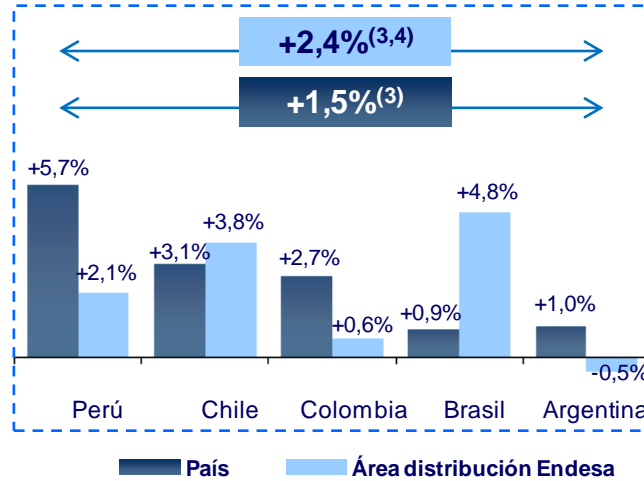
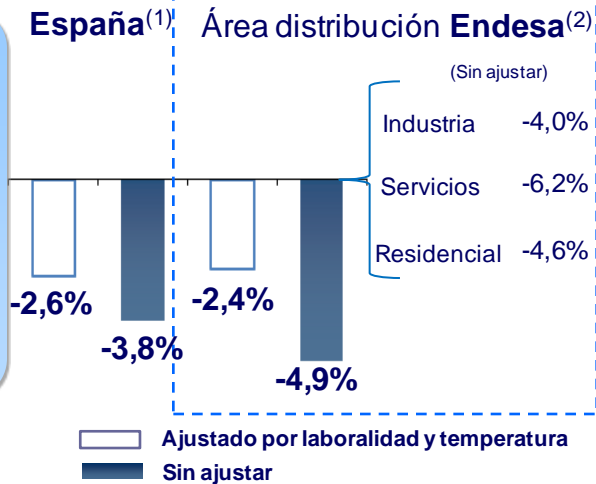


# endesa resultados 1S 2013

# Contexto de mercado en 1S 2013

## Demanda

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



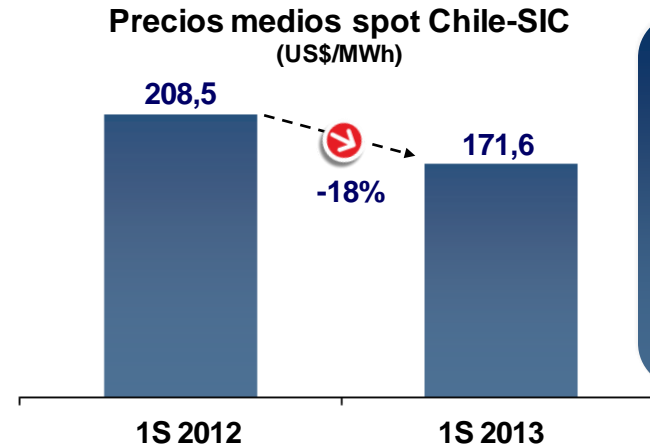
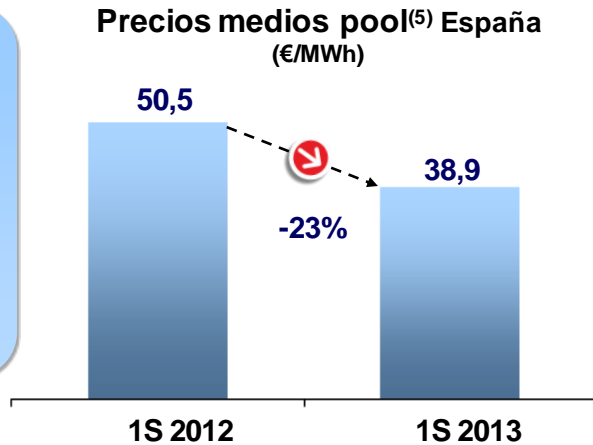
**Latino-América:** mejor comportamiento en concesiones de distribución de Endesa vs. demanda país, especialmente en Brasil

(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 relevante de precios por baja demanda y condiciones meteorológicas excepcionales



**Chile:** caída importante de precios por entrada de nuevas plantas de carbón al sistema

(5) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad. 1S 2013: media de 37,3 €/MWh (sin apuntamiento).

## Resultados operativos apoyados en un one-off positivo en Latam (Dx Argentina) que compensa las medidas regulatorias en España

M€	1S 2013	1S 2012	Variación
<b>Ingresos</b>	15.892	16.696	<b>-5%</b>
<b>Margen de contribución</b>	5.375	5.336	<b>+1%</b>
<b>EBITDA</b>	3.583	3.547	<b>+1%</b>
<b>España&amp;Portugal</b>	1.833	2.040	<b>-10%</b>
<b>Latinoamérica</b>	1.750	1.507	<b>+16%</b>
<b>EBIT<sup>(1)</sup></b>	2.342	2,404	<b>-3%</b>
<b>Gasto financiero neto<sup>(2)</sup></b>	167	378	<b>-56%</b>
<b>Resultado neto atribuible</b>	1.114	1.146	<b>-3%</b>
<b>España&amp;Portugal</b>	723	893	<b>-19%</b>
<b>Latinoamérica</b>	391	253	<b>+55%</b>

- **Iberia: medidas regulatorias impactan negativamente en 489 M€ al negocio liberalizado y regulado**
- **LatAm: reconocimiento desde 2007 a 2013 de MMC (índice de inflación) en Dx en Argentina, buen comportamiento de Gx en Colombia y, en menor medida, en Chile**

(1) 1S 2013 incluye deterioro cartera CO<sub>2</sub> y MDL (-105 M€) y amortización sobre el valor del inmovilizado del impto. sobre combustible nuclear gastado (15 M€) según Ley 15/2012  
1S 2012 incluye reversión amortización derechos de CO<sub>2</sub> y MDL (+16 M€)

(2) Actualización provisiones para hacer frente a obligaciones de expedientes de regulación de empleo en vigor: -42 M€ en 1S 2012 y +7 M€ en 1S 2013  
1S 2013 incluye +43 M€ por retroactivo de MMC en Argentina

## España: novedades regulatorias (I)

### Aspectos clave de las medidas regulatorias

- **Cambios regulatorios extensos, complejos e inacabados** que dificultan una valoración precisa del impacto económico

#### Situación

- |  |       |          |
|--|-------|----------|
| • RDL9/2013  | ----- | En vigor |
| • Borrador de Nueva Ley del Sector Eléctrico   | ----- | Borrador |
| • 7 borradores de RD (Tx, Dx, balance neto, régimen especial, generación extrapeninsular, pagos capacidad e hibernación CCGTS, Cx y facturación) | ----- | Borrador |
| • 4 borradores de OOMM (2S2013 Dx y Tx, Peajes acceso, Rég. Especial e interrumpibilidad)  | ----- | Borrador |

- **Objetivo:** supresión déficit tarifa estructural restante de 4,5 b€ a través de:
  - Reducción de costes regulados por 2,7 b€ (~ 50% *utilities* - ~ 50% renovables)<sup>(1)</sup>
  - Contribución del Tesoro con 0,9 b€ (equivalente al 50% del sobre coste de generación extrapeninsular)
  - Mayores ingresos del sistema en 0,9 b€ incrementando tarifas de acceso un 6,5%
- **Mecanismos de ajuste** para garantizar la estabilidad financiera del sistema:
  - Revisión automática del *TPA* para evitar nuevos déficits (a partir de unos límites)
  - No se permiten nuevos costes de acceso en tanto no se establezcan nuevos ingresos
  - La tarifa no se hará cargo de costes relacionados con la legislación autonómica o local
  - Los PGE se harán cargo del 50% de los sobre costes de la generación extrapeninsular
- **Incremento tarifa de acceso:**
  - 6,5% de incremento desde Agosto 2013
- **Titulización déficit tarifa ex-post de 2012**
  - Aval del Estado incrementado en 4 b€ (hasta 26 b€) para permitir la titulización del déficit de tarifa ex post de 2012

(1) Fuente: Nota de Prensa Ministerio de Industria de fecha 12 Julio 2013

## España: novedades regulatorias (II)

### Distribución

#### Resto de 2013 & 2014

- RAB implícito
- Retribución:
  - 2013: bono Estado 10Y + 1%
  - 2014: bono Estado 10Y + 2% (ca. 6,5%)
- O&M: similar a metodología actual
- Nuevo incentivo contra el fraude

#### A partir de 2015

- RAB explícito: unidades físicas (reales con factor eficiencia), inversiones y costes O&M estándar
- Distribuidores presentarán anualmente programas de inversión al Ministerio y CNMC para aprobación y se establezca remuneración ex-ante
- Límite anual a inversiones para todo el sistema
- Coste de la actividad comercial de Dx se incluye en O&M

