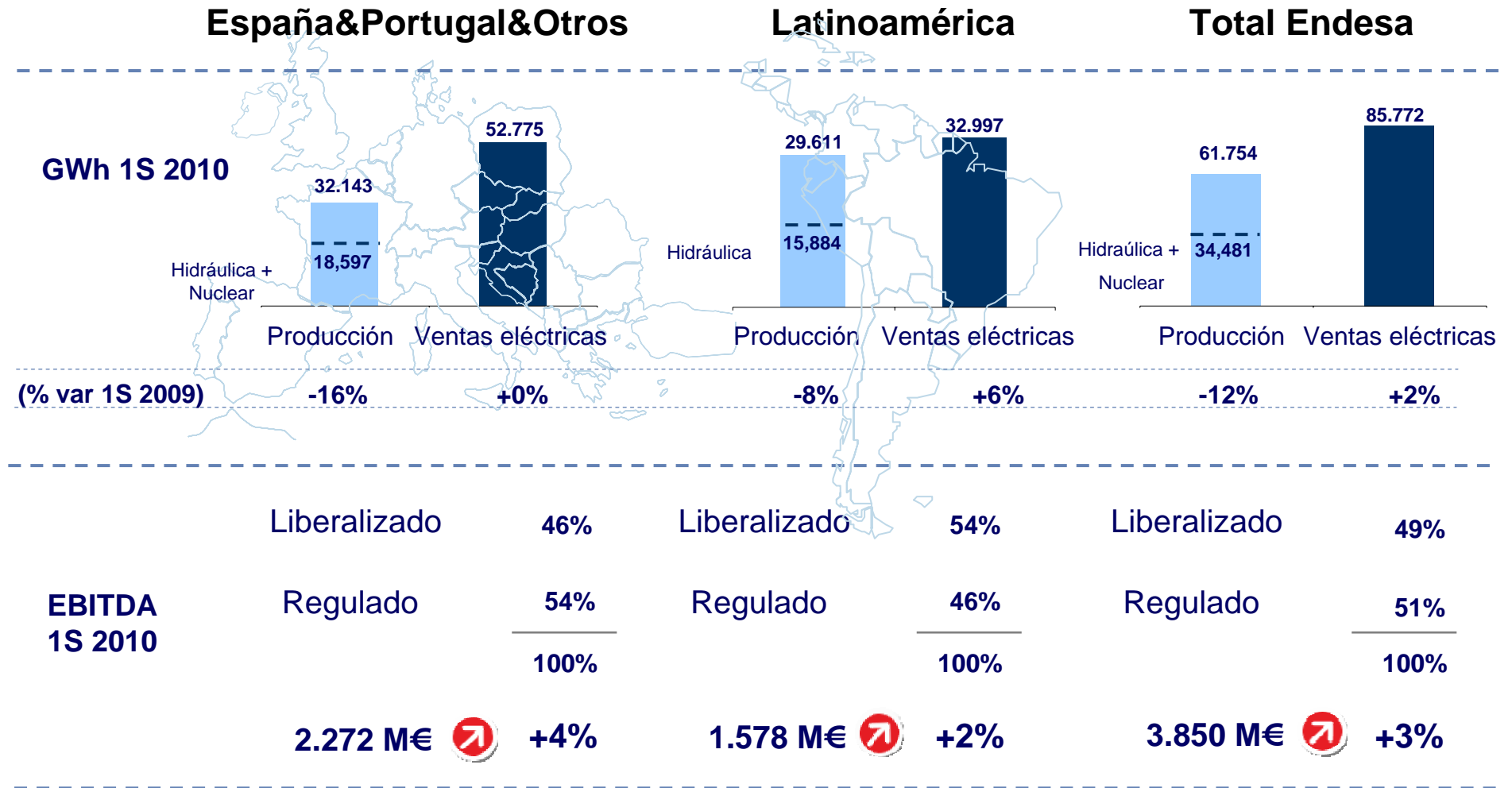


28 | 07 | 2010

endesa resultados 1S 2010



Resultados positivos gracias a una cartera de activos equilibrada



Crecimiento a nivel operativo

M€	1S 2010	1S 2009	Variación
Ingresos	15.113	11.251	+34%
Margen de contribución	5.590	5.423	+3%
EBITDA	3.850	3.736	+3%
España&Portugal&Otros	2.272	2.183	+4%
Endesa Latinoamérica	1.578	1.553	+2%
EBIT	2.811	2.708	+4%
Gasto financiero neto⁽¹⁾	573	539	+6%
Resultado neto atribuible	2.120	2.263	-6%
Resultado neto atribuible homogéneo sin plusvalías⁽²⁾	1.185	1.142	+4%

▪ **EBITDA +7% ajustado por perímetro (desinversiones)⁽³⁾**

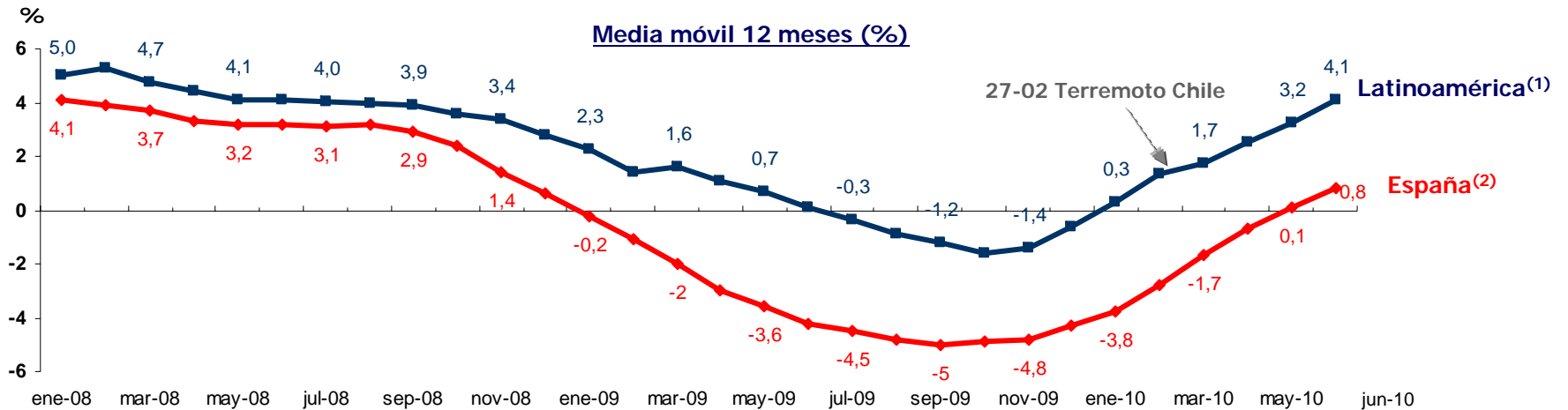
(1) Incremento efecto no recurrente de 77 M€ por regularización años anteriores en la capitalización de ingresos financieros del déficit de tarifa (RD 6/2010)

(2) Perímetro de consolidación homogéneo y excluyendo plusvalías netas (1.032 M€ en 1S 2009 y 916 M€ en 1S 2010)

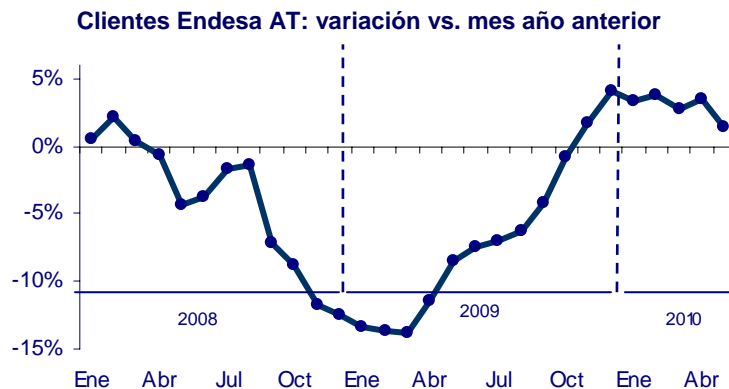
(3) EBITDA ajustado por perímetro: 181 M€ en 1S 2009 & 32 M€ en 1S 2010

