



Secretaría General



A LA COMISIÓN NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES

Don **Rafael Piqueras Bautista**,

en nombre y representación de ENAGÁS, S.A. (en adelante, "**ENAGÁS**"), con NIF A-28294726, representación que consta suficientemente acreditada, y con domicilio a efectos de notificaciones en Paseo de los Olmos, 19, código postal 28005 de Madrid, ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, "**CNMV**"), como mejor proceda en Derecho, respetuosamente

EXPONE

- I.** Que, con fecha de 17 de febrero de 2016 y en cumplimiento de lo previsto en el artículo 118 de la Ley del Mercado de Valores aprobada mediante el Real Decreto Legislativo 4/2015 de 23 de octubre (en adelante, "TRLMV"), se recibieron en esa Comisión Nacional los informes financieros anuales individuales y consolidados del ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2015 de Enagás. Y que, asimismo, con fechas 28 de julio y 18 de octubre de 2016 se recibieron los informes financieros intermedios correspondientes al primer semestre y tercer trimestre de 2016, respectivamente, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 119 y 120 del TRLMV.
- II.** Que, con fecha 23 de noviembre de 2016, se recibió requerimiento de la CNMV, con registro de salida 2016136890, para que, en el plazo de diez (10) días, se remitiera respuesta a determinadas cuestiones relacionadas con los informes financieros anuales del ejercicio 2015 y los informes financieros intermedios correspondientes al primer semestre y tercer trimestre de Enagás.
- III.** Que, con fecha 5 de diciembre de 2016 y al amparo de lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, Enagás remitió a la CNMV un escrito solicitando la ampliación de aquel plazo de contestación inicialmente conferido, resolviéndose por esa Comisión

Nacional la concesión de la prórroga solicitada, hasta un plazo de cinco (5) días hábiles más a contar desde el día siguiente a la fecha del vencimiento inicial (y, por tanto, ampliándose el plazo desde el 9 de diciembre de 2016 hasta el 16 de diciembre de 2016).

- IV.** Que, dentro del plazo conferido y dando cumplimiento al requerimiento recibido, adjunto se remite la información complementaria solicitada.

En virtud de lo expuesto, respetuosamente

SOLICITO, que tenga por presentado el presente escrito y la documentación que lo acompaña y, en su virtud, tenga por evacuado el requerimiento de información sobre la base de las manifestaciones en aquella contenidas.

En Madrid, a 16 de diciembre de 2016.

Don Rafael Piqueras Bautista
En representación de **ENAGÁS, S.A.**

Índice

Pregunta 1 – GASCAN	Página 2
Pregunta 2 – Planta de El Musel	Página 5
Pregunta 3 – Test de deterioro	Página 10
Pregunta 4 – Cross Currency Swap (“CCS”)	Página 15
Pregunta 5 – Medidas alternativas de rendimiento (“APM”)	Página 17
Anexo I – Estados Financieros Consolidados 30-sep-2016	Página 24

PREGUNTA NÚMERO 1 – GASCAN

La nota 6 de la memoria consolidada, sobre propiedad, planta y equipo, explica que en 2015, el Tribunal Superior de Justicia de Madrid emitió sentencia por la que anulaba la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 4 de mayo de 2012, que otorgaba a la sociedad del grupo Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A (Gascan) la autorización administrativa previa para la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en Granadilla (Tenerife), así como su Declaración de Impacto Ambiental.

Contra la mencionada sentencia, tanto Gascan como el Abogado del Estado han presentado sendos recursos de casación que han sido admitidos a trámite.

En este sentido indican que, al no haber sido acordada la suspensión de la ejecución de los actos administrativos impugnados, no hay razones jurídicas para entender que la Resolución que otorgó a Enagás la autorización administrativa previa para la construcción de la planta de Granadilla, ni su correspondiente declaración de impacto ambiental favorable, hayan perdido su validez.

Asimismo, señalan que, aún en el caso de que la sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Madrid deviniera firme, ello no impediría la ulterior tramitación, formulación y otorgamiento, respectivamente, de una nueva declaración de impacto ambiental y una nueva autorización administrativa previa para la citada planta de regasificación. En consecuencia, los Administradores de Enagás consideran que no procede el registro de provisión alguna así como tampoco cumple con la definición de pasivo contingente.

A este respecto, deberán aportar la siguiente información:

1.1. Amplíen la información sobre la naturaleza del litigio, señalando las razones por las cuales el Tribunal Superior de Justicia de Madrid ha emitido sentencia anulando las autorizaciones otorgadas previamente a Enagás con relación a la planta de regasificación de Granadilla.

Tal y como se ha informado con anterioridad, la sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Madrid ("Sentencia" y "TSJ de Madrid") estima en instancia el recurso contencioso-administrativo interpuesto contra la autorización administrativa para la construcción por la Compañía Transportista de Gas Canarias S.A. ("Gascan") de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en Tenerife¹ ("Planta de GNL") y declara la nulidad de la Declaración de Impacto Ambiental ("DIA") del proyecto y como consecuencia de ésta, la de la Resolución de otorgamiento de aquella autorización administrativa previa.

¹ Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de fecha 4 de mayo de 2012, por la que se otorga a Gascan autorización administrativa para la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el término municipal de Granadilla (Tenerife).

En cuanto a la *ratio decidendi* del fallo, que se basa en los vicios que presentaría la tramitación ambiental del proyecto, la Sentencia entiende que se ha infringido el artículo 10 del Real Decreto 1131/1988, de 30 de septiembre², por no constar en la DIA un análisis independiente de los efectos y riesgos cumulativos del proyecto con la central térmica ubicada a 400 metros de la Planta de GNL. Tal omisión se considera un vicio de nulidad de la DIA que trae a su vez consigo la de la autorización administrativa previa por ser la DIA un trámite esencial de ésta.

1.2. Indiquen el valor en libros de las inversiones llevadas a cabo por Enagás en la citada instalación a 31 de diciembre de 2015 y 30 de junio de 2016.

Cabe destacar a modo de antecedente que Gascan se integra por el método de consolidación global en los Estados Financieros Consolidados del Grupo Enagás desde el 29 de enero de 2015, fecha en la que se firmó la compra-venta de acciones de Enagás Transporte, S.A.U. a Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. y Sociedad para el Desarrollo Económico de Canarias, S.A., por el que se adquiría el 47,18% y 10,88% de la participación que estos últimos accionistas mantenían en Gascan. A través de esta operación, por la que Enagás Transporte, S.A.U. pasa a tener el 100% de la participación en Gascan, se da cumplimiento a la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, por la que la titularidad de las plantas de regasificación proyectadas en el archipiélago canario debe corresponder al grupo empresarial del que forma el gestor técnico del sistema de gas natural, es decir, el Grupo Enagás.

