

resultados endesa 1T 2010

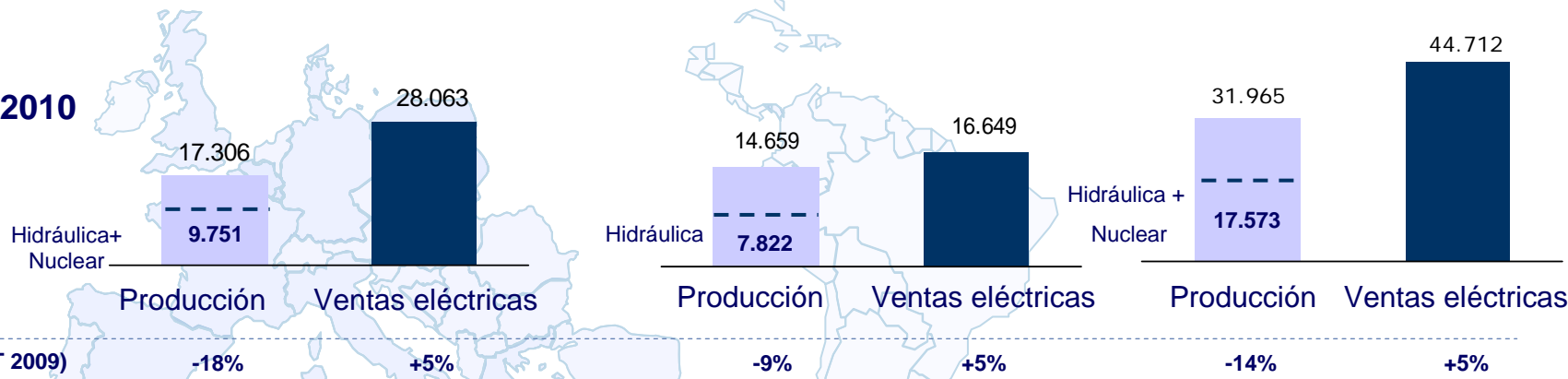
Principales magnitudes operativas y financieras

España&Portugal&Otros

Latinoamérica

Total Endesa

GWh 1T 2010



Liberalizado  +34%

Liberalizado  -22%

Liberalizado  +4%

EBITDA 1T 2010 (M€) Regulado  +6%

Regulado  +29%

Regulado  +13%

1.174  +17%

705  -3%

1.879  +9%

Deuda neta (M€)

13.652

4.854

18.506

Deuda neta/EBITDA

2,9x

1,7x

2,5x

Crecimiento a nivel operativo y en resultado neto

M€	1T 2010	1T 2009	Variación
Ingresos	7.693	6.034	+27%
Margen de contribución	2.752	2.596	+6%
EBITDA	1.879	1.729	+9%
España&Portugal&Otros⁽¹⁾	1.174	1.001	+17%
Endesa Latinoamérica	705	728	-3%
EBIT	1.403	1.223	+15%
Gastos financieros netos⁽²⁾	320	249	+29%
Resultado neto atribuible	1.535	509	+202%
Resultado neto atribuible actividades continuadas⁽³⁾	620	507	+22%

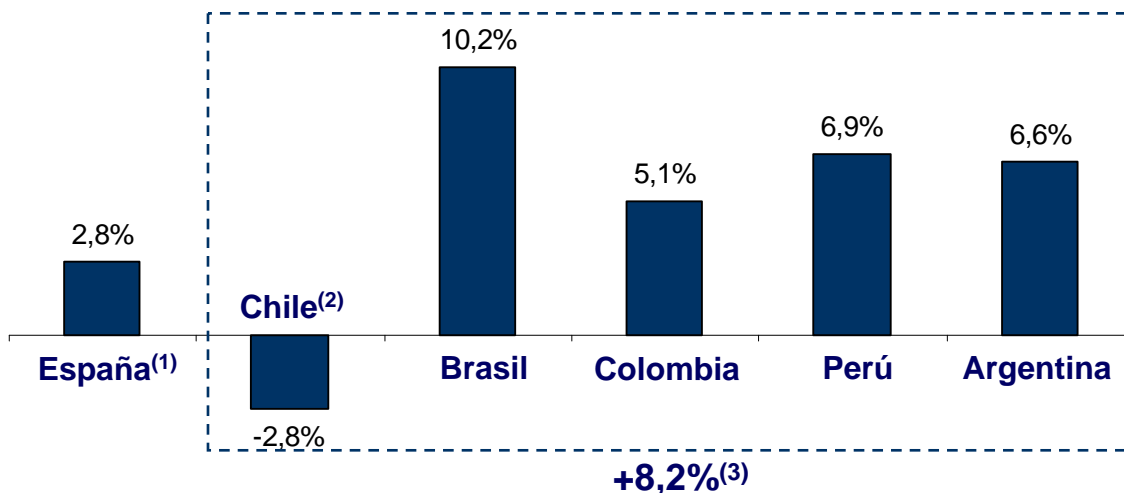
(1) Incluye otros negocios (principalmente Endesa Ireland y actividades de trading en Europa)

(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) Excluyendo las plusvalías netas del acuerdo de renovables con Enel Green Power (881 M€) y REE (34 M€) en 1T 2010

Crecimiento de la demanda y caída de precios eléctricos

Demanda país: 1T 2010 vs. 1T 2009



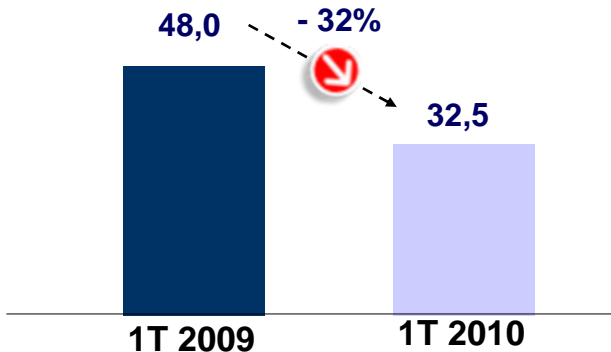
España:
primeros
crecimientos
mensuales
tras 16 meses
de caídas

Latinoamérica:
fuerte
crecimiento a
pesar del
terremoto en
Chile

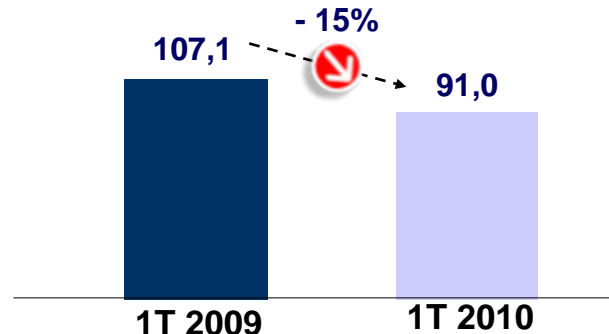
(1) Corregida por laboralidad y temperatura. Sin considerar estos efectos la subida es del 4,7%. Fuente: REE. (2) Afectada por el terremoto
(3) Países en los que opera Endesa ponderados por TWh

Principales precios eléctricos

Precio medio del pool en España⁽⁴⁾ (€/MWh)



