

endesa resultados 9M 2010

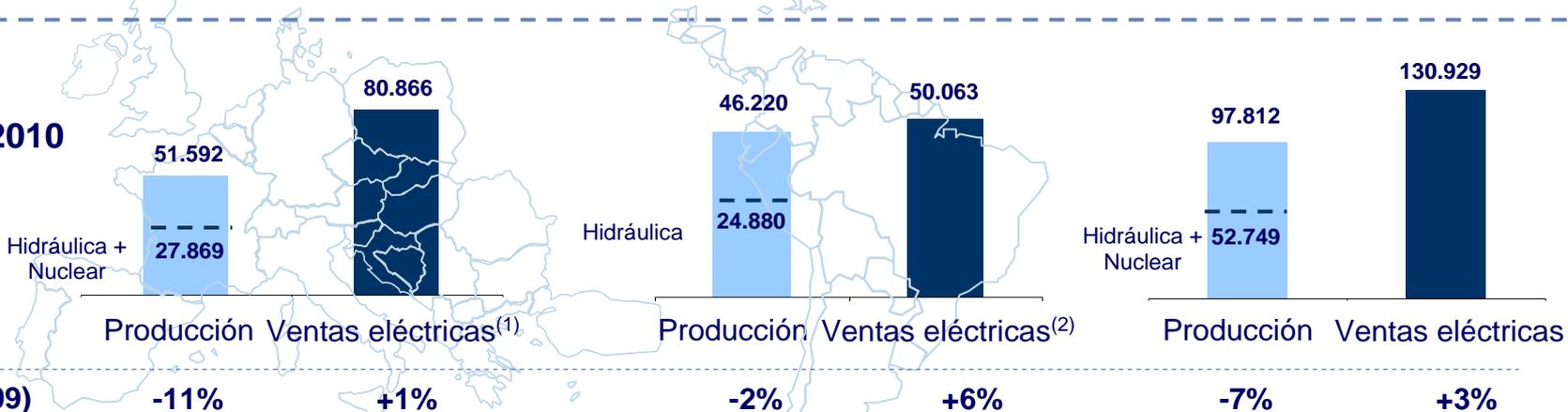
Resultados estables gracias a una cartera de activos equilibrada

España&Portugal&Otros

Latinoamérica

Total Endesa

GWh 9M 2010



Liberalizado

43%

Liberalizado

56%

Liberalizado

49%

EBITDA
9M 2010

Regulado

57%

100%

Regulado

44%

100%

Regulado

51%

100%

€3.337 M



-3%

€2.473 M



+4%

€5.810 M



+0%

(1) Ventas a cliente final

(2) Ventas de distribución

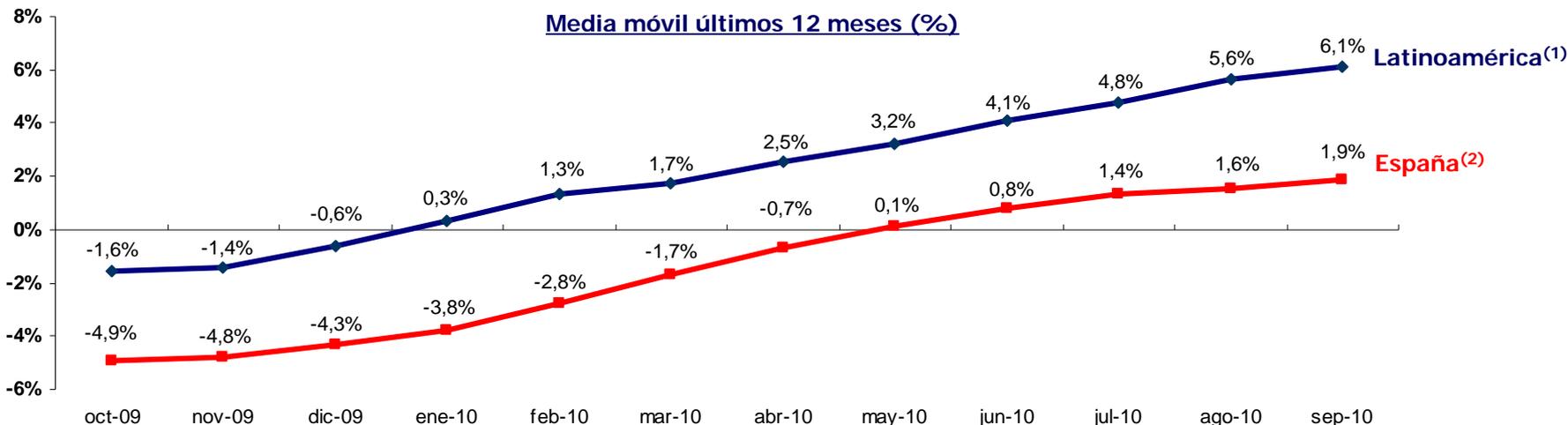


endesa

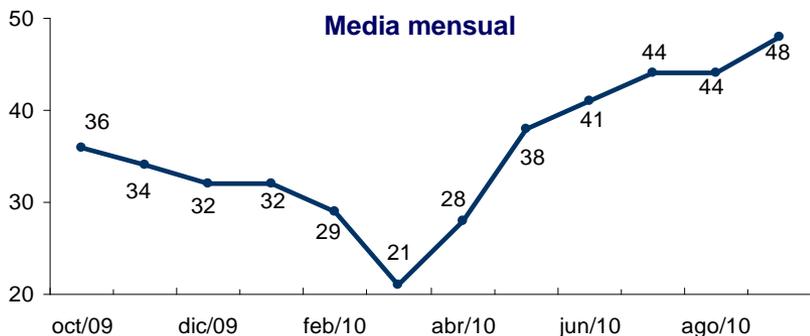
resultados consolidados 9M 2010

Mejores perspectivas de demanda eléctrica y precios mayoristas en España

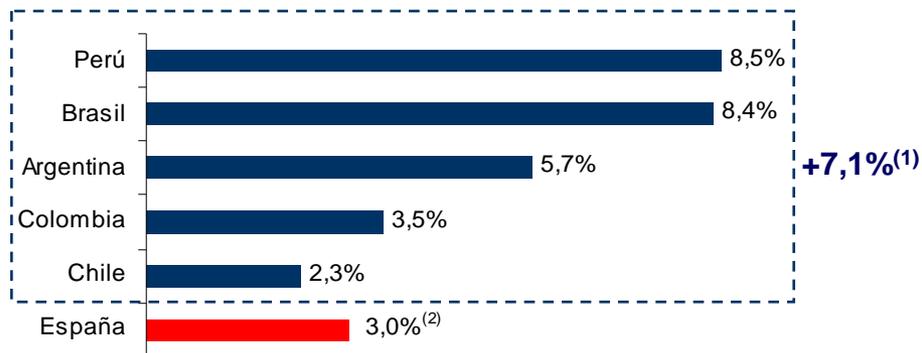
Crecimiento sólido de la demanda en España y Latinoamérica



España: evolución precios del pool⁽³⁾



Crecimiento de la demanda 9M 2010



(1) Sin corregir por laboralidad y temperatura. Países en los que opera Endesa ponderados por TWh

