

MEMORIA DEL PROYECTO DE REAL DECRETO

**POR EL QUE SE REGULA EL MERCADO ORGANIZADO DE GAS Y EL ACCESO
DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE GAS NATURAL**

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO
Secretaría de Estado de Energía

Madrid, julio 2015



1	Objetivo de la propuesta de real decreto	2
1.1	<i>Sistema de gas natural</i>	2
1.2	<i>Otras disposiciones relativas al sistema de gas natural:</i>	2
1.3	<i>Seguridad de suministro (Disposición Final Tercera).</i>	2
1.4	<i>Exploración y producción de hidrocarburos (Disposición Final Quinta).</i>	3
2	Sistema de gas natural	4
2.1	<i>Título I: Contratación de capacidad de las instalaciones gasistas.</i>	7
2.2	<i>Título II: Mercado organizado de gas.</i>	10
2.3	<i>Título III: Garantías.</i>	14
2.4	<i>Título IV: Procedimiento de asignación en concurrencia y marco retributivo de los gasoductos primarios no troncales.</i>	15
3	Otras disposiciones relativas al gas	24
3.1	<i>Inspecciones.</i>	24
3.2	<i>Conexiones transporte distribución</i>	27
4	Seguridad de Suministro	29
4.1	<i>Descripción del problema y de las medidas que se introducen</i>	30
4.2	<i>Impacto económico de la propuesta de eliminación del exceso de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos</i>	37
4.3	<i>Otras modificaciones en materia de seguridad de suministro de petróleo y derivados.</i>	42
4.4	<i>Existencias estratégicas y operativas en el sector de gas natural.</i>	50
5	Exploración y producción de hidrocarburos.	53



1 Objetivo de la propuesta de real decreto

El proyecto de real decreto se estructura en cuatro títulos, 57 artículos, 2 disposiciones adicionales, 11 disposiciones transitorias, 6 disposiciones finales y una disposición derogatoria que desarrollan los siguientes aspectos:

1.1 Sistema de gas natural

- Título I: Modificación de la contratación de capacidad en las instalaciones con acceso de terceros.
- Título II: Organización del Mercado Organizado de gas.
- Título III: Gestión centralizada de las garantías necesarias para operar en el sistema de gas natural.
- Título IV: Mecanismo de adjudicación y retribución de instalaciones de gasoductos primarios de influencia local.

1.2 Otras disposiciones relativas al sistema de gas natural:

- Liberalización de las inspecciones (Disposición Adicional Primera y Disposición Final Primera)
 - Desarrolla lo establecido en la Ley 8/2015, de 21 de mayo, en lo relativo a las inspecciones de las instalaciones de gas natural, haciendo extensiva la liberalización de las mismas a las inspecciones de todas las instalaciones receptoras de combustibles gaseosos por canalización.
 - Establece el procedimiento de dicha inspección periódica y modifica el Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 A 11 para adaptarlo a los nuevos requerimientos del sistema de inspecciones.
- Conexiones transporte distribución (Disposición Final segunda).
 - Desarrolla lo establecido en la Ley 8/2015, de 21 de mayo, en lo relativo a las conexiones transporte distribución de la red de gas natural.
 - Dicho desarrollo se lleva a cabo modificando el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

1.3 Seguridad de suministro (Disposición Final Tercera).

- Se modifica el sistema de existencias mínimas de seguridad, con objeto de optimizar las reservas estratégicas, minimizar el exceso de las mismas y discriminar de forma positiva a los agentes no integrados verticalmente.



- Todas estas medidas inciden en el conjunto de medidas que tienen como objetivo incrementar la competencia en el mercado mayorista de hidrocarburos.
- Dicha modificación se lleva a cabo modificando el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.
- Se introducen otras modificaciones para garantizar la coherencia entre la Directiva 2009/119/CE y la modificación de la LSH operada mediante el Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre, con la versión actual del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio. Estas modificaciones no suponen un cambio sustancial en el sistema actual de seguridad de suministro de productos petrolíferos.
- Se actualiza el sistema de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural, que estarán formadas por 10 días de ventas firmas con carácter estratégico y 10 días de existencias operativas.

1.4 Exploración y producción de hidrocarburos (Disposición Final Quinta).

- Clarifica la normativa aplicable a procedimientos regulados en el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del sector de hidrocarburos.
- Desarrolla lo relativo a devengo del canon al que hace referencia el artículo 21 de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, y la notificación del mismo al órgano competente para su recaudación.



2 Sistema de gas natural

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, introduce dos nuevos artículos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, relacionados con la creación del Mercado Organizado de Gas, y el Operador del Mercado Organizado de Gas. De esta forma se establecen las bases para la creación de un mercado mayorista organizado que permitirá el desarrollo de un mercado secundario de gas, similar a los desarrollados en otros países de nuestro entorno y compatible con el denominado “Gas Target Model” promovido por la Comisión Europea.

En el mercado mayorista de gas natural se pueden distinguir dos sub-mercados: el mercado primario y el mercado secundario.

El mercado primario incluye las transacciones entre productores de gas por el lado de la oferta, y los agentes importadores o aprovisionadores de gas por el lado de la demanda. En el caso de países no productores, como España, estas transacciones se realizan fuera de su sistema gasista.

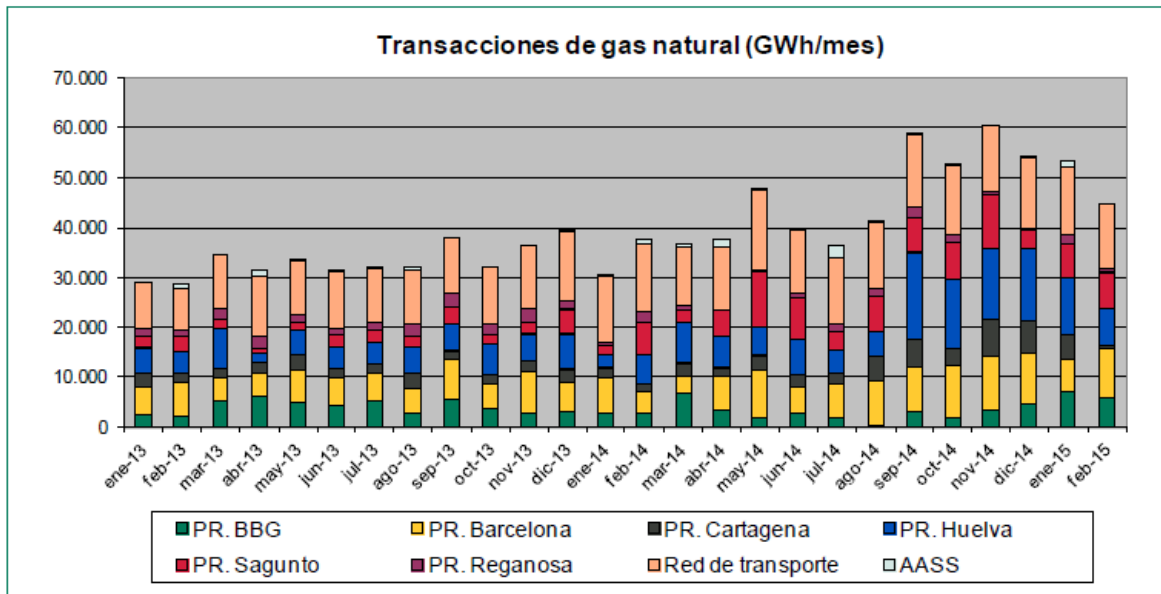
El mercado secundario abarca todas las transacciones que tienen lugar en el ámbito del sistema gasista entre importadores de gas en origen y otros comercializadores. Este mercado tiene una clara dimensión nacional (o de zona de balance), puesto que, por su propia naturaleza, comprende los contratos de reventa de los importadores a otros comercializadores, y las transacciones que los comercializadores realizan entre ellos para ajustar sus posiciones de venta de cara a sus necesidades de suministro a los consumidores finales.

Hasta el momento, en España no existe un mercado secundario organizado. Existe un mercado donde las transacciones que se realizan responden a mecanismos de negociación bilateral entre los comercializadores y su resultado no se refleja en un precio de referencia del gas en el mercado español. A través de la plataforma informática MS-ATR desarrollada por ENAGAS, los comercializadores pueden comunicar la compraventa del gas introducido en el sistema gasista español, mediante acuerdos bilaterales entre comercializadores. Los principales puntos de compra – venta de gas son las plantas de regasificación, el punto de balance de los almacenamientos subterráneos y el punto de balance de la red de transporte.

No obstante, de acuerdo con el último informe publicado por la CNMC del mercado mayorista de gas natural de febrero de 2015, el volumen de gas operado en este mercado supera el consumo de gas nacional. El número de transacciones realizadas ha aumentado, pasando de 70.051 operaciones anuales en febrero de 2014 a 86.441 en febrero de 2015, y el número de comercializadores activos en el mercado OTC en 2014 es de 42.



El volumen mensual de las transacciones realizadas y el lugar de transacción se refleja en el gráfico adjunto.

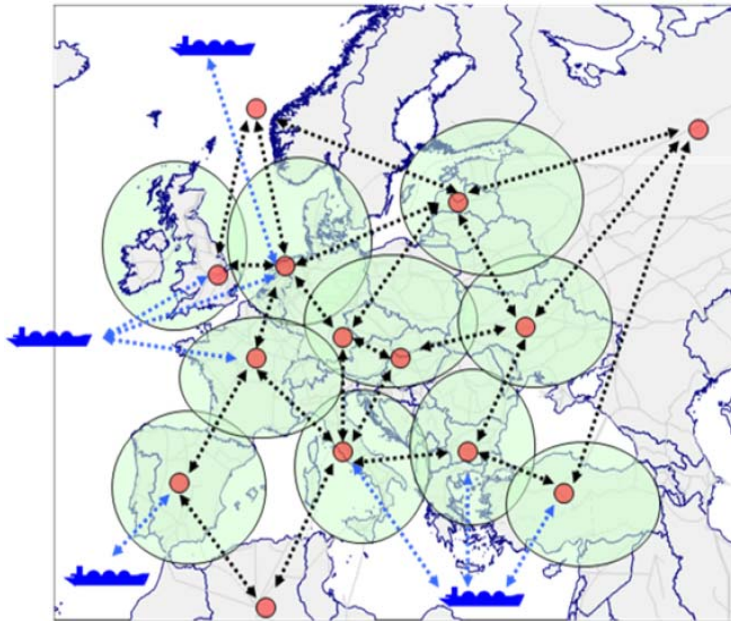


Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

En el momento actual, el mercado español cuenta con las condiciones objetivas para establecer un mercado organizado de gas en España, cuya ambición es convertirse en un mercado Ibérico, mejorar la competencia efectiva del mercado y conseguir una señal nacional de precios.

En el listado de empresas comercializadoras de gas natural figuran más de cien empresas que, si bien no están todas operando en el mercado actualmente, muestran un interés en hacerlo.

El mercado interior de gas natural que promueve la Comisión Europea es un modelo basado en zonas de balance con mercados organizados interconectados a través de sistemas de peaje de entrada y salida de contratación independientes.



El gas se compra en los mercados regionales o zonas de balance y se puede vender en otro mercado regional interconectado contratando los peajes de salida del mercado de origen y los de entrada del mercado de destino de forma independiente. Todo a partir de plataformas telemáticas de contratación y en base a productos estándares.

Con este objetivo, durante la última década, el comercio en los mercados mayoristas de gas europeo ha experimentado un enorme crecimiento. En Europa el primer “hub” fue el NBP (National Balancing Point) creado en el Reino Unido en 1966. Posteriormente, se han creado desde el año 2000 más de 10 hubs en Europa (físicos y virtuales) de los que 8 de ellos cuentan con un mercado organizado, con configuraciones de operadores del mercado muy diferentes.

Las ventajas que se pueden obtener del desarrollo del Mercado Organizado para el sistema gasista español son las siguientes:

- Disminuye las barreras de entrada al mercado del gas al proporcionar transparencia al precio del mercado, tanto para los agentes que participan en el mismo como para los consumidores.
- Mejora la eficiencia, al facilitar los intercambios de gas entre operadores con posiciones contrapuestas (cortos o largos).
- Proporciona flexibilidad a la cartera de gas de los agentes entre sus aprovisionamientos a corto, medio o largo plazo.
- Facilita, a los agentes y al gestor del sistema, el mantenimiento equilibrado del sistema.



- Proporciona una herramienta para la gestión de riesgos de los agentes, tanto en términos de volumen como en evolución de precios, en los mercados de futuros
- Proporciona oportunidades de trading internacional, favoreciendo el desarrollo de mercados supranacionales, contribuyendo, adicionalmente, a la creación del mercado europeo.

Con objeto de que los consumidores de gas en España puedan beneficiarse de estas ventajas en el menor plazo posible, es necesario establecer la normativa de desarrollo en relación a lo previsto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, relativo al mercado organizado de gas, siendo éste el objetivo del proyecto de real decreto.

El desarrollo del mercado requiere adaptar la normativa vigente, de forma que la contratación de acceso al sistema gasista, el sistema de balance y la gestión técnica del sistema se orienten a facilitar la operación en el mismo.

2.1 Título I: Contratación de capacidad de las instalaciones gasistas.

El **Título I** del proyecto de real decreto regula el modelo de contratación de capacidad de las instalaciones gasistas. Los objetivos perseguidos son los siguientes:

- **Orientación del sistema de contratación de capacidad a facilitar la operación en el mercado de gas:**
 - Para desarrollar mercados de gas y capacidad resulta fundamental que tanto el gas como la capacidad puedan comercializarse independientemente de su ubicación en el sistema y sin restricciones.
 - Con el sistema actual, los usuarios pueden contratar la reserva de capacidad de entrada libremente (entrada al punto virtual) pero en el momento de contratar el término de conducción (salida del punto virtual), el Gestor Técnico del Sistema solicita información de la entrada del gas en el caso de consumos de más de 50 GWh/año realizando un análisis de viabilidad, lo cual impide, en la práctica, la contratación desacoplada entrada-salida.
 - El proyecto de real decreto modifica la definición de los servicios básicos de acceso al sistema de transporte y distribución recogidos en el RD 949/2001, para implantar el modelo de contratación desagregada e independiente de capacidad desde las entradas del sistema hasta el punto de balance o desde el punto de balance hasta las salidas del sistema.



