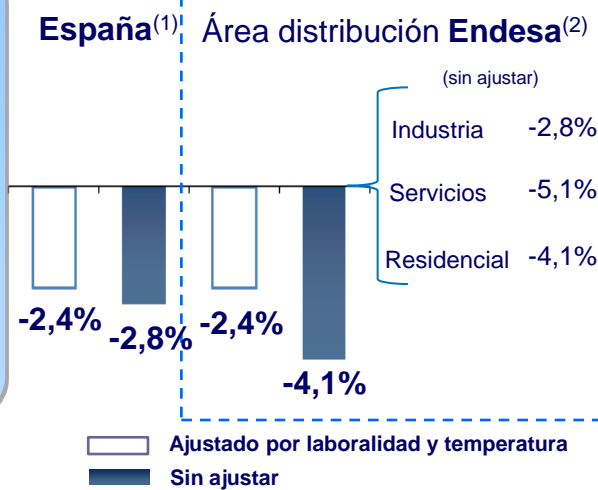


endesa resultados 9M 2013

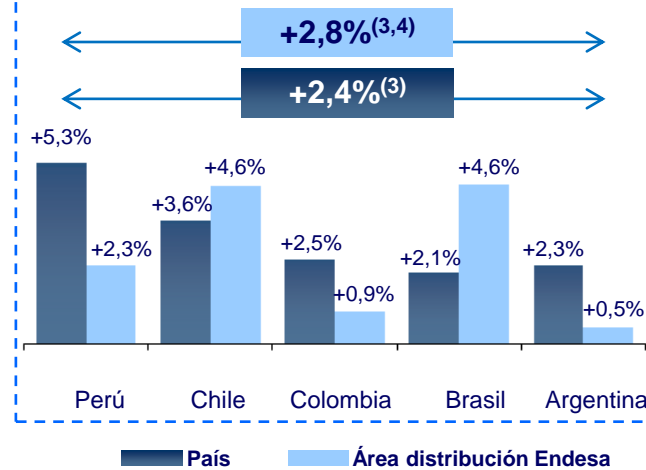
Contexto de mercado en 9M 2013

Demanda

España: caída demanda en todas las categorías de clientes, especialmente en sector servicios



(1) Peninsular. Fuente: REE
 (2) Peninsular. Fuente: estimaciones de Endesa

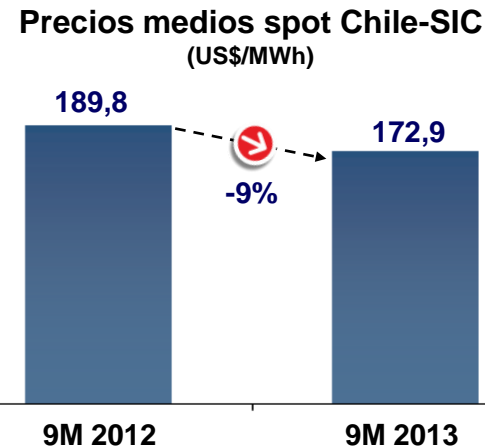
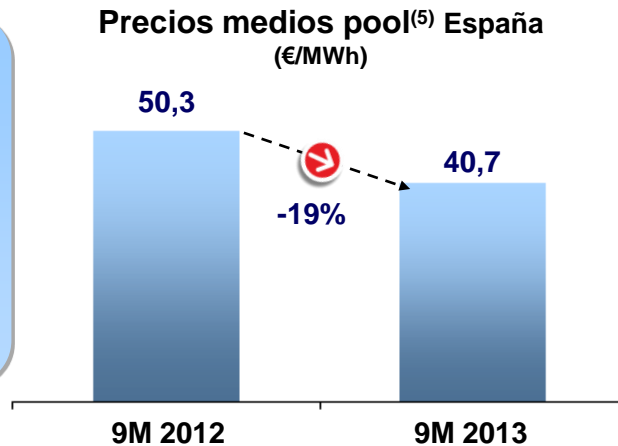


(3) Crecimiento medio ponderado por TWh (demanda sin ajustar)
 (4) Peajes y consumos no facturados no incluidos (neto de pérdidas)

Latinoamérica: mejor comportamiento en concesiones de distribución de Endesa vs. demanda país, especialmente en Brasil y Chile

Precios de la electricidad

España: caída significativa de precios por baja demanda y condiciones meteorológicas excepcionales



Chile: caída de precios por entrada de nuevas plantas de carbón al sistema y anticipación temporada deshielo

(5) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad. 9M 2013: media de 41,3 €/MWh (sin apuntamiento)

Resultados operativos apoyados en one-off positivo en Latam (Dx Argentina) que no llega a compensar las medidas regulatorias en España

M€

	9M 2013	9M 2012	Variación
Ingresos	23.485	25.463	-8%
Margen de contribución	7.914	8.182	-3%
EBITDA	5.251	5.457	-4%
España&Portugal	2.697	3.073	-12%
Latinoamérica	2.554	2.384	+7%
EBIT⁽¹⁾	3.392	3.648	-7%
Gasto financiero neto⁽²⁾	286	596	-52%
Beneficio neto atribuible	1.551	1.662	-7%
España&Portugal	1.036	1.269	-18%
Latinoamérica	515	393	+31%

■ Iberia:

- Impacto regulatorio a 9M 2013: 868 M€
- Medidas regulatorias adicionales pendientes de contabilizar (generación extrapeninsular y bono social)

■ LatAm:

- Reconocimiento MMC (índice de inflación) en Argentina y buen comportamiento en Gx Chile no han compensado la sequía y el impacto negativo por tipo de cambio

(1) Amortización 9M 2013 incluye write-off por 44 M€ de los activos de distribución en Brasil

 (2) Actualización provisiones para hacer frente a obligaciones de expedientes de regulación de empleo en vigor: -72 M€ en 9M 2012 y +7 M€ en 9M 2013
 9M 2013 incluye +42 M€ por retroactivo de MMC en Argentina

España: novedades regulatorias (I)

Tarifa último recurso 3T

- TUR 3T: 1,2% de incremento
 - Incremento 3% del término de energía tras subasta CESUR 25 Junio
 - Congelación de los peajes

Incremento peajes desde 1 Agosto

- 6,8% incremento medio de peajes según OO.MM. IET 1491/2013: reequilibrio del término de energía y potencia de los peajes para que la tarifa dependa menos del consumo
- Nuevas hipótesis: demanda -2,4%; 2.648 M€ de ingresos por Ley 15/2012; 150 M€ de ingresos por subasta derechos CO₂; 2,2 bn€ de contribución extraordinaria del Estado y 0,9 bn€ de la compensación a la generación extrapeninsular financiada por el Estado

Tarifa último recurso 4T

- TUR 4T: 3% de incremento
 - Incremento 7,1% del término de energía tras subasta CESUR 24 Septiembre
 - Congelación de los peajes

Propuesta PGE 2014

- Ingresos por 2.907 M€ de Ley 15/2012 para reducir el déficit de tarifa
- 344 M€: subasta de derechos de CO₂
- 903 M€: contribución del 50% de la compensación a la generación extrapeninsular de 2013

España: novedades regulatorias (II)

Ley 15/2013 (2.2 bn€ contribución extraordinaria Estado)

- Autorización al Ministerio para contribuir con hasta 2.2 bn€
- La Comisión sobre Asuntos Económicos decidirá momento e importe

Medidas fiscales medio- ambientales (Correcciones a Ley 15/2012)

- No aplica retroactividad
- No aplicable al combustible no gastado en la última extracción

Ley generación extra- peninsular (texto definitivo vs borrador original)

- Operadores dominantes (cuota de mercado >40%) autorizados a desarrollar nueva capacidad bajo determinadas circunstancias
- Posibilidad de mantener la propiedad de instalaciones hidráulicas de bombeo adjudicadas o en construcción

Nuevo Proyecto Ley Sector Eléctrico (prales. cambios vs. borrador Jul'13)

- Umbrales del déficit de tarifa que desencadenan ajustes tarifarios automáticos a partir del 2014
 - Déficit de un año: 2% de los ingresos totales del sistema (desde el 2,5%)
 - Déficit acumulado: 5% de los ingresos totales del sistema (desde el 10%)

