

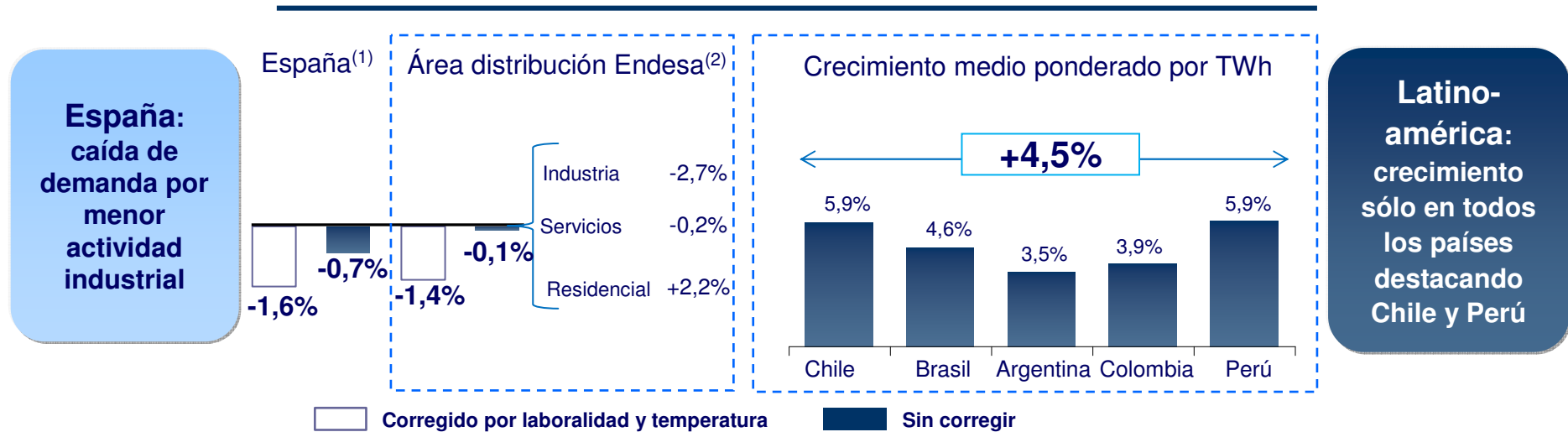
08 | 11 | 2012

# endesa resultados 9M 2012



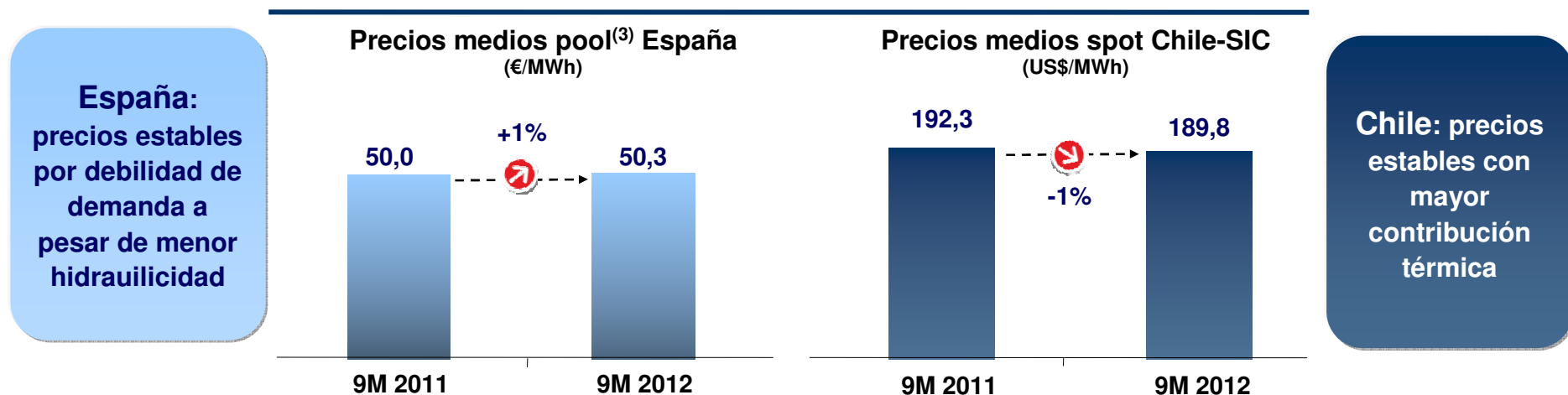
## Contexto de mercado en 9M 2012

### Demanda



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

### Precios de la electricidad



(3) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad

**Resultados operativos estables pese al entorno regulatorio y económico**

M€	9M 2012	9M 2011	Variación
<b>Ingresos</b>	25.463	24.604	<b>+3%</b>
<b>Margen de contribución</b>	8.182	8.157	<b>+0%</b>
<b>EBITDA</b>	5.457	5.449	<b>+0%</b>
<b>España&amp;Portugal&amp;Otros</b>	3.073	3.124	<b>-2%</b>
<b>Endesa Latinoamérica</b>	2.384	2.325	<b>+3%</b>
<b>EBIT<sup>(1)</sup></b>	3.648	3.843	<b>-5%</b>
<b>Gasto financiero neto</b>	596	576	<b>+3%</b>
<b>Resultado neto atribuible<sup>(2)</sup></b>	1.662	1.978	<b>-16%</b>

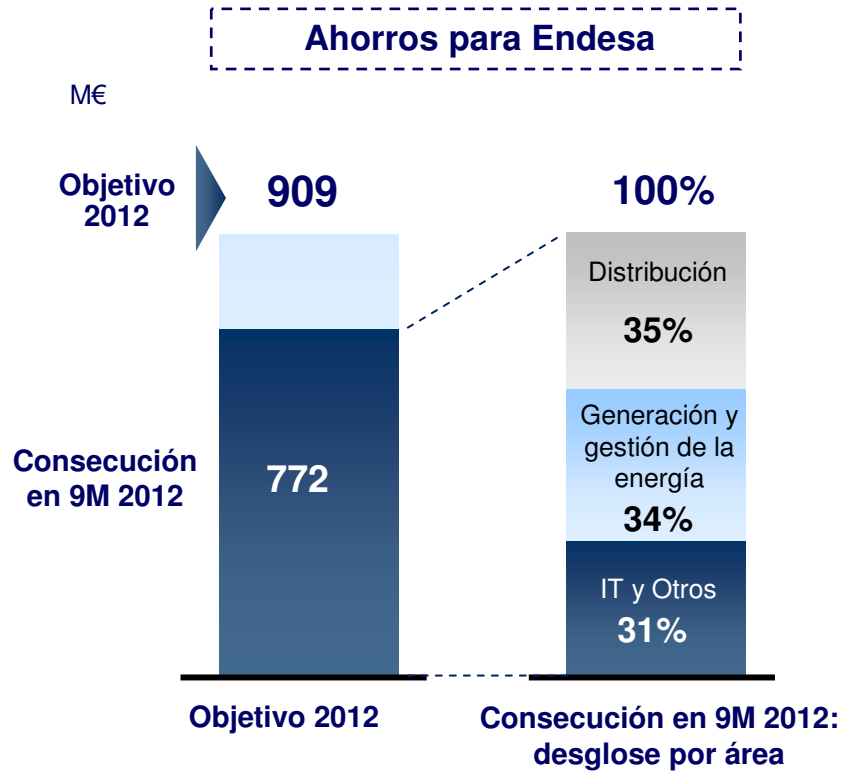
- Iberia: impacto negativo 234 M€ de medidas regulatorias compensadas parcialmente por mejores márgenes en negocio liberalizado y no recurrentes
- Latam: EBITDA apoyado en sólido crecimiento de demanda pese a sequía en Chile y Argentina
- Impuesto al patrimonio contabilizado en 9M 2011

(1) Amortizaciones 2011 incluía 31M€ de una reversión de provisión en CIEN  
Amortizaciones 2012 incluye ajuste por deterioro de Endesa Irlanda (- 67 M€) y de MDLs (- 21 M€)

