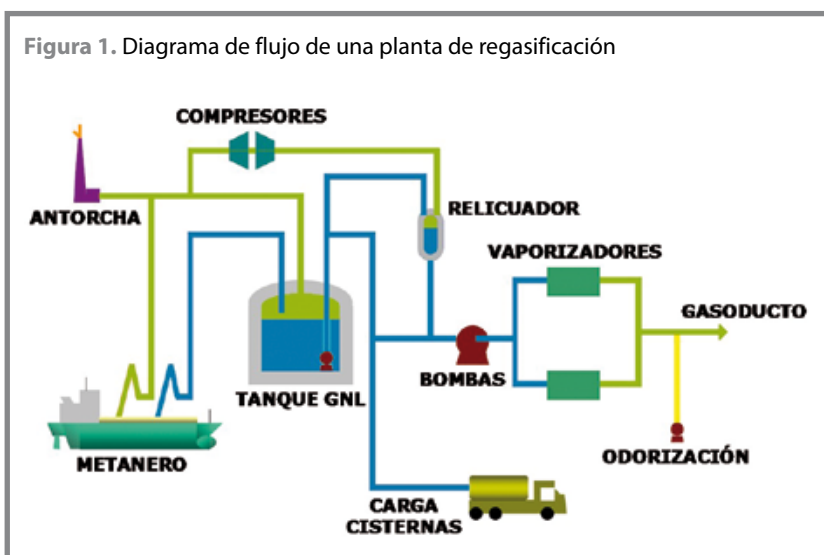
Entre sus líneas de trabajo se encuentra la mejora de la eficiencia energética de los procesos que tienen lugar en las operaciones habituales de producción (plantas de regasificación, almacenamientos) y transporte del gas natural (estaciones de compresión y estaciones de regulación y medida). Para ello, se han marcado varios objetivos estratégicos en este ámbito, de los que cabe destacar la maximización de la eficiencia energética, mediante la generación eléctrica, reduciendo así su consumo eléctrico, así como la utilización de nuevas tecnologías más eficientes y/o sustitución de equipos por otros más eficientes que permitan reducir los autoconsumos energéticos.

### Descripción del proceso en una planta de regasificación

La finalidad de una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) es la recepción y almacenamiento del GNL recibido y su regasificación en las instalaciones de la planta, para permitir su emisión a la red de transporte de gas natural, satisfaciendo la demanda de gas natural para consumo doméstico e industrial.

A continuación se describe el proceso<sup>2</sup> que tiene lugar en una planta de regasificación, desde la recepción y almacenamiento del gas natural licuado (GNL) hasta la regasificación y emisión a la red de transporte del gas natural (GN) (Figura 1).

Los buques metaneros transportan el gas natural licuado desde los centros productores hasta la planta de GNL, donde son descargados en el atraque



de la planta. A través de un sistema de tuberías, e impulsado por las bombas del propio buque, el GNL se envía a los tanques de almacenamiento. Durante este proceso parte del GNL se vaporiza (*boil-off*), debido a la mayor temperatura de los elementos de descarga. Este gas y el contenido en el tanque se devuelven al buque para evitar sobrepresiones y depresiones, tanto en el tanque como en los depósitos del buque.

Los tanques de almacenamiento son de tipo criogénico, aislados del exterior, por encontrarse en ellos el GNL a unos  $-160^{\circ}\text{C}$  y a presión ligeramente superior a la atmosférica.

El GNL es impulsado con bombas primarias sumergidas en el propio tanque hacia las bombas secundarias ubicadas en la zona de proceso. Estas últimas son las que proporcionan al GNL la presión necesaria para, una vez vaporizado, proceder a su emisión a la red. Esto se hace así dado que resulta mucho más eficiente incrementar la presión en fase líquida que en fase gaseosa. La compresión en estado líquido necesita unas 30 veces menos energía que la compresión en fase gaseosa (para pasar  $1\text{m}^3$  de GNL de 8 bar a 80 se necesitan unos 3,5 kWh en forma líquida y 100 kWh en forma gaseosa)<sup>3</sup>.

La vaporización del GNL se realiza en los vaporizadores de agua de mar, que son intercambiadores de calor, vertica-

les, abiertos, en contracorriente, donde el gas circula por los tubos y el agua de mar resbala por el exterior de los tubos. El agua de mar utilizada en el proceso de vaporización es devuelta al mar, no sufriendo más alteración que la disminución de su temperatura (entre  $5$  y  $8^{\circ}\text{C}$  dependiendo de la planta).

