



IBERDROLA

Presentación de Resultados 2011

1

Aviso Legal



EXONERACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Este documento ha sido elaborado por Iberdrola, S.A. únicamente para su uso durante la presentación de resultados correspondientes al ejercicio 2011. En consecuencia, no podrá ser divulgado ni hecho público ni utilizado por ninguna otra persona física o jurídica con una finalidad distinta a la arriba expresada sin el consentimiento expreso y por escrito de Iberdrola, S.A.

Iberdrola, S.A. no asume ninguna responsabilidad por el contenido del documento si éste es utilizado con una finalidad distinta a la expresada anteriormente. Con excepción de la información financiera contenida en este documento (que ha sido extraída de las cuentas anuales de Iberdrola, S.A. correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011, auditadas por Ernst & Young, S.L.), la información y cualesquiera de las opiniones y afirmaciones contenidas en este documento no han sido verificadas por terceros independientes y, por lo tanto, ni implícita ni explícitamente se otorga garantía alguna sobre la imparcialidad, precisión, plenitud o corrección de la información o de las opiniones y afirmaciones que en él se expresan.

Ni Iberdrola, S.A., ni sus filiales u otras compañías del Grupo Iberdrola o sociedades participadas por Iberdrola, S.A. asumen responsabilidad de ningún tipo, con independencia de que concurra o no negligencia o cualquier otra circunstancia, respecto de los daños o pérdidas que puedan derivarse de cualquier uso de este documento o de sus contenidos.

Ni este documento ni ninguna parte del mismo constituyen un documento de naturaleza contractual, ni podrán ser utilizados para integrar o interpretar ningún contrato o cualquier otro tipo de compromiso.

La información contenida en este documento sobre el precio al cual han sido comprados o vendidos los valores emitidos por Iberdrola, S.A., o sobre el rendimiento de dichos valores, no puede tomarse como base para interpretar el comportamiento futuro de los valores emitidos por Iberdrola, S.A.

INFORMACIÓN IMPORTANTE

Este documento no constituye una oferta o invitación para adquirir o suscribir acciones, de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, y/o en el Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, y su normativa de desarrollo.

Además, este documento no constituye una oferta de compra, de venta o de canje ni una solicitud de una oferta de compra, de venta o de canje de títulos valores, ni una solicitud de voto alguno o aprobación en ninguna otra jurisdicción.

Las acciones de Iberdrola, S.A. no pueden ser ofrecidas o vendidas en los Estados Unidos de América, salvo si dicha oferta o venta se efectúa a través de una declaración de notificación efectiva de las previstas en el Securities Act de 1933 o al amparo de una exención válida del deber de notificación.

2

AFIRMACIONES O DECLARACIONES CON PROYECCIONES DE FUTURO

Esta comunicación contiene información y afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro sobre Iberdrola, S.A. Tales declaraciones incluyen proyecciones y estimaciones financieras con sus presunciones subyacentes, declaraciones relativas a planes, objetivos, y expectativas en relación a operaciones futuras, inversiones, sinergias, productos y servicios, y declaraciones sobre resultados futuros. Las declaraciones con proyecciones de futuro no constituyen hechos históricos y se identifican generalmente por el uso de términos como “espera,” “anticipa,” “cree,” “pretende,” “estima” y expresiones similares.

En este sentido, si bien Iberdrola, S.A. considera que las expectativas recogidas en tales afirmaciones son razonables, se advierte a los inversores y titulares de las acciones de Iberdrola, S.A. de que la información y las afirmaciones con proyecciones de futuro están sometidas a riesgos e incertidumbres, muchos de los cuales son difíciles de prever y están, de manera general, fuera del control de Iberdrola, S.A., riesgos que podrían provocar que los resultados y desarrollos reales difieran significativamente de aquellos expresados, implícitos o proyectados en la información y afirmaciones con proyecciones de futuro. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos identificados en los documentos enviados por Iberdrola, S.A. a la Comisión Nacional del Mercado de Valores y que son accesibles al público.

Las afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro no constituyen garantía alguna de resultados futuros y no han sido revisadas por los auditores de Iberdrola, S.A. Se recomienda no tomar decisiones sobre la base de afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro que se refieren exclusivamente a la fecha en la que se manifestaron. La totalidad de las declaraciones o afirmaciones de futuro reflejadas a continuación emitidas por Iberdrola, S.A. o cualquiera de sus Consejeros, directivos, empleados o representantes quedan sujetas, expresamente, a las advertencias realizadas. Las afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro incluidas en este documento están basadas en la información disponible a la fecha de esta comunicación. Salvo en la medida en que lo requiera la ley aplicable, Iberdrola, S.A. no asume obligación alguna -aún cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de actualizar públicamente sus afirmaciones o revisar la información con proyecciones de futuro.

Agenda

Claves del período

Análisis de resultados

Financiación

Aspectos regulatorios

Conclusión

Anexo:

- Pérdidas y Ganancias
- Información Iberdrola Renovables

Claves del Período: Resultados



EBITDA alcanza 7.650 MM Eur, con un crecimiento del 1,6%
Flujo de Caja Operativo aumenta 5,8%, hasta 6.047 MM Eur

Continúa la mejora de la eficiencia operativa
G. Op. Neto sobre Margen Bruto se reduce un 1,7%

Elevada solidez financiera
Apalancamiento del 46,4%⁽¹⁾

Propuesta a la JGA de mantener
la retribución al accionista igual que en 2011

A pesar de saneamientos brutos por 402 MM Eur, el Beneficio Neto alcanza los 2.805 MM Eur, y el Beneficio Neto Recurrente aumenta 1,2%

⁽¹⁾ Excluyendo el Déficit de Tarifa

5

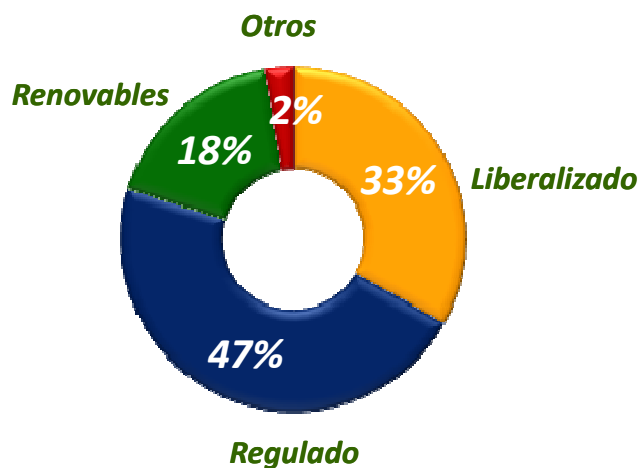
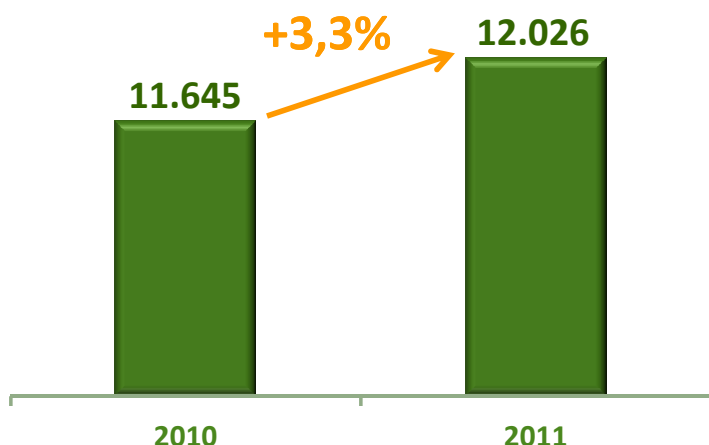
Margen Bruto



El Margen Bruto crece un 3,3% hasta los 12.026 MM Eur

Margen Bruto (MM Eur)

Margen Bruto por negocios



Incrementando hasta 2/3 la aportación
de los negocios regulado y renovables

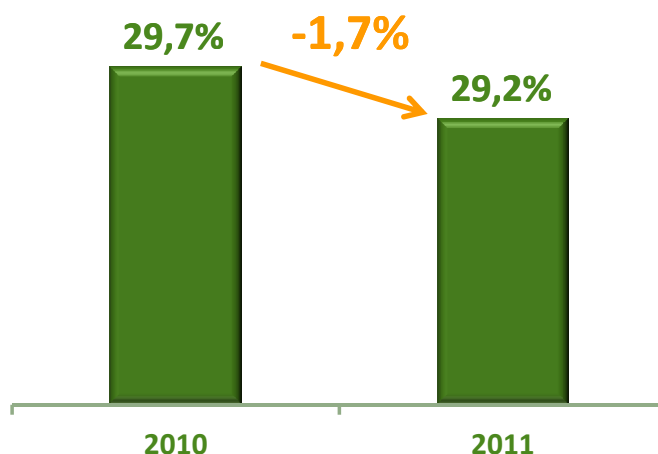
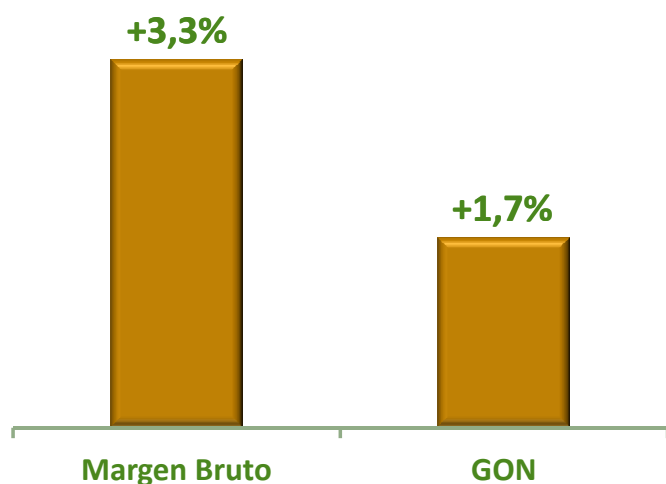
6

Eficiencia

La eficiencia operativa mejora un 1,7%

Incremento 2011 vs 2010

G. Op. Neto sobre Margen Bruto



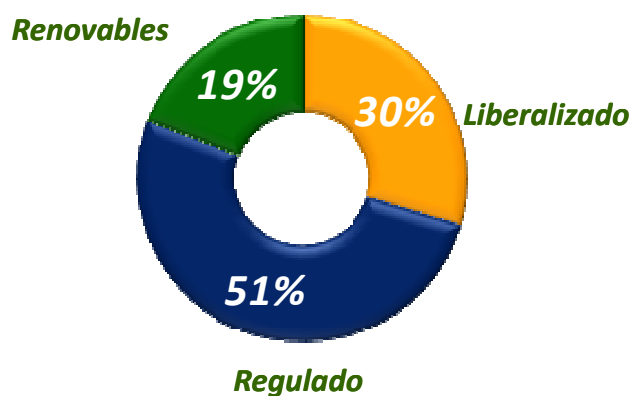
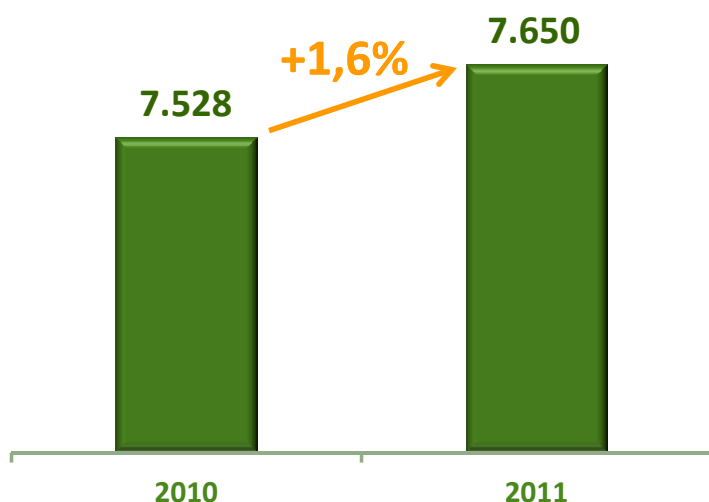
7