En lo referente a las inversiones realizadas por Gascan en la planta de regasificación de Granadilla, se corresponden fundamentalmente con estudios, informes, costes de personal propio y trabajos de terceros, ascendiendo dichos importes a 2.065 miles de euros y 1.986 miles de euros a 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, respectivamente. Los citados importes se encuentran registrados en los estados financieros como "Anticipos e Inmovilizaciones en curso" dentro del epígrafe de "Propiedad, planta y equipo".

1.3. Aclaren si, en caso de que la Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Madrid deviniera firme por desestimarse el recurso interpuesto, Enagás recibiría algún tipo de compensación, señalando, en su caso, la naturaleza y los supuestos que darían derecho a la citada compensación, e importes previstos.

Como se ha venido indicando, el hecho de que la sentencia del TSJ de Madrid deviniera firme no impediría la ulterior tramitación, formulación y otorgamiento, respectivamente, de una nueva DIA y una nueva autorización administrativa previa para la citada Planta de GNL. Más al contrario, la solicitud de los instrumentos autorizatorios pertinentes no sería un aspecto disponible para Gascan, que vendría irremediablemente obligada a instar su otorgamiento, dado que la planta regasificadora de Gra-

² Real Decreto 1131/1988, de 30 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental.

nadilla se encuentra incluida entre las infraestructuras gasistas que resulta necesario construir, de acuerdo con lo previsto en el documento de planificación gasista denominado "Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016. Desarrollo de las Redes de Transporte" aprobado por el Consejo de Ministros, el cual, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley del Sector de Hidrocarburos³, tiene carácter obligatorio para la garantía de suministro de hidrocarburos.

En otras palabras, sea cual fuere el resultado del contencioso en curso, la necesidad de la planta regasificadora para la garantía de suministro no se ha visto a la fecha modificada y, por tanto, nada hace pensar que no se vaya a construir, lo que sin duda dará lugar, consecuentemente, a la inclusión de aquella en el régimen retributivo del sistema gasista así como a la determinación de la retribución definitiva que corresponda percibir a Gascan y por la que se le reconozcan los costes de inversión, operación y mantenimiento, disponibilidad, etc... asociados a la planta.

En orden a todo lo expuesto y respondiendo ya directamente a la cuestión formulada, a la fecha de respuesta del requerimiento que nos ocupa no está prevista compensación alguna en favor de Enagás dado que no se contempla, ni por el Grupo Enagás ni por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, la no construcción de la Planta de GNL (se recuerda a este respecto que es al referido Ministerio a quien, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley del Sector de Hidrocarburos, corresponde ejercer las facultades de planificación en materia de hidrocarburos), teniendo derecho en todo caso Gascan a percibir la retribución prevista para las actividades reguladas por la normativa sectorial vigente, con cargo a las tarifas, los peajes y cánones, en el momento y condiciones que en la misma se determinan.

Dicho lo cual, interesa dejar constancia de que, a la fecha, ha sido dictada Resolución de 15 de julio de 2016, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, por la que se formula de la Declaración de Impacto Ambiental favorable a la realización del proyecto de la Planta de regasificación de gas natural licuado en Tenerife (B.O.E. nº 176 de 22 de julio), desapareciendo con ello cualquier obstáculo legal al otorgamiento de una nueva autorización administrativa para la construcción de la misma.

1.4. Actualicen la situación de litigio a la fecha de respuesta al presente requerimiento.

A la fecha de respuesta del presente requerimiento, el procedimiento judicial, en casación en sede del Tribunal Supremo, se encuentra pendiente de señalamiento para votación y fallo.

³ Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

PREGUNTA NÚMERO 2 – MUSEL

La nota 6 de la memoria consolidada, sobre propiedad, planta y equipo, se refiere al litigio mantenido por la planta de regasificación situada en el puerto de Musel del siguiente modo:

"Cabe mencionar que en relación a la situación de la planta de regasificación del puerto de Musel, no se han producido cambios respecto a los descritos en la Nota 6 de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2014".

2.1 Indiquen el valor en libros de las inversiones llevadas a cabo por Enagás en la citada instalación, a 31 de diciembre de 2015 y 30 de junio de 2016.

En este sentido cabe destacar que el Grupo Enagás no ha realizado inversiones significativas en la mencionada planta de regasificación durante el periodo indicado, ascendiendo el valor en libros de dichas inversiones a 378.798 miles de euros.

Las cuentas anuales de 2014 señalaban que la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en su artículo 60.6, establece que los titulares de plantas de regasificación podrán solicitar el establecimiento de un régimen económico singular y de carácter temporal para la prestación de servicios logísticos de GNL.

Enagás Transporte, S.A.U. pretende prestar servicios logísticos de GNL a largo plazo en la planta de regasificación de El Musel de la que es titular y, en este sentido, en el mes de octubre del ejercicio 2014 Enagás Transporte, S.A.U. pidió al Gobierno que permitiese el trámite de las autorizaciones administrativas necesarias para la realización de los citados servicios logísticos.

2.2 Aclaren si han obtenido respuesta por parte del Gobierno a dicha petición y, en su caso, describan el estado de tramitación de las autorizaciones necesarias para la realización de servicios logísticos.

A la fecha de este requerimiento, el proceso de solicitud de autorizaciones realizado por Enagás Transporte, S.A.U. sigue pendiente de resolución.

En este contexto, y a modo de resumen, a continuación se detallan los trámites realizados por Enagás:

- Solicitud para el establecimiento de un régimen económico singular y de carácter temporal para la prestación de servicios logísticos de GNL con fecha de entrada en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de 1 de diciembre de 2014, el cual tal y como se indicaba anteriormente sigue pendiente de resolución.

- Comunicación verbal con el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, relativa a que la oportunidad comercial que sustentaba dicha solicitud había sido finalmente desestimada, seleccionando el cliente la planta de regasificación de Zeebrugge en Bélgica para el desarrollo del servicio, siendo por tanto innecesaria la aprobación de la Orden Ministerial en el corto plazo. No obstante, remarcar que la aprobación de una Orden Ministerial en esta dirección permitiría una mejor y más ágil comercialización de la planta de El Musel y su puesta en valor.
- Enagás se encuentra en diversas negociaciones tendentes a la consecución de contratos para la prestación de servicios logísticos, para los cuales reactivará las autorizaciones administrativas pertinentes cuando dichas oportunidades comerciales se materialicen.

2.3 Señalen si el hecho de que no haya habido cambios en la situación de la planta de Musel ha sido interpretado por Enagás como un indicio de deterioro de valor de la instalación.

Se indica a este respecto que el pasado mes de marzo de 2016 fue notificada a Enagás Transporte la Sentencia del Tribunal Supremo, de 29 de febrero de 2016, desestimatoria del recurso de casación interpuesto por aquella contra la Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Madrid ("TSJ de Madrid") por la que se anuló resolución de otorgamiento de autorización administrativa previa para la construcción de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el puerto de El Musel⁴ ("Planta de GNL de El Musel").

