

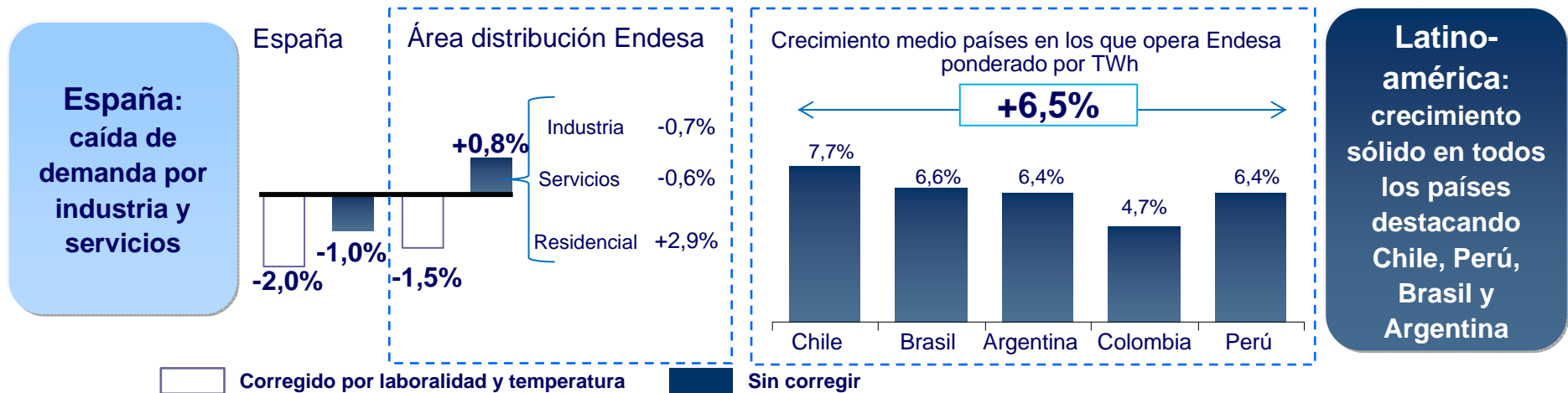
09 | 05 | 2012

endesa resultados 1T 2012

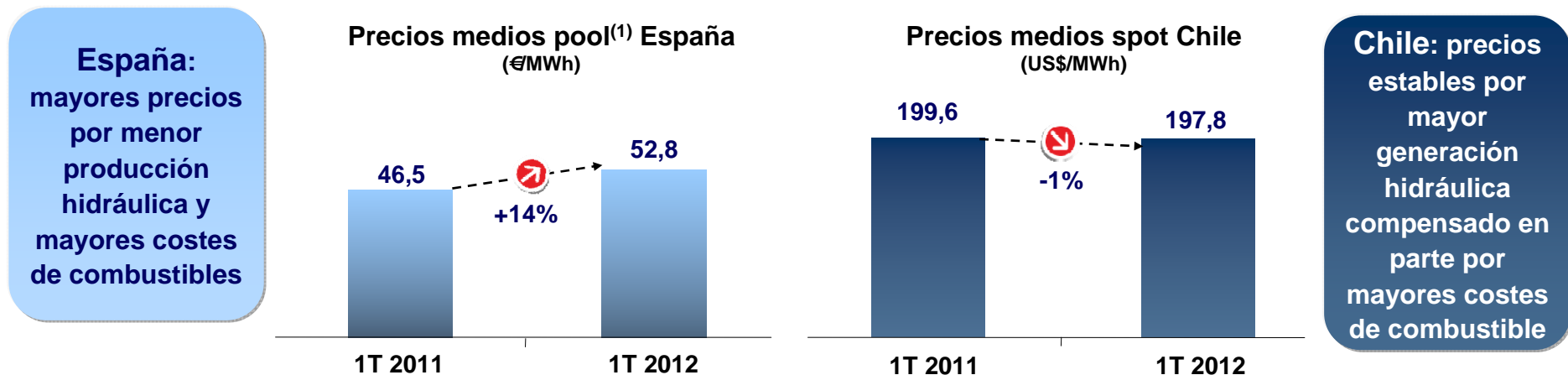


Contexto de mercado en 1T 2012

Demanda



Precios de la electricidad



(1) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad

Resultados estables a pesar de las condiciones de mercado

M€

	1T 2012	1T 2011	Variación
Ingresos	8.647	8.363	+3%
Margen de contribución	2.708	2.735	-1%
EBITDA	1.827	1.775	+3%
España&Portugal&Otros	1.040	1.094	-5%
Endesa Latinoamérica⁽¹⁾	787	681	+16%
EBIT⁽²⁾	1.256	1.318	-5%
Gasto financiero neto⁽³⁾	187	153	+22%
Resultado neto atribuible	621	669	-7%

- **Iberia: evolución costes fijos compensan en parte la débil demanda y medidas regulatorias**
- **Latinoamérica: no recurrentes y costes fijos más que compensan caída margen de generación en Chile**

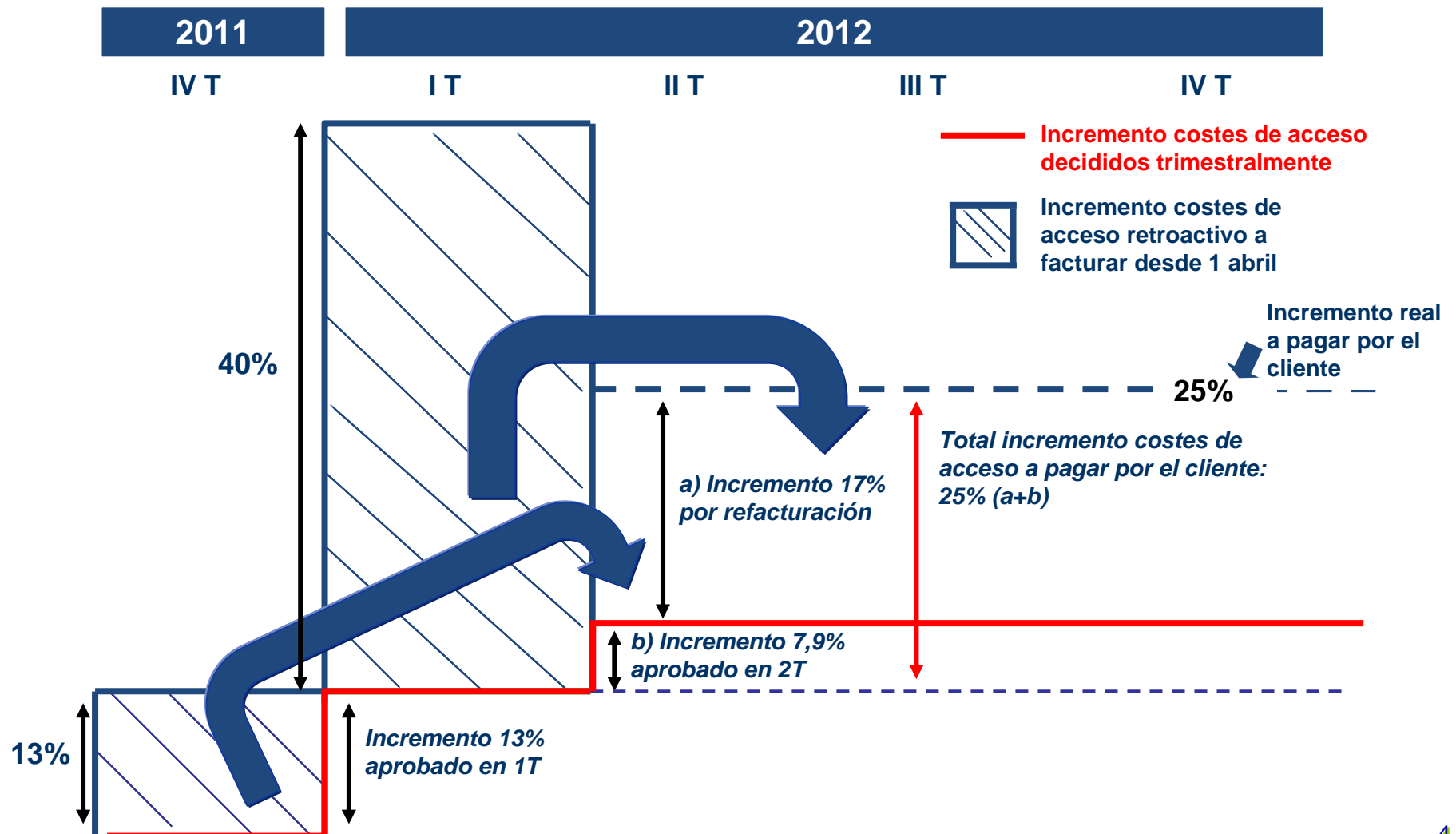
(1) EBITDA 2011 incluía extraordinario de -109 M€ del impuesto al patrimonio en Colombia.

(2) Amortizaciones 2011 incluían reversión provisión de CIEN por 31 M€. Amortizaciones 2012 incluyen ajuste CO₂ : -20 M€ en 1T 2012 y +20 M€ en 1T 2011.

(3) Actualización provisiones para hacer frente a obligaciones de expedientes de regulación de empleo en vigor: -30 M€ en 1T 2012 y +33 M€ en 1T 2011.

Situación regulatoria en España

TUR: evolución costes de acceso



Situación regulatoria en España

Titulización déficit de tarifa

Titulizaciones en 1T 2012

- 3,3 mM€ titulizados en 1T 2012:
 - 1,7 mM€ corresponden a Endesa

FADE

- Titulizado totalmente el primer tramo transferido a FADE en junio 2009 (13,7 mM€). 7,1 mM€ de Endesa
- Completado con éxito el traspaso irrevocable a FADE del segundo tramo (7 mM€⁽¹⁾). 3,1 mM€ de Endesa
- El 1 de marzo el Consejo de la CNE acepta la comunicación sobre derechos del déficit pendientes de ceder
- Pendiente la actualización del folleto y aprobación por CNMV

(1) Déficit 2010 ex post y déficit 2011&2012 ex ante.