EBITDA

El EBITDA crece un 1,6% hasta los 7.650 MM Eur, con una mayor aportación del negocio Regulado y Renovables (70%)

EBITDA (MM Eur)

EBITDA por negocios



El negocio liberalizado afectado por un incremento del 50% de tributos, hasta los 621 MM Eur (518 MM Eur en España)

8

Optimizando la solidez financiera y la liquidez
Ratificando Rating "A"

Una liquidez de 9.294 MM Eur,
que cubre las necesidades de 2 años

El 80 % de la deuda con vencimiento en 2012 ya está refinanciada

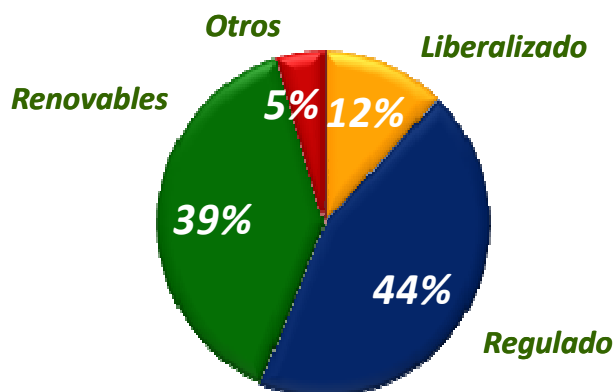
Mejora de los principales ratios

9

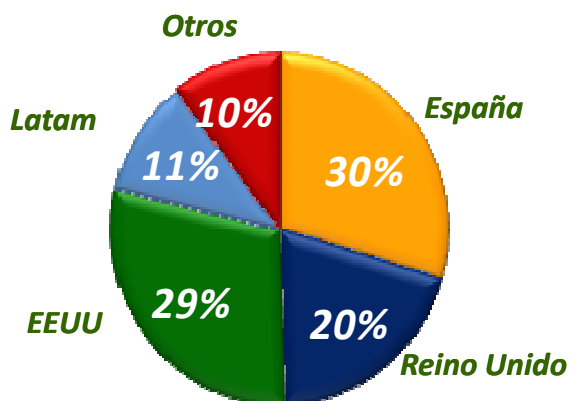
Inversiones

Inversiones orgánicas por valor de 4.002 MM Eur
(Casi un 85% en Negocio Regulado y Renovables)...

Inversiones por negocios



Inversiones por áreas geográficas



... a las que se añaden las inversiones por la integración de Elektro
y la fusión con Iberdrola Renovables

10

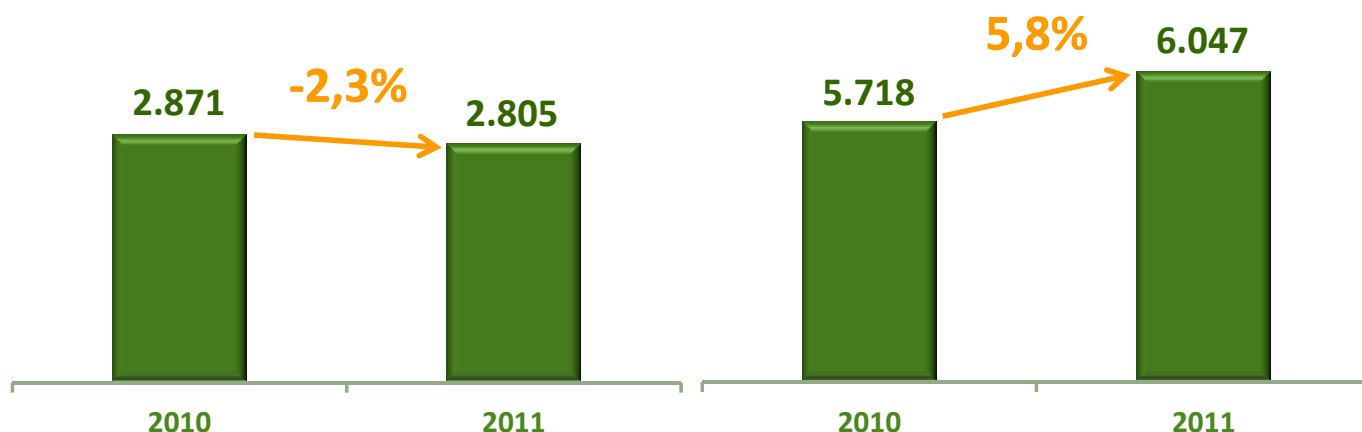
Beneficio Neto y Flujo de Caja Operativo



**Flujo de Caja Operativo alcanza los 6.047 MM Eur,
con un incremento del 5,8%**

Beneficio Neto (MM Eur)

Flujo de Caja Operativo (MM Eur)



**El Beneficio Neto alcanza los 2.805 MM Eur
con saneamientos brutos por importe de 402 MM Eur**

11

Propuesta de Remuneración al Accionista



**Propuesta a la JGA de una remuneración al accionista de al menos
0,326 Eur/acción, en línea con el ejercicio precedente**

Una retribución complementaria de al menos 0,18 Eur/acción...

**... compuesta por 0,03 Eur/acción en efectivo
y un mínimo de 0,15 Eur a través de *dividendo flexible (scrip)*...**

... que se suma a la ya realizada en enero por 0,146 Eur/acción

Existe estabilidad regulatoria y retorno aceptable en Redes

Transporte: definido marco 2013-2021
con inversiones de 2.600 MM GBP

Distribución: fijado el marco hasta 2015
con inversiones de 2.000 MM GBP

Falta definición regulatoria en Generación (EMR)

Marco para renovar el parque de generación tradicional

Marco para nueva capacidad renovable a partir de 2017

Falta definir el reparto de los costes de Transporte entre las plantas de generación

13

Caída de demanda

Alcanzados los objetivos de renovables establecidos por la UE para 2020

El mix energético tradicional tiene precios inferiores a la media europea

Las redes reciben una retribución inferior a la media europea

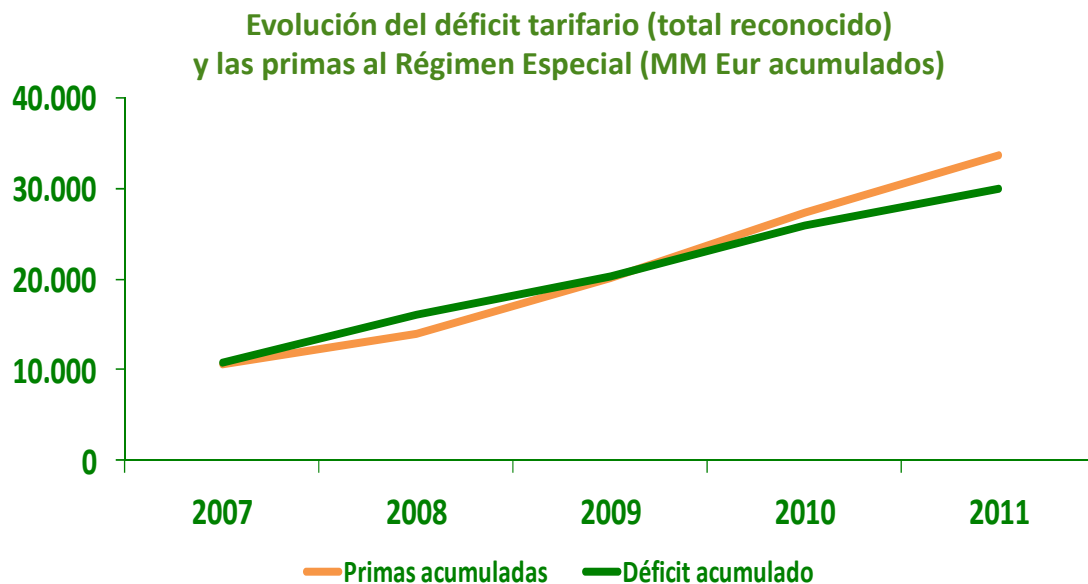
Las renovables reciben una retribución superior a la media europea

Los costes ajenos al suministro que soporta la factura
son superiores a los de los países de la UE

El precio final del suministro en España
es ligeramente superior al de la media europea

14

Además, se ha generado un déficit directamente ligado al crecimiento de las primas a las renovables...



... especialmente a las solares e híbridas gas-solar

Fuente: CNE y MiNEtur

15

Medidas adoptadas recientemente van en la buena dirección...

RD-L 1/2012 (moratoria Renovables)

Cerca de 13.000 MM Eur han sido titulizados en 2011 y 1T 2012, quedando pendiente alrededor de 7.000 MM Eur⁽¹⁾

... aunque son insuficientes para resolver el déficit tarifario

(1) A 23 de febrero de 2012. Incluye ampliación límite legal reconocido para 2010, ex-ante 2011 y ex-ante 2012

16

Claves del período

Análisis de resultados

Financiación

Aspectos regulatorios

Conclusión

Anexo:

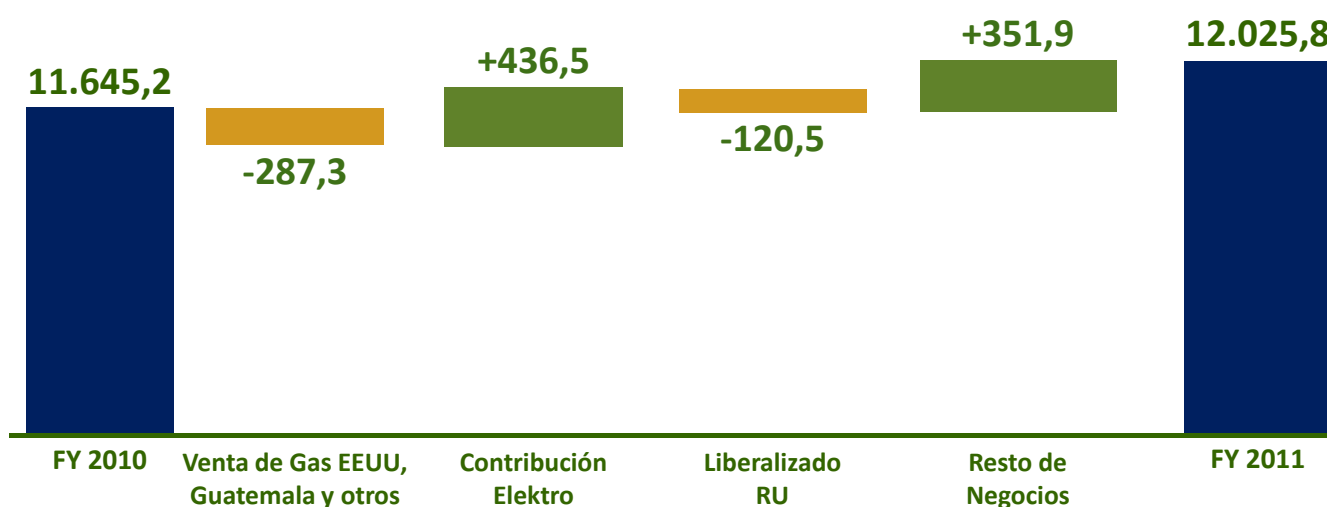
- Pérdidas y Ganancias
- Información Iberdrola Renovables

17

Margen Bruto - Grupo



Margen Bruto crece 3,3% hasta 12.025,8 MM Eur, pues la cartera diversificada del Grupo más que compensa la debilidad del Negocio Liberalizado en RU, ...



