

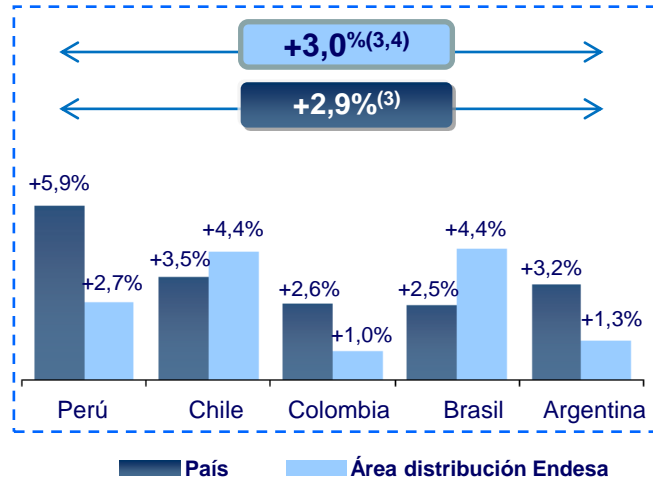
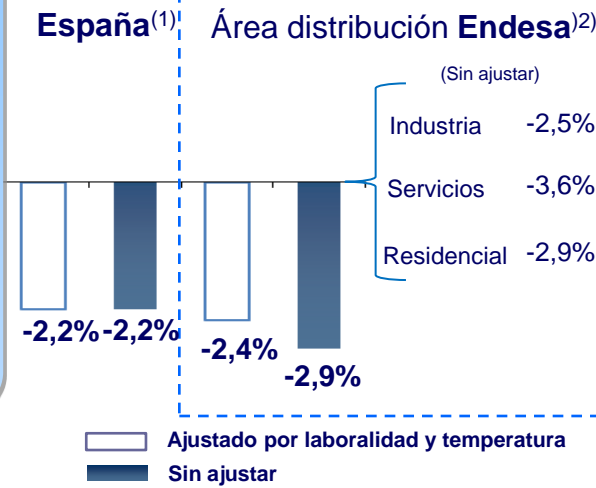
endesa resultados 2013



Contexto de mercado en 2013

Demanda

España: caída demanda en todas las categorías de clientes, especialmente en sector servicios



Latinoamérica: crecimiento destacado de demanda en concesiones de distribución de Endesa y a nivel país

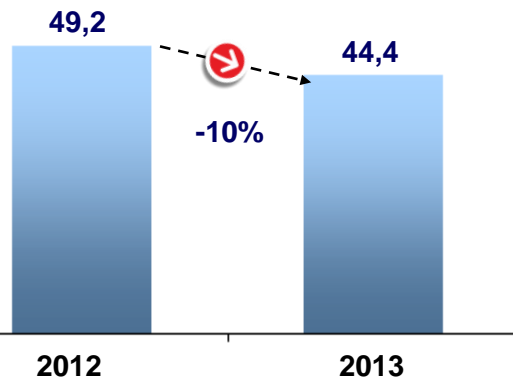
(1) Peninsular. Fuente: REE
 (2) Peninsular. Fuente: Estimaciones de Endesa

(3) Crecimiento medio ponderado por TWh (demanda sin ajustar)
 (4) Peajes y consumos no facturados no incluidos (neto de pérdidas)

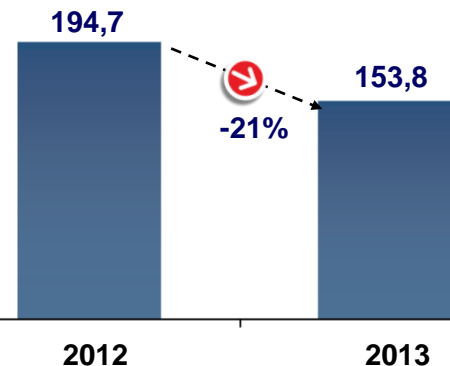
Precios de la electricidad

España: caída de precios por baja demanda y condiciones meteorológicas excepcionales

Precios medios del pool España⁽⁵⁾ (€/MWh)



Precios medios spot Chile-SIC⁽⁶⁾ (US\$/MWh)



Chile: a pesar del 4º año consecutivo de sequía, caída acusada de precios por adición de plantas de carbón y temporada de deshielo más prolongada

(5) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad. 44,3 /€/MWh sin apuntamiento en 2013.

(6) Precio en nudo Alto Jahuel

Resultados operativos afectados por medidas regulatorias en España mientras que mejoran en LatAm a pesar de FX y sequía

M€

	2013	2012	Variación
Ingresos	31.203	33.933	-8%
Margen de contribución	10.414	10.828	-4%
EBITDA	6.720	7.005	-4%
España&Portugal	3.277	3.796	-14%
Latinoamérica	3.443	3.209	+7%
EBIT	4.302	4.418	-3%
Gasto financiero neto⁽¹⁾	344	599	-43%
Beneficio neto atribuible	1.879	2.034	-8%
España&Portugal	1.176	1.410	-17%
Latinoamérica	703	624	+13%

Iberia:

- Impacto regulatorio (medidas de 2012 & 2013): -1.329 M€
- Retroactivo bono social (Julio 2009 – Dic 2011) con impacto positivo en EBITDA: +102 M€
- Retroactivo generación extrapeninsular (2012–13) con impacto negativo en EBITDA: -97 M€

LatAm:

- Impacto negativo tipo de cambio: -349 M€
- Reconocimiento MMC (índice inflación) retroactivo (2007-12) y corriente en Argentina: +381 M€

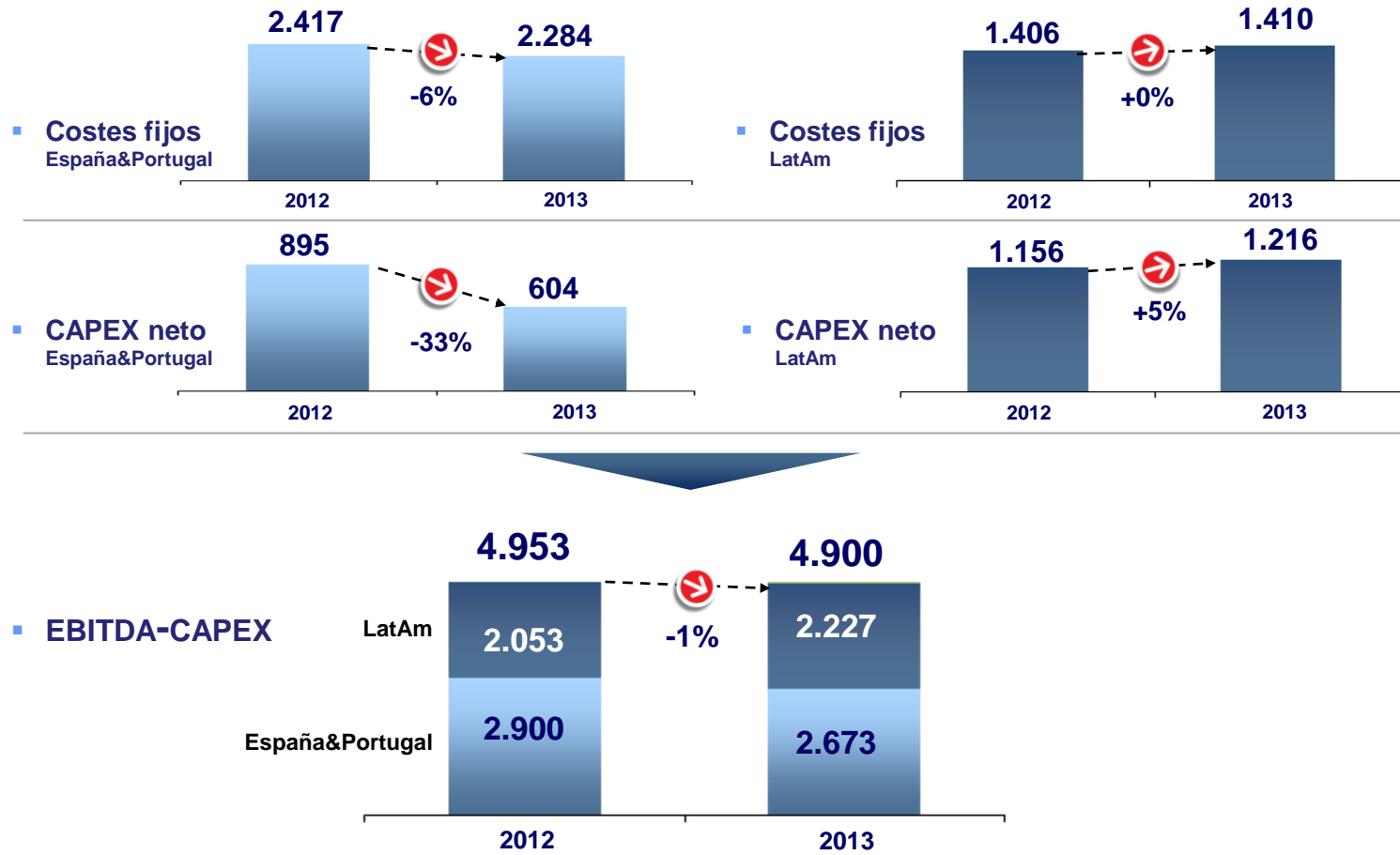
(1) - Actualización provisiones para hacer frente a obligaciones de expedientes de regulación de empleo en vigor: -76 M€ en 2012 y +11 M€ en 2013

- 2013 incluye +40 M€ del reconocimiento retroactivo del MMC en Argentina

- Actualización del valor residual de los activos asociados a las concesiones en distribución en Brasil, posterior a la publicación de la Ley 12.783/13: +180 M€ en 2012 y +83 M€ en 2013

Preservación del *cash flow* 2013 a través de actuaciones de gestión

La preservación del *cash flow* ha sido un driver prioritario



- España: reducción adicional de costes fijos y CAPEX
- LatAm: contención de costes fijos y CAPEX en un contexto de crecimiento

España: novedades regulatorias

1

Situación actual

2

Resumen de impactos

3

Medidas aprobadas (actividades reguladas):

- Generación extrapeninsular
- Distribución

4

Actividades liberalizadas:

- Precios mayoristas en España entre los más baratos de la UE
- Estructura costes factura eléctrica (EU vs. US & Australia)
- Estructura coste factura eléctrica en España
- Evolución competencia en el mercado minorista de electricidad
- Nueva metodología precio voluntario pequeño consumidor (PVPC)

España: novedades regulatorias –situación actual-
1

	Disposicion lega	Alegaciones	Informe CNE/CNMC	Informe Consejo Estado	Fecha aprobación / publicación	Vigencia
Leyes	1. RDL 9/2013	-	-	-	13/07/2013	Envigor
	2. Nueva Ley Sector Eléctrico (Ley 24/2013)	-	✓	✓	30/12/2013	En vigor
Reales Decretos	1. Distribución (RD 1048/2013)	✓	✓	✓	30/12/2013	En vigor
	2. Transporte (RD 1047/2013)	✓	✓	✓	30/12/2013	En vigor
	3. Renovables y Cogeneración	✓	✓	✓		
	4. Capacidad, Hibernación y mercados 2 ^{os}	✓	✓	X		
	5. Generación extrapeninsular	✓	✓	X		
	6. Balance neto	✓	✓	X		
	7. Comercialización	✓	✓	X		
	8. PVPC (precio voluntario pequeño consumidor)	✓	X	X		
Órdenes ministeriales	1. Revisión ATR (Orden IET 1491/2013)	✓	✓	-	03/08/2013	En vigor
	2. Dx & Tx para 2S '13 (Orden IET 2442/2013)	✓	✓	-	28/12/2013	En vigor
	3. Combustibles fósiles para Renovables (solar térmica)	✓	✓	-		
	4. Interrumpibilidad (Orden IET 2013/2013)	✓	✓	-	01/11/2013	En vigor

✓ Recibido/registrado

X Pendiente

- N.A.

**Endesa:
impactos
regulatorios**
Legislación publicada en 2012
■ RDL 13/2012:

- ✓ Recorte retribución distribución y transporte
- ✓ Otras medidas: recorte pagos capacidad, carbón nacional...