- Cuestiones de mayor crítica:
  - Conceptualmente, bono a 10 años no es referencia válida para fijar en exclusiva coste de capital
  - El bono 10 años no cubre el coste de capital, tal y como ha señalado la CNE <sup>(1)</sup>
  - El cálculo del RAB implícito contiene errores metodológicos
  - Tratamiento discriminatorio (comparado con Transporte)
- Consecuencias:
  - Las medidas afectan a inversiones realizadas en años anteriores
  - No se puede obligar a realizar inversiones que destruyan valor
  - No hay incentivo a invertir, lo que impactará en calidad de servicio, crecimiento y empleo

**La actividad de distribución no alcanzaría una “rentabilidad razonable”**

## España: novedades regulatorias (III)

### Generación extra-peninsular

#### 2012 & 2013

- Medidas retroactivas:
  - Descenso referencia de precios de combustibles
  - Recorte en costes de logística
  - Supresión pagos capacidad para instalaciones > 25 años

#### A partir de 2014

- Retribución: bono Estado 10Y + 2% (ca. 6,5%) sobre activos netos
- Actualización estándares de eficiencia de generación
- Proceso de subasta para aprovisionamiento de combustibles con límite de precios
- Recorte en costes de O&M

#### Aspectos de mayor crítica:

- Retroactividad de las medidas
- Bono a 10 años no es referencia válida para fijar en exclusiva el coste de capital. 6,5% antes de impuestos está por debajo del coste de capital
- Los impuestos de la Ley 15/2012 deben considerarse a la hora de calcular la rentabilidad sobre activos
- El riesgo intrínseco de la actividad debe considerarse a la hora de fijar el nivel de retribución

**Se debe garantizar la sostenibilidad de la generación extra-peninsular para proteger y permitir inversiones y la seguridad de suministro**

## España: novedades regulatorias (IV)

- Estimación actual y preliminar de acuerdo a la interpretación de la información disponible en estos momentos:

M€	Impacto anual esperado FY 2013	Impacto anual esperado FY 2014
• <b>Distribución<sup>(1)</sup></b>	~117	~189
• <b>Pagos de capacidad</b>	~18	~38
• <b>Generación extra-peninsular<sup>(2)</sup></b>	~118	~115
• <b>Bono social<sup>(3)</sup></b>	~22	~58
	~275	~400

**Medidas  
anunciadas  
en Julio**

1) FY2013: incorpora +23 M€ de incentivo de calidad. FY2014: la estimación se basa en (i) el valor implícito del RAB y (ii) valores unitarios  
 2) FY2013: impacto de Logística, estándares de combustible y no retribución pagos de capacidad a instalaciones de generación > 25 años en 2012 y 2013  
 FY2014: conforme a la estimación del Ministerio en el borrador de Real Decreto  
 3) Estimación

## España: novedades regulatorias (V)

### Conclusiones preliminares

- Pensamos que las medidas anunciadas suponen mejoras sustanciales para el sistema:
  - Mecanismos obligatorios para controlar futuros déficits
  - Porcentajes más justos de financiación del déficit por debajo del límite establecido a partir de 2014
  - Aval del Estado incrementado para permitir titulización déficit de tarifa hasta 31 Dic 2012
  - Concepto de “rentabilidad razonable”
  - Concepto de rentabilidad regulada similar para actividades con perfil de riesgo similar
  - Algunos principios de la reforma regulatoria en distribución con efectos desde 2015
  - Contribución de los PGE compensan parcialmente decisiones regulatorias del pasado basadas exclusivamente en el ámbito político
  
- Sin embargo, creemos deben introducirse enmiendas considerables a la redacción actual de algunas medidas para evitar inconsistencias y errores:
  - El nivel de retribución de las actividades reguladas debe situarse por encima del coste de capital para permitir creación de valor para el inversor
  - Los impuestos de la Ley 15/2012 deben tener la consideración de costes en el cálculo de la retribución de la generación extra-peninsular
  - El bono social nace de una decisión estrictamente política y debería por tanto financiarse con cargo a los PGE
  - El déficit de tarifa de 2013 y en años adelante, si surgiera, debería titulizarse con el respaldo del aval del Estado



## Latam: novedades regulatorias (I)

### Argentina

- Dx: reconocimiento MMC desde Mayo 2007 a Febrero 2013:
  - Impacto positivo en EBITDA de 301 M€
  - Resolución SE N° 250/13 (7 May 2013) autorizó a Edesur reconocer como ingresos el MMC (índice de inflación) devengado y compensarlo con:
    - Deuda originada de la aplicación del PUREE (recaudación de sanciones por cuenta del Estado)
    - Deuda con CAMMESA por las compras de energía que no fueron pagadas
  - El saldo excedentario financiará el fondo (fideicomiso) constituido por ENRE mediante Resolución N° 347 de 23 November, 2012
- Gx: remuneración regulada basada en esquema “Coste Plus” con efectos desde Feb 2013 (Resolución SE N° 95/2013)

### Brasil

- Aprobación de fondos públicos (CDE) para reembolsar parcialmente la exposición involuntaria de los distribuidores al precio spot atribuible al gobierno. El resto se liquidará en la próxima revisión tarifaria anual
- Saldo restante (47 M€ para Ampla y Coelce conjuntamente) a reconocer en el próximo ajuste tarifario (Abril 2014)

## Latam: novedades regulatorias (II)

### Perú

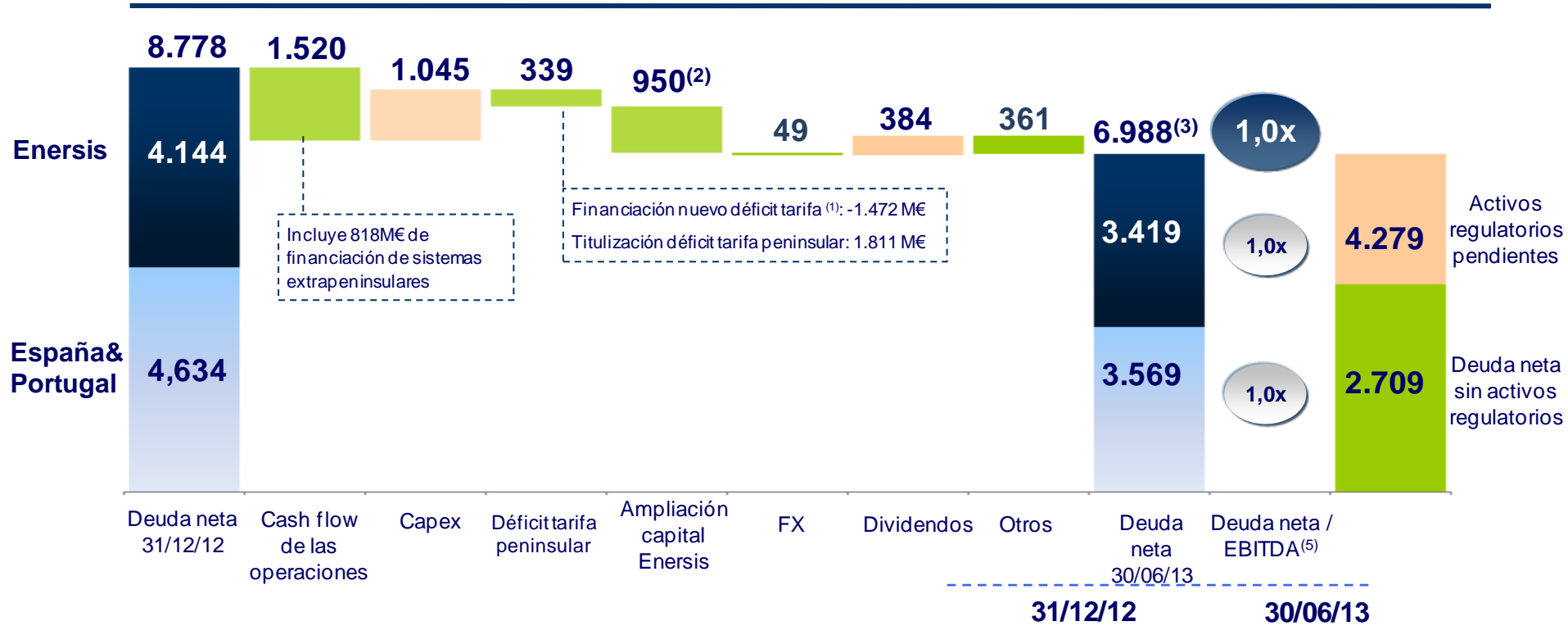
- Avance de la revisión tarifaria de Edelnor conforme al calendario. Se publicarán nuevas tarifas en Nov. 2013