La consolidación de Elektro compensa la contribución de activos vendidos en 2010

... y Margen Básico crece 3,2% (12.274,7 MM Eur), en línea con el Margen Bruto

18

Gasto Operativo Neto - Grupo



Gasto Operativo Neto* sube un 1,7% hasta 3.517,2 MM Eur

Gasto Operativo Neto

MM Eur	FY 2011	% vs FY 2010
Gasto de Personal Neto	1.643,4	-3,6%
Servicios Exteriores Netos	1.873,8	+7,0%
Total	3.517,2	+1,7%

Claves Operativas

Reducción Gasto Personal Neto a pesar de la incorporación de Elektro

Servicios Exteriores Netos afectados por cambio de perímetro y costes de tormentas en IBE USA

Tributos crecen 21,9% hasta 1.107,1 MM Eur por el Negocio Liberalizado

*Excluye Tributos

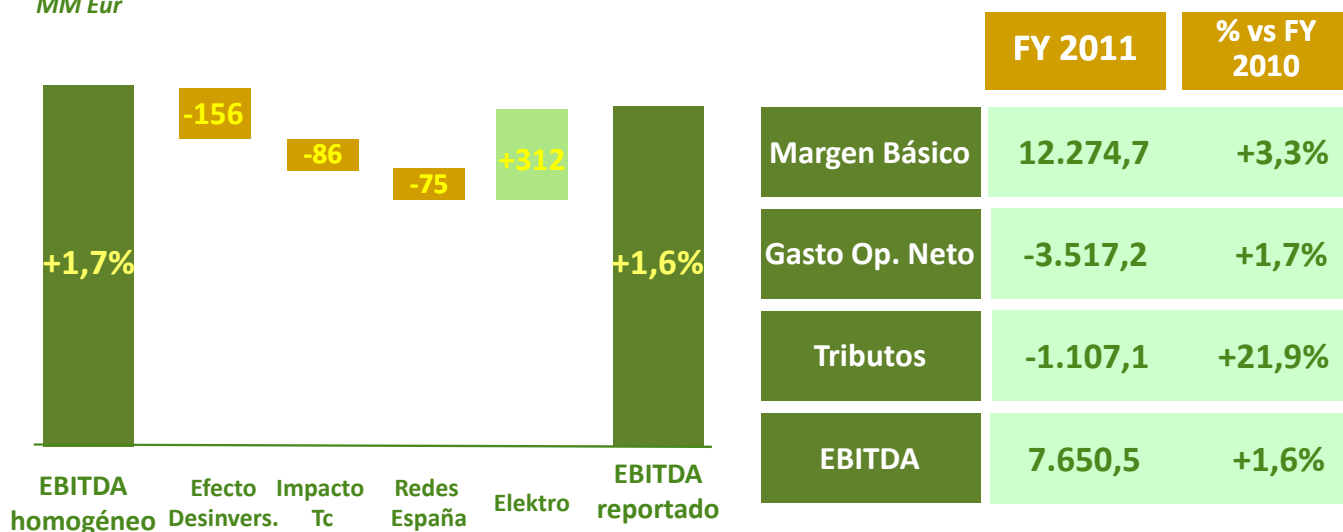
19

EBITDA - Grupo



EBITDA homogéneo crece 1,7% y EBITDA reportado aumenta 1,6%

MM Eur

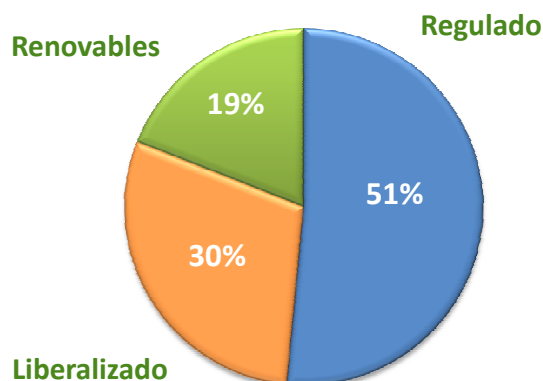


La incorporación de Elektro es compensada por la venta de Guatemala y Gas Connecticut, no recurrentes en Redes España e impacto Tc

20

EBITDA Grupo crece 1,6% gracias al modelo diversificado de Iberdrola ...

Desglose EBITDA



EBITDA FY'11 (MM Eur)

Regulado*	3.825,4	+5,5%
Liberalizado	2.255,1	-7,4%
Renovables	1.455,6	+0,0%

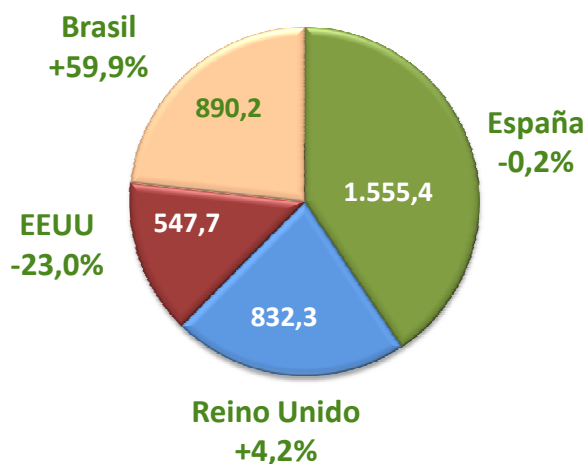
... donde los negocios más estables (Regulado) compensan otros negocios más volátiles (Liberalizado)

21

Resultados por Negocios Regulado

EBITDA Regulado crece 5,5% hasta 3.825,4 MM Eur, ...

Desglose EBITDA



Claves Financieras (MM Eur)

	FY 2011	% vs FY 2010
Margen Bruto	5.544,5	+4,5%
Gasto Op. Neto	-1.324,5	+5,0%
EBITDA	3.825,4	+5,5%

... beneficiándose de mejoras regulatorias, sinergias y mejores prácticas

22

Resultados por Negocios Regulado España



**EBITDA cae 0,2% hasta 1.555,4 MM Eur,
por el nuevo marco regulatorio aplicable desde 4T 2010**

Claves Operativas

↑	Mayores ingresos regulados: +6,1% vs FY 2010
↑	Menor Gasto Op. Neto: Por mejoras de eficiencia
↓	Reliquidaciones positivas FY'10: 75 M Eur (correspondientes a 2009)

Claves Financieras (MM Eur)

	FY 2011	% vs FY 2010
Margen Bruto	2.022,3	-1,4%
Gasto Op. Neto	-389,6	-6,4%
EBITDA	1.555,4	-0,2%

En base homogénea, el EBITDA crece 4,8%

23

Resultados por Negocios Regulado Reino Unido



EBITDA aumenta 4,2% hasta 832,3 MM Eur ...

Claves del Periodo

Claves Operativas	↑	Mayores ingresos por mayor base de activos
	↑	Mejoras de eficiencia: crecimiento Margen Bruto > crecimiento Gasto Op. Neto
Impacto Tc	↓	GBP: -1,1%

Claves Financieras (MM Eur)

	FY 2011	% vs FY 2010
Margen Bruto	1.008,0	+4,0%
Gasto Op. Neto	-83,4	-1,7%
EBITDA	832,3	+4,2%

... por el incremento de inversiones y el control de costes

24

Resultados por Negocios Regulado EE.UU.

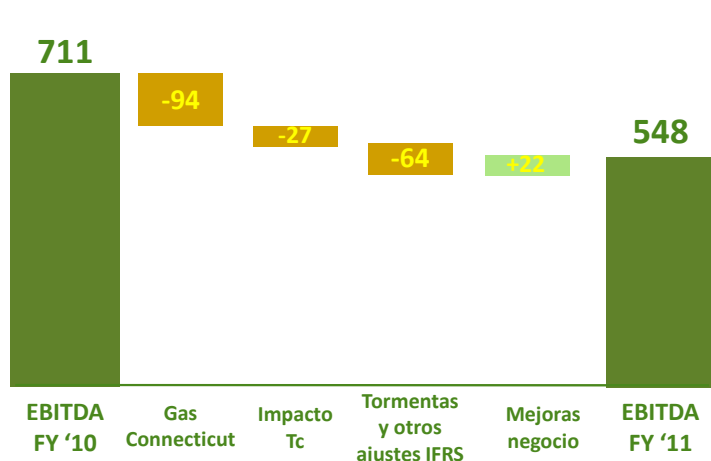


**EBITDA en Euros bajo IFRS cae 23,0% hasta 547,7 MM Eur,
EBITDA homogéneo crece 3,9%, ...**

MM Eur

Impactos EBITDA

Claves Financieras



	FY 2011	% vs FY 2010
Margen Bruto	1.293,4	-16,5%
Gasto Op. Neto	-524,1	-10,3%
EBITDA	547,7	-23,0%

... pues las mejoras del negocio son más que compensadas por la venta de Gas Connecticut, el efecto tipo de cambio y los costes de tormentas

25

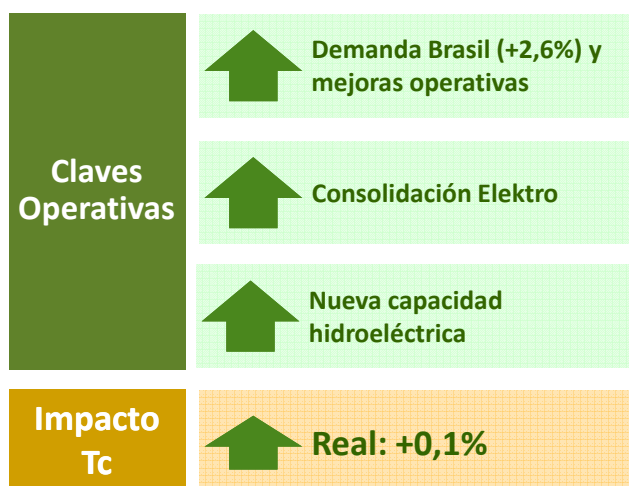
Resultados por Negocios Brasil



EBITDA Brasil crece 59,9% hasta 890,2 MM Eur, por consolidación Elektro (+312 MM Eur), revaluación del Real (+0,5 MM Eur) y mejoras operativas...

Claves del Periodo

Claves Financieras (MM Eur)



	FY 2011	% vs FY 2010
Margen Bruto	1.220,8	+66,1%
Gasto Op. Neto	-327,5	+85,7%
EBITDA	890,2	+59,9%

... excluyendo Elektro, EBITDA crece 3,8%

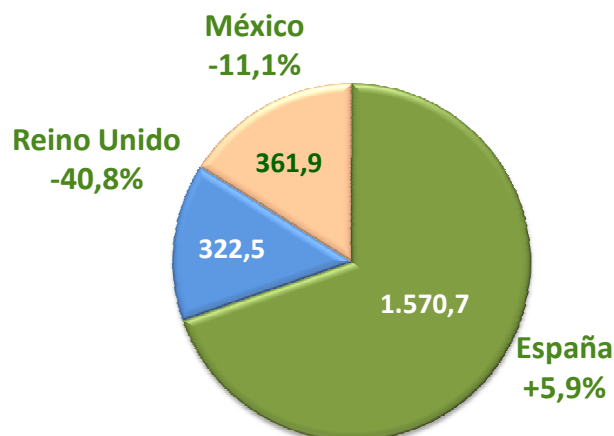
26

Resultados por Negocios Negocio Liberalizado



EBITDA Negocio Liberalizado cae 7,4% hasta 2.255,1 MM Eur ...

Desglose EBITDA



Claves Financieras (MM Eur)

	FY 2011	% vs FY 2010
Margen Básico	4.236,4	-0,2%
Gasto Op. Neto	-1.360,1	-2,7%
Tributos	-621,2	+50,1%
EBITDA	2.255,1	-7,4%

... debido a una menor producción, débiles resultados en Reino Unido, venta de Guatemala y mayores Tributos

27

Resultados por Negocios Negocio Liberalizado España



EBITDA crece 5,9% hasta 1.570,7 MM Eur ...