No obstante lo anterior, tal situación no ha sido considerada por Enagás Transporte como un indicio de deterioro del valor de la instalación por los motivos que se relacionan a continuación:

1. El emplazamiento y características técnicas de la instalación se adecúan perfectamente a la normativa hoy vigente, al haber sido derogado en el Principado de Asturias por la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera, el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas⁵ ("RAMIMP"). Se indica a este respecto que el único motivo por el que se anula por el TSJ de Madrid aquella autorización administrativa es el incumplimiento, a la fecha de inicio del expediente de autorización de la instalación, del artículo 4 del RAMINP, que exigía para el emplazamiento de la Planta de GNL una distancia mínima de 2.000 metros a contar del núcleo más próximo de población agrupada.

⁴ Resolución de 29 de diciembre de 2008 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se le otorgó la autorización administrativa previa para la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el Puerto de El Musel (término municipal de Gijón en Asturias).

⁵ Decreto 2414/1961, de 30 de noviembre, por el que se aprobó el Reglamento de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas.

2. No existe impedimento material legal alguno que impida el otorgamiento de una nueva autorización administrativa para la Planta de GNL de El Musel o el restablecimiento, del modo en que mejor estime en Derecho el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, de la legalidad anudada a la autorización administrativa que ha resultado anulada por el orden jurisdiccional contencioso-administrativo.
3. La Planta de GNL de El Musel forma parte de la planificación en materia de hidrocarburos desde el año 2005⁶, siendo lo cierto que dicha planificación, en lo que se refiere a las plantas de regasificación de gas natural licuado que puedan abastecer el sistema gasista, como lo es ésta, tiene carácter obligatorio para la garantía de suministro de hidrocarburos.
4. El Real Decreto-ley 13/2012⁷, vigente a la fecha de respuesta a este requerimiento de la CNMV, lejos de excluir la Planta de GNL de El Musel de la citada planificación obligatoria, únicamente suspende transitoriamente su puesta en marcha, estableciendo no obstante la necesidad de que la misma esté disponible para entrar en funcionamiento cuando así se determine.
5. En cumplimiento de lo establecido en el precitado Real Decreto-Ley 13/2012, a la Planta de GNL de El Musel le viene siendo reconocida, con carácter definitivo, una retribución financiera desde el 30 de diciembre de 2012 hasta que se autorice su entrada en operación. Esta retribución, que fue inicialmente otorgada por resolución de 31 de julio de 2014⁸, le viene siendo reconocida por las sucesivas Órdenes Ministeriales de retribución y peajes, la última de 17 de diciembre de 2015⁹. Adicionalmente, a esta retribución financiera y, como parte de la retribución transitoria establecida en el citado Real Decreto-Ley 13/2012, la Planta de GNL de El Musel tiene reconocida una retribución por costes de operación y mantenimiento por las actuaciones que lleva a cabo Enagás Transporte a fin de mantener la planta preparada para iniciar su puesta en servicio cuando así lo disponga el Ministerio, tal y como prescribe el mismo. Estos costes de operación y mantenimiento se reconocen por Orden Ministerial, siendo la última

⁶ Así, la construcción de dicha Planta de GNL viene establecida ya en el documento denominado "Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011. Revisión 2005-2011" aprobado por el Consejo de Ministros en fecha 31 de marzo de 2006.

⁷ Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

⁸ Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 31 de julio de 2014, por la que se reconoce la retribución financiera correspondiente a la retribución transitoria de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado, en el puerto de El Musel, en el término municipal de Gijón, en la provincia de Asturias, propiedad de ENAGÁS, S.A.

⁹ Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016.

Orden en la que se reconocen los costes, en este caso los costes definitivos del año 2014, de 22 de noviembre de 2016¹⁰.

6. Lo cierto es que, incluso en un escenario que no se contempla ni por Enagás Transporte ni por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, cual es el de cierre y, en su caso, si así se acordara, desmantelamiento de la Planta de GNL de El Musel, la recuperabilidad estaría garantizada, dado que la normativa vigente en materia de recuperación de la inversión realizada, que a continuación describiremos, aporta la seguridad jurídica necesaria como para no llevar a cabo deterioro alguno a propósito contable:

- a. En primer lugar, el artículo 67.1 de la Ley del Sector de Hidrocarburos y los artículos 88 a 90 del Real Decreto 1434/2002¹¹ establecen la obligatoriedad de otorgamiento de la correspondiente autorización administrativa con carácter previo al cierre de la instalación, pudiendo la misma, o no, imponer la obligación de proceder a su desmantelamiento.
- b. En segundo lugar las inversiones incurridas están aseguradas. El artículo 15 del Real Decreto 949/2001¹² no deja lugar a dudas al establecer como criterios generales de retribución de las actividades reguladas, la recuperación de las inversiones realizadas y permitir una rentabilidad razonable a los recursos invertidos. De hecho, no sólo están aseguradas las cantidades invertidas, sino también la rentabilidad de las mismas.

Estos criterios generales fueron desarrollados posteriormente en la Orden ITC/3994/2006¹³, al garantizar a los titulares de las plantas de regasificación, en su artículo 11, una rentabilidad de WACC más 200 puntos básicos, incluso en el caso en que se produzca la extinción por caducidad de los títulos habilitantes de utilización y explotación del dominio público que requiera la operación de regasificación antes de que transcurran 50 años desde la puesta en marcha de la instalación.

- c. En tercer lugar, el precitado Real Decreto 949/2001 establece asimismo en su artículo 18 que se tendrá en cuenta la fecha de cierre para detraer la parte proporcional correspondiente de la cantidad que se haya considerado para la retribución de dicha instalación en el año de cierre. Todo ello sin perjuicio de los costes netos de desmantelamiento o abandono que se reconozcan.

¹⁰ Orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, de 22 de noviembre de 2016, por la que se incluye en el régimen retributivo con carácter singular la Estación de Compresión de Denia y se reconoce la retribución por costes de operación y mantenimiento de las instalaciones.

¹¹ 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.

¹² Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

¹³ Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación.

2.4 Actualicen la situación del litigio a la fecha de respuesta al requerimiento.

Tal y como se ha indicado anteriormente, el pasado mes de marzo de 2016 fue notificada a Enagás Transporte, S.A.U. la Sentencia del Tribunal Supremo, de 29 de febrero de 2016, por la que se desestimó el recurso de casación interpuesto por aquella contra la Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Madrid por la que se anuló la autorización administrativa previa para la construcción de la Planta de GNL de El Musel. A la fecha de respuesta del presente requerimiento, el procedimiento judicial se encuentra en fase de ejecución de sentencia, habiéndose presentado alegaciones por la representación de la demandante y estando en plazo tanto Enagás Transporte, S.A.U. como el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital para formular las suyas.

