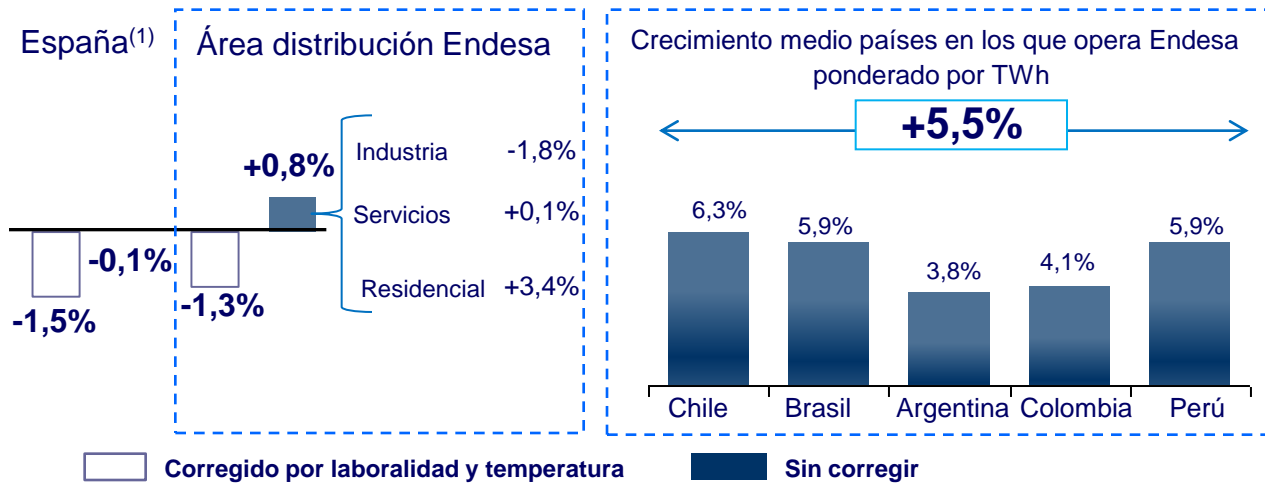


endesa resultados 1S 2012

Contexto de mercado 1S 2012

Demanda

España:
caída de demanda ajustada por industria

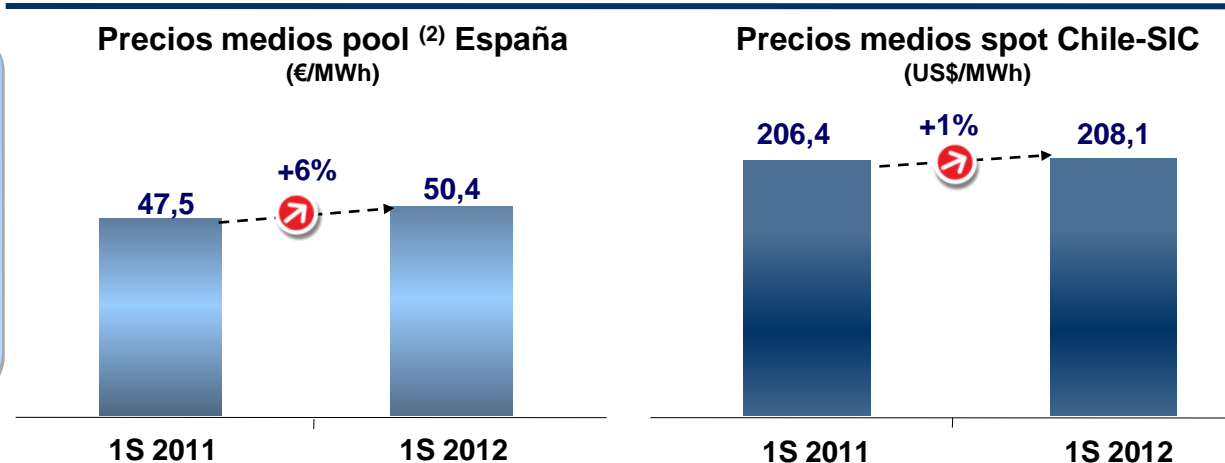


Latinoamérica:
crecimiento sólido en todos los países destacando Chile, Brasil y Perú

(1) Peninsular

Precios de la electricidad

España:
mayores precios por menor producción hidráulica y mayores costes de combustibles



Chile: precios estables por mayor generación hidráulica compensado en parte por mayores costes de combustible

(2) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad

Resultados estables a pesar de las condiciones de mercado

M€	1S 2012	1S 2011	Variación
Ingresos	16.696	16.194	+3%
Margen de contribución	5.336	5.314	+0%
EBITDA	3.547	3.493	+2%
España&Portugal&Otros	2.040	2.064	-1%
Endesa Latinoamérica⁽¹⁾	1.507	1.429	+5%
EBIT⁽²⁾	2.404	2.468	-3%
Gasto financiero neto⁽³⁾	378	333	+14%
Resultado neto atribuible	1.146	1.283	-11%

- **Iberia: débil demanda e impacto 157 M€ de medidas regulatorias compensadas parcialmente por mejores márgenes en negocio liberalizado y menores costes fijos**
- **Latam: EBITDA apoyado en sólido crecimiento demanda pese a generación en Chile y Argentina**
- **Impuesto al patrimonio en Colombia en 1S 2011**

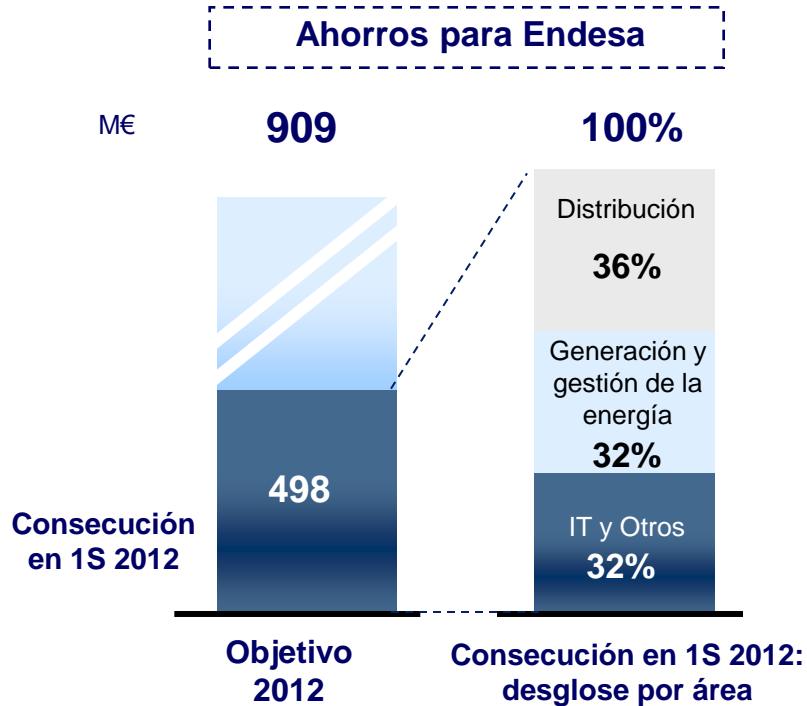
(1) EBITDA 2011 incluía extraordinario de -109 M€ del impuesto al patrimonio en Colombia.

(2) Amortizaciones 2011 incluían reversión provisión de CIEN por 31 M€.
Amortizaciones 2012 incluye ajuste por deterioro de Endesa Irlanda (- 67 M€).

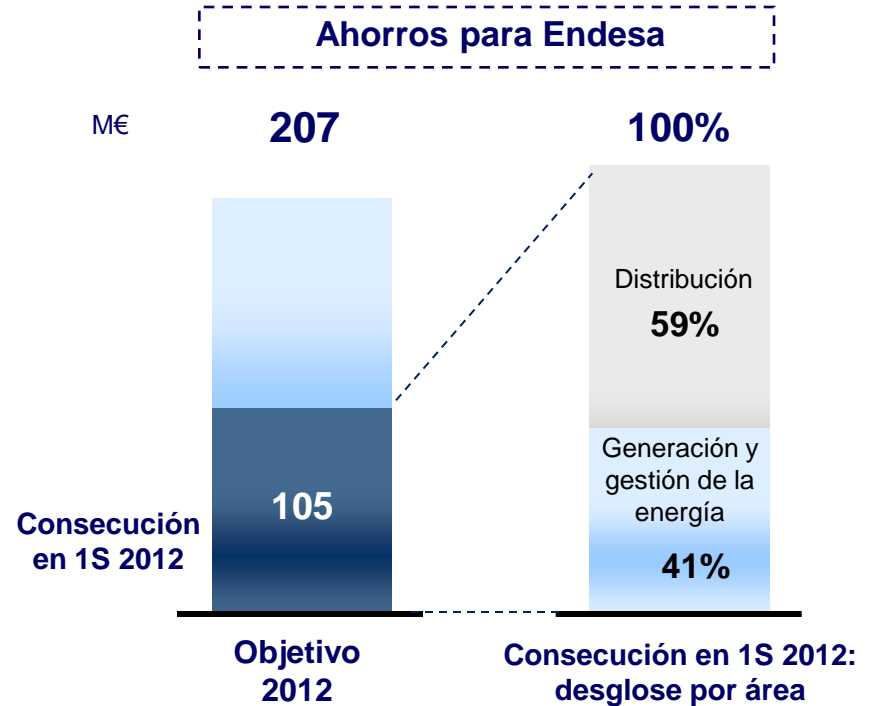
(3) Actualización provisiones para hacer frente a obligaciones de expedientes de regulación de empleo en vigor: - 42 M€ en 1S 2012 y + 21 M€ en 1S 2011.
1S 2011 incluye + 63 M€ de la sentencia sobre recurso del Impto. Sociedades años anteriores
1S 2012 incluye +23 M€ del RDL 20/2012 sobre el déficit de tarifa de 2006