- Las principales ventajas de un sistema de contratación desagregada de entradas y salidas son:
 - Facilita el desarrollo de los mercados primarios y secundarios de capacidad, al permitir que un agente pueda comprar capacidad sólo de entrada, para vender el gas en el punto de balance, y otro agente pueda comprar el gas en dicho punto de balance y contratar la capacidad desde el punto de balance hasta sus instalaciones.
 - Facilita el comercio del gas, la liquidez del mercado y el desarrollo de mercados de gas (hubs) en el punto de balance
 - Facilita la competencia en el mercado de gas
 - Se incluye la definición de Punto Virtual de Balance del sistema de forma que todo el gas que ha tenido entrada en el sistema de transporte y distribución se considera ubicado en el “Punto Virtual de Balance” del sistema de gas natural y podrá ser libremente intercambiado en el mercado sin ninguna restricción.
- **Simplificación:**
 - Se crea una plataforma única de contratación de capacidad, gestionada por el Gestor Técnico del Sistema, que posibilitará la contratación en tiempo real en los diferentes horizontes temporales y para los distintos productos de contratación de capacidad.
 - Esta plataforma simplifica en gran medida el sistema actual de contratación, recogido en los artículos 5 y 6 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que el usuario debe solicitar directamente el acceso a cada uno de los titulares de las instalaciones mediante la presentación de una solicitud y un procedimiento de validación que puede conllevar un plazo de hasta 24 días.
 - Se exceptúan de dicha plataforma de contratación las interconexiones con otros países, que se regirán por lo establecido en el Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento CE nº715/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, y por lo dictado en la normativa de desarrollo y aplicación que dicte la CNMC en ejercicio de sus funciones.
 - **Estandarización y reducción de plazos:**



- Se establece un catálogo de productos estándares en relación a la duración de los contratos de capacidad.
 - La definición de productos estándares de contratación dotará de liquidez al sistema, lo que ayudará a que se realicen compraventas de capacidad en el mercado secundario, más aún si se gestionan de forma electrónica en una plataforma de capacidad.
 - Dichos productos se corresponden con los establecidos en el artículo 9 del Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, para las interconexiones, lo que facilitará la integración del sistema gasista español con el resto de Europa.
- Se establece un contrato marco que simplifica y estandariza la forma en la que se contrata la capacidad.
 - Desde un punto de vista operativo, esta propuesta facilitará el proceso administrativo, ya que no será necesaria la firma de un contrato completo cada vez que se contrata capacidad, lo que repercutirá en una mayor agilidad, especialmente importante para la contratación de capacidad a corto plazo.
 - El hecho de que se firme un único contrato marco al que todos los usuarios deban adherirse, evita negociaciones y conflictos sobre cláusulas adicionales o especiales para cada comercializador, cada instalación o cada situación, dificultando la aplicación de políticas discriminatorias por parte de los titulares de las instalaciones y facilita la negociación del mercado secundario de capacidad.
- Los plazos se reducen hasta permitir la realización de contratos en tiempo real (frente a los 24 días actuales).
 - Se acortan los plazos para el cambio de comercializador que se reduce a siete días naturales y a dos días en caso de que el cambio no implique modificaciones de los parámetros técnicos de contratación del peaje de acceso.
- **Transparencia.**
 - Actualmente el sistema de asignación de capacidad se basa en la recepción cronológica de las solicitudes.
 - Se modifica este criterio de asignación de capacidad y establece como criterio preferente la asignación mediante mecanismos de mercado (subastas).
- **Firmeza de las transacciones:**



- En la actualidad los usuarios pueden liberar la capacidad contratada transcurrido un año desde su contratación sin incurrir en ningún gasto o penalización.
- Se propone que las nuevas contrataciones sean firmes durante todo el periodo contratado, debiéndose abonar la totalidad del mismo con independencia de su uso.
- Los usuarios podrán vender la capacidad en un mercado secundario a otros sujetos con derecho de acceso.
- La firmeza en la contratación exige la constitución de garantías para cubrir los casos de impago.

En resumen, la el nuevo mecanismo de contratación de capacidad centralizado en una plataforma única de contratación permitirá:

- Incrementar la transparencia y facilitar la contratación, que junto al mercado organizado de gas, aumentará la competencia en el sector.
- Mejorar los tiempos de respuesta de las solicitudes de capacidad, agilizando las actuaciones de los comercializadores.
- Facilitar la integración de mercados.

2.2 Título II: Mercado organizado de gas

El Título II del proyecto recoge los artículos relacionados con el funcionamiento del mercado organizado de gas, creado en el artículo 65.bis, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

- **Características del mercado:**
 - El mercado organizado de gas está integrado por transacciones de compra y venta de gas en el punto virtual de balance, en el corto plazo, con productos que abarcan un horizonte de entrega entre el propio día y el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción. La contratación en este mercado es libre y voluntaria. Estos principios básicos del mercado quedan recogidos en el artículo 13.
 - Esta contratación lleva asociada la entrega física del gas y debe ser entregada en el corto plazo.
 - Para que el mercado sea posible, en el punto virtual se deben poder hacer las transacciones independientemente del punto de entrada o salida del gas al sistema (esto se consigue con la modificación del sistema de contratación de capacidad).



- **Productos:**
 - En el Mercado Organizado de Gas se negociarán productos normalizados de transferencia de titularidad del gas en el punto virtual de balance con un horizonte temporal hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.
 - Adicionalmente y previa habilitación por parte del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrán negociar otros productos relativos a la cadena de suministro de gas.
- **Organización:**
 - Las reglas del Mercado Organizado y el Contrato de Adhesión a dichas reglas serán aprobadas por resolución del Secretario de Estado de Energía.
 - Adicionalmente, la normativa de detalle, se aprobará por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas mediante las Circulares de Mercado.
- **Agentes que pueden actuar en el mercado.**
 - El usuario habilitado es aquel sujeto que cumple los requisitos exigidos por el Gestor Técnico del Sistema que ha suscrito el Contrato de Adhesión a las Reglas de Mercado y cumple los requisitos establecidos en las Reglas del Mercado y por tanto está habilitado para negociar en el mercado.
 - Los agentes tienen derecho a negociar en el mercado, acceso a la información, cobro de la facturación, y los derechos de efectuar las consultas y reclamaciones. En lo que respecta a las obligaciones se encuentran el respeto a las reglas del mercado y su operativa, la confidencialidad en relación a la información que se ponga a su disposición, el mantenimiento actualizado de sus datos y el cumplimiento de las obligaciones económicas que le corresponda.
- **Operador del mercado.**
 - El Operador del Mercado, creado en el artículo 65.ter de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, es el encargado de la gestión del sistema de ofertas de compra y venta en el mercado organizado de gas.
 - Le corresponde gestionar las diferentes sesiones de negociación, listar los productos a negociar, garantizar el funcionamiento de la Plataformas de Mercado, recibir y casar las ofertas, comunicar a los Agentes y a los Gestores Técnicos del Sistema la información



que resulte de las casaciones en el mercado, publicar la información de carácter público en relación a los precios y volúmenes negociados,...

- Asimismo, se le encomienda la función de realizar por sí mismo o a través de un tercero, las labores del Gestor de Garantías del sistema de gas natural que se desarrolla en el Título III de este proyecto.

- **Principios de funcionamiento:**

- La negociación en el Mercado Organizado de Gas se realizará mediante la Plataforma del Mercado.
- La negociación en el mercado se estructura en sesiones de negociación en las cuales pueden coexistir la negociación por subasta o mercado continuo. En cada sesión se pueden negociar varios productos distintos.
- En la negociación por subasta, los agentes remiten ofertas de compra y venta para un producto determinado, en el que expresan la cantidad que quieren vender y el precio mínimo que están dispuestos a aceptar, y los compradores la cantidad que quieren comprar con el precio máximo al que comprarían. El modelo de subasta ordena las ofertas de venta en orden creciente de precios para formar la curva de oferta agregada y construye la curva de demanda agregada sumando las ofertas de compra en orden decreciente de precios. El punto de corte entre ambas curvas determina el resultado de la casación: la cantidad total negociada en el sistema (q_0) y el precio final resultante (p_0). Cualquier oferta de venta a un precio inferior al precio de mercado es aceptada, así como cualquier oferta de compra con un precio superior al del mercado.
- En la negociación en mercado continuo, los agentes envían ofertas de compra y venta para un producto determinado y tienen en todo momento acceso a las ofertas presentadas por el resto de los agentes. Al introducir una oferta, la casación se realiza instantáneamente en caso de que exista una oferta contraria competitiva.
- Los agentes realizarán sus ofertas de compra y venta a través de carteras de negociación. Todas las ofertas, previamente a su incorporación a la negociación, estarán sujetas a un proceso de validación, por parte del Operador del Mercado, en la que se comprobará que se han constituido las garantías suficientes.



- **Firmeza de las transacciones:**
 - Una vez que una oferta resulta casada, la transacción es firme, conllevando, si la oferta es de compra, una obligación de adquisición del producto, y, si la oferta es de venta, una obligación de entrega del mismo, en el lugar de entrega indicado en la especificación del producto.
 - Adicionalmente conlleva, respectivamente, la obligación de pago y el derecho de cobro al precio de la transacción.
 - La transacción se entenderá perfeccionada en el momento de la casación y ejecutada en el momento de la notificación por parte del Operador del Mercado al Gestor Técnico del Sistema. La entrega en cada Día de gas del producto se entenderá efectuada en el momento de la notificación.
- **Comunicación entre el mercado de gas y el Gestor técnico del sistema.**
 - El Gestor Técnico del Sistema debe disponer de los mecanismos necesarios para la recepción de notificaciones asociadas a transacciones provenientes no sólo del Operador del Mercado sino también de otras plataformas de mercado que puedan operar o intermediar productos en el sistema gasista español.
 - A estos efectos, el Operador del Mercado y el Gestor Técnico del Sistema deben desarrollar los protocolos y procedimientos necesarios para establecer los mecanismos de intercambio de información y coordinación y determinarán las responsabilidades de cada uno de ellos para cada uno de los procesos.
 - El Operador del Mercado realizará el cálculo diario de los resultados económicos tras las casaciones del mercado y comunicará a cada Agente los derechos de cobro y las obligaciones de pago que corresponda. Además, publicará la información agregada diaria del conjunto de transacciones correspondiente a cada día de entrega y cada día de negociación.
- **Liquidación**
 - Los procesos de liquidación económica: facturación, gestión de cobros y pagos y el cálculo de las garantías asociadas a la participación en el mercado se detallarán en las Reglas del Mercado.



- **Órgano de supervisión y consultivo del funcionamiento y la gestión del Operador del Mercado.**
 - Se crea el Comité de Agentes del Mercado Organizado de Gas, que estará formado por representantes del Operador del Mercado, los Agentes y el Gestor Técnico del Sistema.
 - Dependiendo de los asuntos a tratar, se podrá invitar a representantes de otros sujetos que actúan en el sector: transportistas, distribuidores, consumidores directos en mercado o asociaciones relacionadas con el sector.

2.3 Título III: Garantías

El **Título III** del proyecto de real decreto establece un sistema centralizado de gestión de garantías.

- **Situación actual:**
 - El modelo actual del sistema gasista no exige a constitución de garantías.
 - El Real Decreto 1434/2001, de 27 de diciembre establece en su artículo 14.3 como requisito para ejercer la actividad de comercialización de gas natural la constitución de garantías,
 - Sin embargo, al no haber sido desarrollado mediante orden, en la práctica los comercializadores no han constituido garantías para el pago de los peajes, con el consecuente riesgo para el sistema gasista ante posibles impagos.
 - La regulación vigente únicamente establece una fianza, regulada en el artículo 6.4 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, con la pretensión de evitar el acaparamiento de capacidad.
- **Nuevo modelo:**
 - En el nuevo modelo de sistema gasista, para poder operar serán necesarias las siguientes garantías:
 - Garantías para dar cobertura a posibles impagos de los peajes y cánones por parte de los usuarios. Estas garantías deben ir asociadas a la capacidad contratada.
 - Garantías para dar cobertura al coste del gas, penalizaciones y liquidaciones ante posibles desbalances de los usuarios.
 - Garantías para la operación en el Mercado Organizado de Gas.
 - Con el fin de minorar el coste de estas garantías para los agentes y que éstas no sean una barrera de entrada para nuevos comercializadores se propone la constitución de un sistema centralizado de garantías proporcional a la capacidad contratada de acceso a las instalaciones,



potencial desbalance del usuario y en su caso, gas negociado en el Mercado Organizado de Gas.

- **Gestión centralizada de garantías:**
 - La gestión unificada de las garantías permitirá, con las restricciones que sean oportunas, reducir el número de instrumentos de garantías necesarios y la posible aplicación para varias finalidades.
 - La eficiencia viene introducida por el concepto de ventanilla única y la posible aplicación para múltiples propósitos de los instrumentos de garantías que los sujetos deben presentar. Esto sólo es posible si se presentan ante una misma entidad.
 - Se crea la figura del Gestor de Garantías, lo que permite dar respuesta a las necesidades expuestas sobre la gestión de garantías para las diferentes áreas en las que operan los sujetos del sistema gasista, utilizando criterios de eficiencia y racionalidad.
 - El Gestor de Garantías facilitará y agilizará los trámites asociados a la constitución y presentación de los instrumentos de garantías necesarios, evitando la dispersión de los trámites y la múltiple interlocución con las entidades implicadas.
 - Dado que las garantías del mercado organizado deben ser gestionadas, según se define en la Ley, por el propio Operador del Mercado, en la propuesta se integran los tres tipos de garantías en esta misma estructura, por lo que se establece que MIBGAS, S.A. actuará como Gestor de Garantías directamente, o a través de un tercero, las labores de Gestor de Garantías del sistema de gas natural.