Claves Operativas

-13% de menor producción básicamente por
-22% de menor generación hidroeléctrica y -7% nuclear
Reservas hidráulicas 51% (+0,7% > nivel medio histórico)

Mejora del margen: mayores precios
(Achieved Price* 61 Eur/MWh)
más que compensan mayor coste de
Aprovisionamientos

2012: 56 TWh de producción
ya vendidos por encima de 60 Eur/MWh

Claves Financieras (MM Eur)

	FY 2011	% vs FY 2010
Margen Básico	2.848,5	+6,4%
Gasto Op. Neto	-760,2	-4,6%
Tributos	-517,6	+30,5%
EBITDA	1.570,7	+5,9%

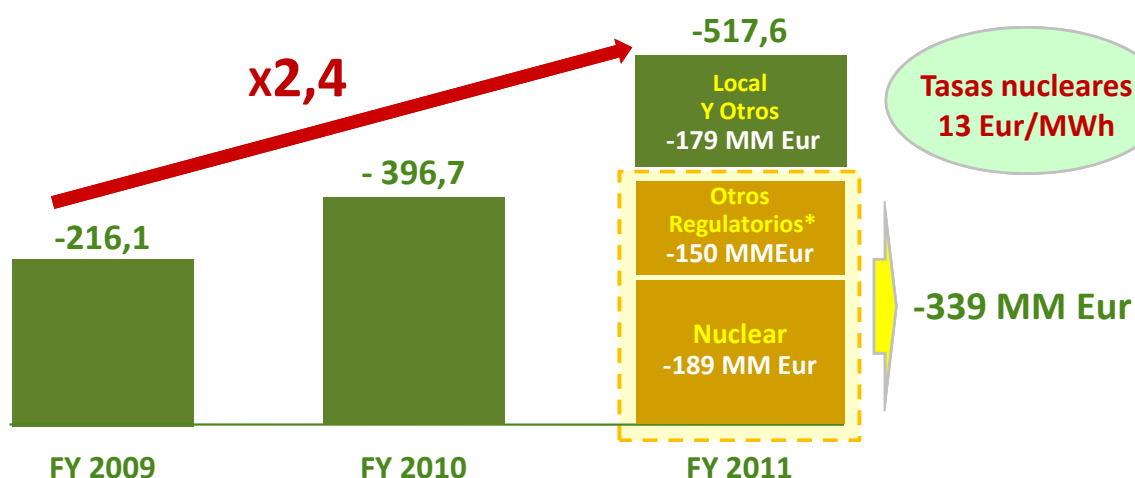
... debido a mejora en márgenes a pesar de la subida del 31% en Tributos, que suponen el 33% del EBITDA

Negocio Liberalizado España - Tributos



Tributos en Negocio Liberalizado España se han multiplicado por 2,4 en 2 años, alcanzando 518 MM Eur, por el Bono Social, tasas nucleares y plan de ahorro y eficiencia energética

MM Eur



300 MM EUR detraídos, llevando el ROCE del negocio nuclear por debajo del coste de capital

*Incluye Eficiencia Energética y Bono Social

** Incluye tasas directamente asociadas a producción nuclear (CSN, Enresa, IBI, IAE,...) más la parte proporcional de otras medidas regulatorias aplicables al negocio de generación

29

Resultados por Negocios Negocio Liberalizado Reino Unido



EBITDA cae 40,8% hasta 322,5 MM Eur debido a menor producción/ventas en electricidad y gas y menores márgenes en electricidad

Claves Operativas

↓	Menores ventas Retail vs FY 2010: Electricidad -5% Gas -19%
↓	Menores márgenes electricidad minorista ya que mayores costes de commodities no se compensan con precios
	Reclasificación CERT/CESP de Gastos Operativos a Tributos Efecto Neto = 0 a nivel Gastos y EBITDA

Claves Financieras (MM Eur)

	FY 2011	% vs FY 2010
Margen Básico	934,5	-11,0%
Gasto Op. Neto	-509,4	+4,1%
Tributos	-102,5	n/a
EBITDA	322,5	-40,8%

Resultados mejorarán en 2012 por la recuperación de márgenes

30

Resultados por Negocios Negocio Liberalizado México



**EBITDA México cae un 11,1% hasta 361,9 MM Eur
poe la venta de los activos en Guatemala en 2010 y el impacto del Tc**

Claves del Período

Claves Operativas	 Venta activos Guatemala
	 Mejoras operativas
Impacto Tc	 USD: -5,0%

Claves Financieras (MM Eur)

	FY 2011	% vs FY 2010
Margen Bruto	453,5	-12,9%
Gasto Op. Neto	-90,6	-19,4%
EBITDA	361,9	-11,1%

EBITDA subyacente mejora 1,5%

31

Resultados por Negocios Renovables



EBITDA plano 1.455,6 M Eur, y EBITDA eólico* crece 4,3%, ...

Claves del Período

Capacidad operativa: +10% hasta 13.209 MW
Capacidad instalada: +9,2% hasta 13.690 MW

Factor de carga medio: 25,7% vs 25,8% en 2010
Factor de carga en 4T'11 27,9% vs 28,3% en 4T'10 por menor eolicidad en España

Precio medio**: 66,3 Eur/MWh vs 69,3 Eur/MWh en 2010
Por mayor peso de EE.UU. vs España

Claves financieras (MM Eur)

	2011	% vs 2010
Margen Bruto	2.118,1	+4,6%
Gasto Op. Neto	-591,6	+16,2%
EBITDA	1.455,6	0,0%

... debido a mayores gastos (por cancelación contratos mantenimiento y costes de fusión), menor precio medio e impacto tc (-26 MM Eur)

* Excluye venta de contratos en 2010. **Excluye PTCs

32

EBIT Grupo cae 6,7% hasta 4.505,1 MM Eur ...

MM Eur

Provisiones – Saneamiento Activos

Térmico RU: cancelación proyecto CCS, "carbon floor" reduce márgenes esperados y dificulta la extensión de vida útil (-286 MM Eur)

Renovables: Costes de desarrollo de proyectos cancelados (-46 MM Eur)

	2011	% vs 2010
Amortizaciones	-2.617,4	+4,1%
Provisiones	-528,0	+187%
Total	-3.145,4	+16,6%

Depreciación renovables: Vida útil incrementada de 20 a 25 años, en línea con la práctica del sector (66 MM Eur)

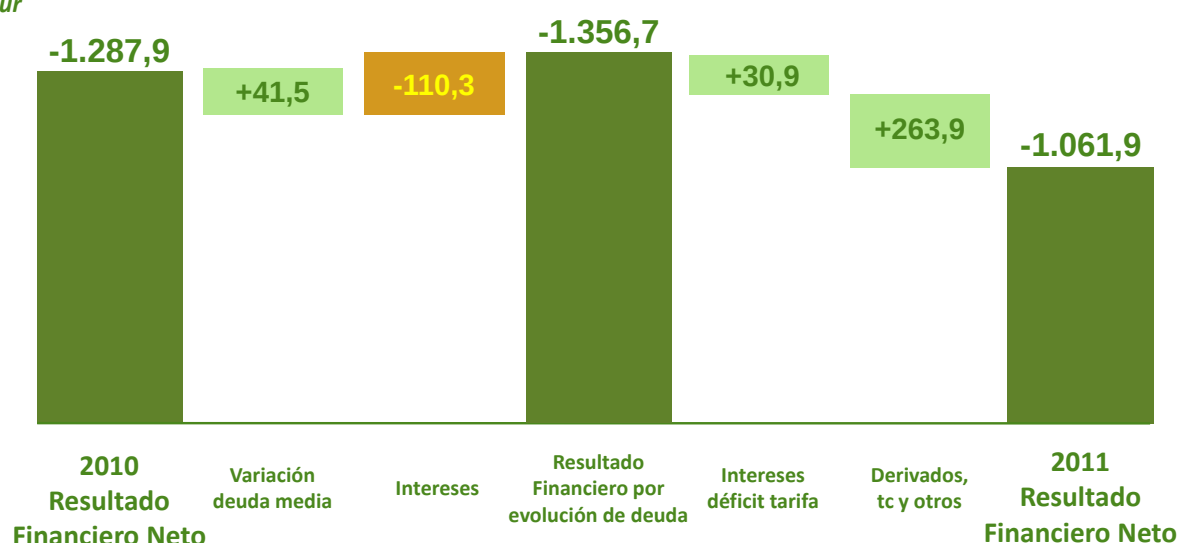
... debido al impacto del saneamiento de activos a nivel de provisiones de 332 MM Eur, sin efecto en caja

33

Resultado Financiero Neto - Grupo

Los derivados de tc por la política de cobertura de PyG mejoran el resultado financiero, -1.061,9 M Eur (-17,5%) ...

MM Eur



... mientras que el coste de la deuda aumenta 40 pbs hasta 4,6%, incluyendo la deuda de Elektro en Reales (+7 pbs), parcialmente compensado por la menor deuda media (-3,1%)

34

Beneficio Neto Recurrente crece 1,2% hasta 2.613,9 MM Eur ...

Saneamiento de activos

Térmica RU: cancelación proyecto CCS, "carbon floor" reduce márgenes esperados y dificulta la extensión de vida útil (-286 MM Eur de Provisión)

Renovables: Costes de desarrollo de proyectos cancelados (-46 M de Provisión)

Gamesa: Se mantiene logro Plan Estratégico pero se retrasa momento de cumplimiento (-70 MM Eur menor Equity)

TOTAL SANEAMIENTO ACTIVOS (Bruto): -402 MM Eur

No Recurrentes (MM Eur)

Menores Resultados no Recurrentes vs 2010:
-133 MM Eur (-74,1%)

Tasa Impositiva

Menor Tasa Impositiva en Reino Unido:
-2 p.p. en 2011 vs -1 p.p. en 2010 (83 MM Eur) por impuestos diferidos

Reversión de provisiones en EE.UU. tras alcanzar acuerdo con autoridades fiscales
(169 MM Eur)

Tasa impositiva efectiva 2011: 15,7%

... pero el saneamiento de activos y menores No Recurrentes conducen a un Beneficio Neto Informado que cae 2,3%, hasta 2.804,5 M Eur, a pesar de reversiones fiscales

35

Agenda

Claves del período

Análisis de resultados

Financiación

Aspectos regulatorios

Conclusión

Anexo:

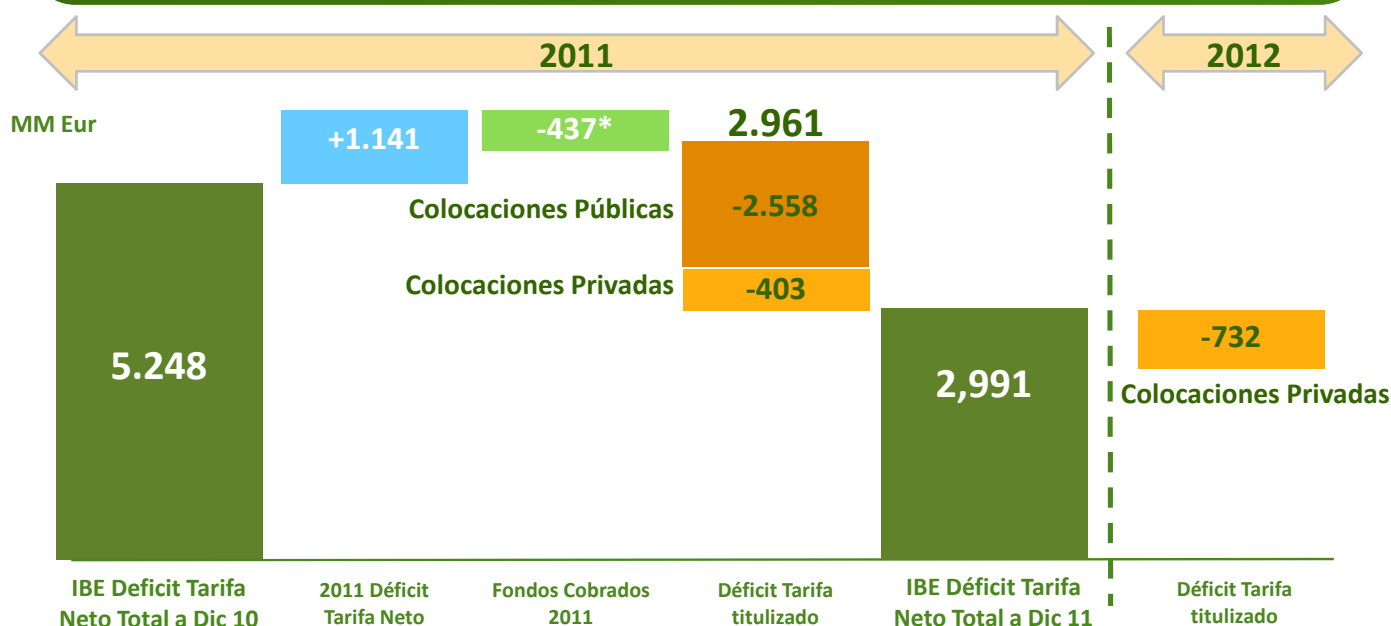
- Pérdidas y Ganancias
- Información Iberdrola Renovables

36

Déficit de Tarifa



El Déficit de Tarifa cae hasta los 2.991 MM Eur a finales del 2011 ...