Situación regulatoria en España

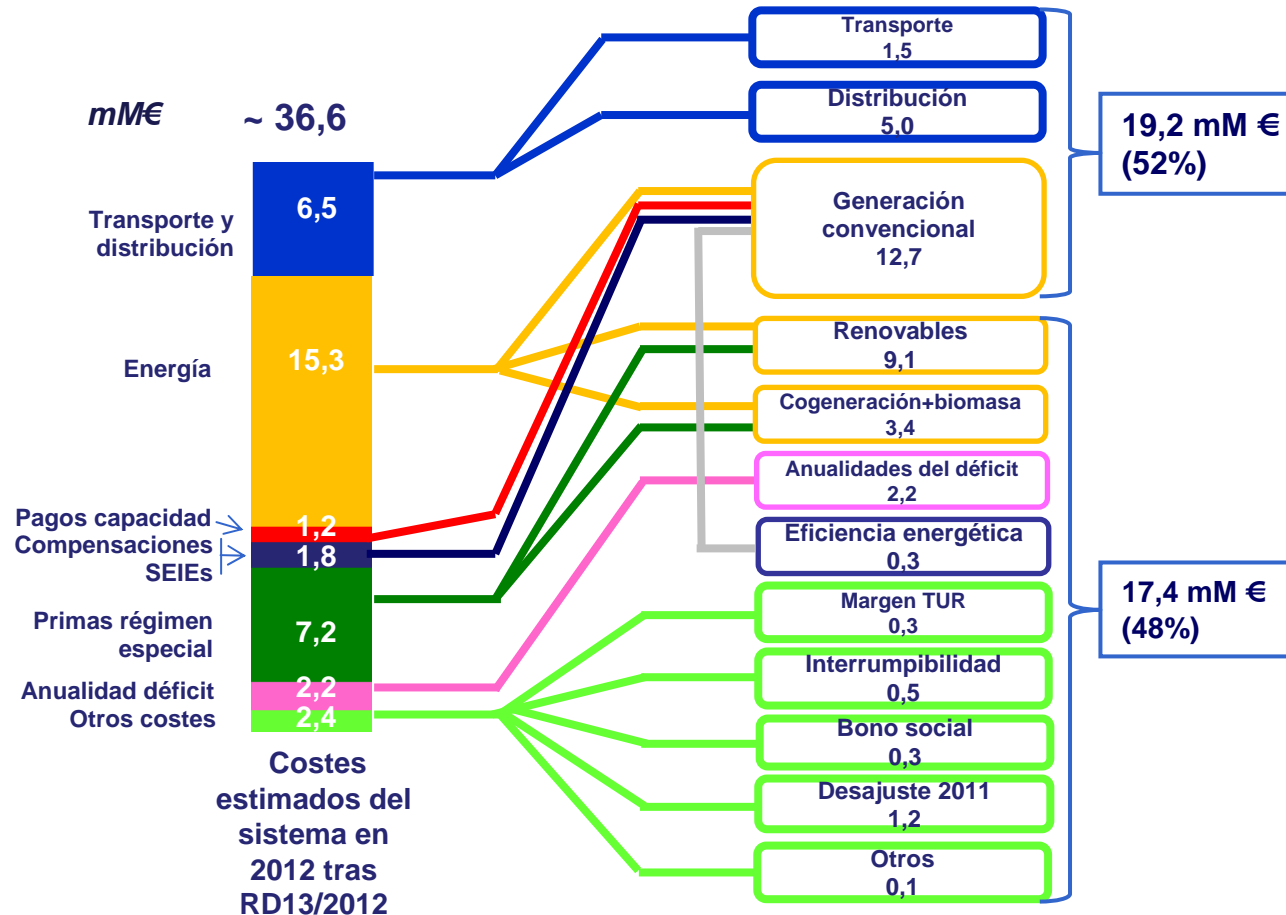
Medidas del 30/03/2012 para reducir el déficit de tarifa

(M€)	IMPACTO
Distribución	689
Carbón nacional	46
Pagos por capacidad	84
Transporte	197
CNE e IDAE	673
Otros ⁽¹⁾	76
Total	1.765

(1) Impacto total en estudio/valoración

Situación regulatoria en España

Necesidad de medidas estructurales y equilibradas para suprimir el déficit de tarifa



Las medidas estructurales deberían centrarse en:

- No discriminación (entre tecnologías y operadores)
- Retornos razonables: actividades con riesgo similar deberían tener retornos similares (empezando por la térmica solar)
- Financiar los sobrecostes de generación de SEIEs a través de los PGE
- Mejorar el actual marco de retribución a la distribución
- Introducir *carbon tax* para todos los sectores como prevé la Directiva de la Comisión Europea
- Utilizar ingresos de subastas de CO₂ para financiar las renovables, los planes de eficiencia energética y tarifas para consumidores vulnerables

Nota: Los costes incluyen la compensación de los SEIEs a pagar por los Pptos. Generales del Estado, peaje de generación, bono social y plan de eficiencia energética (ambos pagados por los generadores)

Estimación Bono social en 2012: 250 M€.

Latinoamérica: novedades en regulación

Brasil

- Revisión y ajuste tarifario en Coelce:
 - Finalizado en abril 2012: reducción 14% en VAD principalmente por reducción del WACC, menor riesgo país y economías de escala
 - Con efectos retroactivos desde abril 2011
 - Importes cobrados de más a devolver en 2013 y 2014
 - Recursos interpuestos por Coelce pueden mejorar el resultado de la revisión tarifaria
 - Tras la revisión, la compañía mantiene una rentabilidad atractiva.
- Reajuste anual tarifario en Ampla: +4,02%

Chile

- Presentada la Estrategia Nacional Energética. Entre otros pilares: apoyar desarrollo de proyectos hidráulicos, eficiencia energética, renovables y carretera eléctrica.
- Chilectra: iniciada revisión tarifaria. Se espera nueva tarifa para Nov-2012.
- HidroAysen: Corte Suprema rechazó recursos contra las licencias del proyecto

Regulación Latinoamérica: Argentina

Cartera de activos

- Generación:
 - Hidráulica: 1.328 MW (Chocón)
 - Térmica: 3.194 MW (Costanera y Docksud)
- Distribución: 2,3 millones de clientes en Buenos Aires (Edesur)

Exposición limitada

- Riesgo total: 130 M€ tras ajuste de valoración de 166 M€ en Dic. 2011:
 - 29 M€ valor en libros y fondo de comercio
 - 87 M€ préstamos inter-compañía
 - 14 M€ cuentas comerciales y avales concedidos

Política financiera

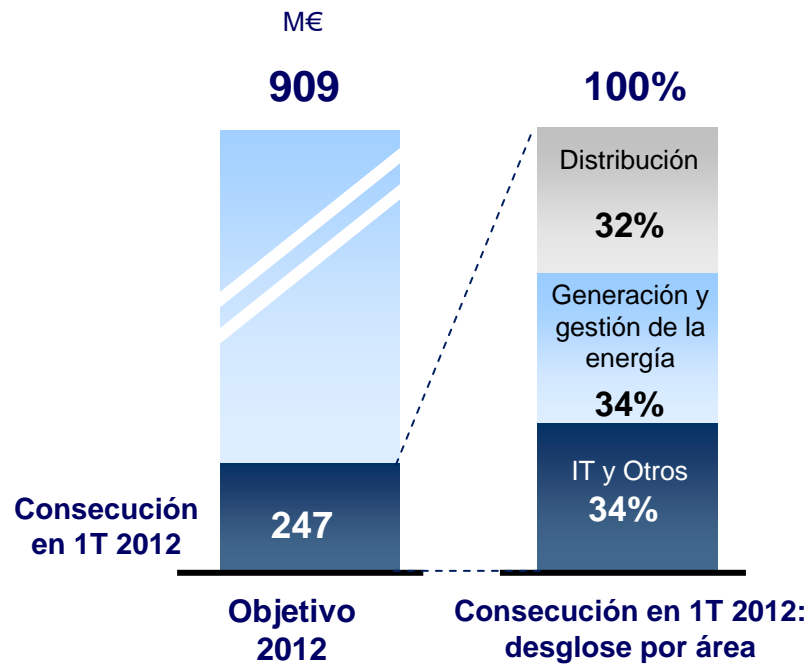
- Sin cláusulas cross default con ninguna otra filial ni con la matriz

Se requieren medidas regulatorias

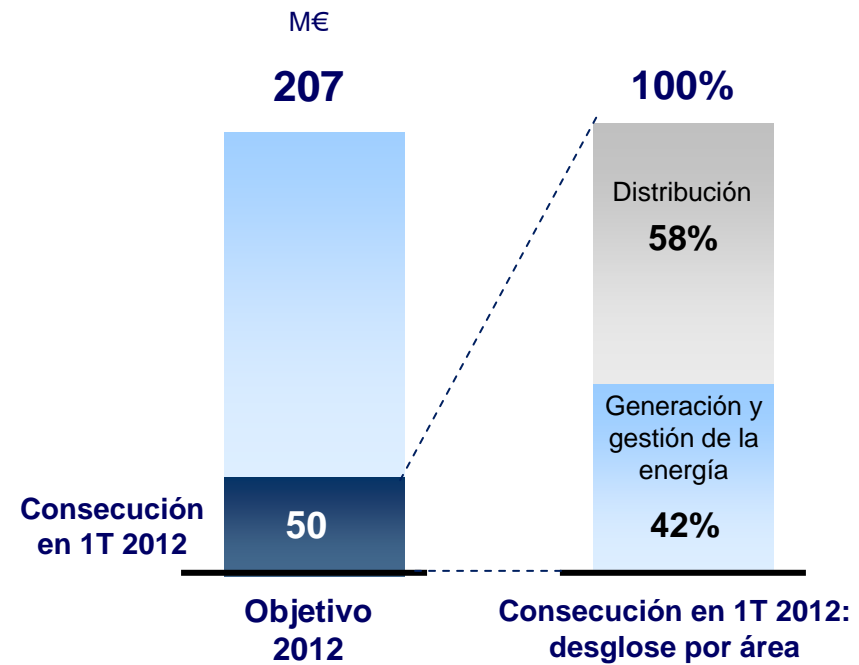
- Necesidad de medidas urgentes a corto plazo para garantizar la continuidad de las operaciones y la garantía de suministro:
 - Generación: extensión acuerdos 2010 y recuperación de cantidades pendientes
 - Distribución: reconocimiento de la inflación en tarifas
- Medidas regulatorias estructurales a medio plazo