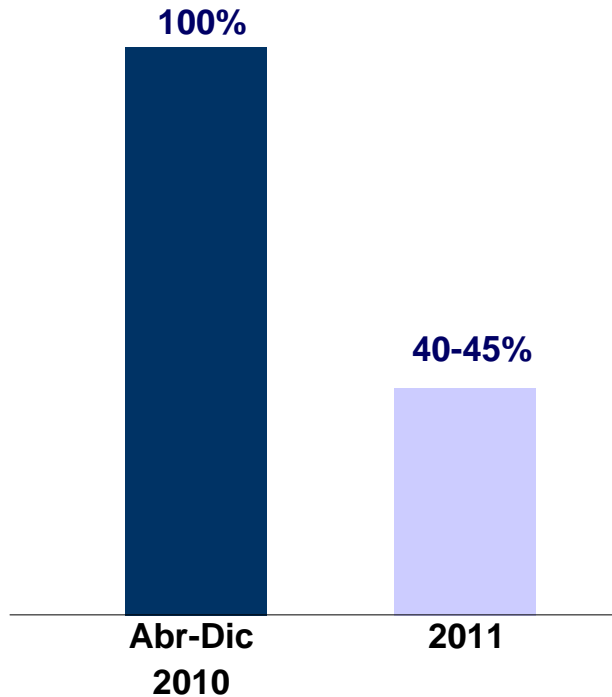
Precio nudo medio en Chile (US\$/MWh)



(4) No incluye pagos por capacidad

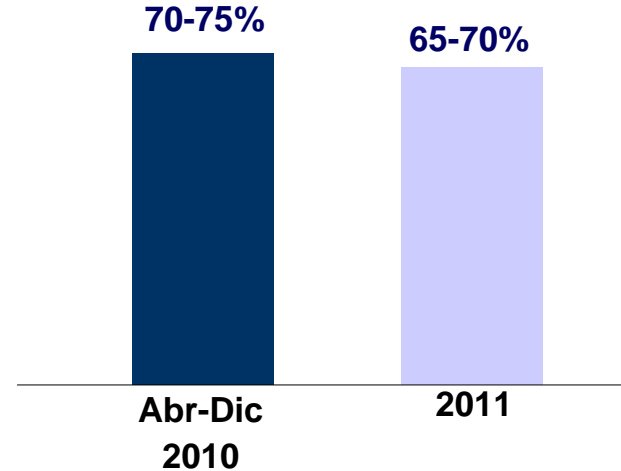
Efectiva cobertura de márgenes liberalizados a través de una consistente estrategia comercial

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)

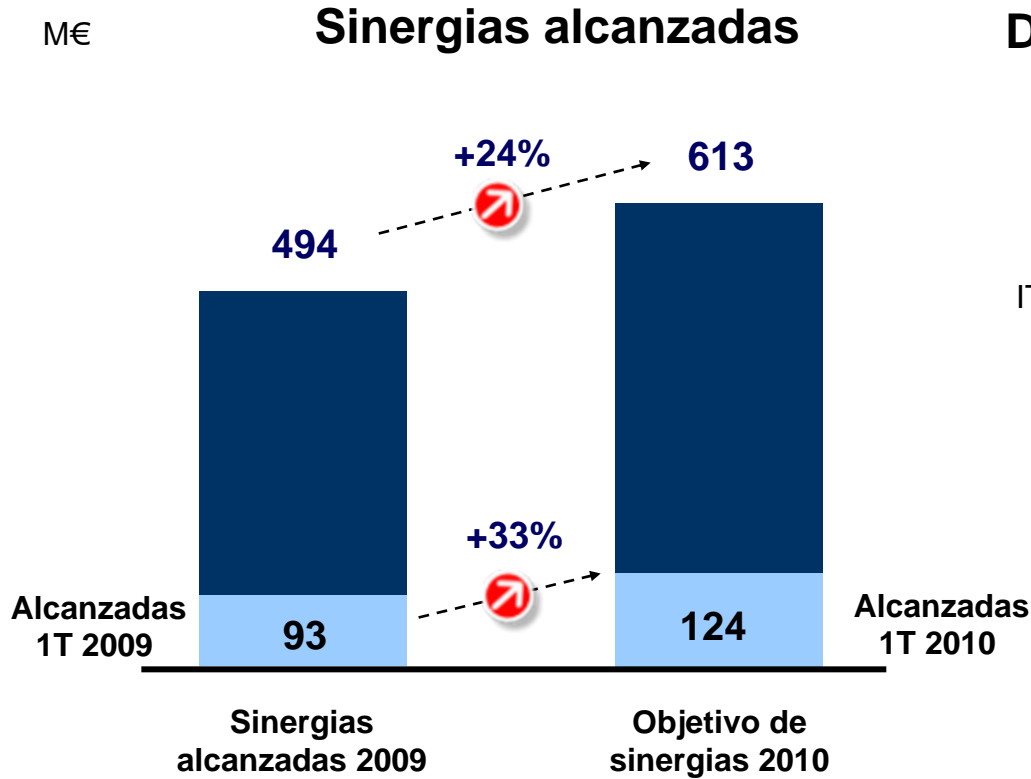


- 32% de la generación vendida con contratos > 5 años y 23% con contratos > 10 años
- Finalizadas subastas a largo plazo en Perú (2014-2025) por encima de 52,6 US\$/MWh

Progresando para alcanzar nuestros objetivos de eficiencias

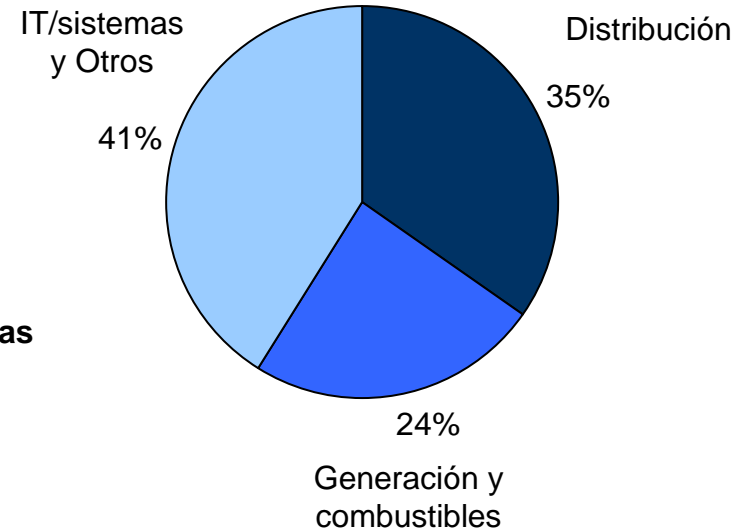
M€

Sinergias alcanzadas



Desglose sinergias en 1T 2010

124 M€ (+33%)



33% incremento en consecución de sinergias 1T 2010 vs. 1T 2009

Principales temas regulatorios

España

- Titulización déficit de tarifa
- Carbón doméstico
- Remuneración tecnologías de back-up
- Renovables
- Distribución

Latinoamérica

- Chile: incremento 2% en el precio nudo a partir de mayo
- Brasil: revisiones tarifarias positivas en Coelce y Ampla

Operaciones corporativas

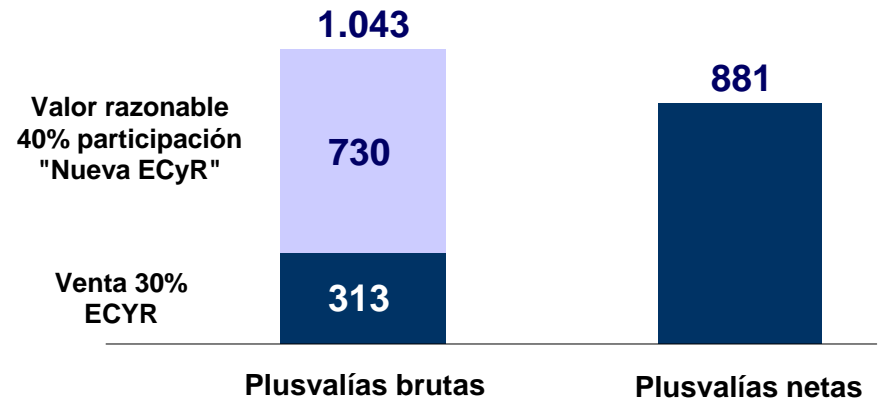
Acuerdo de renovables con Enel Green Power