(2) Peninsular. Corregida por laboralidad y temperatura. (3,4% sin ajustar). Fuente: REE

(3) Media mensual (no incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad)

Los resultados de Latinoamérica compensan la venta de activos en España&Portugal

M€	9M 2010	9M 2009	Variación
Ingresos	22.972	18.640	+23%
Margen de Contribución	8.400	8.332	+1%
EBITDA⁽¹⁾	5.810	5.804	+0%
España&Portugal&Otros	3.337	3.425	-3%
Endesa Latinoamérica	2.473	2.379	+4%
EBIT	4.196	4.301	-2%
Gasto financiero neto⁽²⁾	824	702	+17%
Resultado neto atribuible⁽³⁾	2.722	3.048	-11%

▪ **EBITDA +3%⁽¹⁾ ajustado por perímetro (venta de activos)**

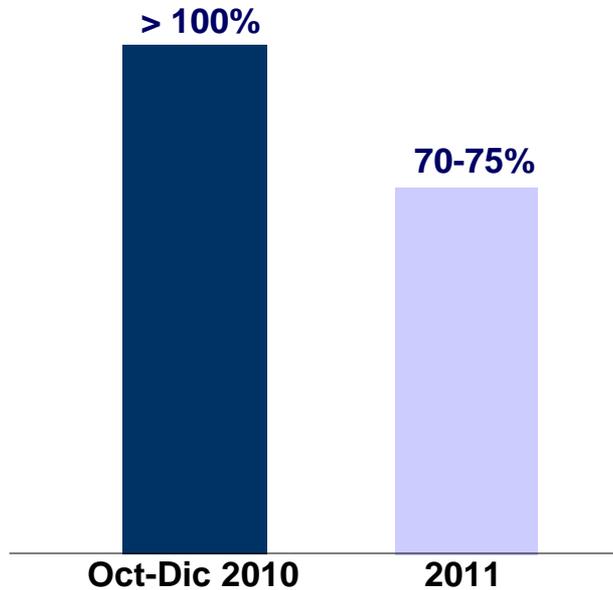
(1) Ajustado por perímetro (renovables e hidráulica): EBITDA (196 M€ en 9M 2009 y 32 M€ en 9M 2010)

(2) Incremento efecto no recurrente de 77 M€ por regularización años anteriores en la capitalización de ingresos financieros del déficit de tarifa (RD 6/2010)

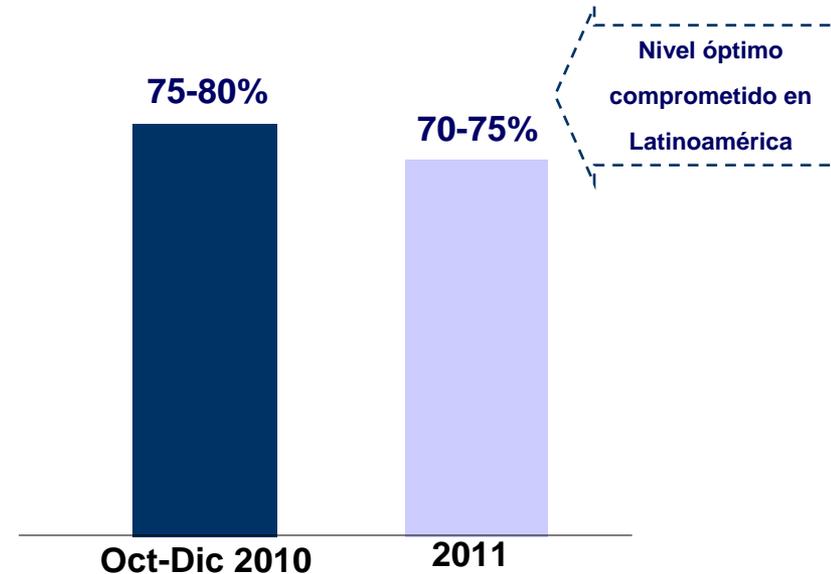
(3) Incluye resultado neto atribuible de renovables hidráulica (36 M€ en 9M 2009 y 19 M€ en 9M 2010)

Efectiva cobertura de márgenes liberalizados a través de una consistente estrategia comercial

España & Portugal (% producción estimada peninsular ya comprometida)



Latinoamérica (% producción estimada ya comprometida)

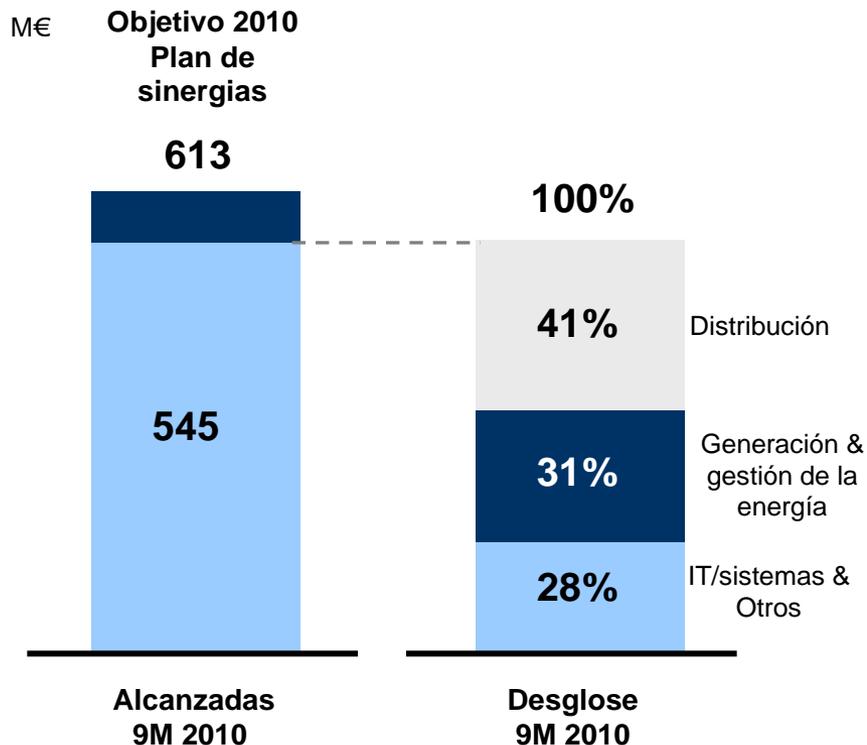


- **Márgenes estables a pesar de la volatilidad de los precios eléctricos mayoristas**