Mejora de la demanda de electricidad

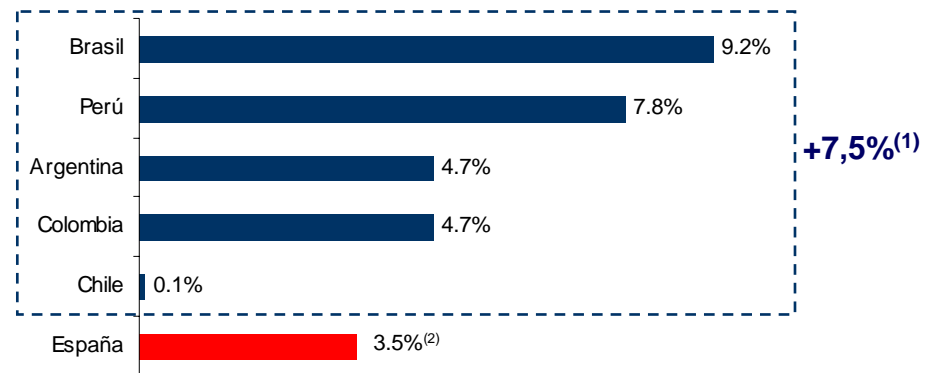
Sólido crecimiento de la demanda en España y en Latinoamérica



España: recuperación demanda industrial



Crecimiento demanda 1S 2010

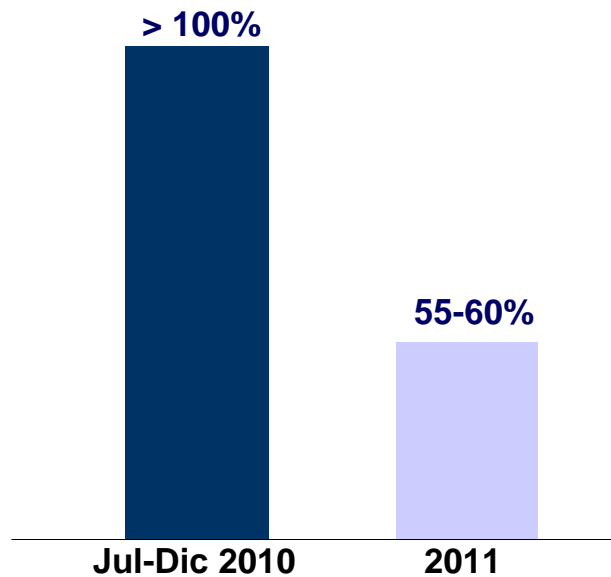


(1) Sin corregir por laboralidad ni temperatura. Países en los que opera Endesa ponderados por TWh

(2) Corregida por laboralidad y temperatura. Sin considerar estos efectos la subida es del 4,2%. Fuente: REE

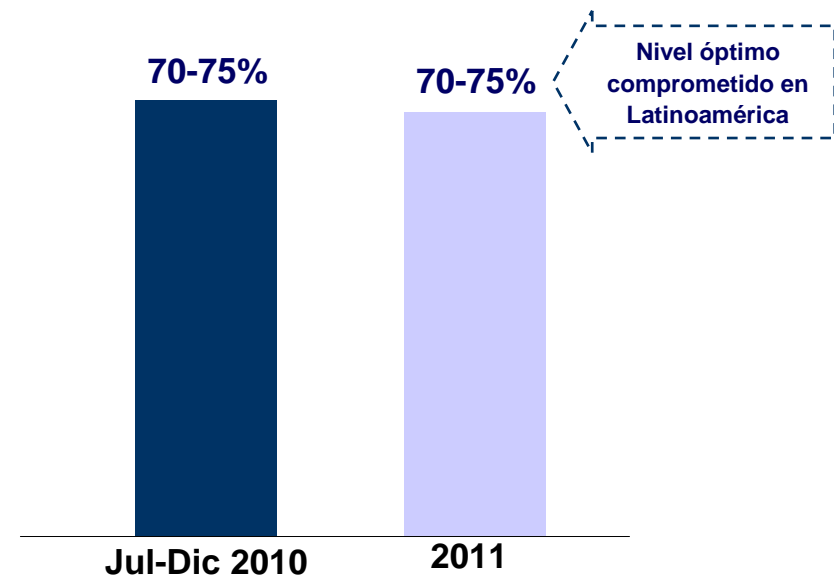
Efectiva cobertura de márgenes liberalizados a través de una consistente estrategia comercial

España&Portugal 2010-2011 (% producción estimada peninsular ya comprometida)



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

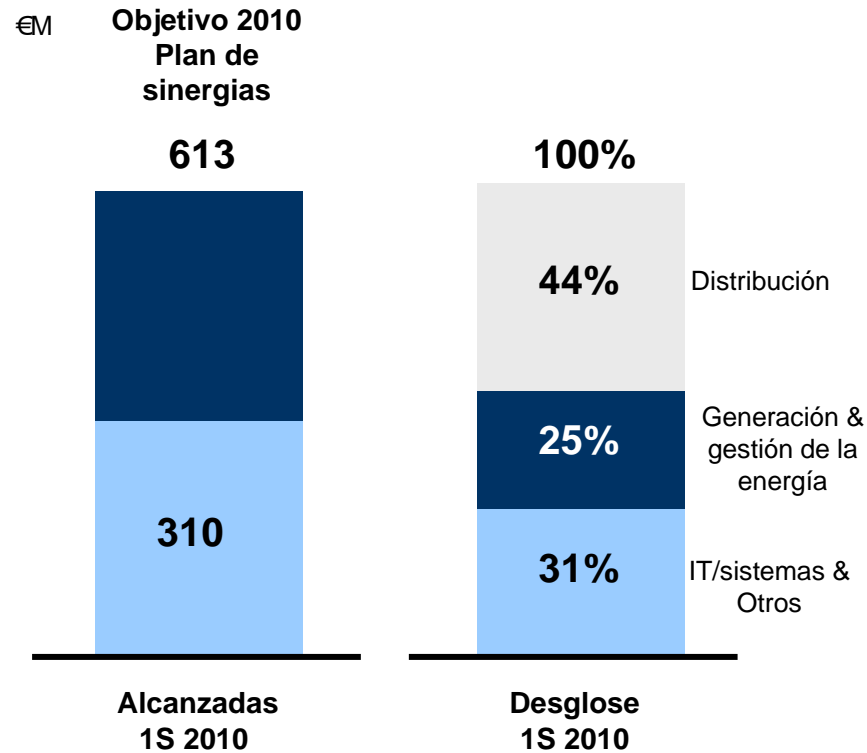
Latinoamérica 2010-2011 (% producción estimada ya comprometida)