### Colombia

- Dx: Regulador (CREG) publicó una resolución definiendo los criterios de la próxima revisión tarifaria (2014-2018):
  - WACC se actualizará de acuerdo a la metodología actual
  - Revisión del RAB
  - Mejora de la regulación sobre calidad

# Sólida posición financiera

## Evolución deuda neta en 1S 2013 (M€)



**Sólido apalancamiento financiero y buena posición de liquidez**

**Apalancamiento (deuda neta/RRPP)<sup>(4)</sup> 0,3** **0,2**

**Liquidez Endesa sin Enersis cubre 40 meses de vencimientos de deuda**

**Liquidez Enersis cubre 25 meses de vencimientos de deuda**

(1) Incluye pagos/ingresos de las liquidaciones de la CNE en 1S 2013  
 (2) De los 1.750 M€ de la ampliación de capital de Enersis, 800 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 1.090 M€ (de los que 800 M€ proceden de la nota a pie de página 2)  
 (4) Deuda neta incluye activos regulatorios pendientes  
 (5) EBITDA anualizado de los últimos 4 trimestres

# españa&portugal 1S 2013



## Claves de 1S 2013

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

**Generación (-21%)<sup>(1)</sup>: fuerte caída de demanda y menor hueco térmico. Nuclear e hidráulica representan 73% de la producción (vs 51% en 1S12)**

**Reducción significativa de costes fijos : -4%**

**Garoña: cese definitivo desde el 6 Julio 2013**

**Completada la venta de la participación del 12% de Medgaz (64 M€ plusvalías brutas)**

**Liderazgo en comercialización (37,4% cuota de mercado), en régimen ordinario (36%) y 2º operador en comercialización de gas (14%)**

(1) Peninsular. No incluye Portugal

## Resultados afectados por medidas regulatorias

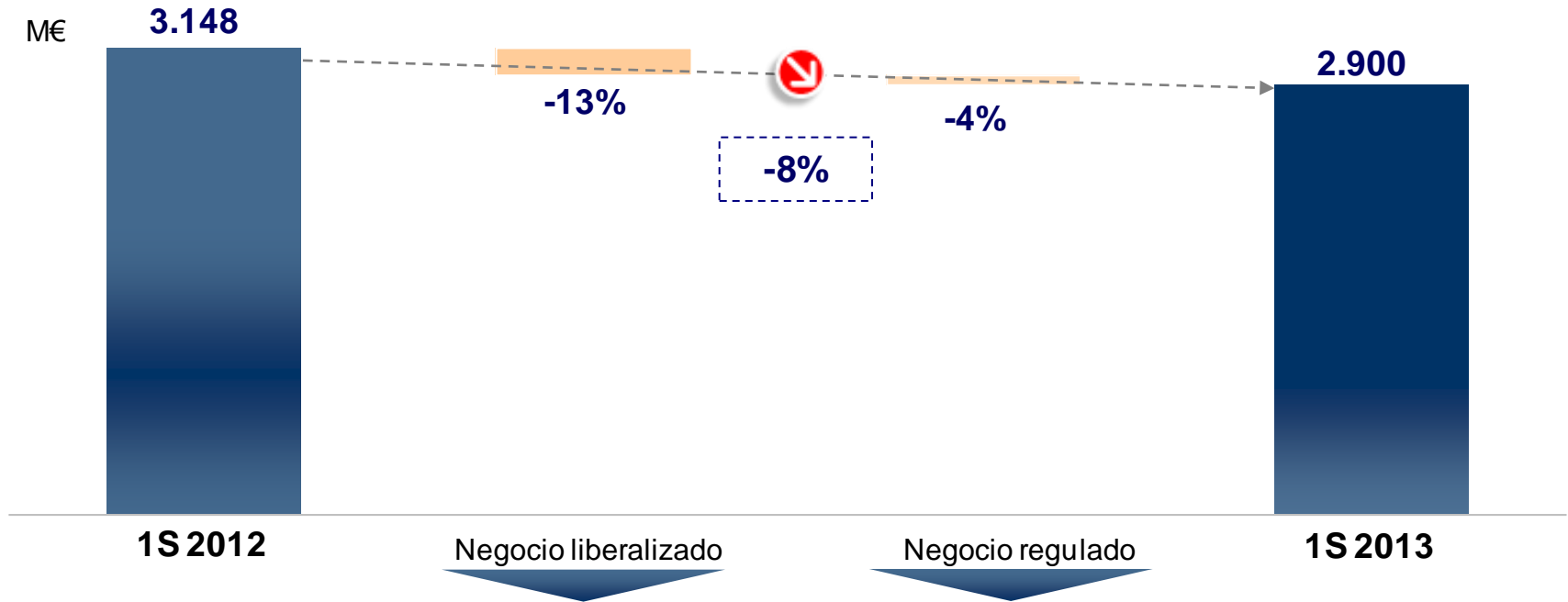
M€	1S 2013	1S 2012	Variación
<b>Ingresos</b>	10.757	11.445	<b>-6%</b>
<b>Margen de Contribución</b>	2.900	3.148	<b>-8%</b>
<b>EBITDA</b>	1.833	2.040	<b>-10%</b>
<b>EBIT<sup>(1)</sup></b>	955	1.269	<b>-25%</b>
<b>Gasto Financiero Neto<sup>(2)</sup></b>	65	127	<b>-49%</b>
<b>Resultado neto atribuible</b>	723	893	<b>-19%</b>

**Iberia: medidas regulatorias impactan negativamente en 489 M€ al negocio liberalizado y regulado**

(1) 1S 2013 incluye deterioro cartera CO<sub>2</sub> y MDL (-105 M€) y amortización sobre el valor del inmovilizado del impto. sobre combustible nuclear gastado (15 M€) según Ley 15/2012  
1S 2012 incluye reversión amortización derechos de CO<sub>2</sub> y MDL (+16 M€)

(2) Actualización provisiones para hacer frente a obligaciones de expedientes de regulación de empleo en vigor: -42 M€ en 1S 2012 y +7 M€ en 1S 2013

# Las medidas regulatorias impactan los márgenes del negocio regulado y liberalizado

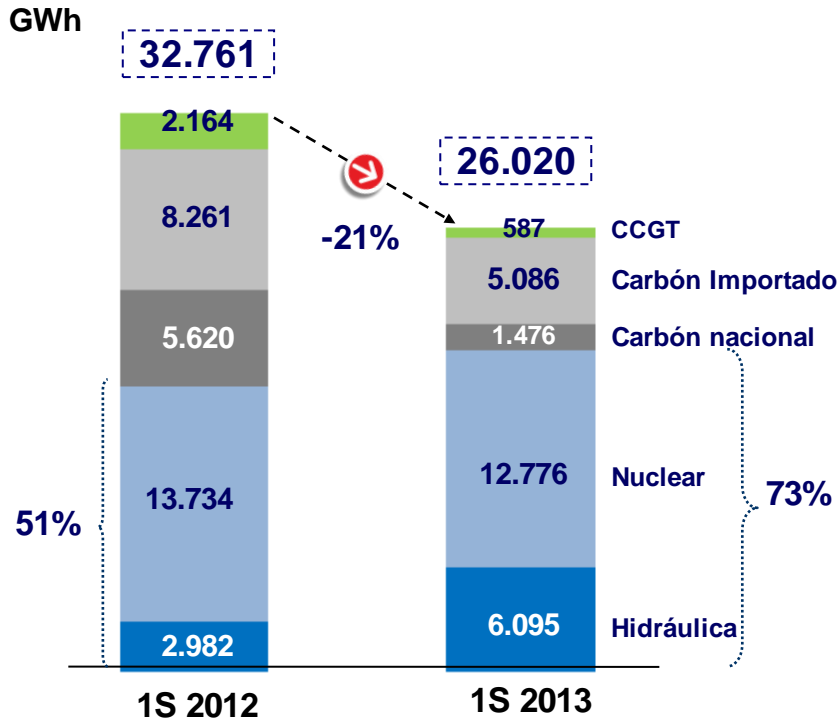


- ↑ Mix de generación (producción/compras de energía)
- ↓ Menores ventas de electricidad
- ↓ Ley 15/2012
- ↓ Carbón nacional (no pass through imptos. Ley 15/2012)
- ↓ Margen TUR
- ↓ Ley 15/2012 y RDL 20/2012 en generación extrapeninsular.
- ↓ RDL 2/2013
- ↑ Dx: Remuneración en 2013 de inversiones 2011