- **Mayor sostenibilidad del sistema, con ajustes automáticos de los peajes de acceso y porcentajes de financiación del déficit más justos**

España: novedades regulatorias (III)

Titulización déficit de tarifa ex-post 2012

- Derechos por valor de 4,1 bn€ transferidos a FADE por las utilities
- 4,0 bn€ de incremento del aval del Estado
- Emisiones de FADE:
 - 24 Septiembre ⁽¹⁾: 2,0 bn€ (0,9 bn€ para Endesa)
 - 9 Octubre ⁽²⁾: 1,0 bn€ (0,4 bn€ para Endesa)
 - 29 Octubre ⁽³⁾: 1,1 bn€ (0,5 bn€ para Endesa)
- El 100% del déficit de tarifa generado hasta 31 Diciembre 2012 se ha titulado

Liquidación 8 de la CNMC (año 2013)

- Primas a las renovables: 7,1 bn€ (+12% vs. liquidación nº8/2012)
- Compensación extrapeninsular 2013 incluida parcialmente
- Déficit de tarifa suma 4,5 bn€

- **Es necesario emplear íntegramente la aportación de 2,2 bn€ del Estado como parte del compromiso político para solucionar el déficit de tarifa y alcanzar suficiencia tarifaria a final de año**
- **Necesidad de ampliar el aval del Estado para cubrir cualquier déficit de tarifa que pudiera surgir en 2013**

(1) Cobrado el 4 Octubre 2013
 (2) Cobrado el 18 Octubre 2013
 (3) A cobrar el 8 Noviembre 2013

Latam: novedades regulatorias

Chile

- Ley 20-25 energías renovables no convencionales (ERNC):
 - Objetivo del 20% de renovables en 2025 se aplica gradualmente a los nuevos contratos de energía firmados a partir de Julio 2013
 - El Gobierno puede convocar subastas si el objetivo no se cumple
- Nueva Ley de Concesiones (Transporte):
 - Pretende agilizar el proceso de autorización
 - Beneficia al conjunto del sistema de transporte; facilita adición de nueva capacidad ERNC
- SIC-SING:
 - Compromiso del Gobierno para aprobar antes del final de la legislatura la Ley permitiendo la iniciativa pública y privada de la interconexión

Perú

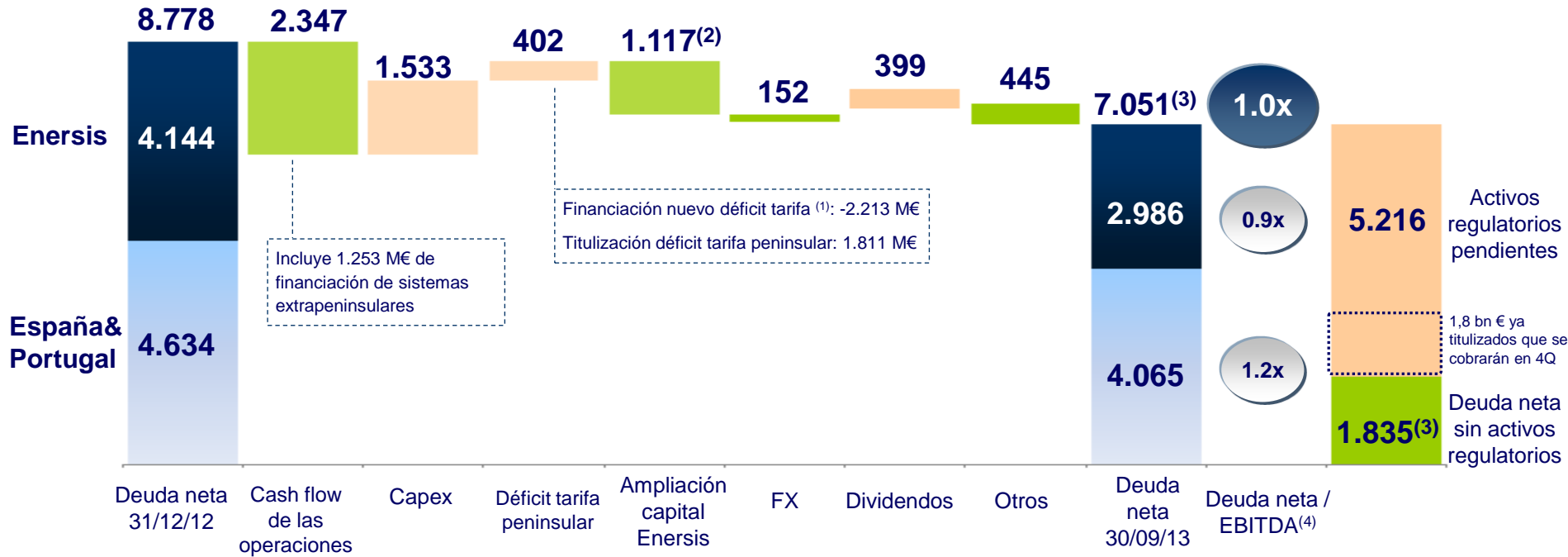
- Revisión tarifaria Edelnor:
 - Incremento 1,2% en VAD según Resolución OSINERGMIN de 15 Octubre
 - Nuevas tarifas aplican desde Nov. 2013
 - Próxima revisión tarifaria: Nov. 2017

Colombia

- Revisión tarifaria de Codensa para el periodo 2014-2018 evoluciona conforme al calendario. Nuevas tarifas se publicarán en 2S 2014

Sólida posición financiera

Evolución deuda neta en 9M 2013 (M€)



Sólido apalancamiento financiero y buena posición de liquidez

Apalancamiento (deuda neta/RR.PP)⁽⁵⁾

0,3

0,2

Liquidez Endesa sin Enersis cubre 37 meses de vencimientos de deuda

Liquidez Enersis cubre 39 meses de vencimientos de deuda

(1) Incluye pagos/ingresos de las liquidaciones de la CNE en 9M 2013

(2) De los 1.741 M€ de la ampliación de capital de Enersis, 624 M€ se han colocado en instrumentos financieros a > 3 meses y no se incluyen como saldo de "Efectivo y otros medios equivalentes"

(3) Esta cifra no incluye activos financieros > 3 meses por importe de 885 M€ (de los que 624 M€ proceden de la nota a pie de página 2)

(4) EBITDA anualizado de los últimos 4 trimestres

(5) Deuda neta incluye activos regulatorios pendientes

españa&portugal 9M 2013



Claves de 9M 2013

Margen afectado negativamente por medidas regulatorias (RDL 13/2012, RDL 20/2012, Ley 15/2012, RDL 2/2013 y RDL 9/2013)

Generación (-12%)⁽¹⁾: caída de demanda y menor hueco térmico. Nuclear e hidráulica representan 65% de la producción (vs 52% en 9M12)

Reducción significativa de costes fijos: -7%

Finalización exitosa del proceso de titulización del déficit de tarifa

Liderazgo en comercialización (38% cuota de mercado), en generación régimen ordinario (37%) y 2º operador en comercialización de gas (15%)

(1) Peninsular. No incluye Tejo I (Portugal)