... gracias a los 10.000 M Eur de déficit de tarifa ya colocados por FADE en 2011 (3.000 M Eur IBE) y 2.400 M Eur en 2012 (732 M Eur IBE), habiéndose titulizado en total más de 12.000 M Eur

*Incluye intereses por 57 M Eur. relativos al déficit de tarifa de 2006, 2008, 2009 y 2010

37

Financiación – Apalancamiento Ajustado



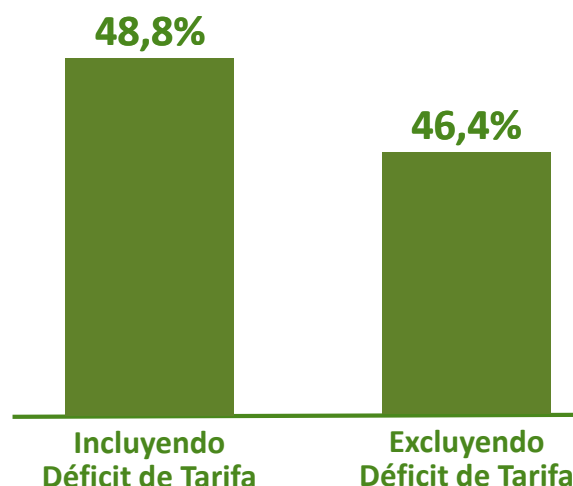
Apalancamiento se sitúa en el 46,4% en 2011 excluyendo el déficit de tarifa y en el 48,8% incluyendo el déficit de tarifa

Deuda Neta y FF.PP. 2011

MM Eur

	2011	2010
Deuda Neta Ajustada	31.706	30.014
Déficit de Tarifa	2.991	5.248
Deuda Neta Ajustada Ex Déficit	28.715	24.766
Fondos Propios	33.208	31.663

Apalancamiento 2011



El incremento de Deuda en 2011 se debe al pago a accionistas minoritarios por la compra de IBR y a la adquisición de Elektro

Nota: Todas las cifras incluyen TEI

38

Financiación – Ratios Financieros

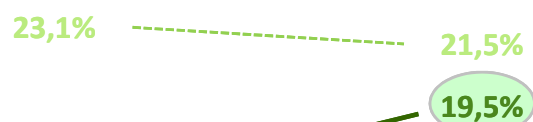
(Pro-forma, incluye 1 año de Elektro y Renovables: Resultados y Deuda)



Ratios crediticios posicionados sólidamente dentro de las bandas de rating A-/A3 ...

FFO⁽¹⁾/Deuda Neta⁽²⁾ (%)

RCF⁽³⁾/Deuda Neta⁽²⁾ (%)



2010

2011

—— Incluyendo Déficit de Tarifa

2010

2011

----- Excluyendo Déficit de Tarifa

... aun incluyendo el déficit de tarifa

(1) FFO = Beneficio Neto + Minoritarios + Amortiz.y Prov. – Puesta en Equivalencia– Result. Netos No Recurrentes + Provisiones Fin.+ Deducción Fondo de Comercio – Reversion de provisión fiscal Renovables EEUU
(2) Incluyendo TEI pero excluyendo Ajustes de Agencias de Rating
(3) RCF = FFO – Dividendos

39

Financiación – Liquidez



Liquidez del Grupo de 9.300 M Eur, de los que sólo 2.000 MM Eur de líneas de crédito expiran antes de 2014 ...

MM Eur

Vencimiento	Límite	Dispuesto	Disponibile
2012	1.980	894	1.086
2013	1.104	304	800
2014+	6.889	1.572	5.317
Total Líneas de Crédito	9.973	2.770	7.203
Efectivo e Inversiones financieras a corto plazo			2.091
Total Liquidez Ajustada			9.294

... cubriendo las necesidades de financiación de hasta 24 meses

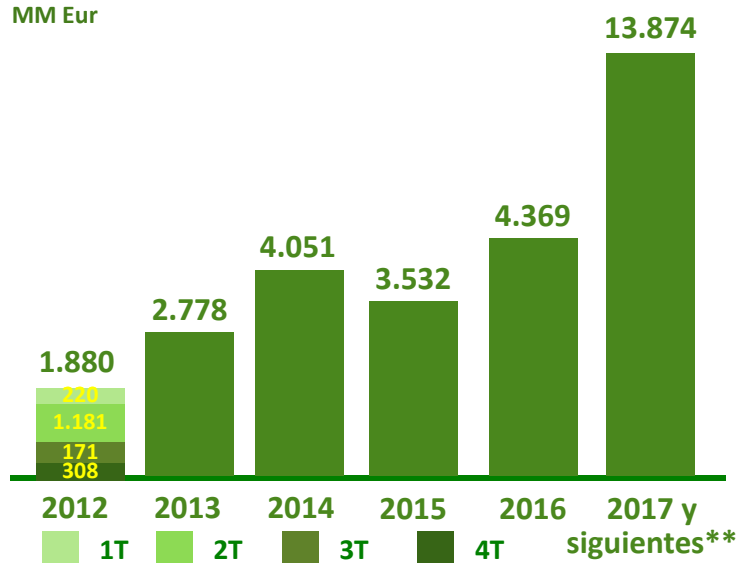
40

Perfil Financiero

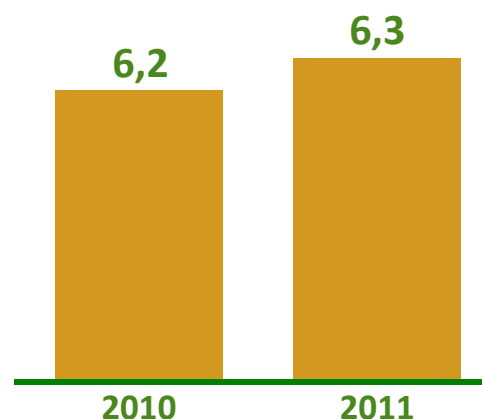


Perfil de vencimiento de deuda de Iberdrola*

MM Eur



Vencimiento medio de deuda



Vencimiento medio de deuda : 6,3 años

*Excluye líneas de crédito dispuestas
**Incluye saldo pendiente de pagarés

41

Agenda



Claves del período

Análisis de resultados

Financiación

Aspectos regulatorios

Conclusión

Anexo:

- Pérdidas y Ganancias
- Información Iberdrola Renovables

42

El déficit de tarifa es la diferencia entre el coste real de las actividades reguladas y lo que el consumidor paga por ellas

Se ha financiado históricamente por las 5 principales eléctricas (RD 6/2010), sin tener en cuenta otras empresas con influencia en los costes regulados, con un coste financiero no reconocido de más de 1.000 M Eur

Problema agravado a partir de 2008, con la entrada masiva de plantas solares con derecho a percibir primas sustanciales con cargo a dichos costes de acceso

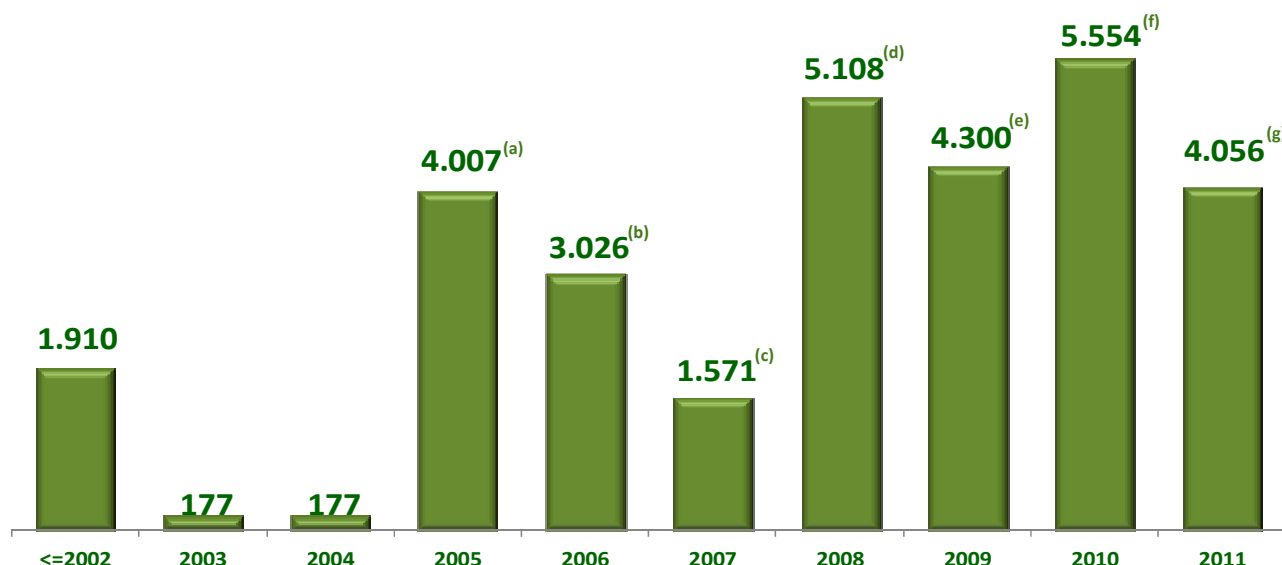
El déficit de tarifa total pendiente de titulación asciende a alrededor de 7.000 millones de Euros*

*A 23 de febrero de 2012. Incluye ampliación límite legal reconocido para 2010, ex-ante 2011 y ex-ante 2012

43

Evolución del Déficit de Tarifa

En 2005 se convierte en un problema estructural, registrándose un crecimiento significativo a partir de 2008



Fuente: MiNETur, CNE

(a) Incluye déficit extra-peninsular distribuido uniformemente en el periodo 2003-2005

(b) Déficit Peninsular reconocido en el RD 485/2009 (2.280 M€). Déficit extrapeninsular reconocido en el RD 437/2010 (746 M€)

(c) Déficit Peninsular liquidación 14/2007, se aplica minoración de ingresos de CO2 -43 M€ (1.181 M€). Déficit extrapeninsular reconocido en el RD 437/2010 (347 M€)

(d) Déficit Peninsular liquidación 14/2008, se aplica minoración de ingresos de CO2 -1.179 M€ (4.641 M€). Déficit extrapeninsular reconocido en el RD 437/2010 (467 M€)

(e) Déficit Peninsular liquidación 14/2009, se aplica minoración de ingresos de CO2 1509 -316 M€