Impacto 2013

≈ - 0,3 bn€

**Impacto recurrente
(en base anual)**

≈ - 0,3 bn€

■ RDL 20/2012:

- ✓ Recorte generación extrapeninsular

≈ - 0,1 bn€

≈ - 0,1 bn€

Legislación publicada en 2013
■ Ley 15/2012:

- ✓ Introduce 4 tipos de impuestos afectando a generación

≈ - 0,7 bn€

≈ - 0,9 bn€

■ RDL 2/2013:

- ✓ Establece un IPC más reducido para actividades reguladas

 ≈ - 0,1 bn€⁽¹⁾

≈ - 0,1 bn€

■ RDL 9/2013 & resto desarrollos regulatorios:

- ✓ Medidas retroactivas para generación extrapeninsular
- ✓ Nueva metodología para distribución
- ✓ Obligación a financiar bono social
- ✓ Recorte pagos de capacidad

 ≈ - 0,2 bn€⁽²⁾

≈ - 0,4 bn€

Σ ≈ - 1,3 bn€ Σ ≈ - €1,7 bn€

(1) 22 M€ de impacto en 2013

(2) Impacto de 275 M€ en 2013, ya que sólo aplica desde 2S 2013

Medidas aprobadas (actividades reguladas): generación extrapeninsular

Generación extrapeninsular

Impacto regulatorio sobre la generación extrapeninsular

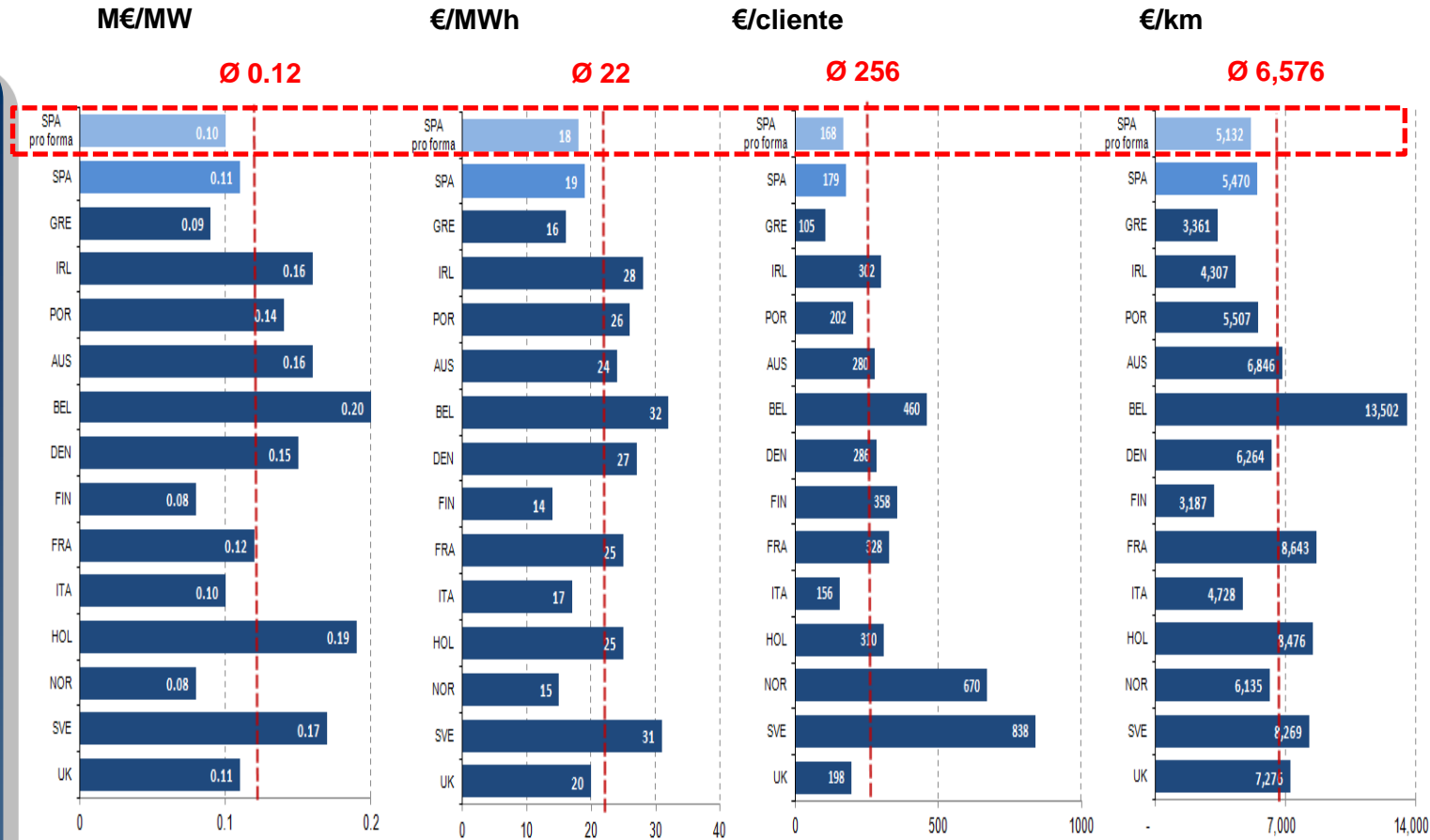
Impacto recurrente (en base anual)

<ul style="list-style-type: none"> ▪ RDL 13/2012: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Recorte pagos de capacidad > 25 años ⁽¹⁾ ▪ RDL 20/2012: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Recorte del nivel de remuneración regulada ✓ Recorte 10% en el reconocimiento de O&M ✓ No reconocimiento de inversiones recurrentes ▪ Ley 15/2012: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Introduce 4 tipos de impuestos afectando a generación ▪ RDL 2/2013: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Establece un IPC más reducido para actividades reguladas ▪ Borrador RD sistemas extrapeninsulares: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Medidas retroactivas para sistemas extrapeninsulares 	<p>N.A.</p> <p>≈ - 100 M€</p> <p>≈ - 200 M€</p> <p>- 10 M€</p> <p>- 115 M€</p> <hr style="border: 1px solid black;"/> <p>Σ ≈ - 425 M€</p>
--	--

(1): Aprobado finalmente a través del RDL 9/2013

Medidas aprobadas (actividades reguladas): retribución de distribución (I)

Retribución anterior de la distribución eléctrica (RD 222/2008) & estimación pro-forma para 2012 (RDL 2/2013 & RDL 9/2013)



El cálculo pro-forma 2012 para Dx en España considera los impactos del RDL 2/2013 y RDL 9/2013.

En 2012, la retribución de la Distribución en España ya estaba por debajo de la media europea. Tras las últimas novedades regulatorias, la situación pro-forma ha empeorado

(1) Estudio KPMG “2012: Retribución comparada de la distribución eléctrica en Europa” (Dic, 2013)

Medidas aprobadas (actividades reguladas): retribución de distribución (II)

3.3

Nuevo marco retributivo de Distribución (RD 1048/2013)

- Periodo Regulatorio:
 - Primer periodo regulatorio hasta el 31 de Diciembre de 2019, basado en valores estándar (inversión y O&M) que se publicarán en los próximos meses
 - Subsiguientes periodos regulatorios tendrán una duración de 6 años
- Referencia Retribución:
 - Media Bono del Tesoro 10 años en los 24 meses previos (Mayo año n-1)¹ + diferencial.
 - Tasa retributiva (Disposición adicional 10ª Ley 24/2013): 6,5% para el primer periodo regulatorio (hasta 31 Diciembre 2019). Futuras modificaciones por Ley
 - Se incluye una compensación por el retraso en el reconocimiento de los activos
- Plan de Inversión:
 - Límite de inversión para todos los distribuidores del 0,13% del PIB
 - Reconocimiento ex-ante de los planes de inversión una vez aprobados por el Ministerio de Industria. Penalización si el plan no es aprobado o excede
 - Seguimiento de la ejecución del plan de inversión
- Incentivos:
 - Fraude, calidad y pérdidas

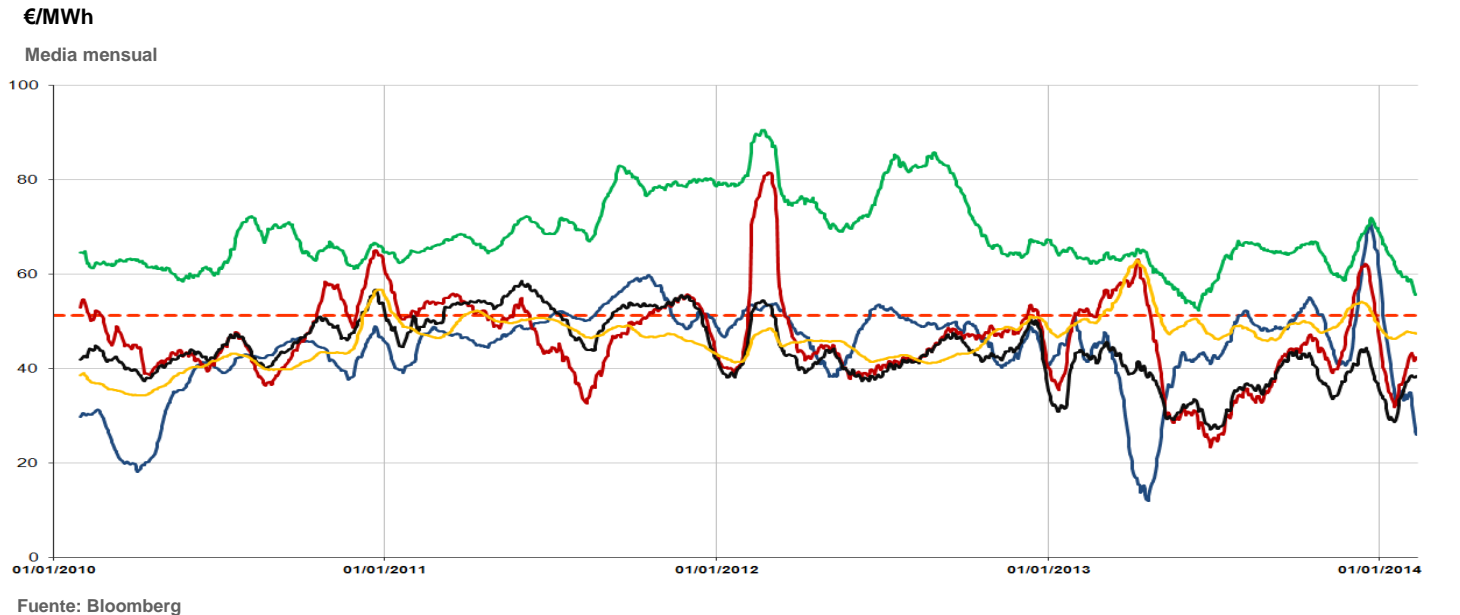
Si bien hay una mayor claridad y mecanismos más transparentes, la retribución se fija por debajo del coste de capital

(1): n siendo el primer año del primer periodo regulatorio

Negocio liberalizado: precios mayoristas entre los más baratos de la UE

4.1

Comparativa precios mayoristas en España vs. UE (media 2010-Feb 2014)



Precios mayoristas en España son competitivos

España	Media sin España	Francia	Alemania	Reino Unido	Italia
44,1 €/MWh	51,2 €/MWh	46.5 €/MWh	43,8 €/MWh	46,2 €/MWh	68,4 €/MWh

- Los precios mayoristas en España –junto con Alemania- son de los más bajos entre los países comparables de la UE en el período analizado (2010-14)
- Oferta y demanda han sido las variables más importantes en la determinación del precio mayorista de la electricidad

Precio final a cliente residencial afectado por decisiones políticas en U.E frente a otros países

Desglose precios de electricidad cliente residencial (2012)

Cent€/kWh	Estados Unidos (2011)	Australia	Turquía	Alemania	Francia	Reino Unido	España
Coste de Servicio (Energía+Redes)	10.0	18.6	11.7	14.4	10.3	17.0	11.4
Tasas	n/a		3.0	12.4	4.2	0.9	4.9
Otros		5.2					6.5
Total	10.0	23.9	14.7	26.8	14.5	17.8	22.8

Fuente: Eurostat, EIA, Endesa. Otros: En España incluye apoyo a Renovables y Cogeneración, anualidades déficit y otros costes de política energética. En Australia incluye coste de CO2, tasa verde y minorista.