- Acceso a recursos financieros
- Economías de escala y efecto cartera Transferencia de mejores prácticas
- Mayor visibilidad

Otras operaciones cerradas

- Acuerdo desinversión Endesa Hellas
- Venta de la participación en REE (1% por 51 M€)
- Venta 20% de SAGGAS

Plusvalías netas 1T 2010 (M€)



Otras operaciones en marcha

- Activos de transporte eléctrico en España
- Activos de transporte y distribución de gas en España

Rápida respuesta ante desastres naturales

Terremoto en Chile (27 febrero)

- Rápida y consistente respuesta en línea con nuestro plan de contingencias: 66% de nuestros clientes con el servicio restablecido en menos de 12 horas
- 80% tras 30 horas y 100% tras 10 días
- Donación 7,2 M€ para contribuir a la reconstrucción del país

Nevadas extraordinarias en Gerona (marzo)

- >700 grupos electrógenos para proveer de servicio mientras se reparaban las redes
- 1.683 personas dedicadas al restablecimiento del servicio eléctrico en la zona
- Estimación costes extraordinarios: 60 M€

Lluvias torrenciales en Rio de Janeiro (marzo y abril)

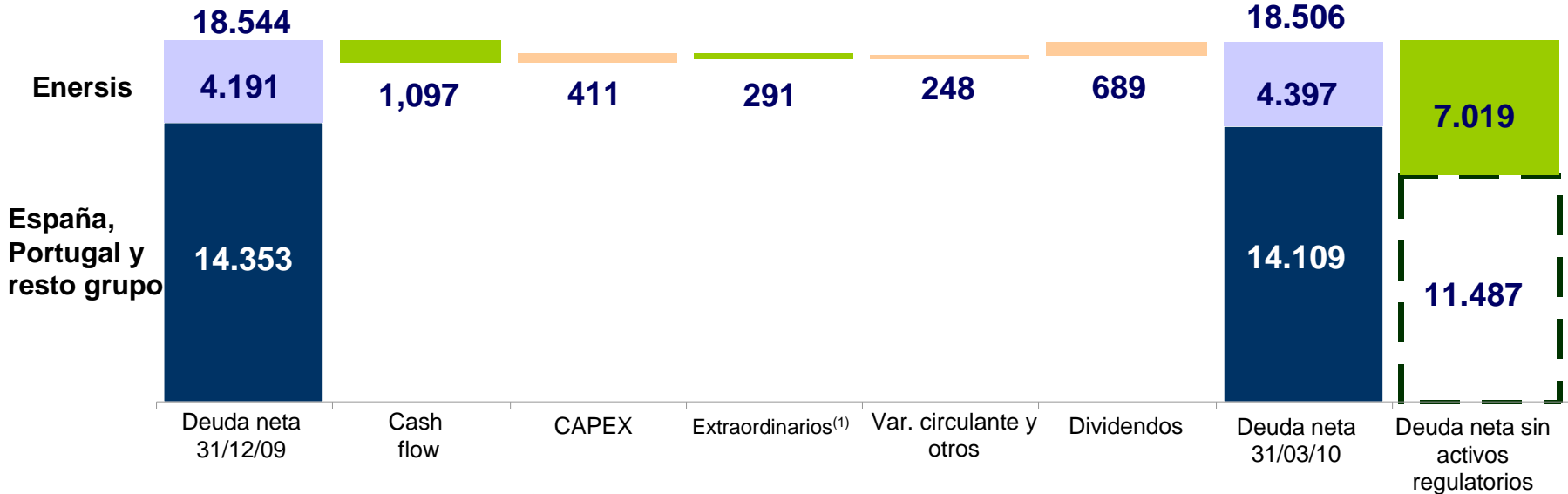
- Rápida y consistente respuesta en línea con nuestro plan de contingencias, aumentando en 5 veces la capacidad operativa
- Donación 1,2 M€ para ayudar a la reconstrucción de la región

Impacto limitado gracias a las coberturas con seguros

Sólida situación financiera

M€

Evolución deuda neta en 1T 2010



Sólido ratios financieros

	31/12/09	31/03/10
Deuda neta/EBITDA ⁽²⁾	2,6	2,5
Apalancamiento (Deuda neta/RR.PP ⁽³⁾)	1,0	0,9

- Liquidez Endesa sin Enersis cubre 21 meses de vencimientos de deuda
- Liquidez Enersis cubre 27 meses de vencimientos de deuda

(1) Incluye déficit 1T 2010 (400 M€), diferencias de cambio (246 M€) y desinversiones (326 M€ caja y 557 M€ desconsolidación de deuda por acuerdo renovables con EGP, 51 M€ venta participación accionarial REE y 3 M€ por otras desinversiones).

(2) Últimos 12 meses. (3) Recursos propios

españa&portugal&otros 1T 2010

Claves del periodo

- **Tras 16 meses de caídas, la demanda ha crecido durante los 4 primeros meses del año**
- **Optimización de gestión de la energía ante los bajos precios mayoristas (-32% hasta 32,5€/MWh):**
 - **-17%⁽¹⁾ generación eléctrica hasta 17 TWh**
 - **+241% compras de energía hasta 10 TWh⁽²⁾**
- **Posición de liderazgo en ventas a clientes finales:**
 - **Incremento ventas liberalizadas**
 - **Resistencia precios de venta**
- **Acuerdo renovables con Enel Green Power**