**El mejor mix de generación del mercado liberalizado no pudo compensar las medidas regulatorias**

# Producción peninsular y gestión de la energía

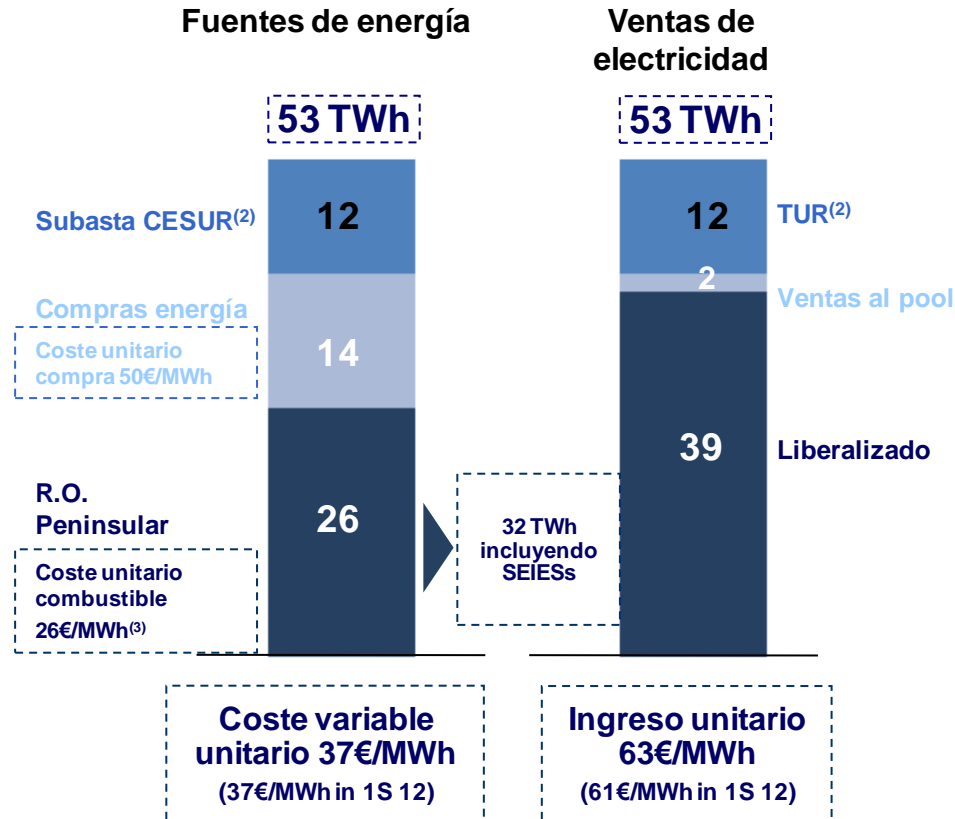
## Caída de la producción peninsular<sup>(1)</sup>



- Menor demanda y hueco térmico
- RD Carbón nacional 2013 en vigor desde mediados febrero
- Cierre Garoña y parada programada en Almaraz y Ascó II

(1) No incluye Portugal

## Gestión de la energía en 1S 2013



- A pesar de los efectos negativos de la Ley 15/2012, el margen unitario de electricidad subió (+6%<sup>(4)</sup>)

(2) TUR: Tarifa último recurso no considerada en los cálculos de ingreso y coste unitario  
 (3) Incluye coste de combustible, CO<sub>2</sub> e impuestos Ley 15/2012  
 (4) Margen unitario ex TUR



# latinoamérica 1S 2013



## Claves de 1S2013

**Crecimiento de la demanda en distribución LatAm (2,4%)<sup>1</sup>: destacan Brasil y Chile; tendencia plana en Argentina**

**4,9% caída producción en Gx: la menor producción hidráulica en todos los países supera el incremento de la producción térmica**

**Argentina: importantes mejoras regulatorias (pero incompletas) en Dx compensan los mayores costes fijos (personal)**

**Brasil (Dx): reembolso de fondos gubernamentales (CDE) como parte de los extra-costes de compra de energía**

**Resultado positivo en el negocio de generación de Colombia y Chile a pesar de la persistente sequía**

## EBITDA afectado positivamente por *drivers* operativos y no operativos que más que compensan FX y evolución negativa de costes fijos

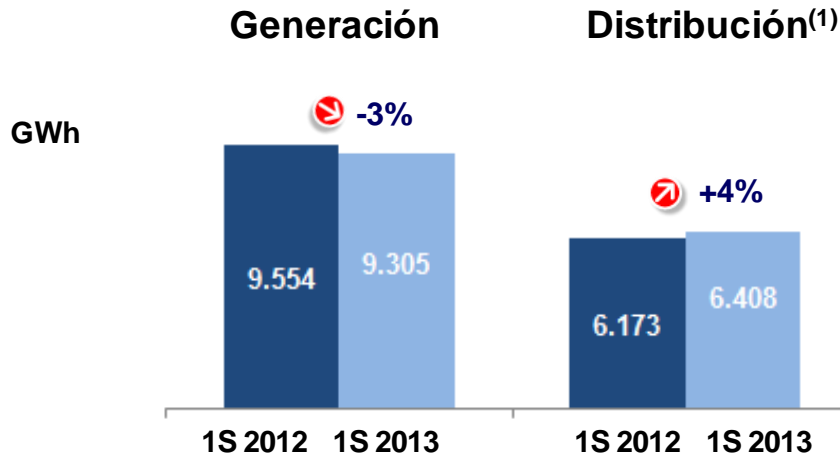
M€	1S 2013	1S 2012	Variación
Ingresos	5.135	5.251	-2%
Margen de contribución	2.475	2.188	+13%
<b>EBITDA</b>	1.750	1.507	<b>+16%</b>
EBIT	1.387	1.135	+22%
Gasto financiero neto <sup>(1)</sup>	102	251	-59%
Resultado neto	941	572	+65%
Resultado neto atribuible	391	253	+55%

- EBITDA subió principalmente por reconocimiento MMC (Dx Argentina) y por comportamiento positivo del negocio de Gx en Colombia y Chile
- Efecto de tipo de cambio en EBITDA: -60 M€

(1) 1S2013 incluye +43 M€ por retroactivo de MMC en Argentina

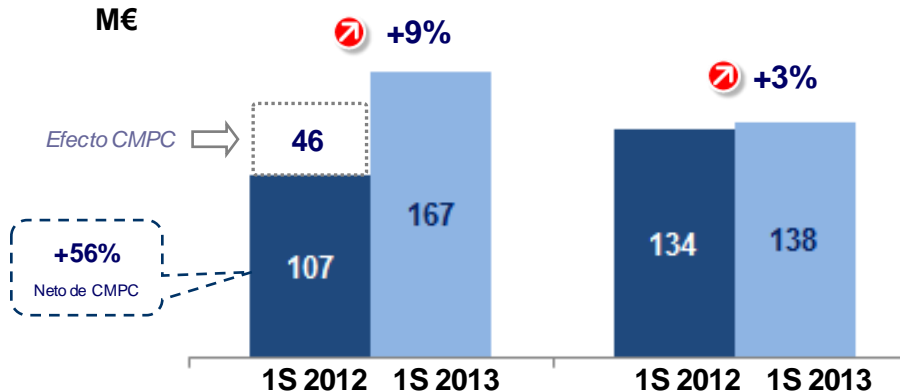


# Chile: mejores resultados por nueva capacidad instalada



- Menor hidrología compensada parcialmente con mayor producción térmica (Bocamina II)
- Incremento demanda basado en actividad de construcción y segmento comercial y residencial

**EBITDA Generación**      **EBITDA Distribución**



- Gx:** mejor mix de producción (a pesar de baja hidrología) compensado parcialmente con bajos precios de venta
- One-off positivo en 1T 2012 (CMPC)
- Dx:** mayor volumen más que compensa menor VAD
- Efecto tipo cambio: +4 M€**

**Margen unitario**

25,8 €/MWh ↗ +9%

27,6 €/MWh ↘ -1%

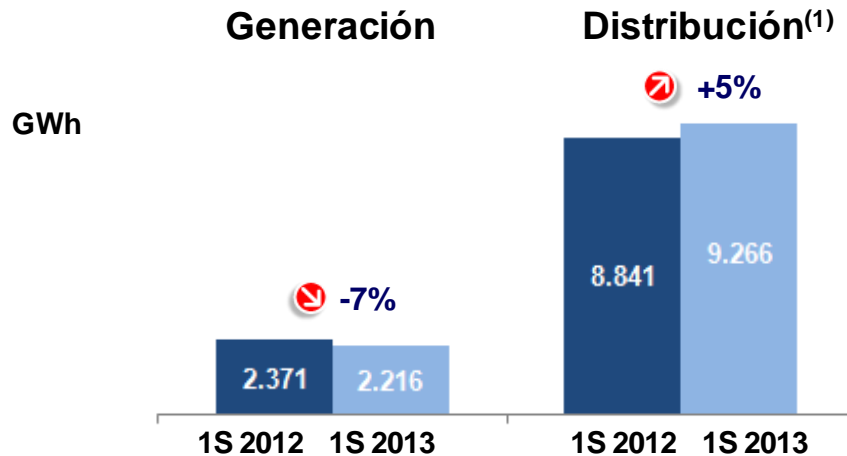
**EBITDA total 305 M€ (+6%)<sup>(2)</sup>**