Bien posicionados para lograr objetivos 2012 de eficiencia y sinergias

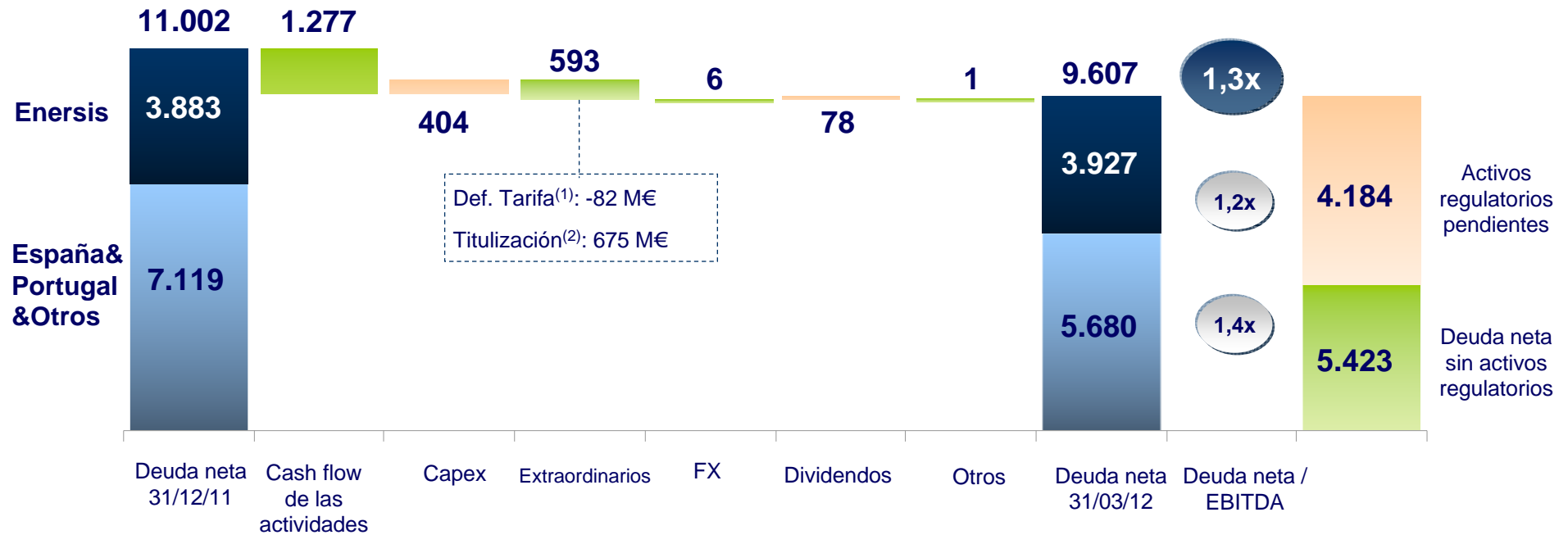
Plan de sinergias



Plan Zenith



- Bien posicionados para lograr los objetivos 2012 del Plan de sinergias (27% en 1T 2012) y del Plan Zenith (24% en 1T 2012)

Fortaleciendo nuestra posición financiera
Evolución deuda neta en 1T 2012 (M€)


Sólido apalancamiento financiero y buena posición de liquidez

	31/12/11	31/03/12
Apalancamiento (Deuda neta/RRPP)	0,4	0,4

Liquidez Endesa sin Enersis cubre 48 meses de vencimientos de deuda

Liquidez Enersis cubre 25 meses de vencimientos de deuda

(1) Incluye pagos/ingresos de las liquidaciones CNE 11,12 y 13 del año 2011. Las liquidaciones CNE 1 y 2 de 2012 no han tenido efecto en caja en 1T 2012. Déficit generado en 1T 2012: 340 M€ para Endesa

(2) Titulización déficit tarifa peninsular. 1.030 M€ titulizados en 1T 2012 correspondientes a los sistemas insulares están incluidos como cash flow de las actividades

españa&portugal&otros 1T 2012



Claves de 1T 2012

Debilidad demanda eléctrica⁽¹⁾ por las condiciones económicas actuales

**Mayor generación (+20%)⁽²⁾ con menor producción hidráulica (-55%)
compensado con mayor térmica (+41%)**

**Negocio liberalizado: mayor producción y precios de venta atenúan
mayores costes de energía**

**Negocio regulado: refleja las últimas medidas regulatorias sobre
distribución**

Cartera clientes de gas: finalizado proceso de adquisición a Gas Natural

Liderazgo en comercialización y generación régimen ordinario

(1) Peninsular: -2,0% corregido por laboralidad y temperatura. (-1,0% sin corregir). Fuente: REE

(2) Endesa. Régimen ordinario peninsular. No incluye Portugal

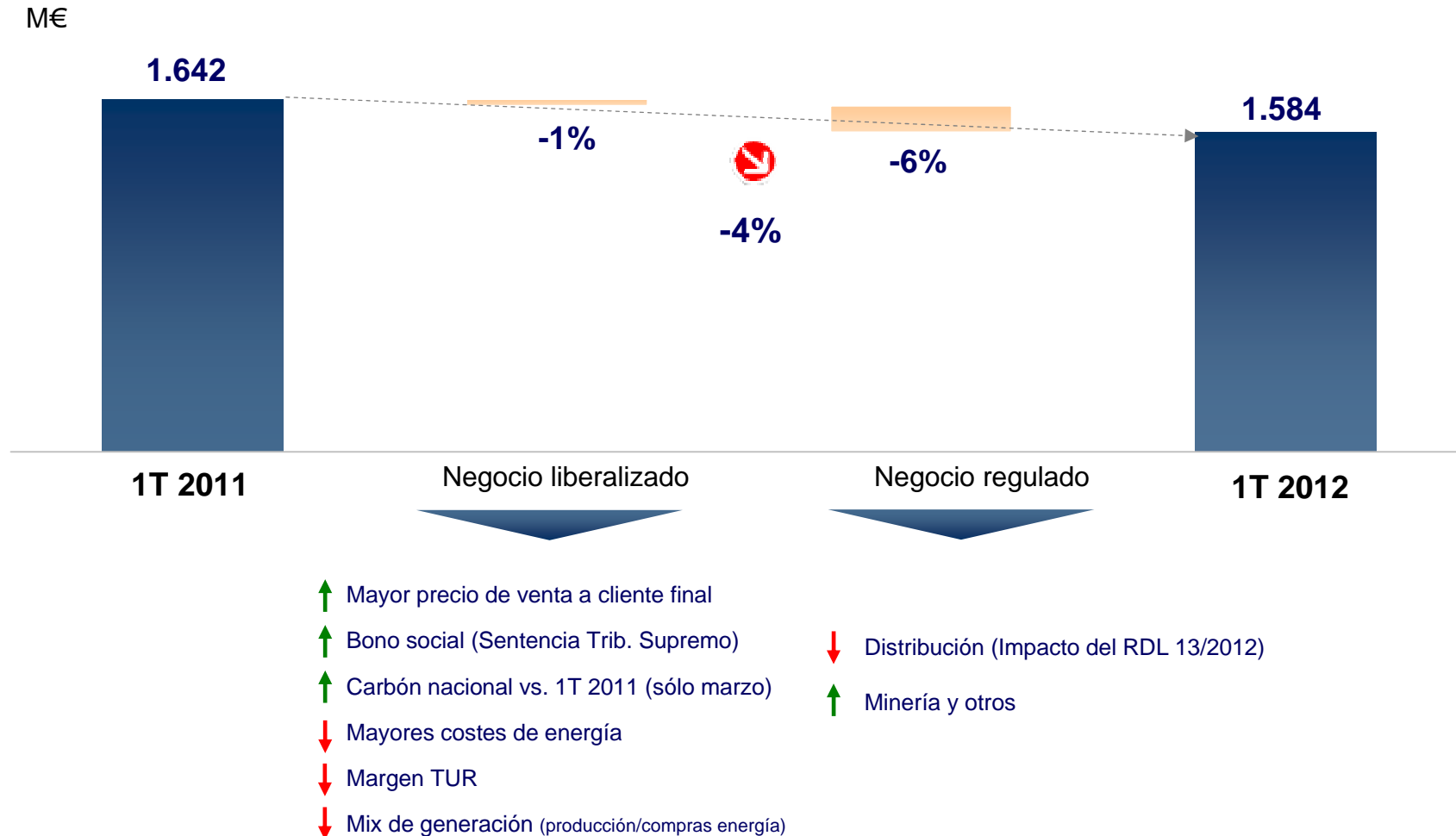
Resultados estables a pesar del entorno económico y nuevas medidas regulatorias

M€	1T 2012	1T 2011	Variación
Ingresos	6.031	5.922	+2%
Margen de contribución	1.584	1.642	-4%
EBITDA	1.040	1.094	-5%
EBIT⁽¹⁾	658	767	-14%
Gasto financiero neto	61	53	+15%
Resultado neto atribuible	475	524	-9%