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

Plan de sinergias con Enel



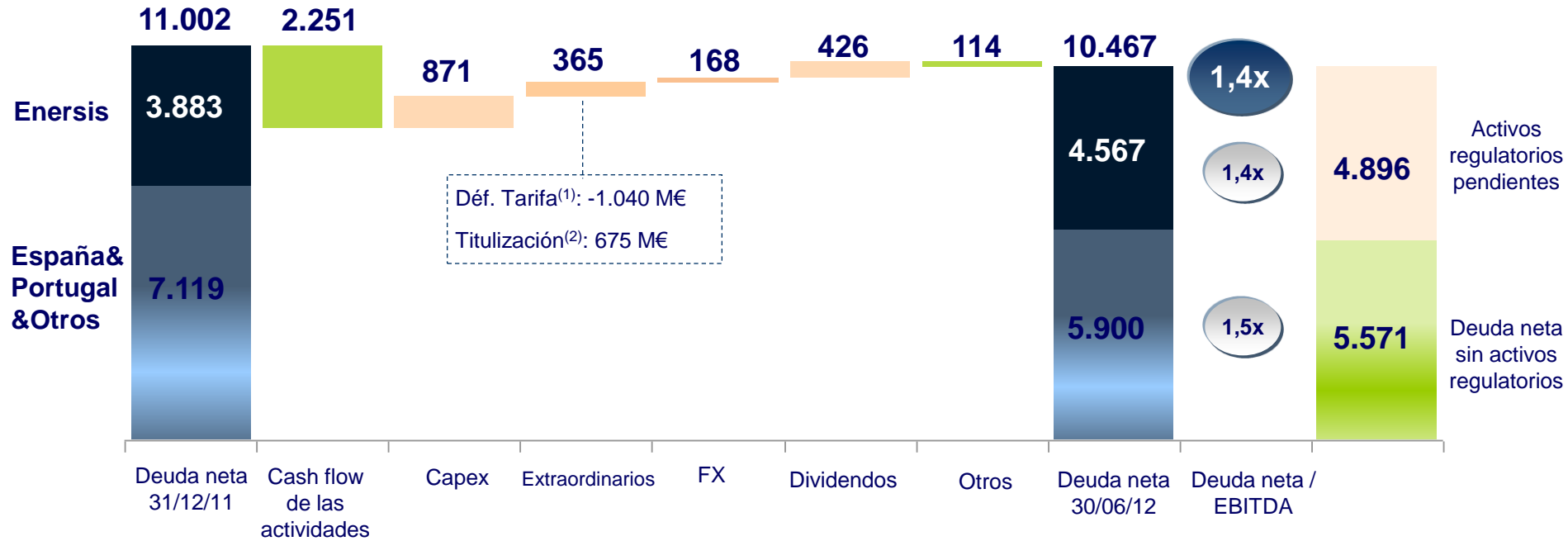
Plan Zenith con Enel



- Bien posicionados para lograr los objetivos del Plan de sinergias (55% en 1S 2012) y del Plan Zenith (51% en 1S 2012)
- Formando parte de una utility líder

Fortaleciendo nuestra posición financiera

Evolución deuda neta en 1S 2012 (M€)



Sólido apalancamiento financiero y buena posición de liquidez

Apalancamiento (Deuda neta/RRPP) **0,4** (31/12/11) **0,4** (30/06/12)

Liquidez Endesa sin Energis cubre 45 meses de vencimientos de deuda

Liquidez Energis cubre 18 meses de vencimientos de deuda

(1) Incluye pagos/ingresos de las liquidaciones CNE en 1S 2012.

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

España: hechos regulatorios en 1S 2012

Impacto anual

**RDL
13/2012**

- Minoración retribución distribución - 278 M€
- Reducción 10% volúmenes carbón nacional - 9 M€
- Reducción 10% pagos de capacidad - 9 M€

**RDL
20/2012**

- Minoración retribución generación en SEIEs ≈ - 100 M€
- Traspaso impuestos locales/regionales a cliente final
- Posible progresividad en tarifas de acceso
- Suspensión revisión trimestral de peajes

**Resolución
Tribunal
Supremo
sobre bono
social**

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

Propuestas equilibradas de Endesa para la reforma energética en España

- Existen soluciones que, de forma combinada, podrían resolver el problema del déficit de tarifa de forma definitiva:
 - Un impuesto sobre emisiones (o céntimo verde) para otros sectores que emiten CO2
 - Aplicación del criterio de “rentabilidad razonable” para todas las actividades del sector eléctrico, comenzando por la tecnología termosolar y asegurando que todas las actividades con similar perfil de riesgo obtienen remuneraciones similares
 - Utilizar los recursos procedentes de las subastas de derechos de CO2 para financiar las tecnologías renovables
 - Adoptar medidas a favor de la progresividad tarifaria
 - Incrementos moderados de tarifa sobre los niveles ya consolidados tras los procesos de refacturación
 - Extensión de un año más del periodo permitido en la generación de déficit junto con la financiación del mismo por parte de todos los operadores y contando con la garantía del Estado
 - Financiación del extra coste de la compensación extrapeninsular a través de los Presupuestos Generales del Estado (conforme al RD 6/2009) o alternatively inclusión en los PGE de las cantidades previstas para el pago anual de los déficits

Latinoamerica: hechos regulatorios en 1S 2012

Brasil

- Coelce: actualización sobre revisión y ajuste tarifario:
 - Sentencia favorable sobre beneficios fiscales (SUDENE)
- Actualización retribución anual CIEN :
 - Aprobado incremento 5% para 2012-2013

Chile

- Chilectra: continúa proceso de revisión tarifaria a concluir en Nov-2012
- Gobierno trabaja en el concepto de “Carretera eléctrica”

Argentina

- Medidas concretas para lograr sostenibilidad financiera de distribución y generación no están decididas

Transacciones corporativas

Desinversión Endesa Irlanda

- Acuerdo de venta con SSE sujeto a aprobación de las autoridades regulatorias y de competencia
- Transacción a completarse en 3T 2012
- Precio estimado: 270 M€ sujeto a ajustes

Adquisición clientes de gas en Madrid

- Cierre de la adquisición de 224.000 clientes de gas en Madrid (34 M€)

Adquisición minoritarios de Ampla

- Oferta pública sobre Ampla finalizada

Fusión filiales de generación chilenas

- Continúa el proceso de simplificación

españa&portugal&otros 1S 2012

Claves de 1S 2012

Negocio regulado: afectado negativamente por últimas medidas regulatorias (RDL 13/2012 y RDL 20/2012)

Mejor margen liberalizado apoyado en mayor producción y (+15%^[1]) y precios de venta

Costes fijos caen un 4% (- 46 M€) por programas de eficiencia con Enel

Liderazgo en comercialización (39% cuota mercado) y régimen ordinario (39%) y 2º operador en comercialización de gas (15%)