(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos

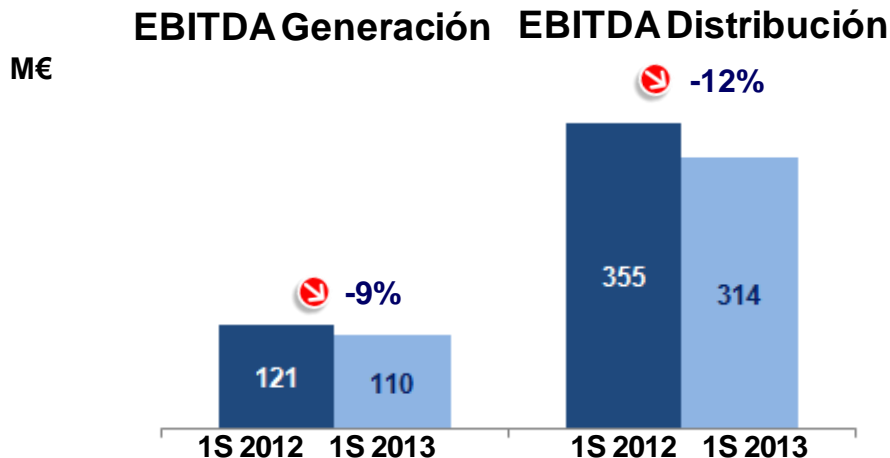
(2) No incluye holding y servicios



## Brasil: impacto en EBITDA por sequía



- Peores condiciones hidráulicas por sequía compensadas parcialmente por mayor despacho térmico de Fortaleza
- Mayores volúmenes en Dx por condiciones climáticas



- Gx:** menor EBITDA por mix de energía y baja producción compensada parcialmente por precios elevados
- Dx:** revisión de tarifa (Coelce) y mayores compras de energía al spot compensado parcialmente por mayor volumen y menores costes fijos
- Efecto de tipo de cambio: -49 M€**

**Margen unitario**

34,6 €/MWh ↘ -7%

45,1 €/MWh ↘ -14%

- CIEN: EBITDA 37 M€**

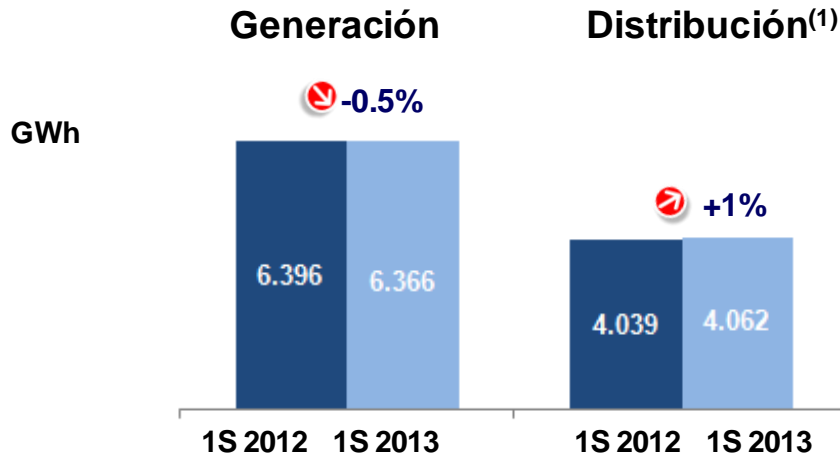
**EBITDA total 461 M€ (-11%)<sup>(2)</sup>**

(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos

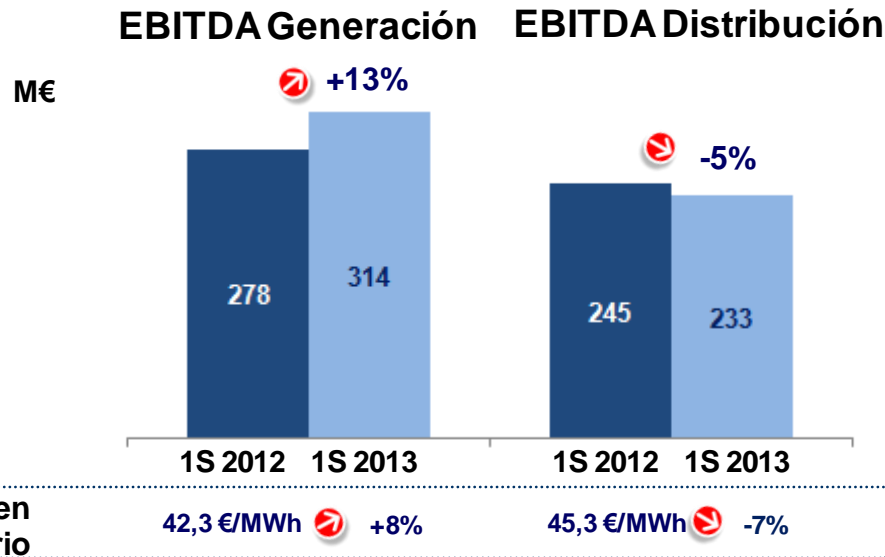
(2) Incluye interconexión CIEN: 37 M€ en 1S 2013. No incluye holding y servicios



## Colombia: portfolio de activos diversificado



- Generación en línea con 1S 2012. Caída producción hidráulica casi compensada con mayor despacho térmico
- Crecimiento moderado de la demanda, menor al del país



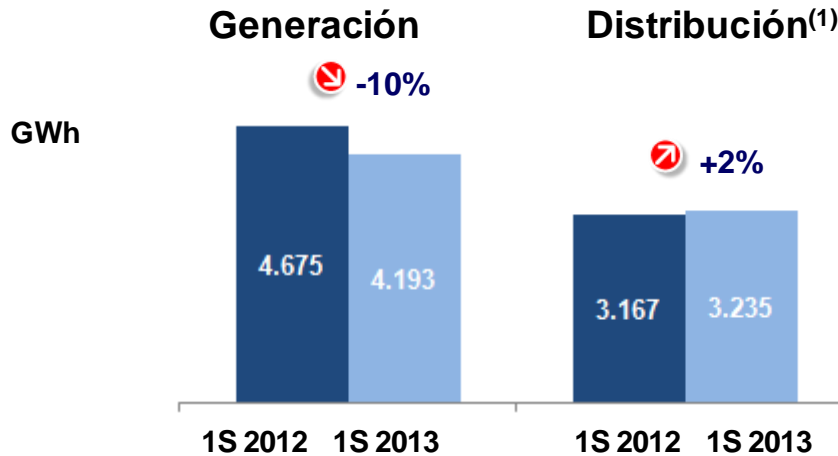
- **Gx:** mayor precio en mercado spot por menor hidrología, parcialmente compensado por peor mix de energía
- **Dx:** menor índice de referencia parcialmente compensado por plan de reducción de pérdidas
- **Efecto de tipo de cambio: -16 M€**

**EBITDA total 547 M€ (+5%)**

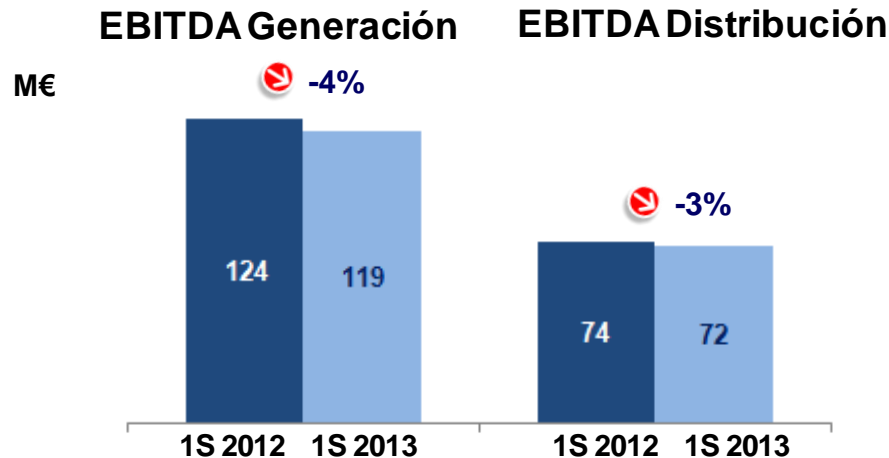
(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos.