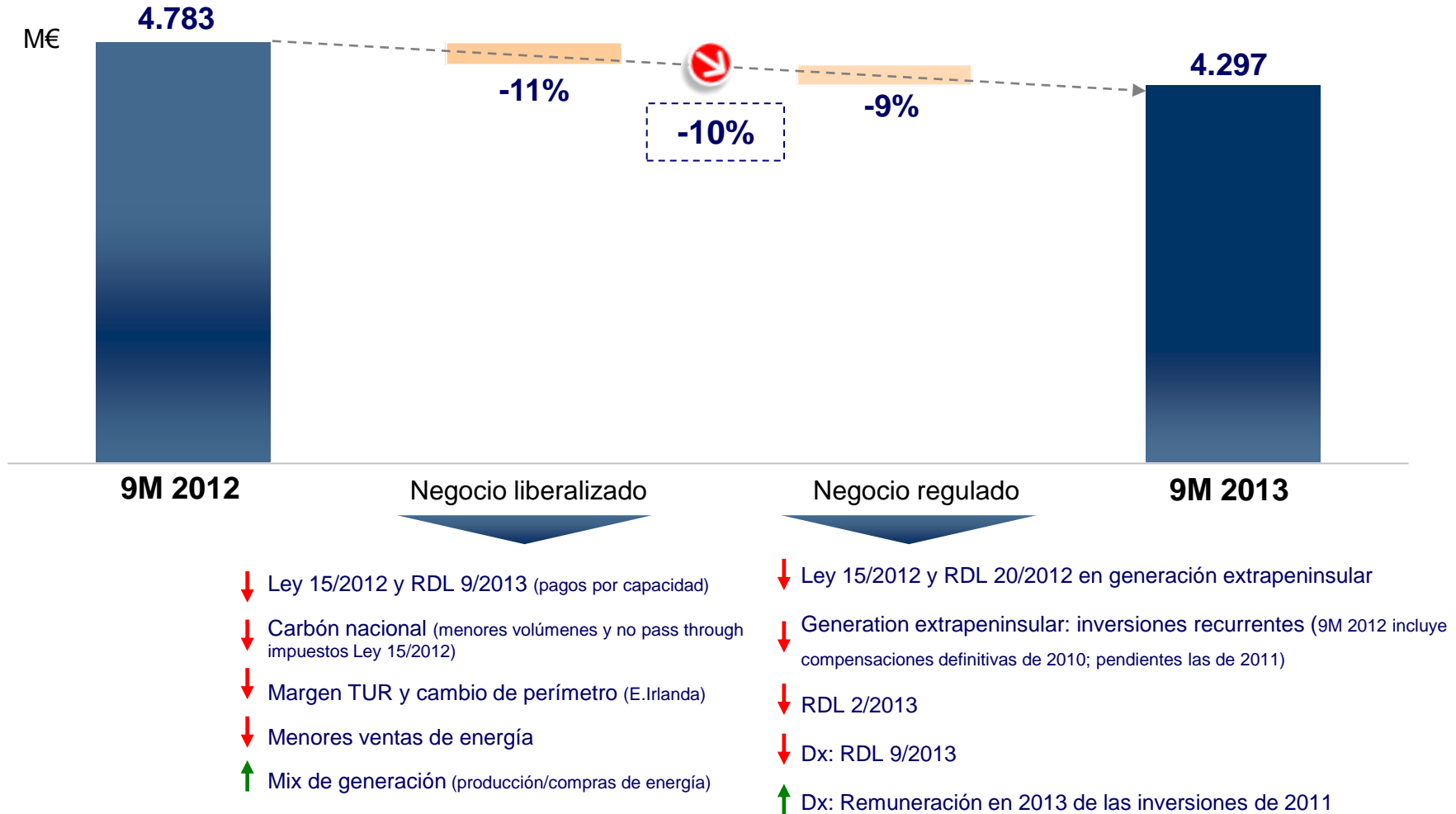
Resultados afectados negativamente por medidas regulatorias

M€	9M 2013	9M 2012	Variación
Ingresos	16.217	17.442	-7%
Margen de contribución	4.297	4.783	-10%
EBITDA	2.697	3.073	-12%
EBIT	1.451	1.836	-21%
Gasto financiero neto⁽¹⁾	89	224	-60%
Beneficio neto atribuible	1.036	1.269	-18%

Iberia: medidas regulatorias impactan negativamente en 868 M€ al negocio liberalizado y regulado

(1) Actualización provisiones para hacer frente a obligaciones de expedientes de regulación de empleo en vigor: -72 M€ en 9M 2012 y +7 M€ en 9M 2013

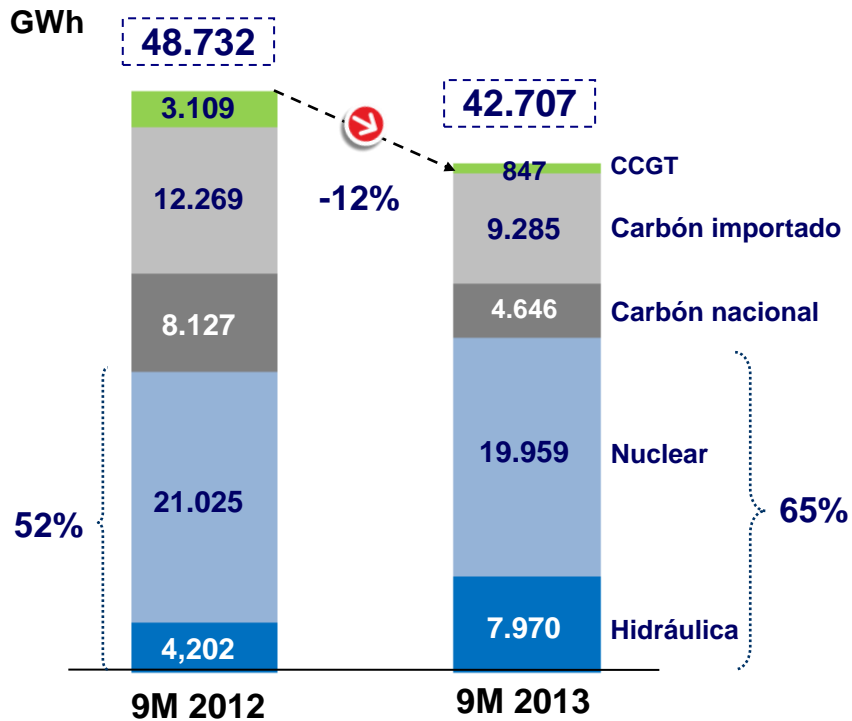
Las medidas regulatorias impactan los márgenes del negocio regulado y liberalizado



El mejor mix de generación no pudo contrarrestar las medidas regulatorias

Producción peninsular y gestión de la energía

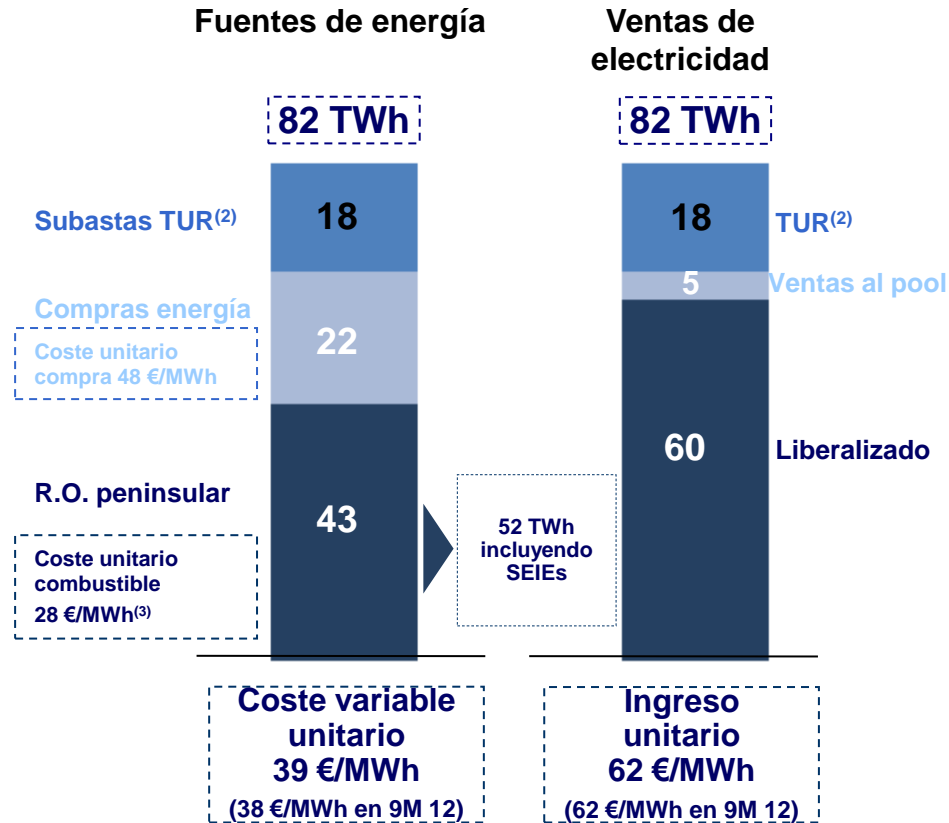
Caída de la producción peninsular⁽¹⁾



- Menor demanda y hueco térmico
- RD Carbón nacional 2013 en vigor desde mediados febrero
- Cierre de Garoña. Paradas programadas en Almaraz y Ascó II