Existe otro tipo de vaporizadores, denominados de combustión sumergida, donde el fluido caliente es un baño de agua calentada por los productos de la combustión de gas en un quemador especial sumergido en el propio baño. Este tipo de vaporizadores sólo funcionan en caso de fallo o mantenimiento de los de agua de mar.

Para abastecer a los centros de consumo donde no llega aún el gas natural canalizado se dispone de un cargadero para camiones cisterna que transportan GNL a estos puntos.

Antes de su emisión a la red, el gas natural se contabiliza en la unidad de medida y, para facilitar su detección en caso de fuga, se le añaden una pequeña cantidad de odorizante: Tetrahidrotiofeno (THT). Este producto es el que dota al gas natural de su olor característico.

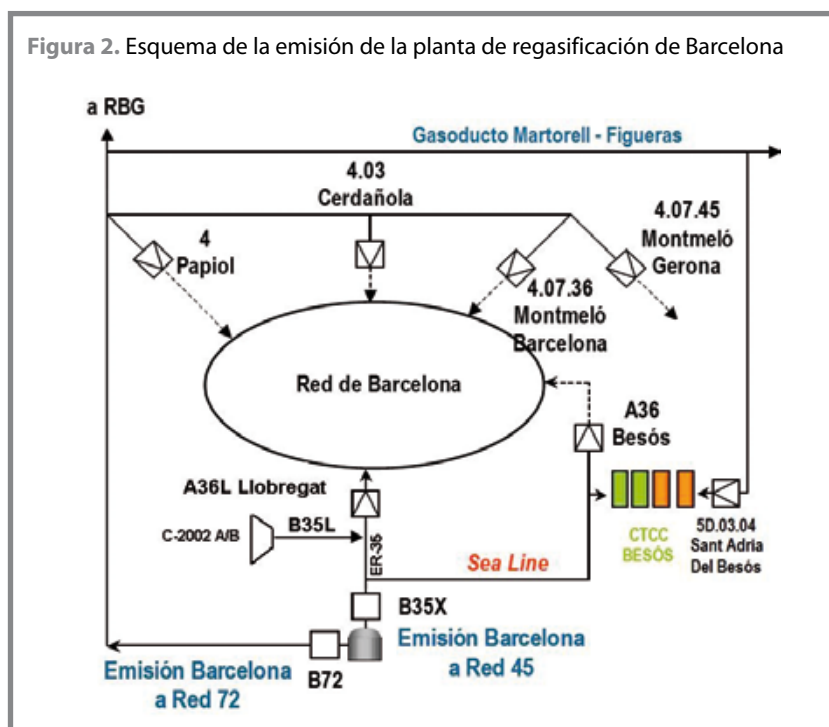
Al estar almacenado el GNL en condiciones de equilibrio, tanto las aportaciones de energía (calor entrante por aislamiento y energía de bombeo) como las disminuciones de presión, dan lugar a la vaporización de un pequeño porcentaje de GNL. Este gas vaporizado (*boil-off*) se comprime mediante

1: ENAGAS. Plan Estratégico de Medio Ambiente y Prevención 2013-2015. "Poniendo en valor el compromiso de Enagás con el medio ambiente y la prevención". Rev.1. Diciembre 2012.

2: ENAGAS. Planta de regasificación de gas natural licuado de El Musel. Memoria Resumen. Abril 2006

3: Guillermo Pita. Introducción al GNL. Año 2006. ([http://koweitindl.com.ar/kya\\_articulos/introduccion\\_al\\_gas\\_natural\\_licuado.pdf](http://koweitindl.com.ar/kya_articulos/introduccion_al_gas_natural_licuado.pdf))

Figura 2. Esquema de la emisión de la planta de regasificación de Barcelona



compresores criogénicos, y se envía al relicuador, donde se pone en contacto con GNL y se condensa, incorporándose nuevamente al proceso. De esta forma se evita su emisión a la atmósfera.

En situaciones excepcionales en las que el sistema de compresores y relicuador no es capaz de absorber todo el gas natural vaporizado, se dispone de una antorcha de seguridad diseñada para procesar todo el excedente de gas natural, evitando así su emisión directa a la atmósfera.

### Planta de regasificación de Barcelona. Oportunidad de mejora energética

La planta de regasificación que Enagás tiene en el Puerto de Barcelona resulta particularmente interesante porque, a diferencia de las otras plantas de Enagás, existen tres niveles de presión en la emisión:

- a 64 bar (Red básica de gasoductos de 72 bar)
- a 48 bar (Sea Line de 51 bar)
- a 35 bar (Estación de regulación a 35 bar a la red metropolitana de Barcelona).