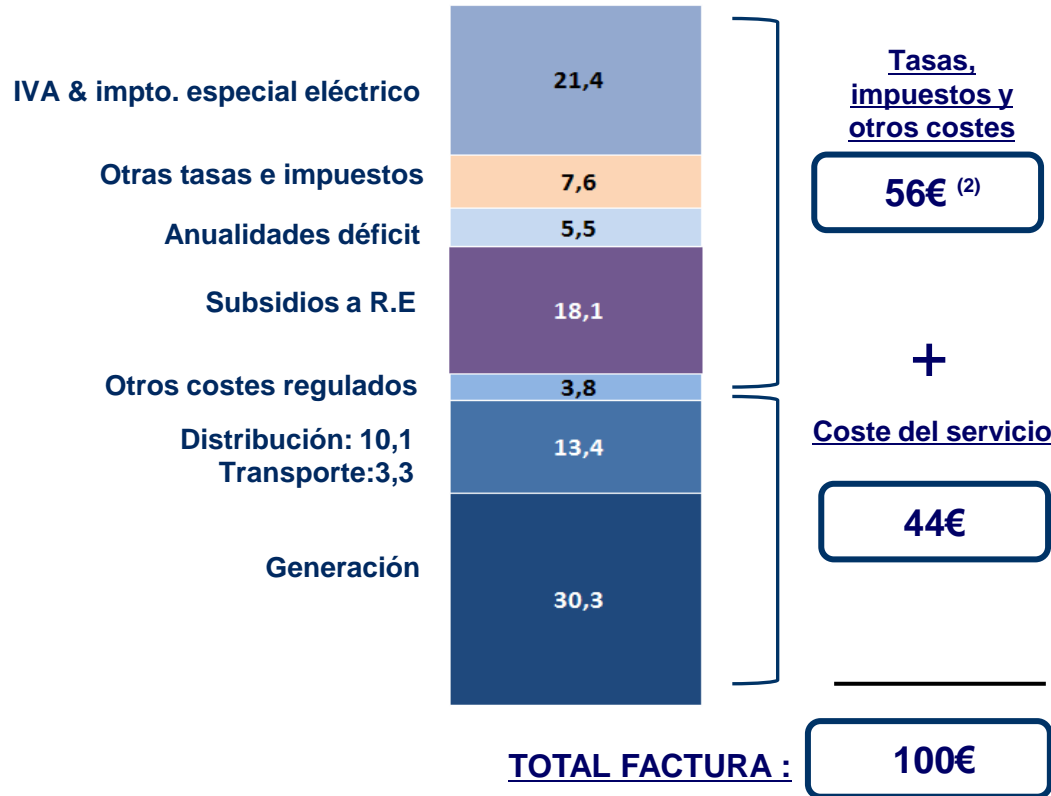
Estructura de coste de la factura

El coste de suministro eléctrico está entre los más competitivos de Europa mientras que la factura final es de las más caras

Pese a que el coste de la electricidad en España se sitúa entre los menores de Europa, el precio para el cliente final es de los mayores

Estructura factura eléctrica España

**Cliente medio TUR (ejemplo base 100)
(2013)**



Factura eléctrica en España: estructura de costes

Más de la mitad de la factura no guarda relación con el coste real por proporcionar el servicio

(1): incluye Ley 15, "Tasa de Ocupación de Vía Pública & Suplementos territoriales"
 (2): basado en datos publicados por la CNMC – cuando se incluyen también otros componentes como tasas locales este porcentaje excede el 60%

Negocio liberalizado: la competencia es notable en el sector minorista de comercialización

Actividad de comercialización: proceso de liberalización avanza por buen camino

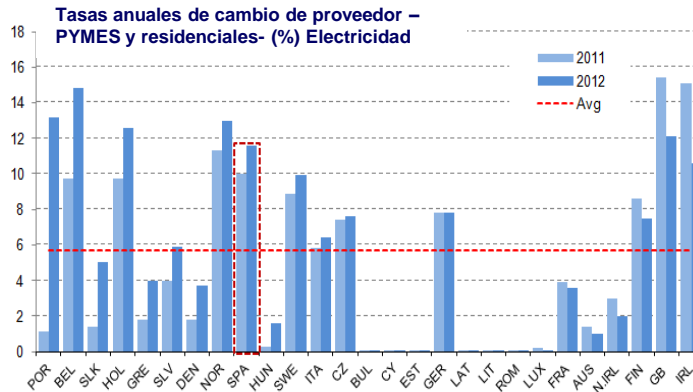
- Un mercado competitivo debe cumplir determinados e importantes requisitos:

- Existencia de un autoridad supervisora reconocida
- Normas y medidas de protección a los consumidores
- Un mercado de competencia desarrollado

- El mercado liberalizado Español cumple estos requisitos:

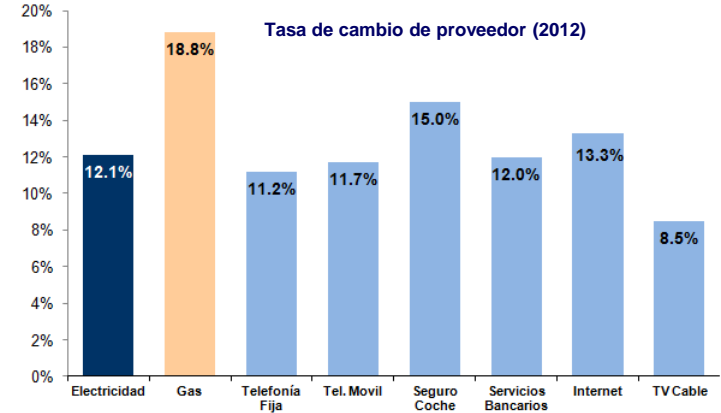
- 25 millones de clientes potenciales pueden acogerse al PVPC, de los cuales 16 millones permanecen en la tarifa regulada y 9 millones han migrado al mercado liberalizado
- Más de 220 compañías compiten en mercado minorista
- Tasa de cambio de proveedor en el mercado liberalizado alcanza el 17%
- Más del 30% de los clientes no tienen contratado el suministro con una compañía del mismo grupo que la distribuidora de la zona⁽²⁾

España: avance de la liberalización (2009-2011)



Fuente: ACER basado en CEER base de datos de indicadores nacionales a 12/09/2013

España: tasa de cambio de proveedor



Fuente: Endesa, datos de OCSUM

- La liberalización está incrementándose significativamente: España⁽¹⁾ se sitúa en la parte alta del ranking de los países de la U.E con mayor tasa de migración al mercado liberalizado
- El obstáculo más visible para una mayor liberalización del mercado es la existencia de una tarifa regulada (TUR, PVPC)

⁽¹⁾: 2º país en Europa entre los que tienen tarifas reguladas ⁽²⁾: Datos de Endesa

Negocio liberalizado: nueva metodología precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC)

Actividad de comercialización: supresión de las subastas CESUR

RDL PVPC (Borrador)

- Contenido:
 - Componente de energía de PVPC basado en precios del pool (media ponderada precio horario)¹
 - Cliente tiene la posibilidad de contratar una tarifa anual a un precio fijo
 - A partir del 1 de Abril, con un periodo de transición para adaptar sistemas informáticos hasta el 1 de Mayo.

- Principales problemas:
 - ✓ Clientes eligen contratos indexados al precio del pool.
 - ✓ Precio no se conocerá con adecuada antelación al consumo.
 - ✓ Precio será muy volátil.
 - ✓ El precio no resultará transparente a la hora de compararlo con otras ofertas.
 - ✓ Se darán subsidios cruzados entre aquellos clientes que no dispongan de tele-contador, ya que su patrón de consumo será, por lo general, diferente del patrón estándar empleado para calcular su tarifa.

- Además:
 - ✓ Sistemas de telecomunicaciones y de facturación no pueden modificarse antes de 12 a 18 meses, suponiendo, además, una cuantiosa inversión.
 - ✓ Cuando el nuevo sistema sea implementado, no antes de 2015, es muy probable que veamos un elevadísimo nivel de reclamaciones.
 - ✓ Creemos que esta metodología actuará en sentido contrario al esperado. En lugar de permitir un mayor grado de liberalización se reducirá el espacio para comercializadores en el ámbito minorista.
 - ✓ El mercado spot es un mercado físico a corto plazo para ajustes residuales diarios y no es una referencia adecuada de precios minoristas a plazo.

(1): Dependiendo de la disponibilidad de tele-contadores.

Latinoamérica: novedades regulatorias

Chile

- Licitación de suministro para cliente regulado 2014-2023:
 - ✓ 1ª ronda: 70% de los volúmenes licitados adjudicados a Endesa Chile
- Procesos de Autorización Medioambiental:
 - ✓ Punta Alcalde: Resolución de la Corte Suprema confirmando la autorización medioambiental; la decisión es definitiva.
 - ✓ Autorización completa para Los Cóndores: acuerdo con el Ministerio de Obras Públicas para el uso del agua.

Brasil

- Dx:
 - ✓ Exposición involuntaria de las distribuidoras al mercado spot no cubierta mediante el aporte del CDE será considerada en la próxima revisión tarifaria (total 63 M€ para Ampla y Coelce)
 - ✓ Ampla: 3er Ciclo de Revisión Tarifaria progresa según el calendario previsto (RAB neto 1.410 M€)

Argentina

- Gx: Nuevo marco regulatorio basado en un esquema “Coste plus”
- Dx:
 - ✓ Nuevo reconocimiento de las compensaciones por MMC (Mar. a Sep 2013): 88 M€ impacto positivo adicional en EBITDA.
 - ✓ Trabajando junto al Gobierno en la definición de un nuevo marco regulatorio que permita acometer las inversiones necesarias para la mejora de la red.

Colombia

- Revisión tarifaria 2014-2018 para Codensa: progresa según calendario previsto. Nuevas tarifas serán publicadas durante el 2S2014

LatAm: OPA sobre Coelce

Términos de la OPA

- OPA voluntaria sobre acciones ordinarias, preferentes clase A y clase B
- 49 reales brasileños por acción en efectivo para todas las acciones
 - ✓ 20,1% prima vs. precio medio ponderado de los 30 días de cotización anteriores al anuncio
- Período de suscripción inicial:
 - ✓ 16 Enero – 17 Febrero 2014
- Prórroga de 90 días del período de suscripción en caso aceptaciones > 2/3
- Informe de valoración independiente de PwC

Situación de la OPA

- Resultados de la OPA tras período de suscripción inicial:
 - ✓ Acciones ordinarias: aceptaciones > 2/3 (prórroga de 90 días del período de suscripción)
 - ✓ Acciones clase A: aceptaciones (>1/3,<2/3): compra de un 1/3 a prorrata
 - ✓ Acciones clase B: aceptaciones <1/3 (compra de las acciones ofrecidas)

**OPA sobre el
41% de
Coelce**

Adquisición del 15,13% adicional de Coelce (~242 MUS\$)¹, llegando a un total del 74% de participación

