

Comisión Nacional del Mercado de Valores
Dirección General Mercados
Don Eduardo Manso Ponte
Calle Edison, 4
28006 Madrid

Bilbao, 12 de julio de 2017

Asunto: **Requerimiento de información en relación con las cuentas anuales individuales y consolidadas correspondientes al ejercicio 2016 e informe financiero intermedio correspondiente al primer trimestre de 2017 de Iberdrola, S.A.**

Muy señores nuestros:

El 12 de junio de 2017, Iberdrola, S.A. (la "Sociedad" o "Iberdrola") recibió del Departamento de Informes Financieros y Corporativos de la Comisión Nacional del Mercado de Valores un requerimiento de información, de fecha 6 de junio de 2017, (el "Requerimiento de Información"), que fue prorrogado hasta el 12 de julio de 2017.

Mediante este escrito, la Sociedad procede a dar respuesta al Requerimiento de Información. A tal efecto, se adjunta la contestación a las cuestiones planteadas en el Requerimiento de Información solicitando de esa Comisión Nacional del Mercado de Valores que, teniendo por presentado este escrito junto con la documentación anexa al mismo, se sirva admitirlo y, previos los trámites oportunos, proceda a tener por cumplimentado el Requerimiento de Información.

Atentamente,



IBERDROLA, S.A.
El secretario del Consejo de Administración

Copia: Departamento de Informes Financieros y Corporativos



Anexo

Contestación a las cuestiones planteadas en el Requerimiento de Información

A handwritten signature in black ink, consisting of two large, vertical, oval shapes with a small loop at the bottom.

1. La nota 4.e de la memoria consolidada, sobre amortización del inmovilizado material en explotación, explica que, en el ejercicio 2016, Iberdrola ha concluido el análisis que venía efectuando sobre la vida útil de sus parques eólicos, contando con fuentes de información internas y externas, concluyendo que la mejor estimación de la vida útil de la obra civil y las torres de los generadores de los parques eólicos onshore es de 40 años, frente a los 25 años considerados previamente.

En consecuencia, el epígrafe "Amortizaciones y provisiones" del Estado consolidado del resultado del ejercicio 2016 incluye el impacto de este cambio de estimación que conforme a la normativa contable ha sido aplicado prospectivamente desde el 1 de enero de 2016 y ha supuesto una menor amortización de 148,1 millones €, aproximadamente.

A este respecto, deberán aportar la siguiente información.

- 1.1 Describan las principales conclusiones que se desprenden de los estudios técnicos realizados, y que les llevan a considerar que la vida útil de la obra civil y las torres de los generadores de los parques eólicos onshore es de 40 años, indicando si entre las fuentes de información externas han contado con análisis realizados por expertos independientes, identificando en su caso las fechas de los informes, y si los mismos incluyen algún tipo de limitación al alcance.

Iberdrola revisa cada año la vida útil de sus activos. Tal y como requiere la NIC 16.51 el valor residual y la vida útil de un activo se revisarán, como mínimo, al término de cada período anual y, si las expectativas difirieren de las estimaciones previas, los cambios se contabilizarán como un cambio en una estimación contable, de acuerdo con la NIC 8 (Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores). En el marco de ese proceso de revisión además de las fuentes internas técnicas y económicas, Iberdrola normalmente contrasta las conclusiones de sus estudios con fuentes externas como los fabricantes de los diferentes equipos.

Adicionalmente, derivado de la experiencia en la explotación y operación de una flota significativa, más de 10.000 turbinas, Iberdrola ha considerado relevante distinguir entre los componentes fijos y los componentes móviles de los parques eólicos. Si bien, observamos que, a medida que avanza la experiencia en la operación de estos activos, la industria está considerando y poniendo en práctica extensiones de la vida útil de los parques eólicos, no hemos encontrado referencias a un análisis que distinga los componentes móviles de los estáticos. Recordamos que la extensión de vida útil sólo ha sido aplicada a los últimos componentes (obra civil y torres) y no a los primeros, que mantienen la vida útil considerada hasta la fecha.

El análisis continuado por parte de Iberdrola sobre la vida útil de los activos, basado fundamentalmente tanto en el estudio de los materiales que conforman las torres y cimentaciones, como en la experiencia operativa de la flota, concluye que, a día de hoy, asumiendo algunas actividades adicionales en el ámbito del mantenimiento (inspecciones, refuerzos y reparaciones tempranas), lo más adecuado es extender la vida de las partes estáticas (es decir, torres de los aerogeneradores y obra civil) a 40 años, dado que es el período durante el cual se espera utilizar el activo por parte de la entidad, tal y como requiere la NIC 16.

Estas conclusiones fueron posteriormente ratificadas por los siguientes informes externos:

- Documento de Gamesa Corporación Tecnológica, S.A., de fecha 9 de mayo de 2016, denominado "Extensión de vida de las torres de los aerogeneradores de Gamesa", que justifica la posibilidad de extender la vida de las torres de los aerogeneradores a 40 años.
- Documento de Barr Engineering, emitido en junio de 2016, denominado "WTG Foundation Life Extension Overview", que describe el proceso a seguir para extender la vida de las cimentaciones de los aerogeneradores a 40 años.



IBERDROLA

Este proceso de revisión de vidas útiles, así como el método de depreciación no se limita a un tipo de activos sino a todo el parque de instalaciones: es decir generación térmica, nuclear e hidráulica, distribución de electricidad y gas y renovables (eólica, solar).

Como hemos mencionado, la NIC 16 (Propiedades planta y equipo) (la "NIC 16") requiere que la amortización de un activo se realice de manera sistemática con base en su vida útil.

Asimismo, esta norma define la vida útil de un activo como el período durante el cual se espera que esté disponible para su uso, es decir, el período durante el cual el propietario consume los beneficios económicos futuros derivados del mismo.

Las vidas útiles de los activos deben estimarse sobre una base realista y revisarse al final de cada período. En este sentido, la NIC 16.56 proporciona las siguientes orientaciones sobre los factores que deben tenerse en cuenta al estimar la vida útil de un activo:

- (a) La utilización prevista del activo. El uso se evalúa por referencia a la capacidad o al producto físico que se espere del mismo.
- (b) El desgaste físico esperado, que dependerá de factores operativos tales como el número de turnos de trabajo en los que se utilizará el activo, el programa de reparaciones y mantenimiento, y el grado de cuidado y conservación mientras el activo no está siendo utilizado.
- (c) La obsolescencia técnica o comercial procedente de los cambios o mejoras en la producción, o de los cambios en la demanda del mercado de los productos o servicios que se obtienen con el activo.
- (d) Los límites legales o restricciones similares sobre el uso del activo, tales como las fechas de caducidad de los contratos de arrendamiento relacionados.

Como se ha mencionado anteriormente, las vidas útiles deben ser revisadas anualmente para asegurar que la estimación sea razonable.

Al igual que en el caso de los parques eólicos, se han realizado los estudios técnicos internos y se ha obtenido justificación adecuada de los fabricantes para soportar una nueva vida útil en relación con:

- Los ciclos combinados de gas ("CCGT"). Hasta el ejercicio 2016 se consideró razonable que su vida útil fuese de 35 años. Iberdrola ha decidido prolongar la vida útil de todos sus CCGT a 40 años.
- Equipos electromecánicos de centrales hidroeléctricas. Cuya vida útil pasa a ser de 50 años desde los 35 años aplicados hasta 2016.