- Distribución refleja 70 M€ de menores ingresos por RDL 13/2012

(1) Amortizaciones incluyen ajuste CO₂ : -20 M€ en 1T 2012 y +20 M€ en 1T 2011

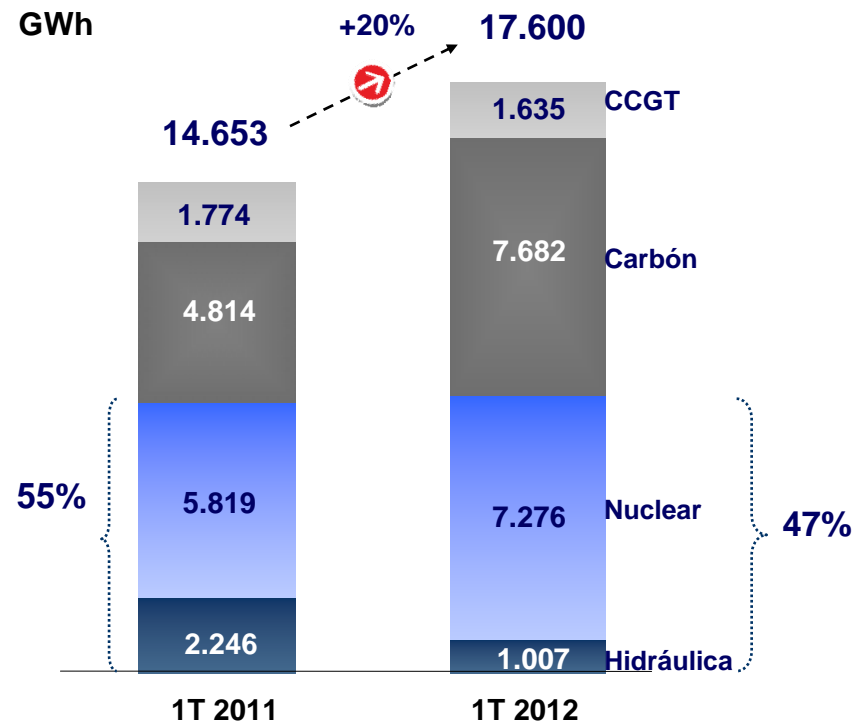
Resistencia de los márgenes



Negocio liberalizado resistente y reflejo de nuevas medidas regulatorias

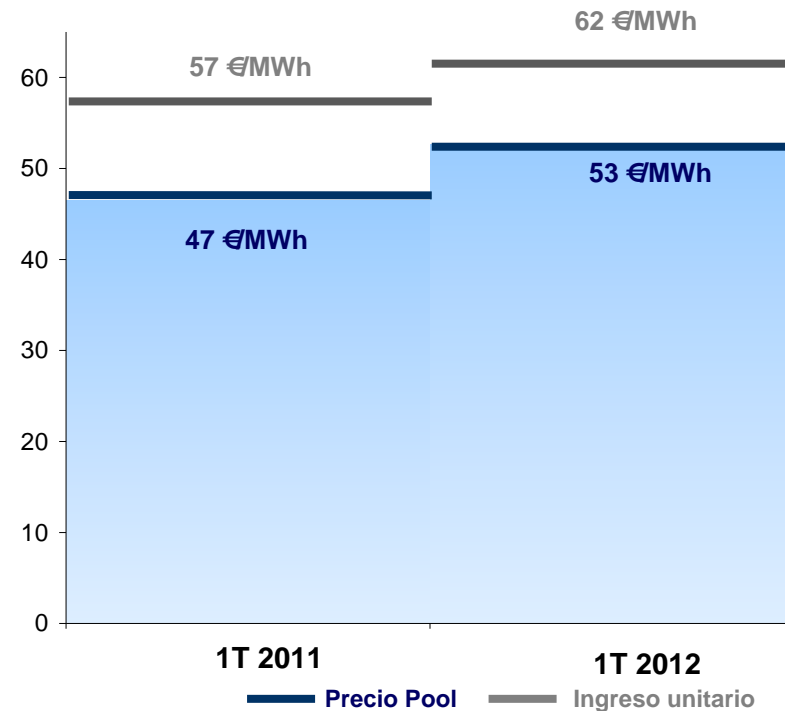
La mayor producción reduce las compras de energía

Fuerte incremento producción peninsular⁽¹⁾



- RD Carbón nacional en vigor desde finales febrero 2011
- Bajo precio CO₂ hace al carbón más competitivo

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



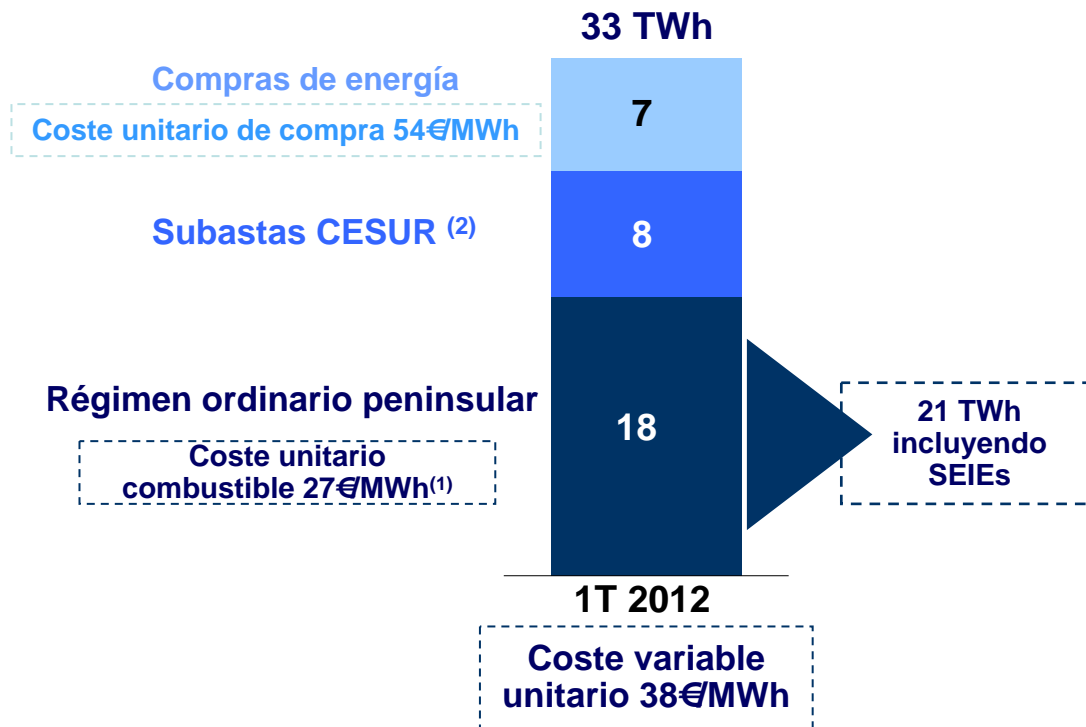
- Normalización de márgenes por mayor coste de compras de energía

El fuerte incremento de la producción compensa menores márgenes de gestión de la energía

(1) No incluye Portugal

Optimización de márgenes gracias a un mix de generación competitivo y al liderazgo en comercialización

Fuentes de energía (b.c.)



Ventas de electricidad (b.c.)



Incremento margen eléctrico unitario (+3%) apoyado en mayor producción

(1) Incluye coste de combustible y CO₂

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

latinoamérica 1T 2012



Claves de 1T 2012

Elevado incremento ventas de distribución (+6%) destacando Chile (+7%), Brasil (+6%)⁽¹⁾ y Perú (+6%)

Incremento de producción (+4%) con mayor generación hidráulica en Brasil y Colombia

Generación en Chile: aún afectada por la sequía y por efectos no recurrentes en 1T 11

Costes fijos 2011 incluían 109 M€ del impuesto al patrimonio en Colombia

EBITDA CIEN: +22M€ por el nuevo marco retributivo en 1T 2012

(1) Ampla +2% y Coelce +12%

Resultados sólidos basados en una cartera equilibrada y diversificada

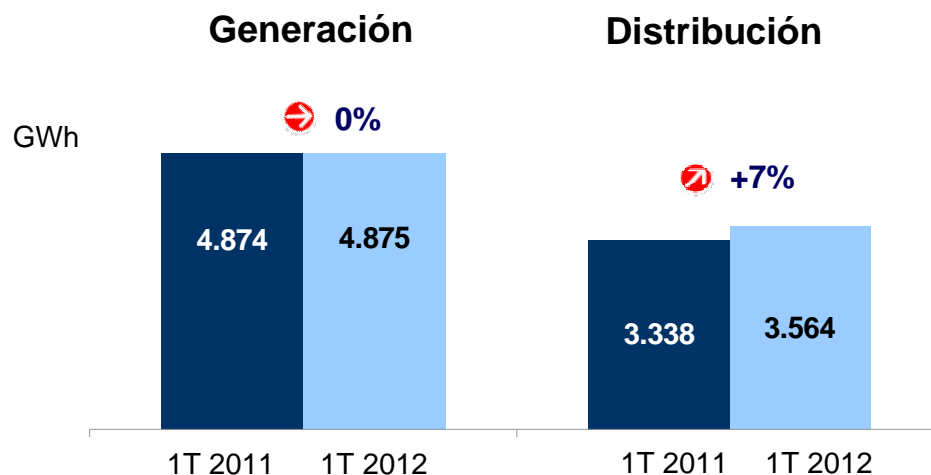
M€	1T 2012	1T 2011	Variación
Ingresos	2.616	2.441	+7%
Margen de contribución	1.124	1.093	+3%
EBITDA	787	681	+16%
EBIT⁽¹⁾	598	551	+9%
Gasto financiero neto	126	100	+26%
Resultado neto	328	324	+1%
Resultado neto atribuible	146	145	+1%

- EBITDA 1T2011 incluía -109M€ del impuesto al patrimonio en Colombia
- Impacto tipo de cambio: +21 M€ en EBITDA
- 164 M€ del EBITDA atribuible provienen de participaciones directas

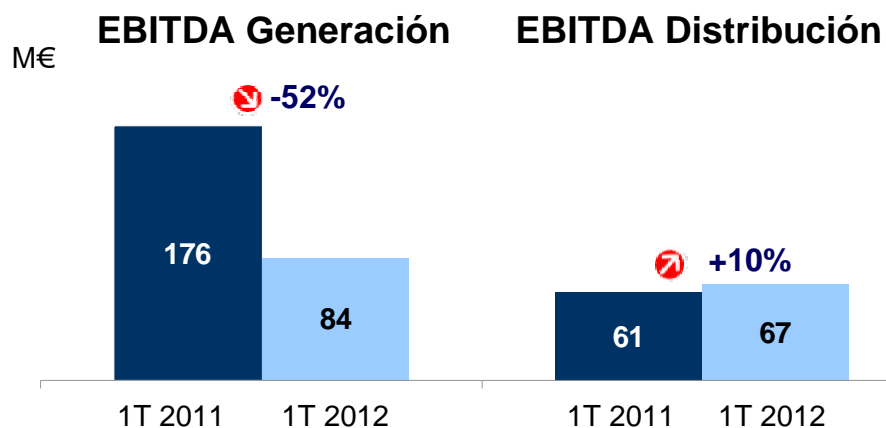
(1) Reversión provisión CIEN: 31 M€ en 1T 2011