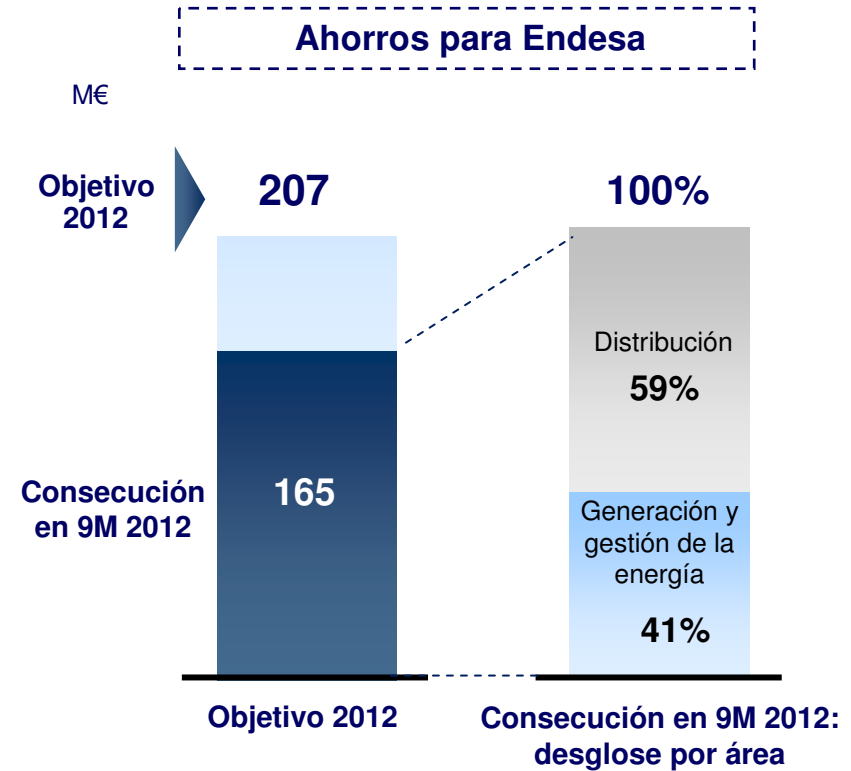
(2) 9M 2011: plusvalía 123 M€ de la venta de Endesa Servicios

Cumpliendo nuestros objetivos de eficiencia y sinergias con Enel del año 2012

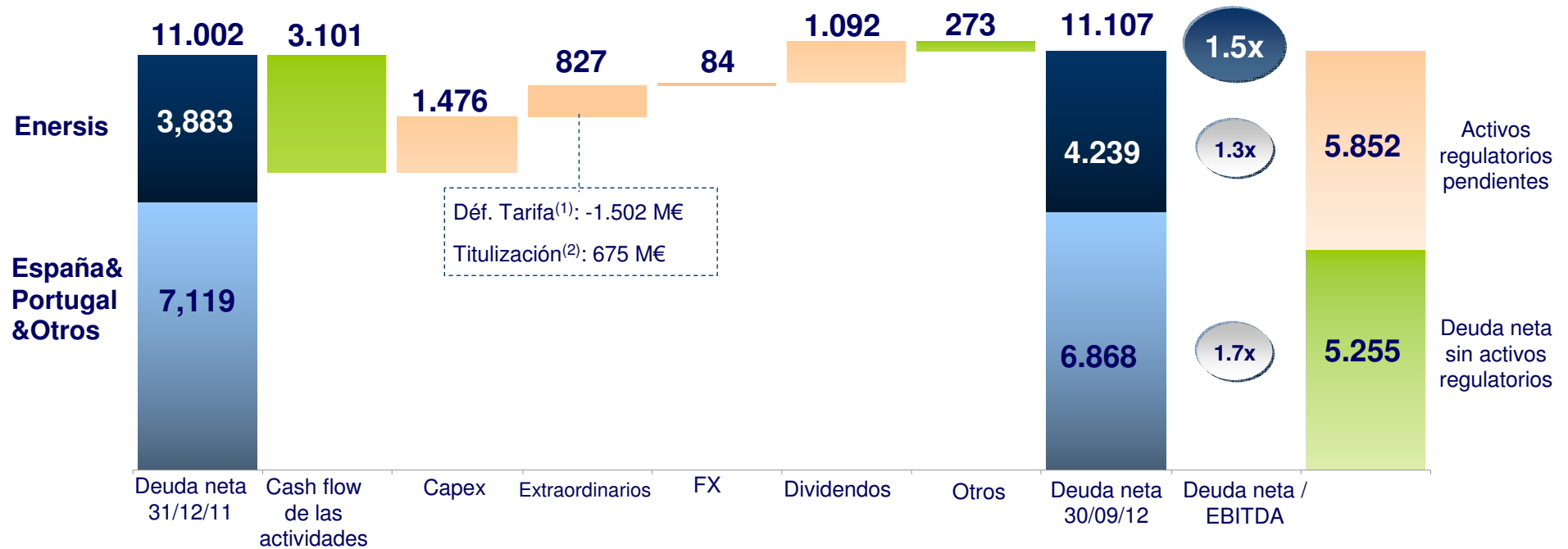
Plan de sinergias con Enel



Plan Zenith con Enel



- Bien posicionados para lograr los objetivos del Plan de sinergias (85% en 9M 2012) y del Plan Zenith (80% en 9M 2012)
- Formando parte de un grupo líder en el sector de utilities

**Fuerte posición financiera**
**Evolución deuda neta en 9M 2012 (M€)**


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

	31/12/11	30/09/12
<b>Apalancamiento (deuda neta/RRPP)</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>
<b>Liquidez Endesa sin Enersis cubre 41 meses de vencimientos de deuda</b>		
<b>Liquidez Enersis cubre 15 meses de vencimientos de deuda</b>		

(1) Incluye pagos/ingresos de las liquidaciones de la CNE en 9M 2012.

(2) Sólo incluye titulización déficit de tarifa peninsular

**España: novedades regulatorias (I)**
**RDL  
13/2012 y  
RDL  
20/2012**

- Minoración retribución distribución
- Reducción 10% volúmenes carbón nacional y pagos de capacidad
- Minoración retribución generación en SEIEs

**Impacto anual**
**≈ - 396 M€**
**Resolución  
Tribunal  
Supremo  
sobre bono  
social**

- Impacto directo **+ 112 M€**
- Posible reclamación financiación histórica (extraordinario) **≈ + 80 M€ / 100 M€**

**Déficit de  
tarifa**

- Última liquidación CNE 2012: déficit tarifa 3,6 bn€ (primas a renovables: +24%<sup>(1)</sup>)
- Finalizados procedimientos técnicos para titular 7 bn€<sup>(2)</sup> transferidos a FADE
- Colocación privada: 77 M€ en Octubre (34 M€ para Endesa)
- Colocación privada: 112 M€ en Noviembre (44 M€ para Endesa)
- Total titulado en 2012: 3,5 bn€ (1,8 bn€ para Endesa)

(1) Comparado con la misma liquidación de la CNE del ejercicio anterior

(2) Incluye 2,5 bn€ de 2010, 3 bn€ de 2011 y 1,5 bn€ déficit ex-ante 2012.

**España: novedades regulatorias (II)**
**Medidas anunciadas el 14 Septiembre para eliminar el déficit de tarifa**

	<b>Sistema (impacto estimado)</b>	<b>Endesa (impacto estimado)</b>
▪ Impuesto 6% sobre la generación	≈ - 1,4 bn€	≈ - 0,3 bn€
▪ Impuesto “green cent” en carbón, fuel-oil y gas natural	≈ - 1,3 bn€	≈ - 0,3 bn€
▪ Impuesto sobre residuos nucleares	≈ - 0,3 bn€	≈ - 0,1 bn€
▪ Impuesto sobre producción hidráulica	≈ - 0,2 bn€	≈ - 0,1 bn€
▪ Termosolar: sin primas generación combustibles fósiles	≈ - 0,3 bn€	n/a
▪ Ingresos subastas CO <sub>2</sub> <sup>(1)</sup>	≈ - 0,5 bn€	n/a
▪ Externalización anualidades déficit tarifa <sup>(1)</sup>	≈ - 2,1 bn€	n/a
<b>TOTAL</b>	<b>≈ - 6,0 bn€</b>	<b>≈ - 0,8 bn€</b>

Otros ingresos  
del sistema

(1) No incluido en la propuesta de texto enviado al Parlamento

## España: novedades regulatorias (III)

### Opinamos se requieren una serie de mejoras a las medidas anunciadas

---

- **Generación extrapeninsular:** considerar como costes los nuevos impuestos para considerarlos en su remuneración
- **Carbón doméstico nacional:** considerar como costes variables de generación los nuevos impuestos para considerarlos también en su precio regulado
- Los **nuevos impuestos deben ser temporales** para ayudar a solucionar la actual situación crítica
- Introducir un mecanismo para asegurarse que la recaudación de nuevos impuestos **se usan totalmente contra déficit de tarifa**
- Aplicar impuestos también a la **importación de electricidad** y dejar exentas las exportaciones
- **Reducir impuestos** sobre nuclear e hidráulica y reconsiderar el excesivo coste a determinadas tecnologías renovables (solar)



## Latinoamérica: actualización regulatoria

### Brasil

- Cambios regulatorios en concesiones y en impuestos de la industria para reducir tarifas hasta el 20%
- No se espera impacto en las filiales de Endesa: concesiones expiran después de 2020

### Chile

- El Presidente firmó y envió al Senado el Proyecto de Ley de “Carretera eléctrica” e “Interconexión SIC-SING”.
- Renovables: Gobierno sugirió mantener el objetivo “10/2024”

### Argentina

- El Gobierno dio pautas de un nuevo modelo regulatorio:
  - No a la nacionalización del sector
  - “Costo plus”: proceso de fijación de tarifas basado en ROE
  - Mayor involucración del Gobierno para monitorizar la calidad del servicio eléctrico
  - CAMMESA como único proveedor de combustibles

## Actualización ampliación capital Enersis: avances y calendario tentativo

### Reciente consecución de hitos

- 1 Valoradores independientes emiten sus informes
- 2 Comité Directores Independientes emiten sus informes sobre la transacción
- 3 Consejeros emiten opinión individual sobre la transacción
- 4 Consejo convoca Junta General Extraordinaria de accionistas