Respecto de la tecnología nuclear, dado el debate que se está produciendo en relación con la extensión de la vida útil de estas instalaciones más allá de los 40 años considerados por Iberdrola, tenemos que señalar que no hemos encontrado soporte suficiente para extender la vida útil de estas centrales. Si bien, los programas de mantenimiento y la operación de estas centrales permiten su explotación en perfectas condiciones de seguridad más allá de dicha fecha (vida útil técnica), las condiciones económicas de la misma impiden cumplir con los requerimientos de la NIC 16 respecto del período estimado de uso y de obtención de los beneficios incorporados a un activo (vida útil técnica).

Ciclos combinados de gas

A lo largo del último año Iberdrola ha experimentado un incremento significativo en las inversiones de nuevos ciclos tanto en México como nuevas propuestas en el Reino Unido. Los estudios realizados con todos los suministradores de equipo que han participado en las licitaciones o concursos, demuestran que las nuevas tecnologías propuestas están basadas en el desarrollo maduro de las tecnologías existentes.

Iberdrola posee una extensa flota de ciclos combinados de las tecnologías más destacadas del mercado: GE (incluyendo ALSTOM), MITSUBISHI o SIEMENS, estando estas centrales ubicadas en España, el Reino Unido, México, Brasil y los Estados Unidos de América y sometidas a la legislación industrial y ambiental vigente en cada país. En total, 53 turbinas que suman 17.591 MW.

Los fabricantes en los inicios de desarrollo estiman una vida útil de sus equipos generalmente conservadora. Con el funcionamiento real de los equipos, y tras pasar varios años, se va demostrando que dicha vida útil puede y debe ser incrementada. A lo largo de los años de funcionamiento se demuestra que:

- Los planes de mantenimiento se optimizan, en cada parada programada se introducen mejores materiales, se optimizan los controles, mejora el rendimiento y se reducen desgastes.
- Se incrementa la capacidad de monitorización de los sistemas y cada vez más se dispone de señales que permitan analizar en tiempo real las posibles deficiencias y evitar problemas.
- Se proponen o instalan mejoras técnicas que permiten hacer sustituciones completas de equipos dejando las máquinas en algún caso prácticamente nuevas.
- Se gana conocimiento en la operativa de las plantas y se van conociendo sus límites.

Desde el punto de vista técnico-operativo las turbinas de gas se pueden considerar fungibles dado que, de acuerdo con las recomendaciones de cada fabricante y los períodos establecidos por éste (típicamente, 24.000 horas o 48.000 de funcionamiento, dependiendo del alcance de la intervención y del fabricante), en los mantenimientos realizados el índice de sustitución de los diferentes componentes es muy alto, llegando al 100% en algunos casos, por lo que al final de las revisiones se puede llegar a conseguir un equipo prácticamente nuevo, recuperando potencia y rendimiento perdido por la degradación. Esta situación nos hace superar las restricciones consideradas por la norma en los párrafos 56 (b) y (c) de la NIC 16.

Equipos electromecánicos en centrales hidroeléctricas

Iberdrola posee y/o gestiona una extensa flota de centrales hidroeléctricas, 76 centrales y 185 grupos generadores, a lo largo de diferentes cuencas hidrográficas españolas.

Adicionalmente los proyectos desarrollados en los últimos años y los contactos con los equipos de diseño de los tres principales suministradores a nivel mundial de grupos generadores hidroeléctricos (GE, Voith y Andritz) en los proyectos *La Muela II* (Generador – Alstom / Turbina – Voith), *San Esteban II* (Generador y Turbina – Voith) y *San Pedro II* (Generador y Turbina – Andritz) han ayudado a conocer los mecanismos de diseño y los límites que actualmente manejan los tecnólogos en la fabricación de sus equipos.

Este conocimiento ha facilitado que Iberdrola pueda mejorar sus especificaciones, incluyendo ya en la primera especificación preparada para el proyecto *Támega*, la correspondiente a las máquinas de la central hidroeléctrica *Gouvães*, un apartado en el que se pide que el fabricante asegure una vida útil de más de 50 años.

La constatación de que los diseños actuales de los equipos principales hidroeléctricos tienen una vida operativa considerablemente más larga que la asumida por parte de Iberdrola hace que se analice, siempre adoptando criterios conservadores, cuál debería ser la vida media operativa de sus activos electromecánicos en base a su experiencia de mantenimiento y explotación.

Se comprueba que en la actualidad la edad media del parque hidroeléctrico de Iberdrola es de 52 años. No obstante, debe tenerse en cuenta que las centrales más antiguas son pequeñas centrales y, por lo tanto, que no pueden considerarse representativas para reproducir el comportamiento de las grandes. Estas últimas, se ha comprobado que han superado o están próximas a superar los 50 años en explotación comercial (44% de la flota), gracias a la política



IBERDROLA

de mantenimiento llevada a cabo por Iberdrola y que no ha sido necesaria la aplicación de ningún plan de sustitución programada y generalizada de los equipos electromecánicos principales.

En consecuencia, dada la relevancia de estas instalaciones dentro del parque hidroeléctrico de Iberdrola (suman más de 4.200 MW de potencia instalada), un 44% de la potencia hidroeléctrica instalada, en la que se ha comprobado que sus equipos tienen una vida útil superior o muy próxima a los 50 años, se concluye que es posible extender, aplicando criterios conservadores, la vida operativa de los equipos electromecánicos de las centrales hidroeléctricas de Iberdrola a 50 años siempre que se mantenga la misma política de mantenimiento.

1.2 Indiquen si, al realizar este juicio, han tenido en cuenta la práctica seguida por otras entidades que tengan activos operativos de naturaleza similar. En caso afirmativo, remitan una comparación entre la vida útil empleada por Iberdrola y la utilizada por otros operadores en los mercados en los que están presentes.

En el análisis efectuado sobre la vida útil de los parques eólicos no se tuvo en cuenta la vida útil aplicada por otras sociedades. Como señalamos en nuestros informes no hay ninguna referencia suficiente a lo que hacen otras compañías. En el estudio se hace hincapié tanto en el modelo de explotación como en la experiencia operativa de la flota (más de 10.000 turbinas, y más de 1.200 turbinas con más de 15 años, sin haber experimentado ningún problema de fatiga estructural).

En definitiva, siendo Iberdrola la compañía líder por potencia instalada y por experiencia en la operación de parques eólicos y las diferencias en el análisis de los distintos componentes de los activos comentadas en el apartado anterior (distinción de componentes fijos y móviles) las referencias a terceros no facilitan una información comparable suficiente.

En el caso concreto de los parques eólicos situados en España, la Orden Ministerial por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece una vida útil regulatoria para las instalaciones eólicas ubicadas en tierra de 20 años, percibiendo, a partir de entonces, únicamente el precio de venta de la energía en el mercado.

1.3 Señalen si los análisis realizados por la entidad soportan que la explotación de los parques eólicos en tierra situados en España será rentable tras la desaparición de los ingresos regulados.