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

Resultados estables a pesar del entorno económico y últimas medidas regulatorias

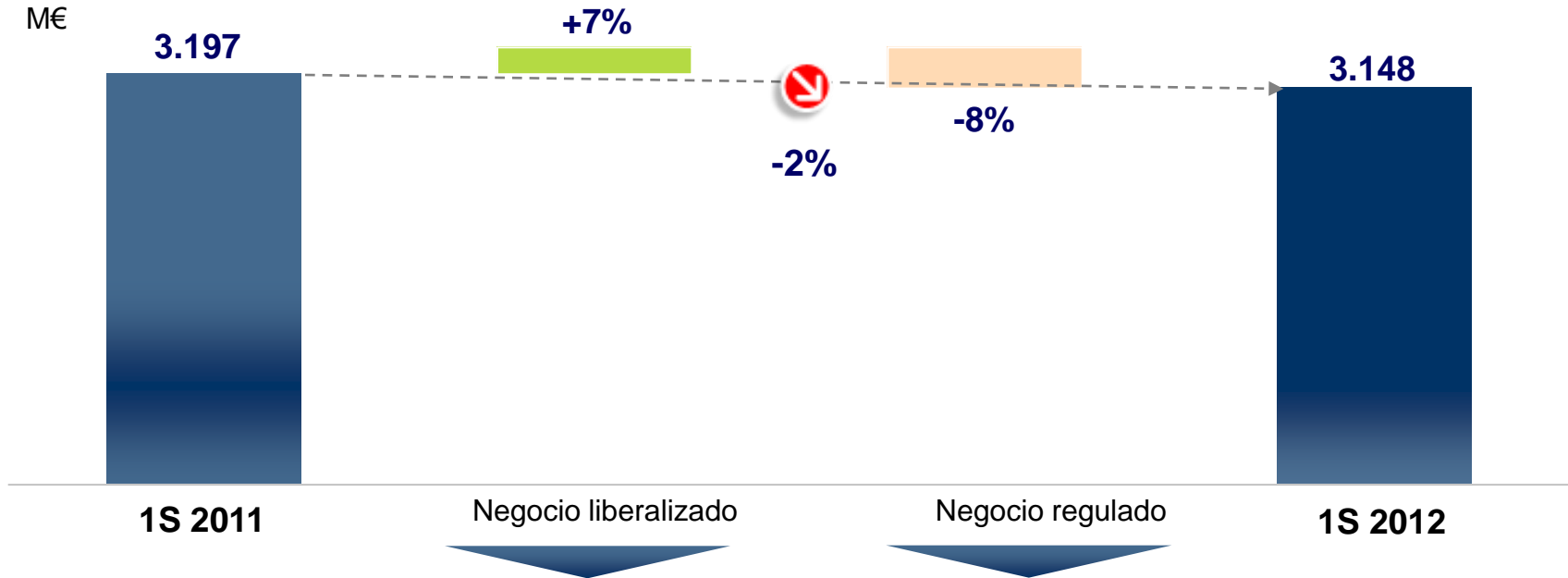
M€	1S 2012	1S 2011	Variación
Ingresos	11.445	11.230	+2%
Margen de contribución	3.148	3.197	-2%
EBITDA	2.040	2.064	-1%
EBIT⁽¹⁾	1.269	1.329	-5%
Gasto financiero neto⁽²⁾	127	164	-23%
Resultado neto atribuible	893	963	-7%

- **157 M€: menores ingresos regulados por el RDL 13/2012 y RDL 20/2012**

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

(2) Actualización provisiones para hacer frente a obligaciones de expedientes de regulación de empleo en vigor: - 42 M€ en 1S 2012 y + 21 M€ en 1S 2011.
 1S 2011 incluye + 27 M€ de la sentencia sobre recurso del Impto. Sociedades años anteriores
 1S 2012 incluye +23 M€ del RDL 20/2012 sobre el déficit de tarifa de 2006

Resistencia de los márgenes

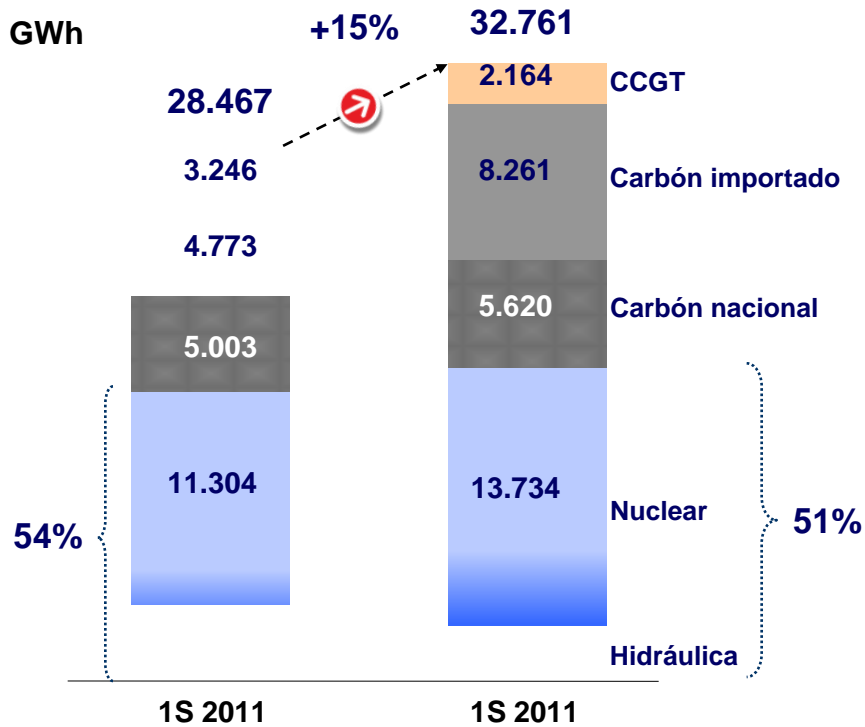


- ↑ Mayor precio de venta a cliente final
- ↑ Bono social (Sentencia Trib. Supremo)
- ↑ Mix de generación (producción/compras de energía)
- ↓ Mayores costes de energía
- ↓ Margen TUR
- ↓ Impacto del RDL 13/2012 y RDL 20/2012

- **Negocio regulado afectado por las últimas medidas regulatorias en distribución y sistemas extrapeninsulares**

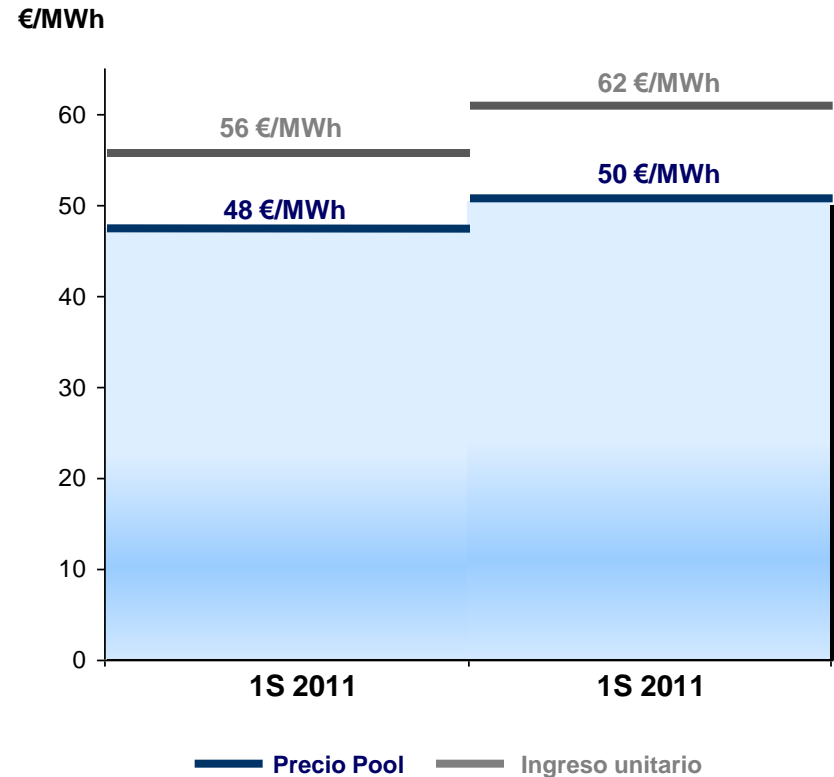
Negocio liberalizado sustentado en mayor generación y precios de venta

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

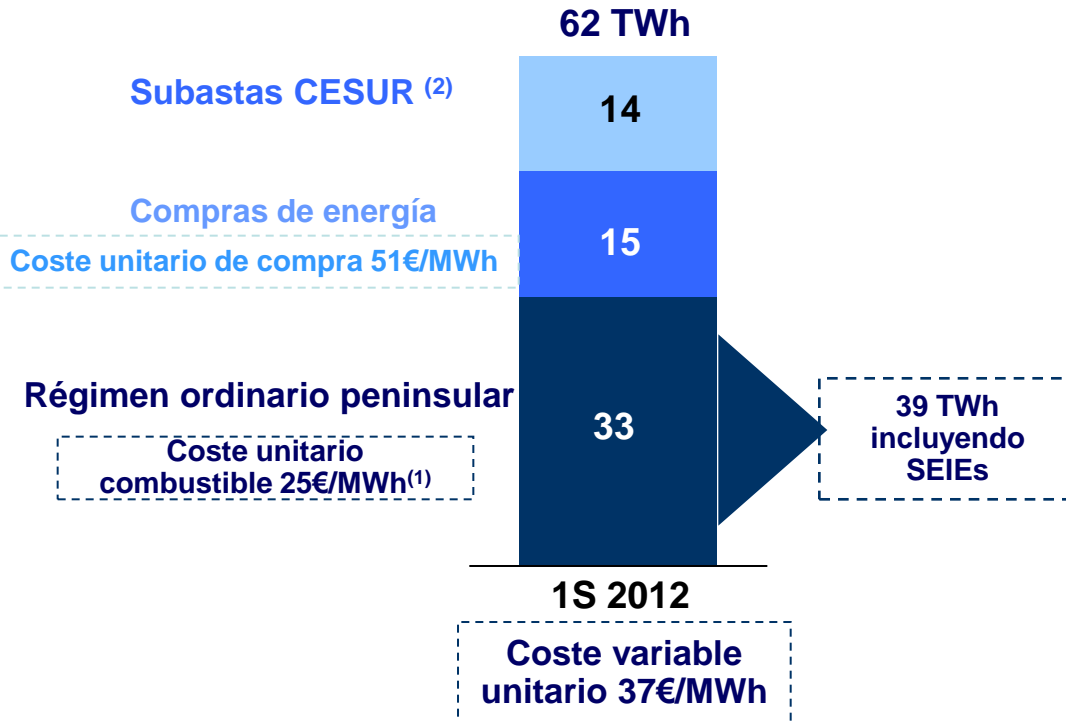


- Expansión del margen por mayores precios de venta y mejor mix de generación (producción/compras de energía)

(1) No incluye Portugal

Optimización de márgenes

Fuentes de energía (b.c.)