2.4 Título IV: Procedimiento de asignación en concurrencia y marco retributivo de los gasoductos primarios no troncales

El **Título IV** se dedica íntegramente a los gasoductos primarios no troncales, incluyendo el artículo 59 de la Ley 34/98, de 7 de octubre, donde se clasificaron los gasoductos de transporte primario (con presión de diseño superior a 60 bar) en dos tipos: red troncal y red de influencia local.

- Los primeros son aquellos que se consideran esenciales para el funcionamiento de la red, determinando en el artículo 67 que su construcción y explotación serán autorizadas de forma directa a la empresa titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal.
- Para el resto de los gasoductos, ya sean primarios o secundarios, el mismo artículo estableció que, con carácter general, el procedimiento de



adjudicación sería de concurrencia, aunque en el caso de gasoductos de transporte competencia de la Administración General del Estado estos podrán adjudicarse a los titulares de las instalaciones a las que se conecten.

El artículo 64.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, determinó que la metodología ordinaria de retribución de las instalaciones de transporte incluida en el anexo XI de la Ley no sería de aplicación a las instalaciones de transporte secundario ni a las instalaciones de transporte primario no incluidas en la red troncal, que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014 no dispusieran de aprobación del proyecto de ejecución. Asimismo, estableció que el Gobierno, mediante real decreto, fijaría la metodología del régimen retributivo aplicable a estas instalaciones de transporte primario no incluidas en la red troncal.

Por otra parte, la misma la Ley 18/2014 en su artículo 59 fija la sostenibilidad económica y financiera como principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas en el ámbito del gas natural. Este principio hace aún más imperativo instaurar un procedimiento de concurrencia para la adjudicación de las instalaciones como medio para minorar el coste de la instalación mediante la competencia entre los agentes, así como un régimen retributivo que minimice el riesgo económico del sistema gasista derivado del incumplimiento de las previsiones de demanda.

Éste es precisamente el objetivo del **Título IV** del proyecto, donde se establece tanto el procedimiento de adjudicación como el régimen retributivo de las instalaciones de transporte primario no troncales. Ambos procedimientos están claramente imbricados, al elegirse como mecanismo de concurrencia una subasta de sobre cerrado de la retribución unitaria que el gasoducto va a recibir por cada MWh de gas vehiculado, de forma que el riesgo de las oscilaciones de la demanda es asumido en parte por el titular de la instalación.

En el **capítulo I** se establece el **mecanismo de asignación de estos gasoductos**.

- Se establece la concurrencia como procedimiento general de adjudicación, sin embargo, para los gasoductos primarios no troncales conectados a otros ya adjudicados por el procedimiento descrito en el real decreto se establece una adjudicación directa al titular del gasoducto al que se conecta.
 - El motivo es precisamente el régimen retributivo desarrollado en el capítulo siguiente, donde se puntualiza que la retribución variable de estos gasoductos es función del flujo de gas que proviene del



gasoducto troncal, por tanto, en este esquema retributivo, los gasoductos primarios no troncales en cascada no recibirán retribución variable alguna, a la vez que inducirán una retribución adicional en el gasoducto al que se conectan.

- En consecuencia, parece apropiado garantizar la adjudicación de la construcción de dicho gasoducto en cascada al titular del gasoducto “aguas arriba”, de tal forma que sea el mismo transportista que ve incrementada su retribución el que tome la decisión de acometer la inversión de los gasoductos (primarios) situados “aguas abajo”.
- El procedimiento de concurrencia se va a utilizar para realizar la valoración de las ofertas económicas presentadas,
 - Opcionalmente el procedimiento podrá incluir también una fase de concurso para juzgar otros criterios no económicos, como pueden ser técnicos o ambientales.
 - En todo caso, las prescripciones técnicas establecidas en las bases del procedimiento serán de obligado cumplimiento.
 - La oferta económica se reduce a una cantidad expresada en €/MWh que constituirá la retribución unitaria por MWh, la cual se multiplicará por el volumen de gas vehiculado por el gasoducto para obtener la retribución variable.
 - Se pueden valorar criterios no económicos, con una ponderación máxima en la valoración final que no podrá superar un 30%.
 - El grado de cumplimiento de cada uno de los criterios será valorado por los miembros del tribunal de 1 a 10. El resultado final de esta fase será la media aritmética de las valoraciones anteriores, siempre que el tribunal, en las bases de la convocatoria no hubiese decidido establecer un criterio de ponderación de los criterios diferente.
 - Si la fase de concurso incluyese criterios no cuantificables numéricamente, se valorarán las ofertas, mediante la aplicación de una fórmula simple:

$$R = Of \cdot (1 - \alpha \cdot C/10)$$

Donde:

- Of : oferta económica (expresada en €/MWh).
- α : ponderación de la fase de concurso en tanto por uno. En ningún caso podrá ser superior a 0,3 ni tomar valores negativos.
- C : valoración final de la fase de concurso (de 0 a 10).



- El objetivo de la fórmula anterior es integrar el resultado de la fase de concurso con la oferta económica, teniendo en cuenta que la primera concluye con una valoración de 0 a 10 y que su ponderación está fijada en las bases de cada convocatoria. Se declarará ganadora aquella oferta cuyo valor “R” obtenido sea menor.
- A continuación se muestran diversos ejemplos de aplicación, en el que se puede ver que, como consecuencia de una mejor valoración en la fase de concurso, la segunda oferta (de 3,5 €/MW), a pesar de ser superior a la primera (de 3 €/MWh), al final sería la ganadora del proceso de concurrencia al resultar que obtiene el coeficiente R menor.

Of €/MWh	α	C	R
3,00	0,2	1,00	2,94
3,50	0,2	9,00	2,87
4,00	0,2	9,00	3,28
5,00	0,2	7,50	4,25
4,00	0,2	7,50	3,40
4,00	0,2	7,50	3,40

El capítulo II de este título se dedica enteramente al **régimen retributivo** de los gasoductos primarios no troncales dedicados al suministro de su área de influencia.

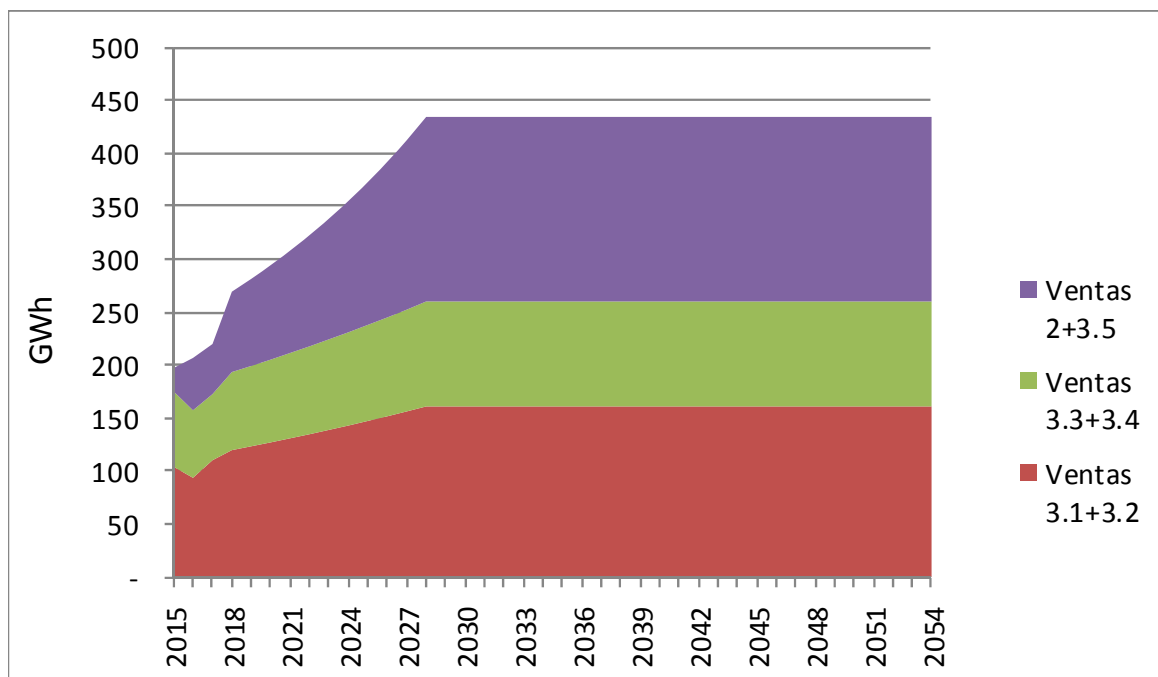
- Este régimen será aplicable a los gasoductos adjudicados mediante el procedimiento de concurrencia.
- El régimen singular de retribución de estos gasoductos está estrechamente vinculado con las fórmulas incluidas en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.
 - Estos gasoductos devengarán tanto retribución en concepto de RD como de RCS al igual que el resto de gasoductos, con la particularidad de que el RD esta vez incluye únicamente la retribución en concepto de operación y mantenimiento en vigor (COM) y la retribución por el gas vehiculado (RGV).
 - La retribución RGV se calculará multiplicando la oferta económica presentada por el volumen de gas vehiculado, considerando éste como el transportado durante los doce meses anteriores al mes de noviembre del año de cálculo.
 - Con carácter provisional se aplicará el volumen de gas transportado en los doce meses anteriores al mes de noviembre del año anterior, lo



que permitirá incluir en la orden anual de retribuciones y peajes de acceso una retribución provisional de la instalación, que se ajustará al año siguiente una vez que se conozca el flujo de gas real.

- **Impacto económico del nuevo marco retributivo**

- Debido al desarrollo de la red de gasoductos del sistema gasista, no se espera que este marco retributivo tenga un impacto significativo a medio plazo.
 - Se tiene previsto asignar menos de 5 gasoducto de estas características durante los próximos años.
- Se ha realizado una simulación del nuevo régimen retributivo utilizando un gasoducto real, tanto en lo que se refiere a sus parámetros técnicos como a las características de su demanda, calculándose la retribución máxima en concepto de RGV que se podría otorgar a la instalación de acuerdo a las previsiones de demanda consideradas.
- Escenario:
 - El gasoducto utilizado tiene las siguientes características técnicas: longitud 80 Km, presión de servicio 80 bar y diámetro nominal 12 pulgadas, cuenta además cuenta con dos ERM-250, tres ERM-400 y una ERM-1000 así como dos posiciones de seccionamiento y seis posiciones de derivación. La vida útil del gasoducto es la definida en la regulación retributiva para todos los gasoductos: 40 años.
 - A los efectos de los cálculos se considera que el gasoducto entra en servicio el 1 de enero de 2015.
 - Los datos de demanda corresponden a valores reales de los tres primeros años de operación de este gasoducto. Durante los 10 años siguientes estos valores han sido proyectados aplicando un crecimiento del 3% de la demanda del Grupo 3 y un 10% en la demanda del Grupo 2, a partir de dicha fecha se considera que la demanda permanece estable.
 - El tratamiento diferente para el Grupo 3 y el Grupo 2 se justifica al haberse realizado la captación más significativa de los clientes domésticos mediante una planta satélite durante los años previos a la conexión del gasoducto. En cambio se considera que el mercado industrial tiene todo su potencial de crecimiento intacto desde el momento de la conexión.



- Se estima que la demanda total nacional de gas para el cálculo de la retribución por RCS se incrementa de forma constante un 3% anual. Se ha de tener en cuenta que la citada ley fija un valor máximo de demanda que se puede considerar a efectos de aumentar la RCS es de 410 TWh, situación que según los supuestos expuestos se alcanza en, aproximadamente, 10 años. Simultáneamente y durante todos los años del estudio se aplica el factor de 0,97.
 - El cálculo del RCS anual de un gasoducto también está afectado por el valor de reposición de todas las instalaciones de la actividad de transporte que formaban parte del sistema el año anterior, en la simulación se supone que el valor total de reposición de las instalaciones de transporte permanece constante (no se realizan desarrollos significativos de la red).
 - Por último, la simulación considera que los valores unitarios para el cálculo del valor estándar de la inversión y de los costes estándares de operación y mantenimiento permanecen invariables en términos nominales durante los 40 años de cálculo, al igual que los peajes de acceso.
- Cálculo del RGV de equilibrio:
- Con las hipótesis anteriores se ha calculado la máxima retribución en concepto de RGV que dicho gasoducto podría soportar durante su vida útil regulatoria de 40 años sin incurrir en pérdidas para el sistema gasista. Para este estudio se han



calculado los ingresos por peaje de transporte para cada uno de los años del período y se le han deducido las retribuciones inducidas: RCS, retribución a la distribución y gastos de operación y mantenimiento. Siguiendo un criterio de prudencia, únicamente se han considerado los ingresos derivados del peaje de transporte, aunque dependiendo de las circunstancias, esta cifra puede verse incrementada por peajes derivados del uso de las plantas de regasificación o de los almacenamientos subterráneos.

- La diferencia entre los ingresos por peajes y las retribuciones mencionadas sería precisamente la retribución máxima en concepto de RGV que el gasoducto podría devengar sin que el sistema gasista incurriese en pérdidas.
- A continuación se muestran los ingresos por peajes y las retribuciones inducidas (excluyendo RGV). Por simplicidad se muestra únicamente un año de cada 5 aunque los cálculos se han realizado para la totalidad de los años.
- En la última línea se incluye el VAN de los saldos anuales, calculado aplicando la tasa de descuento del 5,09% :

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2054
<i>Ingresos Peajes</i>	4.601.742	4.919.597	5.829.914	6.478.298	6.478.298	6.478.298	6.478.298	6.478.298	6.478.298
RCS	1.041.189	1.036.512	1.031.856	912.673	783.743	673.027	577.951	496.306	439.376
OPEX	789.025	789.025	789.025	789.025	789.025	789.025	789.025	789.025	789.025
R. Dist	2.129.132	2.565.390	2.962.374	3.240.917	3.240.917	3.240.917	3.240.917	3.240.917	3.240.917
<i>Total Retribución</i>	3.959.346	4.390.927	4.783.255	4.942.615	4.813.685	4.702.969	4.607.893	4.526.248	4.469.318
Saldo	642.396	528.670	1.046.659	1.535.684	1.664.613	1.775.330	1.870.405	1.952.050	2.008.980

VAN(5,09%) 19.053.167

- Una retribución por RGV que financieramente fuera equivalente a los flujos de caja anteriores sería la que tuviese el mismo VAN. Esta condición se cumple para el valor unitario de la retribución RGV de 3,153 €/MWh.
- De acuerdo al escenario de ventas considerado, se producirían los siguientes flujos de caja.