### Siguientes hitos

- 5 Junta General Extraordinaria (20 Diciembre 2012)
- 6 Solicitud de registro de las nuevas acciones ante la SVS y la SEC
- 7 Sesión extraordinaria Consejo de Administración de Enersis
- 8 Periodo cotización derechos de suscripción
- 9 Book building (en Marzo 2013)

# españa&portugal&otros 9M 2012



## Claves de 9M 2012

**Negocio regulado: afectado negativamente por últimas medidas regulatorias compensado por no recurrentes**

**Generación (+7%)<sup>(1)</sup> destacando el incremento de carbón importado (+46%) y nuclear (+14%)**

**Mejor margen liberalizado apoyado en mayores precios de venta y mejor mix producción / compras**

**Liderazgo en comercialización (39% cuota mercado) y régimen ordinario (38%) y 2º operador en comercialización de gas (16%)**

(1) Peninsular. No incluye Portugal

**Sólidos resultados a pesar del difícil contexto de mercado**

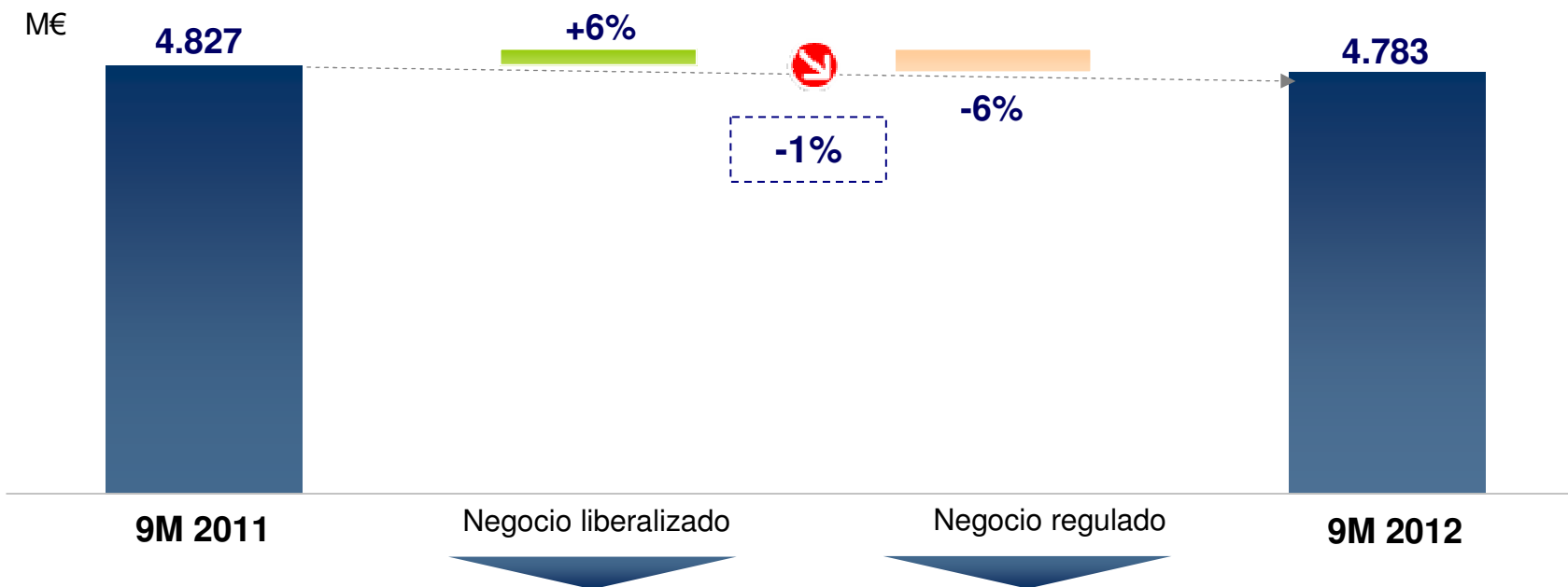
M€	<b>9M 2012</b>	<b>9M 2011</b>	<b>Variación</b>
<b>Ingresos</b>	17.442	17.074	<b>+2%</b>
<b>Margen de contribución</b>	4.783	4.827	<b>-1%</b>
<b>EBITDA</b>	3.073	3.124	<b>-2%</b>
<b>EBIT<sup>(1)</sup></b>	1.836	1.993	<b>-8%</b>
<b>Gasto financiero neto</b>	224	318	<b>-30%</b>
<b>Resultado neto atribuible<sup>(2)</sup></b>	1.269	1.465	<b>-13%</b>

**Impacto últimas medidas regulatorias, no recurrentes en amortizaciones y menor deuda**

(1) Amortizaciones 2012 incluye ajuste por deterioro de Endesa Irlanda (- 67 M€) y de MDLs (- 21 M€)

(2) 9M 2011: plusvalía 123 M€ de la venta de Endesa Servicios

## Evolución positiva de márgenes del negocio liberalizado

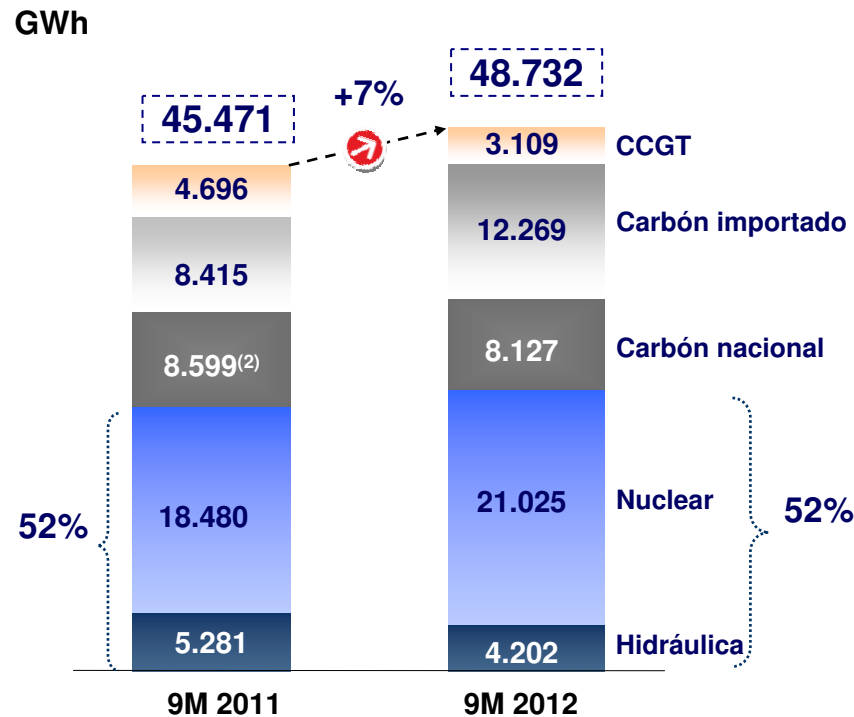


- ↑ Mayor precio de venta a cliente final
- ↑ Bono Social (Sentencia Trib. Supremo)
- ↑ Mix de generación (producción/compras de energía)
- ↓ Margen TUR
- ↓ Impacto del RDL 13/2012 y RDL 20/2012 sobre Dx y generación extrapeninsular

**Impacto 234 M€ de las últimas medidas regulatorias**

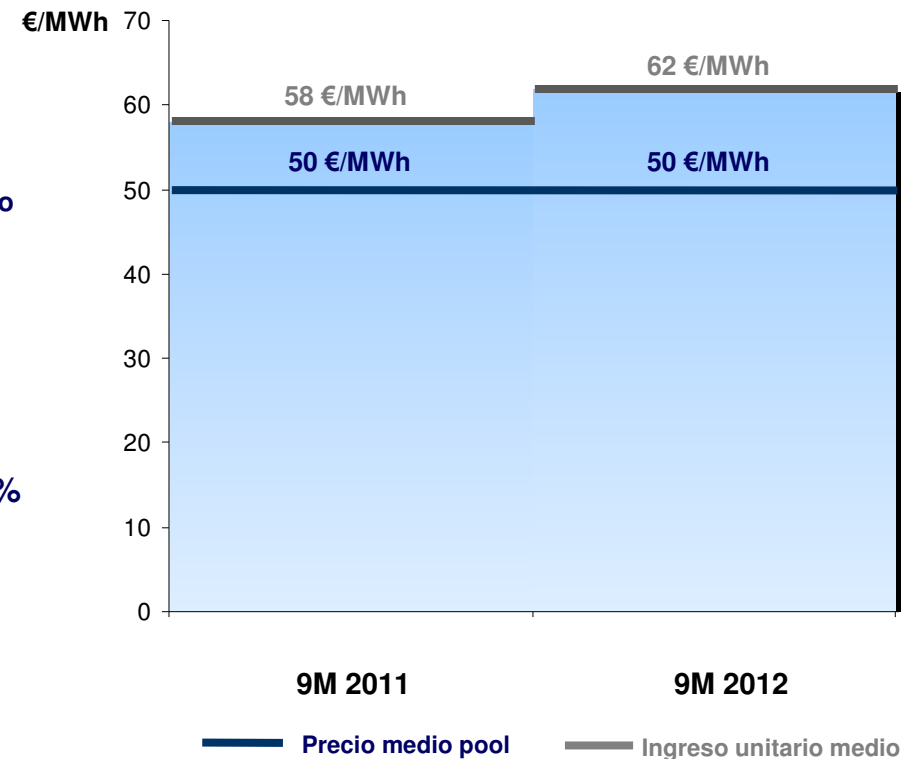
# Negocio liberalizado apoyado en mayor generación y precios de venta