PREGUNTA NÚMERO 3 – TEST DE DETERIORO

La norma de valoración sobre deterioro de valor de activos registrados como propiedades, planta y equipo, activos intangibles y fondo de comercio, describe la metodología seguida para la estimación del valor recuperable.

En concreto, se indica que Enagás considera como importe recuperable el valor en uso, estimado a partir de las previsiones de flujos de efectivo después de impuestos, que incorporan las mejores estimaciones disponibles de ingresos, costes e inversión de las Unidades Generadoras de Efectivo, utilizando la experiencia del pasado, las previsiones sectoriales y las expectativas futuras de acuerdo con el marco regulatorio vigente y los contratos.

El periodo utilizado para determinar las proyecciones de los flujos de efectivo de las UGEs se corresponde con el periodo en el que el activo devenga retribución asociada a la inversión, considerando al final de dicho periodo un valor residual a partir de los flujos del último ejercicio con una tasa de crecimiento igual a cero.

3.1 Describan en mayor detalle cómo calculan el valor residual una vez ha finalizado la vida útil regulatoria de las instalaciones.

En concreto, deberán justificar el motivo por el que parten de los flujos del último ejercicio - en el que han obtenido retribución a la inversión - toda vez que dicha retribución no se va a percibir más. Señalen si realizan algún tipo de ajuste para normalizar el flujo a efectos de la determinación del valor residual y, en caso afirmativo, indiquen cuál es.

En la definición de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) del Grupo Enagás se consideran los activos agrupados al nivel más bajo para el que es posible identificar flujos de efectivo independientes.

Asimismo, el Grupo identifica sus segmentos operativos en base a los informes internos sobre los componentes del Grupo que son base de revisión, discusión y evaluación regular en el proceso de toma de decisiones, tal y como se indica en la nota 26 de las Cuentas Anuales Consolidadas.

En la medida en que los activos agrupados dentro de un segmento son el nivel más bajo al que es posible identificar los flujos de efectivo independientes, se identifica el segmento como Unidad Generadora de Efectivo.

Bajo estas premisas, las UGE identificadas para el negocio regulado por el Grupo Enagás son las indicadas a continuación:

- Actividad de infraestructuras en España (incluye transporte, regasificación y almacenamiento).
- Actividad de Gestor Técnico del Sistema.

En lo relativo a las actividades de infraestructuras anteriormente descritas, tal y como se indica en la nota 4.a. de las Cuentas Anuales Consolidadas, una vez finalizada la vida útil regulatoria de las instalaciones, y en aquellos casos en los que el activo continúe en operación, se establece como retribución fija los costes de operación y mantenimiento incrementados por un coeficiente cuya cuantía depende del número de años que la instalación supera la vida útil regulatoria, no devengándose cantidad alguna en concepto de retribución por inversión, amortización o retribución financiera. Adicionalmente a dicha retribución fija, se mantendrá la Retribución por continuidad de suministro ("RCS"), al tratarse de un concepto retributivo independiente de la vida útil regulatoria del activo en cuestión.

Por ello, para la determinación del valor residual se consideran:

- La proyección del último flujo estimado correspondiente a la Retribución por continuidad de suministro ("RCS"), calculado también de acuerdo a los parámetros normativos establecidos e indicados en la nota 4.a. de las Cuentas Anuales Consolidadas.
- La retribución por los costes de operación y mantenimiento del último ejercicio proyectado, aplicando el marco regulatorio vigente para los elementos totalmente amortizados que se indica en la mencionada nota 4 de las Cuentas Anuales Consolidadas, y
- no se han considerado las retribuciones por amortización y financieras, en tanto en cuanto, una vez finalice la vida útil regulatoria de las instalaciones, dichas retribuciones dejarán de existir.

En lo relativo al último ejercicio considerado en las proyecciones, es el correspondiente al año en el que finaliza la vida media regulatoria que a la fecha tienen las instalaciones.

En cuanto a las actividades correspondientes como Gestor Técnico del Sistema, el valor residual ha sido calculado a partir de los flujos del último ejercicio, con una tasa de crecimiento igual a cero, no realizándose ningún ajuste de normalización al respecto. Ello es debido a que tal y como se indica en la nota 4.b. de las Cuentas Anuales Consolidadas, los ingresos correspondientes a esta actividad tienen como finalidad retribuir las obligaciones de Enagás GTS, S.A.U como Gestor Técnico del Sistema, siendo los mismos calculados anualmente en función del coste acreditado para cada año. Como último ejercicio se ha utilizado el mismo criterio que el seguido para las actividades de infraestructuras, en el entendimiento de que mientras existan infraestructuras de gas en operación y demanda de gas, existirán las funciones propias de gestión técnica del sistema gasista.

3.2 Cuantifiquen el peso que tiene el referido valor residual sobre el total del valor recuperable de las principales UGEs.

El peso del valor residual sobre del valor total de las UGEs identificadas para los activos registrados como propiedades, planta y equipo, activos intangibles y fondo de comercio se indica a continuación:

Unidad Generadora de Efectivo	% Valor residual sobre el total del valor recuperable
Actividad de infraestructuras en España	12,4%
Actividad de Gestor Técnico del Sistema	46,9%

3.3 Indiquen si un cambio razonablemente posible en alguna de las hipótesis utilizadas para calcular el valor residual haría que el valor recuperable resultase inferior al valor en libros de los activos, cuantificando, en su caso, el posible deterioro de valor.

Las principales hipótesis que podrían afectar al cálculo de los valores residuales son el crecimiento de demanda que afecta a los ingresos por RCS y la tasa de descuento aplicada:

- En cuanto a la evolución de la demanda de gas, no se ha considerado crecimiento en las proyecciones realizadas, y en caso de contemplar un decrecimiento progresivo de la misma del 3% anual a partir de 2040, que equivaldría a aplicar una $g = -3$ en el cálculo del valor residual, los valores recuperables no resultarían inferiores al valor en libros.
- Por lo que respecta a la tasa de descuento utilizada, tal y como se indica en la memoria, se ha realizado un análisis de sensibilidad de 0,5% y -0,5%, sin manifestarse deterioro de valor alguno.

Las normas de valoración también describen que, a fin de calcular el valor actual, los flujos de efectivo proyectados se descuentan a una tasa después de impuestos que tiene en cuenta el valor temporal del dinero, la tasa libre de riesgo y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica en cuestión.

En concreto, la memoria detalla que la tasa de descuento del ejercicio 2015 para las actividades reguladas en España es del 4,48% (4,39% para el ejercicio 2014) y que el análisis de sensibilidad del 0,5% y -0.5% realizado a cierre del ejercicio 2015, pone de manifiesto que en el Grupo no se presentan riesgos significativos asociados a variaciones razonablemente posibles.

