

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME A SOLICITUD DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE AUTORIZA A ELCOGAS, S.A. EL CIERRE DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE GASIFICACIÓN INTEGRADA EN CICLO COMBINADO DE ELCOGAS, UBICADA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE PUERTOLLANO (CIUDAD REAL)

Expediente INF/DE/087/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D^a Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 23 de julio de 2015

Visto el expediente relativo a la solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) sobre la Propuesta de Resolución por la que se autoriza a ELCOGAS, S.A. el cierre de la Central Termoeléctrica de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado, ubicada en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real), la Sala de Supervisión Regulatoria, de conformidad con el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el cual dispone la competencia de la CNMC para participar, mediante informe, en el proceso de autorización, modificación o cierre de instalaciones en las que la Administración General del Estado sea competente, acuerda emitir el siguiente informe:

1. Antecedentes

ELCOGAS solicitó ante el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real, mediante escrito de fecha 30 de junio de 2014 (con fecha de entrada en el registro 1 de julio de 2014), autorización administrativa para el cierre de la CTGICC, remitiendo este escrito a la DGPEyM del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR).

Por otra parte, el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real emitió informe preceptivo, de fecha 18 de julio de 2014, en el que concluye que *“no presenta inconveniente al cierre y posible desmantelamiento parcial de la Central”*.

Asimismo, con fecha 25 de septiembre de 2014, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. (REE), en calidad de Operador del Sistema (en adelante OS) y Gestor de la Red de Transporte, emitió informe sobre la viabilidad del cierre de la CTGICC, donde concluye que *“no se ha identificado que el cierre de la central térmica GICC de ELCOGAS tenga incidencia significativa en la seguridad del sistema y en la garantía de suministro del sistema eléctrico español”*. Este informe es descrito con mayor detalle en el apartado ‘Consideraciones’.

Como consecuencia del procedimiento anterior, con fecha 16 de junio de 2015, ha tenido entrada en el registro de la CNMC solicitud de la DGPEyM del MINETUR de informe preceptivo sobre la propuesta de Resolución por la que se autoriza a ELCOGAS el cierre de la CTGICC (Anexo I), adjuntando el Plan de cierre y desmantelamiento de la instalación y el Informe del OS, tal y como establecen los artículos 135 y 137 del mencionado Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

2. Normativa aplicable

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE); en particular, su artículo 21.1 establece que *«la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones»*, y su artículo 53.5 trata de *«la transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas»*.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955); en particular, el Capítulo IV de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización de cierre de las instalaciones.

3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta de Resolución informada tiene por objeto autorizar a ELCOGAS el cierre de la CTGICC, que deberá realizarse en el plazo de tres meses contados a partir de la fecha de la Resolución, así como cancelar la inscripción de ésta en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en el momento en que dicho cierre se haga efectivo. También se indica que, en el plazo de tres meses a partir de la fecha de la Resolución, la CTGICC quedará declarada indisponible, perdiendo ELCOGAS cualquier derecho de cobro en aplicación de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace

referencia la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, que revisa las tarifas eléctricas a partir de 1 de octubre de 2007.

Asimismo, se determina que el plazo máximo en el que ELCOGAS deberá proceder al desmantelamiento parcial de la CTGICC es de cuatro años contados a partir de la fecha de la Resolución.

La Propuesta de Resolución incluye los siguientes condicionantes, en cumplimiento de lo dispuesto en el RD 1955:

- Si ELCOGAS no hubiera procedido al cierre de la CTGICC en el plazo establecido antes mencionado (tres meses contados a partir de la fecha de la Resolución), se produciría la caducidad de la autorización.
- El Jefe de Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real levantará tanto Acta de Cierre como Acta de Desmantelamiento cuando se hagan efectivos, remitiéndolas a la DGPEyM.

4. Consideraciones

La CTGICC está inscrita en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica del MINETUR, con el número RO1-0460; es una planta de generación de energía eléctrica con tecnología de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado y, según consta en el mencionado Registro, la potencia bruta instalada de la central es de 320 MW y fue puesta en marcha en 1996.

Tal y como determina el artículo 135.2 del RD 1955, la documentación recibida de la DGPEyM incluye el Proyecto de Cierre de la Central elaborado por ELCOGAS, que contiene una Memoria donde se detallan las circunstancias técnicas, económicas, ambientales o de cualquier otro orden por las que se pretende el cierre, así como los planos actualizados de la instalación a escala adecuada, además del Plan de Desmantelamiento Parcial y un Estudio de Seguridad y Salud.

4.1 Características técnicas de la central

La CTGICC de ELCOGÁS se encuentra ubicada en el término municipal de Puertollano, a unos 9 km del centro urbano, en una parcela de 67,96 Ha, en el margen derecho (visto desde Puertollano) de la carretera CR-504, Carretera de Calzada de Calatrava, a la altura del kilómetro 27.

Se trata de una Central de 317,7 MW de potencia bruta ISO (a la presión atmosférica del emplazamiento y 15°C), de características singulares, pues está basada en la tecnología de gasificación de carbón integrada en ciclo combinado. Los combustibles que emplea son carbón de hulla, coque de petróleo y gas natural, habiéndose puesto en funcionamiento comercial en

1996 con gas natural y en 1998 con gas de síntesis obtenido a partir del carbón. La plata puede por lo tanto producir energía eléctrica mediante la combustión bien de gas natural, bien del gas de síntesis obtenido a partir de la gasificación de una mezcla al 50% de carbón y coque de petróleo.

El funcionamiento de la CTGICC está basado en la integración de tres unidades: un ciclo combinado, una unidad de fraccionamiento de aire y una unidad de gasificación, a las que se ha añadido una unidad piloto de captura de dióxido de carbono:

- Unidad de Ciclo Combinado que comprende la turbina de gas, caldera de recuperación de calor, la turbina de vapor y los sistemas auxiliares de refrigeración, desmineralización de agua, etc.
- Unidad de Fraccionamiento de Aire (*Air Separation Unit*, ASU).
- Unidad de Gasificación, que a su vez integra los sistemas de preparación de combustible, sistema de transporte de carbón pulverizado, gasificación propiamente dicha, sistema de recuperación de calor residual, sistema de tratamiento de escorias, sistema de eliminación de cenizas volantes, sistema de lavado húmedo del gas, sistema de desulfuración (eliminación y recuperación de azufre) y sistemas auxiliares.
- Planta piloto de captura de CO₂.

A. **Ciclo Combinado**, que comprende:

- a) Turbina de gas, que entrega 200 MW con gas natural y 182,3 MW (valores ISO) con gas de síntesis. Está formada por un compresor de diecisiete etapas con álabes móviles y fijos, dos cámaras de combustión tipo silo con ocho juegos de quemadores multicomcombustible, turbina con cuatro etapas de álabes móviles y fijos, difusor de gas de escape, sistema de aire de refrigeración y sellado, sistema de aceite para lubricación y refrigeración. Cuenta con un alternador trifásico de 230 MVA refrigerado por aire que genera a 15,75±5% kV.
- b) Caldera de recuperación de calor (Heat Recovery Steam Generator, HRSG) de circulación forzada vertical con tres niveles de presión y con sobrecalentado y recalentado del vapor. Permite recuperar alrededor del 60% de la energía intrínseca del combustible quemado en la turbina de gas, que de otra manera se hubiera desperdiciado, mediante la transferencia de la energía calorífica de los gases de escape de la turbina de gas al agua y luego al vapor, siendo este vapor usado como fluido de propulsión en una turbina de vapor conectada a un generador eléctrico. Además está diseñada para importar en los calderines la producción de vapor de alta y media presión que se produce en la isla de gasificación como consecuencia del enfriamiento del gas de síntesis. La transferencia de calor entre el lado gas y el lado agua/vapor tiene lugar a través de las superficies de calentamiento que se disponen según nueve secciones de calentamiento situadas en el flujo ascendente del gas, cuya suma total supone aproximadamente 300.000 m². Esta caldera se diseñó para su funcionamiento en modo GICC, es decir, cuando la turbina de gas es alimentada con gas de síntesis. Los gases de

escape de la turbina van siempre hacia ella, ya que no se dispone de *bypass* de chimenea.