LatAm: plataforma de crecimiento del Grupo

Factores exógenos

Ventajas competitivas



Base de activos bien diversificada

Fuerte crecimiento orgánico:
492.000 nuevos clientes en 2013

Fortaleza financiera para tomar
ventaja de las oportunidades de
crecimiento

Actuaciones de gestión

Política comercial que minimiza
los impactos de la sequía

Gestión regulatoria

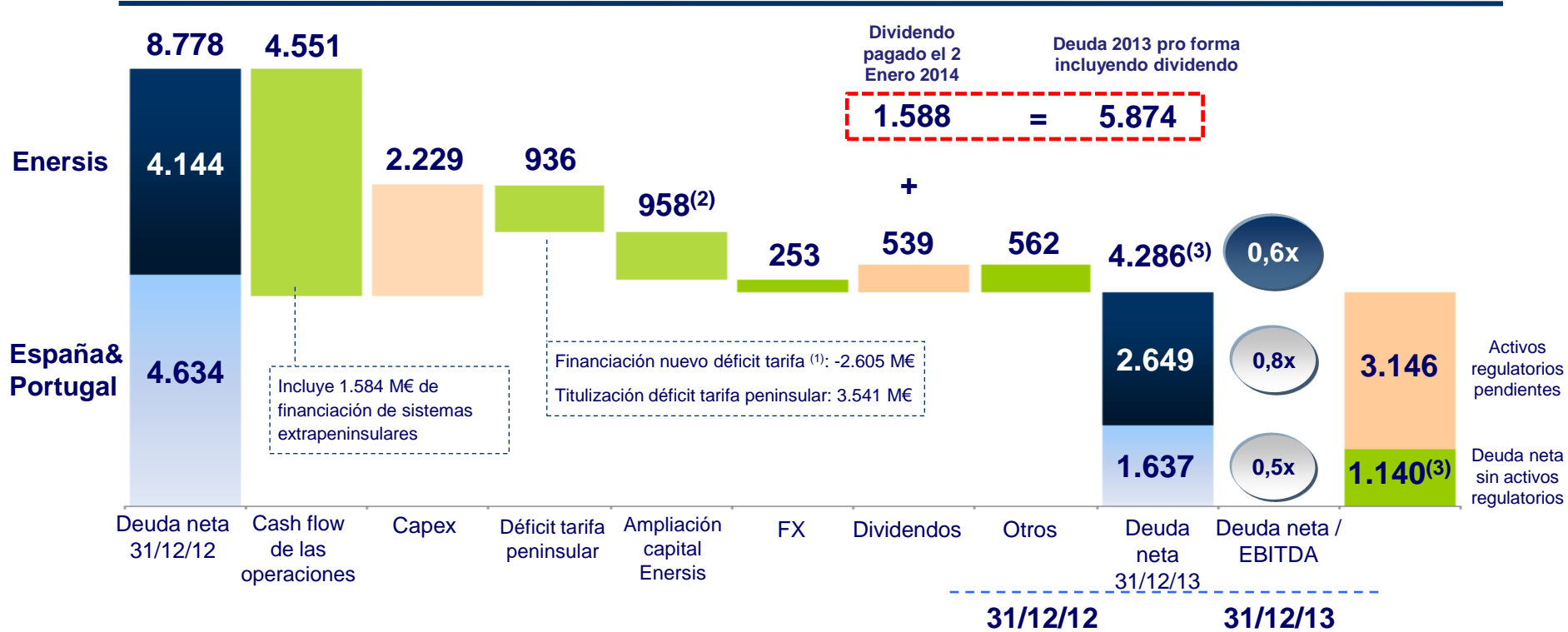
Estricto control de costes

En 2013, el Grupo se ha enfrentado a dificultades ajenas que se han superado gracias a las ventajas competitiva de Enersis y a las actuaciones de gestión

(1) Evolución media de moneda local vs. € en 2013 vs. 2012

Sólida posición financiera

Evolución deuda neta en 2013 (M€)



Sólido apalancamiento financiero y buena posición de liquidez

Apalancamiento (deuda neta/RR.PP)⁽⁴⁾ **0,3**

0,2

Liquidez Endesa sin Enersis cubre 37 meses de vencimientos de deuda

Liquidez Enersis cubre 42 meses de vencimientos de deuda

(1) Incluye pagos/ingresos de las liquidaciones de la CNE en 2013

(2) De los 1.730 M€ de la ampliación de capital de Enersis, 772 M€ se han colocado en instrumentos financieros a > 3 meses y no se incluyen como saldo de "Efectivo y otros medios equivalentes"

(3) Esta cifra no incluye activos financieros > 3 meses por importe de 1.029 M€ (de los que 772 M€ proceden de la nota a pie de página 2)

(4) Deuda neta incluye activos regulatorios pendientes

españa&portugal 2013



Claves de 2013

Margen afectado negativamente por muchas medidas regulatorias (RDL 13/2012, RDL 20/2012, Ley 15/2012, RDL 2/2013 y RDL 9/2013)

Generación (-10%)⁽¹⁾: caída de demanda y menor hueco térmico. Nuclear e hidráulica representan 63% de la producción (52% en 2012)

Reducción significativa de costes fijos: -6%

Cerrada la venta del 12% de Medgaz y de la participación restante (20%) de Endesa Gas T&D

Empresa y Sindicatos han firmado un nuevo convenio colectivo

(1) Peninsular. No incluye Tejo I (Portugal)

Resultados afectados negativamente por medidas regulatorias compensados parcialmente por actuaciones de gestión

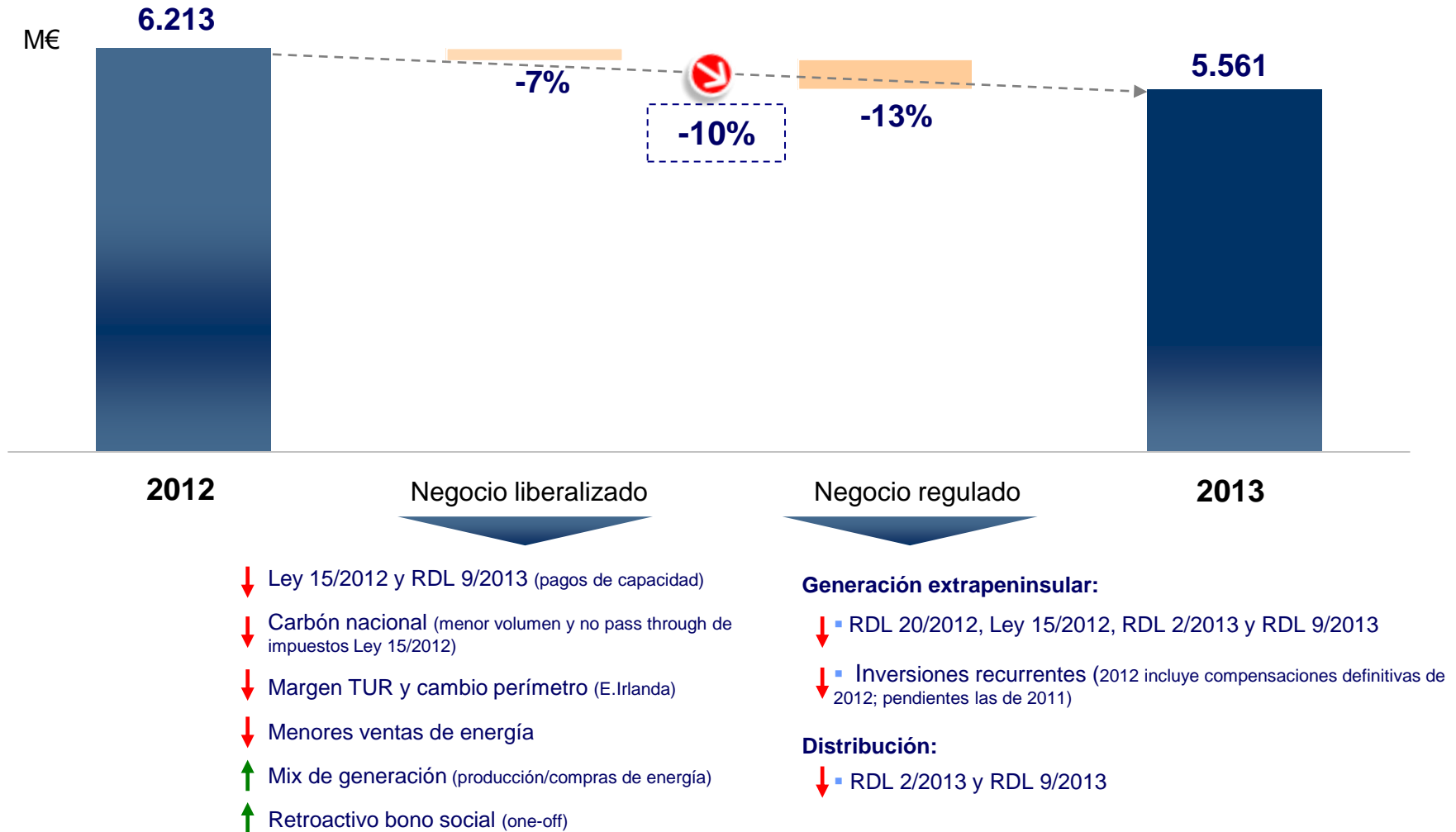
M€	2013	2012	Variación
Ingresos	21.512	23.146	-7%
Margen de Contribución	5.561	6.213	-10%
EBITDA	3.277	3.796	-14%
EBIT	1.651	1.998	-17%
Gasto financiero neto⁽¹⁾	128	256	-50%
Beneficio neto atribuible	1.176	1.410	-17%
CAPEX neto⁽²⁾	604	895	-33%

- **Impacto regulatorio (medidas de 2012 & 2013): -1.329 M€**
- **Retroactivo del bono social (Jul 2009 – Dic 2011) con impacto positivo en EBITDA: +102 M€**
- **Retroactivo en generación extrapeninsular (2012-13) con impacto negativo en EBITDA: -97 M€**

(1) Actualización provisiones para hacer frente a obligaciones de expedientes de regulación de empleo en vigor: -76 M€ en 2012 y +11 M€ en 2013

(2) Neto de cesiones de terceros. Capex financiero no incluido

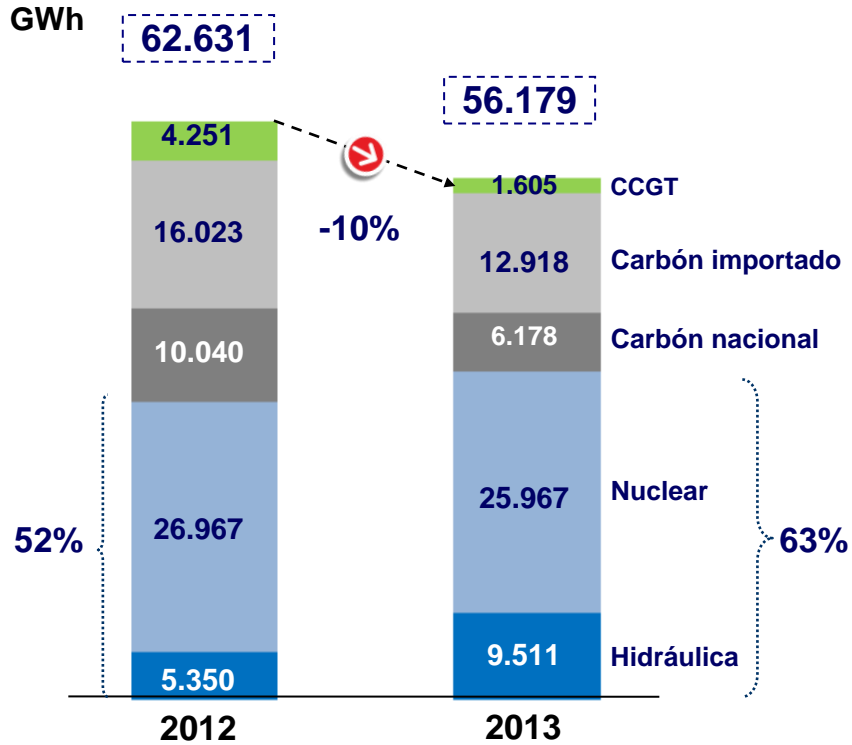
Las medidas regulatorias impactan los márgenes del negocio regulado y liberalizado



El mejor mix de generación no pudo compensar el efecto negativo de las medidas regulatorias

Producción peninsular y gestión de la energía

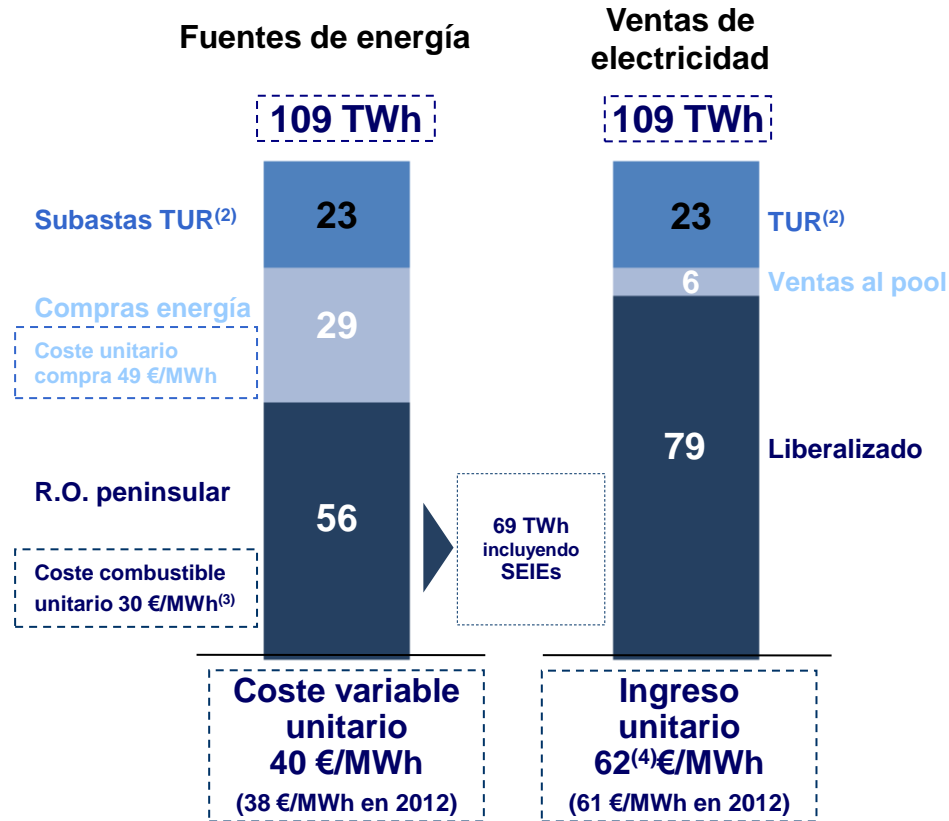
Caída de la producción peninsular⁽¹⁾



- Menor demanda y hueco térmico
- RD Carbón nacional 2013 en vigor desde mediados Febrero y menores volúmenes vs Resolución de 2013
- Cierre de Garoña y paradas programadas en parque nuclear
- Normalización producción térmica en 4T 2013 tras elevada producción hidráulica y eólica en 9M 2013