(1) No incluye Tejo I (Portugal)

Gestión de la energía en 9M 2013



- Margen unitario de electricidad cayó un 6%⁽⁴⁾

(2) No se considera la TUR en el cálculo del coste unitario y del ingreso unitario

(3) Incluye coste de combustible, CO₂ e impuestos Ley 15/2012

(4) Margen unitario ex TUR

latinoamérica 9M 2013



Claves de 9M 2013

**Crecimiento de la demanda de distribución en LatAm (2,8%)¹:
destacan Brasil y Chile**

**5,7% de caída en producción: menor producción hidráulica en casi
todos los países no compensa el incremento de generación
térmica**

**Buen comportamiento del negocio de generación en Chile a pesar
de la sequía**

**Argentina: reconocimiento MMC (referencia de inflación) en
Distribución**

Buen comportamiento operativo en moneda local

EBITDA afectado positivamente por *drivers* operativos y no operativos que más que compensan el impacto por tipo de cambio

M€	9M 2013	9M 2012	Variación
Ingresos	7.268	8.021	-9%
Margen de contribución	3.617	3.399	+6%
EBITDA	2.554	2.384	+7%
EBIT⁽¹⁾	1.941	1.812	+7%
Gasto financiero neto⁽²⁾	197	372	-47%
Beneficio neto	1.283	918	+40%
Beneficio neto atribuible	515	393	+31%

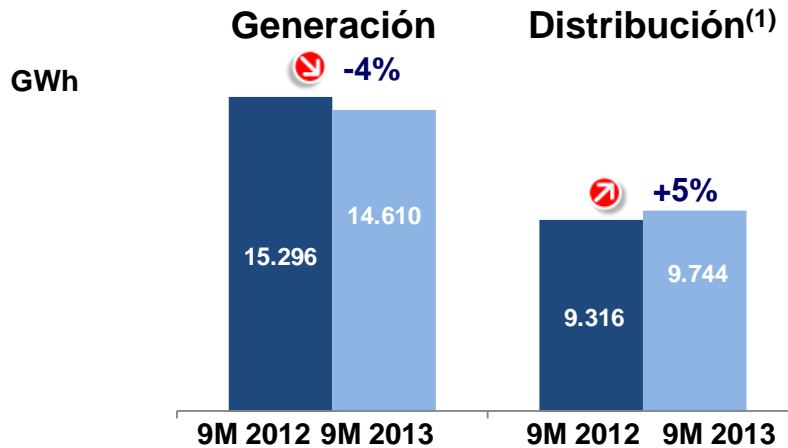
- **Incremento del EBITDA por reconocimiento MMC (Argentina Dx) y buen comportamiento del negocio de Gx en Chile**
- **Impacto negativo por tipo de cambio en EBITDA: -165 M€ (principalmente por el negocio en Brasil y Colombia)**

(1) Amortización 9M 2013 incluye write-off por 44 M€ de los activos de distribución en Brasil

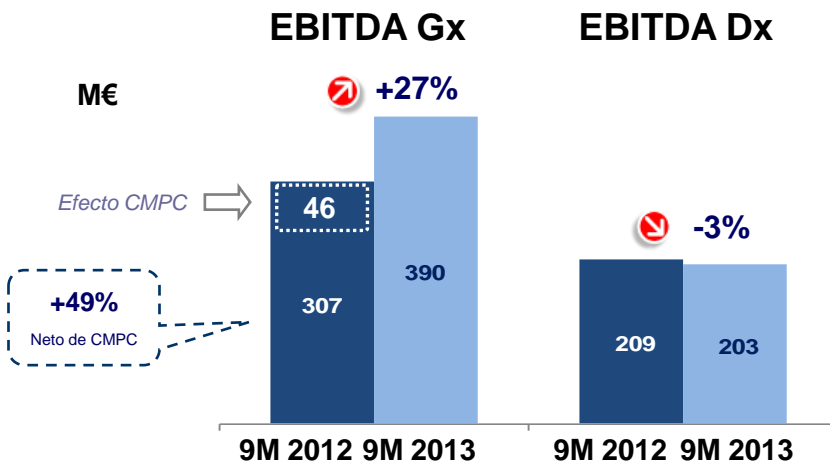
(2) 9M 2013 incluye +42 M€ por retroactivo de MMC en Argentina



Chile: mejora de resultados por nueva capacidad instalada, flexibilidad aprovisionamiento GNL e incremento de demanda



- Menor hidrología compensada parcialmente con mayor producción térmica (Bocamina II)
- Incremento de demanda por climatología y clientes comerciales



- Gx:** menor coste combustible, flexibilidad aprovisionamiento GNL y mejor mix energía más que compensan menores precios de venta y volúmenes
One-off positivo en 1T 2012 (CMPC)
- Dx:** menor VAD, mayores costes fijos y tipo de cambio (-5 M€) resultan superiores al efecto positivo del mayor volumen
- Impacto tipo de cambio: -13 M€

Margen unitario

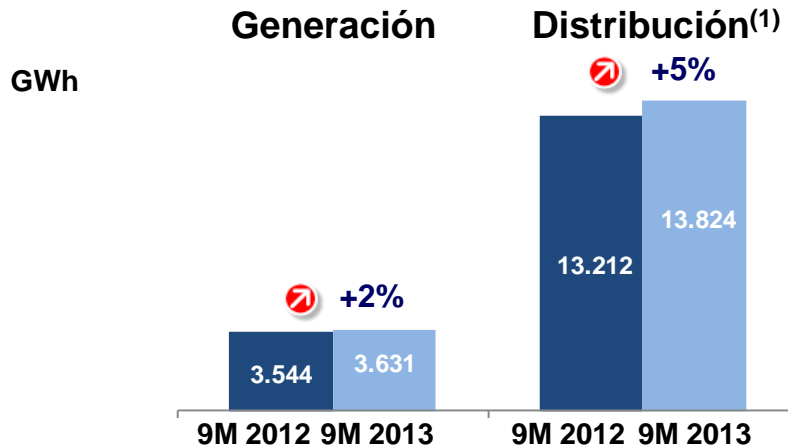
34,4 €/MWh ↗ +23%

26,8 €/MWh ↘ -6%

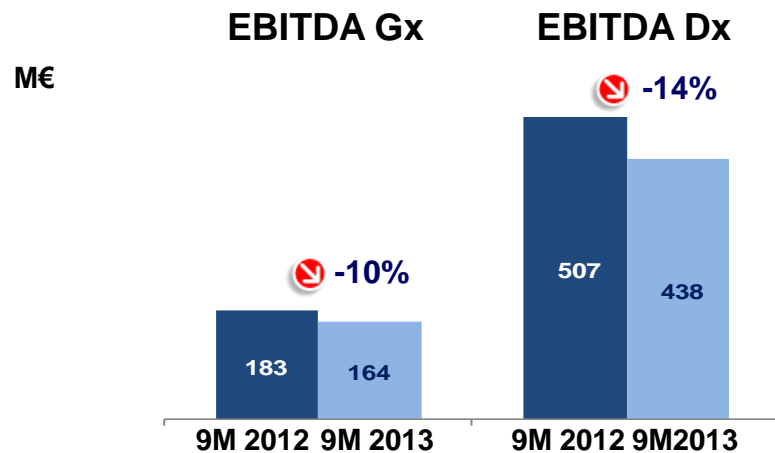
EBITDA total 593 M€ (+15%)⁽²⁾



Brasil: impacto en EBITDA por sequía



- Mayor despacho térmico en Fortaleza más que compensa peores condiciones hidráulicas por sequía
- Mayores volúmenes en Dx por condiciones climáticas