- c) Turbina de vapor tipo K (combina en una misma carcasa la turbina de alta y media Presión): es una turbina de vapor convencional de 135,4 MW ISO de potencia, con ciclo subcrítico de tres niveles de presión y recalentamiento del vapor de media. El fluido de trabajo que se expande en la turbina es vapor recuperado de la caldera arriba descrita. Cuenta con un alternador trifásico de 176 MVA refrigerado por aire que genera electricidad también a $15,75 \pm 5\%$ kV y un condensador (ver a continuación).
- d) Condensador: Condensa el vapor expandido procedente de los cilindros de la turbina de baja presión de la turbina de vapor y produce (y mantiene) un vacío lo más alto posible con objeto de aumentar la caída de presión que pueda utilizarse en la turbina y optimizar así el rendimiento de ésta. Es de doble cuerpo, con superficie de doble flujo con cajas de agua en cada extremo.
- e) Sistema de refrigeración: La planta está equipada con una torre de refrigeración de 122 metros de altura, alimentada con agua procedente de los tanques de agua bruta, a la que se suma el agua de aportación (aproximadamente $500 \text{ m}^3/\text{h}$) necesaria en el proceso para compensar las pérdidas por evaporación y los cambios en la concentración. La mayor parte del agua que se toma de la balsa inferior de la torre (13.500 m^3 de capacidad) se usa para circularla a través del condensador, antes de volver a la torre. La estación de bombeo de la torre de refrigeración se divide en dos canales paralelos de extracción de agua, que pueden cerrarse independientemente con unas compuertas que se operan manualmente. Para enviar el agua fría a los circuitos de refrigeración hay dos bombas de flujo semiaxial en los canales de extracción, instaladas de tal manera que no haya riesgo de cavitación o turbulencias. La torre de refrigeración, además del condensador, refrigera dos circuitos abiertos, uno para el enfriamiento de los equipos de gasificación y de la Unidad de Fraccionamiento de Aire, y el otro para la refrigeración de los equipos de la isla de ciclo combinado (enfriadores de aceite de lubricación de las turbinas, enfriadores de entrada a las bombas de vacío, enfriadores de aire de los generadores de las turbinas, etc.). También forman parte del sistema de refrigeración el sistema de inyección de ácido sulfúrico (evita corrosión por carbonato y bicarbonato cálcico), el sistema de inyección de hipoclorito sódico (evita manchas biológicas en los sistemas de agua), el sistema de inyección de Incus-CTR/40 (protector de cobre) y el sistema de inyección de Restín-185/C (inhibidor de corrosión).

B. Unidad de Fraccionamiento de Aire (ASU), que constituye una isla completamente integrada dentro del proceso GICC de la planta; produce oxígeno y nitrógeno para cumplir los requerimientos de las islas de gasificación y ciclo combinado, mediante un proceso de destilación criogénica. Está diseñada para un rango de producción de oxígeno de 35.000 a 70.000 Nm^3/h . Se alimenta de aire comprimido procedente de la

turbina de gas, sometido a procesos de enfriamiento y destilación, y produce oxígeno de 85% de pureza que alimenta directamente al gasificador y los hornos Claus de recuperación de azufre, nitrógeno puro que se envía a la isla de gasificación para transporte de combustible e inertización a dos niveles de presión (media, a 49,5 bar, solo para el gasificador, y baja, a 4,81 bar, tanto para el gasificador como para los sistemas de eliminación y recuperación de azufre) y nitrógeno residual (al 98-99% de pureza), que se envía a la turbina de gas.

C. Isla de Gasificación, basada en el proceso de lecho arrastrado a presión con alimentación seca, y formada por todos los sistemas que intervienen en el proceso por el cual el carbón y el coque se convierten en un gas de síntesis de características adecuadas para su inyección en la turbina de gas y la consecuente producción de energía eléctrica. El objeto de este sistema de gasificación es transformar la mezcla de carbón y coque, previamente micronizada, a través de una oxidación incompleta de estos combustibles sólidos, en gas sintético compuesto principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno. Para ello, esta unidad está integrada por los siguientes sistemas:

- a) Sistema de preparación de combustible, que consiste en el mezclado de carbón y coque, en una planta de mezcla y un proceso de trituración y secado de la mezcla en los trenes de molienda, donde se añade una cantidad de caliza con el objeto de reducir el punto de fusión de la escoria producida en el proceso de gasificación. Finalmente se consigue reducir el tamaño de la mezcla de carbón/coque, secar y suministrar un caudal de mezcla de carbón y coque de diseño de 28,5 kg/s con una humedad residual inferior al 2%. Para ello cuenta con un depósito de almacenamiento de coque bruto con capacidad de 600 t y otro almacenamiento de carbón bruto de 700 t, la planta de mezcla y dos trenes de molienda.

La planta de mezcla cuenta con dos cintas/alimentadores (una para coque y otra para carbón), una cinta de transporte de la mezcla, y una repartidora de la mezcla para cada uno de los dos trenes de molienda. Cada tren de molienda cuenta con una tolva (o depósito de alimentación) de carbón y coque bruto de capacidad 12 t, y una tolva o depósito de alimentación de caliza bruta de capacidad 48 t, cada una de las cuales dispone a su vez de su cinta/alimentador. Existe un generador de gas caliente para el secado del material a moler alimentado de gas natural ó gas sintético, con una chimenea de 51 m de altura y 2,800/1,800 m de diámetro para la evacuación de la humedad del combustible y los gases de la combustión en dicho generador. Sigue una exclusiva de aire giratoria para alimentar de material a los molinos, que son verticales de rodillo. Un separador estático y otro dinámico a la salida del molino devuelven a la mesa de molienda el material de tamaño mayor al deseado. Se dispone además de un filtro de mangas para recuperar el polvo de carbón de la corriente de gas circulante, transportadores de tornillo y válvulas rotativas, un ventilador de circulación de corriente de gas y un silo de almacenamiento para el carbón pulverizado de capacidad 400 m³).

- b) Sistema de transporte de carbón pulverizado, que lleva éste desde los dos depósitos sin presión de carbón pulverizado de la unidad de preparación, a través de sendas líneas de carbón pulverizado, a los dos filtros ciclónicos que alimentan el depósito de almacenamiento intermedio.

El carbón pulverizado y seco cae por gravedad desde cada depósito a sendos dosificadores y es enviado de forma continua a una bomba neumática, que lo transporta entonces (utilizando nitrógeno como gas portador para prevenir su combustión espontánea), a un filtro ciclónico donde se separa el carbón pulverizado del nitrógeno y éste, después de limpiarlo haciéndolo pasar por un filtro de mangas, se recicla devolviéndolo a la unidad de preparación de carbón para reutilizarlo. El carbón pulverizado recogido cae a continuación en un depósito de almacenamiento intermedio o “*buffer vessel*” de capacidad 114 m³. Cada línea de carbón pulverizado consta pues de dos dosificadores, dos bombas neumáticas de 70 t/h, tres válvulas de dos vías, un filtro ciclónico y un filtro de mangas, este último de superficie 219 m².