Ventas de electricidad (b.c.)



- Incremento margen eléctrico unitario (+15%) apoyado en mayor producción y mayor precio de venta subyacente

(1) Incluye coste de combustible y CO₂

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

latinoamérica 1S 2012



Claves de 1S 2012

Elevado incremento ventas de distribución (+5%) destacando Brasil (+7%)⁽¹⁾, Chile (+6%) y Perú (+5%)

Incremento de producción (+2%) con mayor generación hidráulica en Brasil, Colombia y Chile (aún por debajo del promedio)

EBITDA CIEN: 42M€ en 1S 2012 (+25M€) por el nuevo marco retributivo desde 2T 2011

Argentina: empeoramiento de las condiciones de negocio debido a regulación insostenible

(1) Ampla +3% y Coelce +12%

Resultados sólidos basados en una cartera equilibrada y diversificada

M€	1S 2012	1S 2011	Variación
Ingresos	5.251	4.964	+6%
Margen de contribución	2.188	2.117	+3%
EBITDA	1.507	1.429	+5%
EBIT⁽¹⁾	1.135	1.139	0%
Gasto financiero neto⁽²⁾	251	169	+49%
Resultado neto	572	695	-18%
Resultado neto atribuible	253	320	-21%

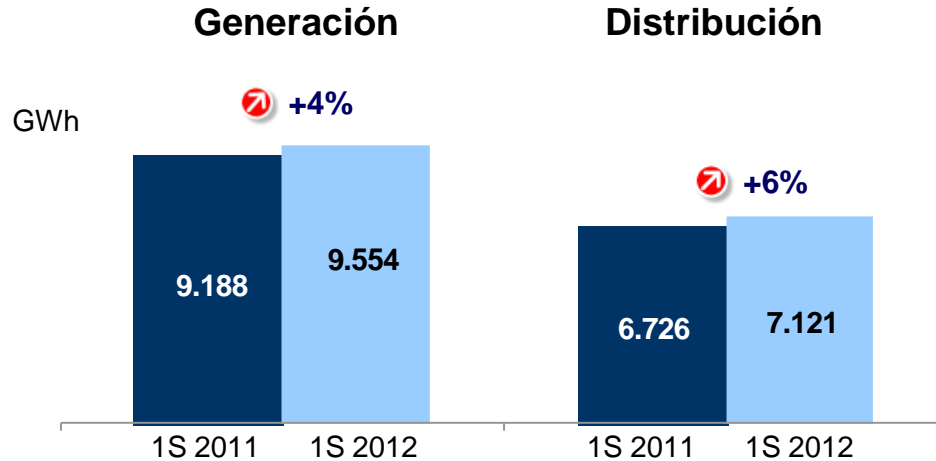
- **310 M€ del EBITDA atribuible provienen de participaciones directas**
- **Costes fijos 1S 2011: -109M€ del impuesto al patrimonio en Colombia**
- **Impacto tipo de cambio: +58 M€ en EBITDA**

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

(2) 1S 2011 incluye + 36 M€ de la sentencia sobre recurso del Impto. Sociedades años anteriores

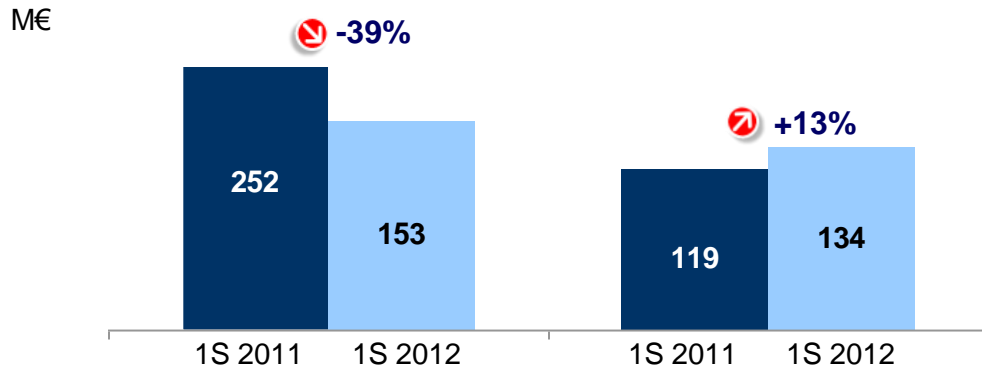


Chile: mayor generación y mayor volumen en distribución



- Incremento en generación por mayor producción hidroeléctrica (+16%)
- Sólido aumento de ventas en distribución

EBITDA Generación EBITDA Distribución



- **Gx:**
 - Menores precios de venta; 1S 2011 incluía 45M€ de cláusulas de riesgo en contratos
 - 1S 11 incluía 61 M€ de RM 88
 - 1S 12 incluye -17 M€ de Campanario
- **Dx:** Mayores volúmenes y mejora en costes fijos

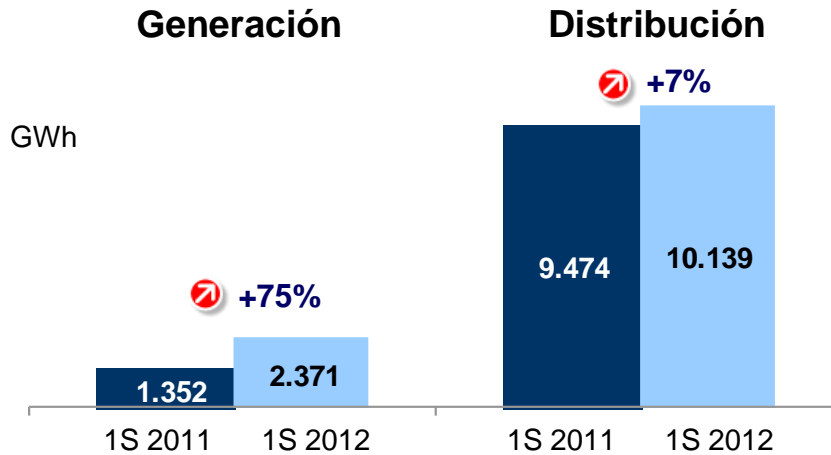
Margen unitario	1S 2011	1S 2012	Cambio
	23,7€/MWh	27,8€/MWh	+2%
			-29%

Total EBITDA €287 M (-23%) (1)

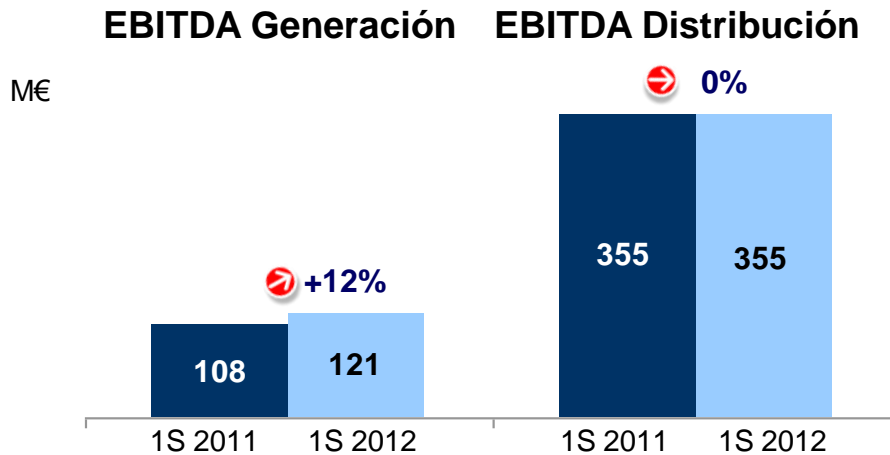
(1) No incluye Holding y servicios.