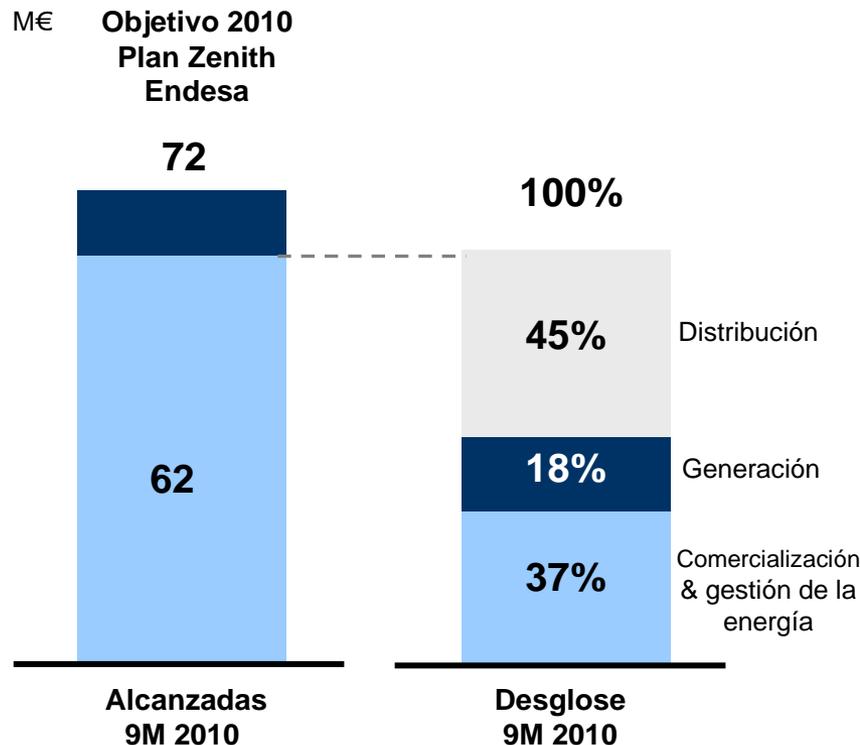
- **32% de la generación vendida con contratos > 5 años y 22% con contratos > 10 años**

Cumpliendo con nuestros objetivos de eficiencias

Plan de sinergias



Plan Zenith Endesa



- Alcanzado el 89% del objetivo 2010 del Plan de sinergias
- Alcanzado el 86% del objetivo 2010 del Plan Zenith Endesa

Exitosa ejecución del plan de desinversiones 2010

	Reducción de deuda	Plusvalía neta	EBITDA pro-forma anual
Acuerdo con EGP	1.216 M€	881 M€ ⁽¹⁾	~130 M€
Venta red de transporte de electricidad en España	1.478 M€ ⁽³⁾	~ 750 M€	~130 M€
Venta de activos de distribución y transporte de gas en España	800 M€ ⁽³⁾	~ 450 M€ ⁽²⁾	~65 M€
Venta 1% REE, participaciones en Endesa Hellas & Sagunto & terminal GNL Reganosa	~ 250 M€ ⁽³⁾	~ 75 M€	-

(1) 254 M€ de la venta de la participación del 30% a EGP y 627 M€ de la aplicación de valor razonable a nuestra participación final del 40% de la compañía resultante (NIIF 27)

(2) Plusvalía bruta. La plusvalía neta se definirá al cierre de la operación

(3) Pendiente de cobro completo hasta el cierre de la operación

Principales temas regulatorios

España

- RD 1221/2010 (carbón doméstico)
- Titulización déficit de tarifa
- Revisión tarifaria
 - 1 de Octubre
 - RD 1202/2010 (revisiones trimestrales)
 - Déficit de tarifa esperado 2010 > 5.000 M€

- Necesidad de una regulación estable y una remuneración justa con señales apropiadas de precios que incentiven la inversión
- Coste de renovables a compartir por todos sectores energéticos

Latinoamérica

- **Distribución Brasil:** Actualización 3er ciclo revisiones tarifarias de las distribuidoras
- **CIEN:** etapa final de negociaciones con el regulador para definir una remuneración estable similar a la red de transporte en Brasil

Sólida situación financiera adaptada a las condiciones del mercado

Evolución deuda neta en 9M 2010



Sólido apalancamiento financiero

	31/12/09	30/09/10
Apalancamiento (Deuda neta/RR.PP ⁽³⁾)	1,0	0,8

- Liquidez Endesa sin Enersis cubre 15 meses de vencimientos de deuda
- Liquidez Enersis cubre 20 meses de vencimientos de deuda

(1) 1.280 M€ peninsular y 503 M€ sistemas extrapeninsulares

(2) Últimos 12 meses

(3) Recursos propios

españa&portugal&otros 9M 2010

Claves del periodo

- **Recuperación de la demanda: 3%⁽¹⁾ en 9M 2010**
- **Bajos precios mayoristas en 9M 2010 pero con tendencia alcista desde marzo**
- **Mix de generación eficiente y libre de emisiones (71% de la producción peninsular con tecnología nuclear e hidráulica)**
- **Liderazgo en comercialización (40% cuota de mercado) y resistencia en precios a cliente final**
- **Continúa la insuficiencia tarifaria (cuota de Endesa en déficit de tarifa 9M 2010: €1.783 M⁽²⁾)**
- **Comportamiento operativo estable a pesar de las desinversiones**

(1) Ajustado por laboralidad y temperatura. Sin ajuste, el incremento es del 3,4%. Fuente: REE.

(2) Peninsular 1.280 M€ y Extrapeninsular 503 M€

Crecimiento operativo ajustado por perímetro

M€	9M 2010	9M 2009	Variación
Ingresos	15.739	12.309	+28%
Margen de contribución	5.040	5.184	-3%
EBITDA⁽¹⁾	3.337	3.425	-3%
EBIT	2.294	2.349	-2%
Gasto financiero neto⁽²⁾	468	408	+15%
Resultado neto atribuible⁽³⁾	2.252	2.610	-14%

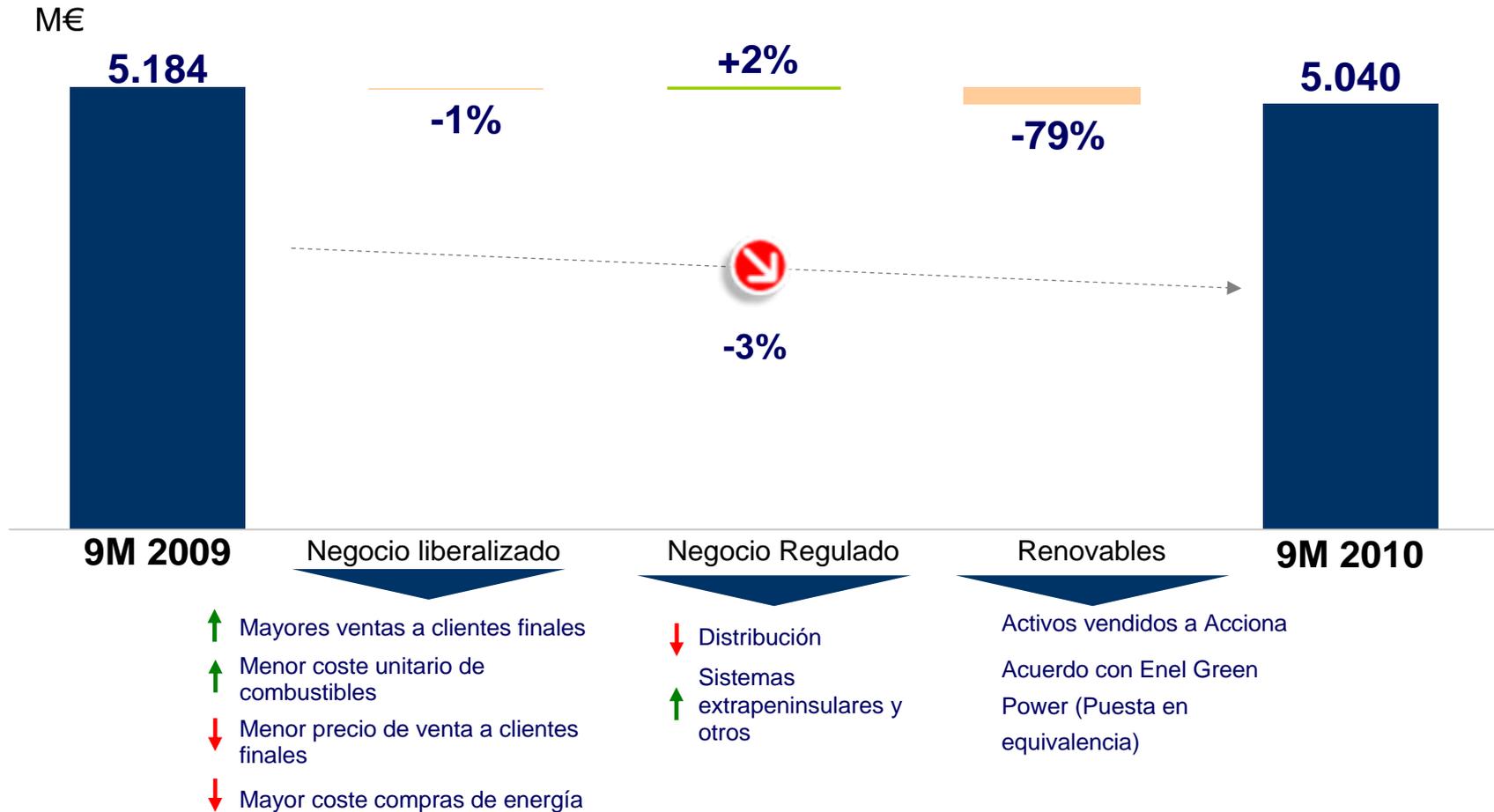
▪ **EBITDA +2%⁽¹⁾ ajustado por perímetro (venta de activos)**