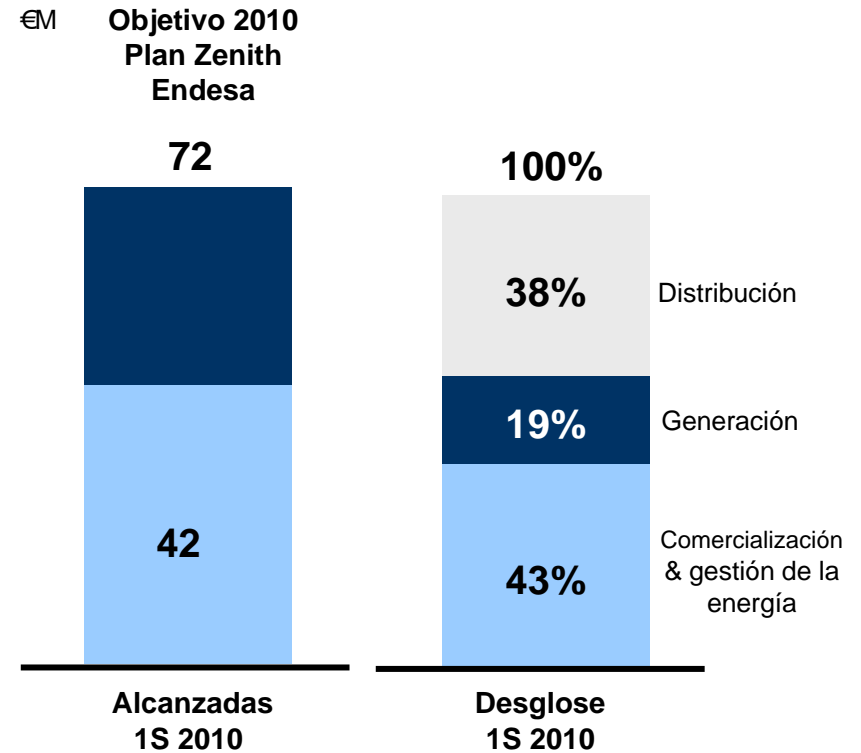
- 32% de la generación vendida con contratos > 5 años y 23% con contratos > 10 años

Progresando para alcanzar nuestros objetivos de eficiencias

Plan de sinergias



Plan Zenith Endesa

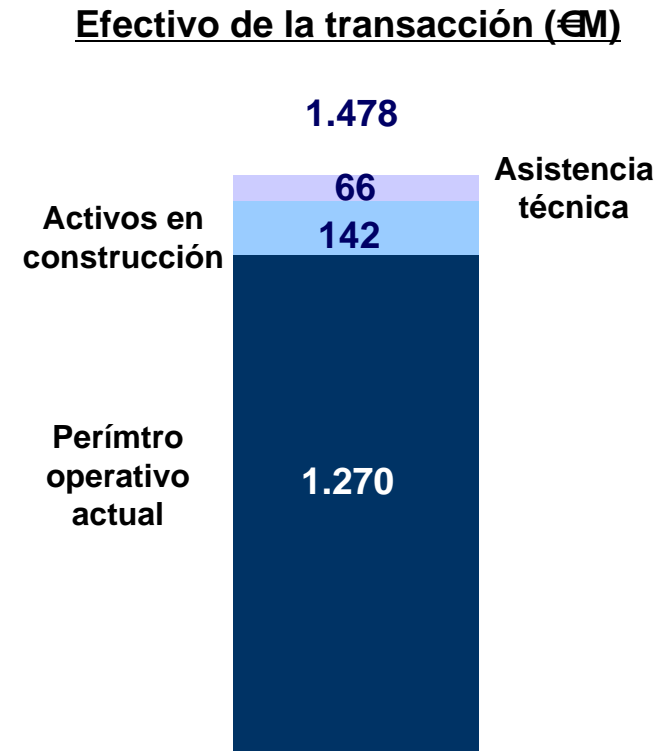


- Alcanzado el 51% del objetivo 2010 del Plan de sinergias
- Alcanzado el 58% del objetivo 2010 del Plan Zenith Endesa

Operaciones corporativas recientes

Acuerdo activos de transporte con REE

- 100% del perímetro de alta tensión
- Efectivo de la transacción 1,478 M€, cobrados > 1.000 M€ en julio 2010
- Potencial ajuste en el precio limitado (48 M€) sujeto al nivel de ingresos definitivo 2010
- Incluye acuerdo asistencia técnica durante 4 años por 66 M€ (pago adelantado)
- Plusvalía neta (~750 M€) se contabilizará al cierre de la transacción
- Cierre previsto en 4T 2010, tras autorizaciones regulatorias (hasta el cierre se consolidará en las cuentas de Endesa)



Múltiplos atractivos: ~9x VE ingresos₍₂₀₁₀₎

Operaciones corporativas recientes y en marcha

Endesa Hellas

- Cierre de la venta el 1 de julio
- 140 M€ Equity por el 50,01% de la participación de Endesa (cobrados 60 M€)

SAGGAS

- Venta 20% SAGGAS: 43 M€ Plusvalía bruta: 30 M€
- Cierre esperado para septiembre 2010. Pendiente autorizaciones regulatorias

REE

- Venta participación REE (1% por 51 M€) realizada en Febrero (36 M€ plusvalía bruta en 2010 y 5 M€ en 2009)

Otras transacciones en marcha

- Venta del 80% de los negocios de distribución y transporte de gas en España. Selección potenciales compradores y ofertas vinculantes previsto para Septiembre
- Venta de activos no estratégicos en Latinoamérica: CAM y Synapsis
- Acuerdo para la venta de la participación del 21 % en Reganosa

Principales temas regulatorios en España

- **Pacto energético:**
 - Revisión tarifaria 1 de Julio
 - Objetivo mix de generación 2020
 - Revisión costes regulados
 - Remuneración renovables

- **Titulización déficit de tarifa**

- **Carbón doméstico**

Endesa está colaborando con todas las instituciones para conseguir una regulación estable y una remuneración justa con señales de precio adecuadas que atraigan nuevas inversiones

Principales temas regulatorios en Latinoamérica

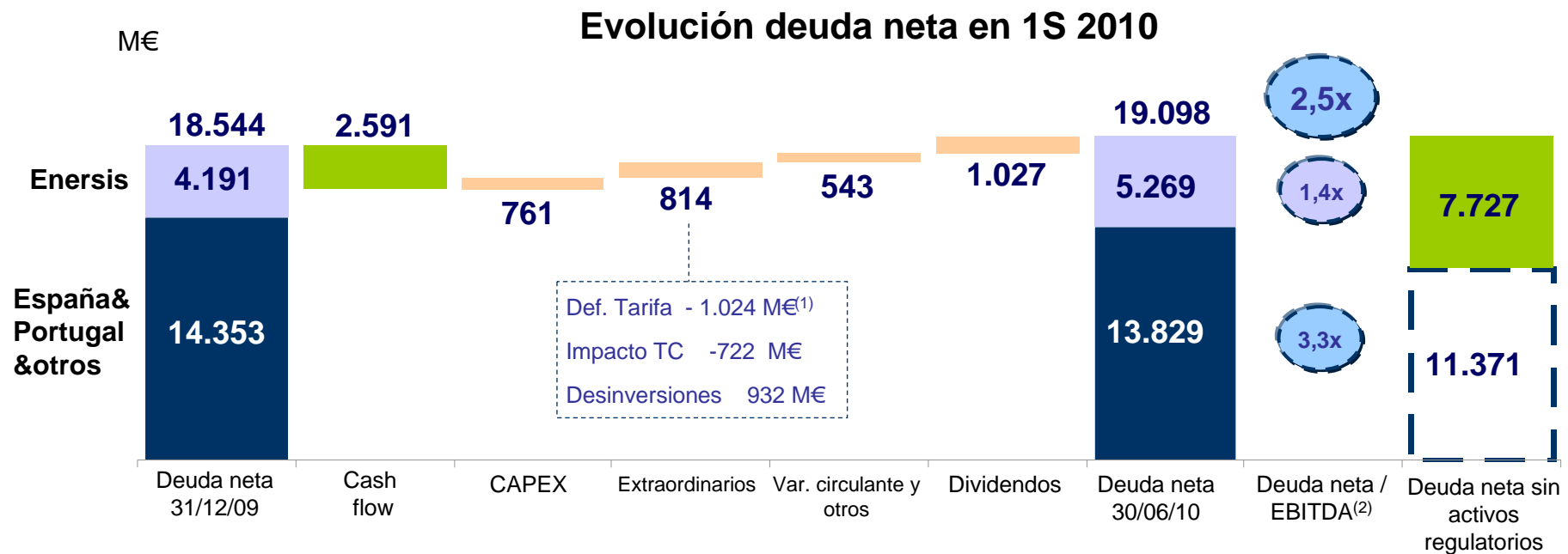
■ CIEN:

- Contrato para exportar energía desde Brasil hasta Argentina (Junio-Septiembre 2010) por ~60 M€.
- Conversaciones avanzadas con el Gobierno brasileño para definir un marco estable de remuneración, como parte del sistema de transporte del país

■ Argentina:

- Generación: discusiones proactivas con el regulador, a fin de mejorar la remuneración
- Distribución: revisión tarifaria pendiente para incorporar costes de inflación en la tarifa

Sólida situación financiera adaptada a las condiciones del mercado



Sólido apalancamiento financiero

	31/12/09	30/06/10
Apalancamiento (Deuda neta/RR.PP ⁽³⁾)	1,0	0,9

- **Liquidez Endesa sin Enersis cubre 18 meses de vencimientos de deuda**
- **Liquidez Enersis cubre 17 meses de vencimientos de deuda**

(1) 746 M€ peninsular y 282 M€ sistemas extrapeninsulares

(2) Últimos 12 meses

(3) Recursos propios

españa&portugal&otros 1S 2010



Claves del periodo

- **Recuperación de la demanda: 3,5%⁽¹⁾ en 1S 2010. 6 meses de continuo crecimiento tras 16 meses de caídas**
- **Orígenes de energía competitivos en un entorno de bajos precios mayoristas**
 - **-16% en generación eléctrica hasta los 32 TWh**
 - **+289% en compras de energía hasta los 26 TWh**
- **Optimización gestión de la energía basada en el liderazgo en comercialización: 40% de cuota de mercado**
- **Buen comportamiento de los costes fijos gracias a las iniciativas de sinergias y eficiencias**
- **Déficit de tarifa correspondiente a Endesa en 1S 2010: 1.024 M€⁽²⁾**

(1) Corregida por laboralidad y temperatura. Sin considerar estos efectos la subida es del 4,2%. Fuente: REE.

(2) Peninsular 742 M€ y extrapeninsular 282 M€

Buen comportamiento operativo

€M	1S 2010	1S 2009	Variación
Ingresos	10.526	7.059	+49%
Margen de contribución	3.426	3.359	+2%
EBITDA	2.272	2.183	+4%
EBIT⁽¹⁾	1.603	1.441	+11%
Gasto financiero neto⁽²⁾	342	331	+3%
Resultado neto atribuible	1.808	1.983	-9%
Resultado neto atribuible homogéneo sin plusvalías⁽³⁾	876	862	+2%

- **Buen comportamiento costes fijos**
- **EBITDA +12% ajustado por perímetro (desinversiones)⁽⁴⁾**

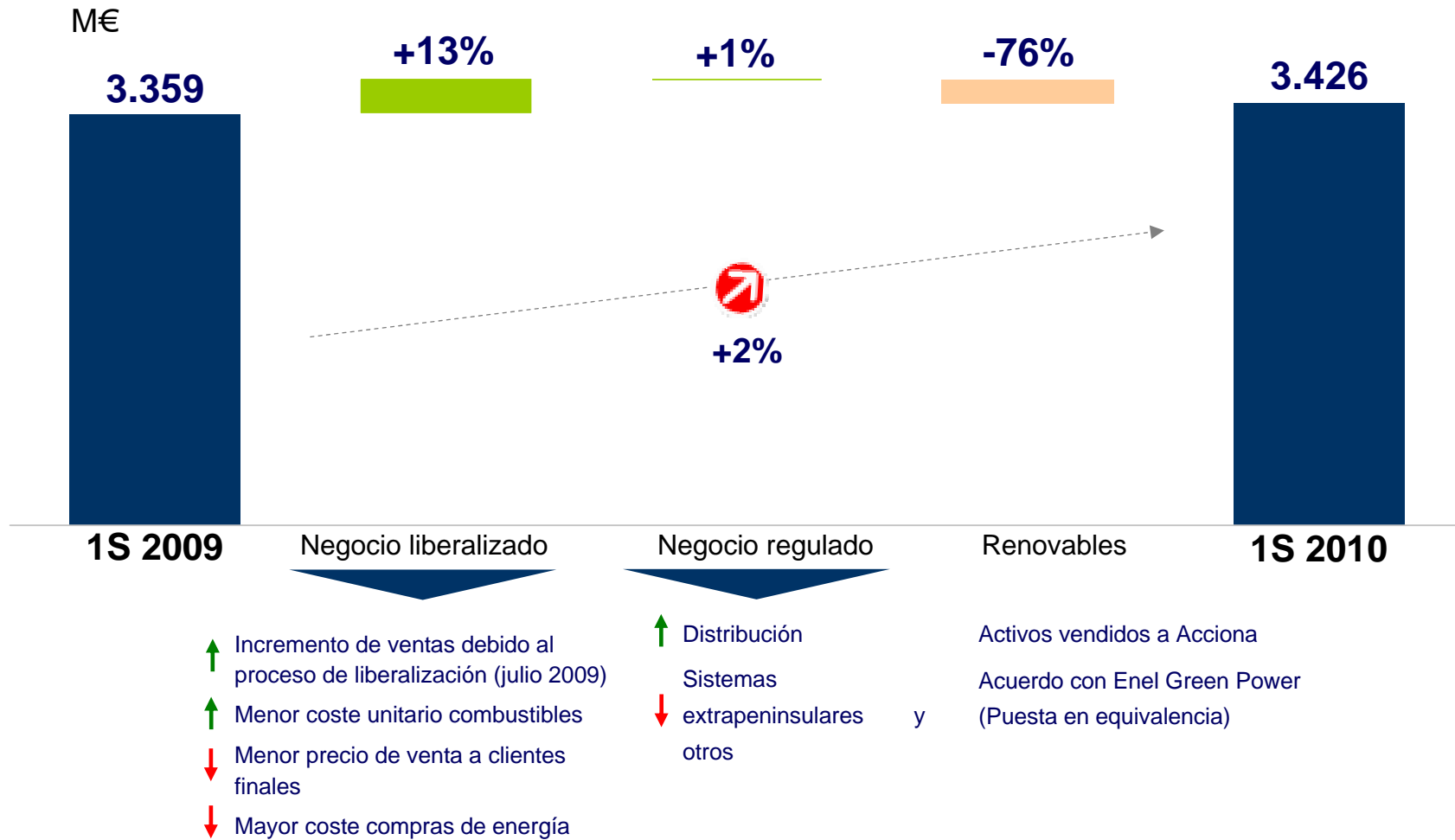
(1) Amortizaciones no recurrentes en 1S 2009

(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) Perímetro de consolidación homogéneo y excluyendo plusvalías netas (1.032 M€ en 1S 2009 y 916 M€ en 1S 2010)