- c) Sistema de distribución del carbón pulverizado, cuya función es la de aumentar la presión de la mezcla de combustibles que se pretende gasificar.

Consta de cuatro tolvas de compuerta adyacentes entre sí de capacidad 53,7 m³ cada una (las tolvas de compuerta se llenan sucesivamente con carbón pulverizado procedente del depósito de almacenamiento intermedio), un depósito de alimentación o “*feed bin*” de capacidad 123,4 m³, un distribuidor de polvo de carbón de caudal máximo 102.567 kg/h, y un depósito de almacenamiento o “*start-up vessel*” utilizado para el arranque del gasificador. Luego uno de los filtros ciclónicos separa el nitrógeno portador del carbón, y el otro filtra el nitrógeno proveniente de la despresurización de cada una de las tolvas de compuerta. El depósito de almacenamiento intermedio tiene cuatro boquillas en cada una de las cuales está instalado un cono de descarga; la inyección de nitrógeno en este cono impide que el carbón pulverizado forme puentes.

- d) Gasificador: es un reactor de flujo arrastrado, en el que se introduce el combustible sólido pulverizado y se hace reaccionar con vapor de agua y oxígeno en una zona de alta temperatura y presión con gran turbulencia, donde se produce una intensa mezcla del combustible con los agentes gasificantes. Constituye un sistema integrado con la caldera de convección de alta presión; es decir, ambos elementos del equipo tienen un recipiente de presión común y están unidos entre sí tanto funcional como estructuralmente. El reactor está provisto de cuatro quemadores en el interior de la cámara colocados a 90° en un mismo nivel.

La cámara de reacción está cubierta por un material refractario, dispone de refrigeración integrada e interviene en la generación de vapor de alta y media presión. Consta de una cámara de reacción refrigerada (formada por una pared de membrana), los conos superior (salida de gases) e inferior (o conducto de evacuación de escoria), cuatro quemadores de carbón

pulverizado instalados en la sección inferior del gasificador, un quemador de arranque móvil de gas natural y un pozo de inmersión con agua. Los sistemas de enfriamiento y recuperación de calor residual del 'lado gas' y de 'lado agua' son sistemas integrados en el gasificador que intervienen en el proceso de recuperación de calor que tiene lugar en el propio reactor; realizan un proceso de enfriamiento del gas salido de la cámara de reacción a unos 1.550 °C, bajándolo primero a 400 °C, en la caldera de convección donde se genera vapor de alta presión (230 t/h a 136 bar), y en una segunda caldera convectiva se baja la temperatura hasta 235 °C y se produce vapor a media presión (23 t/h a 35 bar) que sirve además para precalentar el agua de alimentación. Las dos calderas son de circulación forzada y poseen un sistema de limpieza de las superficies de enfriamiento a base de dispositivos de golpeo accionado neumáticamente.

D. Sistema de limpieza de gases, integrado por:

- a) Filtros mecánicos: Situados a la salida de la caldera de convección de media presión, incluyen un sistema de eliminación de polvo en seco a base de filtros cerámicos de velas; la ceniza así recolectada se envía al sistema de transporte y almacenamiento de ceniza.
- b) Lavado de gases: Sistema que realiza el lavado físico con agua del gas bruto en un dispositivo tipo Venturi que permite retener compuestos contaminantes así como partículas sólidas no extraídas en caso de fallo de los filtros cerámicos.

Tras el proceso de lavado de gases, los gases resultantes se envían a la planta de eliminación de azufre y el agua procedente de la limpieza pasa a la planta de evaporación para su depuración final tras la extracción de gases ácidos y básicos, que son enviados a la planta de recuperación de azufre.

- c) Sistema de eliminación de azufre, que elimina los compuestos de azufre — ácido sulfhídrico (H_2S) y sulfuro de carbonilo (COS)— del gas procedente de la unidad de gasificación hasta alcanzar los niveles de pureza requeridos. Esta unidad de eliminación de azufre está constituida por un único tren y realiza las tareas de hidrólisis del COS, incluyendo el precalentamiento del gas y de absorción del H_2S con MetilDiEtanolAmina (MDEA), incluyendo el enfriamiento.
- d) Sistema de recuperación de azufre, diseñada para extraer el azufre del gas Claus y del gas ácido procedentes, respectivamente, de la unidad de separación de azufre y del sistema de lavado húmedo, siendo su función convertir el H_2S en azufre elemental y destruir los compuestos de nitrógeno para obtener nitrógeno elemental.

E. Instalaciones de Media y Alta Tensión:

- a) Instalación de Alta Tensión a 230 kV: Formada por dos transformadores principales que elevan la tensión desde los 15,75 kV a la salida del generador hasta 230 kV, que es la tensión de las líneas de evacuación: el

transformador de la turbina de vapor es de 176 MVA y el de la turbina de gas de 216 MVA.

- b) Instalación de Media Tensión: 45 kV, 10,5 kV y 6 kV. La instalación de media tensión la constituyen los equipos que transforman y distribuyen la energía eléctrica necesaria para alimentar los distintos consumos auxiliares de la planta en los citados tres niveles de tensión. Las cabinas de 6 y 10,5 kV se alimentan desde transformadores auxiliares cuyo lado de alta se encuentra a la tensión de generación (los arriba citados 15,75 kV). La planta dispone además de una acometida en 45 kV que da suministro a los auxiliares cuando la central se encuentra parada.

F. Instalaciones auxiliares:

- a) Instalación de gas natural, compuesta por una línea de conexión de alta presión, una Estación de Regulación y Medida (ERM), y líneas de distribución y alimentación a la turbina y al resto de los consumos. El gas natural es suministrado por ENAGAS desde el gaseoducto Sevilla-Madrid, a través del ramal de Puertollano.
- b) Instalación de propano: se dispone de una antorcha en la central que habitualmente quema el gas de rechazo procedente del proceso de gasificación del carbón. Para garantizar el mantenimiento de la llama piloto de la antorcha se dispone de un sistema de respaldo de suministro de propano, que en el caso de interrumpirse la alimentación de gas natural automáticamente alimenta a los pilotos manteniéndolos encendidos. El almacenamiento de propano se hace en un depósito construido en acero, con un volumen de 4,44 m³ y una presión de diseño de 20 bar. El contenido normal de propano, como GLP, es de 1,86 toneladas.
- c) Instalaciones de tratamiento de agua: El agua bruta que recibe la planta para sus procesos procede de los embalses de Montoro y Jándula, y se almacena en dos tanques de agua cruda con una capacidad de 5.500m³ cada uno. Se dispone de una concesión otorgada el 12 de Enero de 1994 que permite derivar 250 l/s del río Jándula y de una concesión de agua de una captación de pozo-sondeo (pozo ubicado dentro de las instalaciones; su agua es exclusivamente para extinción de incendios en situaciones de emergencia), con un caudal autorizado de 1,24 l/s. Desde los depósitos de agua cruda se alimentan el sistema de tratamiento de agua (primero a planta clarificadora y posteriormente a planta de agua desmineralizada), y los sistemas de agua de refrigeración, de servicios, contra incendios y de abastecimiento de agua potable.
- d) Instalaciones de tratamiento de efluentes: El agua utilizada en los distintos procesos de la planta debe someterse a una serie de tratamientos, específicos según el uso dado, para adaptar sus condiciones a las consideradas aptas para su vertido al río Ojailén de acuerdo con la normativa. La central dispone de sistemas de tratamiento de aguas

residuales industriales, aguas residuales urbanas, aguas pluviales de la zona de proceso y sistema de evaporación de efluentes de gasificación.