De acuerdo con las estimaciones realizadas de los ingresos y costes a futuro aplicadas para un parque eólico estándar en España, los flujos estimados a partir del año 21 desde su entrada en explotación, (es decir al finalizar el periodo de ingresos regulados (RINV[1]), actualizados a las tasas de descuentos aplicables al negocio en España excederían del valor neto contable a dicha fecha.

2. De acuerdo con la información sobre segmentos geográficos y de negocio del grupo, al cierre del ejercicio 2016, el grupo tiene asignados a la unidad generadora de efectivo "Energías Renovables en Estados Unidos" activos por valor de 11.873 millones €, entre ellos, un fondo de comercio de 1.460 millones € y 258 millones € correspondientes a activos intangibles en curso.

La nota 3.4, sobre novedades regulatorias en Estados Unidos, menciona que los resultados electorales afectan a las políticas energéticas, y el presidente Trump aboga por revertir el Clean Power Plan (CCP), cuya implementación está en litigio. Se apelará la decisión a la Corte Suprema de los Estados Unidos, pero incluso si se

mantiene, no se espera que la Administración de Trump y el Congreso Republicano financien o doten a la Environmental Protection Agency (EPA) para la implementación del CPP.

Según se explica en la nota 6, sobre fuentes de incertidumbre, en 2009 se establecieron una serie de incentivos para la promoción de las energías renovables en Estados Unidos, que inicialmente eran de aplicación únicamente a los parques eólicos cuya puesta en explotación tuviera lugar con anterioridad a 31 de diciembre de 2012, y parte de los cuales, en concreto los Production Tax Credit (PTC), fueron extendidos sucesivamente a aquellos parques cuya construcción comenzara, primero, antes del 1 de enero de 2015, y posteriormente, antes del 31 de diciembre de 2019, si bien su importe unitario se reduce paulatinamente para aquellos parques cuya construcción sea iniciada a partir del 1 de enero de 2017.

Iberdrola considera que esta extensión de los PTC garantiza una rentabilidad adecuada a las instalaciones puestas en marcha hasta 2019 y que los parques eólicos cuya construcción comience con posterioridad a 2019 gozarán de un sistema retributivo que supere la rentabilidad exigida por el grupo a sus inversiones. Por tanto, el Grupo Iberdrola cree que podrá recuperar sus activos tangibles e intangibles estadounidenses afectos a las energías renovables por el valor por el que figuran en el Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2016.

La nota 12 de la memoria consolidada, relativa al deterioro de activos no financieros, aporta, entre otra información, las hipótesis clave tomadas en consideración para obtener los flujos futuros incorporados al test de deterioro del ejercicio 2016, entre las que figura, para el negocio renovable, la regulación aplicable a las instalaciones estadounidenses cuya construcción comience con posterioridad al 31 de diciembre de 2019. En esta nota también se pone de manifiesto que las tasas de descuento aplicadas en este ejercicio son superiores a las de 2015 en todas las UGEs excepto en "Energías Renovables en Estados Unidos", que disminuye del 6,66% de 2015 al 6,43% en 2016.

Como resultado de los test de deterioro efectuados en el ejercicio 2016 sobre sus instalaciones renovables en desarrollo estadounidenses, el grupo ha procedido a revertir parte de una provisión contabilizada en relación a sus activos intangibles en ejercicios anteriores, por valor de 68 millones €.

Asimismo, el grupo ha llevado a cabo varios análisis de sensibilidad de los resultados de los test de deterioro realizados, recogiendo cambios razonables en una serie de hipótesis básicas definidas para cada UGE. Como resultado, se ha puesto de manifiesto que en el caso concreto de la UGE "Energías Renovables en Estados Unidos", cuyo valor en uso es 1.025 millones € superior a su valor en libros, un incremento de 85 puntos básicos en la tasa de descuento supondría que el valor en uso fuera inferior al valor en libros.

A este respecto, se les requiere la siguiente información

2.1 Aporten información adicional sobre cómo han considerado la regulación que será aplicable a las instalaciones renovables en Estados Unidos cuya construcción comience a partir del 31 de diciembre de 2019, y cómo puede afectar la no implementación del CPP a los activos del grupo.

Actualmente existen diferentes mecanismos (económicos de mercado y fiscales) que hacen que los activos alcancen una rentabilidad adecuada a las instalaciones.

Entre los principales mecanismos fiscales, se encuentran los *Production Tax Credits* (los "PTC"). Este mecanismo, a fecha de hoy, afectaría a instalaciones cuya construcción comenzase antes del final de 2019 y su puesta en marcha tuviese lugar hasta 2023. Otros mecanismos existentes son los de amortización fiscal acelerada (el *Modified Accelerated Cost Recovery System* o "MACRS") y los *Renewable Energy Certificates* (los "REC").



IBERDROLA

El MACRS es un sistema de amortización fiscal acelerada aplicable, según normativa estadounidense, a aproximadamente el 95 % de la inversión en un parque eólico. No está prevista la finalización de este programa por el momento.

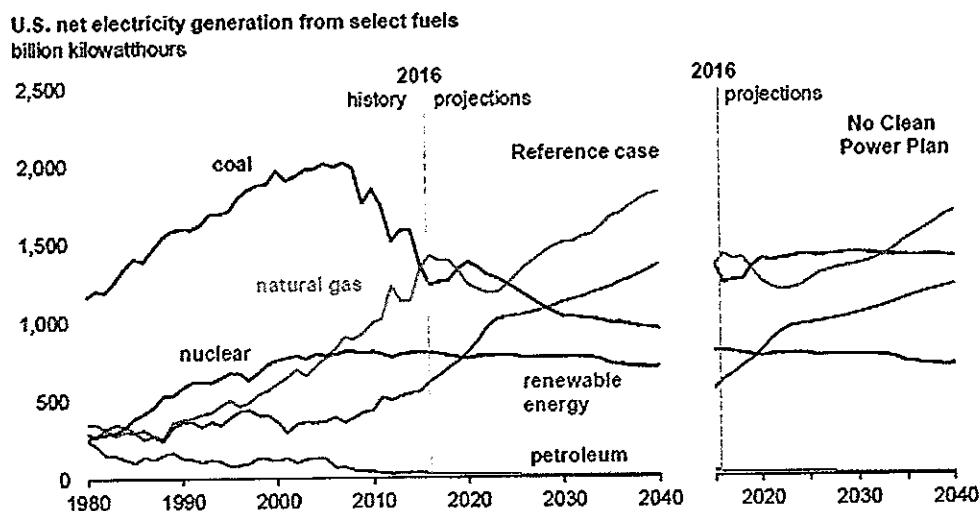
Además de los PTC y MACRS debemos mencionar, por su relevancia, los *renewable portfolio standards* ("RPS"). Cada estado, mediante el RPS, fija el objetivo de energía renovable que consumen las distribuidoras de dicho estado. Estos objetivos, de obligatorio cumplimiento en la mayoría de los estados, hacen referencia al porcentaje de energía renovable como parte total de la energía distribuida. Se regulan mediante cuotas y certificados verdes (*Renewable Energy Certificates* "REC"). El valor del REC depende de varios factores, como la tecnología y la oferta y la demanda de los mismos en cada estado.