(1) Ajustado por perímetro (renovables e hidráulica): EBITDA (196 M€ en 9M 2009 y 32 M€ en 9M 2010)

(2) Incremento efecto no recurrente de 77 M€ por regularización años anteriores en la capitalización de ingresos financieros del déficit de tarifa (RD 6/2010)

(3) Incluye resultado neto atribuible de renovables hidráulica (36 M€ en 9M 2009 y 19 M€ en 9M 2010)

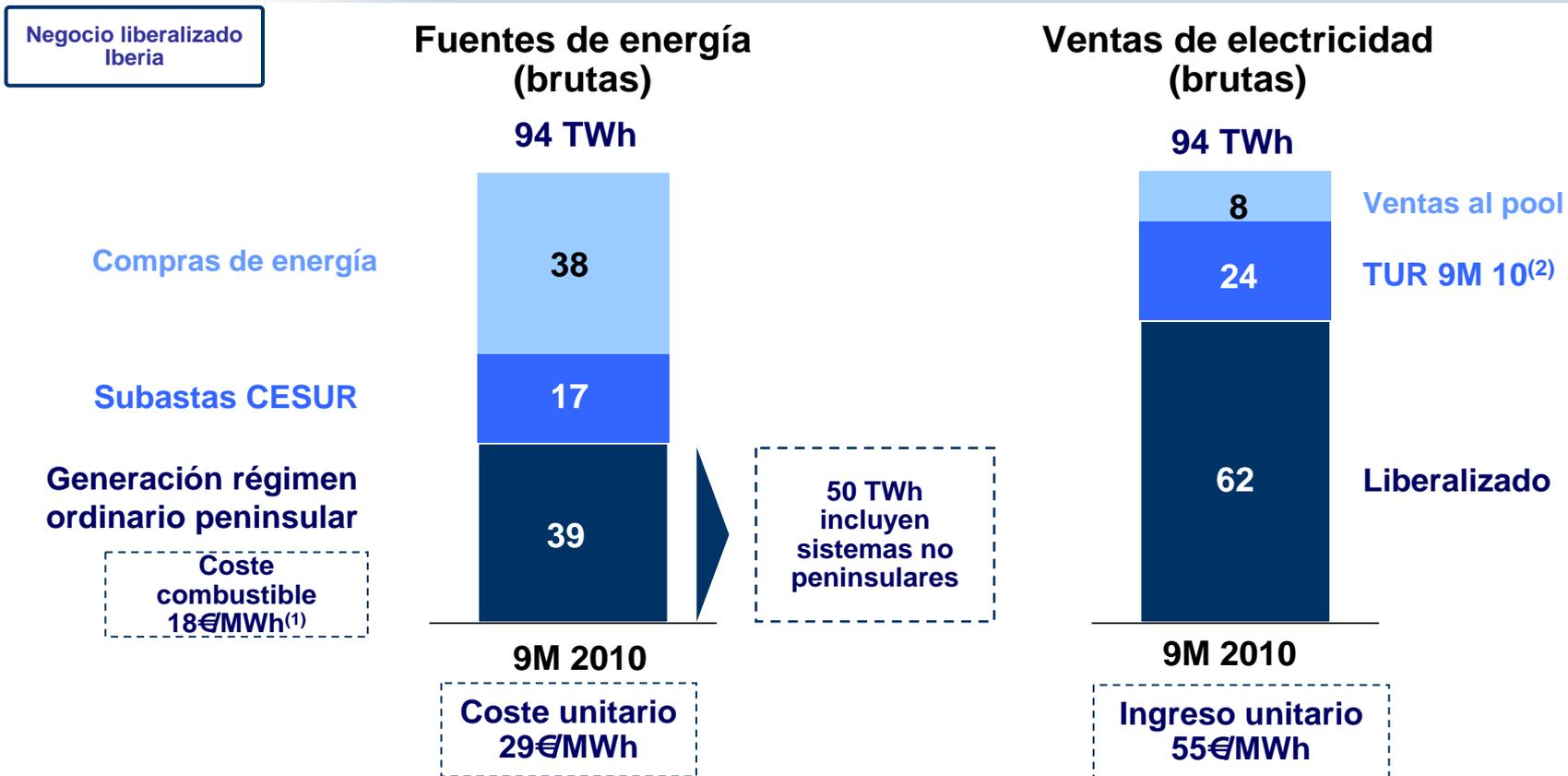
Caída del margen de contribución debido a las desinversiones



El margen crece un 1% ajustado por perímetro⁽¹⁾

(1) Margen de contribución ajustado por perímetro (renovables e hidráulica): 245 M€ en 9M 2009 & 44 M€ en 9M 2010

Fuentes de energía competitivas en el actual contexto de mercado



- Generación nuclear + hidráulica 71% (vs. 47% resto del sector)
- Compras de energía 38 TWh vs. 19 TWh en 9M 2009

(1) Incluye coste combustible y CO₂

(2) TUR: Tarifa de último recurso no considerada para el cálculo de coste unitario e ingreso unitario