En total se vehicula un caudal medio anual de aproximadamente 700.000 Nm<sup>3</sup>/h. La emisión de la planta de regasificación de Barcelona (Figura 2) se

conecta a la red de gasoductos y estaciones de compresión de Enagás, con objeto de atender la demanda de la red de Barcelona y los consumos industriales del área metropolitana (principalmente las plantas de generación eléctrica de ciclo combinado).

Actualmente la planta opera con dos líneas de vaporización procedentes de otros tantos grupos de bombas secundarias:

- Una línea que opera a presiones de entre 85 y 72 barg para emisión de gas natural a la red B72.
- Otra línea que opera a 51 barg, para abastecer la red Sea Line y la ER35, que alimenta directamente el anillo de Barcelona.

La emisión se realiza a través de unidades o estaciones de regulación y/o medida (ER/ERM), las cuales se alimentan de los vaporizadores. En concreto, la planta de Barcelona dispone de unidades de medida a 72 barg (UM-72), a 51 barg (UM-51) y a 35 barg (UM-35), y una estación de regulación que reduce la presión desde 51 a 35 barg (ER-35).

Una parte del caudal producido por la primera línea de vaporización se desvía hacia la estación reguladora de 51 barg mediante un grupo de válvulas de expansión. Está previsto que este caudal aumente, dado que la segun-

da línea de vaporización, por razones operativas, verá reducido su tiempo de utilización, por lo que la emisión al Sea Line y ER35 se producirá desde presiones de entre 85 y 72 barg.

Precisamente el hecho de que la vaporización se produce a altas presiones (entre 72 y 85 barg), mientras que la regasificadora abastece los gasoductos a presiones inferiores (68, 45 y 35 barg), representa un potencial de aprovechamiento energético que puede ser utilizado para la generación de energía eléctrica.

Para el estudio e implementación de soluciones de eficiencia energética, Enagás ha contratado los servicios de asesoría de la empresa de ingeniería, estudios y proyectos AESA.

En una primera fase se plantearon varios escenarios con la posible instalación de varios grupos de turboexpansión entre diferentes niveles de presión. Los resultados de esta fase permitieron concluir que los mejores resultados técnico-económicos se consiguen mediante la instalación de un único grupo turboexpansor que opere entre la línea de vaporización en alta presión (que trabaja a presiones entre 72 y 85 barg) y la estación de medida UM-51 (que trabaja a una presión habitual de 48 barg), desde la que se abastecen los consumos del Sea Line (a 48 barg) y la ER-35 (a 35 barg).

Esta solución se desarrolló en la etapa de ingeniería básica, realizando una definición técnica del grupo turboexpansor-generator (actualmente en negociaciones para contratación por Enagás) y de otros equipos e instalaciones auxiliares, necesarios para la adecuada operación del mismo (fase de ingeniería de detalle actualmente en curso).

### El proceso de expansión de gas y el aprovechamiento energético con turboexpansores

El gas natural a la salida de los vaporizadores estará a la presión de operación de planta, y ésta deberá ser adaptada para su emisión a la red de transporte, cuyas presiones son inferiores a las de planta. Las ERM regulan esta presión hasta alcanzar los valores adecuados

para su emisión por medio de válvulas de regulación, en las que se produce un descenso de presión del gas hasta las condiciones deseadas. Este proceso de expansión se produce sin variación significativa de la energía contenida en el gas.