## Fuerte incremento producción peninsular<sup>(1)</sup>



- RD carbón nacional en vigor desde finales febrero 2011
- Bajo precio CO<sub>2</sub> hace al carbón más competitivo

## Evolución márgenes de mercado: precio mayorista vs. precio a cliente final



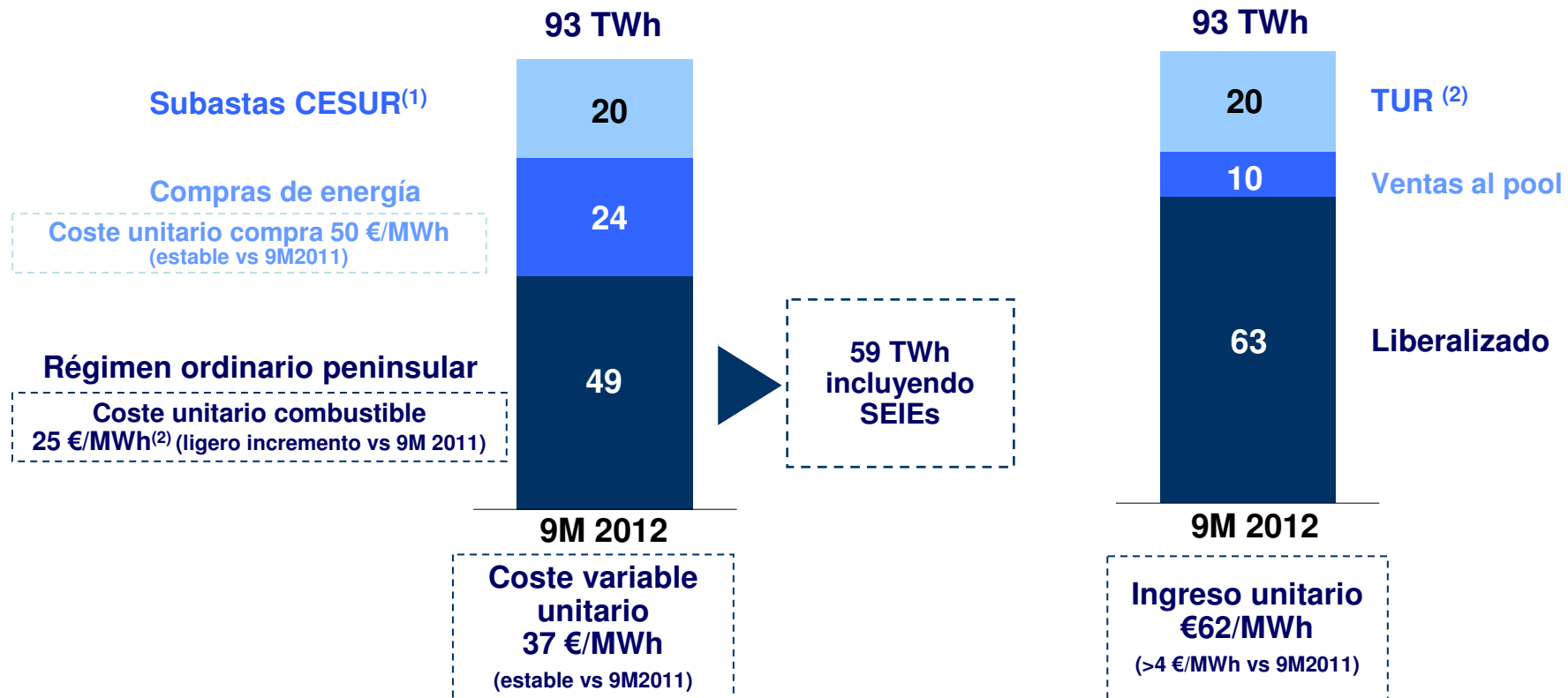
- Expansión del margen por mayores precios de venta y mejor mix de generación (producción/compras de energía)

(1) No incluye Portugal  
 (2) 7.382 GWh son del RD de carbón nacional

## Optimización márgenes de energía

### Fuentes de energía

### Ventas de electricidad



- Incremento margen eléctrico unitario (+16%) apoyado en mayor producción y mayor precio de venta subyacente

(1) TUR: Tarifa último recurso no considerada en los cálculos de ingreso y coste unitario

(2) Incluye coste de combustible y CO<sub>2</sub>



## Centrados en el *core business* y la optimización de la cartera

### Desinversión Endesa Irlanda

- Cierre de la venta de Endesa Irlanda el 9 Octubre 2012
- Precio: 286 M€ (capital social) + 75 M€ (préstamos inter-compañía)

### Adquisición clientes de gas en Madrid

- Cierre de la adquisición de 224 mil clientes de gas en Madrid
- Precio: 34 M€

### Venta activos de distribución de gas en Extremadura

- Acuerdo de venta firmado con Cristian Lay sujeto a aprobación de las autoridades
- Transacción a completarse en 4T 12 – 1T 13
- Precio: 37 M€

### Venta del 10,6% de Euskaltel

- Acuerdo de venta firmado con 2 fondos de inversión sujeto, entre otros, a aprobación de autoridades regulatorias y de competencia
- Transacción a completarse en 4T 12 – 1T 13. Precio estimado: 34 M€ + ajustes/pagos diferidos

# latinoamérica 9M 2012



## Claves de 9M 2012

**Resistencia a la ralentización económica mundial: +4,6%<sup>(1)</sup> en ventas de distribución**

**Incremento de producción (+5%) apoyado en Brasil (+48%), Colombia (+19%) y Chile (+5%)**

**Generación en Chile: 3<sup>er</sup> año consecutivo de sequía**

**Brasil: no esperamos impacto de la nueva propuesta regulatoria**

**Argentina: empeoramiento de resultados debido a regulación insostenible**

(1) Destacan el crecimiento en Brasil (+7%) [Ampla +4% y Coelce +11%], Chile (+5%) y Perú (+5%)

**Sólidos resultados operativos pese al difícil contexto de negocio**

M€	<b>9M 2012</b>	<b>9M 2011</b>	<b>Variación</b>
<b>Ingresos</b>	8.021	7.530	<b>+7%</b>
<b>Margen de contribución</b>	3.399	3.330	<b>+2%</b>
<b>EBITDA</b>	2.384	2.325	<b>+3%</b>
<b>EBIT<sup>(1)</sup></b>	1.812	1.850	<b>-2%</b>
<b>Gasto financiero neto<sup>(2)</sup></b>	372	258	<b>+44%</b>
<b>Resultado neto</b>	918	1,153	<b>-20%</b>
<b>Resultado neto atribuible</b>	393	513	<b>-23%</b>

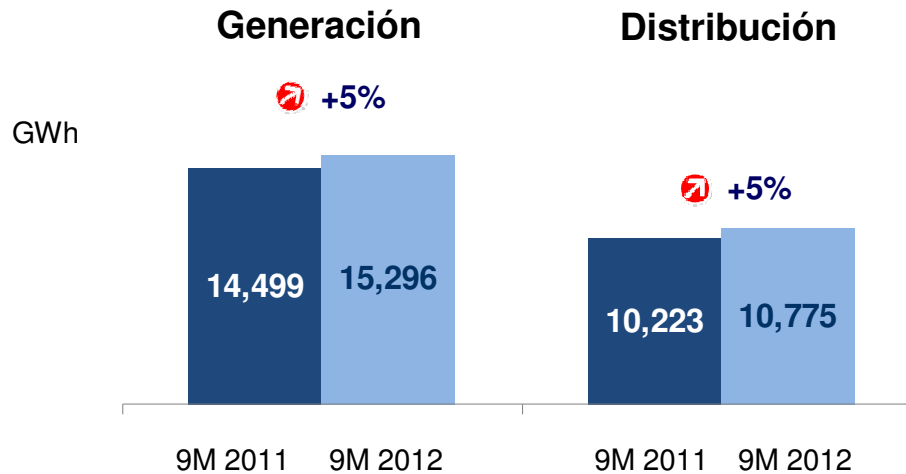
- **472 M€ del EBITDA atribuible de participaciones directas contribuirían a la ampliación de capital de Enersis**
- **Costes fijos 2011: - 109 M€ del impuesto al patrimonio en Colombia**
- **Impacto tipo de cambio: + 104 M€ en EBITDA**

(1) Depreciación y amortización en 2011 incluía 31M€ de una reversión de provisión en CIEN