## Perú: ligera disminución en los resultados



- Menor generación debido al menor despacho térmico y paradas programadas y no programadas
- Demanda afectada por la desaceleración de la actividad manufacturera en Lima



- Gx:** menores ventas de energía compensadas parcialmente con mejor mix de energía
- Dx:** disminución de otros ingresos operativos parcialmente compensados por mayores volúmenes y menores costes fijos
- Efecto de tipo cambio: +2 M€**

Margen unitario

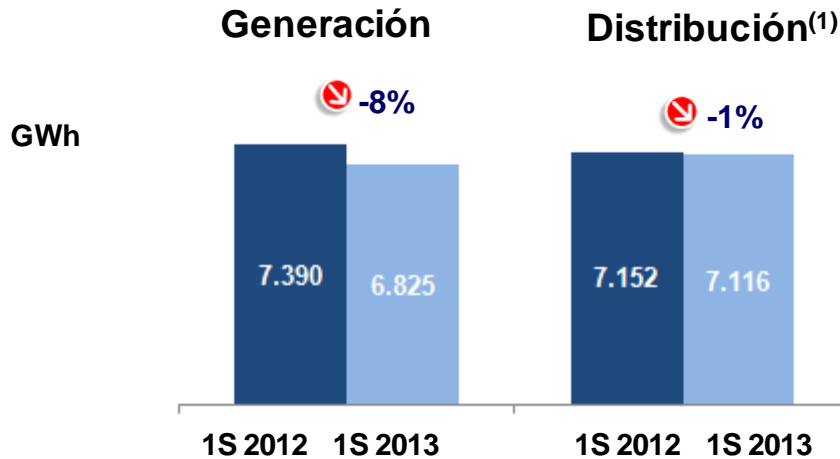
30,2 €/MWh ↗ +2%

28,9 €/MWh ↘ -5%

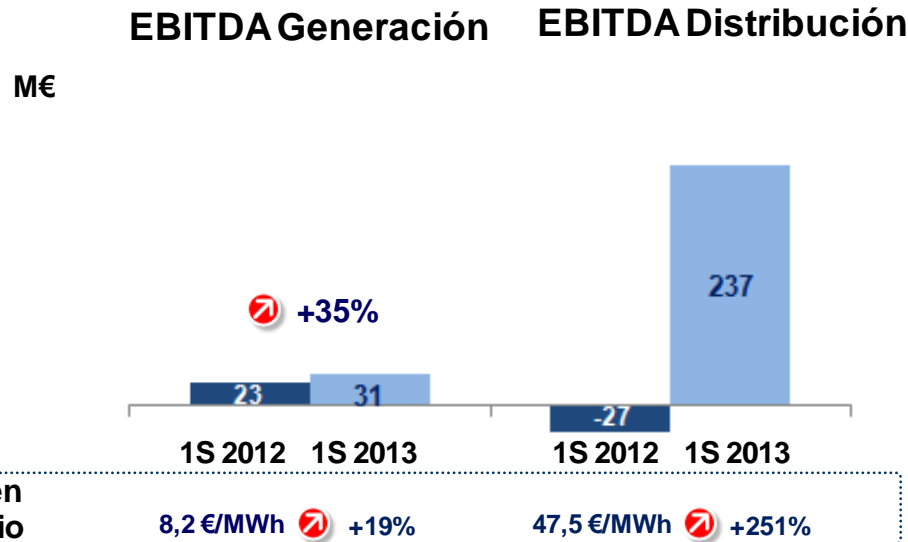
**EBITDA total 191 M€ (-4%)**



# Argentina: Impacto en EBITDA por reconocimiento de MMC en Distribución



- Menor generación por parada de las plantas térmicas y menor despacho de hidráulica por baja hidraulicidad
- Demanda plana



- **Gx:** nuevo esquema regulatorio retroactivo y mayor disponibilidad se compensan parcialmente con menor margen en el spot y en contratos
- **Dx:** reconocimiento MMC (301 M€) parcialmente compensado con mayores gastos de personal
- Sin efecto por tipo de cambio

**EBITDA total 268 M€ <sup>(2)</sup>**

(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos

(2) No incluye interconexión CIEN



# conclusiones 1S 2013



## Conclusiones

### España

**Difícil entorno regulatorio**

**La actual redacción de las recientes medidas regulatorias impacta negativamente nuestro negocio regulado y liberalizado situando la remuneración de las actividades reguladas por debajo de un nivel razonable**

**Iniciativas de recorte de inversión y de costes a futuro**

### Latino- américa

**Continúan las difíciles condiciones hidrológicas en Chile y Brasil**

**Importantes mejoras regulatorias en Argentina aunque se persiguen mayores mejoras**

# anexos 1S 2013



## Capacidad instalada y producción<sup>(1)</sup>

MW a 30/06/13

**Capacidad instalada**

	España y Portugal		Latinoamérica		Total	
<b>Total</b>	<b>23.300</b>		<b>16.161</b>		<b>39.277</b>	
Hidráulica	4.755		8.670		13.425	
Nuclear	3.686		-		3.686	
Carbón	5.804		872		6.676	
Gas Natural	5.798		3.958		9.757	
Fuel-gas	3.256		2.574		5.829	
Cogeneración/renovables	na		87		87	

 TWh 2013  
(var. vs. 2012)

**Producción**

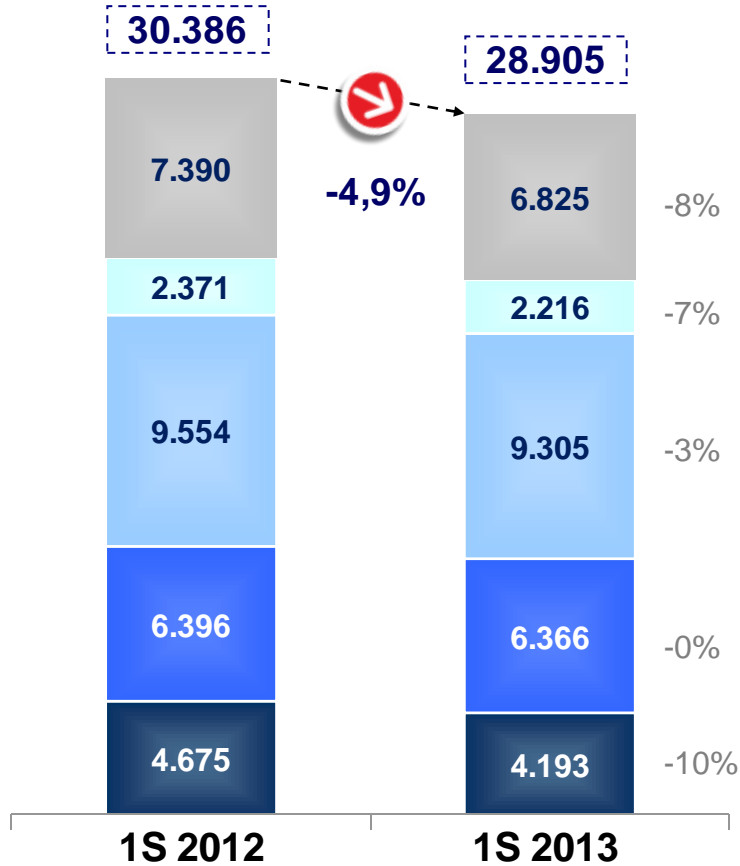
	España y Portugal		Latinoamérica		Total	
<b>Total</b>	<b>32,8</b>	<b>-19%</b>	<b>28,9</b>	<b>-5%</b>	<b>61,7</b>	<b>-13%</b>
Hidráulica	6,1	+104%	13,8	-19%	19,9	-1%
Nuclear	12,8	-7%	-	-	12,8	-7%
Carbón	8,2	-49%	2,6	+159%	10,7	-37%
Gas Natural	2,7	-12%	10,4	+18%	13,1	-6%
Fuel-gas	3,1	-36%	2,0	-42%	5,0	+10%
Cogeneración/renovables	na	na	0,2	+89%	2,0	+89%