- e) Instalación de transporte y almacenamiento de escorias: La escoria sale del gasificador en estado fluido, y cae dentro de un baño de agua (mantenida a 40-60 °C), donde al enfriarse se obtiene como sólido vitrificado inerte. Un triturador reduce el tamaño de los sólidos más grandes. La mezcla de escoria y agua pasa a uno de los dos extractores de escoria situados debajo de las tolvas de compuerta de escoria. En la zona sur de la planta junto al silo de cenizas se encuentra una playa de almacenamiento de escoria gruesa, que almacena temporalmente las escorias procedentes del gasificador. El agua del sistema de escorias se somete a un proceso de decantación. Los finos extraídos en esta etapa de decantación se almacenan temporalmente en una losa de hormigón, para volver a ser reutilizados como combustible en el proceso de gasificación. En la playa de escoria gruesa, las escorias ya secas, se transportan mediante camiones como relleno de la mina.
- f) Instalación de transporte y almacenamiento de cenizas: El polvo recogido en el sistema de eliminación de polvo cae por gravedad en dos tolvas de compuerta, que a su vez descargan en el depósito de alimentación. Debajo del depósito de alimentación existe un distribuidor de cenizas volantes en el que se inyecta nitrógeno de media presión para ajustar la densidad del flujo de descarga de las cenizas, que son enviadas neumáticamente a depósitos donde se desgasifican y finalmente son depositadas en el silo de cenizas a través de un filtro ciclónico situado en la parte superior.
- g) Planta piloto de captura y separación de CO₂: Dentro de las instalaciones de la central existe una planta piloto de captura y separación de CO₂. Se compone de un área de proceso construida en un solo nivel en el exterior y ocupa una superficie de 850 m². La planta piloto contiene una zona de conversión de CO a CO₂ que utiliza la tecnología “*shift converter*”, mediante la que se convierte el CO del gas de alimentación en H₂ y CO₂ mediante la adición de vapor de agua en reactores a presión en presencia de un catalizador. Existe otra zona de separación de CO₂ y H₂ que utiliza un proceso de absorción química no selectivo mediante aminas (MDEA), donde se separará una corriente de CO₂; y una tercera zona de purificación de H₂, que utiliza la tecnología “*Pressure Swing Adsorption*” (P.S.A.) para obtener una corriente de H₂ de alta pureza.

Esta planta se realizó con el objetivo de demostrar la viabilidad de la captura de CO₂ y la producción de hidrógeno en un GICC que emplea combustibles fósiles sólidos y residuos como fuente de alimentación principal.

G. Infraestructuras y servicios

La turbina de gas y la de vapor disponen cada una de sus propias unidades de generación eléctrica, acoplando en su eje un alternador. Cada uno de los conjuntos turbina-alternador se encuentra protegido de la intemperie en el interior de una nave. Dentro de la nave de la turbina se encuentra el

condensador, situado debajo de la turbina de vapor, así como otros equipos del ciclo agua/vapor.

La salida de energía eléctrica generada en cada grupo se efectúa a través de un transformador de potencia situado en el exterior, directamente conectado a la subestación eléctrica. En el extremo opuesto, a lo largo del eje de salida de los gases de combustible de la turbina de gas, se sitúa la caldera de recuperación de vapor. Esta se encuentra situada a la intemperie.

La evacuación de los gases a la atmósfera se efectúa a través de una chimenea de 60 m de altura y 7 m de diámetro. Junto a la caldera se disponen los correspondientes *racks* de tuberías que conectan el edificio de turbina con la caldera de recuperación y por las que circula agua/vapor del ciclo. Las calderas auxiliares de vapor evacúan los gases a la atmósfera a través de una chimenea de 50 m de altura.

Desde el edificio de control se controla el funcionamiento de la central y los sistemas auxiliares. En el edificio de oficinas se incluyen las áreas destinadas a la administración de la central. Próximo al edificio de administración se encuentran los talleres y almacenes.

Próximo a las torres de refrigeración se sitúa el edificio de tratamiento de agua, los tanques de agua potable, de protección contra incendios y de agua desmineralizada de aporte al ciclo.

La alimentación de gas natural a la planta se efectúa a través de la ERM donde se realiza el acondicionamiento de gas natural, antes de ser conducido a la turbina de gas y resto de servicios auxiliares a través de las correspondientes tuberías.

La planta dispone también de un sistema de protección contra incendios que comprende sistema de gases inertes, red de hidrantes, dispositivos fijos (extintores) y una red de rociadores. Todo el proceso requiere de una serie de instalaciones (edificios, tanques, casa de bombas, etc.) que hacen posible el funcionamiento de la central.

H. Combustibles

El combustible empleado en la central térmica es carbón, procedente de la cuenca minera de Puertollano, mezclado con coque de petróleo, procedente de la refinería de Repsol también en Puertollano, al que se añade una pequeña parte de caliza.

A partir de estas materias primas se forma gas de síntesis que es el combustible principal de la turbina de gas. Para los arranques y en algunos puntos del proceso (calderas de vapor auxiliar, generadores de gas caliente y planta de recuperación de azufre) se necesita apoyo de gas natural.

Además la planta dispone de dos grupos diésel de emergencia de 2.400 kW para proporcionar energía eléctrica a los equipos esenciales para la

seguridad de la planta. Se dispone de gasoil pero exclusivamente para el abastecimiento de este grupo y del grupo auxiliar de la instalación de protección contra incendios.

- a) Carbón y coque: La central dispone de tres parques de almacenamiento de combustible sólido donde se almacena el carbón y el coque de petróleo: i) uno con una capacidad de almacenamiento de 120.000 t de combustible y una superficie de 33.000 m²; ii) otro denominado 'parque de almacenamiento alternativo de combustible' con una capacidad máxima de almacenamiento de 150.000 t, y iii) otro tercer parque de almacenamiento, denominado 'ampliación del parque de carbones', utilizado para la regulación consumo-compra del material, con una superficie de 44.351 m², donde es posible alcanzar una altura de almacenamiento en el combustible de 6,54 m.
- b) Gas natural: Suministrado por ENAGAS desde el gaseoducto Sevilla-Madrid, a través del ramal de Puertollano. Es usado en los períodos de arranque de la planta hasta alcanzar el funcionamiento en modo GICC, o como combustible alternativo en la turbina de gas en caso de estar indisponible la unidad de producción de gas sintético. El caudal máximo previsto de gas natural es de 50.000 Nm³/h.
- c) Gasoil: El sistema de gasoil está compuesto por un depósito de almacenamiento de 20 m³ desde el cual, mediante sendas bombas de trasiego, se trasvasa a dos depósitos de 1 m³ y 1,6 m³ para alimentar la bomba auxiliar del sistema contra incendios y el generador diésel de emergencia, respectivamente. Los depósitos disponen de cubeto de retención para evitar el derrame del combustible ante la rotura de los mismos o el funcionamiento incorrecto del sistema de trasiego, así como de sistema de detección y extinción de incendios.