La potencial incertidumbre que pudiese generar la no visibilidad de la renovación de los PTC más allá de su actual vigencia, es compensada por factores tan relevantes como los RPS. Se estima que los RPS sean el motor de crecimiento de las renovables en los Estados Unidos de América, más allá del período del PTC.

Por su parte, la no implementación del *Clean Power Plan* (el "CPP"), hay que recordar que no impedirá que la energía renovable detenga su imparable avance dentro del mix de generación en los Estados Unidos de América, pues solo reducirá el ritmo de cierre de las centrales de carbón y generará menor efecto de sustitución de plantas de carbón por renovables.

Por lo tanto se puede concluir que, debido a los mecanismos de PTC y REC, el impacto de la no implementación del CPP será poco sensible

A continuación se muestra el gráfico elaborado por Annual Energy Outlook 2017 (US Energy Information Administration) que confirma esta visión



2.2 Expliquen cuáles han sido los cambios en las hipótesis clave respecto al ejercicio anterior que les ha llevado a revertir 68 millones € de la provisión correspondiente a las instalaciones renovables en desarrollo estadounidenses.

La reversión de este año refleja la mejora de la probabilidad de ejecución de la cartera de proyectos potenciales a cierre de 2016 frente a cierre de 2015.

Los MWs del pipeline probable evolucionan anualmente, tanto por el volumen absoluto de proyectos en cartera, como por el estado de avance de cada proyecto y, por consiguiente, su probabilidad de éxito asociada.



2.3 Describan los motivos por los cuales las tasas de descuento aplicadas a las distintas UGEs han variado y, en particular, la tasa de descuento aplicada en 2016 a los flujos correspondientes a la referida UGE "Energías Renovables en Estados Unidos" es menor que la aplicada en 2015.

Las tasas de descuento varían ligeramente al alza tras un incremento de la prima de riesgo de los activos, en un escenario donde las tasas libres de riesgo de cada país continúan siendo bajas.

En lo referente a la tasa de descuento aplicada a los flujos correspondientes a la UGE "Energías Renovables en Estados Unidos", tal y como se describe en la nota 4.1 de las cuentas anuales de la Sociedad en relación con los "Instrumentos de capital con características de pasivo financiero", Iberdrola ha firmado varios contratos en los Estados Unidos de América de conformidad con los cuales ha incorporado a terceros como socios externos en algunos de sus parques eólicos, estos son los "Tax Equity Investor" (los "TEI").

La tasa de descuento que se presenta en las notas es una tasa obtenida como media ponderada de las tasas aplicables a los parques eólicos con y sin financiación de los TEI. En este sentido las tasas presentadas dependen de los MW financiados con los TEI y sin ellos y del coste de cada una de esas fuentes de financiación.

	2016			2015		
	Tasa	MW	Tasa ponderada	Tasa	MW	Tasa ponderada
Con TEI	10,59%	2%	0,21%	10,47%	13%	1,36%
Sin TEI	6,34%	98%	6,21%	6,09%	87%	5,30%
			6,43%			6,66%

Por lo tanto, la reducción en la tasa ponderada se debe al descenso del peso relativo de la tasa con TEI motivada por a la extensión de la vida de los parques (flujos extendidos sin TEI), la cancelación o expiración de alguno de los proyectos con TEI y la previsión de instalación futura (principalmente sin TEI), lo que ha dado lugar a una tasa ponderada para este año del 6,43% frente al 6,66% del año anterior.

2.4 Cualquier otra información que consideren relevante sobre este asunto.

3. ESMA y los supervisores nacionales de la Unión Europea han acordado unas prioridades comunes de revisión para los estados financieros del ejercicio 2016, entre las que se encuentra la necesidad de evaluar y desglosar los riesgos asociados y los impactos esperados en los estados financieros por el brexit. Así, ESMA recuerda la posible necesidad de reestimar las hipótesis empleadas en la valoración de activos y pasivos y, en caso necesario, reconocer pérdidas por deterioro de activos financieros y no financieros.

De acuerdo con la información por segmentos de la memoria consolidada, Iberdrola tiene los siguientes activos localizados en Reino Unido: (i) 6.778 millones € correspondientes al negocio liberalizado; (ii) 5.534 millones € correspondientes al negocio de renovables; y (iii) 11.503 millones € del negocio de redes.

De la referida información por segmentos, también se desprende que tanto la cifra de negocios como el resultado de explotación de los negocios desarrollados en Reino Unido se han reducido significativamente respecto a 2015.



IBERDROLA

El informe de gestión explica esta caída, en gran parte, por la devaluación de la libra esterlina, junto con otros factores como el perfil de ingresos definido en el nuevo marco regulatorio para la distribución, el aumento de los costes regulatorios, o en el caso del negocio renovable, la menor eolicidad del periodo, los menores precios de mercado y la eliminación de Levy Exemption Certificates (LECs) en el tercer trimestre de 2015.

La nota 12 sobre deterioro de activos no financieros detalla, entre las principales hipótesis tomadas en consideración para llevar a cabo el test de deterioro de los activos en Reino Unido, la tasa de crecimiento nominal empleada para extrapolar las proyecciones más allá del periodo contemplado, siendo: (i) 1,5% para la UGE "Generación y comercialización de electricidad y gas en Reino Unido"; (ii) 2,5% para las UGEs "Distribución de electricidad en Escocia", "Distribución de electricidad en Gales e Inglaterra", y "Transporte de electricidad en Reino Unido"; y (iii) nula para la UGE "Energías renovables en Reino Unido".

A este respecto:

3.1 Aporten información sobre la evolución de los resultados obtenidos por los distintos negocios desarrollados por Iberdrola en Reino Unido durante 2016 en moneda local.

De acuerdo con la información facilitada en la presentación de resultados correspondiente al ejercicio 2016 realizada en Londres el 22 de febrero de 2017 y cuya transcripción y contenido íntegro se encuentra disponible en la página web de la compañía

(<https://www.iberdrola.com/wcorp/iberdrola/accionistas-inversores/retransmisiones/presentacion-resultados/2017#0>)

- Negocio de Redes del Reino Unido: el Beneficio Bruto de Explotación ("EBITDA") alcanza los 799 millones de libra esterlinas, con un descenso del 3% (27 millones de libra esterlinas) afectado por la distribución del perfil de ingresos derivado de la implementación del marco regulatorio y retributivo de la actividad de distribución (R110-ED1 *Price Control* – el "R110 ED1") en abril del 2015 y cierto retraso en las inversiones planificadas.
- Negocio Liberalizado del Reino Unido: el EBITDA es de 240 millones de libras esterlinas (-66 millones de libras esterlinas, lo que representa un descenso del 22%):
 - Negocio Comercial: cae en 92 millones de libras esterlinas por el incremento de los costes no energéticos (+13%) y por el registro de una compensación puntual a clientes comerciales en base a una sentencia del regulador británico, *Office of the Gas and Electricity Markets*.
 - Negocio de Generación y Gestión de la Energía: mejora en 26 millones de libras esterlinas, ya que los menores costes operativos ligados al cierre de la planta de carbón *Longannet* compensaron la menor producción y el aumento del *carbon tax* (impuesto medioambiental).
- Negocio de Renovables del Reino Unido: el EBITDA llega hasta los 219 millones de libras esterlinas, con un descenso de 100 millones de libras esterlinas (-31%), debido a la disminución de la producción, en un 17% y del precio derivada, fundamentalmente de la eliminación de los LECs (*Levy Exemption Certificates*) desde el tercer trimestre del ejercicio 2015.