(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

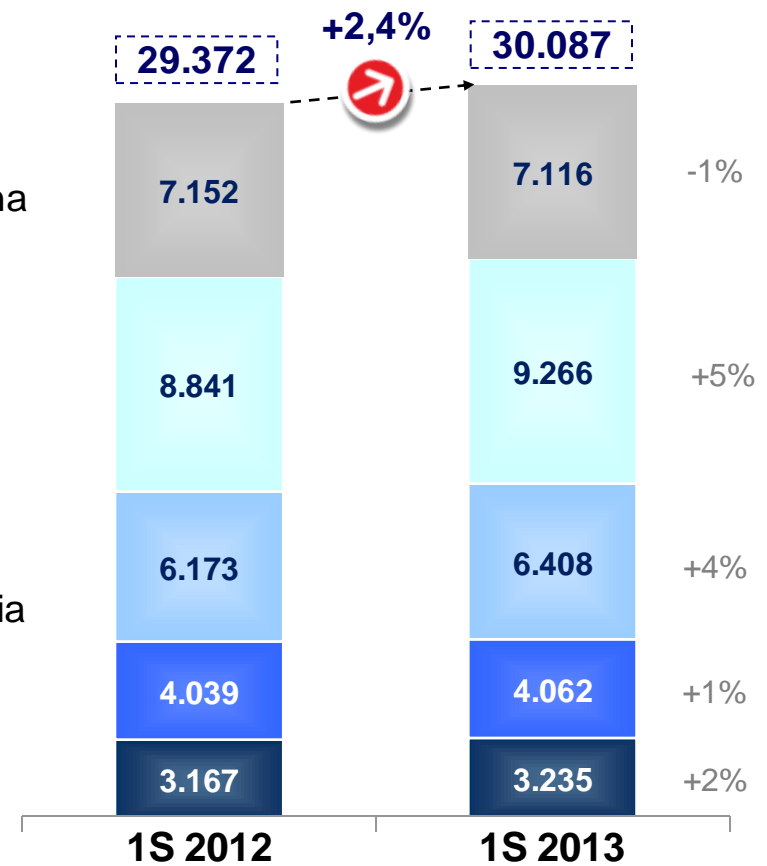
## Generación

GWh



## Distribución<sup>(1)</sup>

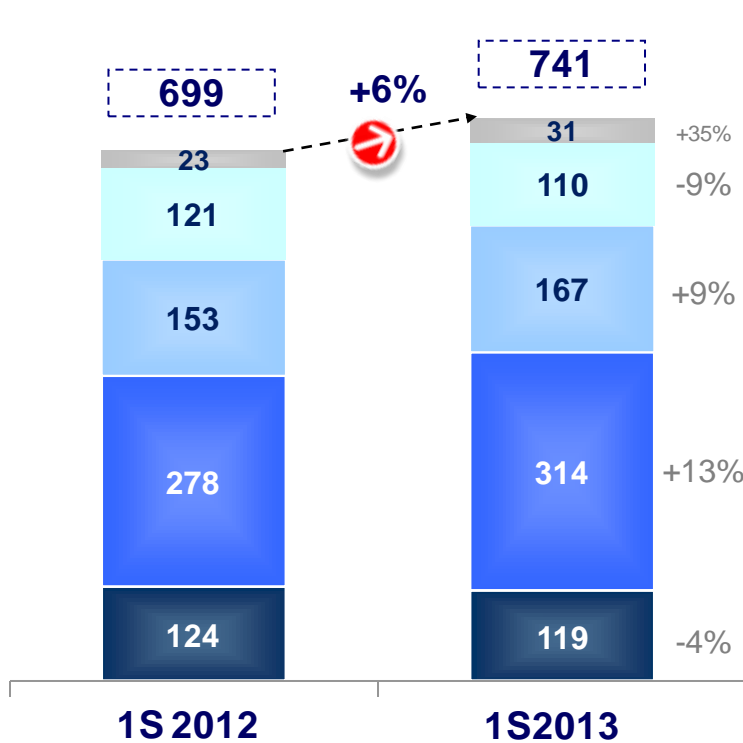
GWh



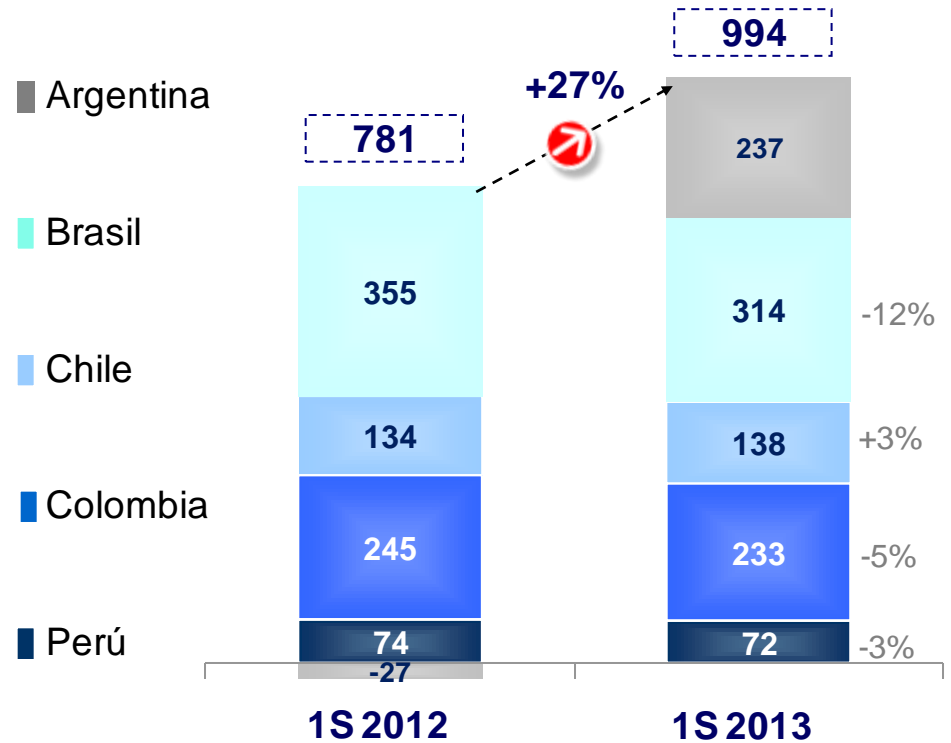
(1) No incluye peajes y consumos no facturados

# Latinoamérica: desglose de Ebitda por país y negocio

**Generación<sup>(1)</sup>**  
M€



**Distribución**  
M€



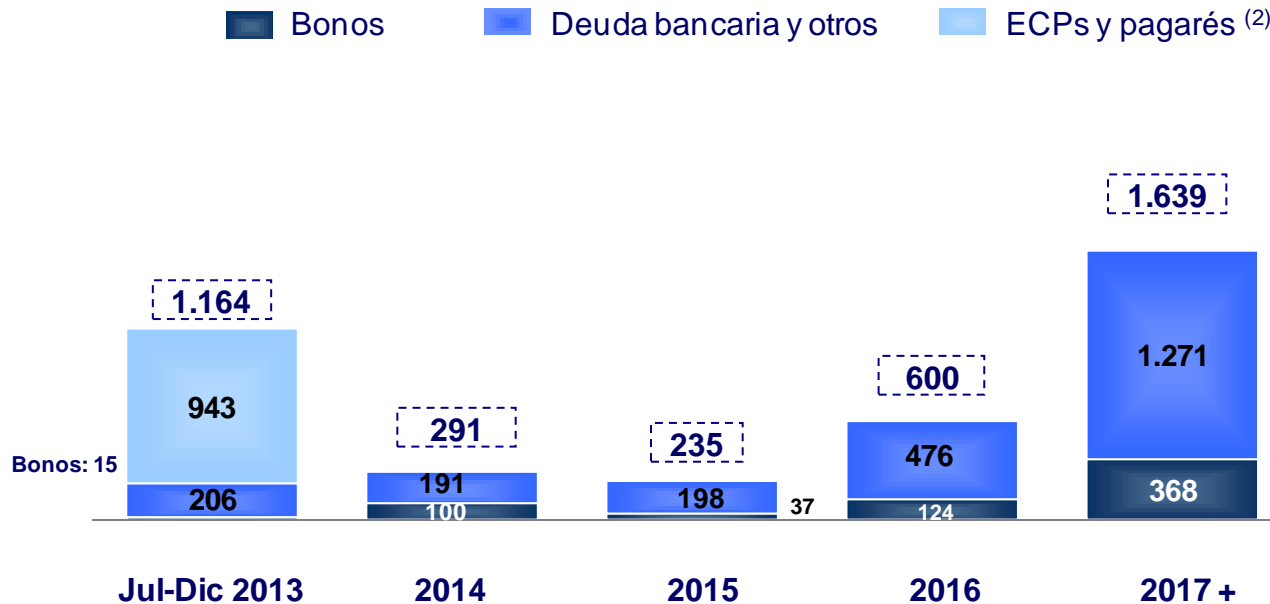
**Margen unitario** 25,6 €/MWh  $\xrightarrow{+6\%}$  27,1 €/MWh

**Margen unitario** 35,3 €/MWh  $\xrightarrow{+15\%}$  40,6 €/MWh

(1) No incluye la interconexión de CIEN: 37M€

# Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 de junio 2013: 3.929 M€<sup>(1)</sup>