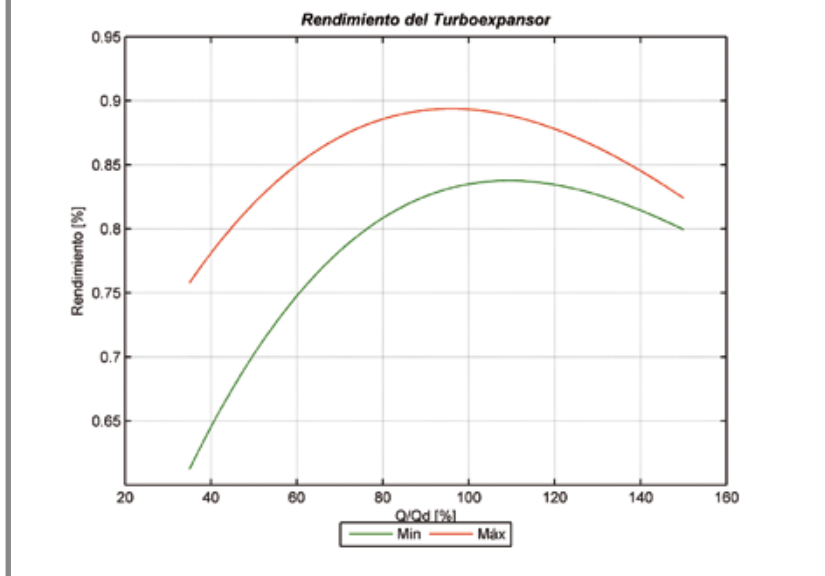
Una solución para el aprovechamiento de la energía de presión contenida en el gas es la utilización de turboexpansores (TE) en lugar de válvulas de regulación. El grupo turboexpansor permite la transformación de la energía contenida en el gas en energía mecánica en el rotor del equipo que acciona un generador eléctrico, produciendo electricidad.

Durante el proceso de expansión asociado al descenso de presión se produce un descenso de la temperatura del gas. Este efecto de reducción de temperatura del gas en la expansión en el turboexpansor (proceso isentrópico) es superior al producido en la expansión en válvulas de regulación (proceso isentálpico). Debido a ello, es necesario prever un sistema de calentamiento del gas para evitar problemas por condensación de hidrocarburos, o formación de hidratos en el interior de las líneas de gas, o bien de tipo mecánico en los equipos que operan fuera de las condiciones operativas requeridas, de manera que se asegure una temperatura mínima determinada en la emisión a gasoducto.

El turboexpansor trabaja en un rango de caudales determinado, que no tiene por qué coincidir con el rango de caudales establecido para la ERM, por lo que es necesario disponer de un sistema de regulación en paralelo, suministrando el caudal de gas en exceso (cuando éste sea superior al caudal máximo del turboexpansor), cuando se requiere un caudal de gas inferior al mínimo de trabajo del turboexpansor, y asegurar el suministro durante aquellos periodos en los que el turboexpansor se encuentre parado (mantenimiento, necesidades del operador eléctrico).

El rango de caudales en los que trabajará el turboexpansor fijará el tamaño de la planta de generación eléctrica,

**Figura 3.** Curvas de rendimiento típicas para turboexpansores en función del caudal de diseño, donde el rendimiento es máximo



y será establecido de tal forma que se genere la máxima cantidad de energía eléctrica para el caudal vehiculado en la ERM (Figura 3).

### Datos de partida

En base a los datos de emisión históricos, y especialmente de los años 2010-2011, se ha realizado una previsión de emisión de caudal para el periodo 2013-2020, con los siguientes datos principales para diseño del turboexpansor:

- Valor medio de emisión en 51 barg y 35 barg: 258.337 m<sup>3</sup>(n)/h.
- Rango de caudales en operación: de 80.000 a 560.000 m<sup>3</sup>(n)/h.

Estos valores de caudal, conjuntamente con la presión de entrada (72 a 85 barg) y la de salida (48 barg) del turboexpansor, son la base para que el suministrador o fabricante del turbogrupo determine el dimensionamiento óptimo del equipo, maximizando la producción eléctrica anual y minimizando las paradas originadas por bajo caudal.

Los intercambiadores de post-calentamiento se dimensionarán para las condiciones de operación habitual más desfavorables. Teniendo en cuenta las temperaturas de gas obtenibles tras los vaporizadores (8,5°C a 21,5°C), y el descenso de temperatura debido a la expansión del gas natural en el tur-

boexpansor (el máximo descenso se da cuando el salto de presión es máximo, entre 85 y 48 barg), el dimensionamiento de los intercambiadores se prevé para un valor de 7.750 kW de máximo calentamiento.

Considerando una presión de entrada de 72 barg (escenario conservador) y los caudales de emisión indicados, los resultados esperados son:

- Potencia máxima del turboexpansor: 3,2 MW.
- Energía eléctrica producida (neta, sin autoconsumos): 15.160 MWh/año.
- Potencia eléctrica media en horas de operación: 1,8 MW.
- Caudal turbinado promedio en horas de operación: 260.300 m<sup>3</sup>(n)/h.
- Rendimiento global (isentrópico y electromecánico) en operación: 77%.