Chile: márgenes impactados por extraordinarios negativos en generación y mayores ventas en distribución



- Producción estable con mayor generación hidráulica (+7%), aún inferior a la media
- Elevado crecimiento en ventas de distribución



- Gx:
 - Peor mix generación/compras de energía
 - 1T 11 incluía 29 M€ de RM 88
 - Menores precios de venta; 1T 2011 incluía 23M€ de cláusulas de riesgo en contratos
 - Incluye sentencia favorable CMPC
- Dx: mayores volúmenes y mejor mix de clientes

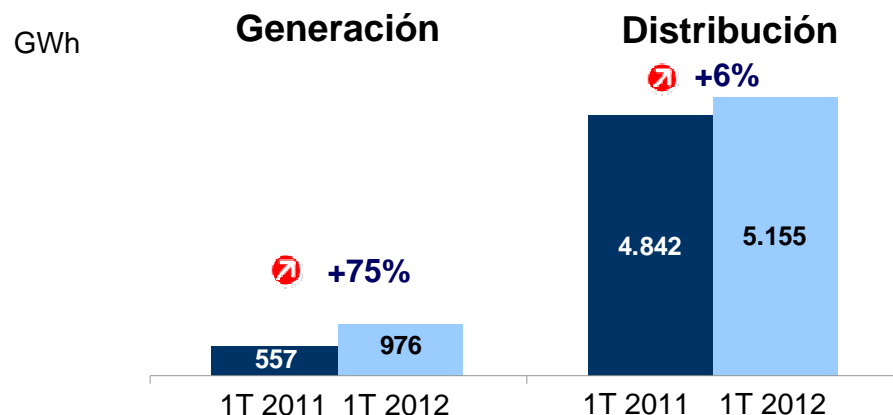
Margen unitario	1T 2011 (€/MWh)	1T 2012 (€/MWh)	Cambio (%)
Generación	25,0	8,4	-38%
Distribución	26,8	27,0	+1%

EBITDA total 151 M€ (-36%) ⁽¹⁾

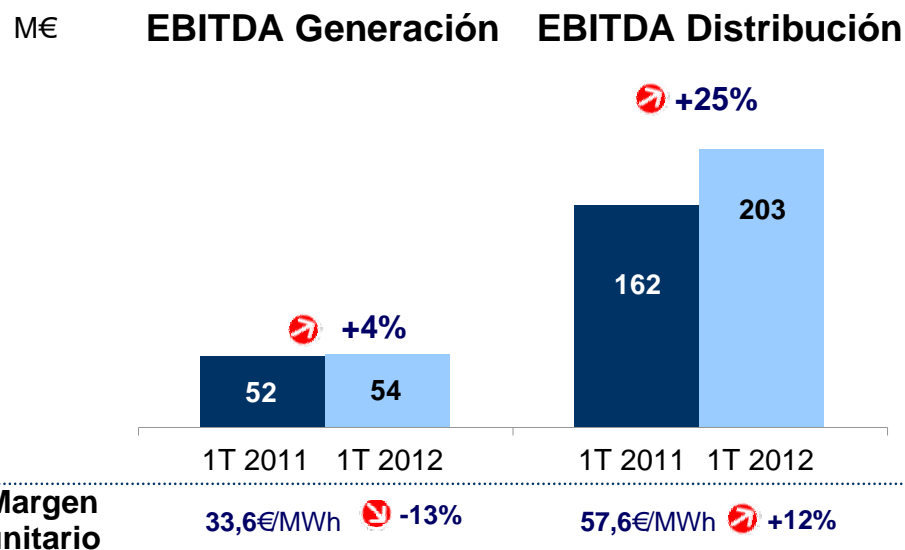
(1) No incluye Holding y servicios.



Brasil: buenos resultados apoyados en las actividades reguladas



- Mayor generación (+75%) por mayor producción hidráulica en Cachoeira y mayor despacho de Fortaleza
- Destacado incremento demanda en Coelce (+12%). Ampla (+2%)



- Gx: fuerte incremento en producción compensado por menor ingreso unitario
- Dx: incremento en ventas y mayor margen unitario

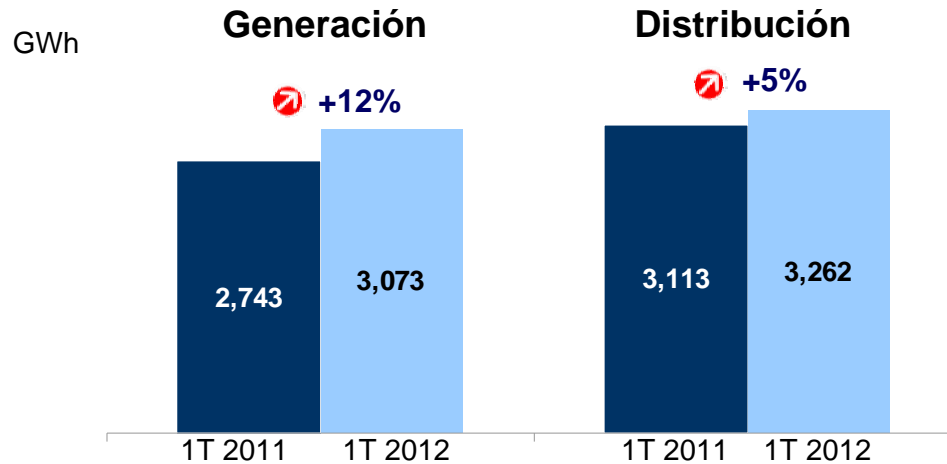
- CIEN. Nuevo marco regulatorio: +22 M€ vs. 1T 11

EBITDA total 278 M€ (+31%)⁽¹⁾

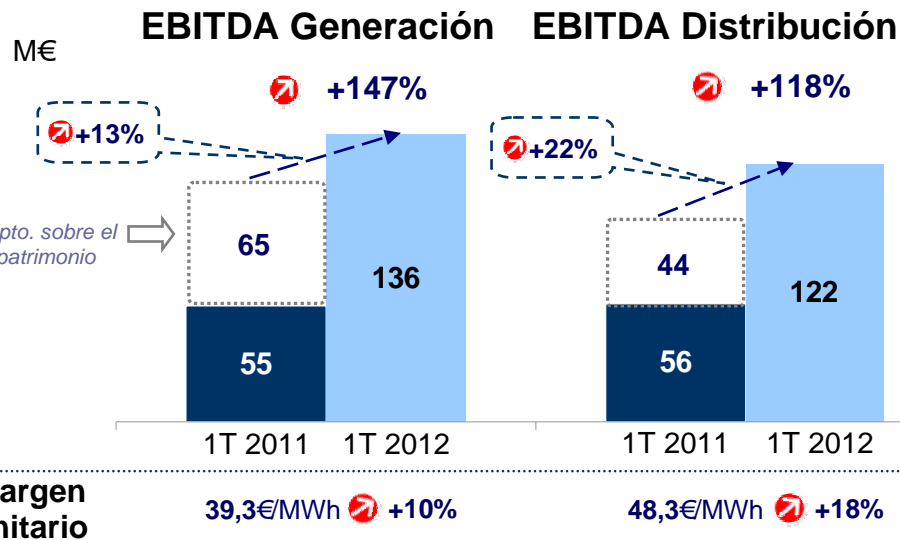
(1) Incluye interconexión Brasil-Argentina reconocido activo regulatorio en abril 2011. No incluye Holding



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



- Incremento producción por mejores condiciones hidráulicas
- Mayores ventas distribución



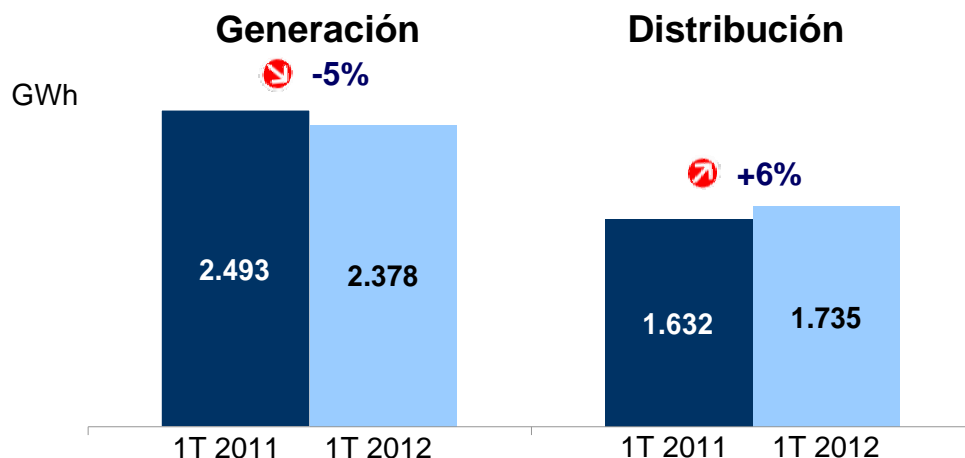
- **Gx:**
 - Mayor volumen, mayor ingreso unitario y pagos por capacidad
 - 1T 11 Impto. patrimonio: -65M€
- **Dx:** mayores ventas de distribución y 1T 11 Impto. patrimonio: -44 M€