(1) No incluye Tejo I (Portugal)

Gestión de la energía en 2013



- Margen unitario eléctrico sin variación^(4,5)

(2) No se considera la TUR en el cálculo del coste unitario y del ingreso unitario
 (3) Incluye coste de combustible, CO₂ e impuestos Ley 15/2012
 (4) 64 €/MWh incluyendo retroactivo bono social (Jul 2009 – Dic 2011)
 (5) Margen unitario ex TUR

latinoamérica 2013



Claves de 2013

**Crecimiento de la demanda de distribución en LatAm (3,0%)¹:
destacan Brasil y Chile**

**2,0% de caída en producción: menor producción hidráulica en la
mayoría de los países casi compensado por el incremento de la
generación térmica**

**Buen comportamiento del negocio de Generación en Chile a pesar
de la pertinaz sequía**

**Argentina: reconocimiento MMC (referencia de inflación) en
Distribución hasta Septiembre 2013**

**Buen comportamiento operativo en moneda local más que
compensa el impacto por tipo de cambio**

EBITDA afectado positivamente por drivers operativos y no operativos que más que compensan el impacto por tipo de cambio

M€	2013	2012	Variación
Ingresos	9.691	10.787	-10%
Margen de contribución	4.853	4.615	+5%
EBITDA	3.443	3.209	+7%
EBIT	2.651	2.420	+10%
Gasto Financiero Neto⁽¹⁾	216	343	-37%
Beneficio neto	1.767	1.376	+28%
Beneficio neto atribuible	703	624	+13%
CAPEX⁽²⁾	1.216	1.156	+5%

- **Incremento del EBITDA por reconocimiento MMC (Argentina Dx) y buen comportamiento del negocio de Gx en Chile**
- **Impacto negativo por tipo de cambio en EBITDA: -349 M€ (principalmente por el negocio en Brasil y Colombia)**

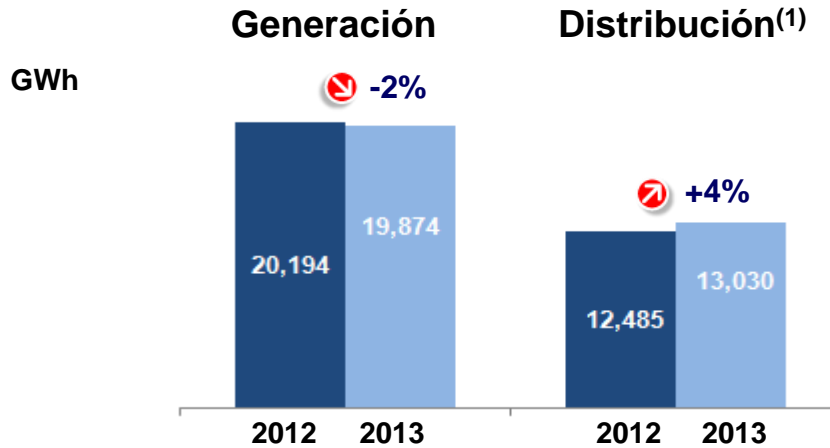
(1) 2013 incluye +40 M€ por retroactivo de MMC en Argentina

Incluye actualización de valor de activos asociados a la renovación de las concesiones de Dx en Brasil tras la promulgación de la ley 12.783/13 +180 M€ en 2012 y +83M€ en 2013.

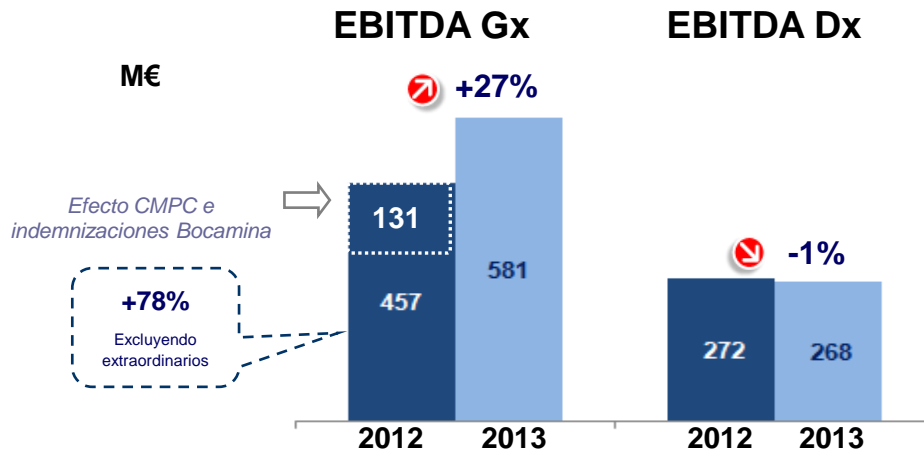
(2) Neto de cesiones de terceros. Capex financiero no incluido.



Chile: mejora resultados por nueva capacidad instalada, flexibilidad aprovisionamiento GNL e incremento demanda, y todo ello pese a los one-offs positivos en 2012



- Menor hidrología compensada parcialmente con mayor producción térmica (Bocamina II)
- Incremento de demanda por climatología y clientes comerciales



- Gx:** menores peajes y coste combustible, flexibilidad aprovisionamiento GNL y mejor mix energía más que compensan menores precios de venta
One-off positivo en 1T 2012 (CMPC) y 4T2012 (Indemnización seguros Bocamina I y II)
- Dx:** Mayores volúmenes no han podido compensar efecto negativo del menor VAD
- Impacto tipo de cambio:** -44 M€

Margen unitario

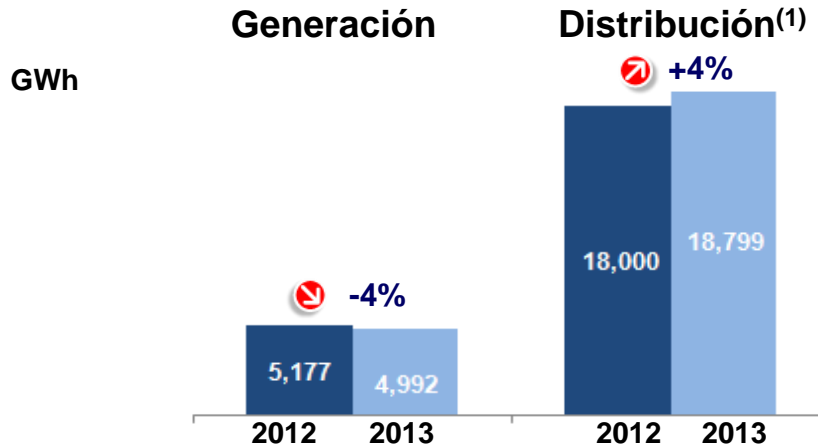
36,0 €/MWh +25%

26,5 €/MWh -7%

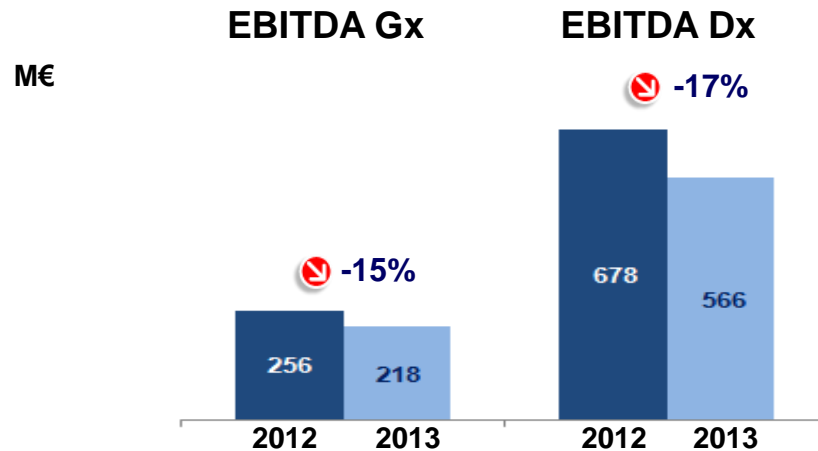
EBITDA total 849 M€ (+16%)⁽²⁾



Brasil: impacto en EBITDA por sequía, revisión tarifaria Coelce 2012



- Mayor despacho térmico en Fortaleza no permite compensar peores condiciones hidráulicas por sequía
- Mayores volúmenes en Dx por condiciones climáticas



- **Gx:** menores volúmenes, peor mix de energía y tipo de cambio parcialmente compensado por mayores precios
- **Dx:** revisión tarifaria (Coelce), mayor coste de compra de energía al spot (por sequía) y tipo de cambio (-81 M€) compensado parcialmente por mayores volúmenes
- **Impacto tipo de cambio:** -122 M€⁽²⁾

Margen unitario

34,8 €/MWh ↘ -9%

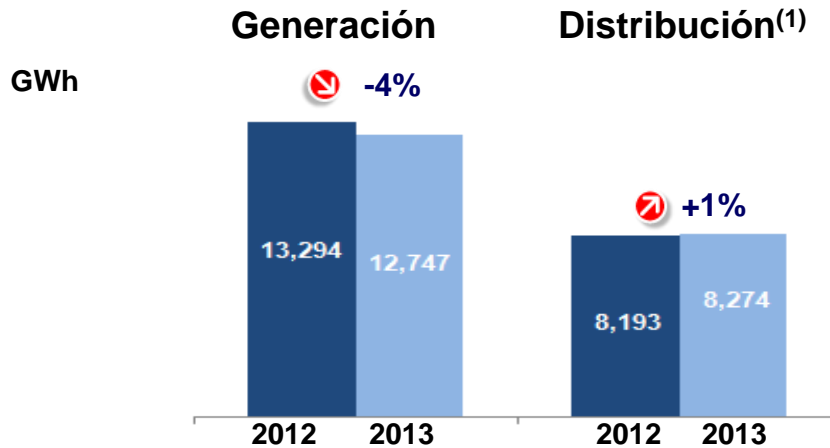
40,3 €/MWh ↘ -18%

- **EBITDA CIEN:** 68 M€

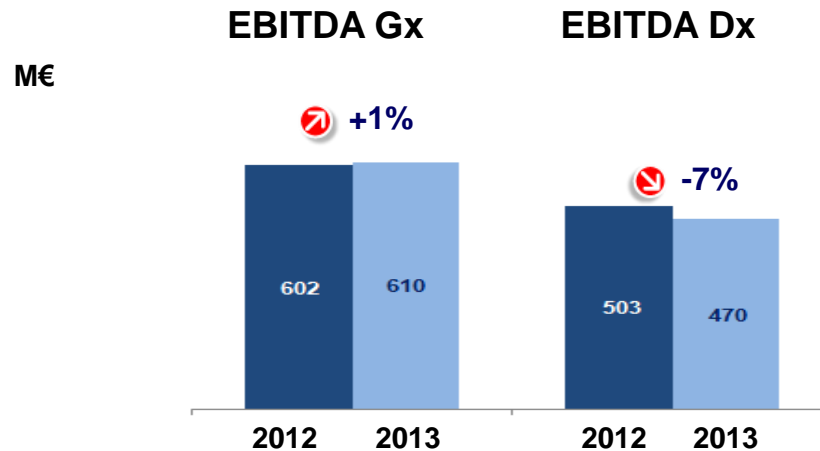
EBITDA total 852 M€ (-16%)⁽³⁾



Colombia: cartera de activos diversificada



- Caída de producción hidráulica no compensada totalmente con mayor despacho térmico
- Leve incremento de demanda, aunque menor que el país.