3.2 Con base en su respuesta a la pregunta 3.1 anterior, expliquen los motivos por los cuales el grupo considera que la tasa de crecimiento a perpetuidad del negocio de redes del 2,5% es razonable, así como la del negocio liberalizado del 1,5%.

En las unidades generadoras de efectivo de distribución y transporte de electricidad en el Reino Unido, la regulación establece una retribución a la actividad en términos reales, que se actualiza anualmente con la evolución del RPI (Retail Price Index). En este sentido, la tasa de crecimiento a perpetuidad considerada en este negocio es del 2,5%, algo inferior a las estimaciones consideradas del índice RPI, que a largo plazo se estiman en el entorno del 3,0%.

En la unidad generadora de efectivo de comercialización de electricidad y gas en el Reino Unido, para la actividad de comercialización se espera que los ingresos y costes unitarios evolucionen en línea con la inflación. En este sentido, la tasa de crecimiento a perpetuidad considerada en este negocio es del 1,5%, algo inferior a las estimaciones del índice CPI (Customer Price Index), que a largo plazo se estima en el entorno del 2,0%.

3.3 Indiquen si se han producido desviaciones significativas a la baja entre las proyecciones de los flujos futuros de los negocios desarrollados en Reino Unido que realizaron en ejercicios anteriores y los reales generados y, en su caso, si esta experiencia histórica se ha tenido en cuenta en los valores otorgados a las hipótesis clave en el análisis de deterioro de 2016 y si son uniformes con fuentes de información externas.

Como se describe en la nota 12 de las cuentas anuales de Iberdrola, la Sociedad utiliza, entre sus hipótesis, en la medida en que estén disponibles, precios de futuros en los mercados de electricidad o de gas en los que opera, y cuando esas fuentes externas no están disponibles fuentes internas (por ejemplo, porque para el período proyectado no existe liquidez suficiente).

Las tasas de crecimiento y las variaciones en precios y costes directos se basan en los compromisos contractuales ya firmados, la información pública disponible, así como en las previsiones sectoriales y la experiencia del grupo Iberdrola (nota 12 de las cuentas anuales).

La devaluación de la libra esterlina no ha sido considerada en el análisis del deterioro del ejercicio 2016 ya que dicho análisis se realiza en moneda local. La evolución de los negocios en libras esterlinas aparece descrita en el punto 3.1 anterior.

En relación con los flujos de caja obtenidos en el ejercicio 2016 y los diferentes negocios:

- En el negocio de Distribución, el perfil de ingresos establecido por el RIIO ED1 ha tenido un impacto de 27 millones de libras esterlinas que ya había sido considerado en la previsión del análisis del deterioro. Sin embargo, el retraso en 63 millones de libras esterlinas en las inversiones previstas sí ha supuesto una mejora del flujo de caja frente a la previsión inicial.
- En el negocio Liberalizado, el flujo de caja obtenido en 2016 ha sido superior al previsto, básicamente por una mejor posición financiera en términos de capital circulante. Por otro lado, el beneficio operativo se ha visto afectado de forma negativa por una climatología más suave. Las previsiones de demanda son actualizadas anualmente en los análisis de deterioro de acuerdo con la mejor información disponible en ese momento.

Resulta relevante destacar que el cierre de la planta *Longannet* en marzo de 2016 ya había sido previsto en el análisis del deterioro realizado en 2015.

- En el negocio de Renovables, el flujo de caja obtenido en 2016 ha sido mayor al previsto, debido a un descenso de las inversiones consideradas, en concreto en alguno de los proyectos offshore. Por otro lado, el beneficio operativo se ha visto afectado de forma negativa por el descenso de la producción, un 3% en offshore y 20% en onshore. Las previsiones de



IBERDROLA

producción se actualizan anualmente en los análisis del deterioro de acuerdo con la mejor información disponible en ese momento.

4. La nota 4.e sobre amortización del inmovilizado material en explotación, señala que éste se amortiza distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que componen dicho inmovilizado, minorado por su valor residual, entre los años de vida útil estimada.

Por su parte, la nota 12 sobre deterioro de activos no financieros revela el periodo de proyección de los flujos, que se extienden desde 10 años hasta el final de la vida de la concesión, o incluso el total de la vida útil del activo, dependiendo de la UGE, sin hacer referencia a la consideración de valor residual alguno al finalizar dicho periodo

A este respecto, deberán aportar la siguiente información:

- 4.1 Aclaren si al estimar el valor recuperable de los activos asignados a UGEs para las que se están proyectando flujos durante la totalidad de su vida útil, consideran la existencia de valor residual.

En caso afirmativo, deberán aportar:

- (i) Una descripción de la metodología seguida para estimar el referido valor residual.
- (ii) Los motivos por los cuales no se identifica el valor residual entre las principales hipótesis tomadas en consideración para calcular el valor recuperable de los activos no financieros.
- (iii) La cuantificación del peso que tiene el valor residual sobre el valor recuperable de las principales UGEs.

En relación con esta pregunta, cabe señalar lo siguiente:

- (i) Respecto de la metodología: las UGEs donde se proyectan flujos durante la totalidad de su vida útil son: "Generación y comercialización de electricidad y gas en el Reino Unido", "Energías Renovables en los Estados Unidos de América" y "Energías Renovables en el Reino Unido", "Almacenamiento de gas en los Estados Unidos de América y en Canadá", y "Distribución de electricidad en Brasil ("Elektro Redes, S.A." –"Elektro Redes"-)". El valor residual considerado en ellas se calcula de la siguiente manera:
 - Para las plantas de Generación en el Reino Unido (dado que la comercialización de electricidad y de gas se proyecta a 10 años con una tasa de crecimiento del 1,5%) únicamente se contempla valor residual en los activos hidráulicos, ya que se considera que en estos activos puede existir una extensión de sus años de operación con un adecuado mantenimiento. En este sentido se ha calculado el valor residual asociado a dicha extensión utilizando una tasa de crecimiento del 0%.
 - Para las plantas incluidas en las UGEs de "Energías Renovables en los Estados Unidos de América" y "Energías Renovables en el Reino Unido" se ha considerado la existencia de valor residual asociado al valor recuperable de las instalaciones al finalizar su vida útil.
 - Para las instalaciones incluidas en la UGE de "Almacenamiento de gas en Estados Unidos de América y en Canadá" se ha considerado la existencia de un valor residual, dado que en estos activos puede existir una extensión de sus años de operación con un adecuado mantenimiento. En este sentido se ha asumido un valor residual asociado a dicha extensión calculado a partir de un múltiplo sobre EBITDA de mercado.