(4) EBITDA ajustado por perímetro: 181 M€ en 1S 2009 & 32 M€ en 1S 2010

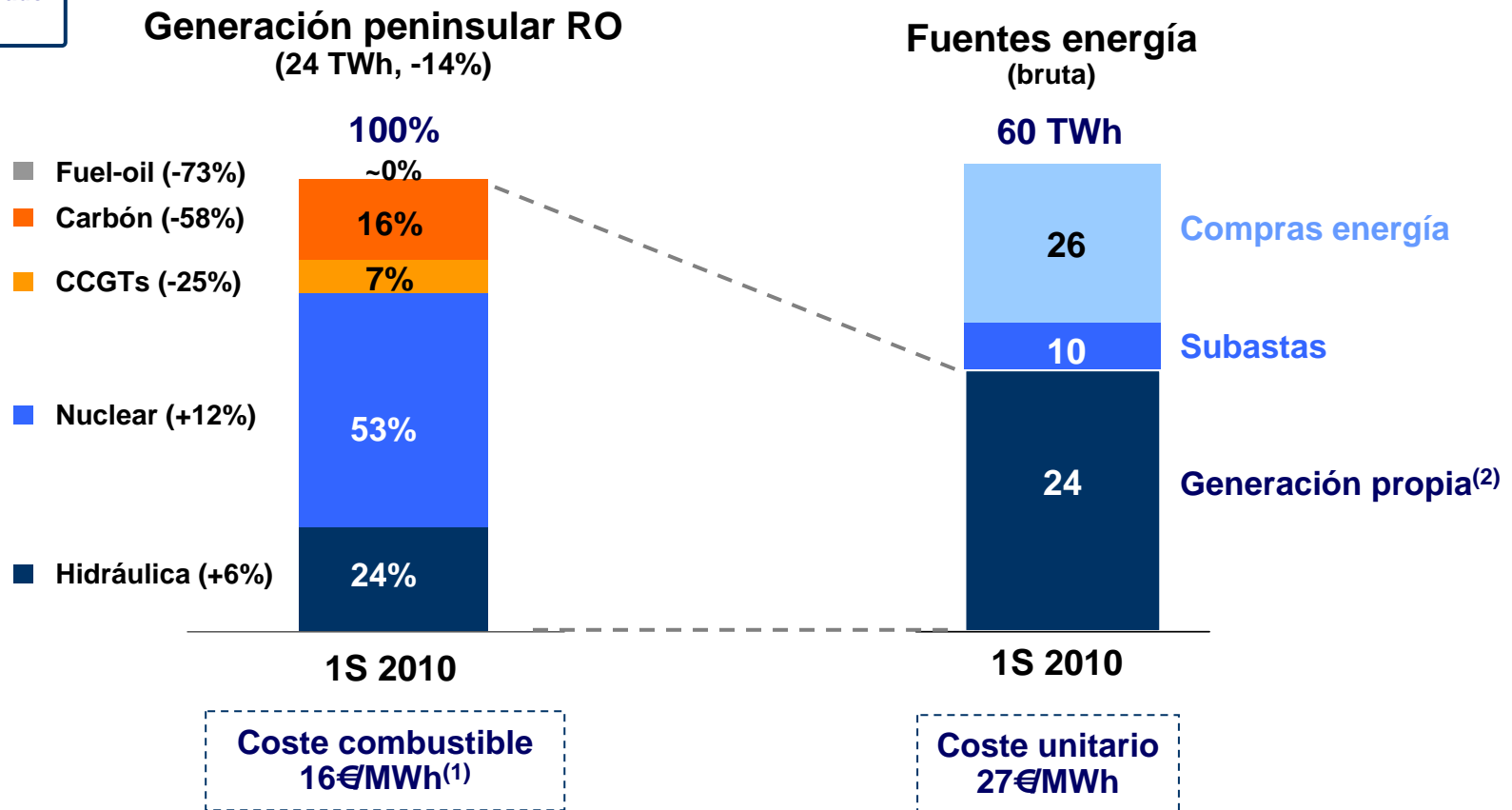
Crecimiento del margen de contribución soportado por el negocio liberalizado compensa la venta de activos



2% incremento margen (+8% ajustado por perímetro)

Fuentes de energía competitivas en el actual contexto de mercado

Negocio liberalizado Iberia



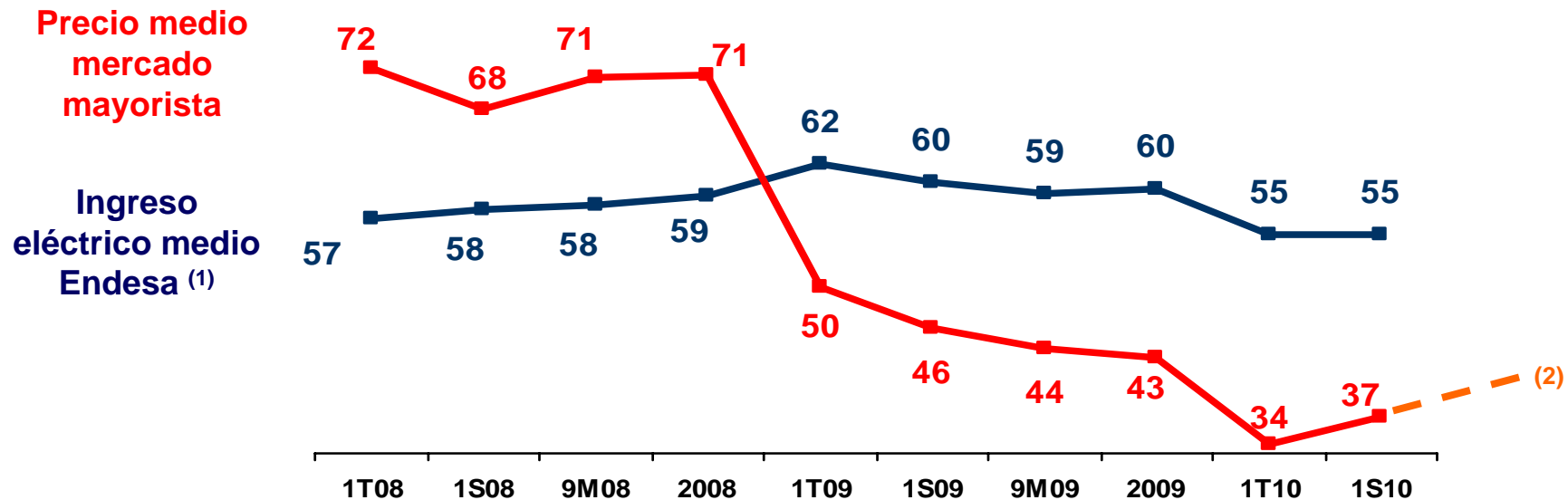
- **Generación nuclear + hidráulica 77% (vs. 53% resto del sector)**
- **Compras de energía 26 TWh vs. 7 TWh in 1S 09**

(1) Incluye coste combustible y CO₂

(2) Generación régimen ordinario peninsular

Optimización gestión de la energía basada en el liderazgo en comercialización (cuota de mercado 40%)

Ingreso unitario y evolución precios medios mayoristas (€/MWh)



- **Ventas eléctricas (brutas) 60 TWh (liberalizadas 40 TWh, tarifa último recurso 16 TWh y pool 4 TWh)**
- **Mayores precios mayoristas deberían incrementar los ingresos unitarios en el medio-largo plazo**

(1) Incluye servicios complementarios, pagos por capacidad y minoración de ingresos por CO2

(2) Media estimada para 9M 2010 y 2010 dados los actuales precios forward OMEL

Latinoamérica 1S 2010



Claves del periodo

- **Sólido crecimiento en distribución (+5,9%) incluyendo Chile, con un comportamiento destacado en Brasil a pesar de algunos hechos extraordinarios**
- **Menores volúmenes de generación (-7,6%) debido principalmente a la sequía en Colombia y la baja producción térmica en Argentina**
- **Normalización de los márgenes de generación en Chile**
- **Sólido comportamiento económico en la región fortalece las divisas locales**