- **Gx:** mayor precio venta al spot por menor hidrología parcialmente compensado por peor mix de energía, menores ventas y tipo de cambio (-46 M€)
- **Dx:** menor índice de referencia, y tipo de cambio (-35 M€) se compensa parcialmente con otros servicios de distribución
- **Impacto tipo de cambio:** -81 M€

Margen unitario

40,8 €/MWh

+2%

44,9 €/MWh

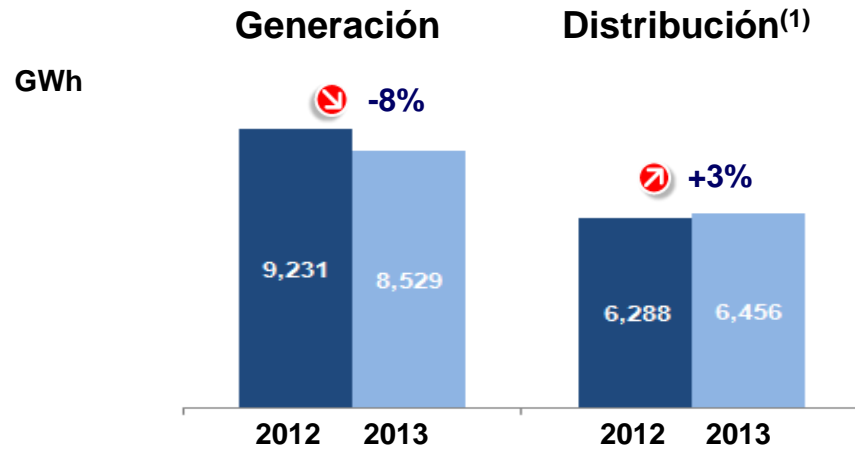
-8%

EBITDA total 1.080 M€ (-2%)

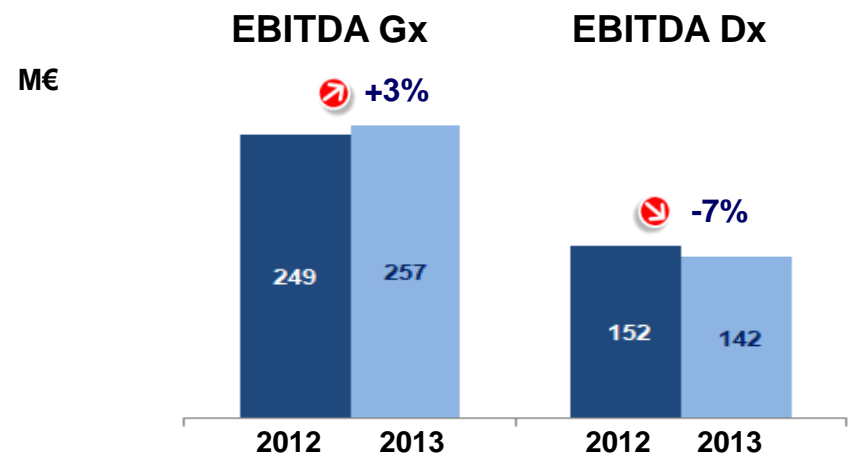
(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos



Perú: resultados operativos afectados positivamente por efecto extraordinario en Gx



- Caída de la Gx térmica por menor despacho, paradas programadas y no programadas
- El área de concesión de Edelnor no se ha beneficiado del incremento de actividad en el sector minero



- **Gx:** menores costes y mejor mix de energía, junto a las indemnizaciones por seguros, más que compensan menores precios de venta y volúmenes.
- **Dx:** menor índice de referencia parcialmente compensado por mayores volúmenes y mejor mix de ventas
- **Impacto tipo de cambio:** -23 M€

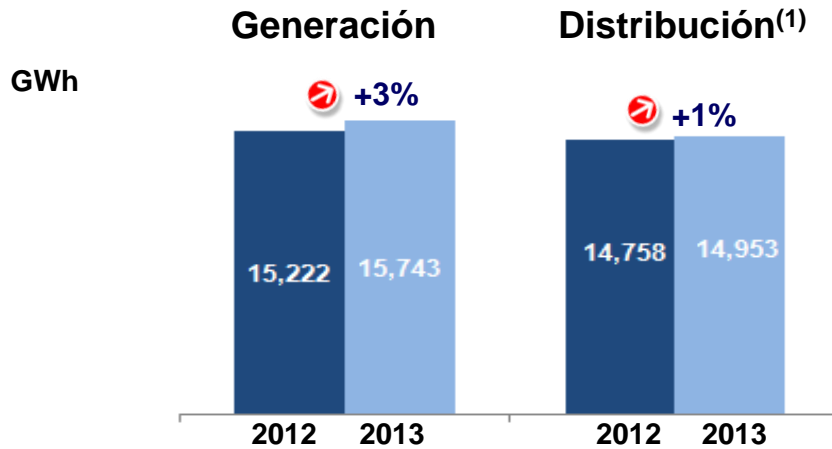
Margen unitario	2012	2013	% Change
	32,3 €/MWh	28,3 €/MWh	+9%
			-8%

EBITDA total 399 M€ (-1%)

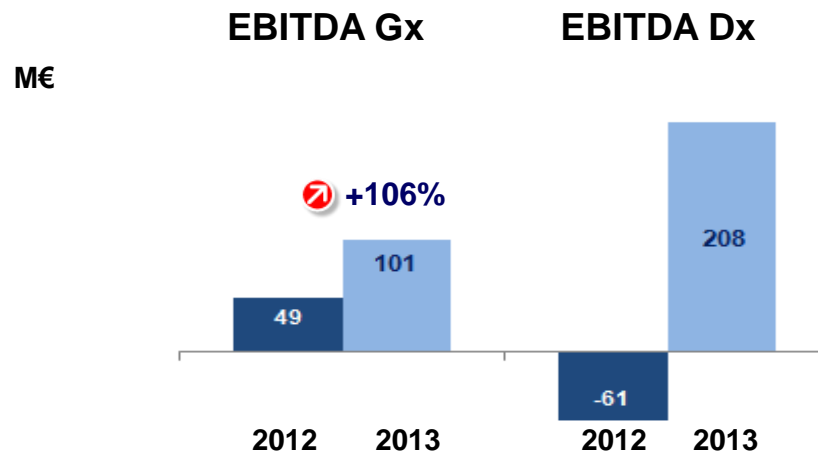
(1) Tolls and unbilled consumption not included



Argentina: EBITDA afectado por reconocimiento MMC en Dx y nuevo esquema retributivo en Gx



- Incremento de producción debido a menores paradas en plantas térmicas que más que compensan menor despacho hidráulico
- Demanda plana



- **Gx:** nuevo esquema regulatorio retroactivo y mayores ingresos por disponibilidad permiten compensar menores precios.
- **Dx:** reconocimiento MMC parcialmente compensado por mayores costes fijos, indemnizaciones a clientes y multas por interrupción del servicio debidas a la ola de calor.
- **Impacto tipo de cambio: -77 M€**

Margen unitario

9,5 €/MWh +33% 29,4 €/MWh +125%

EBITDA total 309 M€⁽²⁾

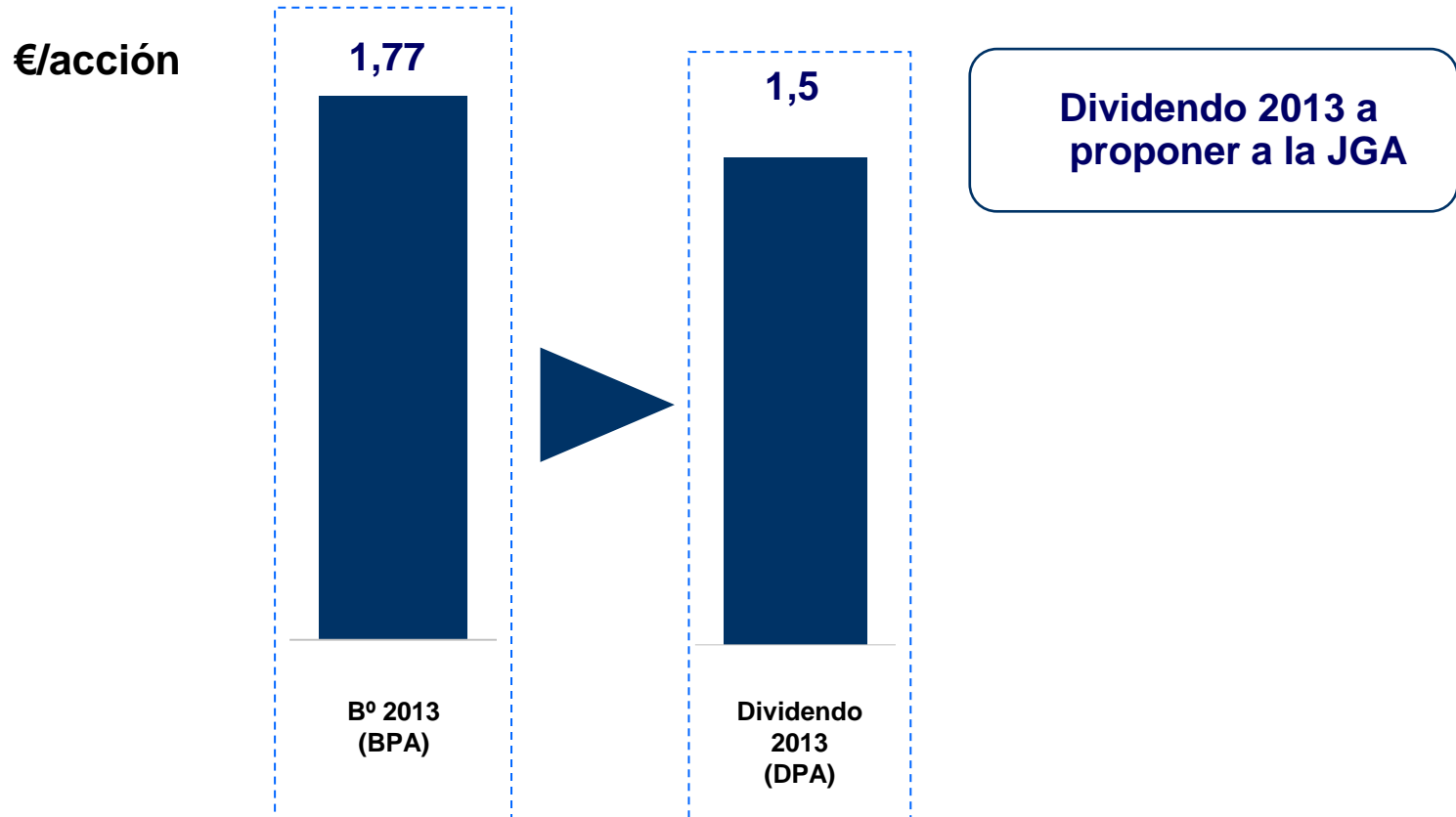
(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos

(2) No incluye la interconexión de CIEN

conclusiones 2013



Retribución al accionista



DPA sobre Resultados 2013: 1,5 € (85% pay-out)



Centrados en las necesidades de los clientes. Desarrollamos Servicios de Valor Añadido (SVAs)

**ENDESA:
compromiso
de largo
plazo con los
clientes**

- **España:** liderando el cambio y volcándonos en nuestros clientes mientras nos adaptamos al contexto regulatorio y de mercado

Aportación Margen de Contribución (2013)

- SVAs como medida de creación de valor para el negocio:

- 18% de TAAC del Margen en los últimos 12 años
- Mayor satisfacción del cliente que contrata SVA (7,48 vs. 6,59 en 2013)
- Mejora de la fidelidad del cliente e incremento de venta cruzada de electricidad/gas/SVAs
- Centrados en la venta de SVAs tradicionales mientras desarrollamos nuevas oportunidades (monitorización, movilidad eléctrica, eficiencia energética)

+ 65 M€

- **LatAm:** facilitando acceso universal a la electricidad mientras se incrementa la prosperidad de nuestros clientes

Aportación Margen de Contribución (2013)

- Facilitar acceso a la electricidad (ciudades y zonas rurales)
- SVAs como medida de creación de valor para el negocio:
 - Alumbramiento público, infraestructuras y nuevas oportunidades (movilidad eléctrica, eficiencia energética)