3.4 Indiquen el peso que tienen los activos afectos al resto de negocios (actividades no reguladas en España y actividades desarrolladas fuera del territorio español) sobre el total de activos sujetos al test de deterioro y, en caso de ser significativo, aporten información cuantitativa sobre la tasa de descuento aplicada a dichos activos al resto de negocios.

El porcentaje de los activos afectos al resto de negocios supone aproximadamente el 18% del total de los activos sujetos al test de deterioro, tratándose fundamentalmente de las inversiones en entidades asociadas y negocios conjuntos, los cuales se registran en el epígrafe "Inversiones contabilizadas por el método de la participación" del Balance de Situación Consolidado.

En este sentido, tal y como se indica en la nota 3.g. de las Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015, para determinar si es necesario reconocer una pérdida por deterioro de valor con respecto a su inversión neta que tenga en la asociada o negocio conjunto, el Grupo Enagás realiza el análisis para la totalidad del importe en libros de la inversión, de acuerdo a NIC 36, como activo individual, mediante la comparación de su importe recuperable (valor en uso) con su importe en libros, siempre que existan indicios de que la inversión pueda haberse deteriorado.

Para la determinación del valor en uso de la inversión, el Grupo estima el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados que espera que surjan como dividendo a recibir de la inversión. En cuanto a las tasas de descuento aplicadas en el ejercicio 2015, se encuentran situadas entre el 6% y el 11%, dependiendo del país y negocio del que se trate. Al igual que para el caso del negocio regulado, se realizó un análisis de sensibilidad a la tasa de descuento de 0,5% y -0,5%, poniéndose de manifiesto que en el Grupo no se presentan riesgos significativos asociados a variaciones relativamente posibles.

Del porcentaje anteriormente mencionado, las inversiones más significativas corresponden a las inversiones mantenidas en Chile y Perú, cuyas tasas de descuento son, aproximadamente, del 8% y 9%, respectivamente, representando prácticamente el 70% de los activos afectos al resto de negocios sujetos al test de deterioro.

3.5 Los párrafos 55 y A20 de la NIC 36 exigen que la tasa de descuento aplicada sea antes de impuestos y, cuando la base usada para estimarla sea después de impuestos, esa base se ajustará para reflejar una tasa antes de impuestos. En consecuencia, deberá aportar las correspondientes tasas de descuentos antes de impuestos.

Si bien es cierto que a efectos de calcular el valor en uso la NIC 36 exige que se empleen tanto flujos de caja como una tasa de descuento antes de impuestos, es práctica habitual de mercado hacer dicho análisis después de impuestos. Esto se debe principalmente a que al valorar una empresa o negocio, el método más utilizado para determinar una tasa de descuento es el Coste Medio Ponderado del Capital (Weighted Average Cost of Capital o "WACC", por sus siglas en inglés). En teoría, se calcula ponderando los costes de la deuda y los recursos propios en base a una estructura de capital objetivo u óptima.

Adicionalmente, el Modelo de Valoración del Precio de los Activos Financieros (Capital Asset Pricing Model o "CAPM", por sus siglas en inglés) es el más utilizado como base para determinar el coste de los recursos propios. Los datos necesarios para construir el CAPM se basan generalmente en información observable basada en el mercado. Debido a que las empresas pagan impuestos, los datos del mercado de acciones observables para derivar determinados inputs, tales como pueden ser, por ejemplo, la beta o el apalancamiento, se basan en observaciones posteriores a los impuestos, mientras que los equivalentes antes de impuestos no son directamente observables.

En general, la solución práctica a este problema es determinar el Valor en Uso utilizando flujos de caja después de impuestos y un WACC después de impuestos, tal y como lo realiza Enagás. De hecho, el International Accounting Standards Board ("IASB") lo reconoció en su Bases Para Conclusiones de la NIC 36 (NIC 36.FCZ85), al afirmar lo siguiente: *"La tasa de descuento antes de impuestos no siempre es la tasa de descuento después de impuestos aumentada por una tasa impositiva estándar"*. En línea con lo indicado por el IASB en esta Base para Conclusiones, el WACC antes de impuestos necesario para reportar según lo requerido por la NIC 36 se determinaría eliminando el impuesto de los flujos de caja y recalculando, mediante un proceso iterativo, el WACC antes de impuestos que derive el mismo Valor en Uso que haciendo el cálculo después de impuestos, tal y como lo realiza Enagás.

Realizando el cálculo anteriormente descrito, nuestra tasa de descuento antes de impuestos sería equivalente a 5,92%.

A efectos aclaratorios, reiteramos que la extrapolación del WACC después de impuestos basada en la tasa marginal de impuestos no resultará en la misma WACC antes de impuestos, tal y como se explica en NIC 36.FCZ85.

PREGUNTA NÚMERO 4 – CCS

En la Nota 19 de las cuentas anuales consolidadas explican que en abril de 2014, Enagás Internacional contrató un *cross currency swap* (CCS) al objeto de cubrir la exposición del Grupo a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos a ciertas inversiones en el extranjero. Dicho instrumento ha sido designado a nivel consolidado como una cobertura de inversión neta, contabilizándose los cambios en su valoración como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor" del Balance de Situación.

El valor razonable de este instrumento a 31 de diciembre de 2015 es de -98.812 miles de € (-43.195 miles de € en 2014).

Por su parte, la nota 14.3 de la información financiera intermedia consolidada describe que en mayo de 2016, Enagás Internacional contrató un nuevo CCS, también tratado contablemente como una cobertura de inversión neta, cuyo valor razonable a 30 de junio de 2016 es de -13.199 miles de €.

4.1 Dada la relevancia del pasivo registrado por este instrumento financiero, amplíen información sobre las principales características del CCS y de la inversión o inversiones que están siendo objeto de cobertura.

El 10 de mayo de 2016, Enagás contrató un cross currency swap (CCS), con fecha inicio el 12 de mayo de 2016 y fecha de vencimiento el 5 de mayo de 2028, el cual ha sido designado a nivel consolidado como cobertura de inversión neta, con el objeto de cubrir la exposición del Grupo a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de ciertas inversiones en el extranjero.

Las características principales de este instrumento financiero son las siguientes:

Nocionales Miles de EUR	Nocionales Miles de USD	Enagás recibe tipo fijo anual EUR	Enagás paga tipo fijo anual USD
237.499	270.000	1,3750%	3,1866%

Adicionalmente, y tal y como se ha indicado anteriormente, este CCS ha sido designado por Enagás como elemento de cobertura en una relación de cobertura de inversión neta, siendo los elementos cubiertos los siguientes:

Proyecto	Inversión cubierta miles de USD
GNL Quintero, S.A.	95.989
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	52.423
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	106.793
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	14.795
Total	270.000

Adicionalmente, tal y como se indica en la Nota 19 de las Cuentas Anuales Consolidadas, durante el mes de abril de 2014 se contrató un cross currency swap (CCS), con fecha inicio el 11 de abril de 2014 y fecha de vencimiento el 11 de abril de 2022, el cual también fue designado a nivel consolidado como cobertura de inversión neta, con el objeto de cubrir la exposición del Grupo a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de ciertas inversiones en el extranjero.