(f) Déficit Peninsular liquidación 14/2010

(g) Estimación interna

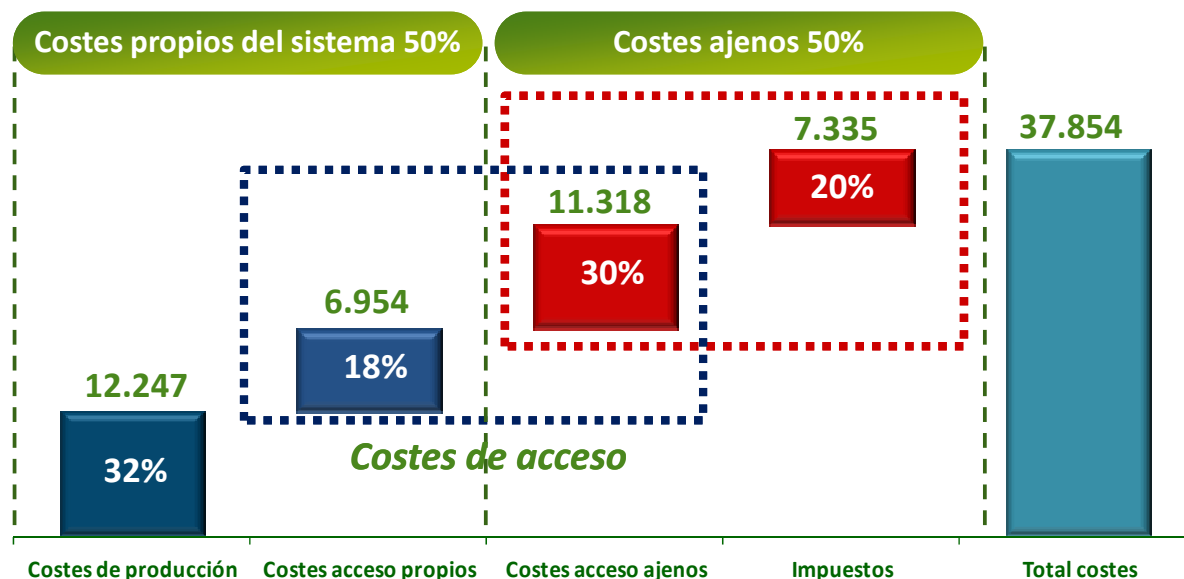
44

Estructura de la tarifa en España



El 50% del precio final de la electricidad corresponde a costes ajenos al suministro eléctrico

Costes del sistema eléctrico 2010



Fuente: Elaboración propia:

- ✓ Costes de producción calculados como el producto de la demanda Nacional de REE (276 TWh b.c.) por el precio final medio de la energía en 2010 + pagos de capacidad clientes
- ✓ Tasa impositiva : Impuesto eléctrico (1,05113*4,864%) + IVA del 18%, calculado bajo la hipótesis que la recaudación del cliente es igual al coste total de acceso (es decir, déficit cero)
- ✓ Se consideran costes propios del sistema el coste de producción de energía, transporte y distribución
- ✓ Se consideran costes asociados las primas al régimen especial, las anualidades del déficit de tarifa, SEIE, otros costes asociados (CNE, Operador del Sistema, moratoria nuclear,...) y los impuestos (impuesto de la electricidad e IVA)

45

Estructura de la tarifa en España



Las primas del Régimen Especial y la anualidad del déficit han sido los costes que más han crecido

	2005	2010	Incremento	%Incr.	ΔD*ΔIPC
Retribución RO por mercado (M€)	11.766	7.058	-4.708	-40%	32%
Retribución RE por mercado (M€)	3.040	3.072	32	0%	
Total Coste energía (M€)	14.806	10.130	-4.676	-32%	
Retribución Distribución* (M€)	3.881	5.272	1.391	36%	
Retribución transporte (M€)	922	1.397	475	52%	
Primas Régimen Especial (M€)	1.246	7.134	5.888	473%	
Anualidades déficit (M€)	227	1.833	1.606	707%	
Principales Costes Regulados (M€)	6.276	15.636	9.360	149%	

Primas del régimen especial equivalen a un 70% del total del coste de energía

Fuente: Liquidaciones CNE, REE y OMEL

(*) no incluye ajustes de retribución de años anteriores

46

Claves Regulatorias España



Los costes ajenos al suministro se han multiplicado casi por 3 veces en los últimos años

Anualidades del Déficit de años anteriores

Sobrecoste extrapeninsular

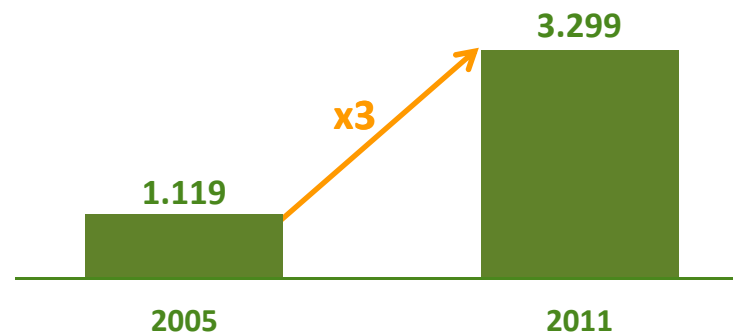
Plan de ahorro y eficiencia energética

Servicio interrumpibilidad

Sobrecoste Carbón Nacional

...

Costes de acceso ajenos (MM Eur)
(sin incluir sobrecostes régimen especial)



Los costes ajenos al suministro sí han sido generadores del déficit

Fuente: CNE, MiNETur., y para Real Decreto del Carbón estimación propia en base a datos MiNETur.

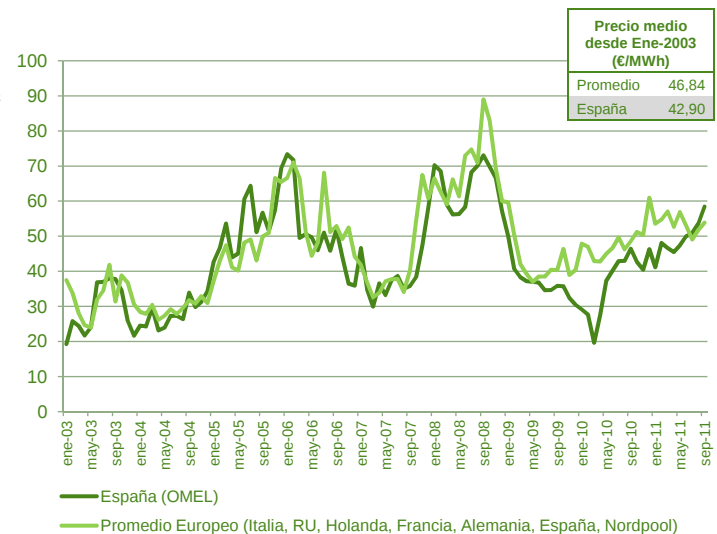
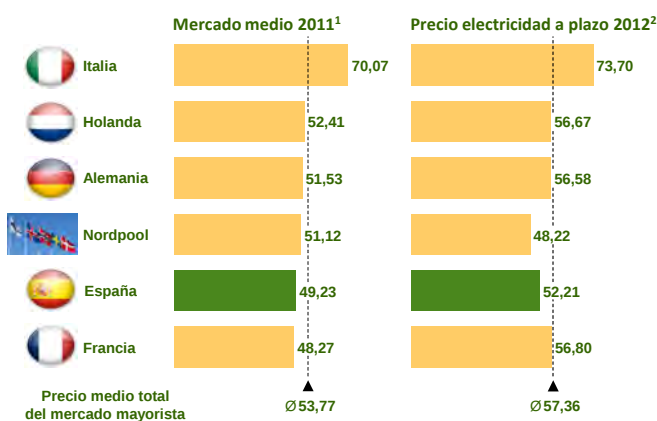
47

Claves Regulatorias España



El precio de la energía en España es un 10% inferior a la media de los principales países europeos

Precios en mercados mayoristas europeos (Eur/MWh)



¹ Media del precio del mercado diario desde el 1 de enero hasta el 30 de septiembre de 2011

² Media de la cotización del producto anual a 2012 desde el 1 de enero hasta el 30 de septiembre de 2011

FUENTE: Bloomberg, NASDAQ, OMX, Commodities

El coste de la energía del Régimen Ordinario no ha sido generador del déficit

48

Generación Régimen Ordinario



Las centrales que forman el parque de generación de Régimen Ordinario no están amortizadas

MM Eur

	Inmovilizado Bruto (a 31.12.2009)	Inmovilizado Neto (a 31.12.2009)
Hidroeléctricas	13.169	6.828
Nucleares	19.584	6.956
Ciclos Combinados	12.332	10.737
Carbón	10.549	3.742

En el caso de las nucleares, se realizan inversiones anuales recurrentes de cerca de 500 M Eur, crecientes en el tiempo debido a los nuevos requisitos impuestos

Fuente: UNESA "La Situación Económico-Financiera de la Actividad Eléctrica, 1998-2009" (2011)

49

Remuneración Distribución España vs Europa



La retribución de la distribución en España es un 10% inferior a la media de los principales países europeos



El coste de las redes de distribución no ha sido generador del déficit

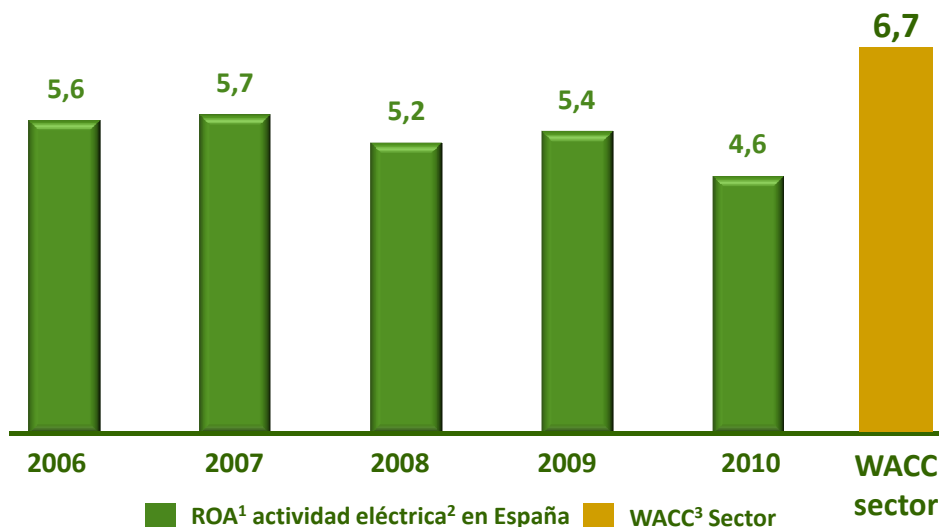
Fuente: Informe KPMG "Estudio sobre el modelo retributivo de la actividad regulada de distribución de energía eléctrica en Europa". Enero 2012

50

ROA actividad eléctrica en España vs. coste de capital



La rentabilidad de la actividad eléctrica en España se encuentra por debajo del coste de capital ...