+ 160 M€

Los clientes son la base de nuestro negocio

Conclusiones

España & Portugal

Resultados significativa y negativamente afectados por medidas regulatorias

Se ha puesto en marcha una serie de actuaciones de gestión (estricto control sobre opex&capex, entre otros) para proteger el cash-flow

Latino- américa

A pesar de sequía e importante efecto negativo de Fx, buen comportamiento operativo

Plataforma de crecimiento del Grupo, apalancándose en la ampliación de capital de Enersis

anexos 2013



Installed capacity and output⁽¹⁾

**Capacidad
instalada**

MW a 31/12/13

	España&Portugal		Latinoamérica		Total	
Total	23.322		16.240		39.562	
Hidráulica	4.755		8.683		13.438	
Nuclear	3.686		-		3.686	
Carbón	5.804		872		6.676	
Gas natural	5.799		3.959		9.758	
Fuel-gas	3.278		2.639		5.917	
Cogeneración/renovables	na		87		87	

Producción

TWh 2013
(var. vs. 2012)

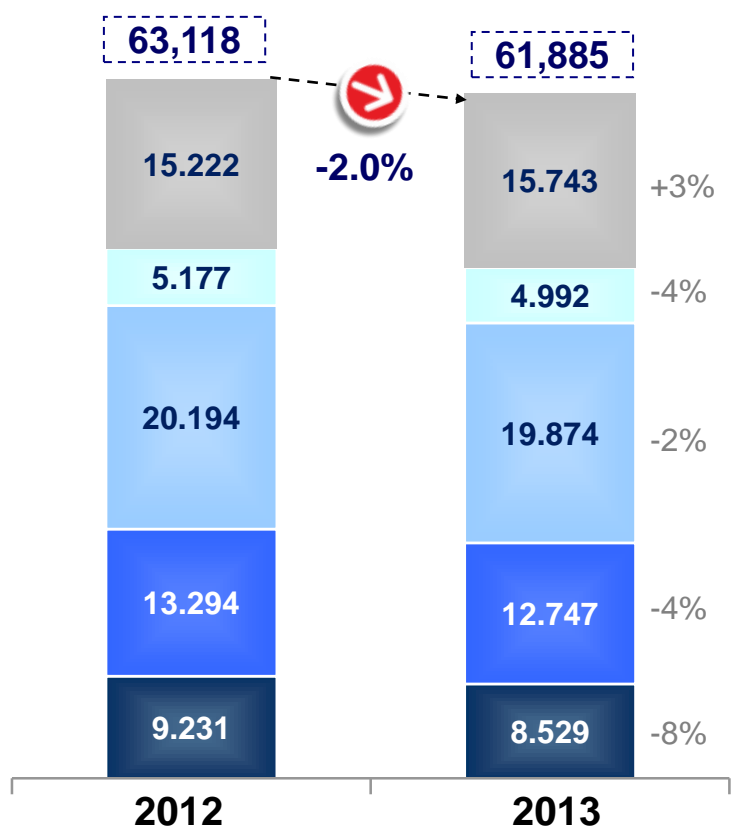
	España&Portugal		Latinoamérica		Total	
Total	70,5	-10%	61,9	-2%	132,4	-6%
Hidráulica	9,5	+78%	30,8	-12%	40,3	+0%
Nuclear	26,0	-4%	-	-	26,0	-4%
Carbón	22,6	-25%	4,5	+64%	27,1	-17%
Gas natural	5,9	-2%	21,5	+8%	27,4	+6%
Fuel-gas	6,5	-34%	4,9	-8%	11,4	-25%
Cogeneración/renovables	na	na	0,2	-10%	0,2	-10%

(1) Incluye datos de empresas que consolidan por integración global y las sociedades de control conjunto por integración proporcional

Latinoamérica: desglose de generación y distribución

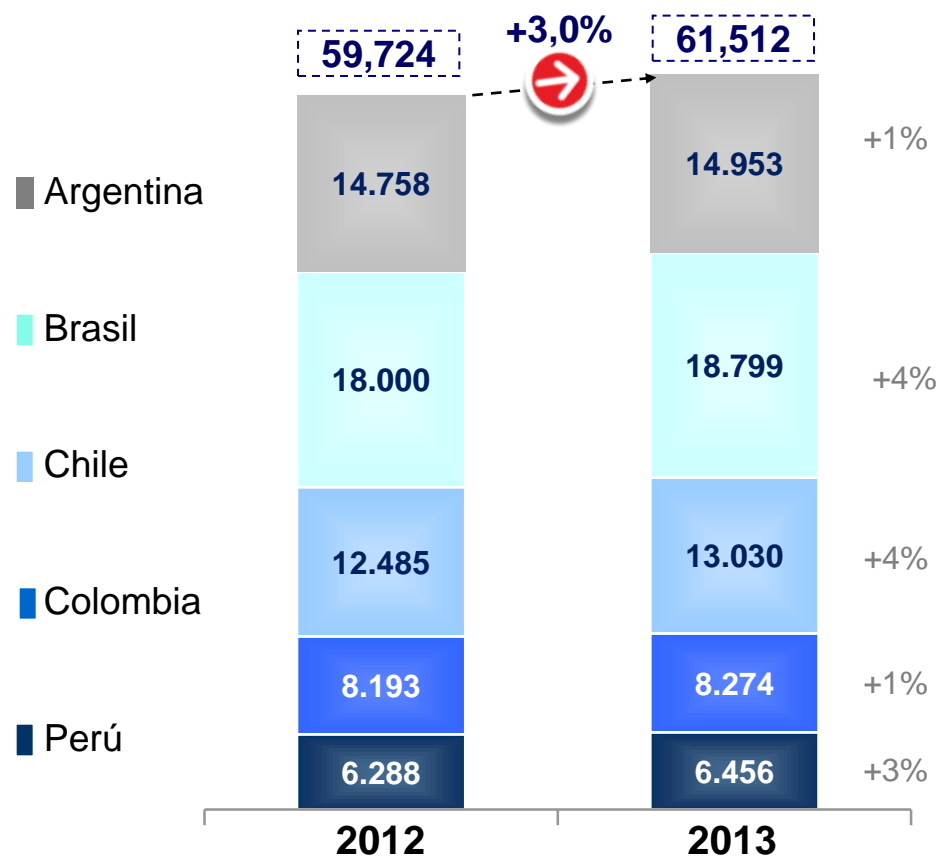
Generación

GWh



Distribución⁽¹⁾

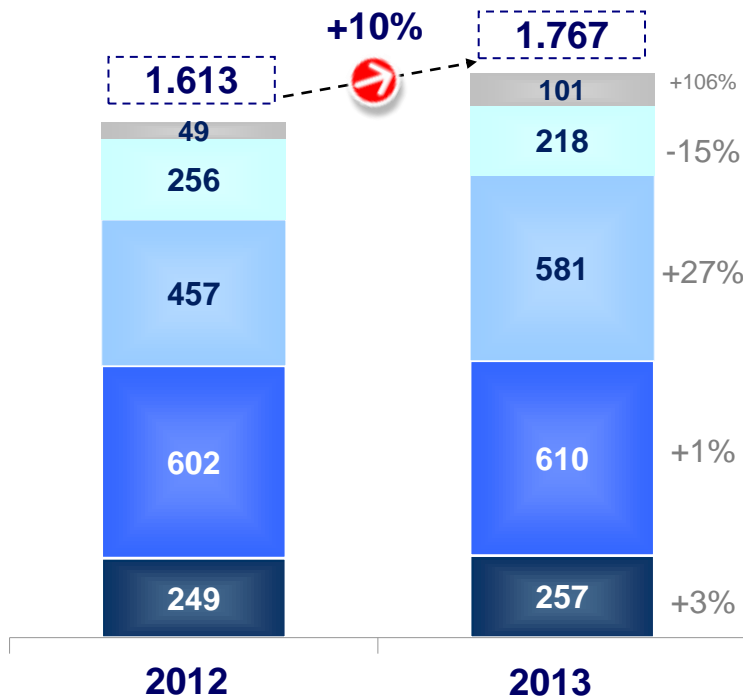
GWh



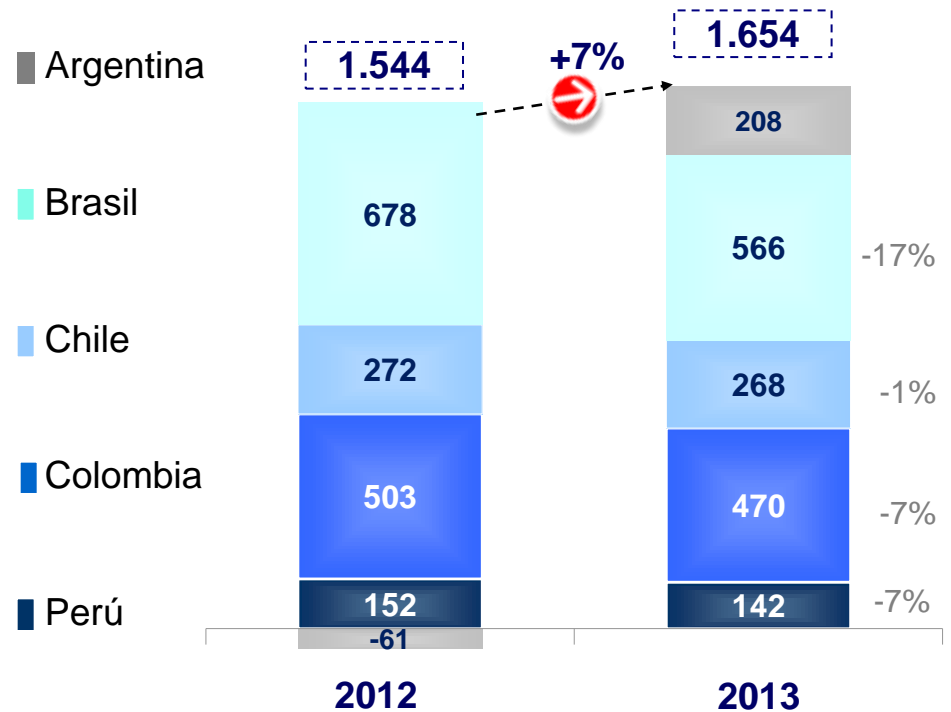
(1) No incluye peajes y consumos no facturados

Latinoamérica: desglose de Ebitda por país y negocio

Generación⁽¹⁾
M€



Distribución
M€



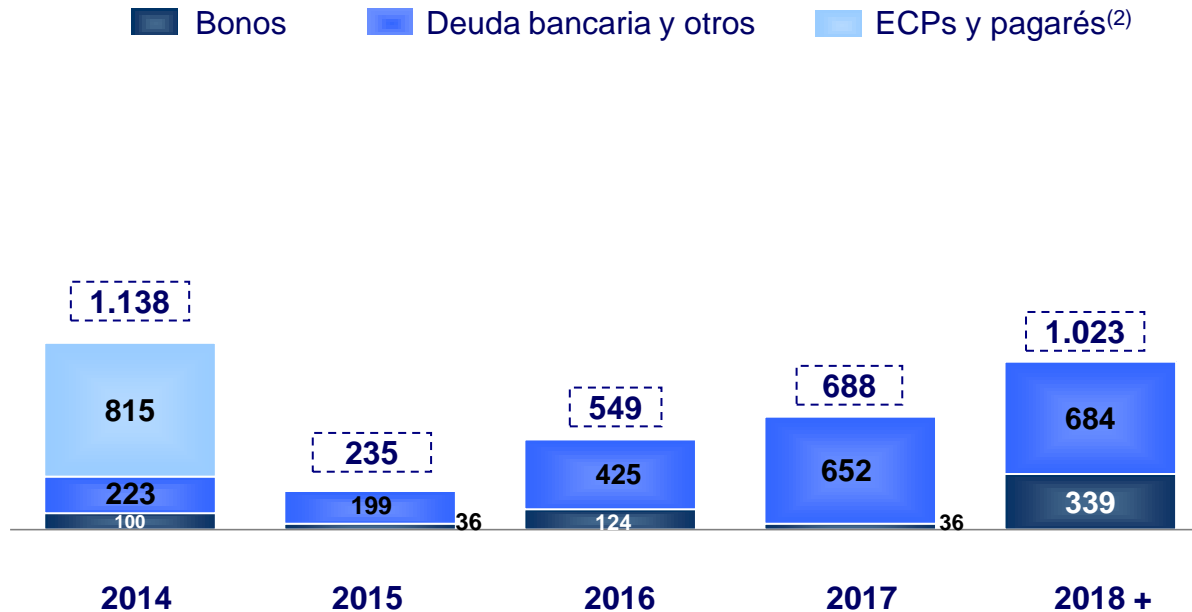
Margen unitario 27,5 €/MWh $\xrightarrow{+8\%}$ 29,8 €/MWh