EBITDA total 258 M€ (+132%)⁽¹⁾

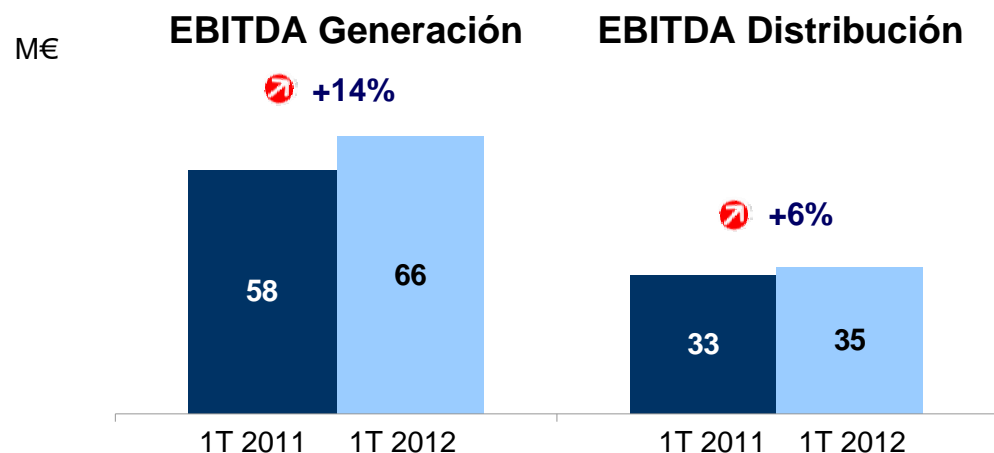
(1) +17% sin considerar el efecto del Impto. sobre el patrimonio del año anterior



Perú: mayor precio de venta en generación y mayor actividad en distribución



- Producción hidráulica en línea y menor generación térmica (Ventanilla)
- Fuerte crecimiento económico tras el incremento del 6% de la demanda



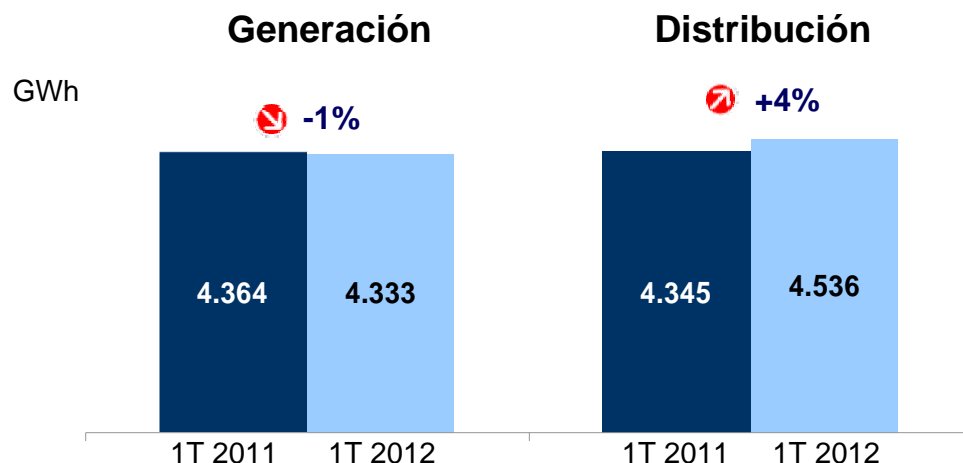
- Gx: mayor volumen de ventas con precios más altos y pagos por capacidad
- Dx: mayor margen unitario

Margen unitario	1T 2011 (€/MWh)	1T 2012 (€/MWh)	Cambio (%)
Generación	30,6	35,6	+16%
Distribución	28,9	31,0	+8%

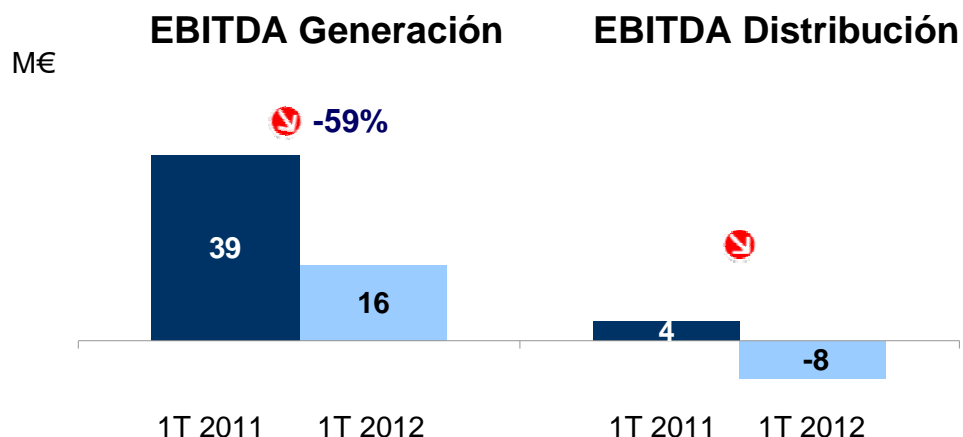
EBITDA total 101 M€ (+11%)



Argentina: entorno regulatorio insostenible



- Producción en línea con 1T 2011
- Incremento ventas de distribución



- Gx: pagos por capacidad y remuneración O&M está pendiente. Mayores costes fijos (-5M€).
- Dx: mejora del margen unitario no cubre el incremento gastos de personal y mayores costes de O&M (tormentas) y la ausencia de subida tarifaria

Margen unitario	1T 2011	1T 2012	Cambio (%)
	7,0€/MWh	13,0€/MWh	+86%
			-35%
			+6%

EBITDA total ⁽¹⁾ 8 M€ (-81%)

(1) No incluye interconexión Brasil-Argentina

conclusiones 1T 2012



Conclusiones

Proactividad en regulación sigue siendo una prioridad

España: se requieren medidas estructurales, equilibradas, transparentes, no discriminatorias y técnicamente apropiadas para eliminar el déficit de tarifa

Sólidos resultados en Iberia considerando debilidad de la demanda y medidas regulatorias

Buenos resultados en Latinoamérica pese a cuestiones operativas en Chile y aspectos regulatorios en Argentina

Consecución de los objetivos de eficiencia y del plan de sinergias

Sólida posición financiera y de liquidez

anexos 1T 2012



Capacidad instalada y producción ⁽¹⁾

Capacidad instalada

MW a 31/03/12	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
Total	24.262		15.817		40.079	
Hidráulica	4.716		8.666		13.382	
Nuclear	3.681		-		3.681	
Carbón	5.804		522		6.326	
Gas natural	4.856		4.395		9.251	
Fuel-gas	5.204		2.148		7.352	
Cogeneración/Renovables	na		87		87	

Producción

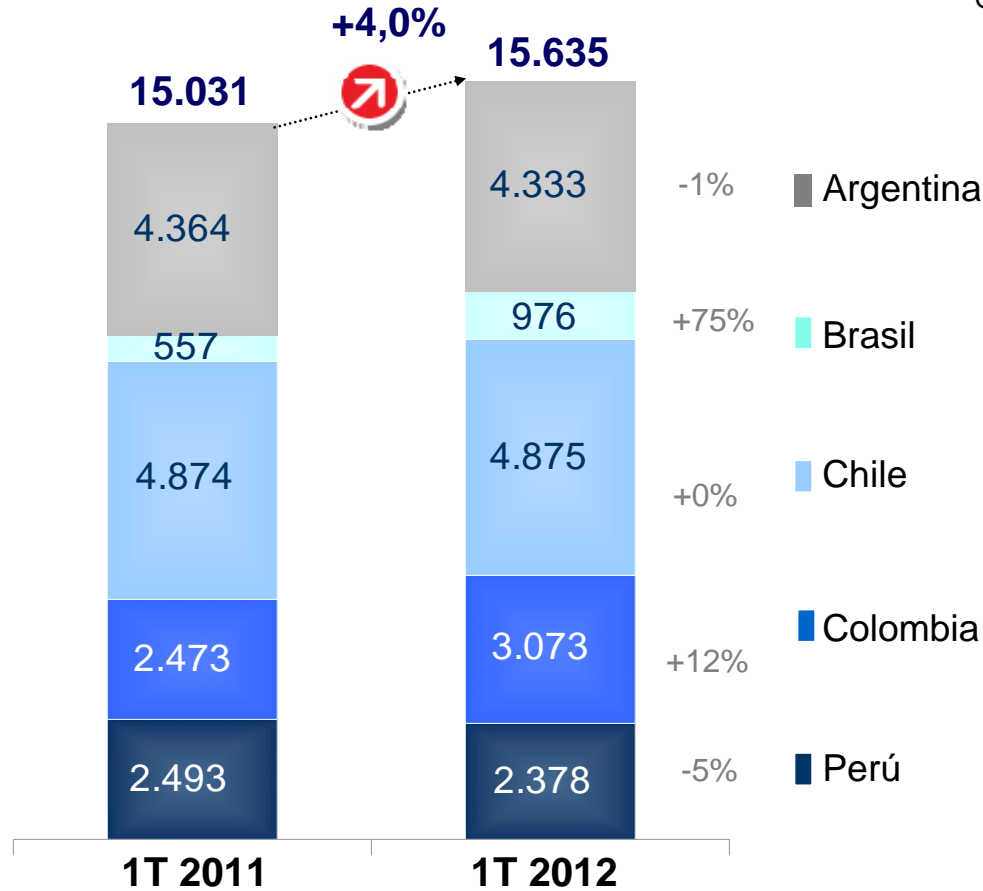
TWh 1T 2012 (var. vs. 1T 2011)	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
Total	21,6	+17,2%	15,6	+4,0%	37,2	+11,3%
Hidráulica	1,0	-55%	8,4	+11%	9,4	-4%
Nuclear	7,3	+25%	-	-	7,3	+25%
Carbón	8,7	+59%	0,5	-6%	9,3	+53%
Gas natural	2,1	-11%	5,7	+6%	7,8	+1%
Fuel-gas	2,4	-1%	1,0	-33%	3,4	-13%
Cogeneración/Renovables	na	na	0,05	+11%	0,05	+11%