Latinoamérica 9M 2010

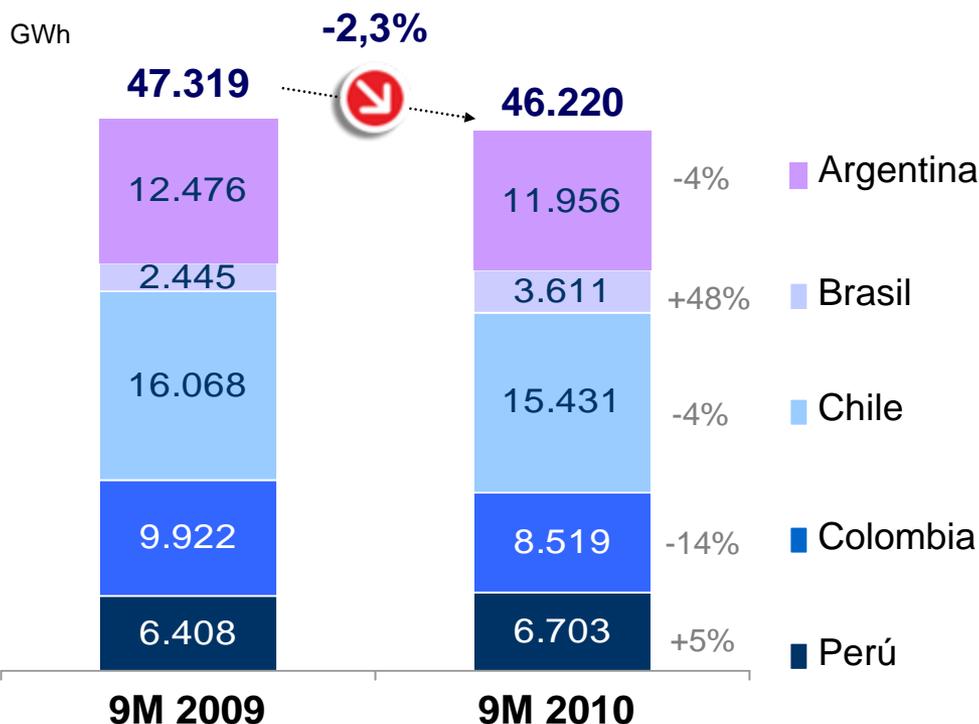


Claves del periodo

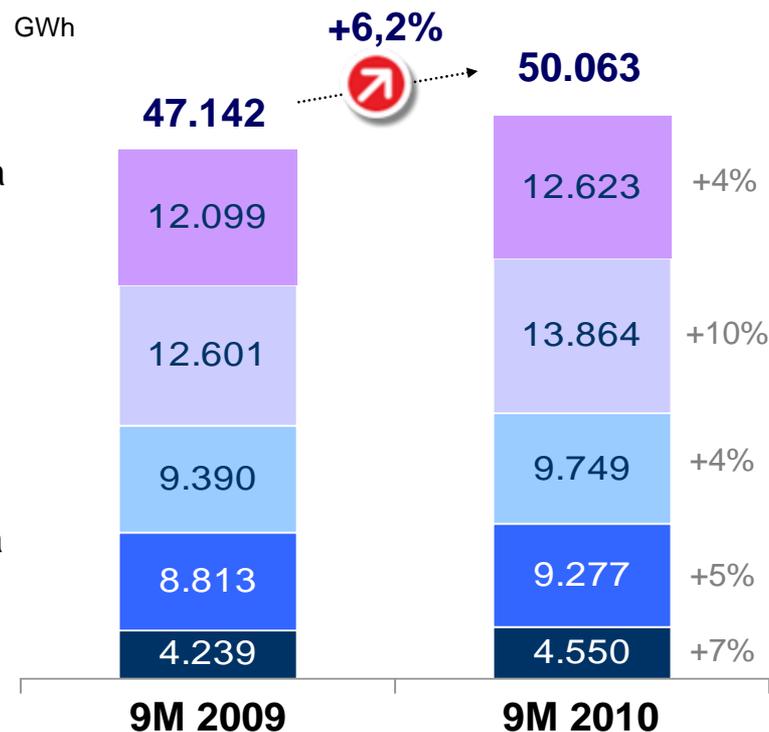
- **Sólido crecimiento de las ventas en distribución (+6,2%) incluyendo Chile, con un comportamiento destacado en Brasil**
- **Fuerte recuperación de los volúmenes de generación en 3T (+8,7%) aunque 9M 2010 (-2,3%) todavía está afectada por la sequía en Colombia y Chile y la baja producción térmica en Argentina**
- **Normalización de los márgenes de generación en Chile**
- **La fortaleza de las divisas reflejan el sólido comportamiento económico de la región**

Menor generación y mayores ventas en distribución

Generación



Ventas en distribución



- Menor producción en Colombia, Argentina y Chile. Colombia afectada por la sequía "El Niño" en 1T 2010. Baja generación en Chile por el terremoto y la sequía en 3T 2010
- Crecimiento en las ventas de distribución en todos los países

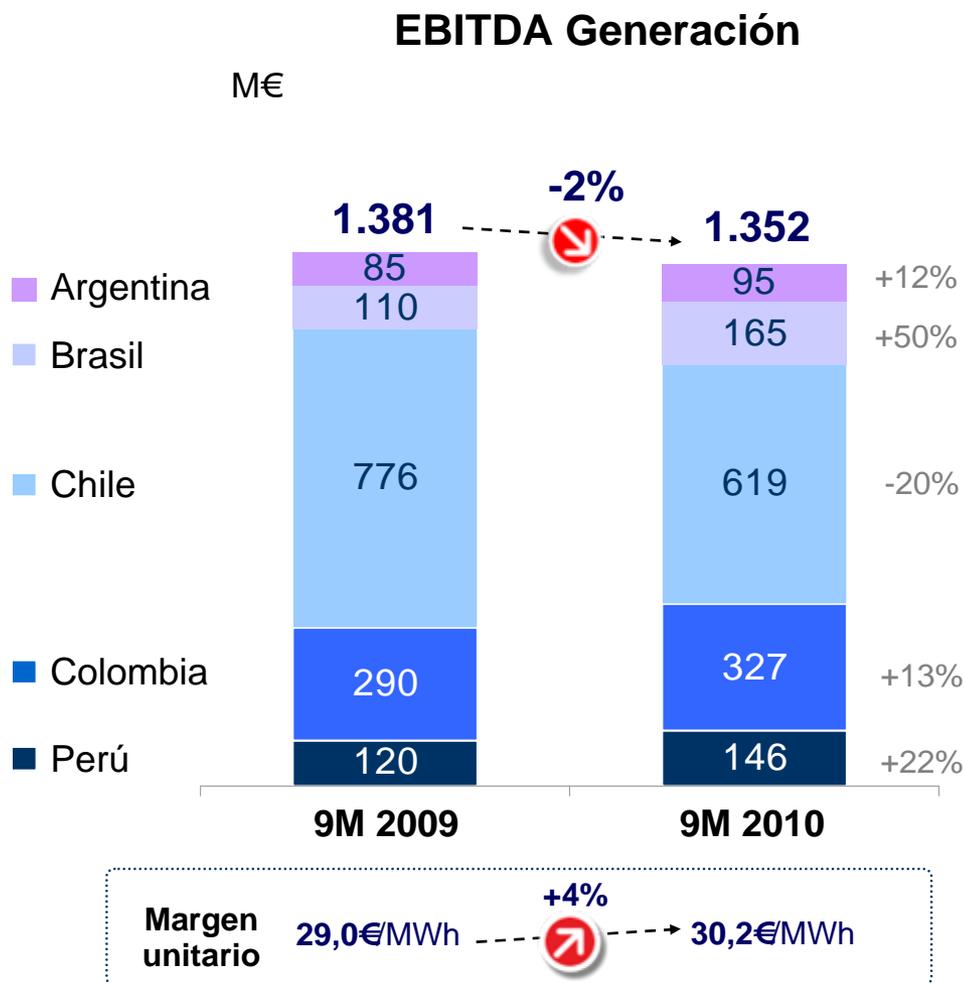
Sólidos resultados a pesar de la normalización de precios y el terremoto en Chile