Margen unitario 34,6 €/MWh $\xrightarrow{+1\%}$ 34,7 €/MWh

(1) No incluye la interconexión de CIEN: 68 M€

Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Diciembre 2013: 3.633 M€⁽¹⁾



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 37 meses de vencimientos

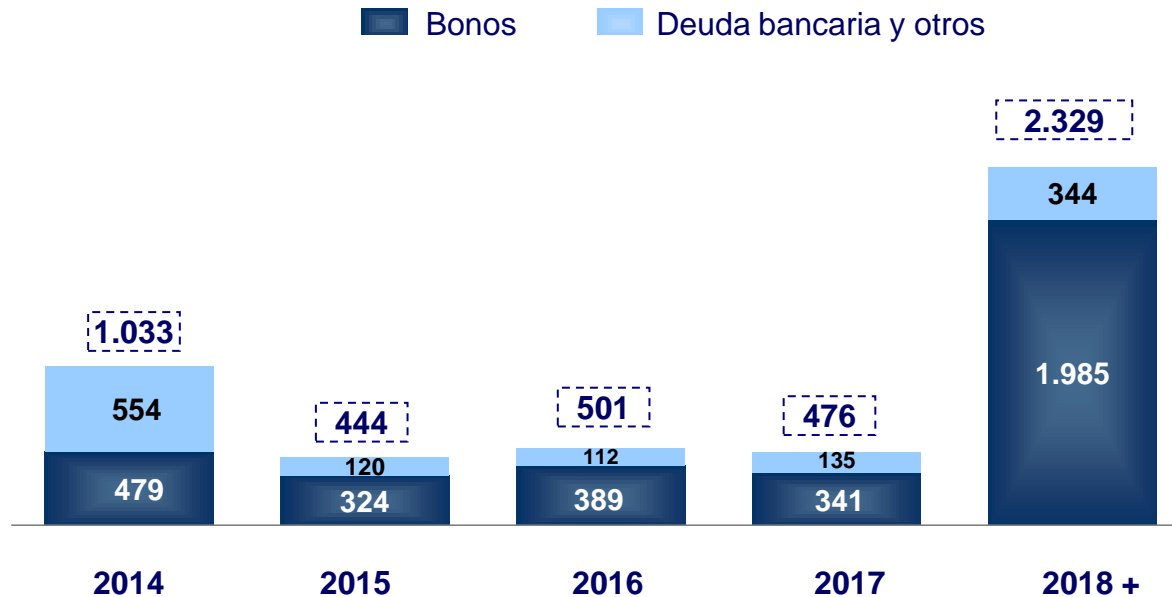
- }
Liquidez 8.719 M€
 - 2.036 M€ en caja
 - 6.683 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- Vida media de la deuda: 6,1 años**

(1) Este saldo bruto difiere con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja

(2) Los pagarés se emiten respaldados por líneas de crédito y se van renovando regularmente

Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Diciembre 2013: 4.783 M€⁽¹⁾



Enersis tiene suficiente liquidez para cubrir 42 meses de vencimientos

- Liquidez 2.848 M€:**
 - 2.299 M en caja
 - 549 M€ disponibles en líneas de crédito
- Vida media de la deuda: 5,7 años**

(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercados de los derivados que no suponen salida de caja

Política financiera y estructura de la deuda neta

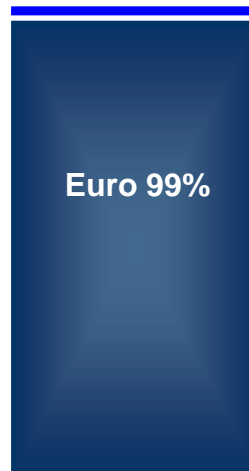
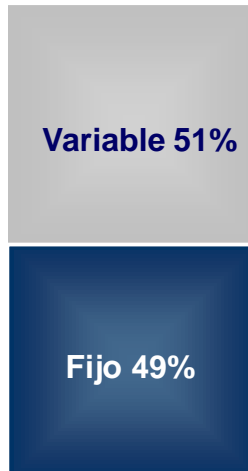
Estructura deuda neta Endesa sin Enersis

Estructura deuda neta Enersis

M€

1.637

1.637



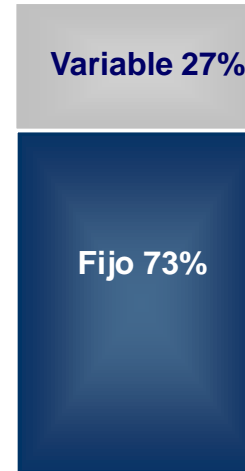
Por tipo de interés

Por divisa

M€

2.649

2.649



Por tipo de interés

Por divisa

Coste medio de la deuda

3,1%

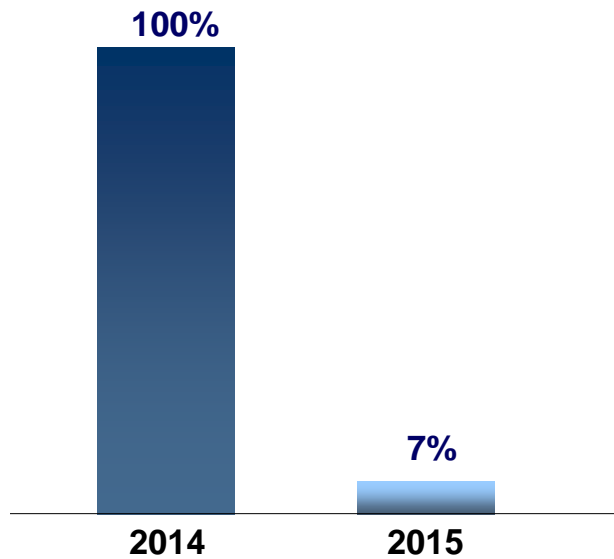
8,1%

- Estructura de la deuda: deuda denominada en la moneda de generación de flujos de caja
- Política de autofinanciación: deuda filiales latinoamericanas sin recurso a la matriz

Buen posicionamiento en la estrategia de ventas forward

España & Portugal

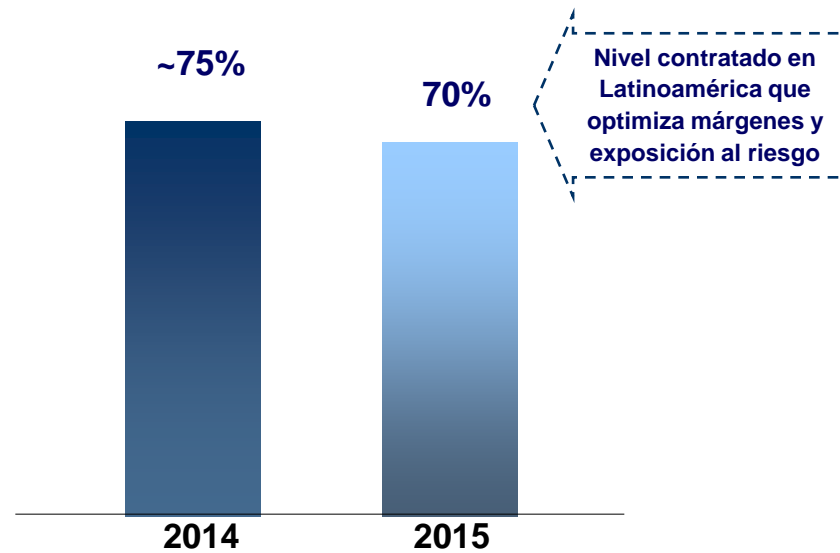
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



Política comercial consistente

Latinoamérica

(% producción estimada ya comprometida)



52% de la Gx vendida con contratos > 5 años y 46% con contratos > 10 años

Información legal

Este documento contiene ciertas afirmaciones que constituyen estimaciones o perspectivas (“forward-looking statements”) sobre estadísticas y resultados financieros y operativos y otros futuros. Estas declaraciones no constituyen garantías de que se materializarán resultados futuros y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de ENDESA o que pueden ser difíciles de predecir.

Dichas afirmaciones incluyen, entre otras, información sobre: estimaciones de beneficios futuros; incrementos previstos de generación eólica y de CCGT así como de cuota de mercado; incrementos esperados en la demanda y suministro de gas; estrategia y objetivos de gestión; estimaciones de reducción de costes; estructura de precios y tarifas; previsión de inversiones; enajenación estimada de activos; incrementos previstos en capacidad y generación y cambios en el mix de capacidad; “repowering” de capacidad; y condiciones macroeconómicas. Las asunciones principales sobre las que se fundamentan las previsiones y objetivos incluidos en este documento están relacionadas con el entorno regulatorio, tipos de cambio, desinversiones, incrementos en la producción y en capacidad instalada en mercados donde ENDESA opera, incrementos en la demanda en tales mercados, asignación de producción entre las distintas tecnologías, con incrementos de costes asociados con una mayor actividad que no superen ciertos límites, con un precio de la electricidad no menor de ciertos niveles, con el coste de las centrales de ciclo combinado y con la disponibilidad y coste del gas, del carbón, del fuel-oil y de los derechos de emisión necesarios para operar nuestro negocio en los niveles deseados.

Para estas afirmaciones, nos amparamos en la protección otorgada por Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América para los “forward-looking statements”.

Las siguientes circunstancias y factores, además de los mencionados en este documento, pueden hacer variar significativamente las estadísticas y los resultados financieros y operativos de lo indicado en las estimaciones:

Condiciones Económicas e Industriales: cambios adversos significativos en las condiciones de la industria o la economía en general o en nuestros mercados; el efecto de las regulaciones en vigor o cambios en las mismas; reducciones tarifarias; el impacto de fluctuaciones de tipos de interés; el impacto de fluctuaciones de tipos de cambio; desastres naturales; el impacto de normativa medioambiental más restrictiva y los riesgos medioambientales inherentes a nuestra actividad; las potenciales responsabilidades en relación con nuestras instalaciones nucleares.

Factores Comerciales o Transaccionales: demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, de competencia o de otra clase para las adquisiciones o enajenaciones previstas, o en el cumplimiento de alguna condición impuesta en relación con tales autorizaciones; nuestra capacidad para integrar con éxito los negocios adquiridos; los desafíos inherentes a la posibilidad de distraer recursos y gestión sobre oportunidades estratégicas y asuntos operacionales durante el proceso de integración de los negocios adquiridos; el resultado de las negociaciones con socios y gobiernos. Demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones y recalificaciones precisas para los activos inmobiliarios. Demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, incluidas las medioambientales, para la construcción de nuevas instalaciones, “repowering” o mejora de instalaciones existentes; escasez o cambios en los precios de equipos, materiales o mano de obra; oposición por grupos políticos o étnicos; cambios adversos de carácter político o regulatorio en los países donde nosotros o nuestras compañías operamos; condiciones climatológicas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos; y la imposibilidad de obtener financiación a tipos de interés que nos sean satisfactorios.

Factores Gubernamentales y Políticos: condiciones políticas en Latinoamérica; cambios en la regulación, en la fiscalidad y en las leyes españolas, europeas y extranjeras

Factores Operacionales: dificultades técnicas; cambios en las condiciones y costes operativos; capacidad de ejecutar planes de reducción de costes; capacidad de mantenimiento de un suministro estable de carbón, fuel y gas y el impacto de las fluctuaciones de los precios de carbón, fuel y gas; adquisiciones o reestructuraciones; la capacidad de ejecutar con éxito una estrategia de internacionalización y de diversificación.

Factores Competitivos: las acciones de competidores; cambios en los entornos de precio y competencia; la entrada de nuevos competidores en nuestros mercados.

Se puede encontrar información adicional sobre las razones por las que los resultados reales y otros desarrollos pueden diferir significativamente de las expectativas implícita o explícitamente contenidas en este documento, en el capítulo de Factores de Riesgo del vigente Documento Registro de Valores de ENDESA registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (“CNMV”).

ENDESA no puede garantizar que las perspectivas contenidas en este documento se cumplirán en sus términos. Tampoco ENDESA ni ninguna de sus filiales tienen la intención de actualizar tales estimaciones, previsiones y objetivos excepto que otra cosa sea requerida por ley.



luz · gas · personas