- Para la UGE de "Distribución de electricidad en Brasil (Elektro Redes)" se ha considerado un valor residual al finalizar la concesión equivalente al valor regulatorio. Se incluye una breve descripción del sistema regulatorio al que se sujeta Elektro en la nota 11 ("acuerdos de concesión") y en el apartado 4.4 del informe de gestión relativo a regulación en Brasil.
- (ii) No se identifican los valores residuales entre las principales hipótesis, ya que se considera que no son importes significativos en el conjunto del valor recuperable de cada UGE, a excepción del correspondiente a la UGE "Distribución de electricidad en Brasil (Elektro Redes)", ya que la regulación brasileña establece que al finalizar la concesión se recuperará el valor regulatorio de los activos integrantes de la misma, como se describe en el siguiente punto.
- (iii) El peso del valor residual sobre el valor recuperable de las principales UGEs es el siguiente:
- En la UGE de "Generación y comercialización de electricidad y gas en el Reino Unido" es inferior al 5%.
 - En las UGEs de "Energías Renovables en los Estados Unidos de América" y "Energías Renovables en el Reino Unido" es inferior al 5%.
 - En la UGE de "Almacenamiento de gas en los Estados Unidos de América y en Canadá" es próximo al 10% excluyendo las existencias.
 - En la UGE de "Distribución de electricidad en Brasil (Elektro Redes)" es cercano al 30%.

5. A 31 de diciembre de 2016 la capitalización bursátil de Iberdrola era inferior al valor en libros de su patrimonio neto consolidado, aspecto que podría ser considerado como un indicador de la posible existencia de deterioro en los activos de la entidad.

5.1 Detallen el análisis efectuado por el grupo y la conclusión alcanzada en relación con este indicador.

Como señala la pregunta, conforme al párrafo 12 (d) de la NIC 36 (Deterioro del valor de los activos) de entre los indicios de que pueda haberse deteriorado el valor de un activo, se encuentra el que "el importe en libros de los activos netos de la entidad, es mayor que su capitalización bursátil".

El patrimonio neto consolidado a 31 de diciembre de 2016 que se desprende de las cuentas anuales de Iberdrola es el siguiente:

	Miles de euros
De la sociedad dominante	36.690.965
Capital suscrito	4.771.559
Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados	(149.394)
Otras reservas	31.506.301
Acciones propias en cartera	(1.083.367)
Diferencias de conversión	(1.059.117)
Resultado neto del período	2.704.983
De accionistas minoritarios	3.445.898
De obligaciones perpetuas subordinadas	550.526
PATRIMONIO NETO	40.687.389



IBERDROLA

Por otro lado la capitalización de Iberdrola al cierre del ejercicio 2016 ascendía a 39.661 millones de euros (cotización a 30 de diciembre de 6,234 euros por acción, multiplicado por 6.362.079.000 acciones en circulación).

Como se desprende de los datos anteriores, el patrimonio neto es inferior a la capitalización bursátil pero no así el de la sociedad dominante, sin considerar el patrimonio neto de los accionistas minoritarios y las obligaciones perpetuas subordinadas, que ascendía al cierre del ejercicio a 36.691 millones de euros (importe claramente inferior a su valor en bolsa). Iberdrola considera que este último es el valor que debe compararse con el valor bursátil a fin de identificar eventuales indicios de deterioro.

Adicionalmente, como se desprende de la nota 12 de las cuentas anuales de la Sociedad, Iberdrola realiza, de forma sistemática, el test de deterioro de aquellas unidades generadoras de efectivo que incluyen fondo de comercio o activos intangibles en curso o de vida indefinida, por lo que una parte relevante de los activos se somete a test de deterioro por formar parte de alguna de estas unidades.

6. En julio de 2016 entraron en vigor las Directrices de ESMA sobre Medidas Alternativas del Rendimiento (APM), que son de aplicación para cualquier información regulada publicada, 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, Iberdrola en el informe de gestión que acompaña a las cuentas anuales de 2016, así como la declaración intermedia de gestión correspondiente al primer trimestre de 2017 menciona ciertas APMs (entre ellas, la deuda financiera neta, el apalancamiento financiero, el resultado financiero neto, el margen bruto, el EBITDA, los fondos generados en las operaciones, el flujo de caja operativo neto por acción, el cash-flow retenido, etc.), pero sin facilitar toda la información que exigen las Directrices, en concreto.

- (i) La conciliación de la APM con la partida, subtotal o total más directamente conciliable presentada en los estados financieros. En caso de que dicha medida alternativa del rendimiento figure en alguno de los estados financieros, deberá incorporarse una referencia cruzada al mismo.
- (ii) Explicación del uso de las APM para que se conozcan su relevancia y fiabilidad.

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

Respecto del apunto (i).

Las modificaciones a la NIC 1 (Presentación de estados financieros) que entró en vigor el 1 de enero de 2016, requerían que, de acuerdo con sus párrafos 55 y 85, se presentaran partidas y subtotales adicionales en dichos estados cuando estas partidas, encabezamientos o subtotales fueran relevantes para entender la posición financiera o el desempeño financiero de la entidad. Siempre y cuando, de acuerdo con los párrafos 55A y 85A de la NIC 1, los subtotales: (i) estuvieran constituidos por partidas individuales compuestas por importes reconocidos y medidos de acuerdo con las NIIF; (ii) fueran presentados de manera clara y comprensible; (iii) se presentaran de forma consistente en los distintos periodos; y (iv) no se mostraran con mayor prominencia que los subtotales y totales requeridos por las NIIF¹.

¹ 85. Una entidad presentará partidas (incluso mediante la desagregación de las partidas enumeradas en el párrafo 82), rúbricas y subtotales adicionales en el estado o estados que presentan los resultados y otro resultado global, cuando tal presentación sea pertinente para comprender el rendimiento financiero de la entidad.

85A Cuando una entidad presente subtotales de conformidad con el párrafo 85, dichos subtotales:

a) constarán de partidas cuyos importes estén reconocidos y valorados de acuerdo con las NIIF;

- **Cuentas anuales consolidadas e informe de gestión del ejercicio 2016**

En este sentido, y en aplicación de la nueva versión de la citada norma, en el ejercicio 2016 Iberdrola modificó el formato de la cuenta de resultados incluyendo las líneas y subtotales que considera relevantes a efectos de informar de su posición y su desempeño financiero. Este cambio de formato afectó solamente al estado de resultado e incorporaba subtotales como "Margen Bruto", "Gasto operativo neto", "Beneficio bruto de explotación/EBITDA", "Beneficio de explotación/EBIT", "Resultado financiero", "Resultado de activos no corrientes".

Estas Medidas Alternativas del Rendimiento ("APM") son las que se utilizan en el Informe de gestión por lo que la trazabilidad es directa a la cuenta de resultados y por lo tanto, en opinión de Iberdrola, no requieren de conciliación. La única diferencia es que mientras en el informe de gestión se utilizan en millones de euros en la cuenta de resultados se presentan en miles de euros.

En cuanto a la otras APM mencionadas en el requerimiento, como la deuda financiera neta o el apalancamiento financiero, su conciliación se presentan incluida en el apartado "Gestión financiera" de la nota 20 (Patrimonio neto) de las cuentas anuales (página 103). Lo único achacable cuando estas APM se mencionan en el informe de gestión es que no se referencian a las notas correspondientes. Mientras que otras magnitudes sí lo han sido (véase por ejemplo, el apartado 3.3. Estructura de la deuda en página 236).