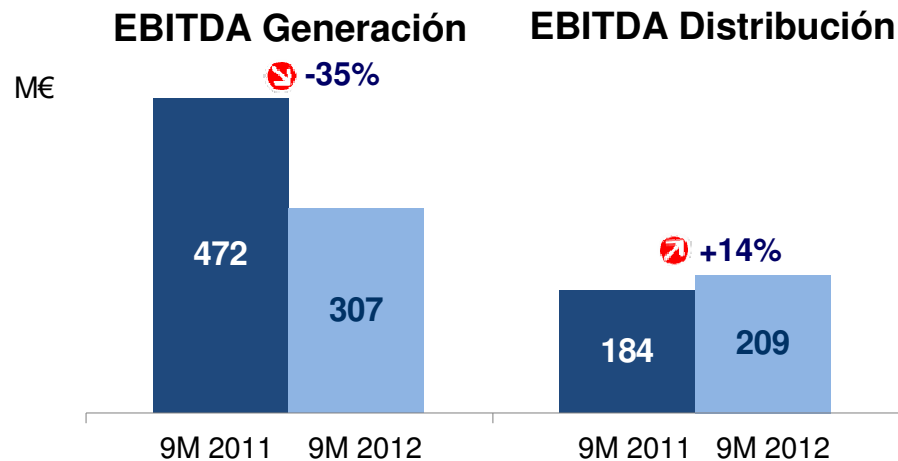
(2) 9M 2011 incluye + 36 M€ de la sentencia sobre recurso al Impto. Sociedades años anteriores



## Chile: sequía aguda impacta los resultados de generación



- La producción aumentó aunque la hidráulicidad continúa por debajo de la media
- Sólido crecimiento de ventas de distribución



- Gx:
  - Margen operativo afectado por sequía y menores precios de venta por cláusulas de riesgo en contratos
  - 9M 11 incluía 95 M€ de RM 88
  - Compensado en parte por mayores volumen de ventas
- Dx: mayor volumen
- Efecto tipo de cambio: + 33 M€

**Margen unitario**

28,1 €/MWh -27%

28,5 €/MWh +5%

**EBITDA total 516 M€ (-21%) <sup>(1)</sup>**

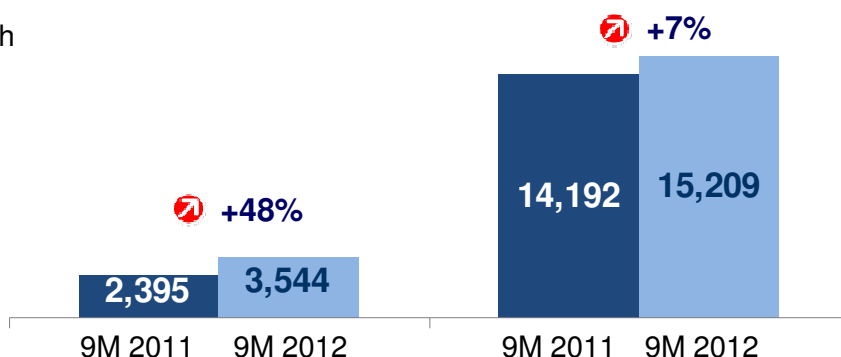
(1) No incluye Holding y Servicios.



## Brasil: mejora en resultados a pesar de revisión tarifaria en Coelce y no recurrente de CIEN en 2011

### Generación

GWh

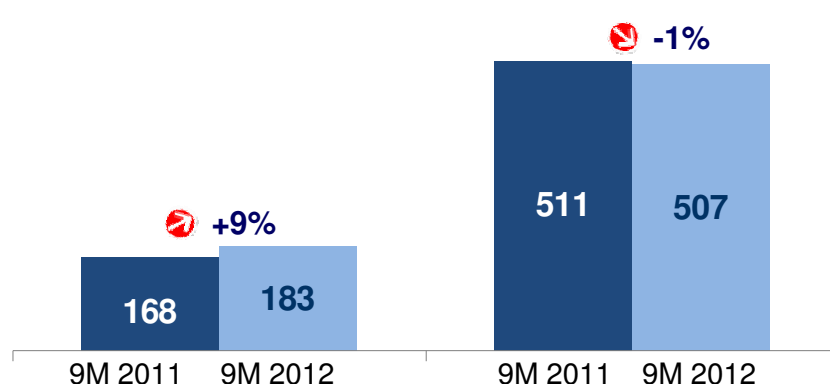


### Distribución

- Mayor generación (+48%) por mayor producción hidráulica (+35%) y despacho térmico
- Condiciones meteorológicas y mayor base de clientes apoyaron mayores ventas en distribución

### EBITDA Generación

M€



### EBITDA Distribución

- Gx: mayor volumen y precios de Cachoeira compensa menores precios y mayor coste combustible en Fortaleza
- Dx: mayor volumen y mejor mix de clientes compensado por revisión tarifaria en Coelce
- Efecto tipo de cambio: - 53 M€

Margen unitario

37,3 €/MWh ↘ -1%

50,2 €/MWh ↘ -7%

- CIEN: nuevo marco regulatorio (+ 28 M€)<sup>(1)</sup> compensado por reversión provisión en 9M 2011 (- 39 M€)

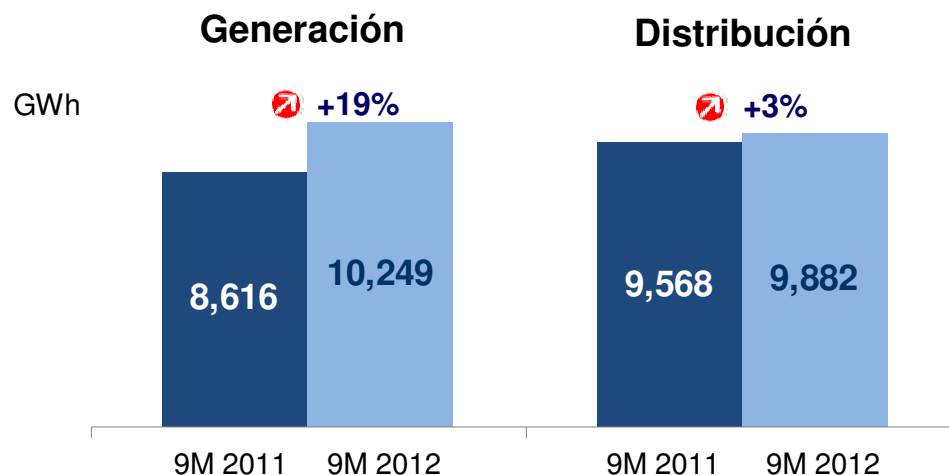
**EBITDA total 786 M€ (+3%)<sup>(2)</sup>**

(1) Interconexión de CIEN reconocida como activo regulatorio en Abril 2011.

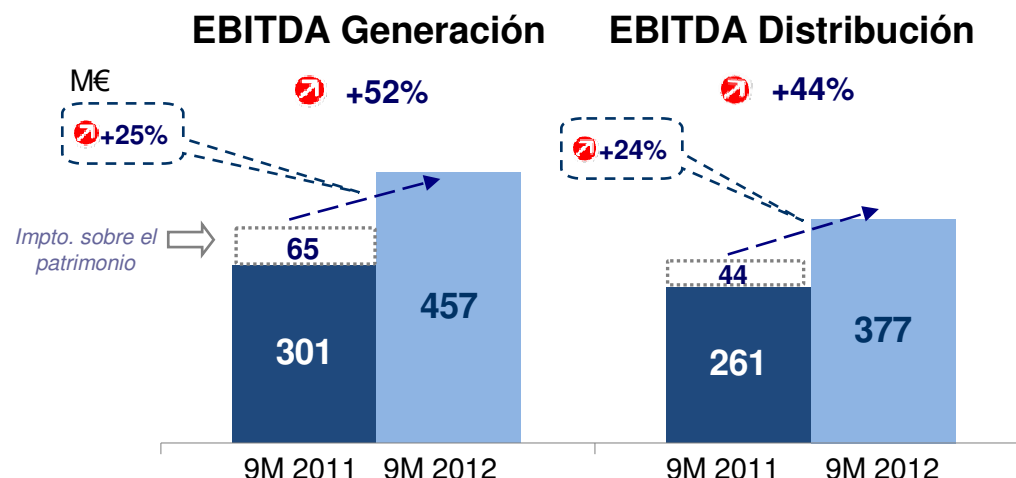
(2) Incluye interconexión de CIEN



## Colombia: buenos resultados incluso sin considerar efecto impuesto sobre patrimonio año anterior



- Importante crecimiento en producción por mejores condiciones hidráulicas
- Mayores ventas por incremento de demanda



- **Gx:**
  - Mayor producción y pagos por capacidad. Efecto positivo tipo de cambio: 47 M€
  - 9M 11 Impto. patrimonio: - 65 M€
- **Dx:**
  - Mayor volumen, mejores compras de energía
  - 9M 11 Impto. patrimonio: - 44 M€
- **Efecto tipo de cambio: + 86 M€**