(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

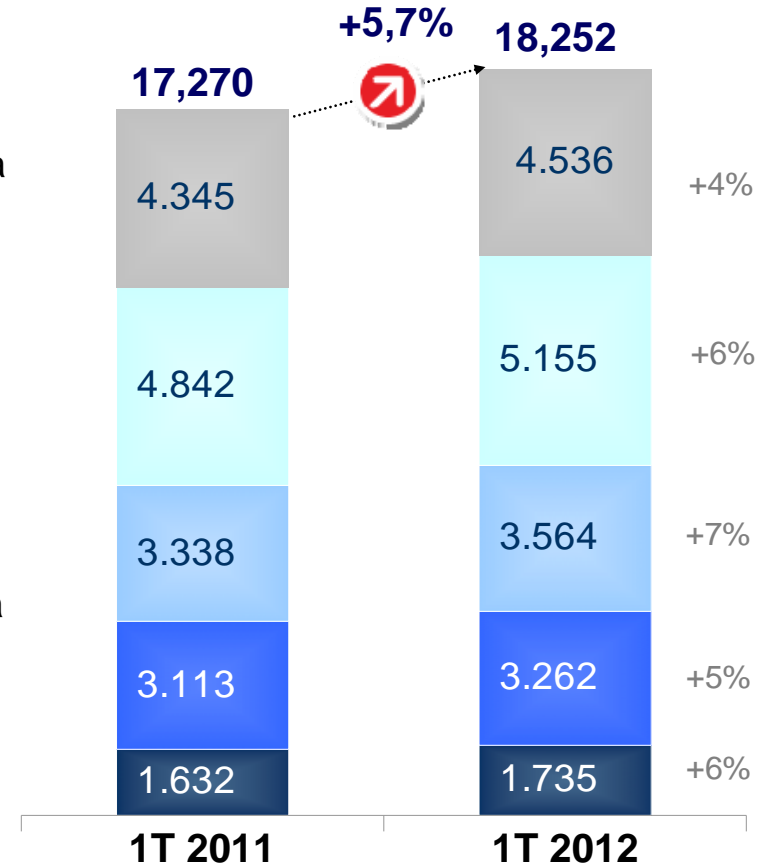
Generación

GWh



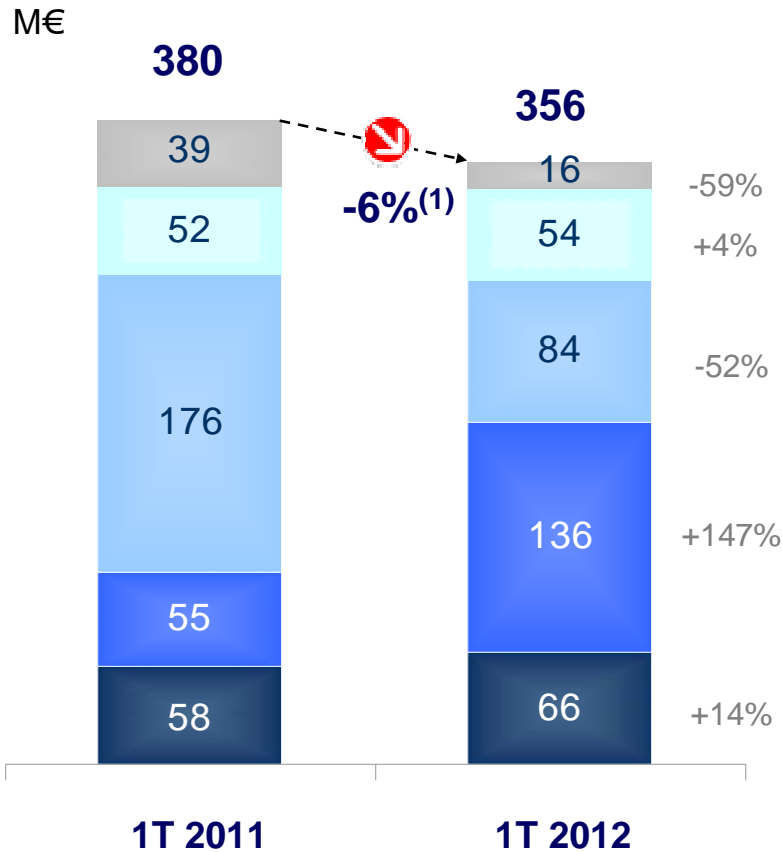
Ventas de distribución

GWh

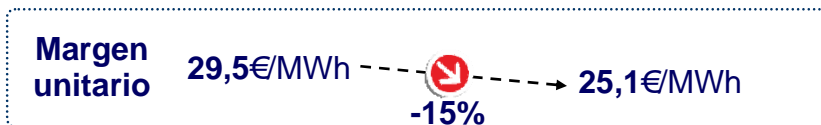
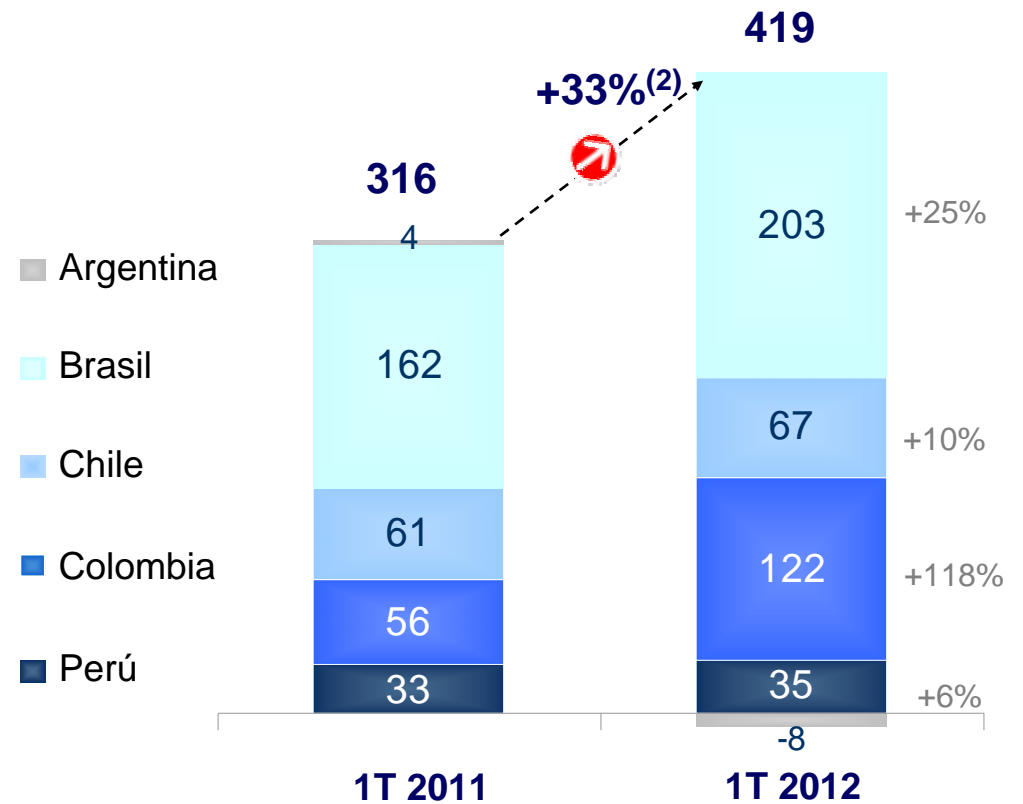


Chile: Gx 1T12 afectado por no recurrentes. Colombia: Impto. patrimonio 1Q11

Ebitda Generación



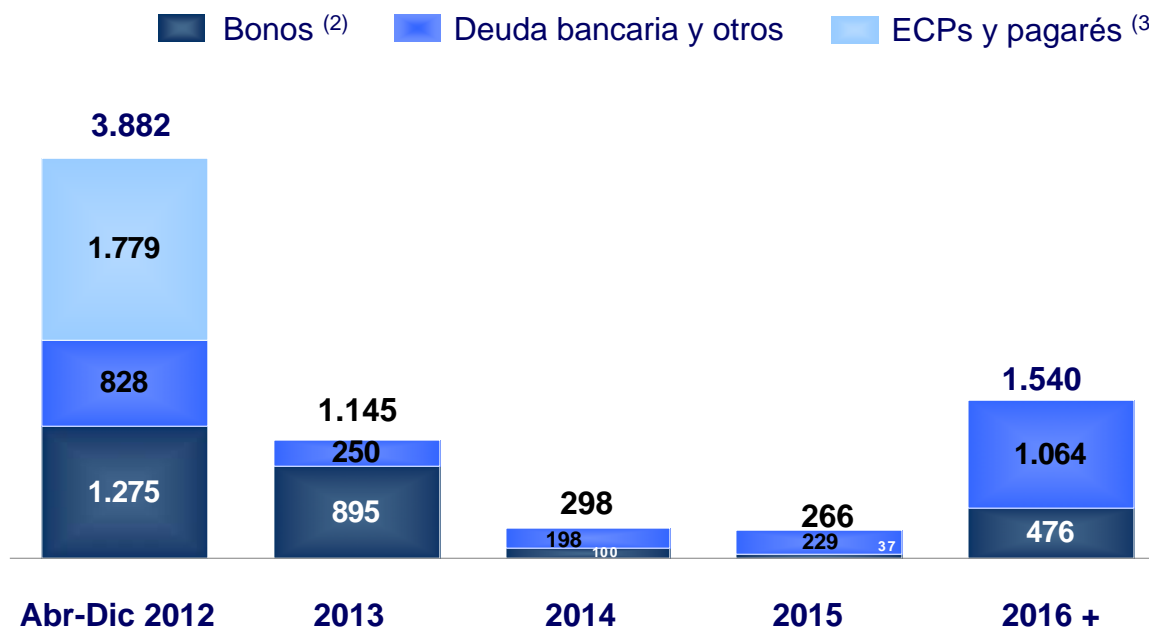
Ebitda Distribución



(1) -20% sin considerar el efecto del Impto. sobre el patrimonio del año anterior
 (2) +16% sin considerar el efecto del Impto. sobre el patrimonio del año anterior

Endesa sin Enerjis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Marzo 2012: 7.131 M€⁽¹⁾



La liquidez de Endesa sin Enerjis cubre 48 meses de vencimientos

- Liquidez 9,838 M€
 - 1.521 M€ en caja
 - 8.317 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- Vida media de la deuda: 4 años