4.2 Proyecto de cierre y plan de desmantelamiento de la central

Tal y como determina el artículo 135.2 del RD 1955, la documentación recibida de la DGPEM incluye el Proyecto de Cierre de la Central elaborado por ELCOGAS, donde se detallan las circunstancias técnicas, económicas, ambientales o de cualquier otro orden por las que se pretende el cierre, así como los planos actualizados de la instalación a escala adecuada, y la planificación de los trabajos de desmantelamiento parcial.

ELCOGAS justifica el cierre de la CTGICC ante su situación actual de inviabilidad económica, ya que fue creada para el desarrollo de una nueva tecnología de producción de electricidad utilizando de forma limpia el carbón y bajo el amparo de un marco regulatorio diferente y, posteriormente, bajo un Plan de Viabilidad para ELCOGAS aprobado en Consejo de Ministros para el periodo de 10 años comprendido entre 1 de julio de 2006 y 30 de junio de 2016, plan que se interrumpió en 2010 (afectando aproximadamente a la mitad de la anualidad que le correspondía del 2009) alegando la Administración incompatibilidad con la normativa de ayudas de estado de la Unión Europea.

Desde el ejercicio 2011 la central está incluida en el ámbito de aplicación del Real Decreto de Restricciones por Garantía de Suministro (Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero), apoyo regulatorio que terminó su vigencia el 31 de diciembre de 2014, por lo que a partir de ese momento la central considera que no tiene viabilidad económica. Adicionalmente, se expone que con el fin de evitar los perjuicios económicos señalados se considera necesario que la autorización de cierre se adopte en el menor plazo posible, para que la empresa pueda llevarlo a cabo a partir de enero de 2015.

El Plan de Desmantelamiento no contempla el desmantelamiento total, ya que los edificios e instalaciones de la planta se encuentran en buen estado y la parcela posee alimentaciones de agua, electricidad, gas y servicios que la hace apta para su uso por una actividad industrial alternativa futura. Se contempla un posible desmantelamiento parcial de algunos equipos (lo que sería objeto de un proyecto específico) y una puesta en seguridad del resto de las instalaciones, para mantener el valor del emplazamiento para dicho posible reaprovechamiento.

El plan de desmantelamiento parcial contempla:

- La retirada por gestores autorizados de los residuos de la central, tanto los que se generan durante la operación de la planta, como de aquellos productos que se pueden considerar como tales una vez la central quede fuera de funcionamiento.
- La limpieza, neutralización, inertización y descontaminación de equipos, instalaciones y depósitos que hayan contenido productos residuales.
- Mantener edificaciones e instalaciones, de manera que puedan ser reutilizadas (total o parcialmente) más adelante en otra actividad.
- Puesta en condición segura de los equipos y edificios.
- Posible desmantelamiento de la unidad de gasificador, el edificio para la extracción de azufre, la unidad de desulfuración y recirculación de gas frío y el almacenamiento de cenizas volantes y extracción de finos de escoria.

5.2.1. Trabajos de demolición

La demolición implica el desmantelamiento de todos los equipos de las unidades afectadas, la correspondiente gestión de los residuos que se generen y la demolición de las estructuras de las edificaciones que los contienen. Se propone la demolición de las siguientes instalaciones:

- a) Demolición de la unidad de gasificación: El edificio donde está integrada esta unidad tiene 76 metros de alto, con una superficie en planta de 36 m x 22 m. Está formado por una torre con estructura de hormigón de 14 niveles (que alberga los sistemas de alimentación de combustible), adosada a otra torre de estructura metálica, que es donde está todo el sistema de gasificación, enfriamiento de gas, calderines y conductos de vapor, sistemas de

evacuación de escoria gruesa, sistemas de filtración y evacuación de ceniza volante, lavado húmedo del gas y distribución de sistemas auxiliares que intervienen en el proceso.

- b) Demolición de la unidad recuperación de azufre: Esta unidad está formada por un edificio que tiene una superficie en planta de 23 m x 13 m, y una altura de 8 m con estructura y cerramiento de hormigón, y una torre de estructura metálica anexa a este edificio con una superficie en planta de 15 m x 5 m, y una altura de 40 m.
- c) Demolición de la unidad de desulfuración y recirculación de gas frío: Esta unidad se encuentra situada junto al gasificador. Está formada por un edificio en la parte inferior que alberga el compresor de gas, con una superficie en planta de 22 m x 11 m, y una altura de unos 8 m. Encima del edificio de los compresores una estructura de metálica de 22 m de altura, con tres niveles intermedios, que alberga los diferentes equipos que intervienen en el proceso de desulfuración.
- d) Demolición de la unidad de almacenamiento de cenizas volantes y extracción de finos de escoria: Esta unidad está formada por dos edificios abiertos de estructuras metálicas que forman una L en planta. Una de las torres, en la que se sujeta el depósito de almacenamiento de cenizas y sistema de descarga, tiene una superficie en planta de 8 m x 8 m y una altura de 51 m con un total de 15 niveles accesibles. La otra torre tiene una superficie en planta de 22 m x 6 m y una altura de 13 m. En ella están instaladas todos los sistemas de extracción de finos de escoria.

5.2.2. Trabajos de desmantelamiento

Estos trabajos implican el manejo de materias y residuos potencialmente peligrosos utilizados en la planta, así como los trabajos necesarios para asegurar el cierre en condición segura de la misma. En el momento en que se vacíen e inerticen los depósitos que contienen las sustancias químicas indicadas, también se vaciarán las tuberías, empleando las llaves de corte existentes. Las tareas de limpieza se realizarán empleando siempre métodos que no dañen los equipos, para así mantener su valor de cara a su reutilización futura (total o parcial). Se priorizarán las soluciones de valorización frente a las de generación de residuos cuando ello sea técnica y económicamente factible. ELCOGAS se reserva el derecho de mantener operativos los sistemas auxiliares necesarios para garantizar la integridad de los equipos que se encuentren en buen estado y puedan reutilizarse, hasta el momento en el que se destinen a tales usos.

- 1) Combustible sólido (carbón y coque): Como se ha visto, la central dispone de tres parques de almacenamiento de combustible sólido donde se almacena el carbón y el coque de petróleo. Es previsible que en el momento del cierre de la planta aún exista cierto volumen de estos materiales acopiados que tendrán que ser gestionados y eliminados adecuadamente. Se limpiará el área de todo el parque de carbones;

además se limpiará el área de las cintas de trasiego, molinos y zonas susceptibles de contener restos de este combustible. En principio, se trata de materiales inertes para los que se buscará alguna solución de valorización o, en caso de que esa solución finalmente resultase inviable, la gestión como residuo inerte o no especial.