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 40 meses de vencimiento

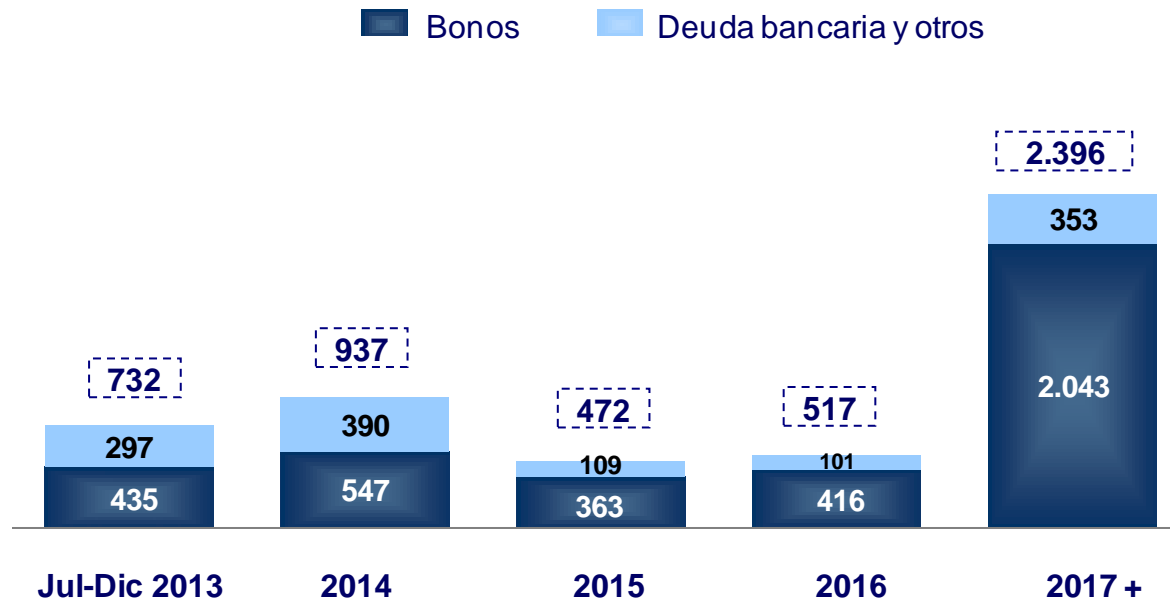
- }
**Liquidez 7.031 M€**
  - 409 M€ en caja
  - 6.622 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- Vida media de la deuda: 6,0 años**

*(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*

## Energis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 Junio 2013: €5.054 M€<sup>(1)</sup>



**Energis tiene suficiente liquidez para cubrir 25 meses de vencimiento**

- **Liquidez 2.421 M€:**
  - 1.833 M€ en caja
  - 588 M€ disponibles en líneas de crédito
- **Vida media de la deuda: 5,1 años**

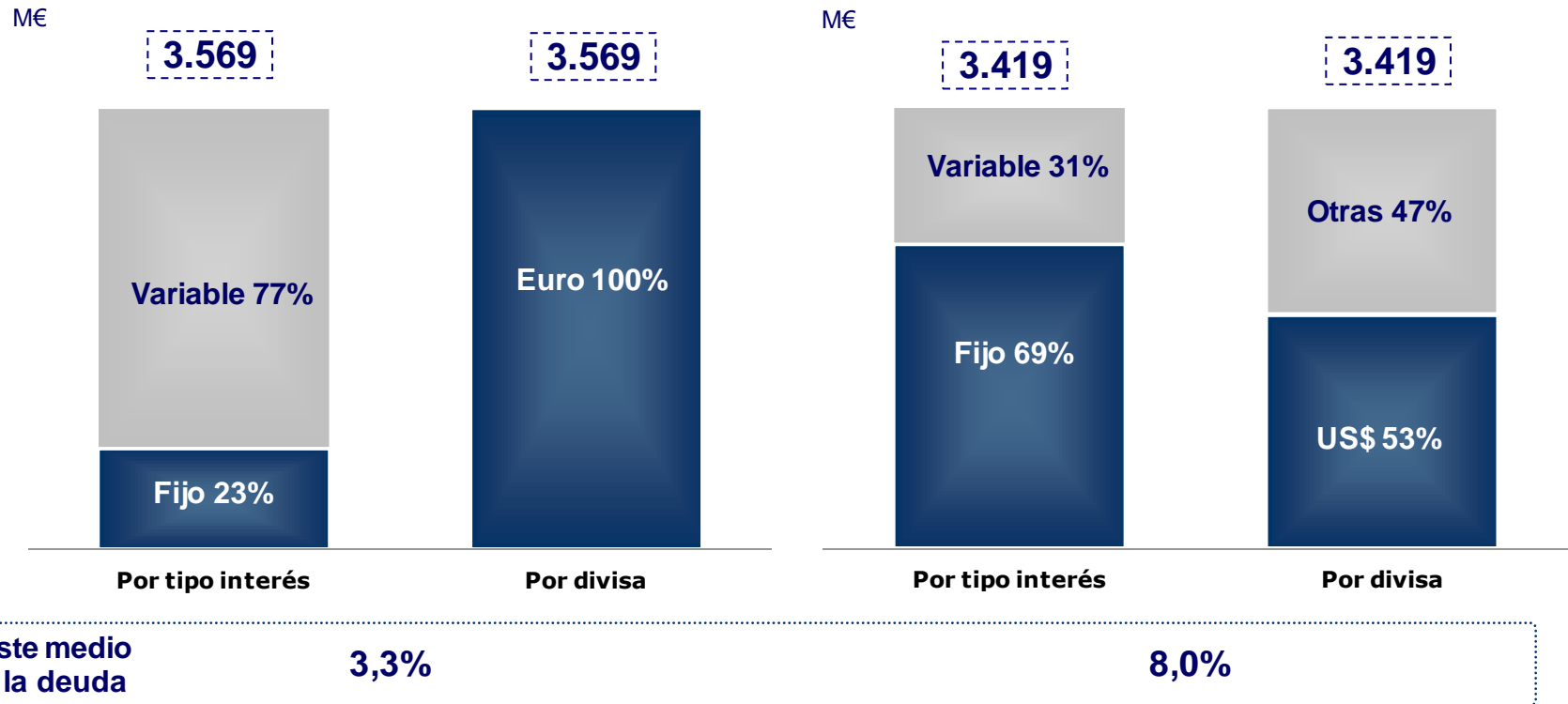
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercados de los derivados que no suponen salida de caja.



# Política financiera y estructura de la deuda neta

## Estructura deuda neta Endesa sin Enersis

## Estructura deuda neta Enersis

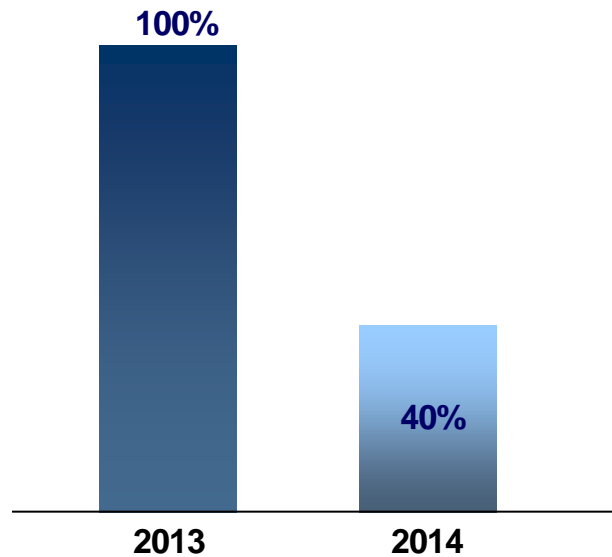


- Estructura de la deuda: deuda denominada en la moneda de generación de flujos de caja
- Política de autofinanciación: deuda filiales latinoamericanas sin recurso a la matriz

# Buen posicionamiento en la estrategia de ventas forward

## España y Portugal

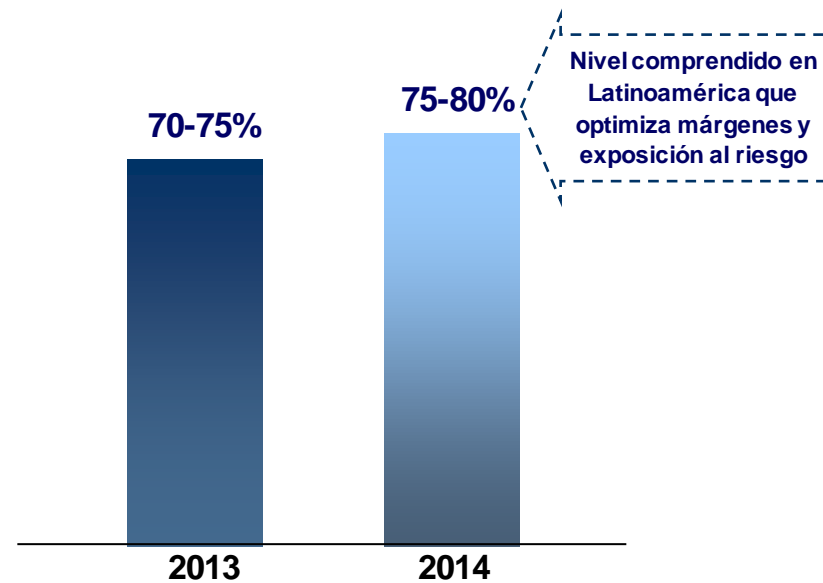
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



**Política comercial consistente**

## Latinoamérica

(% producción estimada ya comprometida)



**35% de la Gx vendida con contratos > 5 años y 19% 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*