Brasil: buenos resultados apoyados en mayor generación y en actividades reguladas



- Mayor generación (+75%) por mayor producción hidráulica y mayor despacho térmico
- Condiciones climáticas apoyaron mayores ventas en distribución



- Gx: incremento en precios producción
- Dx: incremento en ventas y mejor mix de clientes, contrarrestado por menor tarifa en Coelce

Margen unitario	1S 2011 (M€/MWh)	1S 2012 (M€/MWh)	Cambio (%)
Generación	37,2	37,2	-2%
Distribución	52,4	52,4	-5%

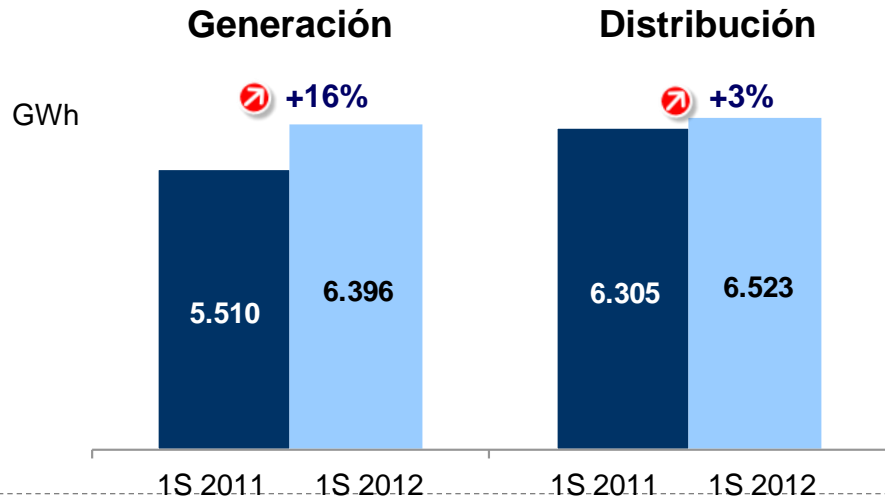
- CIEN. Nuevo marco regulatorio: 42 M€ EBITDA (+25 M€)

EBITDA total 518 M€ (+8%)⁽¹⁾

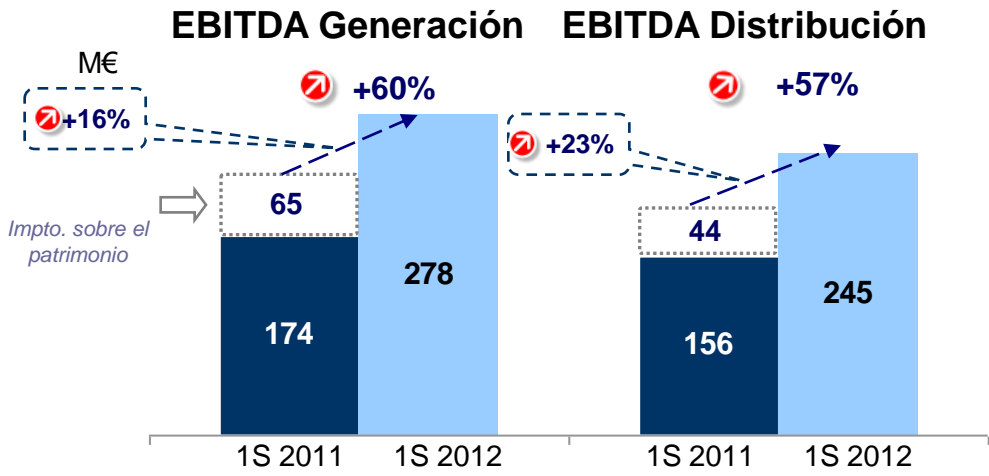
(1) Incluye interconexión Brasil-Argentina reconocido activo regulatorio en abril 2011. No incluye Holding



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



- Sólido incremento en producción por mejores condiciones hidráulicas
- Mayores ventas distribución



- Gx:
 - Mayor volumen y márgenes
 - 1S 11 Impto. patrimonio: -65 M€
- Dx: mayores ventas de distribución y
 - 1S 11 Impto. patrimonio: -44 M€

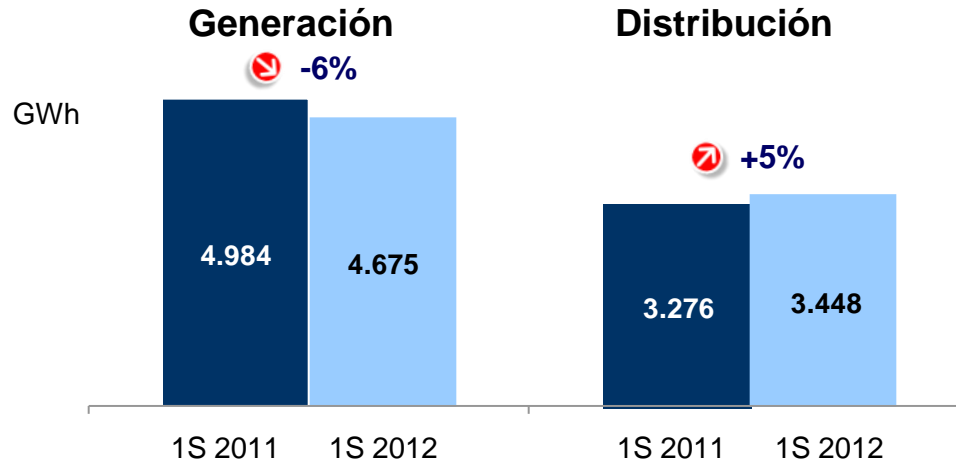
Margen unitario	1S 2011 (€/MWh)	1S 2012 (€/MWh)	Cambio (%)
Generación	39,1	48,6	+19%
Distribución	39,1	48,6	+18%

EBITDA total 523 M€ (+58%)(1)

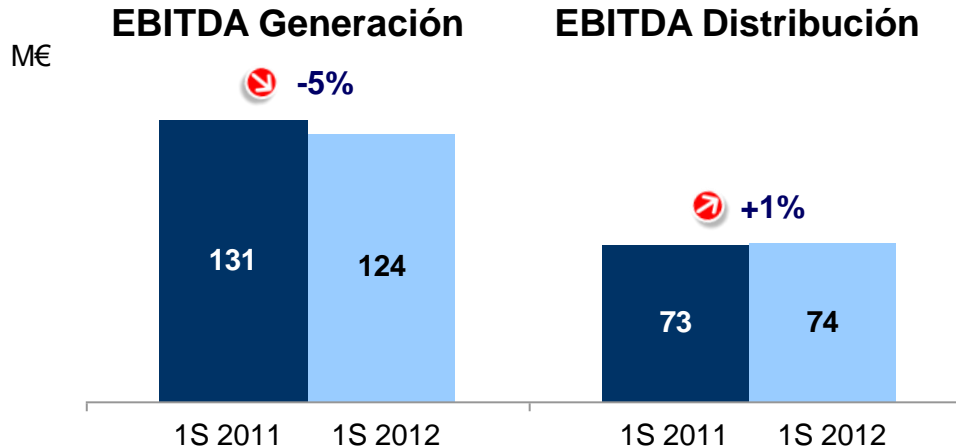
(1) +19% sin considerar el efecto del Impto. sobre el patrimonio del año anterior



Perú: resultados estables



- Producción hidroeléctrica estable y menor generación térmica
- Sólido crecimiento económico condujo a un 5% de incremento de demanda



- Gx: Mayores precios de venta y pagos por capacidad
- Dx: Mayor margen unitario
- No recurrente positivo en 1S 11

Margen unitario

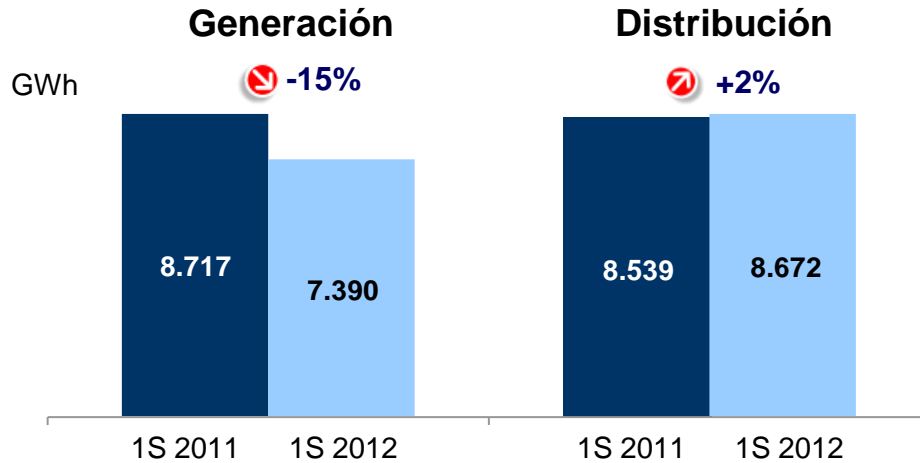
29,5€/MWh ↗ +13%

30,2€/MWh ↗ +13%

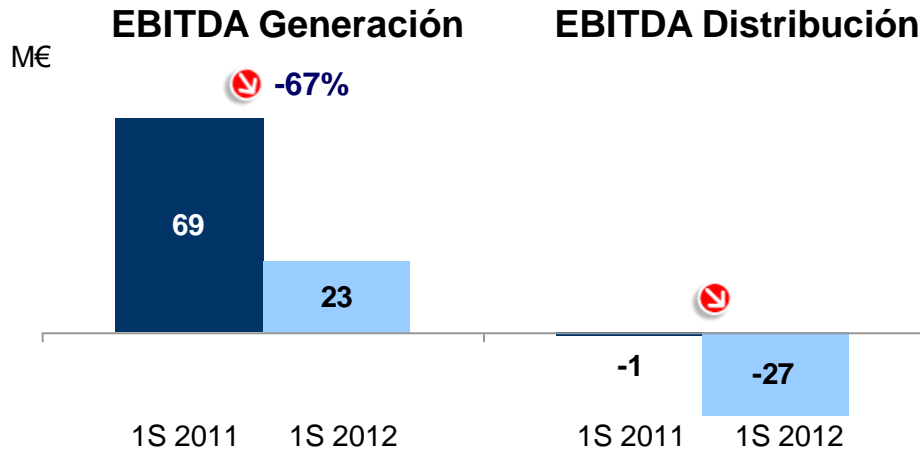
EBITDA total 198 M€ (-3%)