La última mención a una APM del informe de gestión se hace en el apartado 1.7 *Bases estratégicas para el período 2016-2020*, no obstante las referencias a los Fondos generados en operaciones (FFO) o a la posición de liquidez constituyen información prospectiva que en ningún caso puede conciliarse con los estados financieros.

Fortaleza financiera

La Sociedad seguirá manteniendo una sólida posición financiera, compatible con los planes de inversión y la retribución prevista a al accionista.

- *El flujo de caja operativo (FFO) medio anual, por importe de 6.900 millones de euros, superará ampliamente las inversiones .../...*
- *Optimización de la posición de liquidez (en torno a 8.000 - 9.000 millones de euros) .../...*

- **Declaración intermedia de gestión correspondiente al primer trimestre de 2017**

En las declaraciones intermedias de gestión, desde la correspondiente al primer semestre del ejercicio 2016, se incluye un glosario que define la práctica totalidad de las APM utilizadas en dicha información.

En concreto en la información del primer trimestre de 2017 se puede encontrar en el apartado 11 (Glosario de términos) -página 82-.

A diferencia de las APM incluidas en las cuentas anuales y el informe de gestión, las recogidas en la declaración intermedia de gestión correspondiente al primer trimestre de 2017 no se encuentran conciliadas con la partida, subtotal o total más directamente conciliable presentada en los estados financieros presentados. No obstante, es necesario señalar que (i) los formatos de la cuenta de resultados son similares a los utilizados en las cuentas anuales y presentan subtotales como "Margen Bruto", "Gasto operativo neto", "EBITDA", "Beneficio de

-
- b) b) se presentarán y se denominarán de forma que las partidas que constituyen el subtotal resulten claras y comprensibles;
 - c) c) serán uniformes de un ejercicio a otro, conforme a lo dispuesto en el párrafo 45; y d) no figurarán de forma más destacada que los subtotales y totales exigidos en las NIIF respecto del estado o estados de resultados y de otro resultado global.

85B Una entidad presentará las partidas del estado o estados de resultados y de otro resultado global que concilien cualesquiera subtotales presentados de conformidad con el párrafo 85 con los totales o subtotales exigidos en las NIIF respecto de dicho estado o estados.



IBERDROLA

explotación/EBIT", "Resultado financiero", o epígrafes como "Resultado de activos no corrientes". Adicionalmente se presentan diferentes tablas que describen el cálculo de otras APM como los Fondos generados en operaciones (ver página 45).

En cuanto a la conciliación de los APM utilizados en la declaración intermedia de gestión correspondiente al primer trimestre de 2017 y mencionados en el Requerimiento de Información, los cálculos para obtenerlos se encuentran desglosados en el propio documento, si bien es cierto que alguno de ellos, en la medida en que no se obtienen directamente de los estados financieros no se encuentran conciliados, a modo de referencia:

- la deuda financiera neta y el apalancamiento financiero (página 44)
- el resultado financiero neto (página 51)
- El margen bruto y EBITDA o resultado bruto de explotación se presentan como subtotales en la cuenta de resultados dentro del apartado 7 (página 51) y su desglose por negocio y país (páginas 52 a 55)
- los fondos generados en las operaciones (página 31),
- el flujo de caja operativo neto por acción (página 11),
- el cash-flow retenido (páginas 56),

Respecto del punto (ii).

Para complementar los estados financieros consolidados presentados de acuerdo con los Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Iberdrola presenta APM. Estas medidas se utilizan, además de las financieras de acuerdo a NIIF, para establecer presupuestos y objetivos y para administrar negocios, evaluar el desempeño operativo y financiero de los mismos y comparar dicho desempeño con los períodos anteriores y con el rendimiento de los competidores. Se entiende que la presentación de tales medidas es útil porque pueden ser utilizadas para analizar y comparar la rentabilidad entre empresas e industrias, ya que elimina el impacto de la estructura financiera y de efectos contables distintos a los flujos de caja.

Además, se presentan medidas no financieras porque éstas y otras medidas similares son utilizadas de manera generalizada por los inversores, los analistas de valores y otros agentes como medidas complementarias al desempeño.

Las medidas que habitualmente utiliza Iberdrola son las siguientes:

Medidas Alternativas de Rendimiento	Definición	
Capitalización bursátil	Número de acciones al cierre del período x cotización al cierre del período	(2)
Beneficio por acción	Beneficio neto del trimestre / número de acciones al cierre del período	(2)
PER	Cotización al cierre del período / Beneficio por acción de los cuatro últimos trimestres	(2)
Precio / Valor en libros	Capitalización bursátil/Patrimonio neto	(2)
Rentabilidad por dividendo (%)	Dividendos pagados en los últimos 12 meses y prima de asistencia / cotización cierre del período	(2)
Margen Bruto	Importe neto de la cifra de negocios - Aprovisionamientos	(1)
Gasto Operativo Neto	Gasto personal- Gasto de personal activados + Servicios exteriores - Otros ingresos de explotación	(1)
Gasto Operativo Neto /Margen Bruto	Gasto Operativo Neto /Margen Bruto	(2)
Gasto de Personal Neto	Gastos de personal - Gastos de personal activados	(1)
Servicios Exteriores Netos	Servicios exteriores - Otros ingresos de explotación	(1)
Beneficio Bruto de Explotación (EBITDA)	Beneficio de explotación + Amortizaciones y provisiones	(1)
Beneficio Neto de Explotación (EBIT)	Beneficio de explotación	(1)
Resultado Financiero	Ingreso Financiero - Gasto Financiero	(1)
Resultados de Activos no corrientes	Beneficios en enajenación de activos no corrientes - Pérdidas en enajenación de activos no corrientes	(1)
ROE	Beneficio neto de los cuatro últimos trimestres/Patrimonio neto	(2)
Apalancamiento financiero	Deuda Financiera Neta/(Deuda Financiera Neta + Patrimonio neto)	(2)
Deuda Financiera Bruta	Deuda financiera (préstamos y otros) + Instrumentos de capital con características de pasivo financiero + Instrumentos derivados pasivos de deuda	(2)
Deuda Financiera Neta	Deuda financiera bruta - Instrumentos derivados activos de deuda - Otros créditos a corto plazo - Efectivo y otros medios equivalentes	(2)
Deuda Financiera Neta /Recursos Propios	Deuda financiera neta/Patrimonio neto	(2)
Deuda Financiera Neta /EBITDA	Deuda financiera neta /EBITDA de los cuatro últimos trimestres	(2)



IBERDROLA

Medidas Alternativas de Rendimiento	Definición	
Fondos Generados en Operaciones (FFO)	Ver apartado " Fondos generados en operaciones" del folleto	(3)
Fondos Generados en Operaciones (FFO) / Deuda financiera neta	FFO de los cuatro últimos trimestres/deuda financiera neta	
Flujo de caja operativo neto por acción	FFO del trimestre/número de acciones al cierre del período	(2)
Cash Flow Retenido (RCF)	Ver apartado "Estado de origen y aplicación de fondos"	(4)