M€	9M 2010	9M 2009	Variación
Ingresos	7.233	6.331	+14%
Margen de contribución	3.360	3.148	+7%
EBITDA	2.473	2.379	+4%
EBIT	1.902	1.952	-3%
Gastos financieros netos ⁽¹⁾	356	294	+21%
Resultado Neto	1.168	1.160	+1%
Resultado neto atribuible	470	438	+7%

- **397 M€ del EBITDA atribuible provienen de participaciones directas**

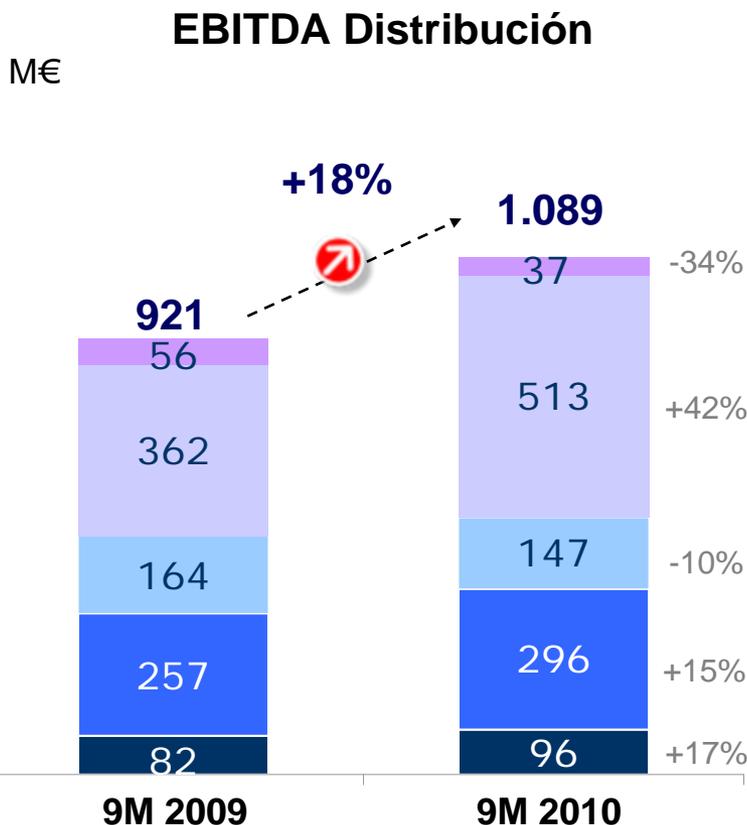
(1) Incremento en gastos financieros netos debido a mayor deuda, mayor coste medio y mayor valor de las "Unidades de Fomento" en Chile

Menor EBITDA en generación debido a la normalización de márgenes en Chile



- **Chile:** caída del margen unitario (-15%) debido a la normalización de los precios extraordinarios en 2009 y a las mayores compras de energía
- **Colombia:** margen unitario 30% superior gracias a la fortaleza de la divisa y unos mayores precios que han compensado el efecto volumen (sequía)
- **Brazil:** mayor producción gracias a una mayor disponibilidad de gas, mejores condiciones hidráulicas y mayores precios que han incrementado el margen unitario en un 44%

Fuerte crecimiento del EBITDA en distribución



Margen unitario 30,6€MWh $\xrightarrow{+12\%}$ 34,0€MWh

- **Brasil:** fuerte crecimiento de la demanda en Coelce (+15%) y Ampla (+6%) e impacto positivo del tipo de cambio
- **Chile:** ajuste tarifario y mayores costes fijos (terremoto)
- **Colombia y Perú:** impacto positivo por tipo de cambio
- **Argentina:** elevada inflación y revisión tarifaria pendiente

- **Brasil:** CIEN 43 M€ de menor EBITDA en transporte por el acuerdo firmado con Uruguay en 2009

conclusiones 9M 2010



Resultados positivos en 9M 2010

- **Mejoran las perspectivas del sector**
- **Importantes hitos regulatorios en el horizonte**
- **Sólido comportamiento económico en Latinoamérica**
- **Exitoso proceso de venta de activos**
- **Resultados sólidos que compensan ventas de activos:**
 - **Cartera de negocios equilibrada**
 - **Liderazgo en Comercialización**
 - **Plan de eficiencias en marcha**

anexos 9M 2010



Capacidad instalada y Producción⁽¹⁾

Capacidad instalada

MW a 30/09/10	España& Portugal&Otros	Endesa Latinoamérica	Total
Total	23.037	15.874	38.911
Hidráulica	4.730	8.666	13.397
Nuclear	3.666	-	3.666
Carbón	5.804	538	6.342
Gas Natural	2.197	3.966	6.164
Fuel-gas	6.639	2.617	9.255
Cogeneración y Renovables	0	87	87