Argentina: empeoramiento de situación por entorno regulatorio insostenible



- Pese a mejor hidrología, el despacho térmico decrece por mantenencias planificadas y por menor despacho
- Menor crecimiento en ventas en distribución



- Gx: Mayores costes fijos por inflación, junto a la no renovación en 2012 del acuerdo de generadores de años previos
- Dx: margen unitario impactado por incremento de costes fijos junto al no incremento de tarifas

Margen unitario	1S 2011	1S 2012	Cambio (%)
Generación	6,9€/MWh	4,5€/MWh	-33%
Distribución	13,5€/MWh	14,9€/MWh	+10%

EBITDA total⁽¹⁾ -4 M€ (-106%)

(1) No incluye interconexión Brasil-Argentina

Reestructuración en Latinoamérica para consolidar una plataforma de inversión (I)

Incremento de capital de Enersis

- Traspaso participaciones directas de Endesa Latinoamérica a Enersis
- Valoración soportada por perito independiente: 4.862 MUS\$
- Contribución equivalente en caja de los accionistas minoritarios de Enersis: hasta 3.158 MUS\$

Racional de la operación

- Incrementar visibilidad y optimizar valoración de las filiales de Latinoamérica
- Recursos financieros adicionales para financiar crecimiento en la región a través de:
 - Compra de minoritarios en compañías participadas
 - Nuevos proyectos a desarrollar: 5.200 MW
 - Posibilidades de operaciones M&A en la región
- Consolidación posición industrial en Latinoamérica permitiría conseguir masa crítica para consolidarse como el operador de referencia en la región

Reestructuración en Latinoamérica para consolidar una plataforma de inversión (II)

Participaciones significativas de Endesa centralizadas en Enersis

Nombre de compañía	% participación directa Endesa Latam	Nombre de compañía	% participación directa Endesa Latam
Edesur	6,2%	 Codensa	26,7%
 DockSud	40%	 Emgesa	21,6%
 Cemsa	55%	 Endesa Brasil	28,5%
Yacilec	22,2%	 Ampla ⁽¹⁾	7,7%
 Edelnor	18%	 S. Isidro	4,4%
 Piura	96,5%		

EBITDA total 2011: 573 M€
3 M clientes / aprox 2.000 MW

Próximos pasos

- Consejo de Administración de Enersis convoca JGEA para fijar los términos de la ampliación de capital (25 Julio 2012)
- Incremento de capital a decidir por JGEA de Enersis (13 Sept. 2012)

• Consolidación del liderazgo de Endesa en la region

conclusiones 1S 2012



Conclusiones

Sólidos resultados en Latinoamérica compensan los impactos negativos de regulación en España

Consecución de los objetivos de eficiencia y del plan de sinergias con Enel

Posibilidad de consolidación de la plataforma de inversión en Latinoamérica

Medidas estructurales, equilibradas y no discriminatorias son Necesarias para eliminar el déficit de tarifa en España

anexos 1S 2012



Capacidad instalada y producción (1)

Capacidad instalada

MW a 30/06/12	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
Total	24.285		15.820		40.105	
Hidráulica	4.716		8.666		13.382	
Nuclear	3.681		-		3.681	
Carbón	5.805		522		6.327	
Gas natural	4.857		3.968		8.825	
Fuel-gas	5.226		2.577		7.803	
Cogeneración/Renovables	na		87		87	

Producción

TWh 1S 2012 (var. vs. 1S 2011)	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
Total	40,5	+12,7%	30,4	+2,1%	70,9	+7,9%
Hidráulica	3,0	-28%	17,1	+17%	20,0	+7%
Nuclear	13,7	+21%	-	-	13,7	+21%
Carbón	15,9	+41%	1,0	-6%	16,9	+37%
Gas natural	3,1	-29%	9,3	-20%	11,9	-23%
Fuel-gas	4,8	-1%	2,9	+16%	8,2	+5%
Cogeneración/Renovables	na	na	0,1	+19%	0,1	+19%