- (1) Magnitud presentada en la cuenta de resultados (ver página 51)
- (2) Ver cálculo o conciliación más adelante
- (3) Magnitud presentada en la cuenta de resultados (ver página 45)
- (4) Magnitud presentada en la cuenta de resultados (ver página 56)

Iberdrola informa a los mercados siempre en las mismas bases como se puede comprobar en las presentaciones trimestrales disponibles tanto en nuestra web como en la de CNMV (https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/inversores/docs/Resultados1T17.pdf). A modo de ejemplo la presentación de resultados del primer trimestre de 2017 señala como claves del período:

Claves del Periodo


El Beneficio Neto alcanza 828 M Eur

EBITDA asciende a 1.862 M Eur

Inversión Neta aumenta hasta 1.016 M Eur

Flujo de Caja Operativo (FFO) de 1.655 M Eur

Fusión Gamesa-Siemens Wind completada

 **IBERDROLA** / Presente y Verde Resultados 2017

Iberdrola, "energético del futuro"

Primer trimestre / 5

Iberdrola es consistente en su información financiera en todos los ámbitos y sigue aproximadamente el mismo esquema, distinguiendo entre las magnitudes gestionables (como el margen bruto o el Gasto operativo neto) de las no gestionables (como los tributos). También se distingue la información de la gestión que es responsabilidad de los negocios (hasta el resultado de explotación o EBIT) de aquellas áreas que se gestiona de manera conjunta como las actividades de financiación y los efectos de la imposición sobre beneficios en sus actividades. De esa manera, los gastos e ingresos financieros y el Impuesto sobre Sociedades no se asignan a los segmentos de explotación.

Conciliación de APM con Estados financieros:

Se referencian APM con la página de la "Declaración intermedia de gestión correspondiente al primer trimestre de 2017"

Página 11

Capitalización bursátil = Número de acciones al cierre del período x cotización al cierre del período 43.314 millones de euros = 6.459.990.000 acciones * Cotización a 31/03/2017 6,705 euros/acción			
Beneficio por acción: Beneficio neto del trimestre / número de acciones al cierre del período 0,13 euros/acción = 827,6 314 millones de euros / 6.459.990.000 acciones			
PER: Cotización al cierre del período / Beneficio por acción de los cuatro últimos trimestres 16 veces = Cotización a 31/03/2017 6,705 euros/acción / 0,42			
		Acciones	Bº/acción
Bº 2T 2016	588,02	6.240.000.000	0,09
Bº 3T 2016	584,93	6.362.079.000	0,09
Bº 4T 2016	663,32	6.362.079.000	0,10
Bº 1T 2017	827,64	6.459.990.000	0,13
	<u>2.663,91</u>		<u>0,42</u>
Precio / Valor en libros: Capitalización bursátil/Patrimonio neto (página 50) 1,06 veces = 43.314 millones de euros / 40.847 millones de euros			
Gasto Operativo Neto (página 51) / Margen Bruto (página 51): -26,4% = (940,9) millones de euros / 3.566,4 millones de euros			
ROE: Beneficio neto de los cuatro últimos trimestres /Patrimonio neto (ver datos en PER más arriba) 6,5% = 2.663,9 millones de euros / 40.847 millones de euros			
Flujo de caja operativo neto por acción: FFO del trimestre/número de acciones al cierre del período 0,26 =FFO (s/pág. 45) / 6.459.990.000 acciones a 31/03/2017			

Página 59

Rentabilidad por dividendo (%) :Dividendos pagados en los últimos 12 meses y prima de asistencia / cotización cierre del período 4,38% = 0,294 euros/acción / Cotización a 31/03/2017 6,705 euros/acción	
Dividendo	euros/acción
22/07/2016	0,124
08/07/2016	0,030
23/01/2017	0,135
31/03/2017	<u>0,005</u>
	0,294



IBERDROLA

Página 44

Deuda Financiera Bruta: Deuda financiera (préstamos y otros) + Instrumentos de capital con características de pasivo financiero + Instrumentos derivados pasivos de deuda

	M EUR	
Deuda financiera - Préstamos y otros l/p	27.783	Balance pág. 50.
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero l/p	38	Balance pág. 50
Deuda financiera - Préstamos y otros c/p	4.268	Balance pág. 50
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero c/p	86	Balance pág. 50
Instrumentos financieros deuda l/p	284	(a)
Instrumentos financieros deuda c/p	288	(b)
(I) Deuda Bruta	32.747	Pág. 44

	M EUR	
Instrumentos financieros deuda l/p	284	(a)
Instrumentos financieros commodities y valores l/p	78	
Instrumentos financieros derivados pasivos l/p	362	Balance pág. 50
Instrumentos financieros deuda c/p	288	(b)
Instrumentos financieros commodities y valores c/p	113	
Instrumentos financieros derivados pasivos c/p	401	Balance pág. 50

Deuda Financiera Neta: Deuda financiera bruta - Instrumentos derivados activos de deuda - Otros créditos a corto plazo -Efectivo y otros medios equivalentes

	M EUR	
Instrumentos financieros deuda l/p	617	(c)
Instrumentos financieros deuda c/p	337	(d)
Cuenta a Cobrar por TEI	1	
Depósitos c/p	58	
Efectivo y otros medios equivalentes	1.972	Balance pág. 49
(II) Activos tesoreros	2.986	Pág. 44

	M EUR	
(+) Deuda Bruta	32.747	Pág. 44
(-) Activos tesoreros	(2.986)	Pág. 44
(III) Deuda Financiera Neta	29.760	Pág. 44

Detalle derivados

	M EUR	
Instrumentos financieros deuda l/p	617	(c)
Instrumentos financieros commodities y valores l/p	146	
Instrumentos financieros derivados activos l/p	763	Balance pág. 49
Instrumentos financieros deuda c/p	337	(d)
Instrumentos financieros commodities y valores c/p	181	
Instrumentos financieros derivados activos c/p	518	Balance pág. 49

Apalancamiento financiero: Deuda Financiera Neta/(Deuda Financiera Neta + Patrimonio neto)
 42,1% = 29.760 (III) / (29.760 (III)+ 40.847 (IV))

	M EUR
(IV) Patrimonio neto	40.847

Pág. 50

Página 11

Deuda Financiera Neta /Recursos Propios:
 72,9% = 29.760 (III) / 40.847 (IV)

Página 31

Fondos Generados en Operaciones (FFO) / Deuda financiera neta: FFO de los cuatro últimos trimestres/deuda financiera neta

21,1% = 6.269,6 / 29.760 (III)

	M Eur
FFO 2T 2016	1.530,9
FFO 3T 2016	1.490,4
FFO 4T 2016	1.593,6
FFO 1T 2017	1.654,7
	6.269,6

Deuda financiera neta /EBITDA: Deuda financiera neta /EBITDA de los cuatro últimos trimestres

3,89 veces = 7.639,5 (IV) / 29.760 (III)

EBITDA 2T 2016	1.862,25
EBITDA 3T 2016	1.837,38
EBITDA 4T 2016	2.078,23
EBITDA 1T 2017	1.861,61
	7.639,47