**Margen unitario**

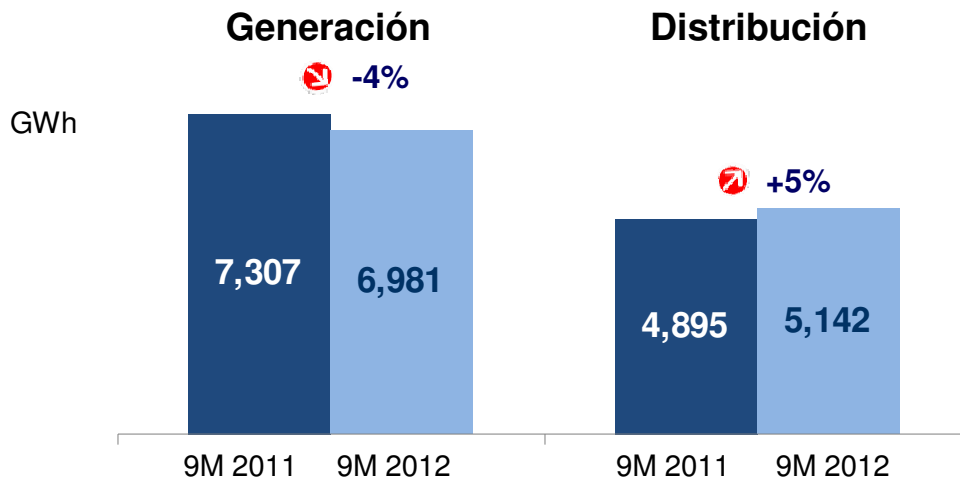
Categoría	9M 2011 (€/MWh)	9M 2012 (€/MWh)	Cambio (%)
Generación	40,1	49,2	+12%
Distribución	49,2	49,2	+17%

**EBITDA total 834 M€ (+48%)<sup>(1)</sup>**

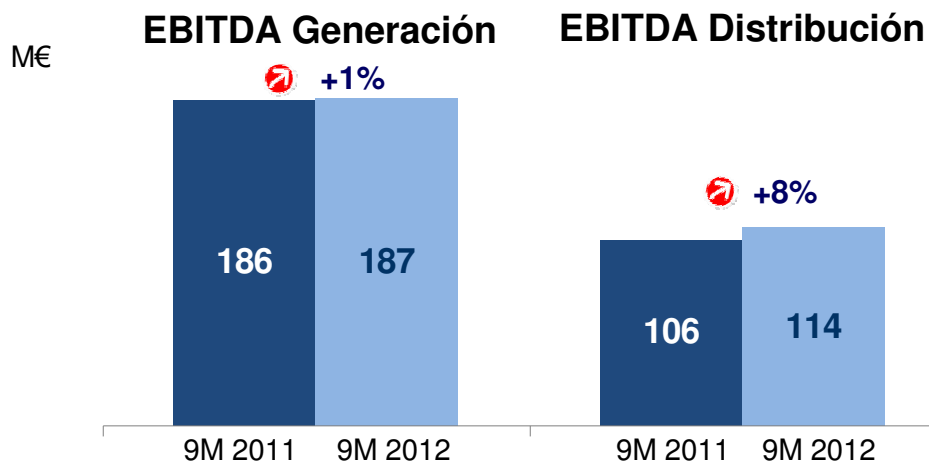
(1) +24% sin considerar el efecto del Impto. sobre el patrimonio



## Perú: resultados estables



- Producción hidroeléctrica estable y menor generación térmica
- Mayores ventas apoyadas en el crecimiento económico



- Gx: mayores precios de venta y pagos de capacidad compensado por menores ingresos de gas
- Dx: mayor volumen
- Efecto tipo de cambio: + 38 M€
- No recurrente positivo en 9M11

Margen unitario

29,4 €/MWh ↗ +12%

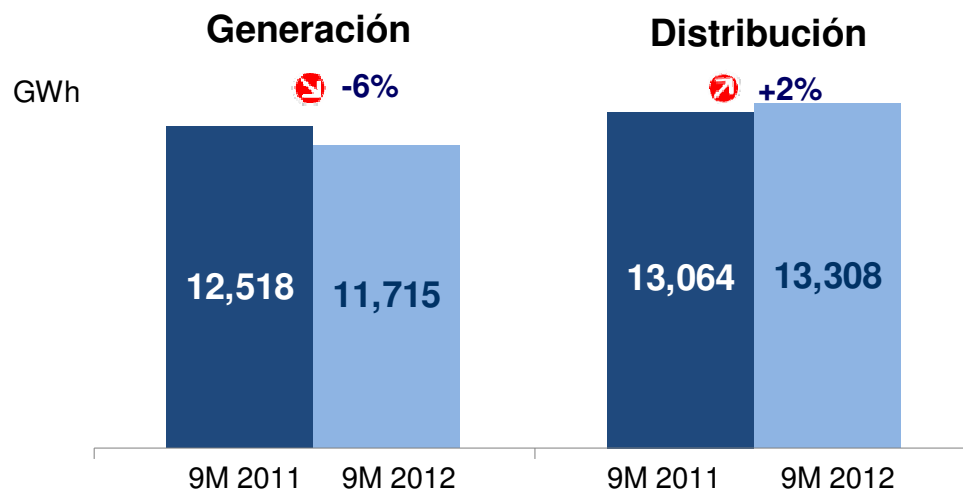
30,7 €/MWh ↗ +13%

**EBITDA total 301 M€ (+3%)**

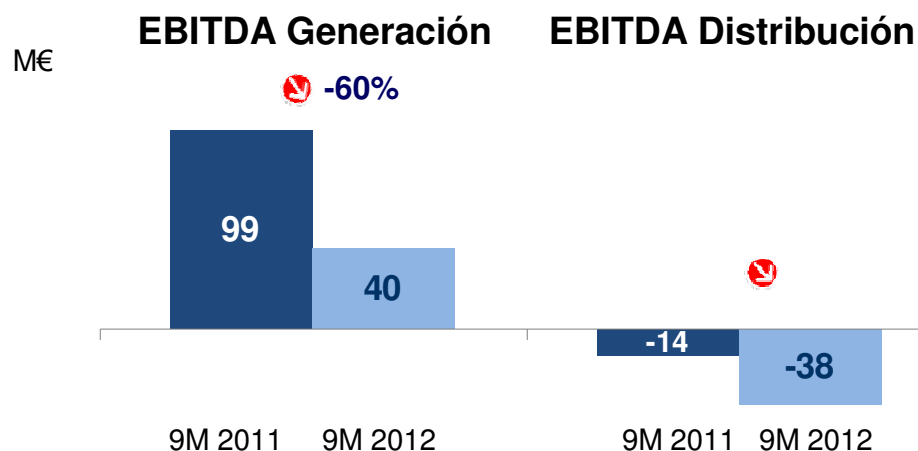




## Argentina: empeoramiento de la situación por entorno insostenible



- Cae producción térmica por paradas programadas y menor despacho
- Ralentización de ventas de distribución



- Gx: menor producción y mayores costes fijos junto a la no renovación en 2012 del acuerdo de generadores
- Dx: mayores costes de personal y mantenimiento
- Sin impacto por tipo de cambio

**Margen unitario**

7,1 €/MWh -31%

12,9 €/MWh +11%

**EBITDA total <sup>(1)</sup> 2 M€ (-98%)**

(1) No incluye la interconexión de CIEN

# conclusiones 9M 2012



## Conclusiones

### España

**Resultados operativos estables en España&Portugal pese a medidas regulatorias negativas y débiles condiciones de mercado**

**Se requieren una serie de mejoras a las medidas regulatorias anunciadas**

### Latino- américa

**Resultados operativos sólidos en Latinoamérica**

**Avances en la transacción propuesta para consolidar la plataforma de inversión del Grupo**

# anexos 9M 2012



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

**Capacidad instalada**

MW a 30/09/12	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
<b>Total</b>	<b>24.306</b>		<b>15.810</b>		<b>40.116</b>	
Hidráulica	4.716		8.666		13.382	
Nuclear	3.681		-		3.681	
Carbón	5.805		522		6.327	
Gas natural	4.878		3.960		8.838	
Fuel-gas	5.226		2.575		7.801	
Cogeneración/renovables	na		87		87	