(1) España & Portugal

(2) No incluye tarifa de último recurso

Crecimiento operativo y del resultado neto a doble dígito⁽¹⁾

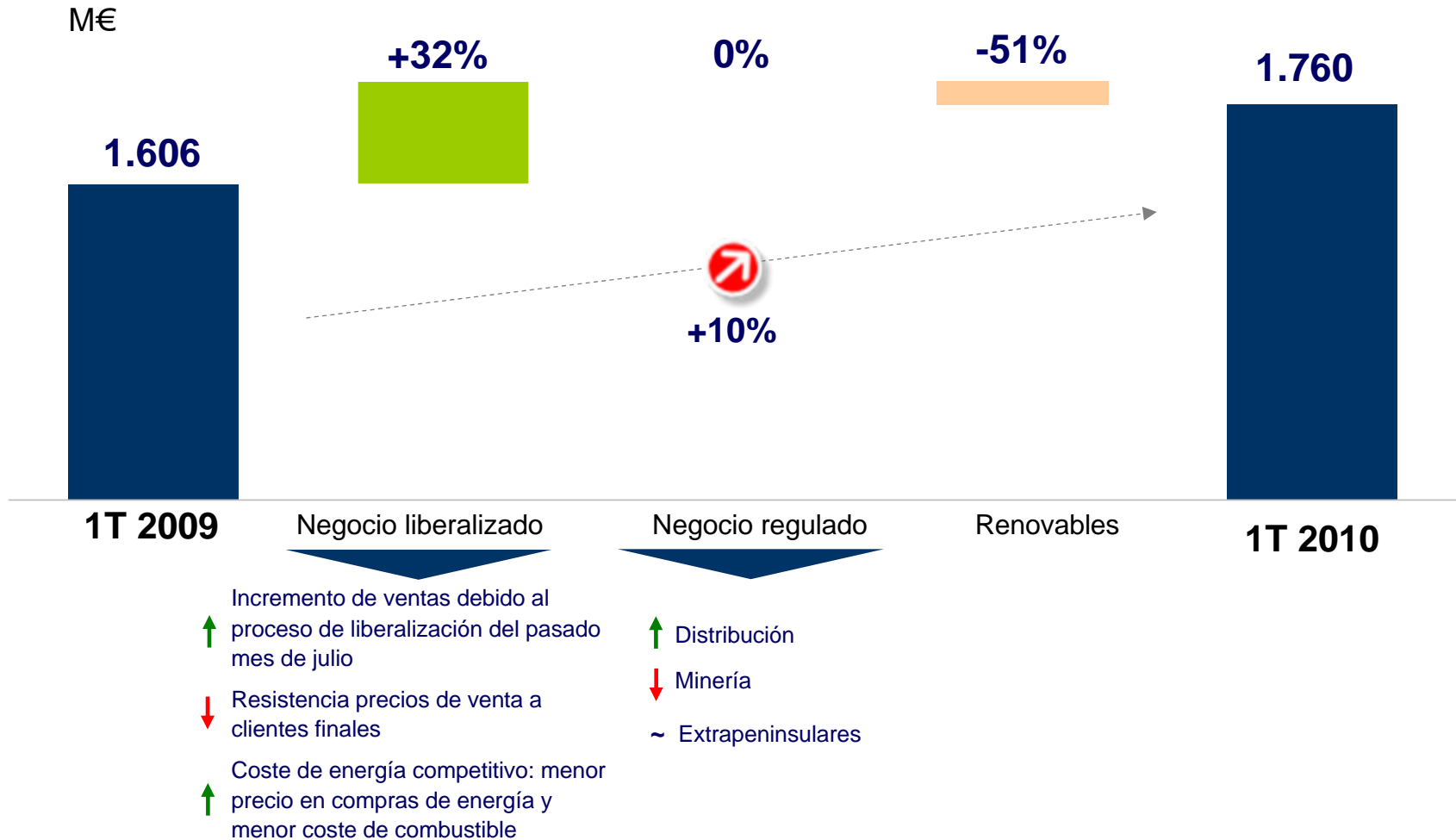
M€	1T 2010	1T 2009	Variación
Ingresos	5.609	3.938	+42%
Margen de contribución	1.760	1.606	+10%
EBITDA	1.174	1.001	+17%
EBIT	867	631	+37%
Gasto financiero neto⁽²⁾	213	175	+22%
Resultado neto atribuible	1.364	380	+259%
Resultado neto atribuible actividades continuadas⁽³⁾	449	378	+19%

(1) Incluye otros negocios (principalmente Endesa Ireland y actividades de trading en Europa)

(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) Excluyendo las plusvalías netas del acuerdo de renovables con Enel Green Power (881 M€) y REE (34 M€) en 1T 2010

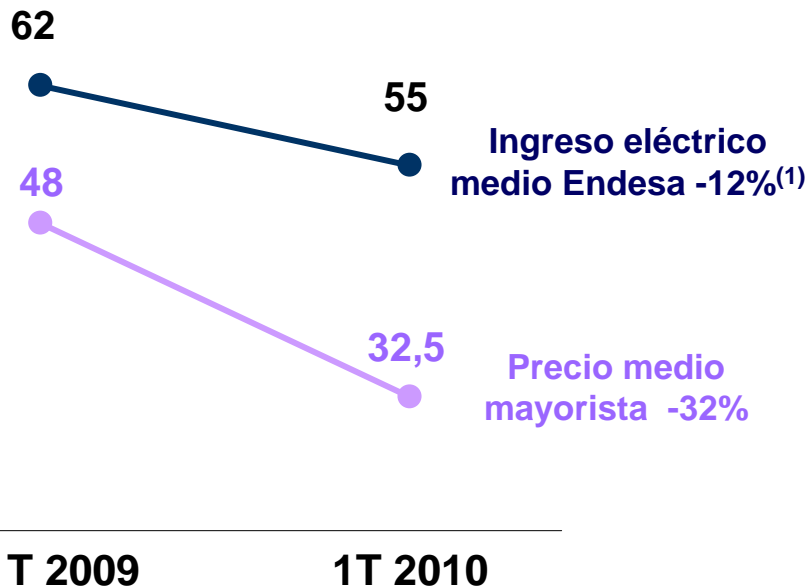
Crecimiento margen de contribución soportado por el negocio liberalizado



Incremento del 10% del margen de contribución junto a menores costes fijos provocan un crecimiento del EBITDA del 17%

Resistencia ingresos liberalizados a pesar del descenso de los precios mayoristas

Evolución precio unitario (€/MWh)



Sólida posición en comercialización a clientes finales

- Líder en comercialización: 20 TWh⁽²⁾ de ventas a clientes liberalizados
- 37% menores ventas al pool
- Vida media de los contratos: 16,6 meses (Alta y Media tensión)
- Ausencia de claw-back por CO₂ en los ingresos del 2010 (69 M€ en 1T 2009)

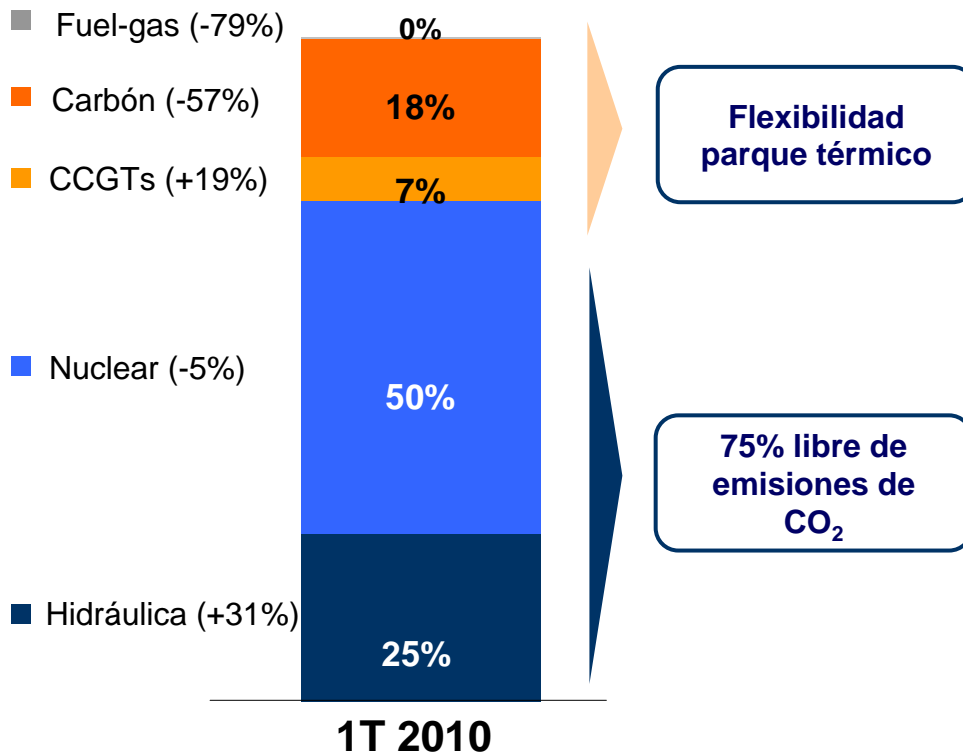
El negocio de comercialización aporta una buena cobertura frente a la volatilidad de los precios mayoristas

(1) Incluye pagos por capacidad y servicios complementarios y efecto claw-back CO₂

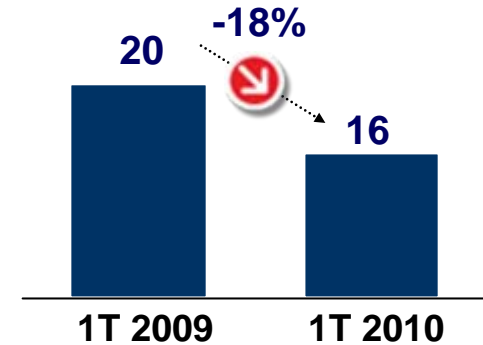
(2) Ventas brutas. No incluye TUR (~ 9,5 TWh en 1T 2010).