### Descripción básica del proyecto de generación eléctrica con turboexpansor

De acuerdo con lo indicado, el equipo turboexpansor se instalará de forma paralela a las líneas ya existentes, desde la primera línea de vaporización (presión entre 72 y 85 barg) hasta la estación B-35X o UM-51 (presión de 48 barg), y contará con su propia válvula de by-pass. Por la nueva línea circulará el volumen de caudal que se encuentre dentro de los límites máximo y mínimo del caudal de diseño del turboexpansor.

El gas expandido resultante circulará de nuevo hacia las líneas existentes a la entrada de la unidad B-35X), sin modificar el esquema de contaje actualmente en operación.

Cuando el turboexpansor esté parado o cuando el caudal a vehicular supere el caudal máximo del turboexpansor, se utilizarán las líneas existentes operando la planta como lo hace en la actualidad (Figura 4).

Debido al mayor enfriamiento del gas en la expansión por el turboexpansor, la planta de generación eléctrica ha de contar con intercambiadores de calor para que el gas alcance la temperatura adecuada para su emisión a gasoducto (mayor de 0°C). Analizados los recursos disponibles en planta, se ha decidido como opción más adecuada para el aporte térmico necesario la de post-calentamiento con agua de mar.

En resumen, el proyecto consta de los siguientes equipos e instalaciones principales (Figura 5):

• **Grupo turboexpansor-generador** de 3,2 MWe de potencia eléctrica en el punto de máxima producción y a las

condiciones de trabajo iniciales (presión entrada 72 barg y presión salida 48 barg). En las condiciones de máxima presión de entrada prevista (85 barg), la potencia máxima generada aumenta hasta 4,3 MWe.

• **Intercambiadores de post-calentamiento.** Se instalarán intercambiadores gas natural/agua de mar de manera que, en las condiciones de operación habituales, se tenga una temperatura de descarga superior a 0°C. La selección constructiva y de materiales será la más idónea para asegurar las condiciones de trabajo requeridas y evitar que el uso de agua de mar provoque corrosión.

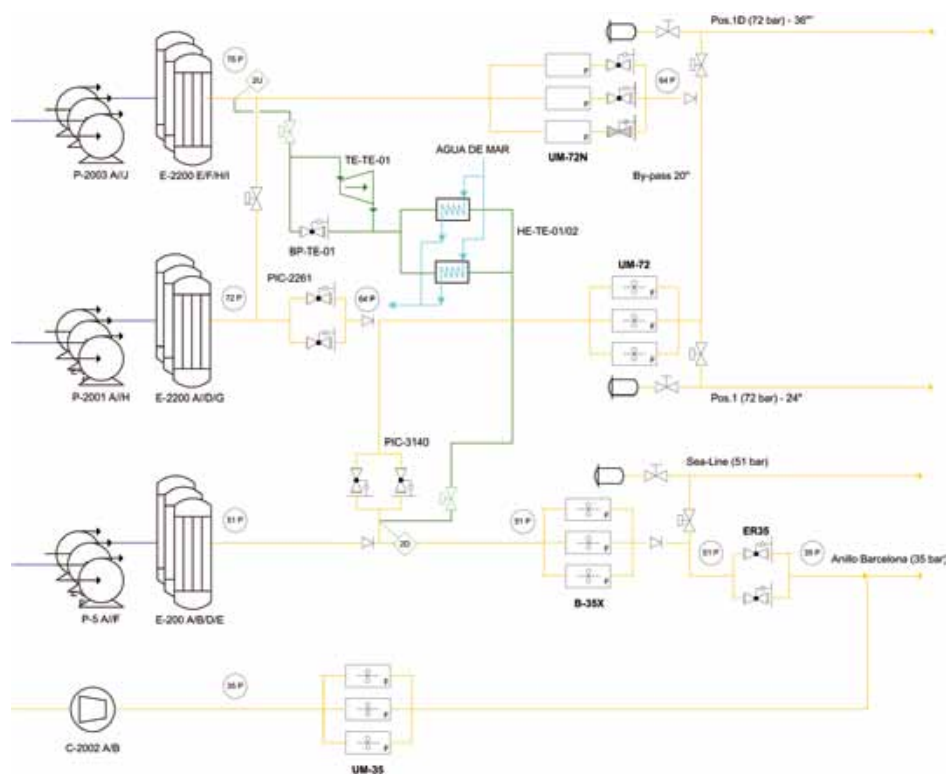
• **Instalación mecánica de gas,** agua de mar y otros fluidos auxiliares (agua glicolada, nitrógeno, aire comprimido), para la interconexión de los nuevos equipos con la regasificadora, y para el adecuado control del nuevo proceso. Esta instalación incluirá las válvulas de control e instrumentación necesaria (caudal, presión y temperatura) para el adecuado control de la instalación y seguimiento de la eficiencia de la misma.