**Producción**

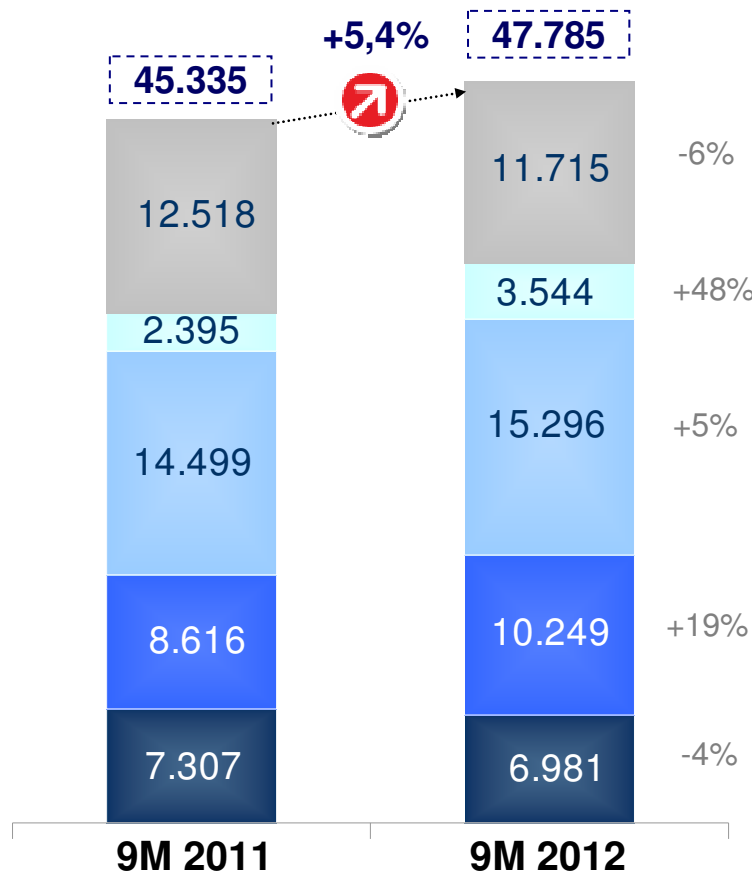
TWh 9M 2012 (var. vs. 9M 2011)	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
<b>Total</b>	<b>60,8</b>	<b>+6%</b>	<b>47,8</b>	<b>+5%</b>	<b>108,6</b>	<b>+6%</b>
Hidráulica	4,2	-20%	26,9	+17%	31,2	+10%
Nuclear	21,0	+14%	-	-	21,0	+14%
Carbón	23,6	+20%	1,7	+13%	25,4	+19%
Gas natural	4,6	-28%	14,4	-11%	18,9	-16%
Fuel-gas	7,4	-1%	4,5	+2%	11,9	+0%
Cogeneración/renovables	na	na	0,2	+26%	0,2	+26%

(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

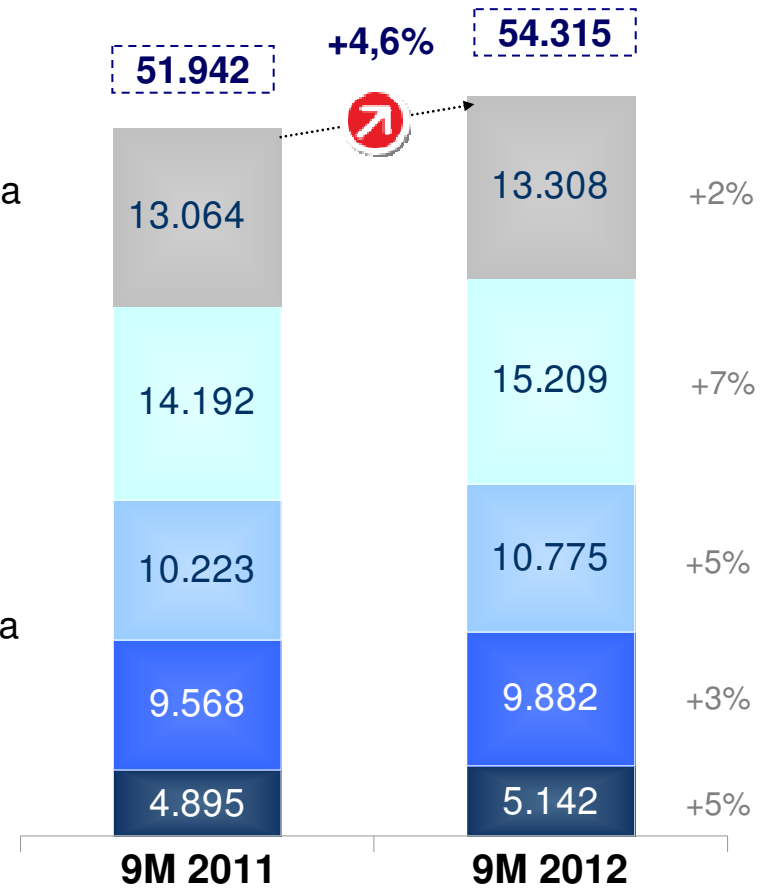
### Generación

GWh

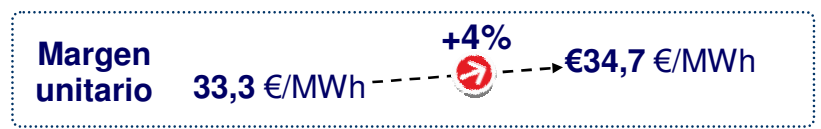
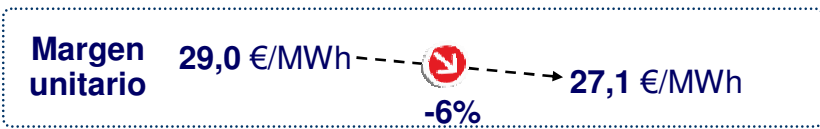


### Ventas de distribución

GWh



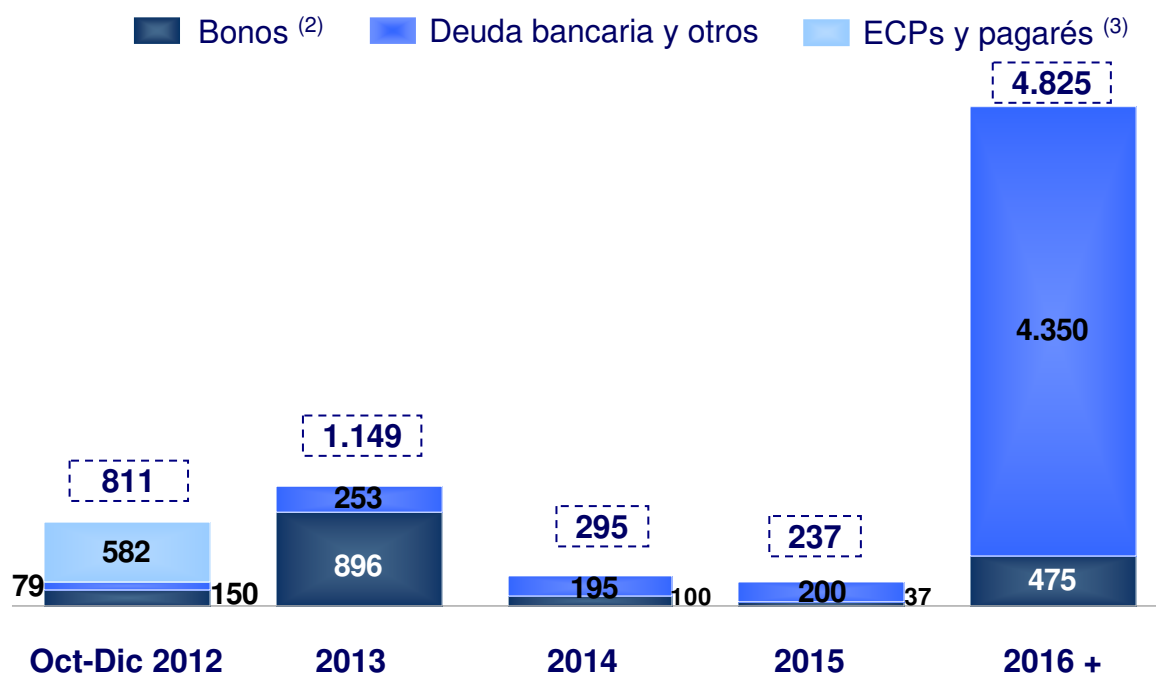
## Latinoamérica: desglose de Ebitda por país y negocio



(1) No incluye la interconexión de CIEN  
 (2) -9% sin considerar el efecto del Impto. sobre el patrimonio del año anterior  
 (3) +7% sin considerar el efecto del Impto. sobre el patrimonio del año anterior

## Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 septiembre 2012: 7.317 M€<sup>(1)</sup>



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 41 meses de vencimientos

▪ Liquidez 3.994 M€

524 M€ en caja

3.470 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo

▪ Vida media de la deuda: 4,5 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 mercado de los derivados que no suponen salida de caja.