Coste de energía competitivo

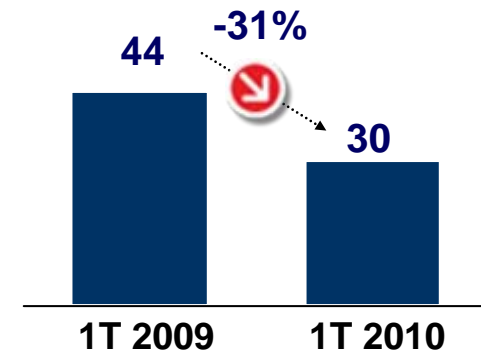
Producción régimen ordinario (13 TWh, -17%)



Coste de combustibles (€/MWh)



Coste compras de energía (€/MWh)



- Mix de generación único y flexible
- Producción hidráulica + nuclear 75% (vs. 55% resto del sector)
- Compras de energía 10,3 TWh vs. 3,0 TWh en 1T 09

latinoamérica 1T 2010



Claves del periodo

- **Fuerte crecimiento de las ventas de distribución (+5,2%) a pesar del terremoto en Chile**
- **Caída de la generación (-8,9%) principalmente debido a la menor producción hidráulica en Colombia (-43%)**
- **Menores márgenes en generación por la menor producción hidráulica (-9%) y los menores precios en Chile (media del precio nudo 91 US\$/MWh en 1T 2010 vs. 107 US\$/MWh en 1T 2009)**
- **Sólido comportamiento económico en la región se manifiesta en la fortaleza de las divisas de Latinoamérica (impacto positivo por tipo de cambio en EBITDA: 30 M€)**

Resultados estables a pesar del terremoto en Chile

M€	1T 2010	1T 2009	variación
Ingresos	2.084	2.096	-1%
Margen de contribución	992	990	+0%
EBITDA	705	728	-3%
EBIT	536	592	-9%
Gastos financieros netos⁽¹⁾	107	74	+45%
Resultado neto	355	345	+3%
Resultado neto atribuible⁽²⁾	171	129	+33%

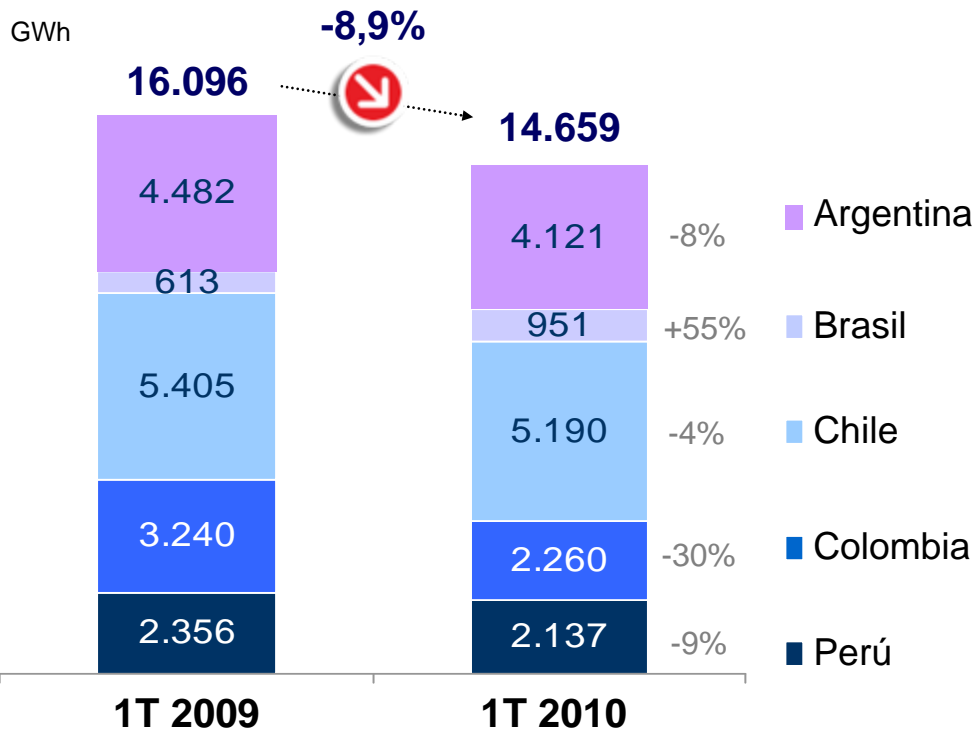
▪ **113 M€ del EBITDA atribuible provienen de participaciones directas**

(1) Incremento en gastos financieros netos debido al mayor valor de las "Unidades de Fomento" en Chile

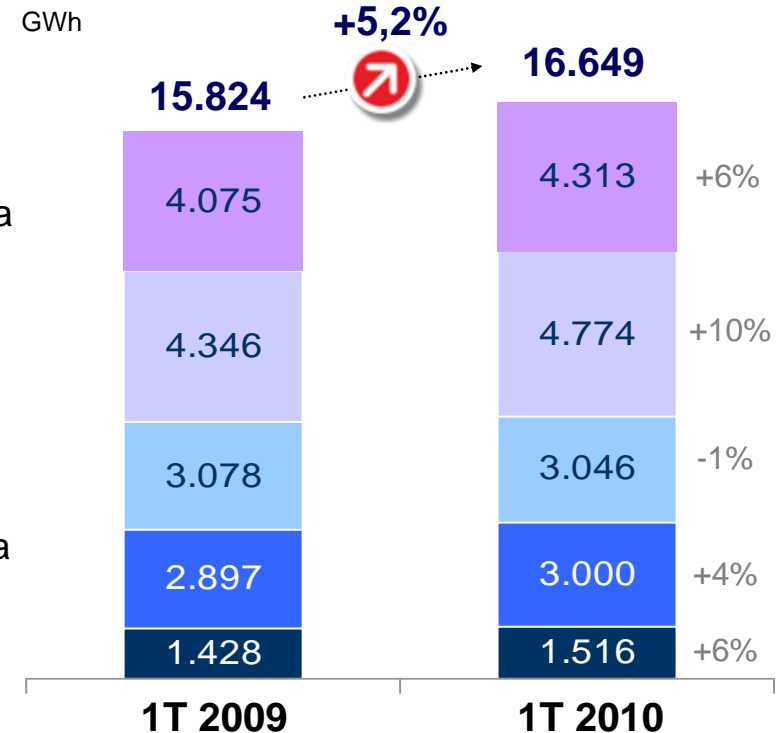
(2) Debido a un efecto impositivo no recurrente