Las características principales de este instrumento financiero son las siguientes:

Nocionales Miles de EUR	Nocionales Miles de USD	Enagás recibe tipo fijo anual EUR	Enagás paga tipo fijo anual USD
400.291	550.000	2,5%	3,8341%

Las inversiones consideradas como elementos cubiertos en la correspondiente relación de cobertura fueron las siguientes:

Proyecto	Inversión cubierta miles de USD
GNL Quintero, S.A.	84.000
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	466.000
Total	550.000

De este modo, el total de las inversiones que están siendo consideradas como elementos cubiertos en las mencionadas relaciones de cobertura son las siguientes:

Proyecto	Inversión cubierta miles de USD
GNL Quintero, S.A.	179.989
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	52.423
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	572.793
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	14.795
Total	820.000

PREGUNTA NÚMERO 5 – APMs

En Octubre de 2015 ESMA publicó las Directrices sobre Medidas Alternativas del Rendimiento (APM) con el objetivo de que su cumplimiento mejore la comparabilidad, fiabilidad y/o comprensibilidad de estas medidas. Estas Directrices son de aplicación para cualquier información regulada publicada a partir del 3 de julio de 2016, como pueden ser los informes de gestión que acompañan a las cuentas anuales o estados financieros intermedios, las declaraciones intermedias de gestión, presentaciones de resultados difundidas como hecho relevante, etc.

En este sentido, Enagás en la declaración intermedia de gestión correspondiente al tercer trimestre de 2016 menciona ciertas APMs (entre ellas, mencionan el EBITDA ajustado por dividendos obtenidos de las participadas, el endeudamiento financiero neto y los ingresos regulados), pero sin facilitar toda la información que exigen las Directrices:

- i. Definición de las APMs utilizadas y sus componentes;**
- ii. Desglose, para las APM utilizadas, una denominación que refleje su contenido y base de cálculo;**
- iii. Conciliación de la APM con la partida, subtotal o total más directamente conciliable presentada en los estados financieros;**
- iv. Explicación del uso de las APM para que se conozcan su relevancia y fiabilidad;**

5.1 Amplíen la información facilitada sobre APMs, de conformidad con lo establecido en el documento de ESMA.

La información financiera de Enagás contiene magnitudes y medidas preparadas de acuerdo con la normativa contable aplicable, así como otra serie de medidas preparadas de acuerdo con los estándares de reporting establecidos y desarrollados internamente, los cuales son denominados como Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs, por sus siglas en inglés).

Estas APMs se consideran magnitudes ajustadas respecto de aquellas que se presentan de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (NIIF-EU), que es el marco contable de aplicación para los estados financieros consolidados del Grupo Enagás, y por tanto deben de ser consideradas por el lector como complementarias pero no sustitutivas de estas.

Las APMs son importantes para los usuarios de la información financiera porque son las medidas que utiliza la Dirección de Enagás para evaluar el rendimiento financiero, los flujos de efectivo o la situación financiera para la toma de decisiones, operativas o estratégicas del Grupo. Estas APM son consistentes con los principales indicadores utilizados por la comunidad de inversores y analistas en los mercados de capitales.

En este sentido, y de acuerdo a lo establecido por la Guía emitida por la European Securities and Markets Authority (ESMA), en vigor desde el 3 de julio de 2016, relativa a la transparencia de las Medidas Alternativas de Rendimiento, Enagás proporciona a continuación información relativa a aquellas APM incluidas en la información de gestión del tercer trimestre de 2016 que considera significativas:

1. Medidas Alternativas de Rendimiento relacionadas con la Cuenta de resultados

EBITDA

El **EBITDA** ("Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization") es un indicador que mide el margen de explotación de la compañía antes de deducir los intereses, impuestos, deterioros y amortizaciones. Al prescindir de las magnitudes financieras y tributarias, así como de gastos contables que no suponen salida de caja, es utilizado por la Dirección para evaluar los resultados a lo largo del tiempo, permitiendo su comparación con otras compañías del sector.

El **EBITDA** se calcula como el Resultado de Explotación, incrementándolo por las amortizaciones, los deterioros si los hubiese, así como por otras partidas que no supongan entradas o salidas de caja de las operaciones de Enagás (como por ejemplo plusvalías o minusvalías por desinversiones, provisiones, etc).

El EBITDA informado en la declaración intermedia de gestión correspondiente al tercer trimestre de 2016 ascendió a 643,3 millones de euros. A continuación mostramos la reconciliación entre este APM y las magnitudes observables en los Estados Financieros Consolidados intermedios a 30 de septiembre de 2016 (en millones de euros):

	EBITDA (9m) Sep. - 2016
Resultado de explotación	438,6
Dotaciones a amortizaciones	204,7
Deterioros y otras partidas	-
EBITDA	643,3

EBITDA Ajustado

El **EBITDA Ajustado** es un indicador que mide el margen de explotación de la compañía antes de deducir los intereses, impuestos, deterioros y amortizaciones, e incluye tanto los dividendos recibidos como los intereses de deuda subordinada cobrados a sociedades asociadas que se encuentran integradas en los estados financieros del Grupo Enagás utilizando el "método de la participación".

Este indicador es utilizado por la Dirección para poder calcular los ratios de apalancamiento descritos en el apartado "Medidas Alternativas de Rendimiento relacionadas con el Balance y ratios de apalancamiento", permitiendo su comparación con otras compañías del sector.

A continuación mostramos la conciliación del EBITDA Ajustado para los últimos 12 meses, el cual es utilizado posteriormente en los ratios de apalancamiento, para lo cual partimos de los datos mostrados en las presentaciones de resultados del ejercicio 2015 y 2016:

	2015 (12m) (A)	Sep.15 (9m) (B)	Sep.- Dic.15 (A-B)	Sep.16 (C)	LTM Sep. 16 (A-B)+(C)
EBITDA	900,5	684,9	215,6	643,3	858,9
Dividendos (*)	48,9	22,2	26,7	53,0	79,7
EBITDA Ajustado	949,4	707,1	242,3	696,3	938,6

(*) Incluyen los intereses de deuda subordinada cobrados a sociedades participadas.

EBIT

El **EBIT** (*Earnings Before Interest and Taxes*) es un indicador que mide el margen de explotación de la compañía antes de deducir los intereses e impuestos. De igual manera que el indicador anterior, es utilizado por la Dirección para evaluar los resultados a lo largo del tiempo, permitiendo su comparación con otras compañías del sector.