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2054
Ventas (GWh)	197	294	373	434	434	434	434	434	434
RGV	621.830	928.064	1.175.677	1.369.563	1.369.563	1.369.563	1.369.563	1.369.563	1.369.563

- Estos flujos, descontados aplicando el tipo de interés de 5,09% y durante la vida útil de gasoducto de 40 años producen un VAN de 19.053.167 €.



- Comparación con el régimen anterior.
 - Si se compara el régimen retributivo propuesto con el incluido en el anexo XI de la Ley 18/2014 se puede comprobar que en realidad el concepto RGV sustituye a la amortización y a la retribución financiera, por lo tanto, en el nuevo régimen, el VAN de los flujos de caja de RGV, descontados aplicando la tasa TR debería ser equivalente al valor de la inversión del régimen retributivo ordinario (Ley 18/2014).
 - Aplicando los valores unitarios en vigor a los parámetros técnicos de la instalación, esta tendría un valor estándar de inversión de 28.435.577 €. En consecuencia, los flujos de caja generados por el término RGV durante los 40 años de vida regulatoria de la instalación no alcanzarían a cubrir el coste de la inversión.
 - Sin embargo, esto no quiere decir que, aplicando el RGV de 3,153 €/MWh, el proyecto no fuera rentable:
 - No hay que olvidar los flujos de caja derivados del término RCS, que actualizados al momento actual, suponen un total de 15.230.698. Es decir el valor actual de los flujos de RCS y de RGV supera el valor de la inversión.
 - En esta simulación el valor de la inversión se ha calculado aplicando los valores estándar en vigor, pero la empresa puede tener ahorros respecto a estos valores y economías de escala.
 - El nuevo modelo permite recuperar el valor de la inversión aunque hayan transcurrido más de 40 años, es decir, no está limitado por la vida útil regulatoria del activo.
 - Los volúmenes de gas vehiculado pueden ser superiores a las estimaciones. Lo cual supondría un aumento en la RGV a percibir por el titular, con el límite establecido en el artículo 56 que limita el VAN de la RGV al valor estándar de la retribución.
 - El valor unitario del RGV que generaría unas retribuciones anuales tales que, actualizadas al momento actual, fueran equivalentes al valor de la inversión sería de 4,708 €/MWh.
 - Sin embargo, la aplicación de este valor unitario de RGV generaría unas pérdidas al cabo de los 40 años de vida de la instalación de 9.397.000 €, esta es precisamente



la diferencia entre el valor de inversión (28.435.577 €) y el valor actual de los saldos anuales entre peajes y retribuciones por el resto de conceptos (19.053.167 €).

- Se puede resumir que en esta simulación, la previsión de demanda está desacompasada con el valor de la inversión.
 - Obviamente unas previsiones de ventas superiores generarían retribuciones unitarias de RGV mayores.
 - Sin embargo se ha optado por utilizar unos crecimientos de demanda doméstica razonable teniendo en consideración el dato de familias registradas (en el INE) en los municipios suministrados por el gasoducto.
 - Respecto a la demanda industrial, no se conoce la estructura industrial de la zona y el crecimiento propuesto no corresponde a ningún dato contrastado.
- Conclusión:
 - El marco retributivo propuesto vincula directamente la retribución de la instalación a la cantidad de gas que ha circulado por la misma.
 - Es el titular de la instalación al que asume el riesgo de cantidad, no el sistema gasista como ocurre en los gasoductos primarios troncales (que se entienden necesarios para garantizar el suministro)
 - Se le permite al titular de la instalación amortizar la misma en un periodo de tiempo menor a los 40 años, lo que se traducirá en un incremento de la rentabilidad del proyecto (siempre que la demanda lo permita).
 - Se garantiza la sostenibilidad del sistema gasista.
- Transitorio
 - Se establece un mecanismo transitorio de retribución de instalaciones de transporte primario no troncal destinadas al suministro de su área de influencia adjudicada con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto, a las que les será de aplicación la metodología dispuesta en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, incluido lo establecido en el ANEXO XI Metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento básico.



3 Otras disposiciones relativas al gas

3.1 Inspecciones

La Ley 18/2015, de 21 de mayo, modifica el artículo 74 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos y liberaliza las inspecciones periódicas a las instalaciones receptoras individuales y comunes que hasta entonces eran realizadas exclusivamente por la empresa distribuidora.

De acuerdo con la nueva redacción el distribuidor debe comunicar al usuario la necesidad de realizar la inspección y que puede realizarla con una empresa instaladora autorizada o con la empresa distribuidora. En caso de que el usuario no realice la inspección con una empresa instaladora, el distribuidor está obligado a realizar la misma a los precios aprobados por las Comunidades Autónomas, con el fin de salvaguardar la seguridad de las instalaciones.

El procedimiento general de actuación para realizar la inspección periódica de las instalaciones receptoras de combustibles gaseosos por canalización se encuentra recogido en la ITC-ICG-07 del Real Decreto 919/2006, de 28 de julio , por el que se aprueba el Reglamento Técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11.

Dicho Reglamento ha sido publicado de acuerdo con lo previsto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en el momento de su redacción, por lo que prevé que las inspecciones periódicas de las instalaciones solo pueden ser realizadas por la empresa distribuidora.

Con el fin de clarificar el procedimiento de actuación de las empresas instaladoras de gas y de las empresas distribuidoras en relación con las inspecciones periódicas de las instalaciones receptoras de gas natural se detalla un procedimiento en esta disposición adicional con un doble objetivo: mantener la seguridad de las instalaciones y avanzar en la liberalización de este servicio con el fin de que el consumidor pueda beneficiarse de las ventajas derivadas de la competencia entre empresas.

Dado que el procedimiento vigente es de aplicación no solo a las instalaciones de gas natural sino al resto de instalaciones de combustibles gaseosos por canalización, incluyendo por tanto el GLP canalizado, se extiende la libertad de elección de la empresa que realiza la inspección a este tipo de instalaciones.

- El procedimiento que se establece es el siguiente:



- El distribuidor comunica al consumidor conectado a sus instalaciones que, transcurrido el plazo vigente, debe realizar la inspección periódica de las instalaciones, y que tiene la posibilidad de realizar la misma con una empresa instaladora de gas.
- Si el consumidor decide realizar la inspección con una empresa instaladora, ésta, una vez realizada la inspección, comunicará al distribuidor el resultado de la inspección telemáticamente antes de una fecha límite, con el fin de que el distribuidor mantenga actualizada la base de datos de puntos de suministro.
- En caso de que el distribuidor no reciba el certificado de inspección se entenderá que el consumidor desea realizar la inspección a través del distribuidor por lo que éste comunicará la fecha de la inspección con al menos cinco días de antelación y procederá a realizar la misma.
- En el caso de detección de anomalías principales se debe proceder al corte del suministro, en el caso de que la inspección la realice el distribuidor este puede proceder directamente, si es una empresa instaladora cerrará la llave de paso y lo comunicará de forma inmediata al distribuidor para que este proceda al corte.
- En el caso de anomalías secundarias tanto el distribuidor como la empresa instaladora realizarán un parte y el consumidor deberá proceder a la reparación de las mismas en los plazos establecidos en el Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, contratando los servicios de una empresa distinta a la que realiza la inspección. El seguimiento de que la instalación ha sido reparada corresponderá a la empresa distribuidora o a la empresa instaladora en función de quién haya hecho la inspección periódica.
- El hecho de que la empresa que realiza la inspección no pueda proceder a la reparación de las anomalías detectadas pretende evitar la detección de anomalías injustificadas con el fin de proceder a su reparación por la misma empresa incrementando su facturación.
- Los precios máximos que las empresas distribuidoras pueden cobrar por el servicio de inspección son aprobados por las Comunidades Autónomas.
- El nuevo sistema propuesto en esta disposición, en Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, y en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, mantiene determinadas obligaciones para el distribuidor con independencia de que éste realice o no la inspección: mantenimiento de una base de datos permanentemente actualizada que contenga, entre otras informaciones, la fecha de la última inspección realizada, y su resultado, conservando esta información durante diez años. El sistema debe poder ser consultado por el órgano competente de la Comunidad Autónoma. Además debe facilitar a los



instaladores un sistema telemático para la comunicación de las inspecciones. Y el distribuidor es el encargado de comunicar al usuario la necesidad de realización de la inspección, y de adoptar las medidas establecidas en la normativa de aplicación en el caso de que éste no la realice.

- Una parte del coste de la inspección, corresponde a los gastos de gestión y administración que se mantienen en la empresa distribuidora por lo que se establece que el precio de la inspección se divida en dos términos, uno correspondiente a los gastos de gestión de la inspección que será cobrado por la empresa distribuidora tanto si realiza la inspección la distribuidora como una empresa instaladora y otro que corresponda con el coste de la inspección propiamente dicha que sólo podrá cobrar en caso de realizar la inspección.
- Hasta que los organismos competentes de las Comunidades Autónomas publiquen las tarifas máximas que las empresas distribuidoras pueden cobrar por la realización de las inspecciones periódicas se considerará que la retribución por la gestión del sistema de inspecciones llevado a cabo por la empresa distribuidora es de 12,8 €.
 - El resto, hasta la tarifa máxima en vigor aprobada en la Comunidad Autónoma se considerará retribución del servicio de inspección y control de calidad
 - La cifra de 12,8 € se han obtenido como una aproximación a partir de la tabla de SEDIGAS de desglose de los costes de ejecución de Inspecciones Periódicas siguiente.

El valor de 12,8€ se obtiene de sumar los conceptos de coste medio del servicio de personal de administración y el coste medios de los documentos del proceso de inspección, en 2009, ambos en el caso de importe con dispersión baja.



TABLA 1: DESGLOSE COSTES/IMPORTE (SIN IVA) SOLICITADO POR LA EJECUCIÓN DE IP EN INFORME SEDIGÁS PARA CONSUMIDORES PERTENECIENTES A LOS GRUPOS 3.1, 3.2 Y 3.3

Año	Concepto	Importe con dispersión baja	Importe con dispersión alta
2006/ 2007*	<i>IP instalación receptora individual</i>	34,34 €	43,69 €
	<i>Coste medio servicio de personal de inspección</i>	3,15 €	4,27 €
	<i>Coste medio servicio de personal de administración</i>	11,46 €	11,78 €
	<i>Coste medio servicio de inspección y control de calidad</i>	19,40 €	27,32 €
	<i>Coste medio documentos del proceso de inspección</i>	0,32 €	0,32 €
	<i>IP instalación receptora comunitaria</i>	56,08 €	71,26 €
	<i>Coste medio servicio de personal de inspección</i>	3,15 €	6,91 €
	<i>Coste medio servicio de personal de administración</i>	11,46 €	16,63 €
	<i>Coste medio servicio de inspección y control de calidad</i>	41,15 €	47,40 €
	<i>Coste medio documentos del proceso de inspección</i>	0,32 €	0,32 €
2008	<i>IP instalación receptora individual</i>	36,73 €	46,76 €
	<i>Coste medio servicio de personal de inspección</i>	3,37 €	4,57 €
	<i>Coste medio servicio de personal de administración</i>	12,26 €	12,61 €
	<i>Coste medio servicio de inspección y control de calidad</i>	20,76 €	29,24 €
	<i>Coste medio documentos del proceso de inspección</i>	0,34 €	0,34 €
	<i>IP instalación receptora comunitaria</i>	60,01 €	76,25 €
	<i>Coste medio servicio de personal de inspección</i>	3,37 €	7,39 €
	<i>Coste medio servicio de personal de administración</i>	12,26 €	17,80 €
	<i>Coste medio servicio de inspección y control de calidad</i>	44,04 €	50,72 €
<i>Coste medio documentos del proceso de inspección</i>	0,34 €	0,34 €	
2009	<i>IP instalación receptora individual</i>	37,25 €	47,42 €
	<i>Coste medio servicio de personal de inspección</i>	3,42 €	4,63 €
	<i>Coste medio servicio de personal de administración</i>	12,43 €	12,79 €
	<i>Coste medio servicio de inspección y control de calidad</i>	21,05 €	29,65 €
	<i>Coste medio documentos del proceso de inspección</i>	0,35 €	0,34 €
	<i>IP instalación receptora comunitaria</i>	60,86 €	77,32 €
	<i>Coste medio servicio de personal de inspección</i>	3,42 €	7,49 €
	<i>Coste medio servicio de personal de administración</i>	12,43 €	18,05 €
	<i>Coste medio servicio de inspección y control de calidad</i>	44,66 €	51,43 €
<i>Coste medio documentos del proceso de inspección</i>	0,35 €	0,35 €	

Fuente: SEDIGAS

* SEDIGAS no elaboró ningún estudio en el año 2007 sino que se aportó el estudio de 2006 con la indicación de que el análisis-propuesta de precios se refería al año 2006, por lo que los precios debían actualizarse con el IPC del año 2006 que ascendió al 2,70%.

Con el fin de homogeneizar la legislación se ha procedido a modificar determinados aspectos del Real Decreto 919/2006, de 18 de junio, en relación a las inspecciones periódicas de las instalaciones receptoras de combustibles gaseosos por canalización en la disposición final del proyecto.

3.2 Conexiones transporte distribución

La modificación incluida desarrolla lo establecido en el artículo 73.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (modificado por la Ley 18/2015, de 21 de mayo) estableciendo una definición concreta de las instalaciones de conexión entre instalaciones de transporte e instalaciones de



distribución, con el fin de clarificar que parte de la posición tiene la consideración de instalación de distribución y que parte la consideración de instalación de transporte.

El coste de las instalaciones de conexión forma parte de los costes de un nuevo proyecto de extensión de redes para llevar el gas a nuevos usuario y deben ser considerados por el promotor al analizar la rentabilidad de una nueva inversión.