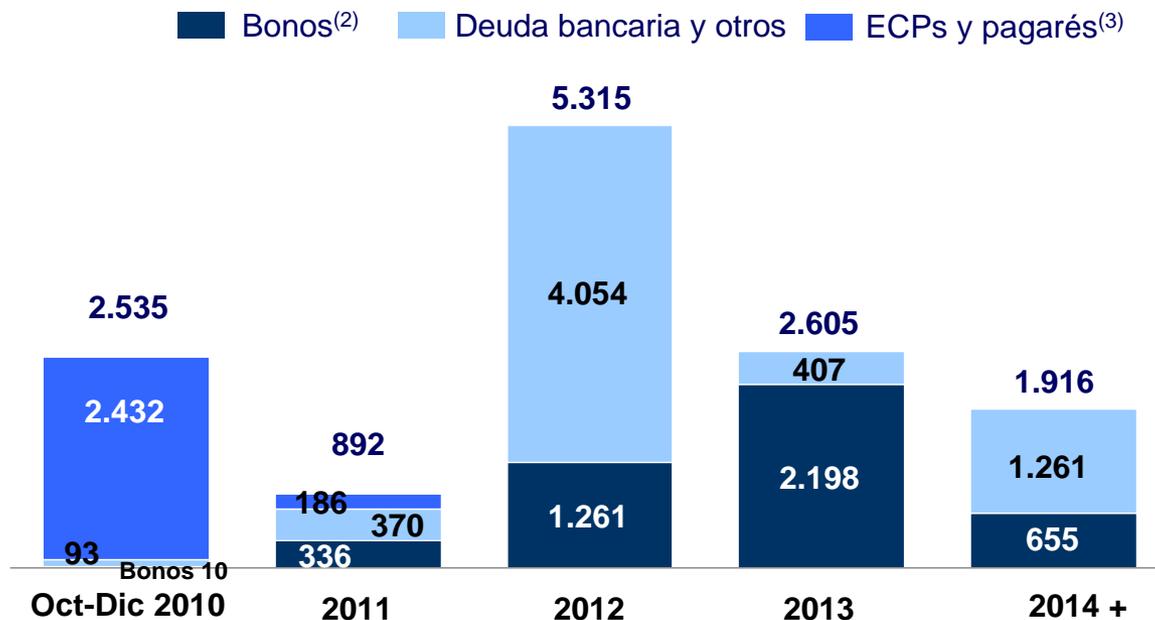
Producción

TWh 9M 2010 (variación vs.9M 2009)	España& Portugal&Otros	Endesa Latinoamérica	Total
Total	51,6 -11.1%	46,2 -2.3%	97,8 -7.2%
Hidráulica	7,6 +11%	24,9 -11%	32,5 -6%
Nuclear	20,3 +15%	-	20,3 +15%
Carbón	11,1 -31%	1,6 -12%	12,6 -29%
Gas Natural	3,5 -38%	15,0 +25%	18,5 +5%
Fuel-gas	8,5 -9%	4,7 -17%	13,2 -12%
Cogeneración y Renovables	0,6 -76%	0,13 +171%	0,7 -72%

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

Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 de Septiembre de 2010: 13.263 M€⁽¹⁾



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 15 meses de vencimientos

▪ Liquidez 5.181 M€

324 M€ en caja

4.857 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo

▪ Vida media de la deuda: 2,9 años

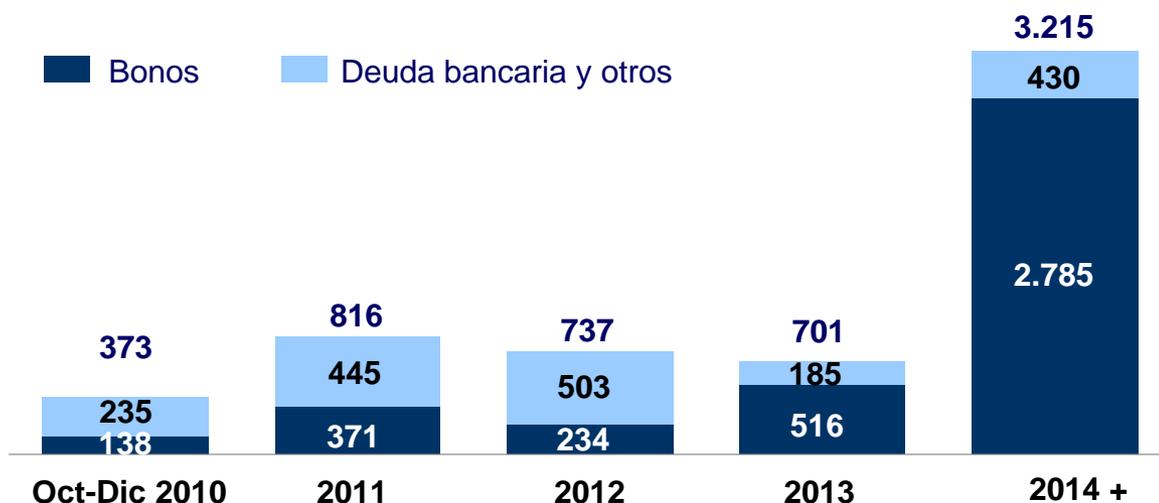
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera, al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de este mercado de los derivados que no suponen salida de caja

(2) Incluye participaciones preferentes

(3) Los pagarés se emiten respaldados por las líneas de crédito a largo plazo, y se van renovando regularmente

Energis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 de Septiembre de 2010: 5.842 M€⁽¹⁾



Energis tiene liquidez suficiente para cubrir 20 meses de vencimientos

▪ **Liquidez 1.934 M€**

1.138 M€ en caja

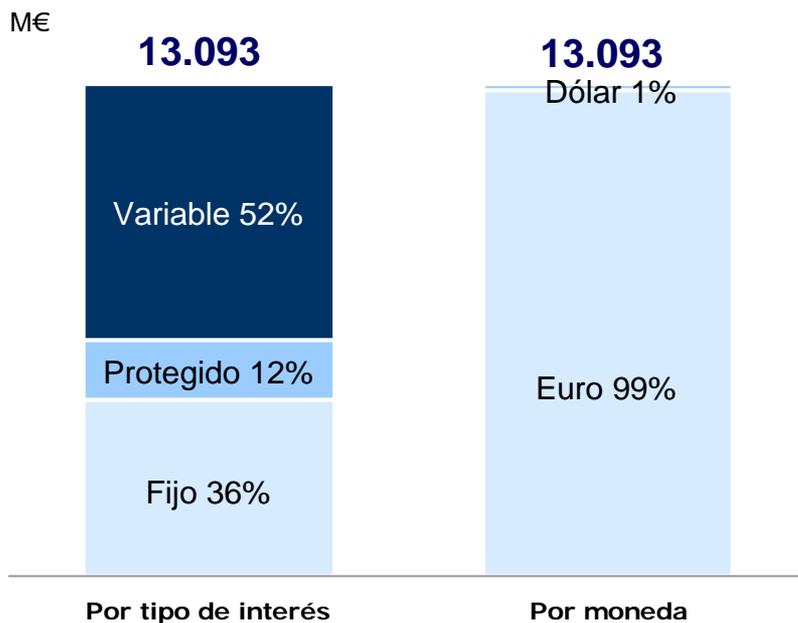
796 M€ de créditos sindicados disponibles

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

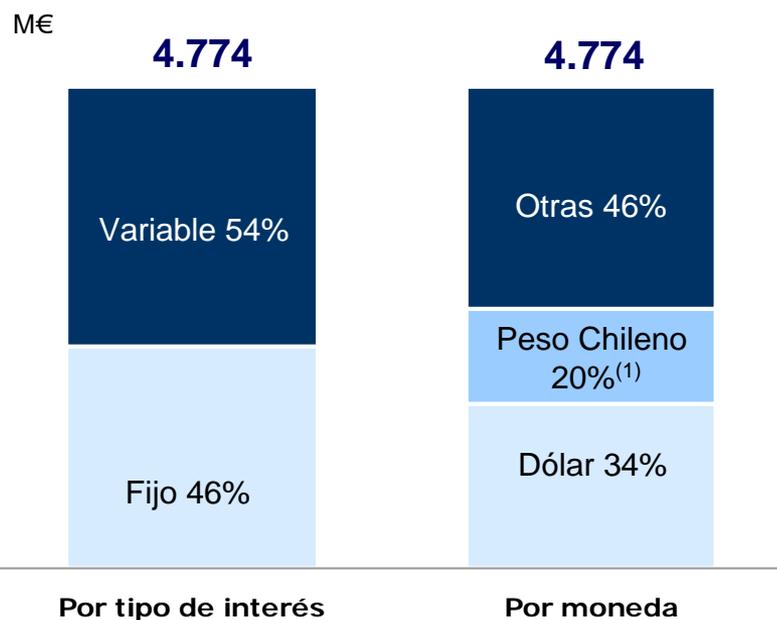
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que suponen salida de caja.