El **EBIT** se calcula como el EBITDA, minorado por las amortizaciones, los deterioros si los hubiese, así como por otras partidas que no supongan entradas o salidas de caja de las operaciones de Enagás (como por ejemplo plusvalías o minusvalías por desinversiones, provisiones,...).

El EBIT informado en la declaración intermedia de gestión correspondiente al tercer trimestre de 2016 ascendió a 438,6 Millones de euros y coincide con el Resultado de Explotación a dicha fecha.

2. Medidas Alternativas de Rendimiento relacionadas con el Balance y ratios de apalancamiento

Deuda Neta

El **Endeudamiento financiero neto o Deuda Neta** es el principal indicador que utiliza la Dirección para medir el nivel de endeudamiento del Grupo. Se compone de la deuda bruta menos el efectivo.

Para calcular la **deuda bruta** se agregan las partidas de Balance "Deudas con entidades de crédito", "Obligaciones y otros valores negociables" valoradas a coste amortizado y ciertas partidas de "Otros pasivos financieros", del Balance de Situación Consolidado.

El importe de efectivo se obtiene del epígrafe "Efectivo y otros medios líquidos equivalentes" del Balance de Situación Consolidado.

A continuación se muestra la conciliación entre el APM y las magnitudes observables en el Balance de Situación Consolidado intermedios a 30 de septiembre de 2016 (en millones de euros):

	Deuda Neta Sep. - 2016
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	779,1
Pasivo no corriente	-4.805,9
Deudas con entidades de crédito	-1.689,8
Obligaciones y otros valores negociables	-3.093,7
Otros pasivos financieros	-22,4
Pasivo corriente	-463,8
Deudas con entidades de crédito	-185,1
Obligaciones y otros valores negociables	-270,1
Otros pasivos financieros	-8,6
Deuda neta (contable)	-4.490,6
Ajustes a la deuda financiera	59,3
Opción de venta (1)	17,3
Ajuste Bono AFLAC (2)	34,8
Otros (3)	7,2
Deuda neta	-4.431,3

- (1) Se excluye el valor presente de la opción de venta que tiene el EVE de su participación en Enagás Transporte del Norte, S.L.
- (2) Corresponde con el ajuste realizado para mostrar el coste amortizado de determinadas partidas incluidas en la categoría de "Obligaciones y otros valores negociables".
- (3) Otros, entre los que se incluye, fundamentalmente, el pasivo financiero que el Grupo Enagás mantiene con las AIEs que será compensado a través de la imputación de las bases imponibles negativas que dichas sociedades vayan generando.

Ratios ligados a la Deuda Neta

La Dirección utiliza dos ratios para analizar el apalancamiento y la capacidad del Grupo para hacer frente a las obligaciones financieras a lo largo del tiempo, permitiendo su comparación con otras compañías del sector.

Ambos ratios comparan la Deuda neta calculada a la fecha de los estados financieros con magnitudes de Cuenta de Resultados (EBITDA) y Cash Flow (FFO), las cuales deben estar referidas al periodo de los últimos 12 meses, para que los resultados arrojados por estos ratios trimestrales sean comparables con la información anual.

El **ratio ligado al apalancamiento** se calcula como Deuda Neta/EBITDA Ajustado, siendo su cálculo como mostramos a continuación:

	Deuda Neta / EBITDA Ajustado Sep. – 2016
Deuda Neta	4.431,3
EBITDA Ajustado (últimos 12 meses)	938,6
Ratio Deuda neta / EBITDA Ajustado	4,7x

El **ratio ligado a la capacidad de generación de flujos sobre la deuda neta** se calcula como FFO / Deuda Neta, siendo su cálculo como mostramos a continuación:

	FFO / Deuda neta Sep. – 2016
FFO (últimos 12 meses)	705,9
Deuda neta	4.431,3
Ratio FFO / Deuda neta	15,9%

3. Medidas Alternativas de Rendimiento relacionadas con el Cash Flow e Inversiones

Fondos generados por las operaciones ("Funds from Operations", "FFO")

El **FFO** es el principal indicador de generación de caja analizado por la Dirección de Enagás, pues mide de manera conjunta la creación de caja tanto por el negocio nacional, regulado y no regulado, así como la generación de caja para el Grupo procedente del negocio internacional, ya sea vía dividendos de sociedades participadas o por cobro de intereses de deuda subordinada otorgada a dichas sociedades, una vez descontados tanto los pagos de las obligaciones tributarias así como los intereses relacionados con la deuda financiera del Grupo.

Se calcula como:

FFO = EBITDA +/- cobro/pago impuestos – pago de intereses + dividendos recibidos de sociedades participadas + intereses de deuda subordinada cobrados a las empresas participadas.

El FFO de los nueve primeros meses de 2016 ascendió a 611,5 millones de euros. A continuación mostramos la reconciliación entre este APM y las magnitudes observables en los estados financieros a 30 de septiembre de 2016:

	FFO
	Sep. – 2016
Resultado de explotación	438,6
Dotaciones a amortizaciones	204,7
Deterioros y otras partidas	-
EBITDA	643,3
Cobro /(pago) de impuestos	-26,9
Pago intereses	-52,9
Dividendos (*)	53,0
Otros ajustes	-5,1
FFO	611,5

(*) Incluyen los intereses de deuda subordinada cobrados a sociedades participadas.

Flujo de caja operativo ("Operating cash flow", "OCF")

El **Flujo de Caja operativo** mide la capacidad de generación de caja operativa después de la variación de capital circulante. Se calcula a partir del FFO y se incluye la variación del circulante.

El **OCF** informado en la declaración intermedia de gestión correspondiente al tercer trimestre de 2016 ascendió a 606,0 Millones de euros. A continuación se muestra la conciliación entre el APM y las magnitudes observables en los Estados Financieros Consolidados intermedios a 30 de septiembre de 2016 (en millones de euros):

	OCF
	Sep. – 2016
FFO	611,5
Variación del capital circulante operativo	-5,5
OPERATING CASH FLOW (OCF)	606,0

Flujo de caja libre ("Free cash flow", "FCF")

El **flujo de caja libre** mide la generación de caja correspondiente a las actividades de explotación y de inversión, considerándose asimismo por Enagás como una APM esencial al tratarse del indicador utilizado para evaluar los fondos disponibles tanto para pagar dividendos a los accionistas como para atender el servicio de la deuda.