• **Instalación eléctrica de alta tensión.** El generador eléctrico asociado al turboexpansor producirá electricidad a una tensión de 6 kV y una frecuencia de 50 Hz. Éste se conectará al embarrado de 6 kV de una de las subestaciones de la planta de regasificación. A su vez, esta subestación se conecta -mediante transformadores de potencia- a la subestación de acometida a 25 kV. La energía eléctrica generada se verterá al embarrado existente, siendo consumida por la propia planta, cuya demanda es superior a la potencia generada. El sistema de medida previsto es el de "medida de excedentes", que tendrá en la práctica un saldo de importación neta.

• **Instalación eléctrica de baja tensión.** Los consumos auxiliares de la nueva instalación se alimentarán desde la misma subestación de 6 kV.

• **Sistema de control.** El grupo turboexpansor dispondrá de su propio sistema de control para el adecuado funcionamiento del turbogruppo. Por otra parte, se realizará una ampliación del Sistema de Control Distribuido

**Figura 4.** Esquema simplificado del proceso de regasificación en la planta de Barcelona con la instalación del turboexpansor para la producción de electricidad



(DCS) existente en la planta, de manera que desde el mismo pueda realizarse el control y seguimiento de la operación de la nueva instalación. Asimismo, como ayuda para la optimización de la operación y mantenimiento de la instalación, se preverá el archivo de datos históricos que permita el análisis y previsión de tendencias.

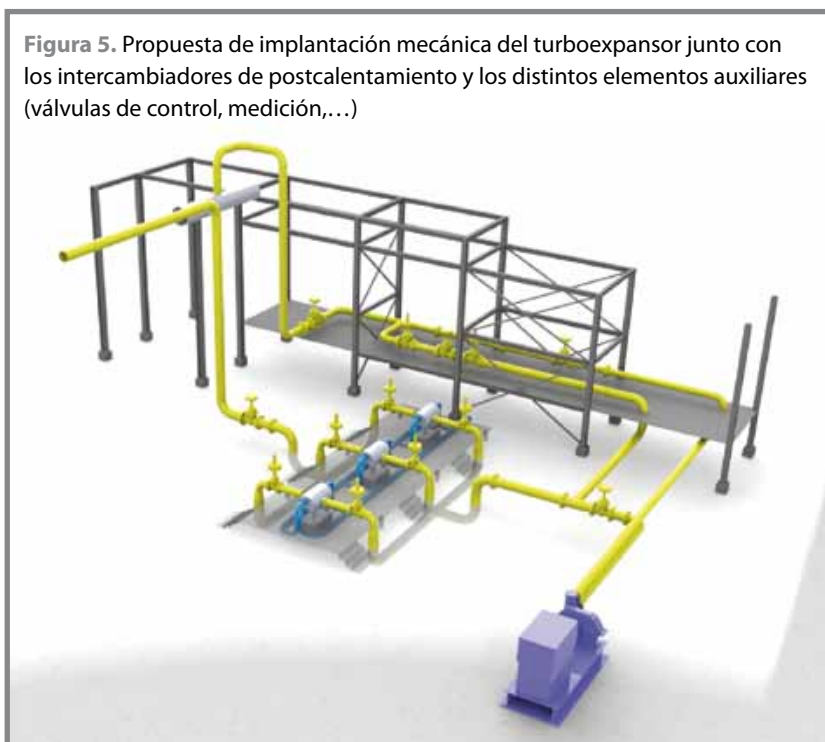
• **Sistemas contra incendios y otros auxiliares** para protección del área de implantación de equipos.

### Planificación

La duración prevista para los trabajos relacionados con la planta de generación con turboexpansor en la planta de Barcelona se estima en unos 18 meses desde la contratación del equipo principal, previéndose el inicio de explotación de la planta para agosto de 2014. En la actualidad el proyecto se encuentra en fase de adjudicación del equipo turboexpansor.

Los hitos principales del programa de ejecución son:

**Figura 5.** Propuesta de implantación mecánica del turboexpansor junto con los intercambiadores de postcalentamiento y los distintos elementos auxiliares (válvulas de control, medición,...)



- Contratación turboexpansor: febrero 2013
- Recepción en obra del turboexpansor: mayo 2014

- Inicio de explotación del turboexpansor: julio 2014
- Recepción Provisional de la planta: agosto 2014