- 2) Cenizas: En la parte inferior de los filtros cerámicos existe un sistema de captación de polvo y un sistema de transporte de ceniza. Las instalaciones de captación y el sistema de transporte se dejarán vacíos, si bien siempre queda ceniza adherida en paredes de silos, depósitos etc. Se limpiarán todos los depósitos de trasiego intermedio así como el silo de almacenamiento final.
- 3) Escorias: Próximo a la zona del gasificador existe un área habilitada para el almacenamiento de escoria gruesa. Los trabajos de desmantelamiento asociados a estas instalaciones consisten en el vaciado y limpieza de los equipos de extracción y playa de almacenamiento de escorias, los decantadores y filtros de finos. Los restos de fangos y aguas producto de la limpieza se tratarán mediante gestor autorizado.
- 4) Azufre: El azufre fuera de especificación se almacena en una playa de azufre. En el cierre, se dejará la playa de almacenamiento lo más limpia posible, pero será necesario efectuar una limpieza del azufre sólido remanente. Se limpiará el área de toda la playa de azufre y los elementos de trasiego susceptibles de contener algún tipo de esta sustancia.
- 5) Gasoil: De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1416/2006, de 1 de diciembre, por el que se aprueba la Instrucción Técnica Complementaria MI-IP 06 "Procedimiento para dejar fuera de servicio los tanques de almacenamiento de productos petrolíferos líquidos", los depósitos de almacenamiento de combustible serán debidamente anulados, incluyendo su limpieza e inspección visual de su estado interior por parte de una empresa reparadora autorizada. Se priorizarán las soluciones que permitan valorizar el gasóleo extraído, pero si ello no fuera posible el gasoil extraído será gestionado por un gestor autorizado de residuos peligrosos (o especiales). Las aguas aceitosas de limpieza serán gestionadas asimismo por un gestor autorizado de residuos peligrosos. No está previsto el desmantelamiento de los depósitos por lo que estos se mantendrán vacíos una vez saneados e inspeccionados.
- 6) Hipoclorito sódico: Usado como biocida en el proceso de tratamiento de agua potable, en el proceso de tratamiento de aguas fecales y en el proceso de tratamiento de agua de refrigeración, está almacenado en cuatro depósitos ubicados en la zona de cada uno de los tratamientos indicados. Los trabajos de desmantelamiento asociados a estas instalaciones consisten en el vaciado y limpieza de los depósitos. La materia extraída de los depósitos, así como las aguas de limpieza serán gestionadas por un gestor autorizado de residuos peligrosos. No está previsto el desmantelamiento de los depósitos por lo que se mantendrán vacíos y en pie una vez saneados.

- 7) Ácido sulfúrico: Almacenado en cinco depósitos, cada uno de ellos ubicado en el área correspondiente a los sistemas de tratamiento en que interviene (tratamiento de agua de refrigeración, tratamiento de agua desmineralizada, tratamiento de efluentes y purgador). Al igual que el resto de materias peligrosas, el depósito será limpiado y tanto el ácido como las aguas de lavado serán gestionados como residuos peligrosos.
- 8) Hidróxido sódico: Utilizado como aditivo para el tratamiento de aguas, se encuentra igualmente repartido en cinco depósitos ubicados junto a cada uno de los procesos en que participa, depósitos que serán vaciados y limpiados adecuadamente. Tanto la sosa restante como las aguas de lavado serán gestionadas convenientemente como residuos peligrosos.
- 9) Amoníaco: Utilizado en dos zonas de la planta: i) en las líneas de agua de alimentación de los sistemas de evaporador de alta, media y baja de la caldera de recuperación de calor (área de dosificación química al ciclo, desde un depósito de 0,5 m³ de polietileno), y ii) en las líneas de agua de alimentación de alta y baja de los calderines de gasificación (desde otro depósito gemelo del anterior). Ambos depósitos serán debidamente vaciados y lavados gestionándose los líquidos extraídos como residuos peligrosos.
- 10) Hidracina en disolución (15%): Utilizada en tres procesos: i) en las líneas de agua de alimentación de los sistemas de evaporador de alta, media y baja de la caldera de recuperación de calor, en alimentación intermitente mediante bomba; ii) en el sistema de condensado, en alimentación continua mediante dos bombas de dosificación, y iii) en las líneas de agua de alimentación de alta y baja Presión de los calderines de gasificación. Se almacena en dos depósitos de PVC de 0,5 m³ cada uno, provistos de sus correspondientes cubetos de retención de posibles fugas. Los equipos serán debidamente vaciados y lavados gestionándose los líquidos extraídos como residuos peligrosos.
- 11) Incus-CTR/40 (inhibidor de incrustación): Reactivo utilizado en el tratamiento de las aguas de refrigeración, como protector del cobre. Se almacena en un depósito de 20 m³ y dispone de su cubeto de retención. Genera residuos categorizados como productos químicos inorgánicos y soluciones acuosas de limpieza.
- 12) Metil dietanol amina (MDEA) CH₃N(C₂H₄OH)₂: se utiliza en el proceso de desulfuración del gas de síntesis y en sentido estricto, no se consume, ya que una vez que se satura al desulfurar el gas de síntesis, se somete a un proceso de regeneración *in situ*. Hay tres depósitos que serán debidamente vaciados y lavados gestionándose los líquidos extraídos como residuos peligrosos.
- 13) Nalco®71225 (coagulante): Se trata de un coagulante líquido catiónico, utilizado para la clarificación de agua de proceso que alimenta a la planta de agua desmineralizada. Se almacena en un depósito de polietileno de alta densidad de 3 m³ ubicado en la planta de tratamiento de efluentes.
- 14) Nalco® 71230 (coagulante): Se trata de un coagulante líquido catiónico, utilizado para la clarificación del agua de proceso que alimenta a la planta

de agua desmineralizada y en la clarificación de las aguas de escorias.. Se almacena en un depósito de acero al carbono de 21,3 m³.

- 15) Nalco® 71605 (polielectrolito): Es copolímero de acrilamida de alto peso molecular, también utilizado para la clarificación de agua. Se almacena en un depósito de acero inoxidable de 400 litros ubicado en la planta de tratamiento de efluentes.
- 16) Cal (CaO): Reactivo químico utilizado para precipitar diversas sales inorgánicas en el proceso de depuración del agua residual. Se consumía en la planta de tratamiento de efluentes antes de la puesta en servicio de la planta de evaporación, pero no ha sido inutilizada aún por lo que procede su vaciado y limpieza a condiciones seguras. Se almacena en un depósito de acero al carbono de 10 m³.
- 17) Dióxido de Titanio: Se utiliza como catalizador de hidrólisis de sulfuro de carbonilo (COS). En sentido estricto, tampoco se consume; una vez que se ha comprobado la pérdida de actividad para catalizar la reacción de hidrólisis, se realiza la sustitución de la carga de catalizador en servicio por otra nueva. Se almacena en un depósito de acero al carbono de 119 m³ situado en el edificio de desulfuración. Los equipos serán debidamente vaciados y lavados gestionándose los líquidos extraídos como residuos peligrosos.
- 18) Aceite de lubricación de: turbina, compresores de la ASU, compresores de enfriamiento y recirculación y sistemas hidráulicos de los molinos: Estos tanques de aceite de lubricación se encuentran en la planta baja del edificio de la turbina de gas, en la planta primera de la turbina de vapor, en la planta baja del edificio de compresores de la ASU, en el edificio de recirculación de gas frío, en el edificio de recuperación de azufre y en el edificio de preparación de carbón. Cuando se vacíe tanto el aceite usado como las aguas de lavado serán gestionados como residuos peligrosos.
- 19) Óxido de cobalto y molibdeno soportado sobre alúmina: Se utiliza como catalizador de hidrogenación del gas residual de la planta Claus. En sentido estricto, no se consume: una vez se ha comprobado la pérdida de actividad para catalizar la reacción de hidrogenación, se realiza la sustitución de la carga de catalizador en servicio. Con el cierre se eliminará el catalizador del reactor de hidrogenación.
- 20) Restín®-185/C (inhibidor de corrosión): Este reactivo se utiliza para el tratamiento de las aguas de refrigeración, como inhibidor de corrosión. Se consume en la planta de tratamiento del agua de refrigeración.
- 21) Otras materias peligrosas: Es probable que en el momento del cierre pueda quedar alguna otra sustancia que se haya estado almacenando en contenedores o recipientes móviles que se van reponiendo cuando se termina el anterior. Se procurará que estas sustancias sean las mínimas posibles, pero si tras el cierre quedara alguna, se gestionarán como residuo peligroso por parte de un gestor autorizado tanto las sustancias remanentes en los envases como los propios envases. Previo al inicio del desmantelamiento se realizará un inventario de detalle que recoja todas estas sustancias y sus cantidades.