El modelo retributivo de las instalaciones de distribución, las instalaciones de transporte secundario y las instalaciones de transporte primario no troncal, trasladan parte del riesgo de la inversión al promotor, al ligar la retribución al gas vehiculado y/o al número de clientes, con el fin de evitar la construcción de instalaciones innecesarias.

Por ello, y de acuerdo con lo previsto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se establece que el coste de la posición perteneciente a la red de distribución debe ser soportado por el distribuidor y en caso de que sea necesaria la construcción o modificación de la posición de derivación para la construcción de una instalación de transporte también será soportado por el distribuidor, sin perjuicio de que la parte de la conexión que forme parte de la instalación de transporte sea del transportista.

Dado que la retribución de las nuevas instalaciones de transporte secundario, de acuerdo con lo establecido en el artículo 63.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, tendrán el mismo tratamiento que las instalaciones de distribución, se extiende la aplicación del citado artículo a este tipo de instalaciones y a las nuevas instalaciones de transporte primario no troncal, cuya retribución queda vinculada a la demanda.



4 Seguridad de Suministro

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su artículo 49, establece como derecho de todos los consumidores el de suministro de productos derivados del petróleo en el territorio nacional, en las condiciones previstas por dicha Ley y por sus normas de desarrollo y dispone una serie de medidas para garantizar dicho suministro.

El citado artículo 49, así como el artículo 39 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), prevén que el Consejo de Ministros, mediante acuerdo, en situación de escasez de suministro de productos petrolíferos, podrá adoptar una serie de medidas para garantizar el abastecimiento del mercado petrolífero y ordenar el sometimiento de las existencias mínimas de seguridad, incluidas las estratégicas, a un régimen de intervención bajo control directo de CORES, con objeto de inducir la más adecuada utilización de los recursos disponibles.

Por otra parte, España, como miembro de la Unión Europea, está obligada a cumplir la normativa comunitaria (en particular, la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos) y como miembro signatario del Programa Internacional de Energía de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), organismo multilateral de la OCDE, ha asumido un sistema homogéneo de corresponsabilidad, para todos los países signatarios, de obligación de mantenimiento y disponibilidad de existencias mínimas de seguridad de crudo y productos petrolíferos. Esta obligación se establece en la mayor de las siguientes cantidades: 90 días de importaciones medias diarias o bien 61 días de consumo interno, computados de acuerdo con una metodología específica.

Estos compromisos internacionales han sido asumidos por España mediante el citado Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, que en su artículo 2, concreta la obligación de los sujetos que intervienen en el sector del petróleo de mantenimiento de existencias mínimas en 92 días de sus ventas o consumos, y en la existencia de un programa nacional de medidas que recoge la posibilidad de aplicación de existencias mínimas de seguridad, restricción de demanda, sustitución de combustibles y aumento de la producción nacional, para hacer frente a eventuales crisis de suministro para las que la AIE o la UE establezca algún tipo de mecanismo de respuesta coordinada de sus Estados Miembros.

De estos 92 días de consumo o de ventas que constituyen las existencias mínimas de seguridad, tendrán la consideración de existencias estratégicas un



volumen equivalente a 45 días¹, siendo responsable de su mantenimiento CORES.

4.1 Descripción del problema y de las medidas que se introducen

Se modifica puntualmente la regulación de las existencias mínimas de seguridad, recogida en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio y cuyas líneas generales se exponen sintéticamente en los párrafos siguientes.

- La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en España asciende actualmente a 92 días equivalentes de las ventas o consumos computables, que deben mantenerse en todo momento. De estos 92 días de obligación total, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) mantiene 42 días (existencias estratégicas) mientras que la industria mantiene los 50 días restantes (reservas de la industria).



Reparto de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos

- Las reservas que mantiene la industria están compuestas por los grupos de productos que constituyen la obligación (gasolinas, destilados medios y fuelóleos) así como una parte importante de crudos y otras materias primas.
- Complementariamente a lo anterior, CORES mantiene a favor de cada sujeto obligado un total de 42 días. Los días que adquiere, mantiene y gestiona CORES reciben el nombre de existencias estratégicas.
 - Las existencias estratégicas están compuestas por los grupos de productos que constituyen la obligación (gasolinas, destilados medios y fuelóleos), así como por una parte importante mantenida en forma de crudo. Los gasóleos representan casi la mitad de las

¹ En la actualidad, aunque CORES constituye 42 días a favor de cada sujeto obligado, tiene el mandato de constituir 45 días del total de la obligación: "Tendrán la consideración de existencias estratégicas de hidrocarburos líquidos la parte de las existencias mínimas de seguridad que sean constituidas, mantenidas y gestionadas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. Al menos 45 días del total de la obligación de las existencias mínimas de seguridad del conjunto de sujetos obligados, excluyendo los gases licuados del petróleo, tendrán este carácter"



existencias estratégicas. CORES almacena las existencias estratégicas mayoritariamente en instalaciones de compañías logísticas y refinerías, a través de contratos de arrendamiento, que incluyen el control de las especificaciones vigentes de los productos. CORES posee también una pequeña capacidad de almacenamiento propio.

- Las existencias estratégicas se encuentran distribuidas a lo largo de la geografía española, en cinco áreas diferenciadas, atendiendo a las necesidades de consumo de cada área. CORES no mantiene reservas fuera del territorio español.
- CORES adquiere y vende las existencias estratégicas mediante concursos de compra y venta abiertos a todos sus miembros. Las condiciones se establecen de forma particular en cada momento y se resuelven en función de los criterios previamente establecidos a favor de la mejor oferta. CORES también puede poner en marcha concursos de capacidad si precisa almacenamiento adicional.
- Adicionalmente, existe la posibilidad de que CORES mantenga:
 - El 100% de la obligación de los sujetos no operadores, es decir, a distribuidores que no se suministren de un operador mayorista y a consumidores directos en mercado, con cuota de mercado inferior al 0,5% por ciento del volumen total de cada grupo de productos petrolíferos, vendidos o consumidos en el territorio nacional que lo soliciten.
 - 35 días adicionales de los sujetos que lo soliciten, de acuerdo con la asignación de días vigente que se describe en la tabla inferior. En líneas generales, se establece el siguiente orden de prelación para aquellos casos en que la capacidad solicitada exceda la disponibilidad de la Corporación:
 - solicitudes de grupos empresariales sin capacidad de refino,
 - solicitudes de grupos sin capacidad de refino en España pero con dicha capacidad en la Unión Europea y
 - grupos refineros en España.

No obstante, esta última posibilidad plantea algunas limitaciones y rigideces que se concretan en el número de días que se puede solicitar, que es únicamente de 35 y la necesidad de comprometerse, con carácter vinculante, por un mínimo de tres años. Estas limitaciones reducen la utilidad de este servicio para



las empresas, que necesitan una mayor flexibilidad para adaptarse a las necesidades del mercado en cada momento.

- La cifra concreta de existencias mínimas de seguridad y su desglose entre la industria y CORES se muestra en la tabla inferior. En ésta, se observa que la industria mantenía, a 31 de diciembre de 2014, el 56,2% de las citadas existencias mientras que CORES mantenía el 43,8%.

	dic-14		nov-14		dic-13		Tv (%)*	
	kt	Estructura (%)	kt	Estructura (%)	kt	Estructura (%)	nov-14	dic-13
Reservas estratégicas Cores	6.884	43,8	6.882	42,9	6.896	45,8	0,0	-0,2
Reservas Industria	8.817	56,2	9.143	57,1	8.175	54,2	-3,6	7,9
Total	15.701	100,0	16.025	100,0	15.071	100,0	-2,0	4,2

Fuente: CORES

* Tasas de variación con respecto al mes indicado.
Nota: Datos último día del mes
- igual que 0,0 / ^ mayor que 0,0

Existencias mínimas de seguridad mantenidas por la industria y por CORES

- Exceso global del sistema.
 - La tabla inferior muestra los cálculos correspondientes al cómputo de las existencias anteriores de acuerdo con los criterios de los organismos internacionales (Comisión Europea y Agencia Internacional de la Energía). En la misma, se refleja que frente a la obligación existente de mantener 90 días de importaciones netas, el sistema español mantenía en diciembre de 2014 113,1 días, es decir, un exceso global del sistema de 23,1 días.
 - Dicho exceso se debe a que la industria mantiene un nivel de existencias superior al que le exige la obligación, debido fundamentalmente a sus propias decisiones comerciales y a que CORES mantiene un excedente de existencias como se indica en la tabla más adelante.

Nivel de Stocks calculado en días de importaciones netas

	dic-14		nov-14		dic-13	
	Días Estructura (%)	Días Estructura (%)	Días Estructura (%)	Días Estructura (%)	Días Estructura (%)	Días Estructura (%)
Stocks en días de importaciones netas	113,1	100,0	114,5	100,0	99,4	100,0
Stocks Industria	62,2	55,0	64	55,5	53	53,0
Stocks Cores	50,9	45,0	51	44,5	47	47,0
Obligación*	90		90		90	

Nota: Datos último día del mes

Fuente: Cores

* Obligación en días de importaciones netas según método AIE

Los datos de la tabla anterior tienen por objeto ofrecer información general sobre la estructura de la composición de las existencias mínimas de seguridad en España y dar una idea aproximada del volumen de excedente global existente.



- Con datos correspondientes al periodo diciembre de 2013 noviembre de 2014 el excedente asciende a 1.418.341 m³ de productos lo cual equivale a 11,89 días de obligación. Estos datos se obtienen calculando el volumen al que equivalen los 42 días que CORES debe mantener a cada sujeto obligado (columna “obligación”) más las existencias correspondientes a los sujetos que han solicitado 35 días adicionales (Columna “días adicionales”).

La suma de ambas cifras es el volumen mínimo que debería mantener CORES que, comparado con las existencias reales, permite obtener el excedente en términos volumétricos y de días de ventas.

Cabe destacar que mientras que la tabla del punto anterior primera está elaborada siguiendo la metodología internacional en términos de importaciones netas², la segunda sigue el criterio nacional de días de ventas.

- Dicho excedente tiene su origen en la caída de demanda de productos petrolíferos durante la crisis económica. Así, durante el ciclo económico que finalizó en 2008 caracterizado por un fuerte incremento del consumo y de las ventas de productos petrolíferos, CORES fue aumentando su volumen de reservas y de capacidad de almacenamiento para hacer frente a su obligación de constituir 40 días de existencias a favor de cada sujeto obligado. Posteriormente, con la crisis económica, el consumo de productos petrolíferos ha sufrido una caída abrupta, aproximadamente del 21% entre los años 2009-2014, por lo que se ha producido un excedente en las reservas de CORES que eran superiores a las que estrictamente correspondería mantener si hubiese reducido sus stocks a los 40 días por sujeto obligado (y un volumen adicional para sus otros compromisos).

² De acuerdo con este método, para calcular es necesario calcular el equivalente en petróleo crudo de las importaciones. Dicho equivalente se obtiene sumando las importaciones netas de los productos siguientes: petróleo crudo, LGN, materias primas para refinerías, otros hidrocarburos, tal como están definidos en el anexo B, punto 4, del Reglamento (CE) no 1099/2008, ajustadas para tomar en consideración las posibles variaciones de existencias, deduciendo un 4 % en concepto de rendimiento de la nafta (o, si el rendimiento medio de la nafta en el territorio nacional supera el 7 %, deduciendo el consumo efectivo neto de nafta o el rendimiento medio de la nafta), y añadiendo las importaciones netas de todos los demás productos petrolíferos a excepción de la nafta, igualmente ajustadas para tomar en consideración las variaciones de existencias y multiplicadas por 1,065.



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO

Consumo anual de productos petrolíferos

Unidad: miles de toneladas

	2009	2010	2011	2012	2013	Estructura (%)	Tv (%) 2013/2012
Gasos licuados del petróleo (G.L.P.'s)	1.840	1.852	1.654	1.602	1.588	2,9	-0,8
Envasado	1.097	1.100	997	959	928	1,7	-3,2
Granel	727	733	636	617	575	1,1	-6,8
Automoción (envasado y granel)	16	19	21	26	31	0,1	18,3
Otros	-	^	^	^	55	0,1	13.686,0
Gasolinas	6.013	5.677	5.299	4.923	4.656	8,5	-5,4
95 I.O.	5.363	5.101	4.844	4.557	4.336	7,9	-4,8
98 I.O.	642	566	448	360	314	0,6	-12,7
Gasolinas Mezcla	^	2,4	1	1	^	^	-41,3
Subtotal gasolinas auto	6.005	5.670	5.294	4.917	4.651	4650,8	-5,4
Otras gasolinas	8	7	6	5	5	^	-5,6
Querosenos	5.133	5.246	5.596	5.278	5.130	9,4	-2,8
Aviación	5.133	5.245	5.596	5.278	5.130	9,4	-2,8
Otros	1	1	^	^	^	^	-11,3
Gasóleos	33.345	33.218	31.108	29.162	28.229	51,7	-3,2
Gasóleo A	23.577	23.292	22.420	21.084	20.500	37,5	-2,8
Biodiésel	41	42	27	27	5	^	-80,2
Biodiésel Mezcla	167	254	154	129	27	^	-79,5
Subtotal gasóleos auto	23.785	23.588	22.601	21.240	20.532	37,6	-3,3
Agrícola y pesca (B)	5.571	5.583	5.046	3.811	3.706	6,8	-2,8
Calefacción (C)	2.512	2.576	2.037	2.723	2.352	4,3	-13,6
Otros gasóleos	1.478	1.471	1.424	1.388	1.640	3,0	18,2
Fuelóleos	11.147	10.408	10.475	10.161	8.628	15,8	-15,1
BIA	3.406	3.099	2.843	2.551	2.272	4,2	-10,9
Otros fuelóleos	7.741	7.308	7.632	7.610	6.356	11,6	-16,5
Otros productos	10.967	10.696	10.158	8.858	6.411	11,7	-27,6
Lubricantes	418	440	397	360	364	0,7	1,2
Asfaltos	2.200	2.121	2.062	1.862	1.418	2,6	-23,9
Coque	4.303	4.260	3.991	3.255	2.132	3,9	-34,5
Otros *	4.046	3.876	3.708	3.381	2.497	4,6	-26,1
Total **	68.445	67.096	64.291	59.983	54.643	100,0	-8,9
<i>Bunkers</i>	<i>8.932</i>	<i>8.611</i>	<i>8.820</i>	<i>8.617</i>	<i>7.400</i>	<i>13,5</i>	<i>-14,1</i>

Fuente: CORES

* Incluye naftas, condensados, parafinas, disolventes y otros

** Incluye bunkers para la navegación marítima internacional desglosados en línea siguiente

^ mayor que 0,0

- igual a 0,0

Evolución del consumo de productos petrolíferos entre 2009 y 2013 (incluye productos no obligados)

- Frente a la valoración contable de las existencias de CORES, que ascendía a 1.993.995.000 Euros, la valoración de mercado de las mismas era superior a la contable en aproximadamente 2.521.654.000 Euros, cifras todas ellas referidas a 31 de diciembre de 2013, fecha de referencia para las últimas cuentas aprobadas y publicadas de la Corporación. Esta diferencia surge del valor histórico medio de las citadas existencias ya que gran parte de las mismas fueron adquiridas en una coyuntura de mercado con precios muy inferiores a los del momento de referencia.