Menor producción en generación y mayores ventas en distribución

Producción de generación

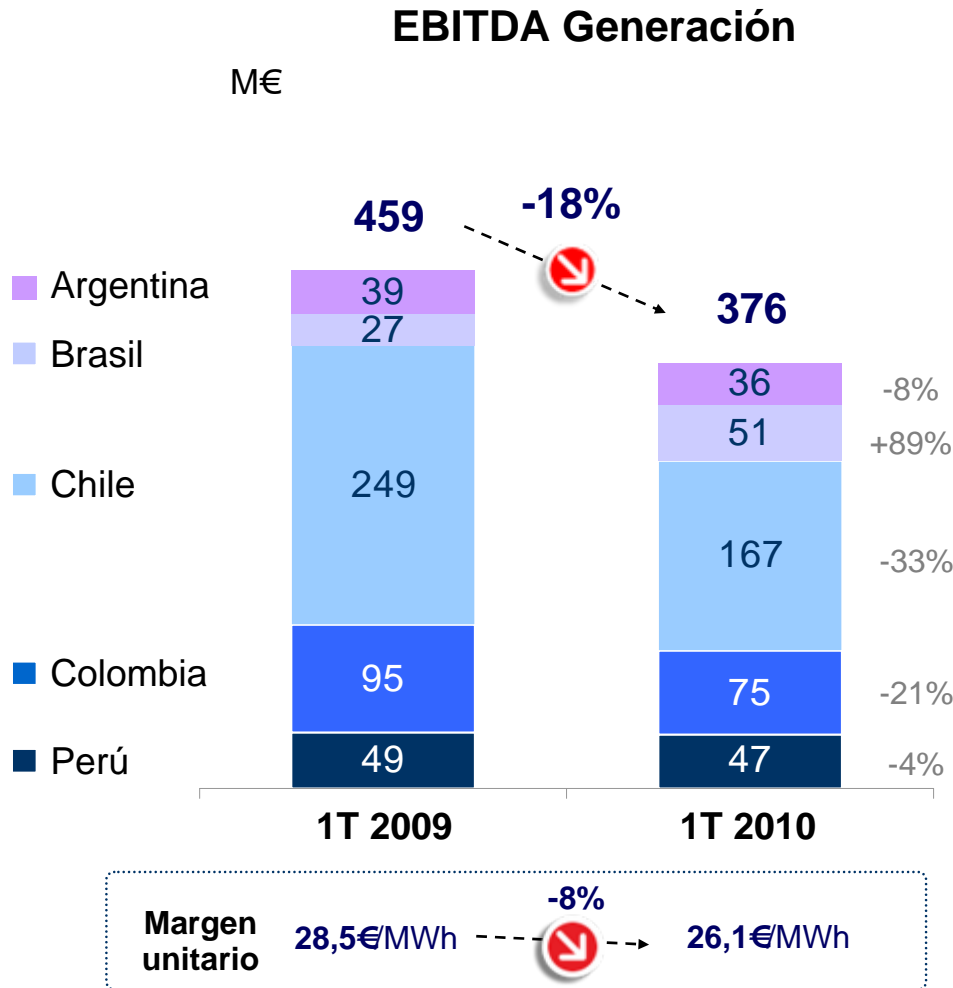


Ventas de distribución



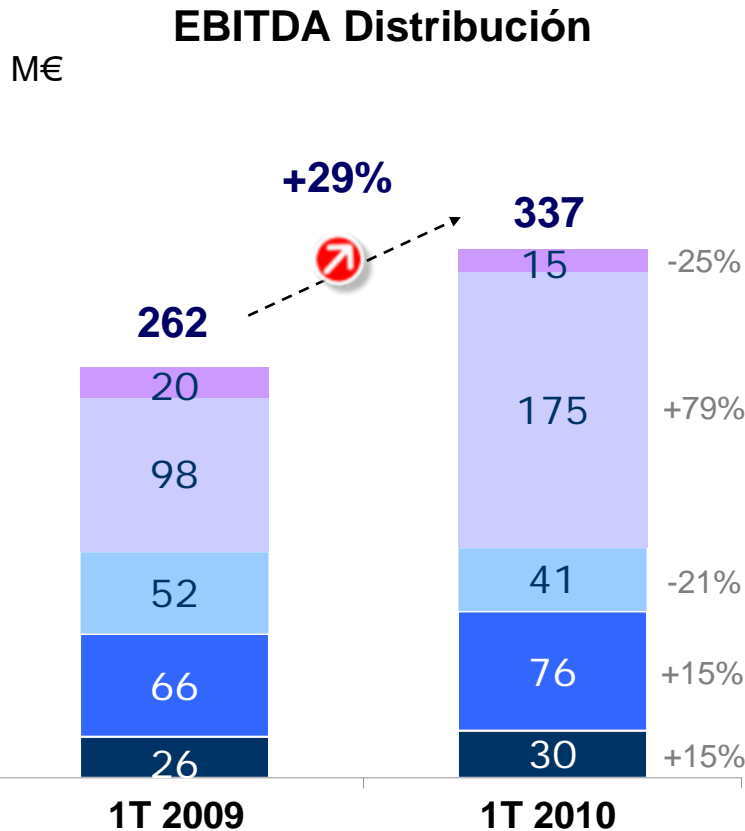
- Menor producción en todos los países salvo en Brasil. Colombia afectada por "El niño"
- Crecimiento en las ventas de distribución en todos los países a excepción de Chile debido al terremoto

Menor EBITDA en generación debido a la menor producción y a menores márgenes



- Menor margen unitario en Chile (-25%) debido a la menor producción afectada por el terremoto y a menores precios de venta
- Menor margen unitario en Colombia (-4%) debido a la fuerte caída de la producción hidráulica (-43%)
- Mayor producción y precios de venta en Brasil impulsan el margen unitario un 62%

Fuerte crecimiento del EBITDA en distribución



Margen unitario 27,3€MWh $\xrightarrow{+16\%}$ 31,8€MWh

- **Brasil: fuerte crecimiento de la demanda en Coelce (+16%) y Ampla (+8%)**
- **Chile: menor demanda y mayores costes fijos debido al terremoto**
- **Mayor demanda e impacto positivo por tipo de cambio en Colombia y Perú**

- **Menor EBITDA de transporte por el acuerdo firmado con Uruguay en 1T 2009**

conclusiones 1T 2010



Presentando consistentemente unos resultados excelentes

- **Mejora de la demanda**
- **Crecimiento de los resultados operativos gracias a:**
 - **Estrategia de ventas y gestión de la energía**
 - **Plan de eficiencias en marcha**
 - **Cartera de negocios equilibrada**
 - **Gestión activa de la cartera de activos**
- **Sólida posición financiera**
- **Importantes hitos regulatorios en el horizonte**

anexos 1T 2010



Capacidad instalada y Producción⁽¹⁾

Capacidad instalada

MW a 31/03/10	España& Portugal&Otros	Endesa Latinoamérica	Total
Total	22.988	15.853	38.842
Hidráulica	4.729	8.645	13.374
Nuclear	3.666	-	3.666
Carbón	5.804	538	6.342
Gas Natural	2.197	3.966	6.163
Fuel-gas	6.564	2.618	9.182
Cogeneración y Renovables	27	87	114