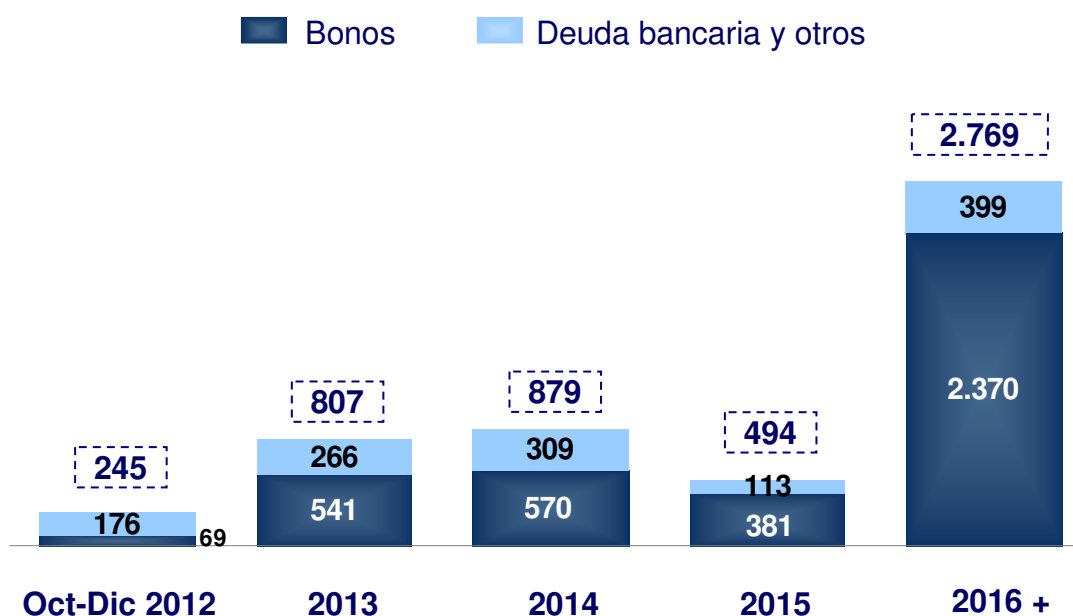
(2) Incluye participaciones preferentes

(3) 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 30 septiembre 2012: 5.194 M€<sup>(1)</sup>



**Enersis tiene suficiente liquidez para cubrir 15 meses de vencimientos**

▪ **Liquidez 1.977 M€:**

1.282 M€ en caja

695 M€ de créditos sindicados disponibles

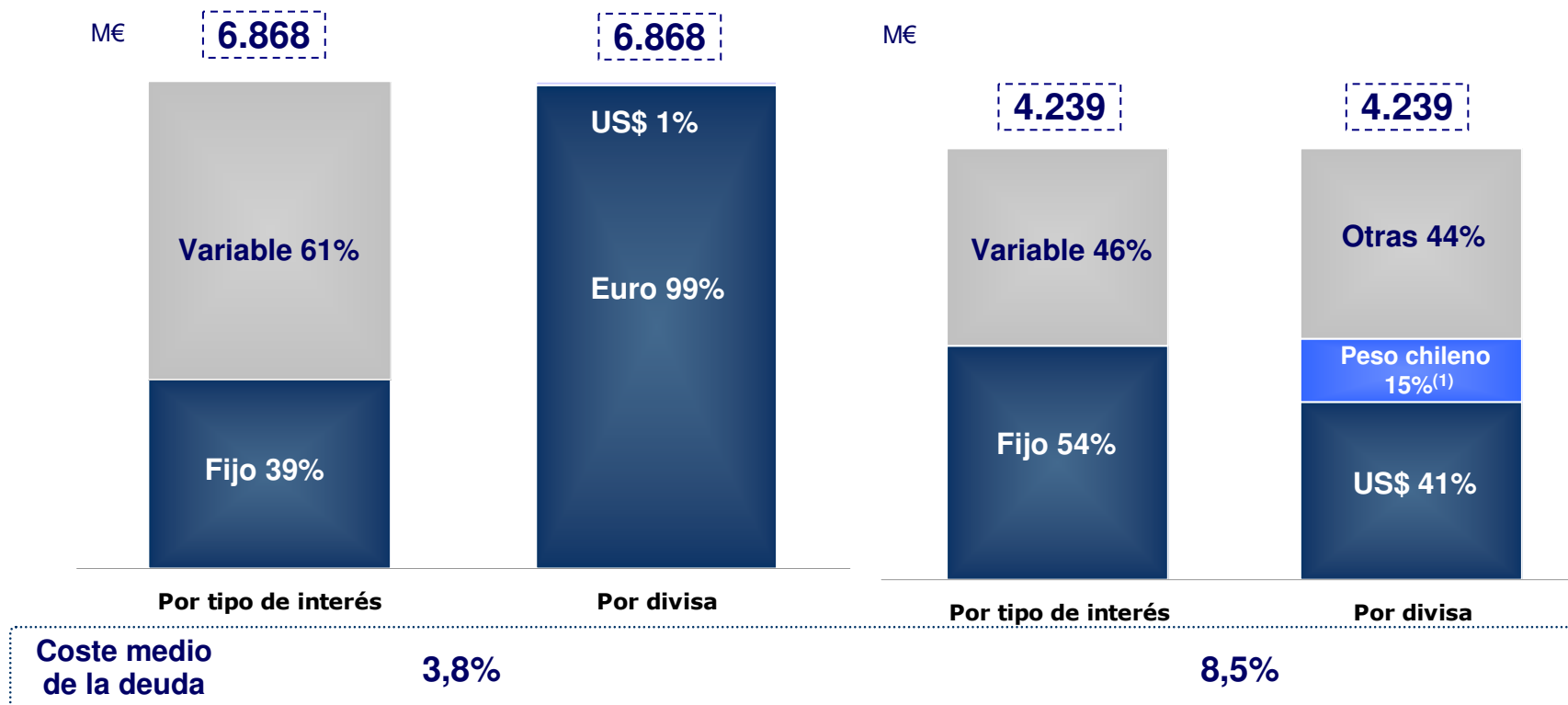
▪ **Vida media de la deuda: 5,3 años**

(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 mercado 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

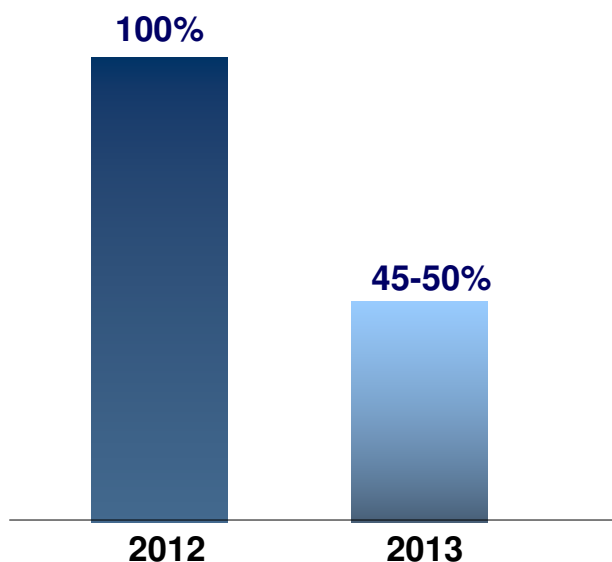


- Estructura de la deuda: deuda denominada en la moneda de generación del flujo de caja
- Política de autofinanciación: deuda filiales latinoamericanas sin recurso a la matriz

## Buen posicionamiento en la estrategia de ventas forward

### España & Portugal

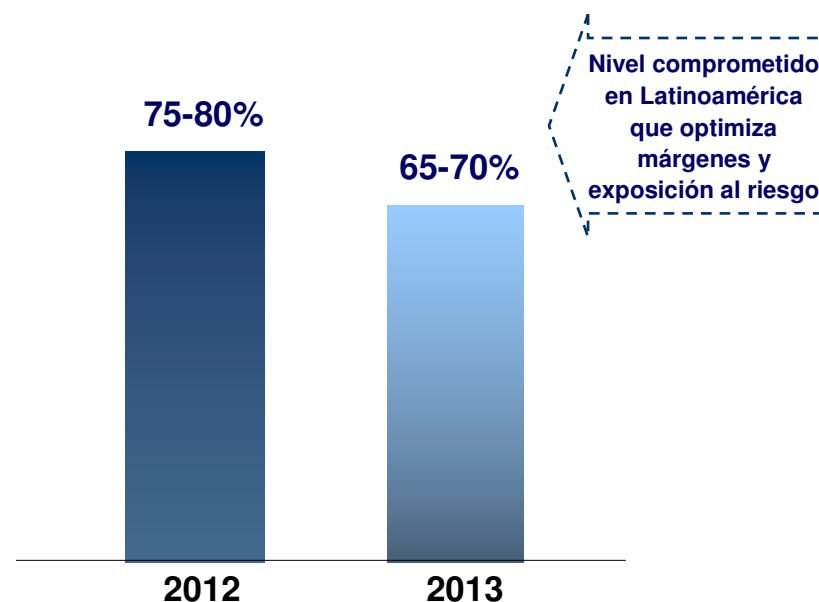
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



**Política comercial consistente**

### Latinoamérica






(% producción estimada ya comprometida)



**32% de la Gx vendida con contratos > 5 años y 22% con contratos > 10 años**

## Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enersis



M€	% Particip. directa	EBITDA proporcional 9M 2012	Deuda Neta Proporcional 30.09.2012	
	Codensa	26,7%	98	84
	Emgesa	21,6%	99	175
	Endesa Brasil	28,5%	213	-30
	Ampla <sup>(1)</sup>	7,7%	22	38
	Edesur	6,2%	-2	2
	DockSud	40%	3	19
	Cemsa	55%	0	-6
	Edelnor	18%	21	45
	Piura	96,5%	20	22
	S.Isidro	4,4%	0	0
<b>Total proporcional</b>			<b>472<sup>(2)</sup></b>	<b>350<sup>(2)</sup></b>

(1) Incluye Ampla & Ampla Inversiones (ambas adquiridas en Octubre 2011)

(2) Las diferencias entre la información de cada compañía y el total se explica por el redondeo

## 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*