- **Gx:** peor mix de energía, mayores costes de energía y tipo de cambio (-22 M€) compensado parcialmente por mayores precios
- **Dx:** revisión tarifaria (Coelce), mayores compras de energía al spot y tipo de cambio (-61 M€) compensado parcialmente por mayores volúmenes y menores costes fijos
- **Impacto tipo de cambio:** -90 M€⁽²⁾

Margen unitario

34,8 €/MWh ↘ -6%

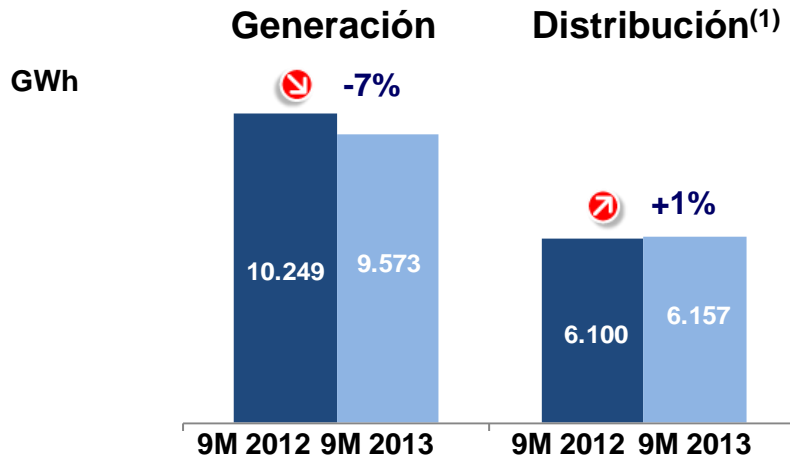
42,2 €/MWh ↘ -16%

▪ **EBITDA CIEN:** 54 M€

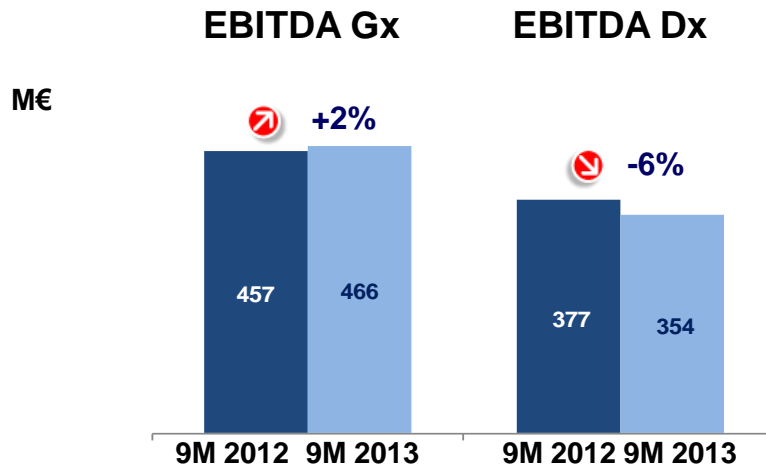
EBITDA total 656 M€ (-13%)⁽³⁾



Colombia: cartera de activos diversificada



- Caída de producción hidráulica no compensada totalmente con mayor despacho térmico
- Leve incremento de demanda, aunque menor que el país que cuenta con mayor crecimiento en áreas no urbanas



- **Gx:** mayor precio spot por menor hidrología parcialmente compensado por mayores costes de energía, peor mix de energía y tipo de cambio (-27 M€)
- **Dx:** menor índice de referencia, mayores costes fijos y tipo de cambio (-23 M€) se compensa parcialmente con otros servicios de distribución
- **Impacto tipo de cambio:** -50 M€

Margen unitario

41,3 €/MWh ↗ +3%

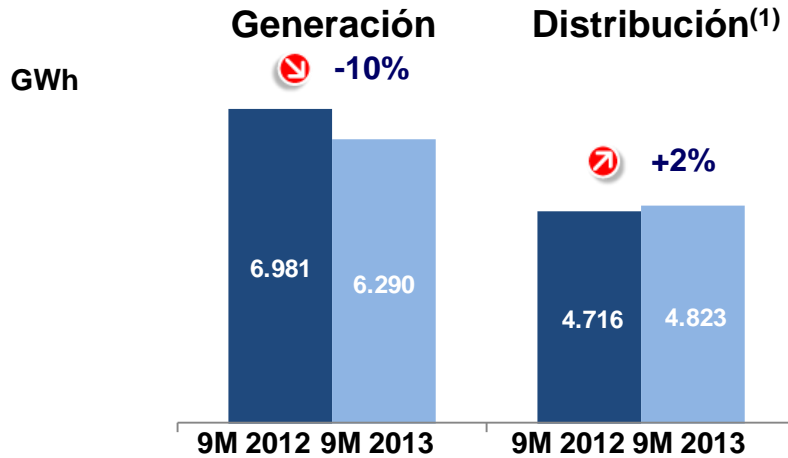
45,1 €/MWh ↘ -8%

EBITDA total 820 M€ (-2%)

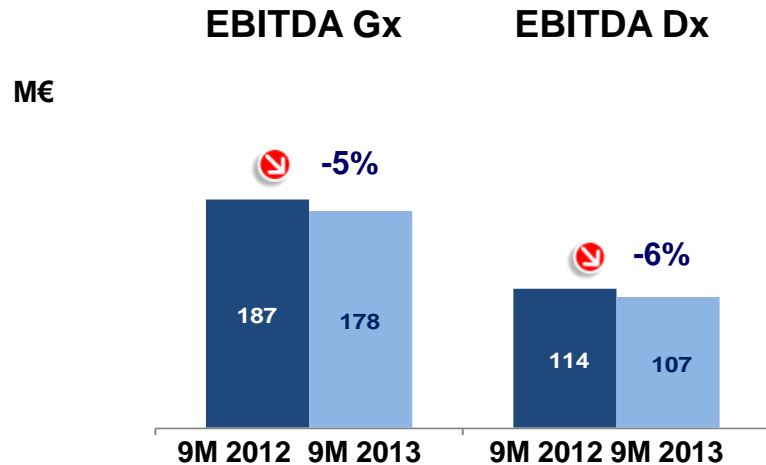
(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos



Perú: ligera caída de resultados



- Caída de la térmica por paradas programadas y no programadas
- Demanda afectada por ralentización actividad manufacturera en Lima



- **Gx:** menores precios de venta y volúmenes junto al tipo de cambio (-7 M€) se compensa parcialmente con menores costes de energía y mejor mix de energía
- **Dx:** menor índice de referencia y tipo de cambio (-4 M€) resultan superiores al efecto positivo de mayores volúmenes y mejor mix de ventas
- **Impacto tipo de cambio:** -11 M€

Margen unitario

30,1 €/MWh +2%

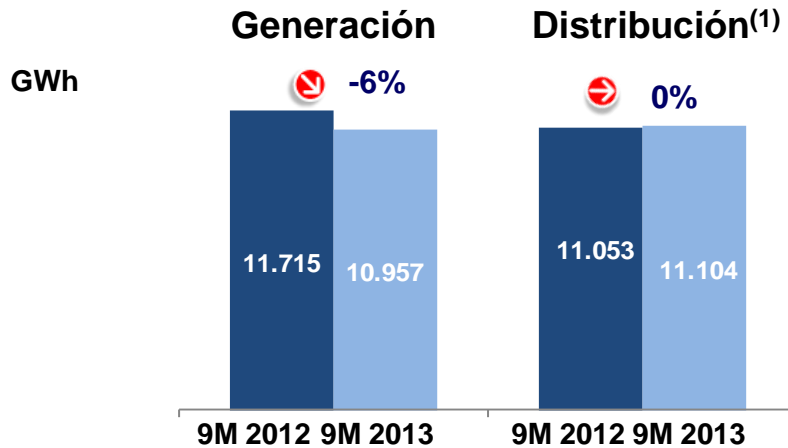
28,4 €/MWh -8%

EBITDA total 285 M€ (-5%)