Producto	2013	2012
Gasolinas	98.525	98.714
Gasóleos y querosenos	1.294.262	1.295.571
Fuelóleos	22.887	22.911
Petróleo crudo	578.321	579.145
Total existencias	1.993.995	1.996.341

Valoración contable de las existencias de CORES a 31 de diciembre

- Propuesta de modificación normativa para eliminar el exceso global del sistema.



Se ha considerado oportuno eliminar el excedente de la Corporación mediante la modificación del artículo 14 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, de la siguiente manera:

- En general, el excedente se eliminará mediante su venta progresiva. Dicha venta, sin embargo, no podrá realizarse de forma inmediata si no a medio plazo de acuerdo con las condiciones de mercado y con los compromisos contractuales adquiridos por la Corporación. No obstante, el excedente actual no se venderá en su totalidad ya que parte será absorbido mediante las medidas de flexibilización que se indican a continuación.
- Se flexibilizan los servicios adicionales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad que CORES ofrece a los sujetos obligados. De esta forma, una empresa puede solicitar a CORES que le mantenga un número de días de obligación superior al mínimo de 42 días y hasta el total de su obligación, por periodos de tiempo y cantidades variables.
- A la hora de evaluar estas solicitudes, en el caso en que la capacidad de la Corporación no fuese suficiente, se aplicará un procedimiento objetivo, transparente y no discriminatorio para su asignación. Dicho procedimiento priorizará a los sujetos con menor capacidad de mercado a los efectos de reducir las barreras de entrada al sector:
 - Todos los sujetos tienen derecho a solicitar hasta 2 días adicionales.
 - Las solicitudes por encima de lo anterior, se someten a un orden de prelación que prioriza las peticiones de los sujetos sin capacidad de refino, seguidos de los sujetos con capacidad de refino en algún Estado Miembro de la UE pero no en España y, por último, los sujetos con capacidad de refino en España. A su vez, en alguna de estas categorías se prioriza a los sujetos con un volumen de ventas inferior al 0,5% del total nacional
 - Con carácter excepcional, CORES podrá mantener existencias de entidades centrales de almacenamiento de otros Estados Miembros de la Unión Europea, de modo que esto le permita cubrir excedentes puntuales.
- Estas medidas, junto con el aumento en el consumo de productos petrolíferos que razonablemente se espera que se produzca en los



próximos años con el nuevo ciclo económico, permitirán eliminar por completo la capacidad ociosa de la Corporación.

- Beneficios derivados de los cambios normativos propuestos:
 - Reducción del coste de los carburantes cuyo precio final soporta, en última instancia, el coste de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.
 - Dicho ahorro se cuantifica en el coste de la capacidad ociosa de CORES más la reducción que se deriva de la reducción de la propia cuota de CORES, en la medida en que dicha cuota representa el precio de referencia que los operadores emplean para pasar dicho coste al siguiente eslabón de la cadena.
 - Se facilita el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los sujetos obligados con el servicio flexible que les mantendrá CORES.
 - Como se ha indicado ya, el régimen actual prevé que la Corporación pueda constituir 35 días adicionales a los sujetos obligados que así se lo requiriesen, a través de un contrato que tuviese una duración mínima de tres años. Con la modificación propuesta, los sujetos obligados podrán solicitar que CORES les mantenga hasta la totalidad de su obligación, y sin la necesidad de firmar un contrato por 3 años. Con esta medida se pretende eliminar rigideces del sistema de CORES, de forma que pueda ser más atractivo para los sujetos obligados y contribuir a reducir su excedente y por tanto los costes del sistema.
 - Se introducen medidas para favorecer especialmente a los sujetos en una posición competitiva inferior.
 - En los casos en que la Corporación no disponga de capacidad suficiente para atender todas las solicitudes presentadas por los sujetos obligados, en el orden de prioridad aplicado para el reparto de capacidad y una vez atendidos los 2 días que con carácter general pueden solicitar todos los sujetos, aparecerán en primer lugar los sujetos obligados que no sean operadores mayoristas, es decir:
 - Las empresas que desarrollan una actividad de distribución al por menor de carburantes y combustibles petrolíferos, regulada en el artículo 43 de la Ley 34/1998, de 7 de



octubre, en la parte de sus ventas anuales en el mercado nacional no suministrada por los operadores al por mayor, regulados en el artículo 42 de la citada ley.

- Los consumidores de carburantes y combustibles petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrada por operadores al por mayor regulados en el artículo 42 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, o por las empresas que desarrollen una actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos, regulada en el artículo 43 de la citada ley.
- Con esta medida, se pretende incrementar la competencia en el mercado minorista, de forma coherente a las medidas incorporadas en el sector de hidrocarburos, especialmente con las que se encuentran en el Proyecto de Ley del sector de hidrocarburos que se encuentra en la actualidad en trámite parlamentario.

4.2 Impacto económico de la propuesta de eliminación del exceso de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos

En primer lugar, procede hacer una breve referencia a los recursos económicos de CORES que cuenta con los siguientes:

- Las cuotas ordinarias o extraordinarias que deban satisfacer sus miembros y los demás sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad.
- La liquidez procedente de su endeudamiento o empréstitos.
- Cualesquiera otros ingresos ordinarios o extraordinarios que puedan generarse por el ejercicio de sus actividades.

Además de estos recursos, CORES puede vender o permutar el exceso de existencias sobre el nivel obligatorio previo acuerdo de la Junta Directiva, siempre que dicha venta, o la transmisión en el caso de permuta, se produzca a un precio o valor igual al coste medio ponderado de adquisición, o al de mercado si fuese superior. Si el precio de venta o el valor de lo permutado fuera inferior a este coste medio, será preceptiva la autorización del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

No obstante, debe destacarse el papel de las primeras ya que los ingresos de CORES consisten en las cuotas satisfechas por sus miembros y resto de sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, que realizan aportaciones mensuales o anuales en función de sus ventas o consumos. La cuota unitaria se determina según lo establecido por el artículo 25 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio.



Las cuotas se calculan anualmente por CORES en base al Presupuesto de ingresos y gastos, que contiene la previsión de los medios financieros necesarios para el cumplimiento de sus objetivos. Una vez aprobado por la Junta Directiva, se da a conocer a los miembros de CORES en la Asamblea General, para posteriormente elevar propuesta de establecimiento de cuotas al Ministro de Industria, Energía y Turismo, para su ratificación mediante Orden Ministerial.

Existe la posibilidad de establecer cuotas extraordinarias cuando sea necesario al objeto de garantizar, en todo momento, la solvencia financiera de CORES. Estas cuotas extraordinarias se establecen igualmente por Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de CORES.

La normativa garantiza unos ingresos suficientes para cubrir todos los gastos operativos y financieros de CORES, por lo que CORES nunca puede presentar resultado negativo.

Las cuotas actualmente en vigor están contenidas en la Orden IET/2470/2014, de 29 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2015, publicada en el Boletín Oficial del Estado nº 315 de 30 de diciembre de 2014. En lo que se refiere a productos petrolíferos, se establecen las siguientes:

- Gasolinas auto y aviación: 0,0971 euros por metro cúbico vendido o consumido, y por día de existencias mantenido por la Corporación por cuenta del sujeto obligado.
- Gasóleos de automoción, otros gasóleos, querosenos de aviación y otros querosenos: 0,0949 euros por metro cúbico vendido o consumido, y por día de existencias mantenido por la Corporación por cuenta del sujeto obligado.
- Fuelóleos: 0,0974 euros por tonelada métrica vendida o consumida, y por día de existencias mantenido por la Corporación por cuenta del sujeto obligado.

El coste de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad representa un coste pequeño con respecto al precio antes de impuestos (PAI) de gasolinas y gasóleos como se muestra en la tabla inferior. No obstante, dicho efecto se ve ampliado al aplicar los impuestos correspondientes, en particular, el IVA que incrementaría dicho coste en el 21% correspondiente.

	PAI mayo 2015 €/l	Días obligación	cuota actual €/m3/día	Cuota total	Porcentaje sobre PAI
Gasolina	62,51	92	0,0971	8,9332	1,43%
Gasóleo	62,23	92	0,0949	8,7308	1,40%



Para la elaboración de esta tabla se han asumido dos premisas:

- Que el coste de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad es un coste que asume el sujeto obligado pero que va a trasladar al consumidor final. Teniendo en cuenta que tradicionalmente se suele apuntar a cierta falta de competencia en el mercado de los hidrocarburos líquidos y asumiendo que la demanda es relativamente inelástica, cabe asumir que dicha traslación es posible en su totalidad.
- Que los sujetos obligados van a trasladar dicho coste no por su cuantía real en lo que se refiere a las existencias que mantienen ellos directamente sino por la cuota de CORES que actuaría a modo de precio de referencia. En la tabla, se ha asumido que el importe de la cuota de CORES representa el precio de referencia no solo de los 42 días de existencias estratégicas de CORES sino también de los 50 días de existencias que mantiene la industria directamente; ésta hipótesis permite simplificar los cálculos con un grado razonable de aproximación

Por otra parte, la cuantificación del impacto económico de la eliminación del excedente de la Corporación se realiza a partir de la estimación de dos efectos:

1. Venta de parte del excedente. Los ingresos por la venta de productos se dedican exclusivamente a reducir deuda cuyo menor coste financiero se traduce en una reducción de las cuotas. De acuerdo con el artículo 29.1 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, *“los resultados positivos derivados de la venta o permuta de existencias estratégicas realizadas (...) no podrán ser objeto de distribución, aplicándose prioritariamente a la amortización de las deudas contraídas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos”*.
2. Aumento de las existencias mantenidas por CORES previa petición voluntaria de los sujetos obligados. La parte del excedente absorbida por las peticiones de los sujetos obligados por encima del mínimo obligatorio de 42 días, produce una reducción adicional en las cuotas. En este caso, se supone que los sujetos obligados solicitan a CORES que les mantenga un volumen de existencias adicional de 7 días, hasta un total de 49 días. Aunque resulta difícil de cuantificar el potencial de peticiones, la cifra de 7 días se ha considerado como un valor razonable³.

³ Aunque conforme a la regulación actual, CORES constituye 42 días a favor de cada sujeto obligado, el artículo 14.1 establece que “al menos 45 días del total de la obligación de las existencias mínimas de seguridad del conjunto de sujetos obligados, excluyendo los gases licuados del petróleo, tendrán este carácter”. Esto implica que en la práctica los días de CORES se eleven en 4 días aproximadamente (de 45 a 49).



En lo que respecta a los ingresos por ventas del excedente, puesto que los sujetos solicitan 7 días adicionales de existencias, CORES debe vender el resto de productos y crudo hasta eliminar el excedente, por un total de 4 días aproximadamente. Aunque los ingresos derivados de tal venta dependerán de la cesta concreta que se ponga a la venta (productos/crudo), se supone una cesta compuesta por 75.000 m³ de gasolinas, 60.000 m³ de gasóleos, 110.000 m³ de fuelóleos y 961.000 m³ de crudo.

Teniendo en cuenta los precios de mercado de estos productos y asumiendo la hipótesis conservadora de que éstos se venden con un descuento del 15%, podrían obtenerse unos ingresos de 116 millones de Euros aproximadamente. El descuento con el que finalmente puedan colocarse estos productos en el mercado dependerá de la coyuntura de éste así como del horizonte temporal de la venta por lo que podrían existir escenarios en los que tal descuento no se produzca.

No obstante, el efecto más notable deriva del hecho de que los nuevos costes se reparten entre un mayor número de días efectivos, al pasar las existencias que mantiene la Corporación de 45 a 49, lo cual supone un incremento del 8,89%

Si repartimos la reducción resultante de los efectos anteriores sobre las cuotas actualmente vigentes, obtenemos unas nuevas cuotas de 0,0876, 0,0857 y 0,0879 para gasolinas, destilados medios y fuelóleos, respectivamente. Como se muestra en la tabla inferior, las cuotas se reducirían en una cifra próxima al 10%.

	Cuota actual	Nueva Cuota por reducción de costes financieros (-0,90%)	Nueva Cuota por aumento días efectivos mantenidos (-8,89% sobre anterior)	Reducción absoluta	Reducción porcentual	Unidades
Gasolinas	0,0971	0,0962261	0,0876	-0,0095	-9,79%	€/m ³ /día
Gasóleos	0,0949	0,0940459	0,0857	-0,0092	-9,71%	€/m ³ /día
Fuelóleos	0,0974	0,0965234	0,0879	-0,0095	-9,71%	€/m ³ /día

Reducción de cuotas por las medidas introducidas. La tercera columna es igual a la reducción total

Para obtener el ahorro total en términos de c€/día, habría que multiplicar el ahorro anterior por el total de la obligación. En este sentido, dicho ahorro no solo se va a producir en lo que se refiere a los días que CORES mantendrá a los sujetos obligados sino al conjunto de la obligación de acuerdo con las hipótesis expresadas anteriormente, fundamentalmente la que suponía que la cuota de CORES actúa a modo de coste de oportunidad que los operadores mayoristas van a tratar de pasar al siguiente eslabón de la cadena.