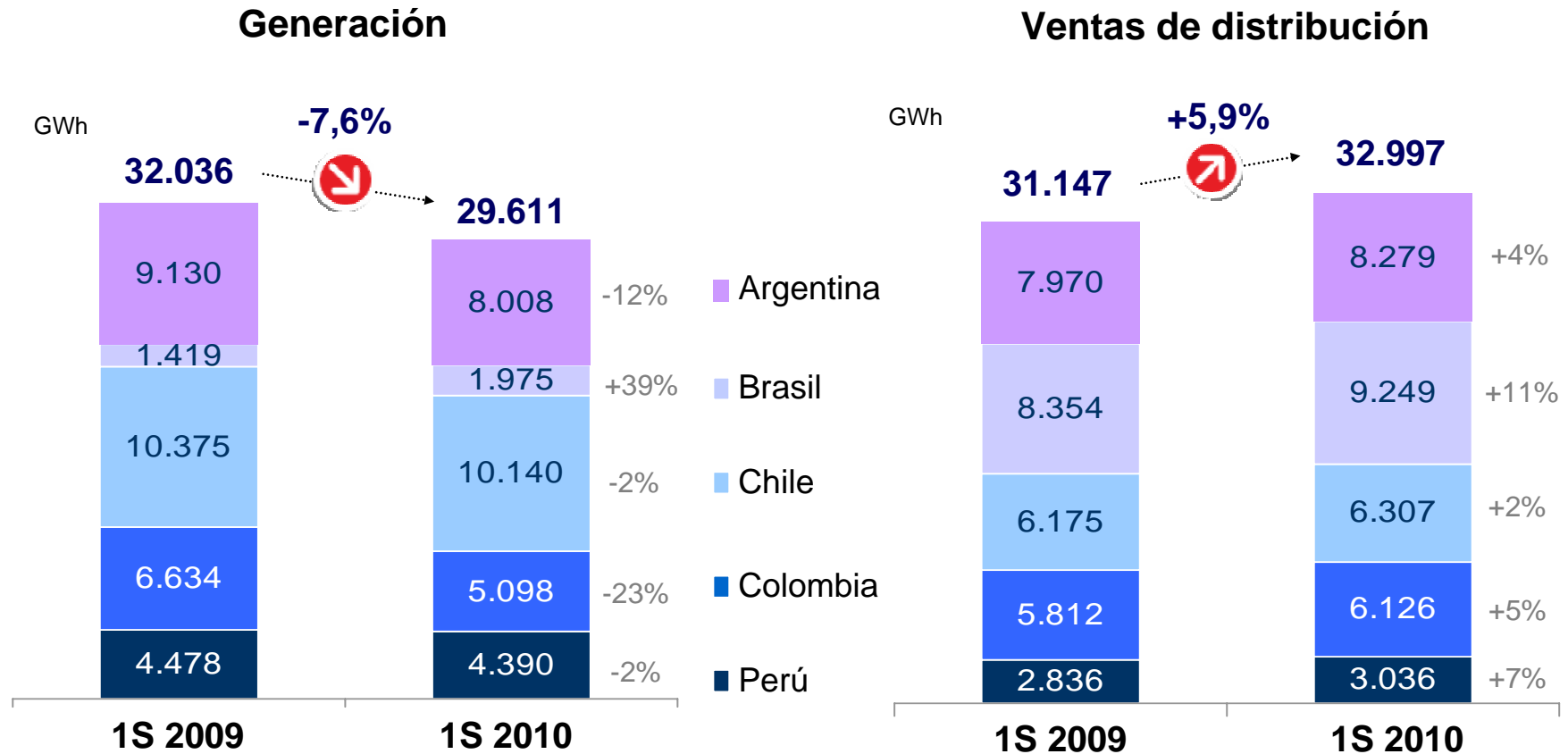
Resultados estables a pesar de la normalización de precios y el terremoto en Chile

M€	1S 2010	1S 2009	Variación
Ingresos	4.587	4.192	+9%
Margen de contribución	2.164	2.064	+5%
EBITDA	1.578	1.553	+2%
EBIT	1.208	1.267	-5%
Gastos financieros netos ⁽¹⁾	231	208	+11%
Resultado Neto	742	738	+1%
Resultado neto atribuible	312	280	+11%

▪ **255 M€ del EBITDA atribuible provienen de participaciones directas**

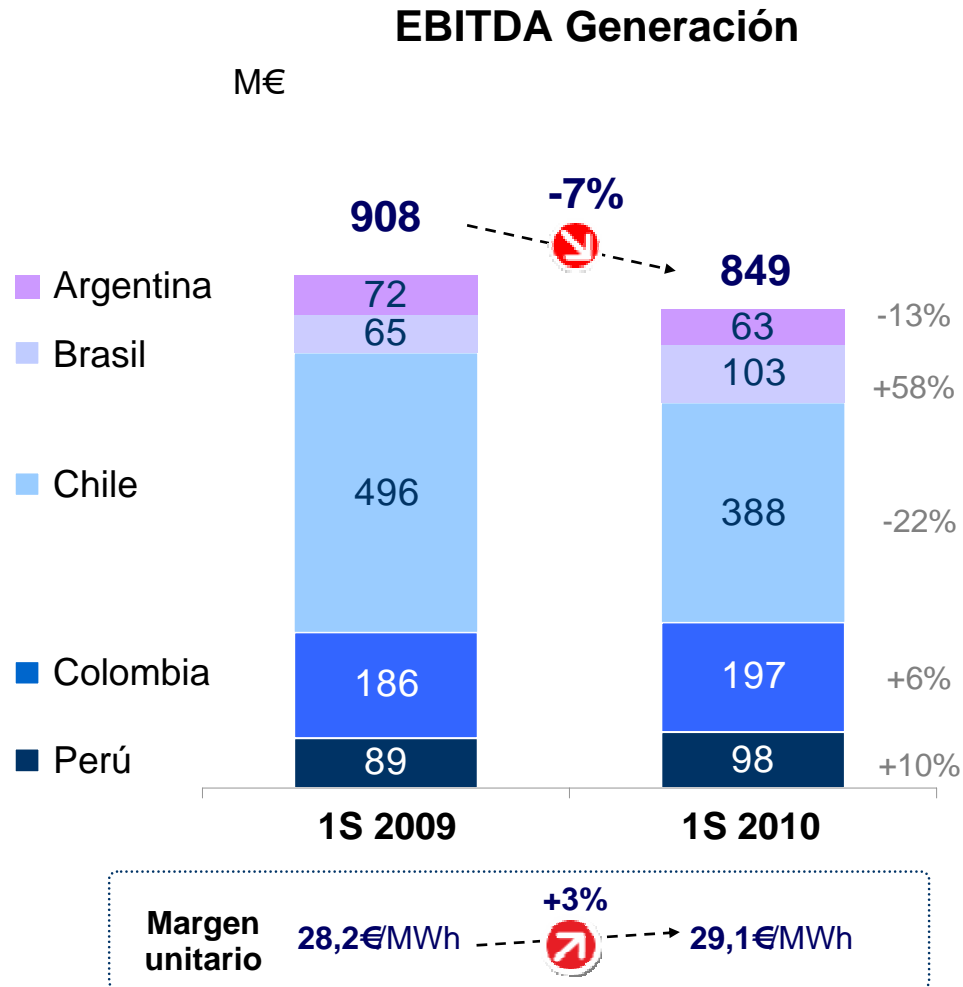
(1) Incremento en gastos financieros netos debido a mayor deuda, mayor coste medio y mayor valor de las "Unidades de Fomento" en Chile