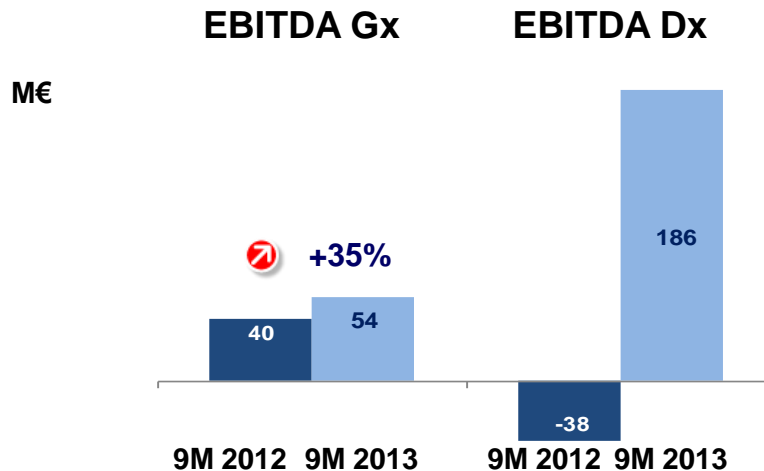
(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos



Argentina: EBITDA afectado por reconocimiento MMC en Dx



- Caída de producción por paradas programadas en las térmicas y menor despacho de la hidráulica por baja hidráulica
- Demanda plana



- Gx:** nuevo esquema regulatorio retroactivo y mayores ingresos por disponibilidad parcialmente compensado por menor margen en el spot, en contratos y mayores costes fijos
- Dx:** reconocimiento MMC parcialmente compensado por mayores costes fijos
- Sin impacto por tipo de cambio

Margen unitario

8,2 €/MWh ↗ +16%

32,4 €/MWh ↗ +150%

EBITDA total 240 M€⁽²⁾

(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos

(2) No incluye la interconexión de CIEN

conclusiones 9M 2013



Conclusiones

España y Portugal

Actuaciones en marcha para contrarrestar el difícil contexto regulatorio

Programas de CAPEX & OPEX se revisarán todavía más

Latino- américa

A pesar de la sequía y del notable impacto negativo por tipo de cambio, buen comportamiento operativo

Sentando las bases para el crecimiento

anexos 9M 2013



Capacidad instalada y producción⁽¹⁾

MW a 30/09/13

	España y Portugal		Latinoamérica		Total	
Total	23.300		16.354		39.654	
Hidráulica	4.755		8.681		13.436	
Nuclear	3.686		-		3.686	
Carbón	5.804		872		6.676	
Gas natural	5.798		3.963		9.762	
Fuel-gas	3.256		2.760		6.016	
Cogeneración/renovables	na		78		78	

Capacidad instalada

 TWh 2013
(var. vs. 2012)

	España y Portugal		Latinoamérica		Total	
Total	53,5	-12%	45,1	-6%	98,6	-9%
Hidráulica	8,0	+90%	22,0	-19%	30,0	-4%
Nuclear	20,0	-5%	-	-	20,0	-5%
Carbón	16,7	-30%	3,6	+108%	20,3	-20%
Gas natural	4,1	-11%	15,8	+10%	19,8	+5%
Fuel-gas	4,8	-35%	3,4	-23%	8,3	-30%
Cogeneración/renovables	na	na	0,3	+65%	0,2	+65%