En términos absolutos, se estima un ahorro total superior a los 37 M€ suponiendo unas ventas computables iguales a las del periodo diciembre 2013 a noviembre 2014 y todo ello supeditado al procedimiento establecido para el cálculo y aprobación de las cuotas de la Corporación.



	VENTAS COMPUTABLES (m ³)	CUOTA ANTERIOR	NUEVA CUOTA	COSTE ANTERIOR (€)	COSTE NUEVO (€)	AHORRO (€)
Gasolinas	6.113.378	0,0971	0,0876	54.612.028	49.265.511	5.346.518
Destilados medios	35.215.632	0,0949	0,0857	307.460.640	277.606.242	29.854.397
Fuelóleos	2.211.070	0,0974	0,0879	19.812.956	17.889.120	1.923.836
Total	43.540.080			381.885.624	344.760.873	37.124.751

A partir de la reducción unitaria de cada cuota, puede obtenerse un ahorro medio ponderando por el mix de consumo de cada producto. Dejando aparte a los fuelóleos, puesto que su mercado responde a un mercado específico, se espera un ahorro de 0,00092579 c€/litro y día, en lo que se refiere al consumo de carburantes (gasolinas, gasóleos y querosenos).

Asumiendo lo anterior, el ahorro unitario sobre el precio de los carburantes puede cuantificarse en 0,08517 c€/l, que se obtiene como resultado de multiplicar el ahorro obtenido más arriba por los 92 días de la obligación. Con esta modificación, la participación del coste de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad sobre el precio antes de impuestos caería del 1,43% y 1,40% al 1,29% y 1,27% para gasolinas y gasóleos, respectivamente.

	PAI mayo 2015 c€/l	Días obligación	Nueva cuota €/m3/día	Cuota total	Porcentaje sobre PAI
Gasolina	62,51	92	0,0876	8,0592	1,29%
Gasóleo	62,23	92	0,0857	7,8844	1,27%

Asimismo, cabría considerar nuevos ahorros adicionales en los costes de control de la Corporación a quien el artículo 52.3.a) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, encomienda la identificación, verificación, contabilidad y control de las reservas definidas en dicha y sus disposiciones de desarrollo. Con la flexibilización que se introduce en los servicios de recepción voluntaria por los sujetos obligados, ya que pueden delegar un número de días variable hasta el totalidad de dicha obligación y sin compromisos prefijados y vinculantes, es de esperar que un mayor número de sujetos recurran a este servicio por lo que las actuaciones de inspección correspondientes serían mucho más simples ya que sus existencias mínimas de seguridad son mantenidas por la propia Corporación directamente.

En lo que se refiere a los fuelóleos, el razonamiento sería idéntico con la particularidad de que las cuotas están expresadas en una unidad diferente, toneladas en vez de metros cúbicos de ventas.



Se incrementa asimismo la competencia en el mercado mayorista y minorista de productos petrolíferos. Parte de las modificaciones incluidas en dicho Real Decreto, responden a la búsqueda una mayor flexibilidad de mantenimiento de días adicionales de existencias que mantiene CORES a los sujetos obligados, y en especial a aquéllos con una menor capacidad en el mercado, y por tanto, también facilita la entrada de nuevos distribuidores y consumidores directos en el sistema, reduciendo la barrera de entrada que podría suponer anteriormente, el mantenimiento de dicha obligación.

En particular, la flexibilización en el recurso a CORES por parte de los sujetos obligados, que podrán delegar sus días de obligación en la cantidad que deseen por encima de los 42 días que por defecto les corresponden y por un periodo de tiempo flexible, facilitará la entrada de nuevos agentes. En este sentido, se prioriza la capacidad disponible por CORES para primar precisamente a los sujetos en peor posición competitiva. Por este motivo, se da prioridad a los las empresas que desarrollen una actividad de distribución al por menor de carburantes y combustibles petrolíferos en la parte de sus ventas anuales en el mercado nacional no suministrada por los operadores al por mayor y a los consumidores de carburantes y combustibles petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrada por operadores al por mayor o por las empresas que desarrollen una actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos.

Finalmente, debe hacerse referencia a la modificación del régimen de mantenimiento de reservas de emergencia por parte de entidades de Estados Miembros de países de la Unión Europea. En la medida en que se elimina la obligatoriedad actual de existencia de un acuerdo bilateral y se sustituye por un procedimiento de aplicación general, es previsible que se produzca un incremento en la cantidad de dichas reservas que se mantengan en España lo cual supondrá nuevas oportunidades de negocio para los sujetos del sector logístico de hidrocarburos, tales como operadores y almacenistas. No obstante, no resulta complicado realizar una cuantificación económica del impacto de dicha medida ya que dependerá no solo de las decisiones comerciales de los distintos sujetos sino también de la regulación que los diversos Estados Miembros establezcan para fomentar el almacenamiento de las reservas en sus respectivos territorios.

4.3 Otras modificaciones en materia de seguridad de suministro de petróleo y derivados.

El 18 de junio de 2015, la Comisión Europea dirigió un dictamen motivado en la que considera que existen una serie de disposiciones de la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a



los Estados Miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos, que no han sido transpuestas a la normativa nacional. Las disposiciones en cuestión son las siguientes:

- Artículo 2, letras a), d), e), g) y m) que se refieren a las definiciones de “año de referencia”, “consumo interno”, “decisión internacional efectiva de movilización de reservas”, “interrupción grave del suministro” y “accesibilidad física”, respectivamente.
- Artículo 3, apartado 2, párrafo segundo, en el que figura el método de cálculo del consumo interno diario medio. Esta disposición se refiere a las modalidades y métodos establecidos en el anexo II de la Directiva.
- Artículo 4, apartado 1, relativo al cálculo de los niveles de las reservas. Esta disposición se refiere a los métodos establecidos en el anexo III de la Directiva.
- Artículo 5, apartado 1, que exige a los Estados miembros que garanticen la disponibilidad y la accesibilidad física de las reservas de emergencia y de las reservas específicas.
- Artículo 8, apartado 1, párrafo segundo, que prohíbe la subdelegación de las obligaciones de almacenamiento.
- Artículo 8, apartado 4, que exige a los Estados miembros que informen a los operadores económicos de las obligaciones de almacenamiento que les impongan, a más tardar 200 días antes del comienzo del periodo.
- Artículo 9, apartado 5, que incluye como alternativa al compromiso de mantener como mínimo treinta días de reservas específicas, la obligación de asegurarse de que al menos un tercio de las obligaciones de almacenamiento incluye los productos especificados en el artículo 9, apartados 2 y 3.

En general, los supuestos incumplimientos no responden a elementos esenciales de la normativa europea sino al hecho de que la normativa nacional no recoge expresamente determinados procedimientos que si se emplean vienen empleando en la práctica. Esto sería de aplicación, por ejemplo, a los métodos de cálculo de las importaciones netas o del consumo interno que, pesen a no estar reflejados expresamente en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio. No obstante, tales métodos forman parte de los procedimientos estadísticos de control de las existencias mínimas de seguridad y, consecuentemente, son empleados en la práctica desde tiempo atrás. En este sentido, la mayor parte de las modificaciones no tienen un efecto práctico relevante.



En consecuencia, se introducen una serie de disposiciones que ayudan a una mayor comprensión de la normativa de existencias mínimas de seguridad, como definiciones y las fórmulas utilizadas por CORES para el cálculo del equivalente de petróleo crudo de las importaciones de productos petrolíferos, del equivalente de petróleo crudo del consumo interno o las normas para la elaboración y transmisión a la Comisión Europea de las relaciones estadísticas sobre el nivel de las reservas que deben almacenarse en virtud del artículo 3 que se venían utilizando por CORES y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

La tabla inferior recoge la correspondencia entre los aspectos anteriormente indicados y las disposiciones nacionales:

PRECEPTO DIRECTIVA	CORRESPONDENCIA ORDENAMIENTO INTERNO
Artículo 2.a)	DF3ª. Punto 2, definición 1.
Artículo 2.d)	DF3ª. Punto 2, definición 2.
Artículo 2.e)	DF3ª. Punto 2, definición 3.
Artículo 2.g)	DF3ª. Punto 2, definición 4.
Artículo 2.m)	DF3ª. Punto 2, definición 5.
Artículo 3, apartado 2, párrafo 2º	DF3ª. Punto 5, nuevo apartado 5 del artículo 10
Artículo 4, apartado 1	DF3ª. Punto 4 y Punto 5, nuevo apartado 5 del artículo 10
Artículo 5, apartado 1	DF3ª. Punto 5, modificación del apartado 4 del artículo 10
Artículo 8, apartado 1	Ya transpuesto en LSH: art. 51.2
Artículo 8, apartado 4	DF3ª. Punto 5, nuevo apartado 6
Artículo 9, apartado 5	DF3ª. Punto 7, nuevo apartado 8 del art. 14

Las modificaciones introducidas en el real decreto 1716/2004 son las siguientes:

- En el **primer punto**, se crea el artículo 1 bis que incorpora las definiciones relativas a las obligaciones de mantenimiento de existencias de seguridad cuya transposición era reclamada por la Comisión, incluyendo los siguientes conceptos:
 - Año de referencia como el año natural de los datos de consumo o de las importaciones netas utilizados para calcular el nivel de existencias mínimas de seguridad que deben mantenerse o el nivel de existencias efectivamente mantenidas en un momento determinado.
 - Consumo interno siendo el mismo el agregado correspondiente al total, calculado de conformidad con el Anexo II también añadido al texto normativo.
 - Decisión internacional efectiva de movilización de reservas como decisión tomada de conformidad al Consejo de Dirección de la Agencia Internacional de la Energía ante cualquier incidencia con el abastecimiento con el fin de permitir que el crudo o los productos



petrolíferos lleguen al mercado mediante la movilización de las reservas o medidas adicionales.

- Interrupción grave del suministro, como un descenso importante y repentino en el suministro de petróleo crudo o productos petrolíferos de la UE o de un estado miembro.
 - Accesibilidad física, como el conjunto de las disposiciones que permiten ubicar y transportar las existencias de seguridad con el fin de asegurar su distribución o entrega efectiva a los usuarios y mercados finales dentro de plazos y en condiciones que permitan aliviar los problemas de suministro que puedan haber surgido.
- Asimismo, se modifica en el **punto 2** el artículo 2 del mencionado Real Decreto para realizar el cálculo del cómputo de existencias referido al año natural anterior, no respecto a la media móvil de los 12 meses anteriores que se hacía previamente. De esta forma, se consigue un mejor ajuste entre la obligación nacional y las obligaciones internacionales.
 - Por otro lado, el **punto 3** modifica el artículo 9 del Real Decreto se modifica la forma en que se descuenta el contenido en nafta de las existencias pasando a estar reducidas en un 4 por ciento fijo mientras que antes este tenía carácter de tipo máximo. Se añade por otro lado en el mismo artículo el descuento del 10 por ciento por el contenido de los fondos de los tanques que no es contabilizado como existencias. Estas modificaciones surgen de la incorporación del Anexo III de la Directiva 2009/119/CE.
 - En el **punto 4**, por otra parte, se modifica el artículo 10 del real decreto en varios sentidos. En primer lugar, se introduce en el articulado la prohibición de subarrendamiento en aquellos casos en que los sujetos obligados recurran a contratos tipo “ticket”. Asimismo, se establecen determinadas disposiciones para garantizar la disponibilidad y la accesibilidad física de las existencias mínimas de seguridad. Así, CORES en sus procedimientos de control garantizará la habilitación de los procedimientos oportunos para la identificación, contabilidad y control de las mismas a fin de permitir su verificación en cualquier momento, incluso cuando dichas existencias se encuentren mezcladas con otras existencias que no tengan la consideración de existencias mínimas de seguridad. Además, todos los años, la Corporación remitirá un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el que detalle las actuaciones de control desarrolladas, con especial atención a la verificación de su disponibilidad y accesibilidad física, realizando las recomendaciones que considere pertinentes.
 - Por su parte, el nuevo apartado 5 da establece el procedimiento de cálculo para verificar el cumplimiento de las obligaciones de España con la AIE y con la UE. De esta forma, el Anexo I



establece el procedimiento de cálculo del equivalente en petróleo crudo de las importaciones mientras que en Anexo II hace lo mismo respecto del consumo interno. Además, se establecen dos alternativas del cálculo del nivel de reservas que figuran en el Anexo III de la Directiva 2009/119/CE.

- Por otro lado, se dispone en el mismo punto que no se podrán computar como existencias mínimas de seguridad las cantidades de petróleo crudo o de productos petrolíferos objeto de medidas de embargo o de ejecución así como las existencias de empresas en procedimiento de quiebra o de concurso de acreedores.
- Finalmente, se especifican determinadas obligaciones estadísticas en el Anexo III del real decreto.
- El **punto 5** introduce un nuevo apartado segundo en el artículo 11. Este artículo actualmente regula el régimen de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de sujetos obligados españoles en el extranjero. El nuevo apartado segundo pretende regular la situación inversa, es decir, aquella en la que sujetos extranjeros pretendan mantener sus existencias en España mediante lo siguiente:
 - La existencia de un acuerdo intergubernamental se contempla principalmente para el caso de sujetos extranjeros no pertenecientes a Estados de la Unión Europea.
 - En el caso de Estados Miembros de la Unión Europea, se abren dos posibilidades:
 - Que exista o que se firme un acuerdo con dicho país, en cuyo caso las normas de mantenimiento de existencias serán las establecidas en dicho acuerdo.
 - Que no exista tal acuerdo, en cuyo caso se aprobará un procedimiento marco que regulará las modalidades (tickets/capacidad almacenamiento, tipos de productos), el procedimiento y los requisitos para la obtención de autorización previa por parte de la DGPEM.
 - En el caso de que sea una Entidad Central de Almacenamiento extranjera la interesada en mantener sus existencias en la Corporación, se estará a lo dispuesto en el artículo 14.
 - Este sistema flexibiliza notablemente la posibilidad de que sujetos extranjeros mantengan sus existencias en España al eliminar la exigencia de acuerdo previo entre ambos Estados, lo cual puede ser considerado una barrera innecesaria desde la Directiva 2009/119/CE. Esta modificación aumentará las posibilidades de negocio de empresas dedicadas a la logística de hidrocarburos líquidos.