- 22) Transformadores: Existen un total de veintidós transformadores con su correspondiente aceite como refrigerante dieléctrico. Ninguno de estos los transformadores contiene aceites con policlorobifenilos (PCBs) o policloroterfenilos (PCTs). Estos equipos llevan su cubeto de retención de posibles fugas. Todos los transformadores se encuentran en buen estado y pueden ser reutilizados para otros usos, por lo que se mantendrán en el estado actual sin modificación. ELCOGAS se reserva el derecho de no vaciarlos de aceite como mejor método de conservación.
- 23) Sala de baterías: En el edificio eléctrico existe una sala de baterías (dos bancos de 125 V con 60 elementos cada uno y otros dos bancos de 24 V con 13 elementos cada uno) además de otras baterías de características varias dispersas por la planta. Se priorizarán las soluciones de valorización de las baterías frente a las de gestión como residuo. Cuando se proceda a su retirada, una vez desconectadas y desmontadas, estas baterías serán entregadas a un gestor autorizado para que se proceda a su reciclaje y/o eliminación definitiva.
- 24) Instalaciones de tratamiento de aguas: En la zona de tratamiento de aguas existen varias instalaciones y depósitos con materiales sólidos que serán vaciados como parte del proceso de desmantelamiento parcial. Los residuos resultantes se dividen entre peligrosos y no peligrosos, de tal forma que serán gestionados de acuerdo con la clasificación de cada uno. En concreto, en la zona de tratamiento desmineralizada se encuentran seis depósitos aéreos de lechos catiónicos, aniónicos y mixtos con capacidad de 111 m³ en total, que contienen resinas aniónicas y catiónicas.
- 25) Limpieza de balsas: Una vez cerradas las instalaciones, todas las balsas serán vaciadas y serán sometidas a una limpieza de los lodos de fondo.
- 26) Propano: El almacenamiento de propano se hace en un depósito construido en acero, con un volumen de 4,44 m³ y una presión de diseño de 20 bar. El contenido normal de propano, como GLP, es de 1,86 t. El depósito se vaciará, se limpiará y su residuo se gestionará según su normativa específica como residuo peligroso.
- 27) Almacenes de gases, aceites y grasas: Se dispone de un almacén de gases, aceites y grasas. En el momento del cierre, el stock de materiales aquí almacenado será el mínimo posible. Se intentará que queden vacíos, y si quedase algún envase se intentará su valorización antes de su gestión como residuo, siempre como última opción.
- 28) Residuos Radiactivos: En planta existen un total de 49 fuentes radiactivas (que se identifican en el proyecto de cierre y desmantelamiento) utilizadas en unos equipos de medida. Estas fuentes se gestionaran según su normativa específica mediante gestor autorizado.
- 29) Almacén Temporal de Residuos: El emplazamiento dispone de un almacén temporal. El plazo máximo de almacenamiento previo a su retirada por parte de gestores autorizados es de 6 meses, acorde con la legislación. Está previsto que todos los residuos peligrosos se vayan acumulando durante los seis últimos meses de actividad de la central, y que sean

retirados por gestores autorizados como parte de este plan de desmantelamiento parcial. Sin embargo, no será demolido.

- 30) Instalaciones mecánicas: No se contempla el desmantelamiento de las instalaciones mecánicas. Se vaciarán los circuitos y se realizarán las maniobras necesarias para dejar la instalación en condición de seguridad.
- 31) Instalaciones eléctricas y de control: No está previsto el desmantelamiento de estas instalaciones. Las lámparas de las luminarias que hayan agotado su periodo de vida útil se desmontarán y serán gestionadas como residuos peligrosos. Durante los trabajos de desmantelamiento parcial se mantendrá el sistema eléctrico, garantizando así la disposición de la potencia eléctrica necesaria. Posteriormente se abrirán y se extraerán los interruptores a las cargas que vayan a quedar desconectadas, para que queden sin tensión y en condición segura.
- 32) Instalaciones de protección contra incendios: La planta cuenta con un sistema de detección y extinción de incendios, formado por instalaciones fijas y móviles. Se mantendrán las instalaciones fijas, para su reaprovechamiento en futuras instalaciones. Las instalaciones móviles como extintores, no serán renovadas conforme pase su fecha de caducidad. Los recipientes cuyo período de uso haya expirado se gestionarán como residuos mediante gestor autorizado

En cuanto a la planificación para la ejecución de las diferentes fases del proyecto de desmantelamiento parcial y la puesta en condición segura de la instalación, se ha estimado una duración total de 4 meses, incluyendo en dicha planificación la limpieza y vaciado de las instalaciones, la gestión de residuos y la puesta en seguridad de instalaciones mecánicas, eléctricas, de control y de PCI. El presupuesto estimado para ello ha sido de 409.437,59 €.

En el Proyecto de cierre se ha adjuntado también un Estudio de Seguridad y Salud con el objeto *“identificar los riesgos y evaluar la eficacia de las protecciones previstas sobre el proyecto básico y en su consecuencia, diseñar cuantos mecanismos preventivos se puedan idear a su buen saber y entender técnico, dentro de las posibilidades que el mercado de la construcción y los límites económicos permiten”* por lo que habrá de ser divulgado entre todos los que intervienen en el proceso de desmantelamiento parcial y demolición, tanto la empresa contratista, como los subcontratistas, los trabajadores autónomos y los trabajadores en general que vayan a ejecutar la obra.

4.3 Informe del Operador del Sistema

En cumplimiento del artículo 137 del RD 1955, se ha incluido en la documentación remitida el informe previo del OS sobre la solicitud de autorización de cierre, emitido ante la solicitud recibida el 12 de septiembre de 2014 de la Subdirección General de Energía Eléctrica. Dicho informe, de fecha 8 de octubre de 2014, evalúa la incidencia en la seguridad del sistema eléctrico del cierre de la CTGICC, de 335 MW de potencia instalada (296 MW en barras de central)

El Informe del OS realiza una evaluación del impacto del cierre de la central en la cobertura global del sistema eléctrico en el medio plazo, hasta finales de 2015, calculando la repercusión en el margen de reserva e índice de cobertura en situaciones extremas, es decir, condiciones simultáneas de muy baja hidraulicidad, producción eólica con una probabilidad de ser superada del 95% y demanda extrema en algunas semanas de los meses de invierno y verano. En la semana más crítica, que según el estudio realizado se corresponde con diciembre de 2015, el margen de reserva teórico es de 7.022 MW, considerando simultáneamente una demanda extrema de 45.000 MW (probabilidad inferior al 1%), una muy baja hidraulicidad, los niveles mencionados anteriormente de producción eólica y una indisponibilidad térmica adicional de 2.000 MW. La probabilidad de un fallo térmico superior a este valor es de un 0,02%. El cierre de la central térmica GICC de ELCOGAS supone la reducción del margen teórico en la semana más crítica, en los supuestos indicados, hasta un valor 6.726 MW. De acuerdo con los valores de la distribución de probabilidad de fallo térmico fortuito, un valor de potencia de fallo superior a 6.700 MW tiene una probabilidad de ocurrencia de 0,04 %.