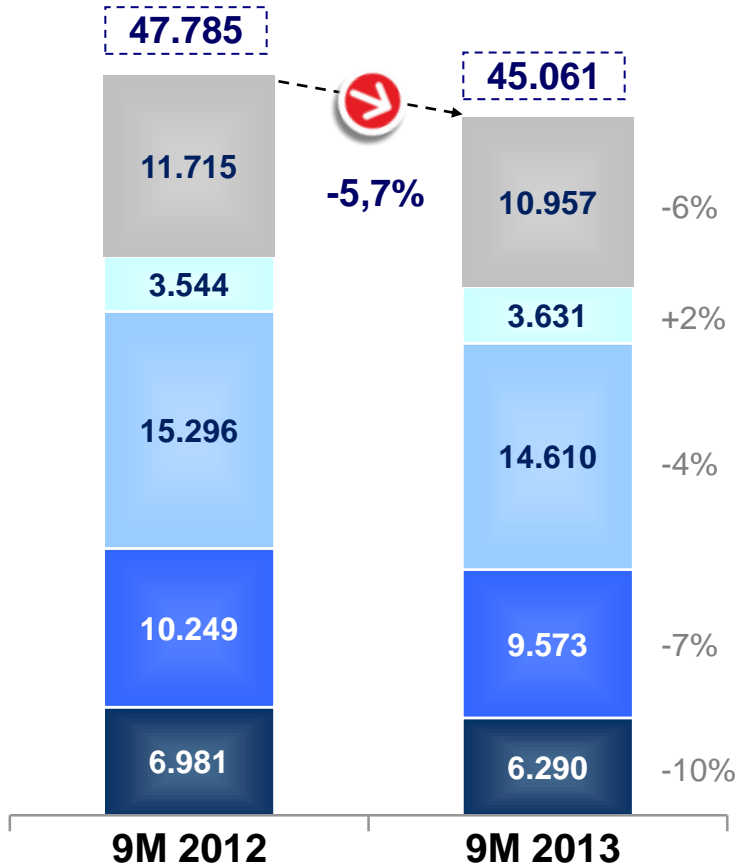
Producción

(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

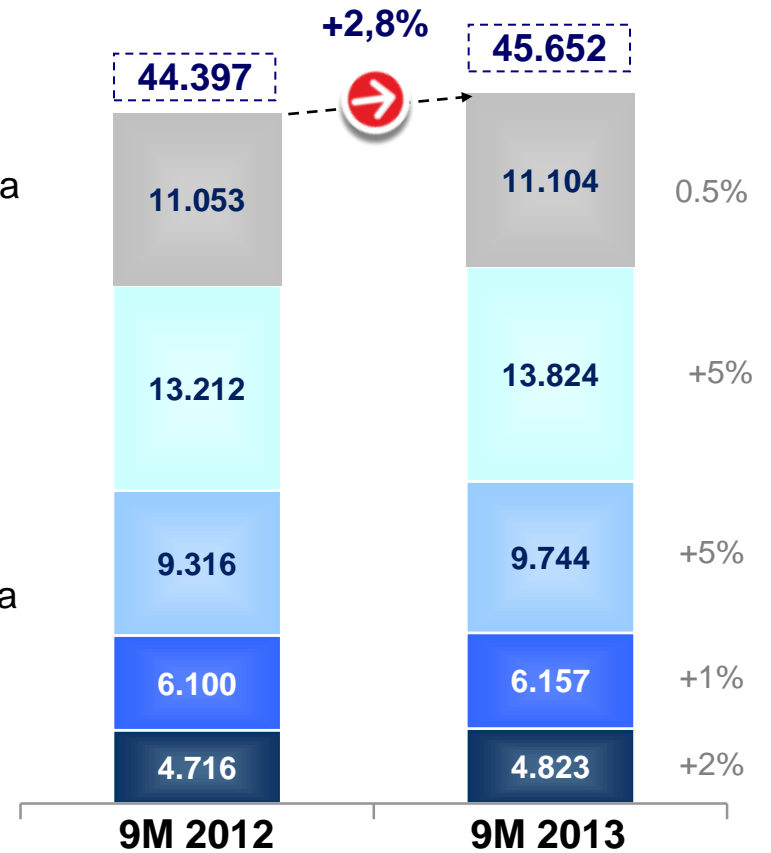
Generación

GWh



Distribución⁽¹⁾

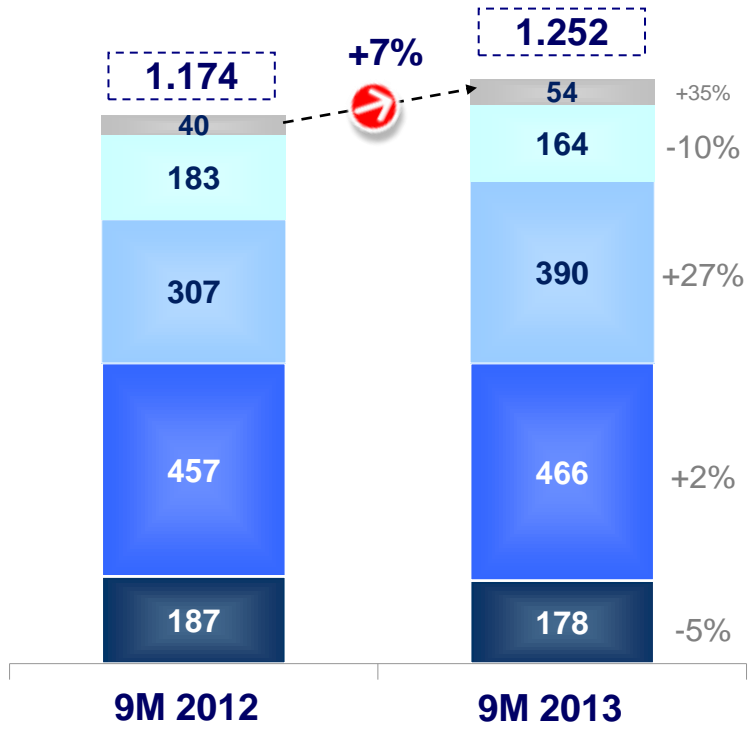
GWh



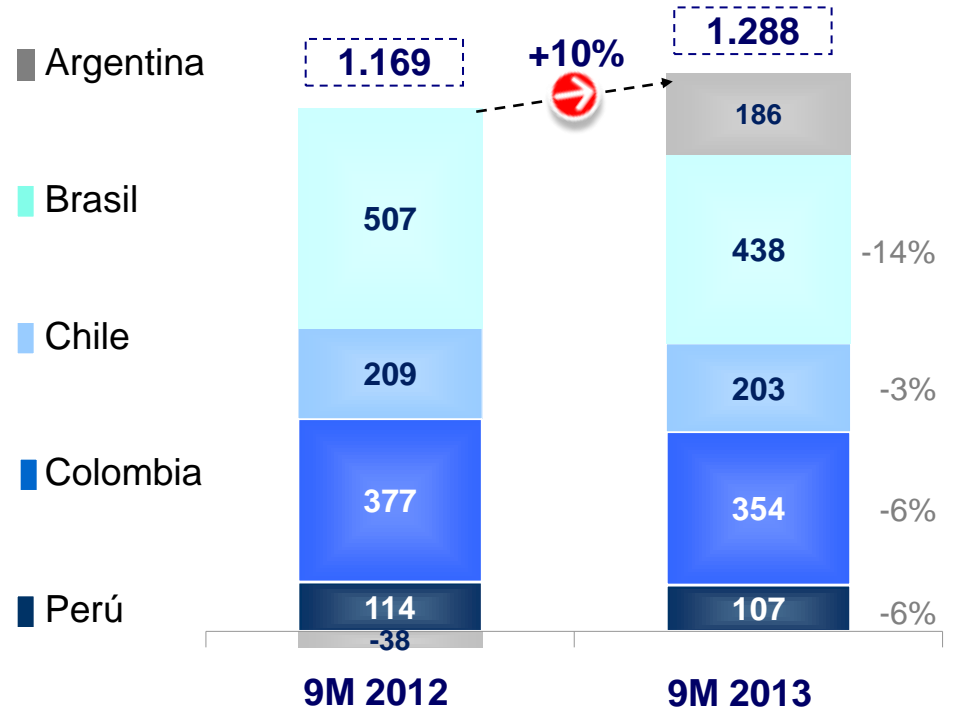
(1) No incluye peajes y consumos no facturados

Latinoamérica: desglose de Ebitda por país y negocio

Generación⁽¹⁾
M€



Distribución
M€



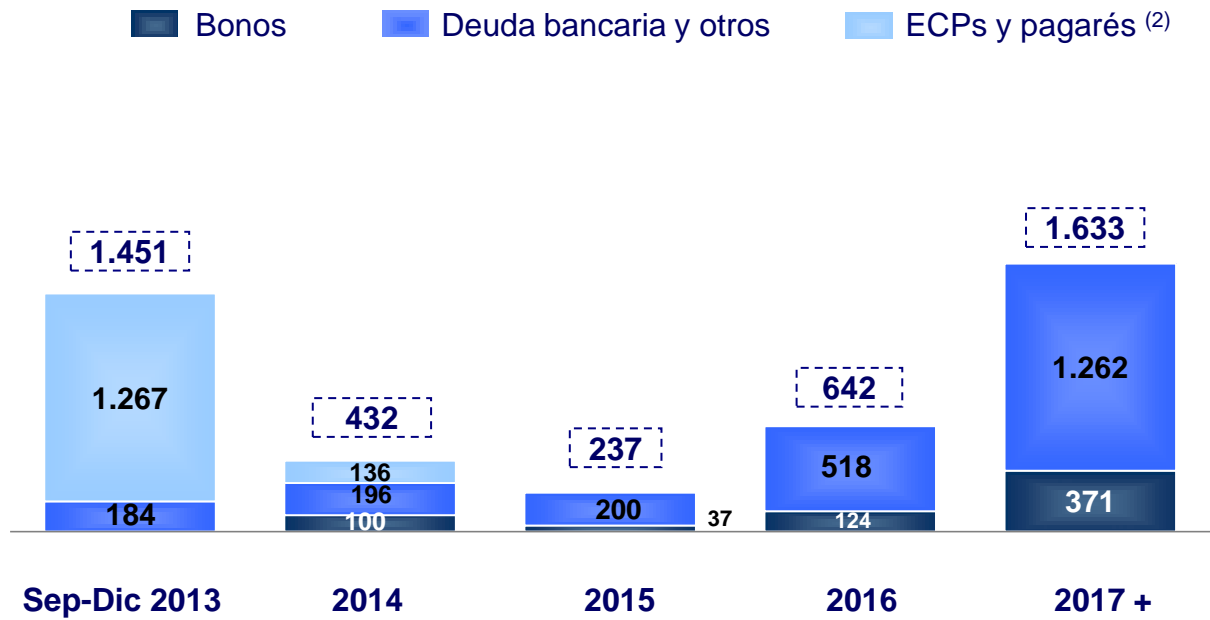
Margen unitario 27,1 €/MWh $\xrightarrow{+7\%}$ 29,1 €/MWh

Margen unitario 34,7 €/MWh $\xrightarrow{+4\%}$ 36,0 €/MWh

(1) No incluye la interconexión de CIEN: 54 M€

Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 de septiembre 2013: 4.395 M€⁽¹⁾



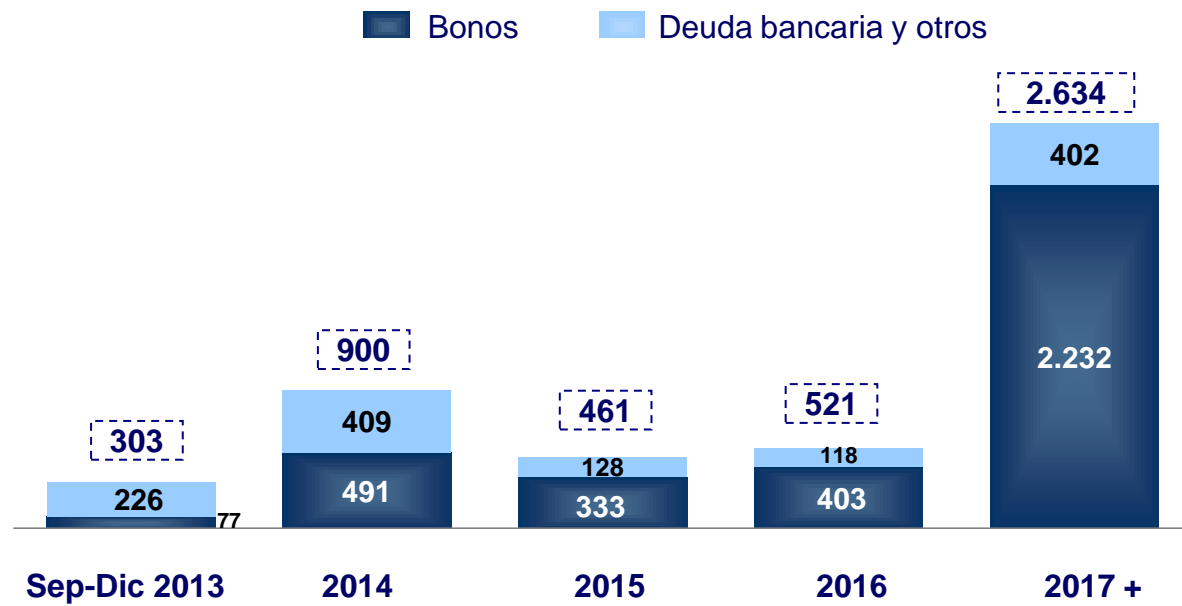
La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 37 meses de vencimientos