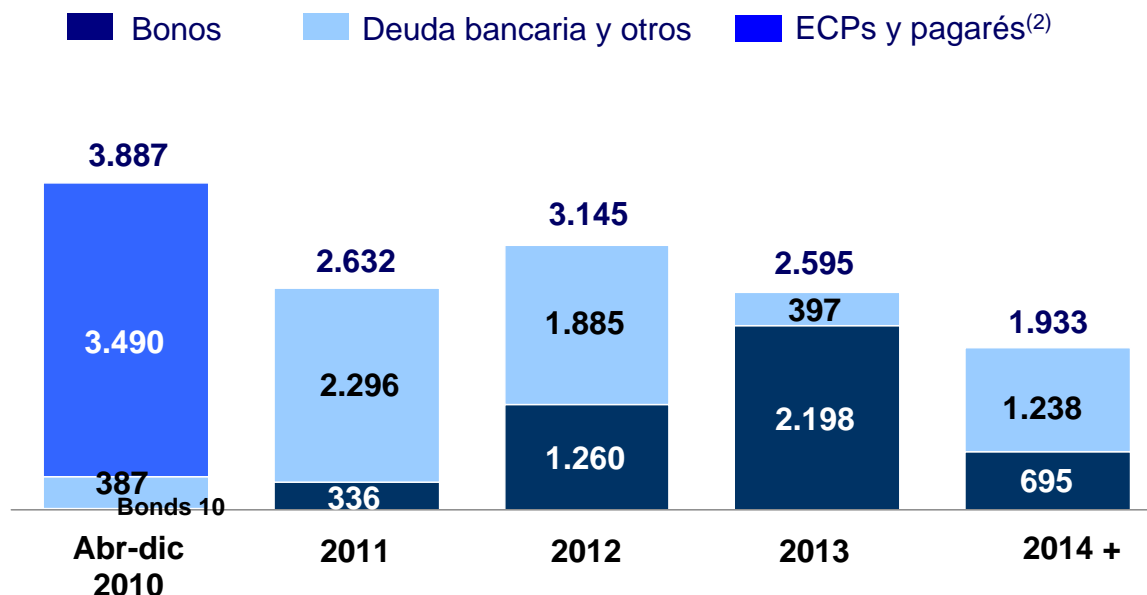
Producción

TWh 1T 2010 (variación vs. 1T 2009)	España& Portugal&Otros	Endesa Latinoamérica	Total
Total	17,3 -17,7%	14,7 -8,9%	32,0 -13,6%
Hydro	3,2 +31%	7,8 -9%	11,1 +0%
Nuclear	6,5 -5%	- -	6,5 -5%
Coal	3,2 -51%	0,7 +37%	3,9 -45%
Natural gas	1,0 +16%	4,5 -4%	5,6 -1%
Oil-gas	2,8 -15%	1,5 -32%	4,3 -22%
CHP/Renewables	0,6 -46%	0,05 +198%	0,6 -43%

(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 31 de marzo de 2010: 14.192 M€⁽¹⁾



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 21 meses de vencimientos

▪ Liquidez 7.536 M€

228 M€ in caja

7.308 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo

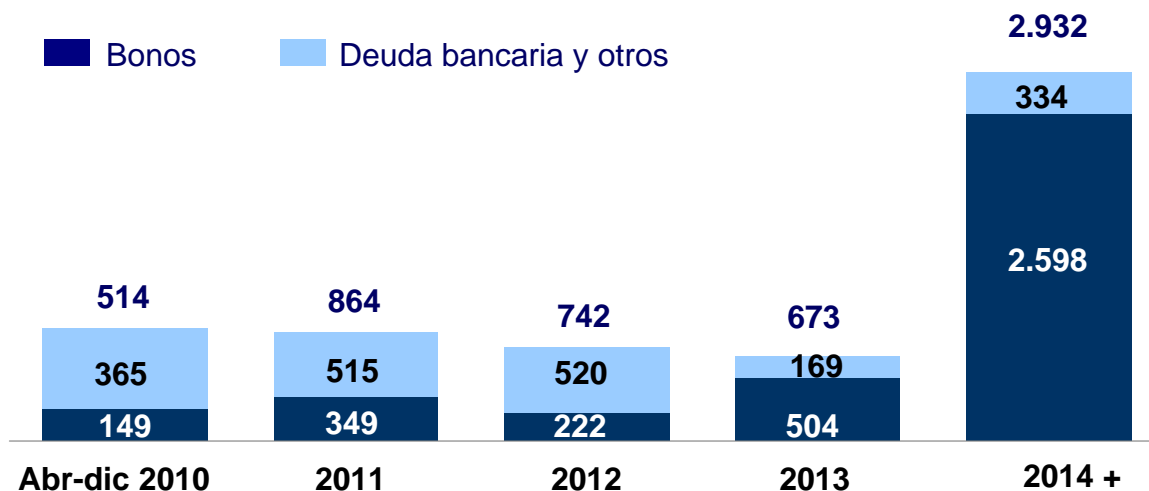
▪ Vida media de la deuda: 3,2 años

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

Enerjis: calendario de vencimiento de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 de marzo de 2010: 5.725 M€⁽¹⁾



Enerjis tiene suficiente liquidez para cubrir 27 meses de vencimientos

▪ **Liquidez 2.106 M€**

1.408 M€ de caja

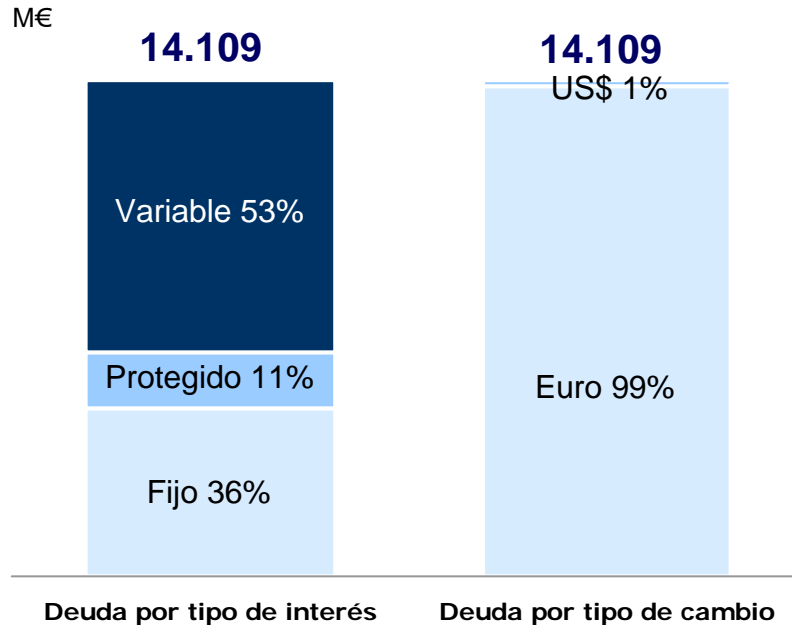
698 M€ de créditos sindicados disponibles

▪ **Vida media de la deuda: 5,7 años**

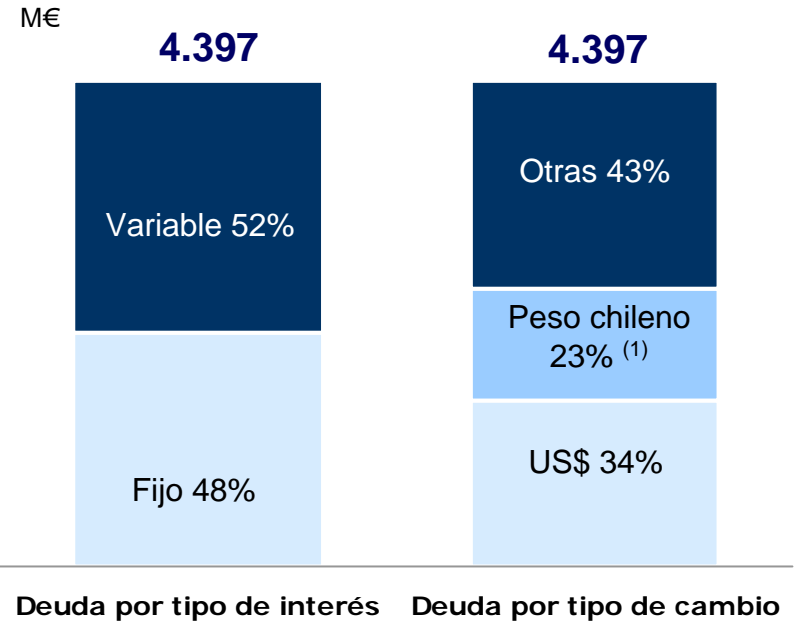
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que suponen salida de caja..