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

Latinoamérica: desglose de generación y distribución

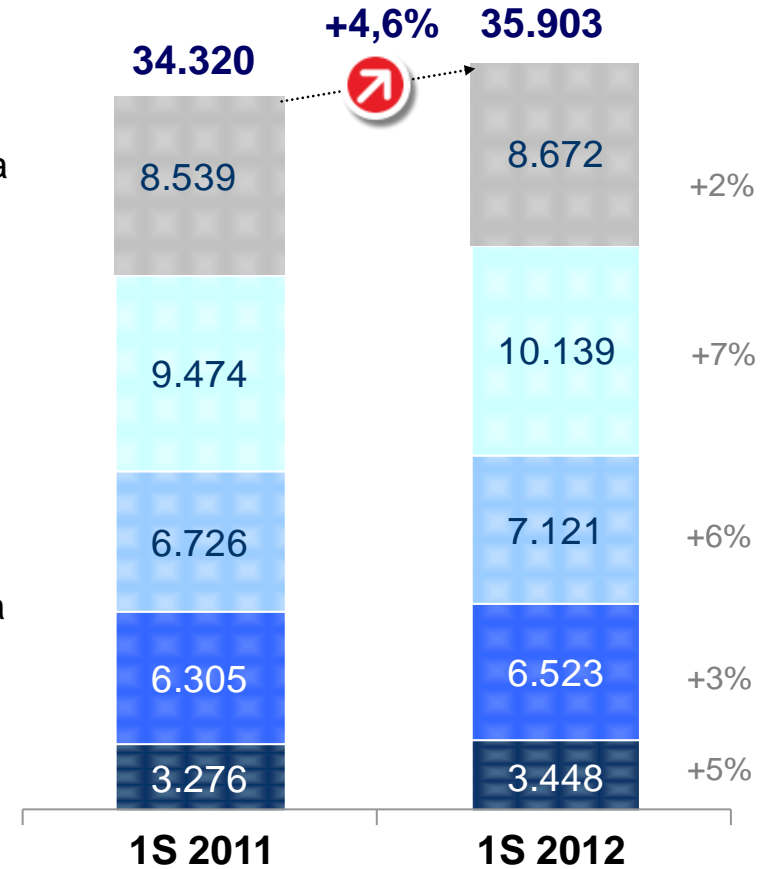
Generación

GWh



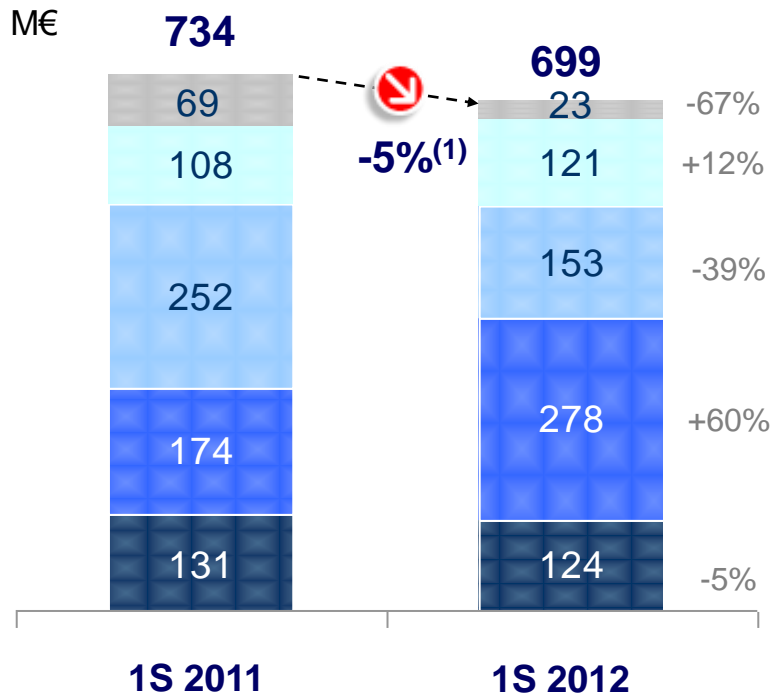
Ventas de distribución

GWh

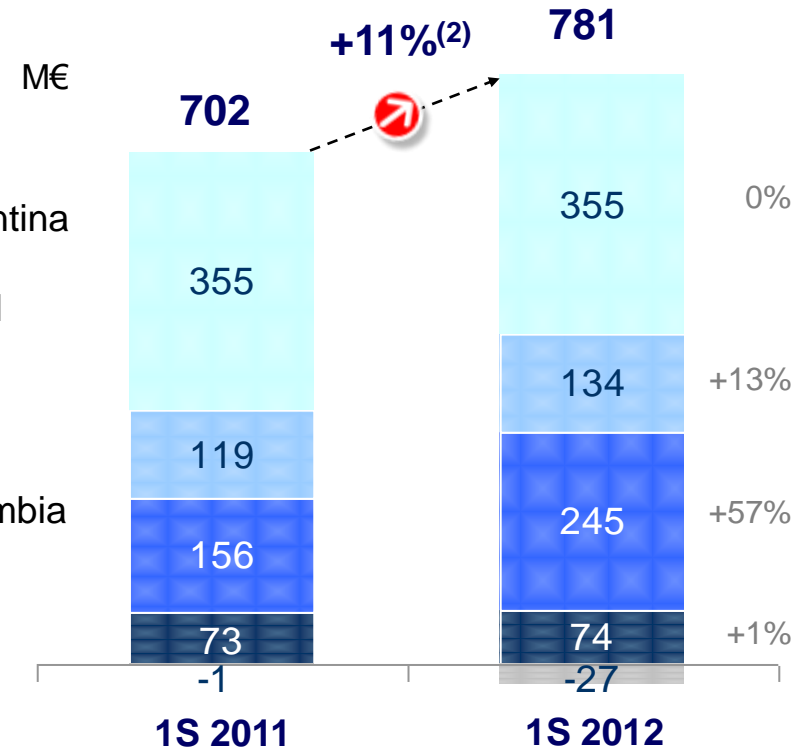


Latinoamérica: Desglose de Ebitda por país y negocio

Ebitda Generación



Ebitda Distribución



Margen unitario 27,2 €/MWh 25,6€/MWh
 -6%

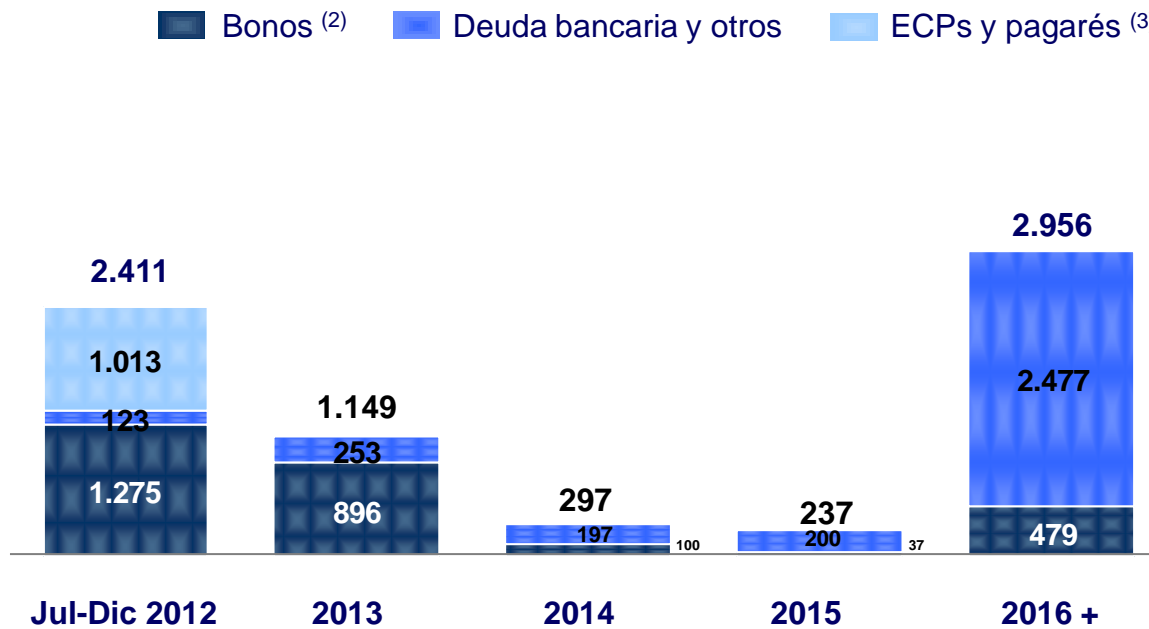
Margen unitario 33,8€/MWh 35,3€/MWh
 +5%

(1) -13% sin considerar el efecto del Impto. sobre el patrimonio del año anterior

(2) +5% sin considerar el efecto del Impto. sobre el patrimonio del año anterior

Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 junio 2012: 7.050 M€⁽¹⁾



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 45 meses de vencimientos

- Liquidez 6.637 M€:
 - 1.223 M€ en caja
 - 5.414 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- Vida media de la deuda: 4,1 años

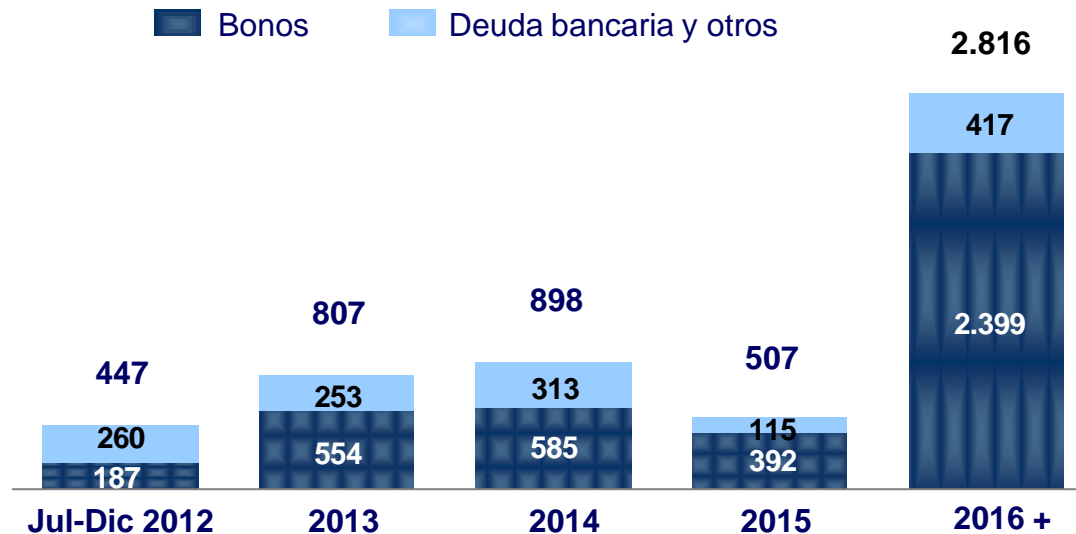
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja .

(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 30 junio 2012: 5.475 M€⁽¹⁾