El **FCF** informado en la declaración intermedia de gestión correspondiente al tercer trimestre de 2016 ascendió a 7,6 Millones de euros. A continuación se muestra la conciliación entre el APM y las magnitudes observables en los Estados Financieros Consolidados intermedios a 30 de septiembre de 2016 (en millones de euros):

	FCF
	Sep. – 2016
OPERATING CASH FLOW (OCF)	606,0
Pagos por inversiones	-600,8
Cobros por desinversiones	2,4
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión	49,7
Pago de intereses	-63,2
Cobros de intereses	13,6
Free Cash Flow (FCF)	7,6

Flujo de caja discrecional ("Discretional Cash Flow", "DCF")

El **flujo de caja discrecional** se trata de una APM utilizada por la Dirección para gestionar las necesidades de financiación existentes. Se define como el flujo de caja libre (FCF) minorado por el pago de dividendos a los accionistas.

El **DCF** informado en la declaración intermedia de gestión correspondiente al tercer trimestre de 2016 ascendió a -181,6 Millones de euros. A continuación se muestra la conciliación entre el APM y las magnitudes observables en los Estados Financieros Consolidados intermedios a 30 de septiembre de 2016 (en millones de euros):

	DCF
	Sep. – 2016
Free Cash Flow (FCF)	7,6
Pagos por dividendos	-189,2
Discretional Cash Flow (DCF)	-181,6

ANEXO I- Estados financieros intermedios consolidados a 30 de septiembre de 2016

Balance de situación

Millones de euros (cifras no auditadas)

<u>ACTIVO</u>	<u>Sep. 2016</u>	<u>Dic. 2015</u>
Activos no corrientes	7.471,0	7.072,0
Activos intangibles	73,7	80,3
<i>Fondo de comercio</i>	25,8	25,8
<i>Otros activos intangibles</i>	47,9	54,5
Propiedades de inversión	25,0	25,0
Propiedades, planta y equipo	5.043,6	5.183,4
Inversiones contabilizadas método de participación	1.591,4	1.191,1
Otros activos financieros no corrientes	666,5	518,8
Activos por impuestos diferidos	70,8	73,4
Activos corrientes	1.160,8	679,9
Existencias	18,7	16,9
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	351,3	426,4
Otros activos financieros corrientes	7,8	7,5
Otros activos corrientes	3,8	4,5
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	779,1	224,6
TOTAL GENERAL	8.631,9	7.751,9
<u>PASIVO</u>	<u>Sep. 2016</u>	<u>Dic. 2015</u>
Patrimonio Neto	2.503,3	2.391,6
Fondos Propios	2.443,4	2.318,9
Capital suscrito	358,1	358,1
Reservas	1.775,6	1.674,2
Resultado del ejercicio	317,4	412,7
Dividendo activo a cuenta	0,0	-126,1
Acciones y participaciones en acciones propias	-8,2	0,0
Otros instrumentos de patrimonio	1,4	0,0
Ajustes por cambio de valor	44,5	58,2
Intereses Minoritarios (socios externos)	14,4	14,4
Pasivos no corrientes	5.391,6	4.716,4
Provisiones no corrientes	174,4	167,0
Pasivos financieros no corrientes	4.869,2	4.192,8
<i>Deudas con entidades de crédito</i>	1.689,8	1.758,3
<i>Obligaciones y otros valores negociables</i>	3.093,7	2.323,4
<i>Proveedores de inmovilizado a l/p</i>	0,1	0,1
<i>Derivados</i>	63,1	91,5
<i>Otros pasivos financieros</i>	22,4	19,5
Deudas con empresas vinculadas	0,0	0,0
Pasivos por impuestos diferidos	300,7	306,1
Otros pasivos no corrientes	47,3	50,5
Pasivos corrientes	737,0	644,0
Pasivos financieros corrientes	480,5	402,8
<i>Deudas con entidades de crédito</i>	185,1	125,8
<i>Obligaciones y otros valores negociables</i>	270,1	259,4
<i>Derivados</i>	16,6	13,4
<i>Otros pasivos financieros</i>	8,6	4,2
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	256,5	241,2
TOTAL GENERAL	8.631,9	7.751,9

Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada

Millones de euros

(cifras no auditadas)

	Sep. 2016	Sep. 2015
Ingresos por actividades reguladas	843,3	873,9
Ingresos por actividades no reguladas	33,2	28,0
Importe Neto de la cifra de negocios	876,5	901,9
Otros ingresos de explotación	23,2	18,8
Gastos de personal	-81,5	-70,0
Otros gastos de explotación	-174,9	-165,8
Dotaciones a amortizaciones	-204,7	-217,3
Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado	-	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	438,6	467,6
Ingresos financieros e ingresos asimilados	7,4	12,4
Gastos financieros y gastos asimilados	-79,6	-84,2
Diferencias de cambio (netas)	-0,3	0,6
Variación de valor razonable de instrumentos financieros	-3,4	1,8
RESULTADO FINANCIERO NETO	-75,9	-69,4
Resultado de las inversiones contabilizadas por el método de la participación	46,8	27,4
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS	409,6	425,6
Impuesto sobre las ganancias	-91,4	-112,1
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS	318,2	313,5
Resultado atribuible a minoritarios	-0,7	-0,8
RESULTADO ATRIBUIBLE A LA SOCIEDAD DOMINANTE	317,4	312,7

Estado de flujos de efectivo consolidado

Millones de euros (cifras no auditadas)	Sep. 2016	Dic. 2015
RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	409,6	557,3
Ajustes al resultado consolidado	235,0	339,0
Amortización de activos fijos	204,7	289,8
Otros ajustes al resultado	30,3	49,2
Variación del capital circulante operativo	-5,5	-23,1
Existencias	-1,8	-1,2
Deudores y otras cuentas a cobrar	55,1	-4,8
Otros activos y pasivos corrientes	0,8	0,3
Otros activos y pasivos no corrientes	-0,2	-1,2
Acreedores y otras cuentas a pagar	-59,4	-16,2
Otros flujos de efectivo de actividades de explotación	-77,3	-246,1
Pago de intereses	-63,1	-114,7
Cobros de intereses	13,6	10,9
Cobros /(pagos) por impuesto sobre beneficios	-26,9	-143,7
Otros cobros /(pagos)	-0,9	1,4
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	561,8	627,1
Pago por inversiones	-600,8	-539,1
Empresas del grupo y asociadas	-532,9	-412,8
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	-67,9	-121,2
Otros activos financieros	-	-5,2
Cobros por desinversiones	2,4	8,9
Empresas del grupo y asociadas	2,4	8,9
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión	49,8	46,6
Otros cobros /(pagos) de actividades de inversión	49,8	46,6
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	-548,6	-483,7
Cobros /(pagos) por instrumentos de patrimonio	-8,2	-
Adquisición de instrumentos de patrimonio	-8,2	-
Cobros /(pagos) por instrumentos de pasivo financiero	738,8	-157,4
Emisión	2.472,3	1.518,4
Devolución y amortización	-1.733,5	-1.675,8
Pago por dividendos	-189,2	-313,1
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	541,4	-470,5
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	-	0,3
FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO	554,5	-326,8
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del periodo	224,6	551,4
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	779,1	224,6