Política financiera y estructura de la deuda

Estructura de la deuda Endesa sin Enersis



Estructura de la deuda Enersis



Coste medio de la deuda

2,6%

7,6%

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

Hechos relevantes por países

EBITDA 1T 2010 (vs. 1T 2009)



Chile

Gen: 167 M€(-33%)

Dist: 41 M€(-21%)

Total EBITDA:

208 M€(-31%)

- Menores precio de venta por menores precios spot y menor precio nudo
- Caída demanda eléctrica debido al terremoto del 27 de febrero (-8,3% in marzo)
- Planta de carbón Bocamina I dañada por el terremoto, no estará operativa hasta julio. Retraso en la puesta en funcionamiento de Bocamina II, nueva fecha de entrada prevista: junio 2011.
- Mix de producción eficiente y menor costes de combustibles gracias a la disponibilidad de gas natural
- Precio nudo para el periodo mayo-octubre 2010 fijado en 94,9US\$/MWh, 1,8% superior al de noviembre 2009 (93,2 US\$/MWh) y 9,3% superior al actual, tras la última indexación de marzo 2010 (86,8 US/MWh)



Brazil

Gen: 51 M€(+89%)

Dist: 175 M€(+79%)

Trans: 2 M€(-91%)

Total EBITDA:

228 M€(+55%)

- Fuerte crecimiento de la demanda (7,5% en Ampla y 16,2% en Coelce) por altas temperaturas y demanda industrial
- Mayores precios de venta
- Revisión tarifaria Ampla (15 de Marzo 2010-Marzo 2011: 1,3% incremento VAD (Parcela B)
- Revisión tarifaria Coelce : 3% incremento del VAD (Parcela B) desde el 22 de abril
- Cien; EBITDA decrece debido al acuerdo de exportación entre Brasil and Uruguay durante 1T10. Continúa los trámites para formalizar una retribución reguladas para estas redes de transporte

Hechos relevantes por países

EBITDA 1T 2010 (vs. 1T 2009)



Gen: 75 M€ (-21%)

Dist: 76 M€ (+15%)

Total EBITDA:

151 M€ (-6%)

- Caída de la producción hidráulica en un 43%
- Mix de producción menos eficiente por mayor generación térmica
- Crecimiento significativo de las ventas de distribución
- Codensa pagó el 24 de marzo 197,5 M€ en dividendos
- Apreciación del peso colombiano frente al euro: +11,3% en 1T 10



Peru

Gen: 47 M€ (-4%)

Dist: 30 M€ (+15%)

Total EBITDA:

77 M€ (+3%)

- 9,3% menor producción debido a parada de mantenimiento en el CCGT de Ventanilla
- 6,2% incremento de las ventas de distribución
- Fijación del precio barra (aplicable desde mayo 2010 hasta abril 2011) en US\$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



Gen: 36 M€ (-8%)

Dist: 15 M€ (-25%)

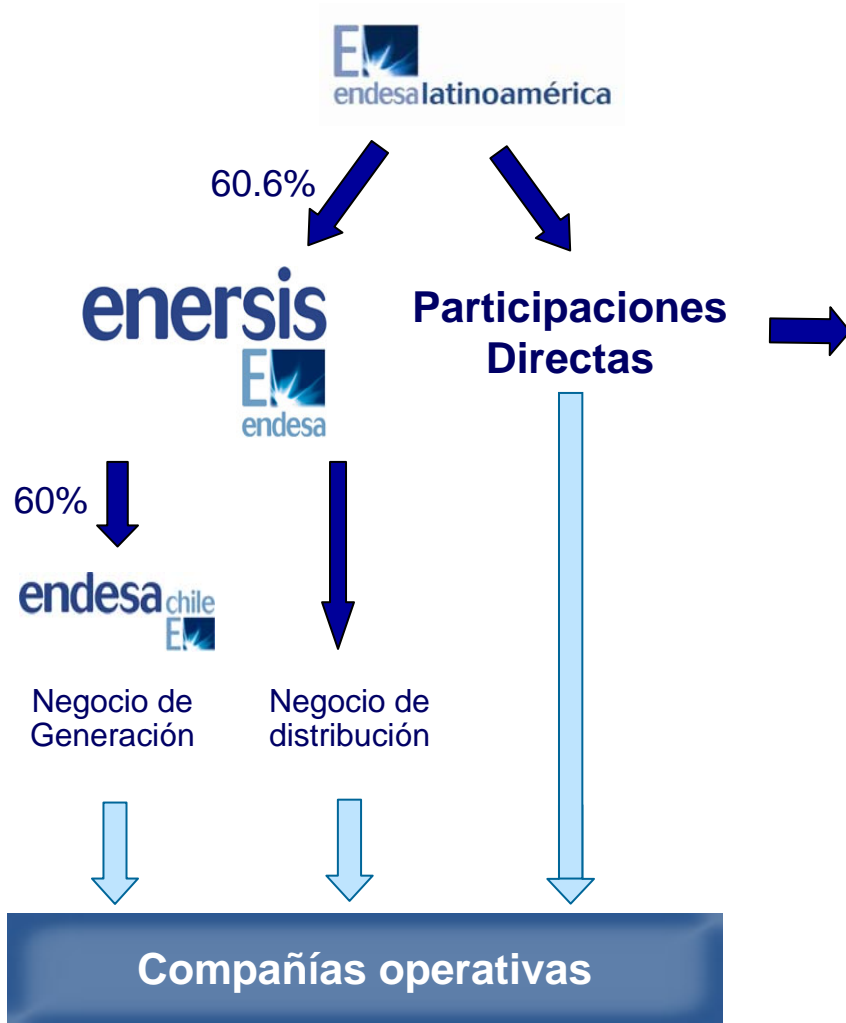
Trans: 1 M€ (-50%)









Total EBITDA:

52 M€ (-15%)

- Mayor producción hidráulica.
- El Chocón: 34% mayores ventas
- Mejor mix de producción. Menor producción térmica en Costanera debido a restricciones de gas, menor hueco térmico y parada d mantenimiento
- Edesur: incremento de costes fijos por mayor inflación

Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enersis



	M€	% participación directa	EBITDA proporcional 1T 2010
 Codensa:		26,7%	19
 Emgesa:		21,6%	16
 Endesa Brasil:		28,5%	65
 Edesur:		6,2%	1
 DockSud:		40%	3
 Edelnor:		18%	5
 Piura:		48%	3
 Pangué		5%	1
Total proporcional			113

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.

resultados endesa 1T 2010