Energis tiene liquidez suficiente para cubrir 18 meses de vencimientos

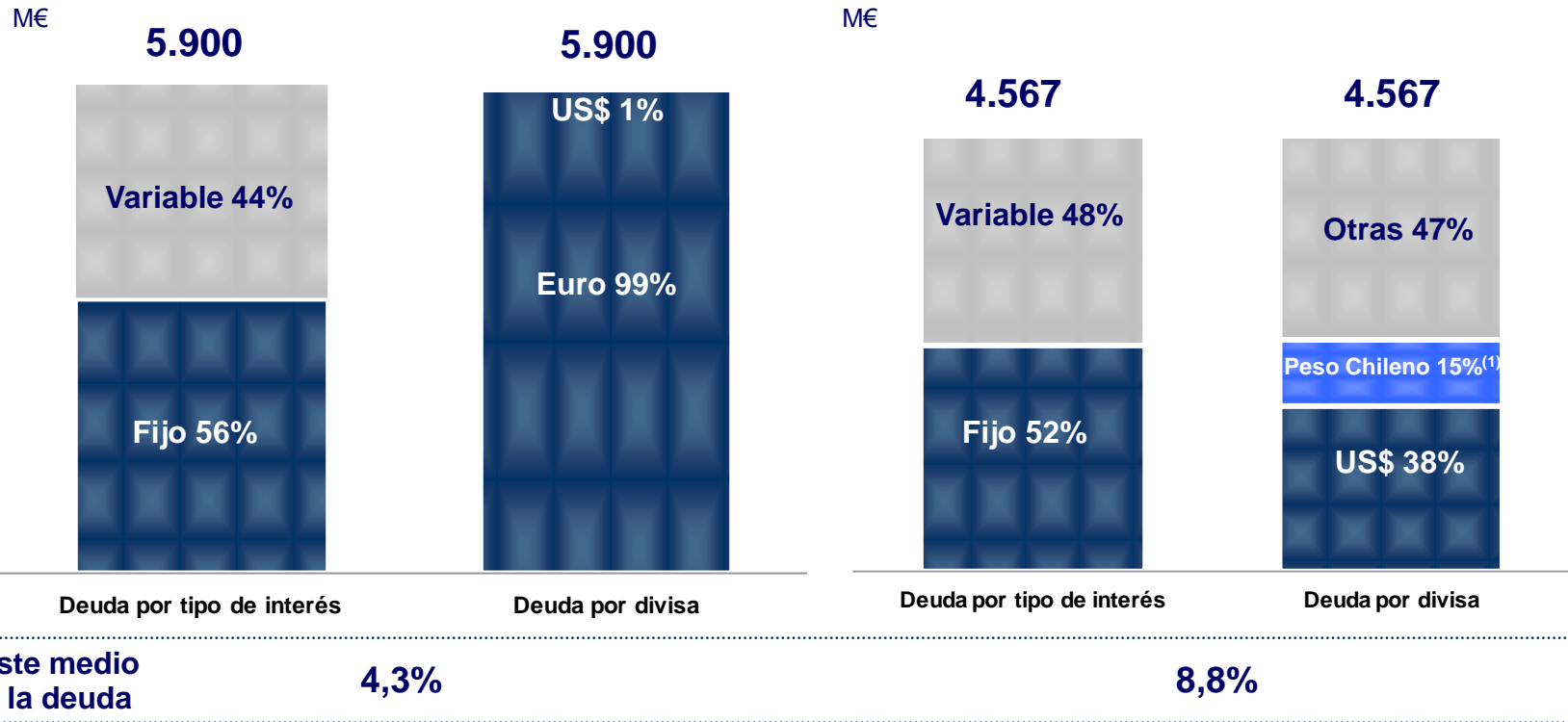
- **Liquidez 1.854 M€:**
 - 1.149 M€ en caja
 - 705 M€ de créditos sindicados disponibles
- **Vida media de la deuda: 5,3 años**

(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

Estructura de Enersis



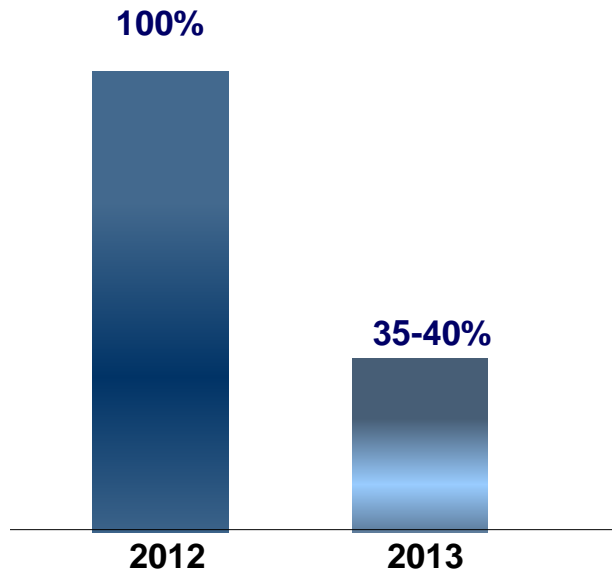
- Estructura de la deuda: deuda denominada en la moneda de generación del flujo de caja
- Política de autofinanciación: deuda filiales Latinoamericanas sin recurso a la matriz

Datos a 30 junio 2012
 (1) Incluye "Unidades de Fomento"

Buen posicionamiento de la estrategia de ventas forward

España & Portugal

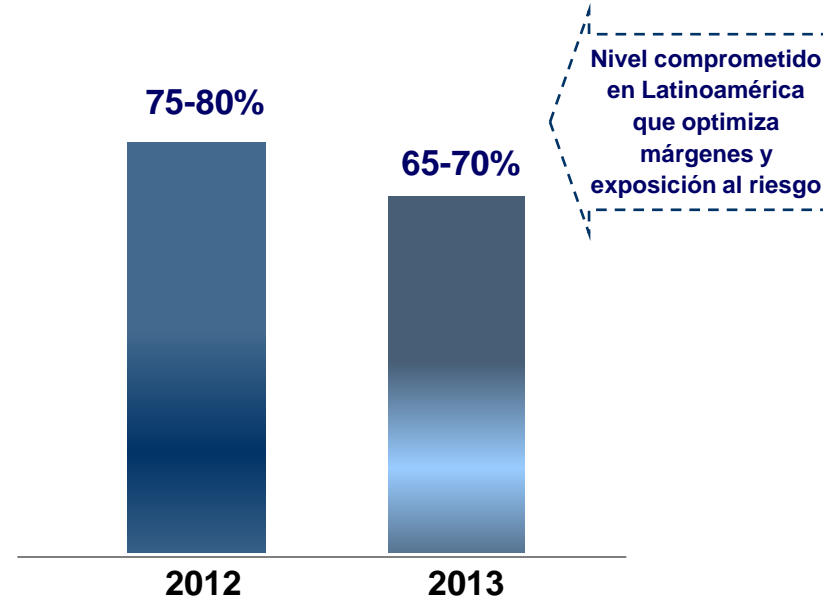
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



Política comercial consistente

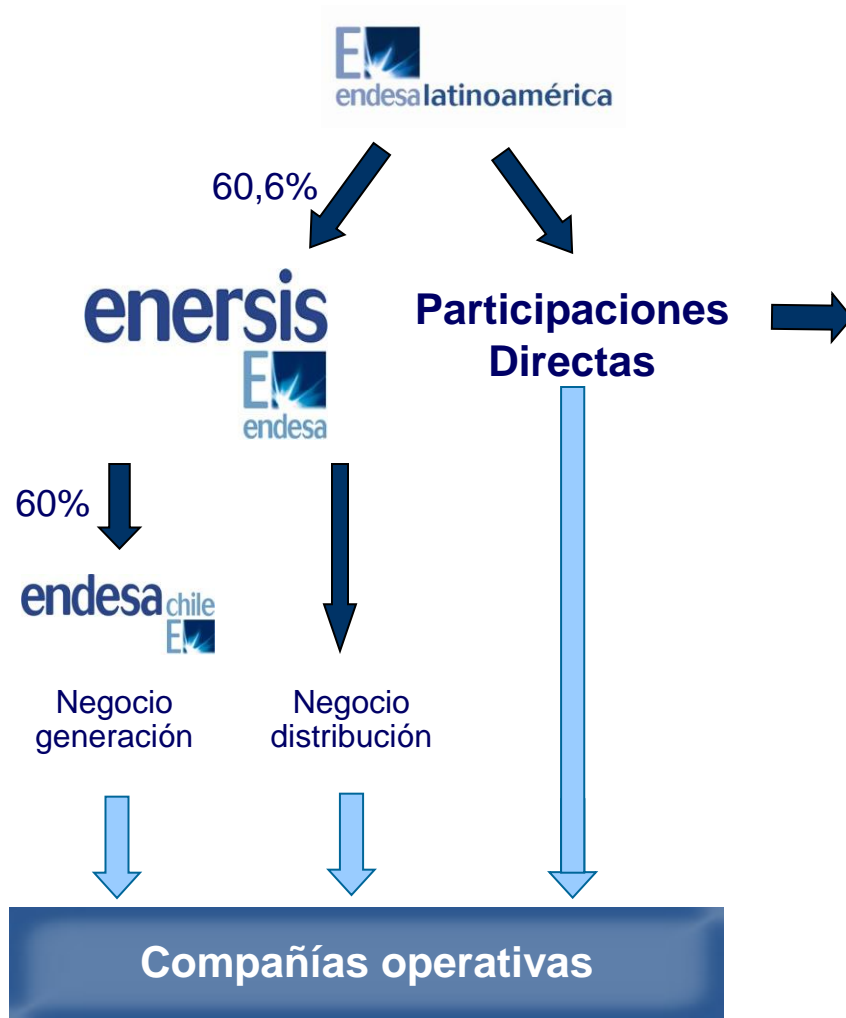
Latinoamérica



(% producción estimada ya comprometida)



31% de la Gx vendida con contratos > 5 años y 21% vía contratos > 10 años

Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enerjis



M€	% Particip. directa	EBITDA proporcional 1S 2012	Deuda Neta Proporcional 30.06.2012	
	Codensa	26,7%	64	118
	Emgesa	21,6%	60	180
	Endesa Brasil	28,5%	146	-27
	Ampla ⁽¹⁾	7,7%	15	40
	Edesur	6,2%	-2	3
	DockSud	40%	1	19
	Cemsa	55%	0	-7
	Edelnor	18%	13	42
	Piura	96,5%	13	11
	S.Isidro	4,4%	0	0
Total proporcional			310	379

(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