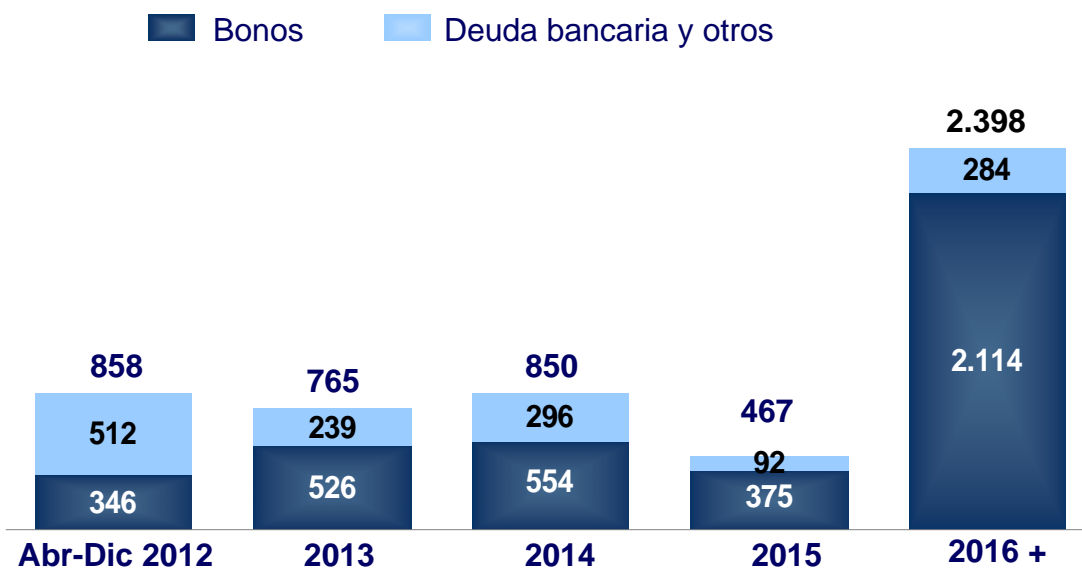
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja.

(2) Incluye participaciones preferentes

(3) Los pagarés se emiten respaldados por líneas de crédito y se van renovando regularmente.

Energis: calendario de vencimientos de la deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Marzo 2012: 5.338 M€⁽¹⁾



Energis tiene liquidez suficiente para cubrir 25 meses de vencimientos

▪ Liquidez 2.394 M€

1.716 M€ en caja

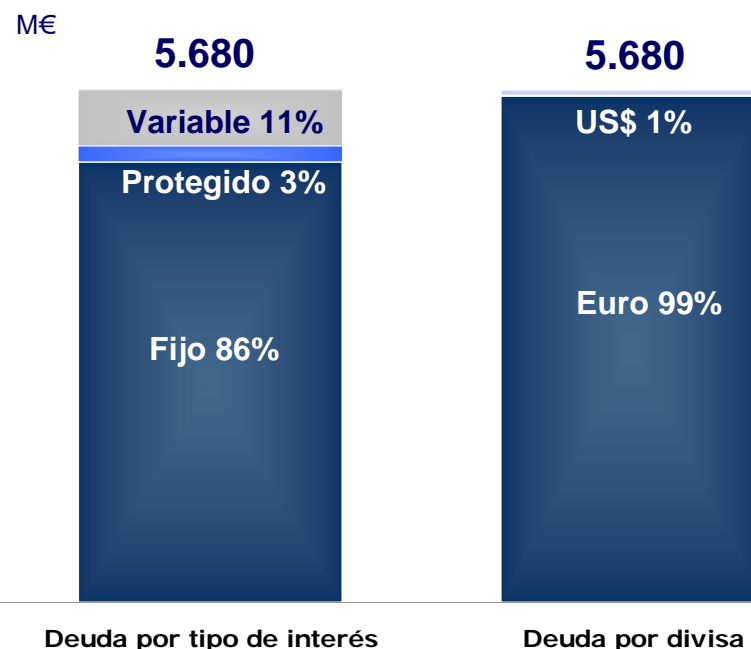
678 M€ de créditos sindicados disponibles

▪ 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 de Endesa sin Enersis



Coste medio de la deuda **4,6%**

Estructura de Enersis



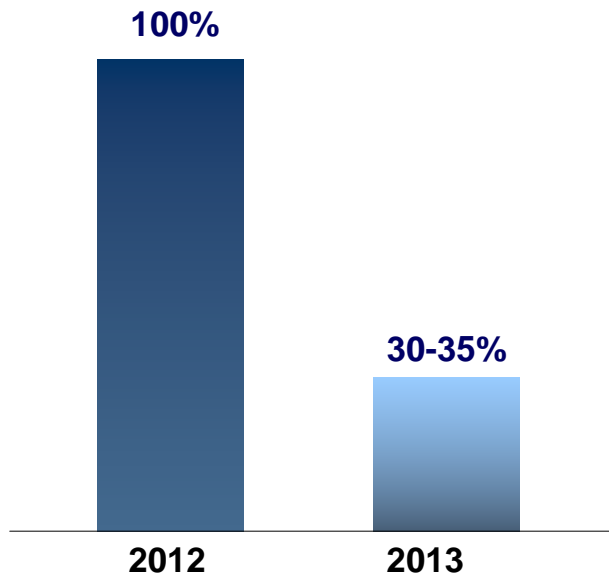
9,6%

- 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 de la estrategia de ventas forward

España & Portugal

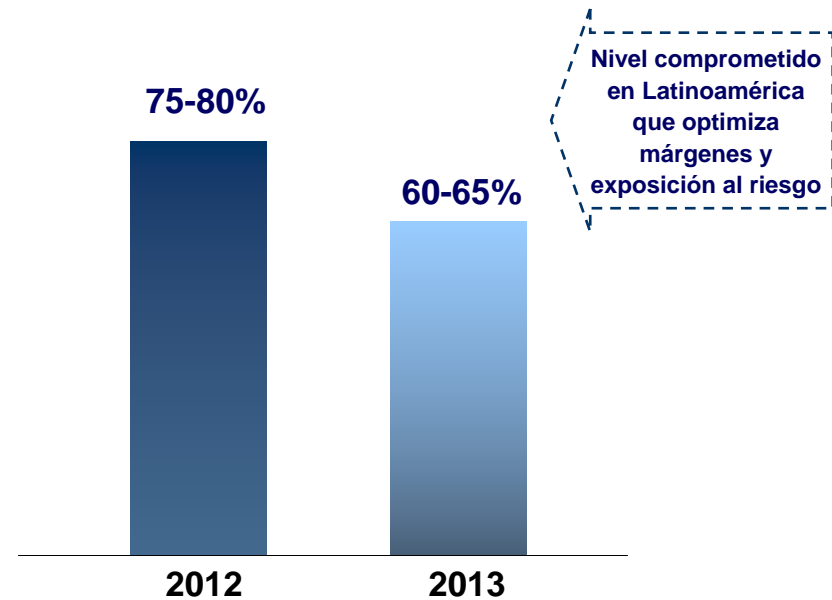
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



Política comercial consistente

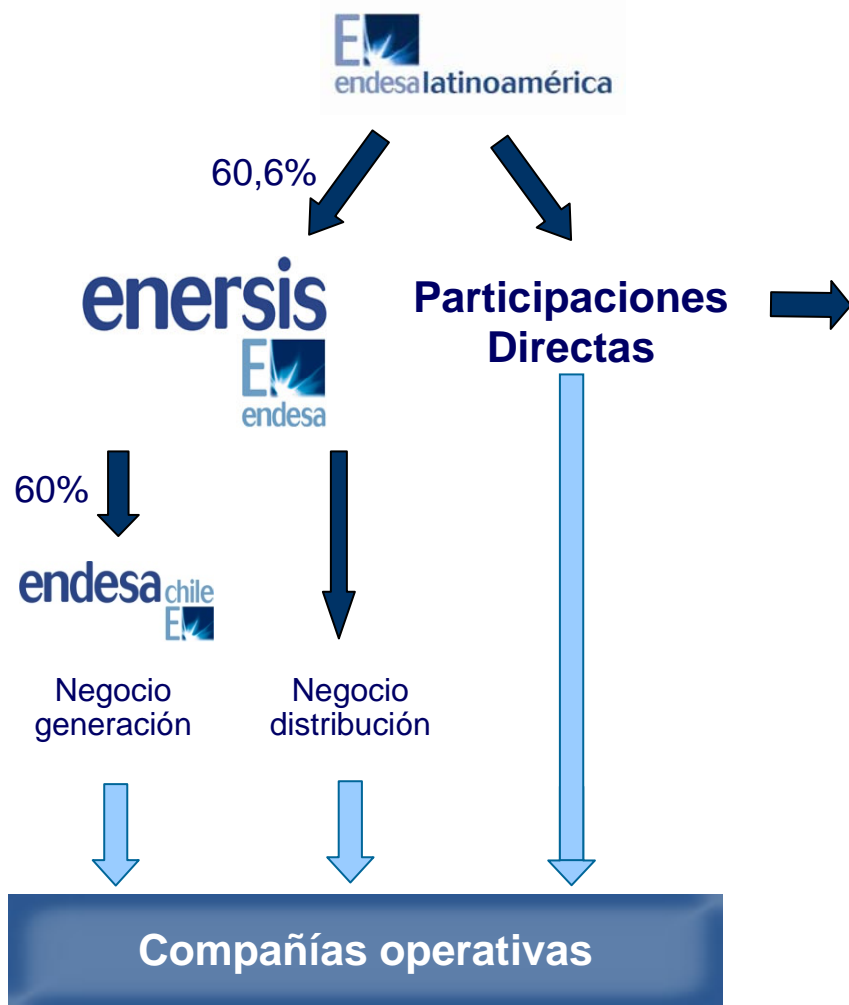
Latinoamérica






(% producción estimada ya comprometida)



34% de la Gx vendida con contratos > 5 años y 21% vía contratos > 10 años

Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enersis



M€	% Particip. directa	EBITDA proporcional 1T 2012	Deuda Neta Proporcional 31.03.2012	
	Codensa	26,7%	32	71
	Emgesa	21,6%	29	150
	Endesa Brasil	28,5%	78	-11
	Ampla ⁽¹⁾	7,7%	8	41
	Edesur	6,2%	-1	3
	DockSud	40%	3	19
	Edelnor	18%	6	39
	Piura	96,5%	8	13
	Pangue	5%	1	0
Total proporcional			164	326

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

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