Política financiera y estructura de la deuda

Estructura de la deuda Endesa sin Enersis



Estructura de la deuda Enersis



**Coste Medio
Deuda**

2,7%

8,2%

- **Estructura de la deuda:** Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- **Política de autofinanciación de negocios:** Deuda de Enersis sin recurso a la matriz

Hechos relevantes por países

EBITDA 9M 2010 (vs. 9M 2009)



Chile

Gx: 619 M€(-20%)

Dx: 147 M€(-10%)

EBITDA Total :

766 M€(-19%)

- Menores precios de venta en generación debido a menores precios a los distribuidores
- Mayor coste de compra de energía por mayores precios spot y mayores volúmenes
- La planta de carbón de Bocamina I, afectada por el terremoto, estará operativa en Noviembre. Retrasos en Bocamina II, que entrará en funcionamiento en Noviembre de 2011.
- El precio nudo para Noviembre-Marzo 2010 fue fijado en 113,8\$/MWh, un 20% por encima del actual precio nudo(octubre 2010 94,9\$/MWh)
- El peso chileno se apreció respecto al euro: +10,2% durante 9M 2010



Brazil

Gx: 165 M€(+50%)

Dx: 513 M€(+42%)

Tx: 49 M€(-47%)

EBITDA Total :

727 M€(+29%)

- Fuerte crecimiento de la demanda (6% en Ampla y 15% en Coelce) por altas temperaturas y demanda industrial
- Mayores precios de venta en generación
- Revisión tarifaria Ampla para el periodo Marzo 2010-Marzo 2011: incremento del 1,3% en VAD (Parcela B) aplicable desde el 15 de Marzo
- Revisión tarifaria en Coelce: Incremento del 3% en VAD (Parcela B) aplicable desde el 22 de Abril
- Cien; EBITDA decrece debido al acuerdo de exportación entre Brasil y Uruguay durante 1S 2009. En junio 2010 se formaliza un nuevo acuerdo entre Brasil y argentina. Continúan los trámites para establecer una retribución regulada para estas redes de transporte
- El real brasileño se apreció frente al euro: +8,1% durante 9M 2010

Hechos relevantes por países

EBITDA 9M 2010 (vs. 9M 2009)



Gx: 327 M€ (+13%)

Dx: 296 M€ (+15%)

EBITDA Total :

623 M€ (+14%)

- Caída del 18% en 9M 2010 de la producción hidráulica respecto al año anterior.
- Mix de producción menos eficiente por mayor generación térmica
- Crecimiento significativo de las ventas de distribución (+5,3%)
- Codensa pagó el 24 de marzo 197,5 M€ en dividendos
- Apreciación del peso colombiano frente al euro: +17,5% en 9M 2010



Peru

Gx: 146 M€ (+22%)

Dx: 96 M€ (+17%)

EBITDA Total :

242 M€ (+20%)

- Incremento en ventas del 7,3% por mayor demanda.
- Fijación del precio barra (aplicable desde mayo 2010 hasta abril 2011) en 39,35 US\$/MWh (precio monómico), 5,35% menor al actual
- Subastas a largo plazo: celebradas el 8 de abril (8, 10 y 12 años, para el periodo 2014-2025):
 - Edelnor 970MW
 - Edegel y Piura vendieron toda la energía ofertada (800 and 82 MW) a precios de 52,5 US\$/MWh 53,4 US\$/MWh
- Apreciación del Peso Peruano frente al euro: +9,8% en 9M 2010



Argentina

Gx: 95 M€ (+12%)

Dx: 37 M€ (-34%)

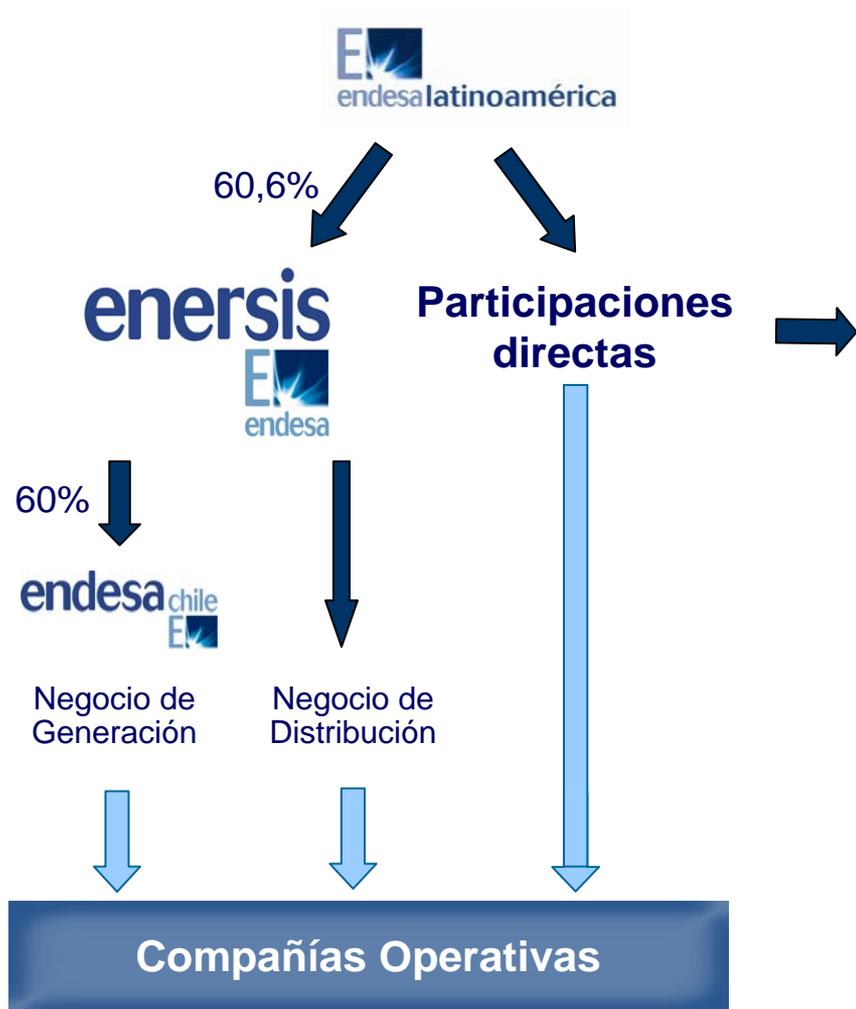
Tx: 2 M€ (-67%)

EBITDA Total :

134 M€ (-9%)

- Menor producción térmica en Costanera debido a menor hueco térmico y parada de mantenimiento
- Edesur: incremento de costes fijos por mayor inflación
- Apreciación del Peso Argentino frente al euro: +2,5% en 9M 2010

Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enersis



	M€	Participación directa %	EBITDA Proporcional 9M 2010
 Codensa:		26,7%	77
Emgesa:		21,6%	71
 Endesa Brasil:		28,5%	206
 Edesur:		6,2%	2
DockSud:		40%	10
 Edelnor:		18%	17
Piura:		48%	11
 Pangué		5%	3
Total proporcional			397

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.

endesa resultados 9M 2010