- Asimismo, se modifica el apartado primero del citado artículo 11 para reducir el porcentaje de obligación que los sujetos obligados españoles pueden tener en el extranjero, que pasa del 40% al 20%, cifra más acorde con las regulaciones de otros estados vecinos.
- A través del **punto 6** se modifica el artículo 14 y constituye el aspecto más importante de la modificación del real Decreto 1716/2004, de 23 de julio. El objeto último es la eliminación del excedente de capacidad del que actualmente dispone la Corporación. Como se ha indicado anteriormente, dicha eliminación se consigue mediante la venta de la parte del excedente que no sea absorbida por las peticiones adicionales de los sujetos obligados gracias a la flexibilización de los servicios de recepción voluntaria por parte de los sujetos obligados.
La disposición transitoria novena establece un plazo de 6 meses para que CORES remita al MINETUR un plan de ventas del excedente de existencias.
- En el **punto 7** también ha tenido un tratamiento singular en esta Memoria y se modifica el artículo 17 y se distingue entre las existencias estratégicas y operativas de gas natural.
- La modificación del apartado primero del artículo 26 tiene lugar en el **punto 8**. De acuerdo con esta nueva versión, la Corporación deberá presentar anualmente un plan estratégico a 5 años y un plan operativo a dos años en el que se detalle sus actuaciones en el periodo considerado. Dichos planes acompañarán a los presupuestos de gastos e ingresos que ya viene presentando la Corporación.
- El **punto 9** modifica los apartados 1 y 2 del artículo 39 incorporando diversas disposiciones relativas a las medidas a adoptar en caso de escasez de suministro de productos petrolíferos, incluida una decisión internacional efectiva de movilización de reservas. En estas situaciones se informará inmediatamente a la Comisión Europea así como a la Agencia Internacional de la Energía. En el caso de que una interrupción grave de suministro pero que no implique una decisión internacional efectiva de movilización de reservas, se solicitará autorización de la Comisión Europea.
 - Asimismo, se podrán movilizar existencias mínimas de seguridad por debajo del nivel mínimo obligatorio establecido en unas cantidades inmediatamente necesarias para dar una respuesta inicial en casos de una urgencia especial o con el fin de atender a crisis locales. En caso de una movilización de este tipo, se informará a la Comisión inmediatamente de la cantidad movilizada.
 - En el apartado 2 se recogen las disposiciones relativas a los planes generales de aplicación en caso de crisis en el suministro de



productos petrolíferos o de problemas puntuales de abastecimiento, de forma que será el Ministro de Industria, Energía y Turismo quien, a propuesta de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, desarrollará normas o planes generales de aplicación en caso de crisis en el suministro de productos petrolíferos o de problemas puntuales de abastecimiento, que podrán contemplar la enajenación o permuta de las existencias estratégicas así como las medidas organizativas necesarias para asegurar la aplicación práctica de tales planes. Se realizará la solicitud previa a la Comisión Europea, y se le informará de dichos planes de intervención y de las medidas organizativas correspondientes

- El **punto 10** añade 3 anexos al texto del real decreto:
 - El Anexo I implementa el Método de cálculo del equivalente de petróleo crudo de las importaciones de productos petrolíferos como la de las importaciones de productos petrolíferos se obtiene sumando las importaciones netas de los productos siguientes: petróleo crudo, LGN, materias primas para refinerías, otros hidrocarburos, tal como están definidos en el anexo B, punto 4, del Reglamento (CE) n o 1099/2008, ajustadas para tomar en consideración las posibles variaciones de existencias, deduciendo un 4 % en concepto de rendimiento de la nafta y añadiendo las importaciones netas de todos los demás productos petrolíferos a excepción de la nafta, igualmente ajustadas para tomar en consideración las variaciones de existencias y multiplicadas por 1,065, no incluyendo en el cálculo los bunkers de barcos internacionales.
 - El Anexo II recoge el método de cálculo del equivalente de petróleo crudo del consumo interno, que se será el total de «suministros interiores brutos observados», tal como se definen en el anexo C, punto 3.2.1, del Reglamento (CE) n° 1099/2008 exclusivamente de los productos siguientes: gasolina de automoción, gasolina de aviación, carburante de tipo gasolina para aviones de retropropulsión (carburante de tipo nafta para aviones de retropropulsión o JP4), carburante de tipo queroseno para aviones de retropropulsión, otros querosenos, gasóleo/carburante diésel (fuelóleo destilado), fuelóleo (tanto de bajo como de alto contenido de azufre), tal como están definidos en el anexo B, punto 4, del Reglamento (CE) n o 1099/2008, no incluyendo los bunkers de barcos internacionales.
 - El equivalente de petróleo crudo del consumo interno se calcula aplicando un coeficiente multiplicador de 1,2.



- El Anexo III, que recoge las normas de elaboración y transmisión a la comisión de las relaciones estadísticas sobre el nivel de las reservas que deben almacenarse en virtud del artículo 3 del real decreto.
 - En él se dispone que la Dirección General de Política Energética y Minas transmitirá mensualmente a los organismos internacionales pertinentes una relación estadística definitiva del nivel de existencias mínimas de seguridad mantenidas de manera efectiva el último día de cada mes natural, calculado sobre la base de un número de días de importaciones netas de petróleo o sobre la base de un número de días de consumo interno de petróleo, según el criterio que se haya elegido en virtud del artículo 10.5. En la relación se precisarán las razones por las cuales la base de cálculo la constituye un número de días de importaciones o, en su caso, un número de días de consumo, e indicarse el método de los contemplados en el citado artículo 10.5 que se haya utilizado para el cálculo de las reservas.
 - Si algunas de las existencias incluidas están almacenadas fuera del territorio nacional, en cada relación se precisarán de manera detallada las reservas almacenadas por cada Estado miembro y entidad central de almacenamiento en cuestión el último día del período al que se refiera la relación. Asimismo, se indicará en cada caso si se trata de existencias almacenadas en virtud de una delegación formulada por uno o varios operadores económicos o de la Corporación. En lo que respecta al conjunto de las reservas almacenadas en territorio nacional a favor de otros Estados miembros o entidades centrales de almacenamiento, se transmitirá a la Comisión una relación de las reservas existentes el último día de cada mes natural, por categoría de productos. En esta relación, el Estado miembro debe indicar en cada caso el nombre del Estado miembro o de la entidad central de almacenamiento en cuestión, así como las cantidades correspondientes.
 - En todo caso, la transmisión a la Comisión Europea de las relaciones estadísticas contempladas en el presente anexo debe efectuarse en el plazo de 55 días a partir del final del mes al que se refiera la relación. Dichas relaciones estadísticas deben enviarse asimismo en el plazo de dos meses a petición de la Comisión. Dichas peticiones podrán



presentarse en el plazo de cinco años a partir de la fecha a la que se refieran los datos.

4.4 Existencias estratégicas y operativas en el sector de gas natural.

Se modifica el artículo 17 del real decreto 1716/2004 y se distingue entre las existencias estratégicas y operativas en el sector del gas natural.

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, modificó el artículo 98 de la Ley 34/98, del sector de hidrocarburos, habilitando al Gobierno para que reglamentariamente determinase la parte de existencias mínimas de seguridad que tendrán carácter estratégico y las que tendrán carácter operativo, así como la forma en que éstas podrán computarse y los sujetos encargados de su constitución, mantenimiento y gestión.

De acuerdo a lo anterior, se propone disminuir a 10 días de consumo firme la cuantía de reservas estratégicas, constituyendo simultáneamente una reserva de existencias operativas de 10 días adicionales, de los cuales 8 se deberán mantener en los almacenamientos subterráneos básicos y los dos restantes en almacenamientos subterráneos o en forma de GNL en plantas de regasificación o plantas satélites.

Los 8 días de existencias operativas en los almacenamientos subterráneos, únicamente se deben mantener durante el mes de octubre, lo que permite a los agentes hacer uso de ellas durante el período invernal, obteniendo una utilidad práctica de las mismas en el caso de que exista un diferencial de precios entre verano e invierno.

A continuación se realiza un **estudio del impacto económico** del sistema, considerado las siguientes hipótesis:

- Solamente se inyecta o extrae un 10% de las existencias estratégicas, ya que la mayor parte de la adecuación del nivel de obligaciones a las ventas del año anterior se realizará mediante operaciones de compraventa en el propio almacén.
- Las existencias que se mantienen en forma de GNL no suponen ingresos adicionales para el sistema, ya que los comercializadores que importan GNL ya disponen de ellas de forma habitual.
- Se considera que las existencias operativas se inyectan y se extraen en su totalidad en el año, ya que se considera factible la existencia de un diferencial de precios verano-invierno que sea al menos superior al coste combinado de la inyección y extracción.
- Los dos días de existencias que se pueden almacenar tanto en almacenamientos subterráneos o GNL se repartirán en función del



porcentaje de suministros del mercado nacional que se cubren mediante GNL (47% en 2014).

- Los cánones de almacenamiento en vigor son los siguientes:

T. fijo	cts/kWh/mes	0,0411
T. inyección	cts/kWh	0,0244
T. extracción	cts/kWh	0,0131

- Y el volumen anual de existencias, de acuerdo a la demanda firme de 2014:

Consumo anual 2014 (TWh)	301
Reservas estratégicas 20 días (TWh)	16,49

- Los ingresos (en €) derivados del cumplimiento de la obligación actual (20 días de existencias estratégicas), calculados de acuerdo a las hipótesis anteriores, son:

Ingresos T. Fijo	81.344.219
Ingresos inyección	402.433
Ingresos extracción	216.060
	81.962.712

- El nuevo esquema (10 días estratégicos, 8 operativos en almacenamiento y 2 en almacenamiento o GNL) generarían los ingresos siguientes:

- Ingresos almacenamiento estratégico (10 días): 40.981.356 €
- Ingresos almacenamiento operativo (8 días AASS):

Ingresos T. Fijo	32.537.688
Ingresos inyección	1.609.732
Ingresos extracción	864.241
	35.011.660

- Ingresos almacenamiento operativo (2 días AASS+ GNL):

2 días almacenamiento GNL

Nivel de obligaciones	1,6493	TWh
% GNL 2014	47%	

Nivel de obligaciones mantenidas en almacenamiento
0,775 TWh

Ingresos T. Fijo	3.823.178
Ingresos inyección	18.914
Ingresos extracción	10.155



	3.852.247
--	-----------

- El resumen de ingresos del nuevo esquema es el siguiente:

10 días estratégicos	40.981.356
8 días operativos AASS	35.011.660
2 días operativos AASS+GNL	3.852.247
Total	79.845.264

– Conclusión:

- Con las hipótesis consideradas, y considerando que el GNL ya está en disposición de los comercializadores, el sistema podría ver reducidos sus ingresos en hasta 2.117.448 €.
- Esta pérdida de ingresos se traduce en menores costes para los comercializadores, que a su vez tendrán el ahorro de costes derivado de la posibilidad de usar 8 días de existencias operativas durante el invierno. Dicho ahorro de costes será trasladado al consumidor final.



5 Exploración y producción de hidrocarburos.

En la Disposición Final Quinta, se ha pretendido clarificar la normativa aplicable, cuando sean competencia de la Administración General del Estado, a diversos procedimientos asociados a las autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos regulados en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos así como en el Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el que se aprueba el reglamento para aplicación de la ley sobre investigación y explotación de hidrocarburos de 27 de junio de 1974, aplicable de forma subsidiaria en lo que no se oponga a dicha Ley y su normativa de desarrollo.

En concreto, se señala explícitamente que para el otorgamiento de una concesión de explotación de hidrocarburos o almacenamiento subterráneo para los mismos, resulta preceptiva la resolución del procedimiento de evaluación de impacto ambiental de proyectos regulado en el Capítulo II del Título II de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Asimismo, se clarifica que la titularidad de los permisos de investigación o concesiones de explotación regulados en el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos no exime de la obtención de la correspondiente autorización administrativa para la ejecución de los trabajos previstos en el correspondiente plan de investigación o plan general de explotación. En ningún caso las autorizaciones administrativas emitidas supondrán una transferencia de responsabilidad del operador o propietario a la Administración, correspondiéndole a aquéllos la responsabilidad primaria en la protección de las personas, los bienes y el medioambiente.

Por otra parte, se regula el procedimiento para la solicitud de prórroga en aquellas concesiones de explotación regidas por la Ley 34/1998, de 7 de octubre del sector de hidrocarburos, cuyo plazo de vigencia efectiva resulta inferior a treinta años como consecuencia de lo previsto en el apartado 2.6 del artículo 30 del Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento para aplicación de la Ley sobre investigación y explotación de hidrocarburos de 27 de junio de 1974, de aplicación supletoria en lo que no se oponga a la citada Ley 34/1998, de 7 de octubre, a tenor de su disposición transitoria segunda. Asimismo se contempla qué sucede cuando, una vez solicitada la prórroga, expira el periodo de vigencia sin haberse obtenido resolución de otorgamiento, estableciéndose que la concesión verá prolongada su vigencia hasta que la solicitud sea resuelta. Esta modificación regula una situación no contemplada específicamente por la Ley 34/1998, precisando determinados requisitos aplicables a la misma, en particular, la situación en la que se encuentra la



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO

concesión en caso de que expire el periodo de vigencia sin que se haya resuelto sobre la solicitud de prórroga.

Por último, se regula el plazo de remisión al órgano competente encargado de la recaudación del canon de superficie de la información necesaria para su gestión. La obligación de comunicar dichos datos recae sobre la Administración competente para el otorgamiento de aquellas autorizaciones de exploración, permisos de investigación, concesiones de explotación o autorizaciones de perforación de sondeos y campañas sísmicas que den lugar al devengo de canon de superficie.