Menor producción en generación y mayores ventas en distribución



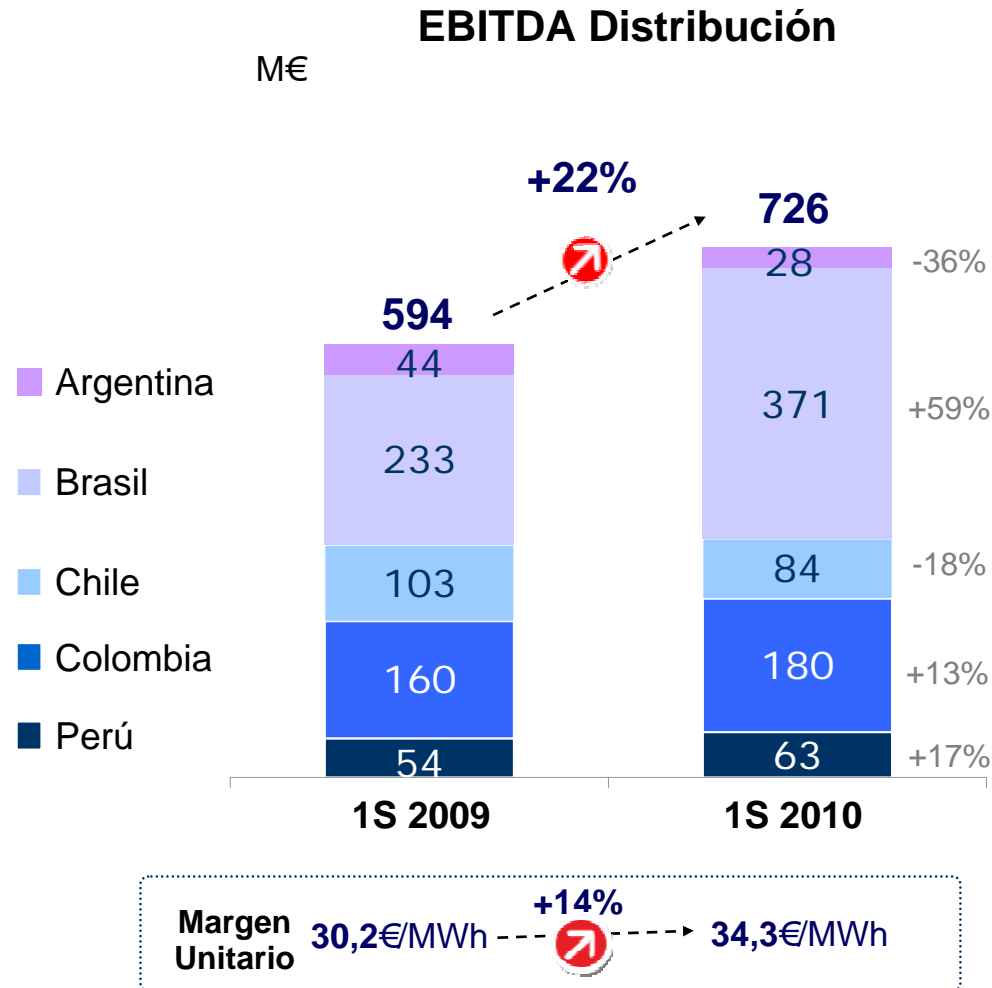
- Menor producción en todos los países salvo en Brasil. Colombia afectada por la sequía "El Niño" en 1T 2010. Baja generación en Chile por el terremoto
- Crecimiento en las ventas de distribución en todos los países

Menor EBITDA en generación debido a la normalización del margen en Chile



- **Chile:** caída del margen unitario (-17%) debido a la normalización de los precios extraordinarios en 2009 y a las mayores compras de energía
- **Colombia:** margen unitario 26% superior gracias a la mejora en los ingresos unitarios que han compensado el efecto volumen (sequía)
- **Brasil:** mayor actividad gracias a una mayor disponibilidad de gas, y mayores precios, han incrementado el margen unitario en un 53%

Fuerte crecimiento del EBITDA en distribución



- **Brasil:** fuerte crecimiento de la demanda en Coelce (+16%) y Ampla (+7%)
- **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 45 M€ de menor EBITDA en transporte por el acuerdo firmado con Uruguay en 1S 2009

conclusiones 1S 2010



Resultados positivos en 1S 2010

- **Mejoran las perspectivas del sector**
- **Importantes hitos regulatorios en el horizonte**
- **Resultados sólidos gracias a:**
 - **Cartera de negocios equilibrada**
 - **Estrategia de ventas y gestión de la energía**
 - **Plan de eficiencias en marcha**
 - **Gestión proactiva de la cartera de activos**
 - **Buen comportamiento económico en Latinoamérica**
- **Sólida posición financiera en el actual contexto**

anexos 1S 2010



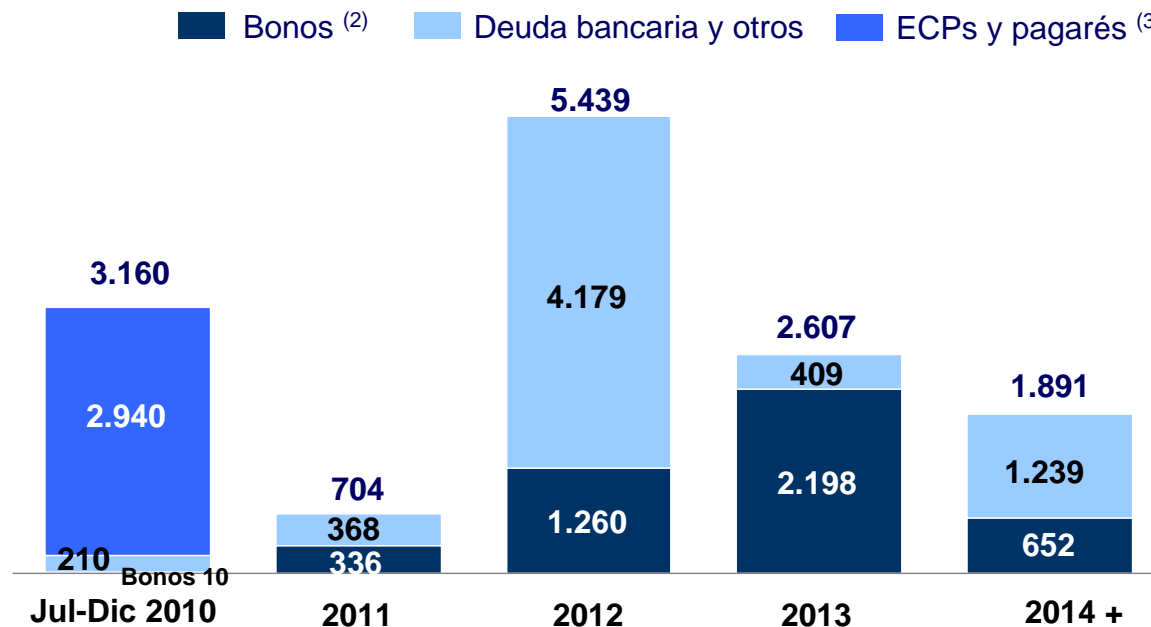
Capacidad instalada y Producción⁽¹⁾

MW a 30/06/10		España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
Capacidad instalada	Total	23.234		15.874		39.108	
	Hidráulica	4.729		8.666		13.395	
	Nuclear	3.666		-		3.666	
	Carbón	5.804		538		6.342	
	Gas Natural	2.197		3.966		6.163	
	Fuel-gas	6.810		2.617		9.428	
	Cogeneración y Renovables	27		87		114	
	<hr/>						
TWh 1S 2010 (variación. vs. 1S 2009)		España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
Producción	Total	32,1	-16,2%	29,6	-7,6%	61,8	-12,3%
	Hidráulica	5,8	+6%	15,9	-10%	21,7	-6%
	Nuclear	12,8	+12%	-	-	12,8	+12%
	Carbón	5,4	-50%	1,2	+3%	6,6	-45%
	Gas Natural	2,1	-22%	9,6	+7%	11,7	-0%
	Fuel-gas	5,5	-8%	2,9	-32%	8,4	-18%
	Cogeneración y Renovables	0,6	-71%	0,09	+228%	0,7	-67%

(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 junio de 2010: €13.801 M⁽¹⁾