... lo que cuestiona la teoría de intentar solucionar el déficit de tarifa a través de nuevas tasas "ad hoc"

¹ ROA = Rentabilidad sobre activos, que se calcula como el cociente entre el resultado explotación neto de impuestos y el valor de todos los activos

² Electricidad España incluye actividad eléctrica tradicional en España (generación incluyendo renovables, distribución y comercialización);

³ Datos de todas las empresas asociadas a UNESA

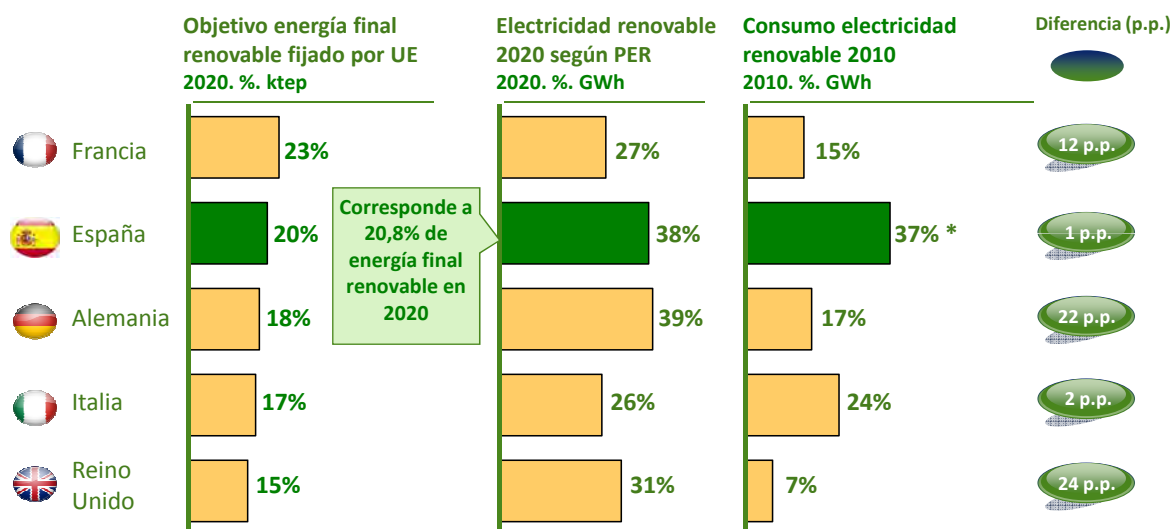
51

Regulación: España



La apuesta por las tecnologías renovables en España ha ido más allá del 20% exigido por la UE

Objetivos PER 2011-2020 y situación actual sistema español



FUENTE: Comisión Europea; Entso; REE; CNE; Terna; GME; OMEL; APX; EPEX; RTE; BMWI; EEX; DUKES

Las medidas planteadas por el Gobierno (RDL 1/2012) no impiden cumplir con el objetivo

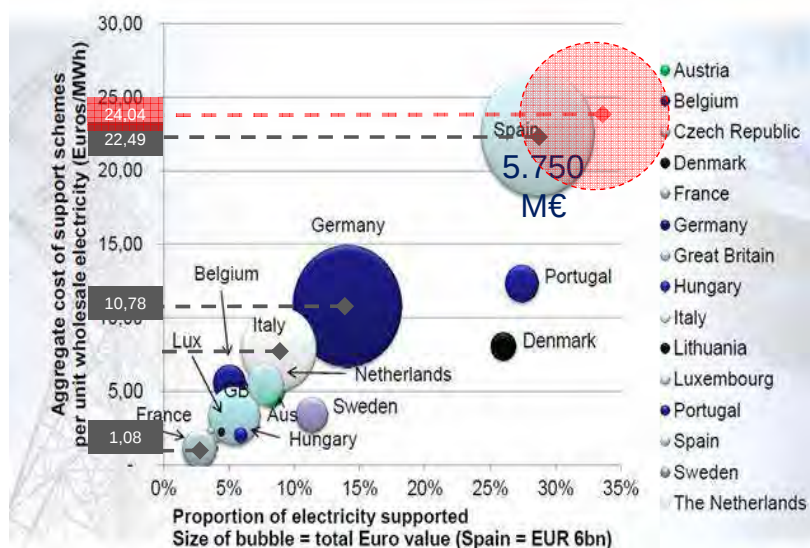
* Peso de la electricidad de origen renovable sobre la demanda bruta en 2010.

52

Regulación: España

Según el Consejo de Reguladores de Energía Europeos, España es el país en el que el apoyo a estas energías supone un coste por MWh más alto en Europa: 22,5 Eur/MWh en 2009

Proporción de electricidad sometida a apoyos vs. coste unitario en términos de apoyo por MWh (2009)



El mayor coste en España se debe a:

- Una mayor proporción de renovables en la producción total
- Un mayor peso de las tecnologías más caras en el mix de renovables

Fuente: CEER (Consejo de Reguladores de Energía Europeos) informe sobre Apoyo a Energías Renovables en Europa Ref: C10-SDE-19-04a. 4-Mayo-2011

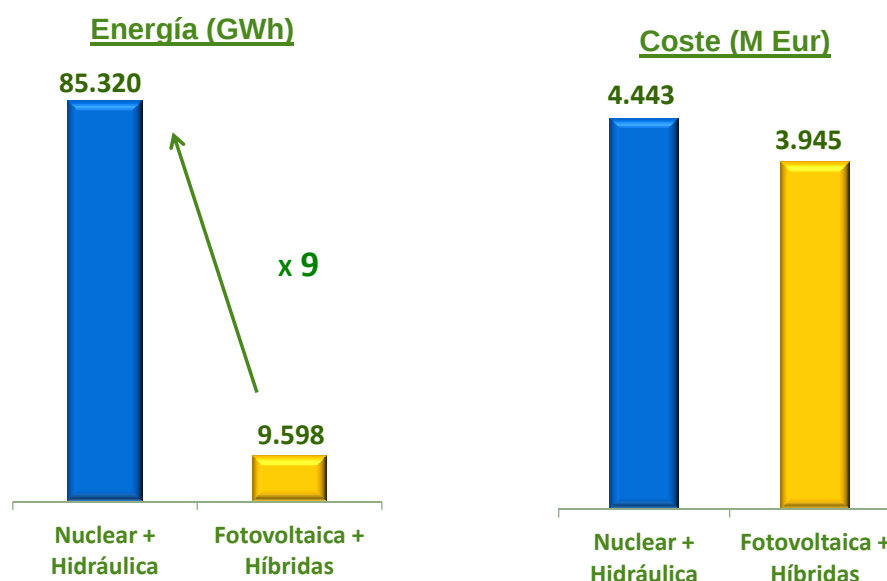
Fuente: Elaboración propia según metodología CEER

El coste de las renovables, especialmente las solares, sí ha sido generador del déficit

53

Regulación: España

En 2011 la nuclear y la hidráulica produjeron 9 veces más energía que las solares e híbridas gas-solar ...



... mientras que su coste de producción fue similar

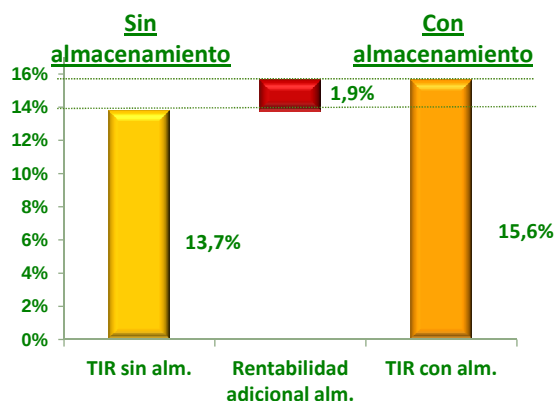
Fuente: (1) Avance informe de 2011 (REE). (2) Informe mensual de ventas de energía del régimen especial en España (CNE, datos cierre octubre 2011). En el caso del RO, incluye mercado diario, intradiario, servicios complementarios y pagos por capacidad.

54

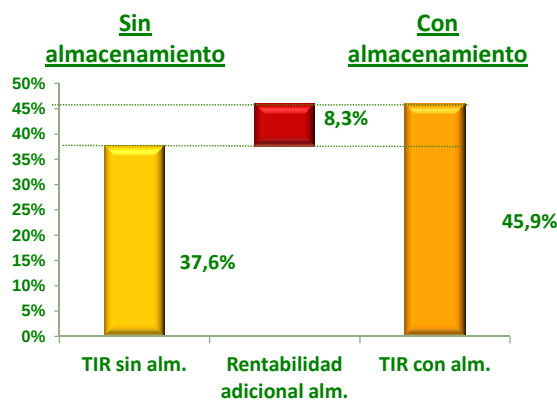
El marco retributivo de la híbrida gas-solar conlleva rentabilidades de dos dígitos para estos proyectos

La reducción de costes experimentada, frente a una retribución que se fijó en 2007, y la utilización de almacenamiento, permiten obtener una rentabilidad muy elevada

TIR proyecto híbrida gas-solar en operación en 2013



Rentabilidad Equity híbrida gas-solar en operación en 2013 (apalancamiento del 80%)



Supuesto que se respeta el límite del 15% de producción con otro combustible alternativo (habitualmente gas natural)

TIR proyecto sin almacenamiento del 13,7% (+2% con almacenamiento)
Rentabilidad Equity proyecto sin almacenamiento del 38% (+8% con almacenamiento)

Fuente: Estudio simulación rentabilidad, con confirmación en operaciones de compra-venta

55

¿Debe pagar el consumidor hasta cinco veces más por un mismo producto?

Las solares suponen el 18% del coste de producción y apenas el 4% de la energía *

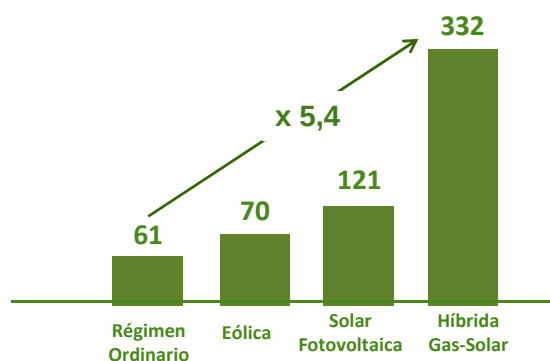
El coste de las energías del Régimen Especial es un 50% superior a la media *

La eólica, con un 15% de producción, apenas contribuye al incremento de coste *

Las energías convencionales son las más económicas y las que más energía aportan al sistema *

Retrribución Régimen Ordinario y nuevas renovables 2012 ⁽¹⁾

Eur/MWh



(1) Retribución Régimen Ordinario 2012 (incluye precio de energía en base a futuros, RRTT, SSC, y pagos por capacidad). Retribuciones del Régimen Especial basadas en la retribución prevista para nuevas instalaciones: eólica (precio de mercado de 50 €/MWh + prima en 2012); Híbrida gas-solar (precio de mercado de 50 €/MWh + prima en 2012); Solar FV (tarifa para instalaciones tipo II en la primera convocatoria de 2012 según RD 1578/2008).

* Estimaciones propias para 2011.

56

Comparativa desde el punto de vista económico y ambiental de las distintas tecnologías

	<i>Años con derecho a prima</i>	<i>Impacto medioambiental</i>
Eólica	20	• No emite CO₂ • No consume agua
Fotovoltaica	25-30	• No emite CO₂ • Consumo reducido de agua
Híbridas solar-gas	25 + 80% el resto de vida (act. IPC-0,5%)(¹)	• Emite 185 gr CO₂/kWh (la mitad que un ciclo combinado) • Consumo: 10 m³/MWh (refrigeración, limpieza, ciclo agua-vapor)

(1) Desde 1 de enero de 2013

57

Principios básicos para acabar con el déficit de tarifa

Independientemente de cómo se articulen las medidas concretas, una serie de principios deben regir la solución al problema del déficit

Quién

Determinar como se paga la política energética de reducción del CO₂

- Todos los ciudadanos
- los consumidores energéticos

Cuánto

No tiene sentido instalar más capacidad, con el sector renovable casi produciendo el objetivo marcado a 2020 y demanda a niveles de 2006

Cómo

Siguiendo un criterio de rentabilidad similar y razonable para toda actividad con remuneración regulada (no sujeta a mercado)

58

Claves del período

Análisis de resultados

Financiación

Aspectos regulatorios

Conclusión

Anexo:

- Pérdidas y Ganancias
- Información Iberdrola Renovables

59

Claves Regulatorias España

El problema del déficit de tarifa tiene solución:

Detener la construcción de las renovables más costosas

Retribuir con criterios no discriminatorios de rentabilidad todas las actividades con remuneración regulada

Eliminar de la tarifa conceptos que no deben ser soportados por el consumidor (eficiencia, bono social, islas, carbón nacional...)