- }
Liquidez 6.959 M€
 - 374 M€ en caja
 - 6.585 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- Vida media de la deuda: 5,5 años**

(1) Este saldo bruto difiere 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) Los pagarés se emiten respaldados por líneas de crédito y se van renovando regularmente

Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 Septiembre 2013: 4.819 M€⁽¹⁾



Enersis tiene suficiente liquidez para cubrir 39 meses de vencimientos

- **Liquidez 2.595 M€:**
 - 2.023 M€ en caja
 - 572 M€ disponibles en líneas de crédito
- **Vida media de la deuda: 5,6 años**

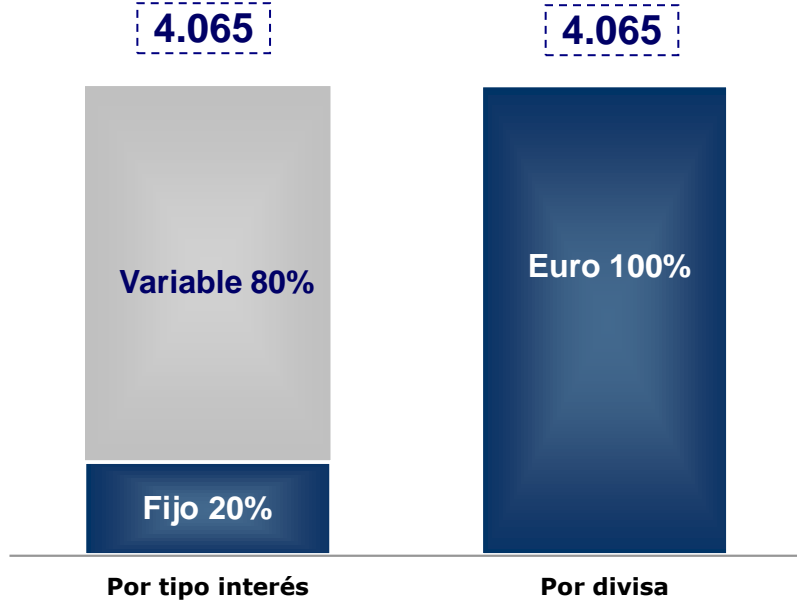
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercados de los derivados que no suponen salida de caja

Política financiera y estructura de la deuda neta

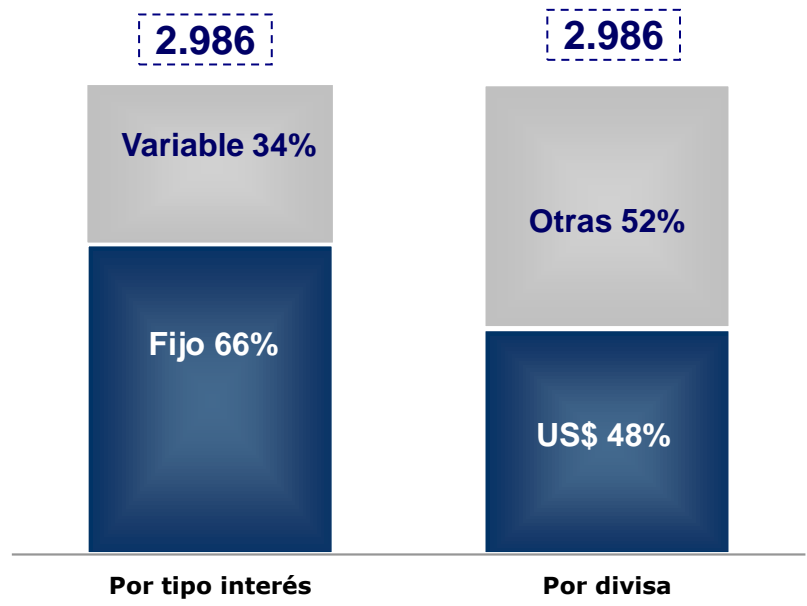
Estructura deuda neta Endesa sin Enersis

Estructura deuda neta Enersis

M€



M€



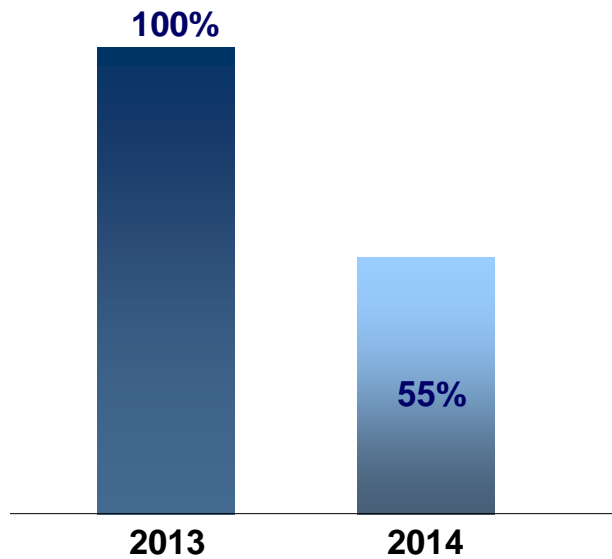
Coste medio de la deuda	3,0%	8,1%
-------------------------	------	------

- Estructura de la deuda: deuda denominada en la moneda de generación de flujos de caja
- Política de autofinanciación: deuda filiales latinoamericanas sin recurso a la matriz

Buen posicionamiento en la estrategia de ventas forward

España & Portugal

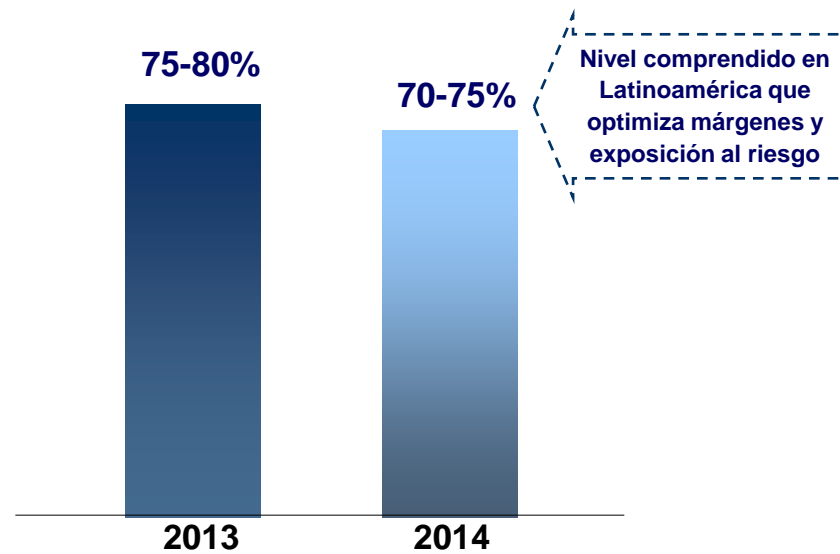
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



Política comercial consistente

Latin America

(% producción estimada ya comprometida)



32% de la Gx vendida con contratos > 5 años and 18% con contracts > 10 años

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