Por tanto, la reducción de potencia disponible en el sistema que provocaría el cierre de la CTGICC no se considera como significativa, puesto que la reducción del margen de reserva en 296 MW que supondría no afectaría significativamente a la probabilidad de que dicho margen fuera superado por un fallo fortuito. Esto supone que, desde el punto de vista global del sistema, el margen de reserva se estima suficiente para afrontar con garantías la cobertura de la demanda, y que la reducción del índice de cobertura que el cierre de la central provocaría en los próximos quince meses se considera admisible.

En cuanto al horizonte a largo plazo, la propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte del Operador del Sistema para el periodo 2015-2020, en el análisis de cobertura de la demanda eléctrica peninsular en todos los escenarios de crecimiento de demanda, indica que no se prevé necesidad de potencia adicional para cubrir las puntas en ninguno de los escenarios considerados. Por tanto, el cierre de la central térmica GICC de ELCOGAS no modifica la anterior evaluación realizada a medio plazo.

El OS también realiza un análisis de la seguridad zonal, indicando que el cierre de la central térmica GICC de ELCOGAS es compatible con la seguridad de suministro de la zona.

El Informe concluye, por tanto, que el cierre de la central térmica GICC de ELCOGAS no tendría incidencia significativa ni en la seguridad del sistema ni en la garantía de suministro del sistema eléctrico español.

5. Conclusiones

El Capítulo IV del Título VII del RD 1955, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece un procedimiento

reglado para la autorización administrativa de cierre de las instalaciones de producción de electricidad, entre otras. Por tanto, a solicitud del titular, la DGPEyM podrá autorizar el cierre, una vez haya sido informado éste por el OS y la CNMC.

Vistas las consideraciones expuestas anteriormente, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC informa **favorablemente** la propuesta de Resolución de autorización de cierre, desmantelamiento parcial y cancelación de la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica de la CTGICC, ubicada en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real), propiedad de ELCOGAS.

6. Acuerdo

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

ACUERDA

ÚNICO.- Comunicar a la DGPEyM el presente informe preceptivo sobre la Propuesta de Resolución por la que se autoriza a ELCOGAS, S.A. el cierre de la Central Termoeléctrica de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (GICC) de ELCOGAS, ubicada en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real).

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se autoriza a ELCOGAS, S.A el cierre de la Central Termoeléctrica de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (GICC) de ELCOGAS de 320 MW, en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real).

El 1 de julio de 2014 se recibió en la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real escrito de Elcogás, S.A., en el cual se solicita autorización administrativa para el cierre y desmantelamiento parcial de la Central Termoeléctrica de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado de Elcogás de 320 MW, en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real).

La Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real emitió el 18 de julio de 2014 informe relativo al cierre y desmantelamiento parcial de la instalación mencionada.

Conforme a lo dispuesto en el artículo 137 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, el 9 de septiembre de 2014 se solicitó a Red Eléctrica de España, en su calidad de Operador del Sistema, informe previo relativo a dicho cierre.

Red Eléctrica de España, S.A., emitió informe de fecha 25 de septiembre de 2014, en el que se concluye que:

"No se ha identificado que el cierre de la central térmica GICC de ELCOGAS tenga incidencia significativa en la seguridad del sistema y en la garantía de suministro del sistema eléctrico español."

La Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC) en su sesión celebrada el día XX de XX de 2015 informó la propuesta de Resolución mencionada.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico establece en su artículo 53 "Autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas", apartados 5 y 7 que:

"5. La transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas, así como el cierre temporal de las instalaciones de producción requerirán autorización administrativa previa en los términos establecidos en esta ley y en sus disposiciones de desarrollo. El titular de la instalación tendrá la obligación de proceder al desmantelamiento de la misma tras el cierre definitivo, salvo que la autorización administrativa de cierre definitivo permita lo contrario."

En todo caso, el cierre definitivo de instalaciones de generación requerirá el informe del operador del sistema en el que se consignarán las posibles afecciones del cierre a la seguridad de suministro y en el que se deberá pronunciar motivadamente si éste resulta posible sin poner en riesgo la seguridad de suministro.

La administración autorizante deberá dictar y notificar la resolución sobre las solicitudes de autorización en el plazo de seis meses. Si transcurrido este plazo la administración no se hubiese pronunciado y simultáneamente se hubieran cumplido al menos tres meses desde la emisión por parte del operador del sistema de informe favorable al cierre de la instalación, el solicitante podrá proceder al cierre de la misma. Lo anterior se realizará sin perjuicio de las obligaciones de desmantelamiento que posteriormente pudieran imponerse por parte de la administración competente para la autorización.

7. La Administración Pública competente únicamente podrá denegar la autorización cuando no se cumplan los requisitos previstos en la normativa aplicable o cuando tenga una incidencia negativa en el funcionamiento del sistema.”

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre dispone en su artículo 138.1 que *“El área o, en su caso, Dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones Subdelegaciones del Gobierno correspondientes, elevará el expediente de solicitud de cierre junto con su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien deberá resolver, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, sobre la autorización de cierre de la instalación en un plazo de tres meses.”*

Por todo lo anterior, teniendo en cuenta lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, esta Dirección General de Política Energética y Minas resuelve:

Primero.- Autorizar a Elcogás, S.A., el cierre de la Central Termoeléctrica de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado de Elcogás de 320 MW, en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real), que deberá realizarse en el plazo de tres meses contados a partir de la fecha de la presente Resolución.

Segundo.- Cancelar la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica de la Central Termoeléctrica de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado de Elcogás de 320 MW, en el momento en que el cierre de la central se haga efectivo de acuerdo con lo previsto en la presente Resolución.

Tercero.- En el plazo máximo de tres meses a partir de la fecha de la presente Resolución, la Central Termoeléctrica de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado de Elcogás quedará declarada indisponible y, en su caso, Elcogás, S.A., perderá cualquier derecho de cobro en aplicación de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

Cuarto.- El plazo máximo en el que Elcogás, S.A., deberá proceder al desmantelamiento parcial de la Central Termoeléctrica de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado de Elcogás, es de cuatro años contados a partir de la fecha de la presente Resolución.

Esta autorización se concede sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, en especial la licencia de obras de carácter municipal y de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, con las condiciones especiales siguientes:

1. Si Elcogás, S.A. no hubiera procedido al cierre de la Central Termoeléctrica de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado de Elcogás de 320 MW en el plazo establecido en el apartado primero de la presente Resolución, se producirá la caducidad de la autorización.

A estos efectos, el Jefe de Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real levantará Acta de Cierre cuando éste se haga efectivo, remitiendo la misma a esta Dirección General de Política Energética y Minas.

2. El Jefe de Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real levantará Acta de Desmantelamiento cuando éste se haga efectivo dentro del plazo establecido en el apartado cuarto de la presente Resolución, remitiendo la misma a esta Dirección General de Política Energética y Minas.

Contra la presente Resolución cabe interponer recurso de alzada ante el Sr. Secretario de Estado de Energía en el plazo de un mes, de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992 de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Madrid,