Repartir los costes de las renovables entre todos los sectores energéticos

Asignar los ingresos de las subastas de derechos de CO2 a la financiación de las renovables

60

Armonizar las cargas regionales “pseudo-ambientales”
en una fiscalidad medioambiental única

Incrementar moderadamente los peajes
sin que tenga un efecto importante sobre el precio final

Retomar medidas que existían anteriormente para incentivar
la eficiencia energética y que han desaparecido

Liberalizar más el mercado (menos tarifas integrales reguladas)

Compartir la financiación del déficit futuro entre todos los agentes eléctricos

Acelerar la titulización del déficit existente

61

Conclusión – Resultados 2011

En un año complicado, Iberdrola consolida sus resultados

Una cartera de negocios
diversificada y equilibrada



Crecimiento de Margen Bruto, EBITDA
y Beneficio Neto Recurrente

Modelo de gestión



Mejora de la eficiencia
Mayor internacionalización
Mayor solidez financiera

Beneficio Neto de 2.805 MM Eur
Flujo de Caja Operativo de 6.047 MM Eur

Propuesta de mantener
la retribución al accionista igual que en 2011

62

En respuesta a unas condiciones desfavorables del entorno, Iberdrola pone el foco en la eficiencia y en la mejora continua de los negocios



63

Si se mantienen las circunstancias actuales ...

CAGR 2010-2012e

EBITDA

Crecimiento en la parte baja del rango previsto ($\approx 5\%$)

Beneficio Neto Recurrente

Crecimiento por debajo del rango previsto ($< 5\%$)



Lo que nos permitirá **mantener la retribución al accionista** en niveles similares a los actuales

64



**GUÍA RÁPIDA DEL ACCIONISTA:
LA INFORMACIÓN ECONÓMICA
MÁS DESTACADA DE IBERDROLA
A UN SOLO CLICK**

www.iberdrola.com/guiarapidadelaccionista/es

Agenda

Claves del período

Análisis de resultados

Financiación

Aspectos regulatorios

Conclusión

Anexo:

- **Pérdidas y Ganancias**
- **Información Iberdrola Renovables**

Cuenta de resultados - Grupo



EBITDA sube 1,6% hasta 7.650,5 M Eur
Beneficio Neto baja 2,3% hasta 2.804,5 M Eur

M Eur	2011	2010	Var. %
Cifra de Ventas	31.648,0	30.431,0	+4,0
Margen Bruto	12.025,8	11.645,2	+3,3
Gasto Op. Neto*	-3.517,2	-3.456,8	+1,7
Tributos	1.107,1	908,4	+21,9
EBITDA	7.650,5	7.528,0	+1,6
EBIT	4.505,1	4.829,7	-6,7
Resultado Financiero Neto	-1.061,9	-1.287,9	-13,2
Beneficio Neto Recurrente	2.613,9	2.581,9	+1,2
Beneficio Neto Informado	2.804,5	2.870,9	-2,3
Flujo de Caja Operativo	6.047,3	5.718,2	+5,8

*Excluye Tributos

67

Agenda



Claves del período

Análisis de resultados

Financiación

Aspectos regulatorios

Conclusión

Anexo:

- Pérdidas y Ganancias
- Información Iberdrola Renovables

68

La Potencia Instalada alcanza los 13.690 MW

**La Potencia Operativa aumenta un 10% y
la Producción crece un 13,1% hasta los 28.721 GWh**

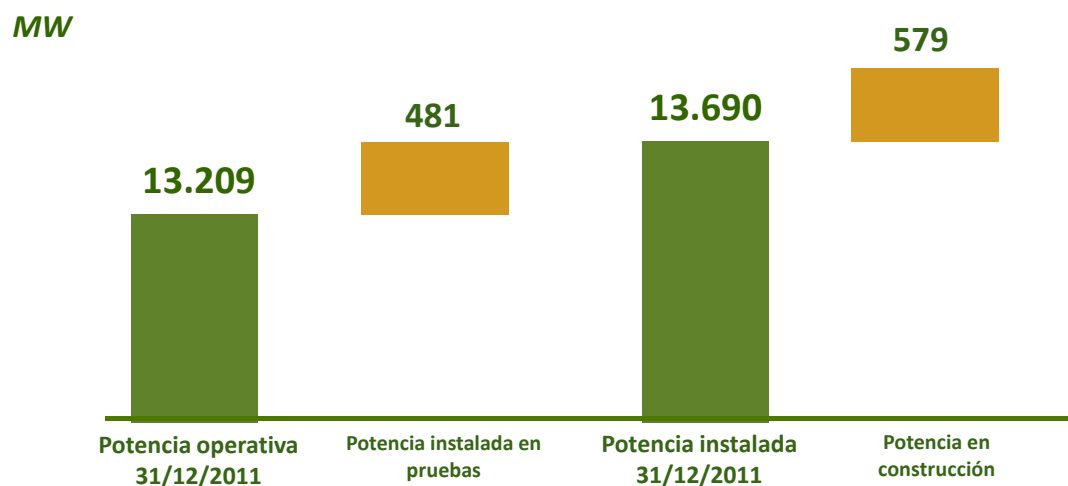
La eficiencia en Operación y Mantenimiento aumenta el 1,3%

**El EBITDA consolidado se mantiene en los 1.455,6 MM Eur,
pero crecería un 2,6%
excluyendo los resultados por venta de contratos en 2010**

69

Potencia Instalada

La potencia instalada crece un 9,2% hasta los 13.690 MW ...

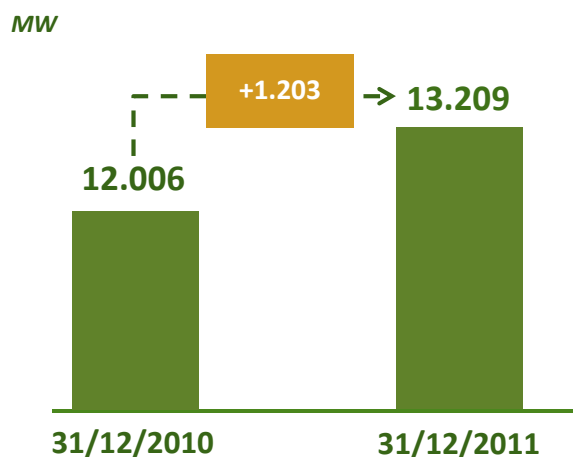


... con 579 MW en construcción

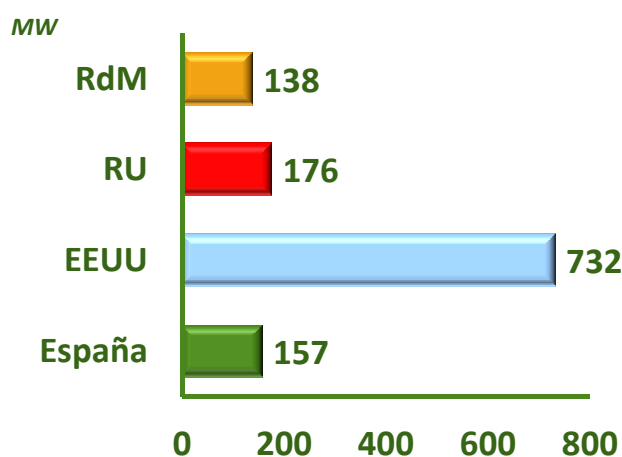
70

La potencia operativa crece un 10% hasta los 13.209 MW...

Crecimiento Potencia operativa
en los 12 últimos meses



Desglose incremento
potencia operativa



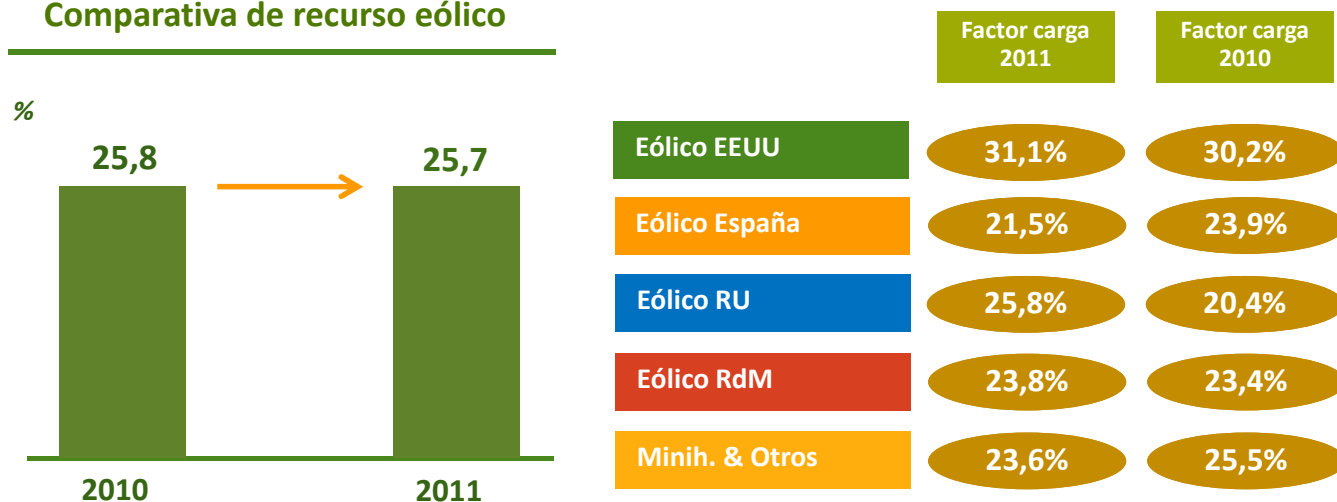
... con un 39% de la nueva potencia en EEUU

71

Factores de carga del período

El factor de carga medio se sitúa en el 25,7% ...

Comparativa de recurso eólico

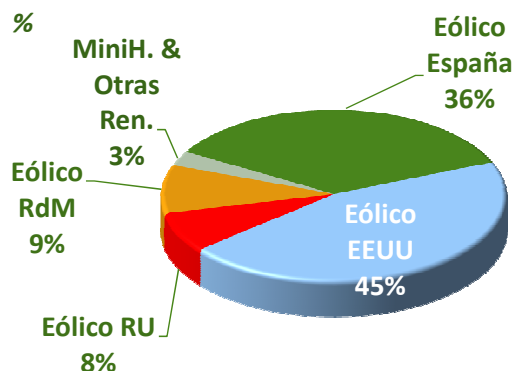


... con un mejor comportamiento del mercado EEUU y RU,
que no compensan el reducido recurso eólico en España

72

La producción alcanza los 28.721 GWh (+13,1%) ...

Desglose por geografía



Producción renovable 2011

GWh	2011	% vs. 2010
Eólico EE.UU.	12.945	+26,8%
Eólico España	10.211	-4,5%
Eólico RU	2.155	+49,8%
Eólico RdM	2.604	+19,3%
Minih. & Otros	806	-9,0%
TOTAL	28.721	+13,1%

... con crecimientos muy elevados en EE.UU. (+26,8%) y RU (+49,8%)

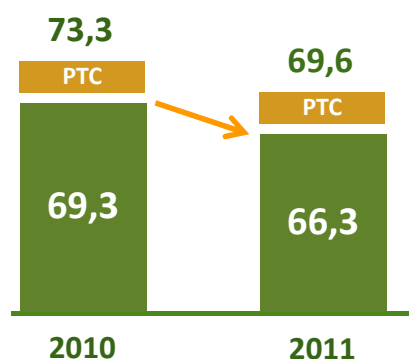
73

Precios Producción Renovable

La mayor contribución del mercado americano reduce el precio medio ...

Precio medio renovable

€/MWh



Precios en moneda local

	Var %	Var. Vs. 2010	Modalidad de Venta
EE.UU.*	-4,5%	-2,4 \$/MWh	"PPA" largo plazo
RU	-3,3%	-3,3 £/MWh	"PPA" medio plazo
RdM	+6,9%	+6,3 €/MWh	Principalmente "feed in tariffs"
ESP	-1,0%	-0,8 €/MWh	"Floor Regulatorio"

... efecto ampliado por el cobro de grants y el tipo de cambio

* Precio medio de venta sin PTC y sin efecto venta contratos.

74