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 18 meses de vencimientos

▪ Liquidez 4.868 M€

140 M€ en caja

4,728 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo

▪ Vida media de la deuda: 3,0 años

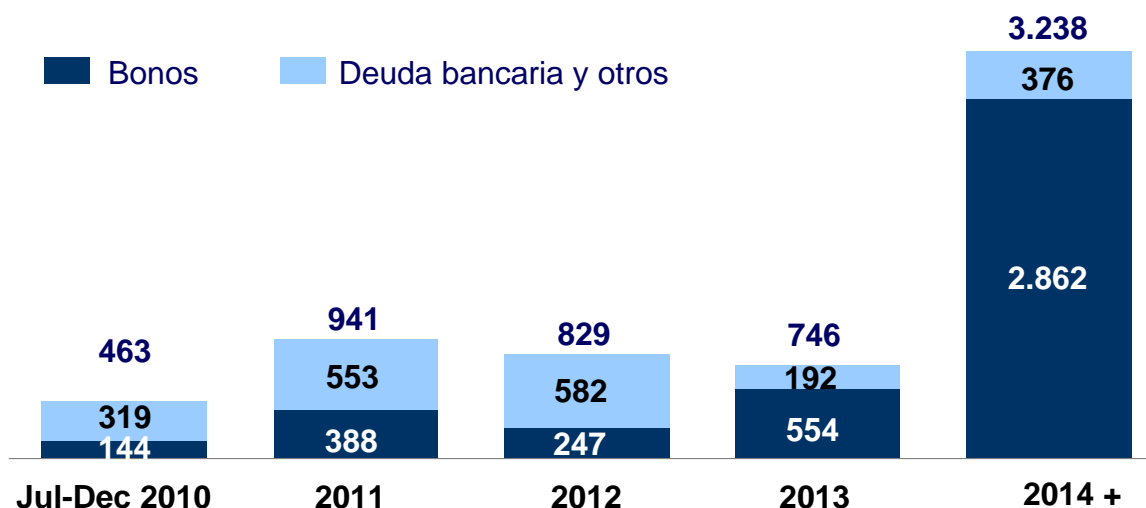
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera, al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de este mercado de los derivados que no suponen salida de caja.

(2) Incluye participaciones preferentes.

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

Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 Junio 2010: 6.217 M€⁽¹⁾



Enersis tiene liquidez suficiente para cubrir 17 meses de vencimientos

▪ **Liquidez 1.776 M€**

1.010 M€ en caja

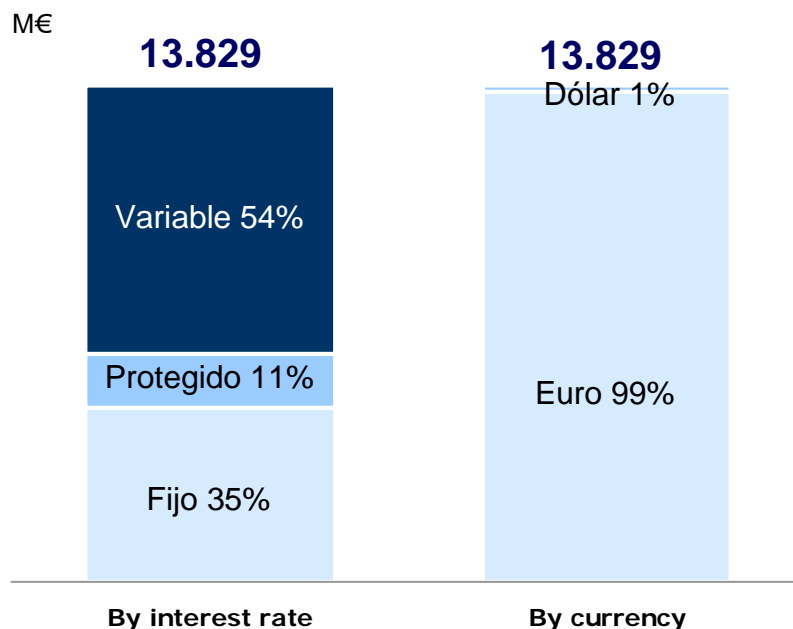
766 M€ de créditos sindicados disponibles

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

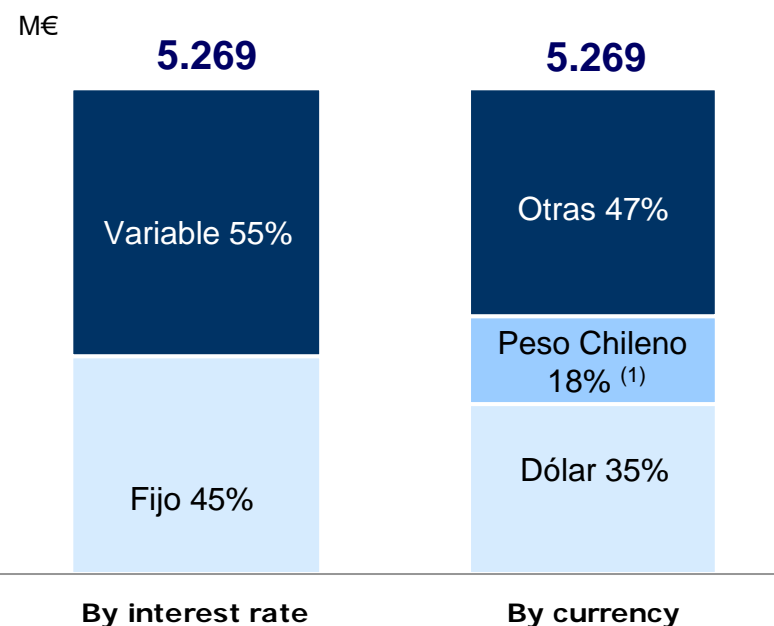
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que suponen salida de caja.

Política Financiera y estructura de la deuda

Estructura de la deuda Endesa sin Enersis



Estructura de la deuda Enersis



Coste Medio Deuda

2,7%

8,4%

- **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 1S 2010 (vs. 1S 2009)



Chile

Gx: 388 M€(-22%)

Dx: 84 M€(-18%)

EBITDA total:

472 M€(-21%)

- 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, no estará de nuevo operativa hasta Agosto. Retrasos en Bocamina II, que entrará en funcionamiento en Junio de 2011.
- El precio nudo para Mayo-Octubre 2010 fue fijado en 94,9\$/MWh –un 1,8% más alto que el de Noviembre de 2009 (93,2\$/MWh) y un 9,3% por encima del actual precio nudo- asociado al último proceso de indexación llevado a cabo en Marzo 2010 (86,8\$/MWh)



Brasil

Gx: 103 M€(+59%)

Dx: 371 M€(+59%)

Tx: 9 M€(-83%)

EBITDA total:

483M€(+37%)

- Fuerte crecimiento de la demanda (6.6% en Ampla y 15.9% en Coelce) por altas temperaturas y demanda industrial.
- Mayores precios de venta
- Revisión tarifaria Ampla para el periodo Marzo 2010-Marzo 2011: Incremento de 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.
- Apreciación del Real Brasileño vs Euro: +12,4% durante 1S 2010
- 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..

Hechos relevantes por países

EBITDA 1S 2010 (vs. 1S 2009)



Gx: 197 M€ (+6%)

Dx: 180 M€ (+13%)

EBITDA total:

377 M€ (+9%)

- Caída del 31% en 1S 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 (+5,4%)
- Codensa pagó el 24 de marzo 197,5 M€ en dividendos
- Apreciación del peso colombiano frente al euro: +20,4% en 1S 2010



Perú

Gx: 98 M€ (+10%)

Dx: 63 M€ (+17%)

EBITDA total:

161 M€ (+13%)

- Incremento en ventas del 7,1% por mayor demanda.
- Fijación del precio barra (aplicable desde mayo 2010 hasta abril 2011) en 39,18 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: +16,3% en 1S 2010



Argentina

Gx: 63 M€ (-13%)

Dx: 28 M€ (-36%)

Tx: 2 M€ (0%)






EBITDA total:

93 M€ (-23%)

- Mejor mix de producción. Menor producción térmica en Costanera debido a menor hueco térmico y parada de mantenimiento
- Edesur: incremento de costes fijos por mayor inflación

Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enersis



	M€	% Participación directa	EBITDA proporcional 1S 2010
 Codensa:		26,7%	47
Emgesa:		21,6%	43
 Endesa Brasil:		28,5%	137
 Edesur:		6,2%	2
DockSud:		40%	6
 Edelnor:		18%	11
Piura:		48%	7
 Pangué		5%	2
Total proporcional			255

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.

28 | 07 | 2010

endesa resultados 1S 2010

