

# endesa analyst day

17 Mayo 2011 (11:00h - 13:50h)



## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### **2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### **2.2. Negocios en España**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### **2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

#### **2.4. Negocios en Latinoamérica**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

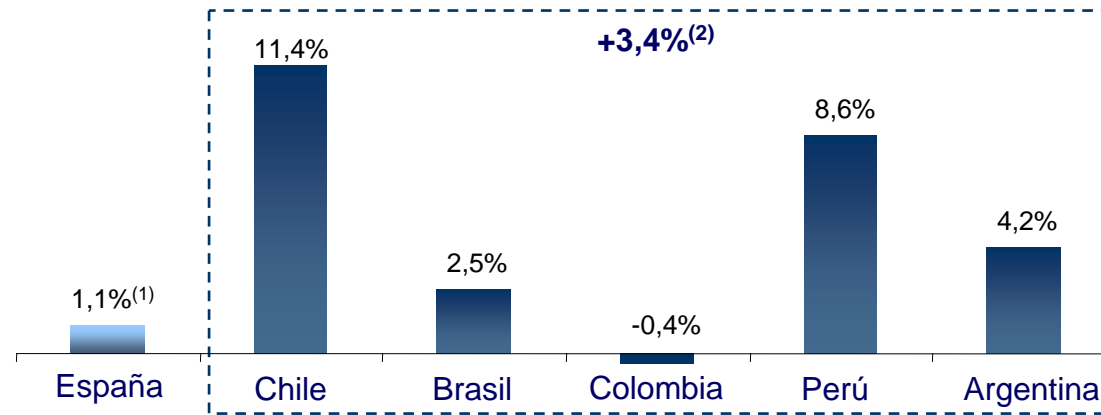
#### **2.5. Consideraciones finales:** objetivos totales

# endesa resultados 1T 2011

## Contexto de mercado en 1T 2011

### Evolución de la demanda

**España: mayor demanda industrial compensada por menor demanda residencial y sector servicios**



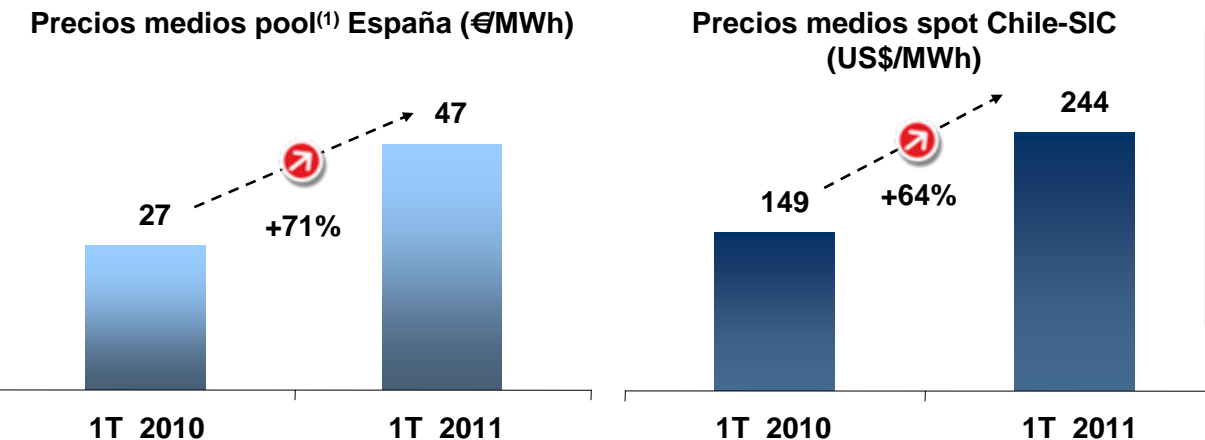
**Latinoamérica: fuerte crecimiento en Chile, Perú y Argentina; moderado en Brasil y Colombia por condiciones meteorológicas**

(1) Peninsular. Corregida por laboralidad y temperatura. (-0.5% sin ajustar). Fuente: REE

(2) Sin corregir por laboralidad y temperatura. Países en los que opera Endesa ponderado por TWh (demanda por país)

### Precios de la electricidad

**España: mayores precios por normalización producción hidráulica y por mayores costes de combustibles**



**Chile: mayores precios por sequía severa y por mayores precios de commodities**

(1) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad

# Resultados afectados por cambio de perímetro y efectos no recurrentes

€M	1T 2011	1T 2010	Variación	Homogéneo
<b>Ingresos</b>	8.363	7.693	<b>+9%</b>	
<b>Margen de contribución</b>	2.735	2.752	<b>-1%</b>	
<b>EBITDA</b>	1.775	1.879	<b>-6%</b>	<b>+5%</b>
<b>España&amp;Portugal&amp;Otros</b>	1.094	1.174	<b>-7%</b>	<b>-0%<sup>(1)</sup></b>
<b>Endesa Latinoamérica</b>	681	705	<b>-3%</b>	<b>+12%<sup>(2)</sup></b>
<b>EBIT</b>	1.318	1.403	<b>-6%</b>	
<b>Gastos financieros netos <sup>(3)</sup></b>	153	320	<b>-52%</b>	
<b>Resultado neto atribuible</b>	669	1.535	<b>-56%</b>	
<b>Resultado neto atribuible ajustado por desinversiones <sup>(4)</sup></b>	658	627	<b>+5%</b>	

**EBITDA consolidado +5% considerando el cambio de perímetro y el impuesto extraordinario en Colombia**

(1) Ajustado por perímetro (renovables, Endesa gas, transporte que contribuyeron en 78 M€ al EBITDA de 1T2010)

(2) Ajustado por impuesto sobre el patrimonio en Colombia (109 M€ en 1T 2011). Incluye +34M€ por tipo de cambio.

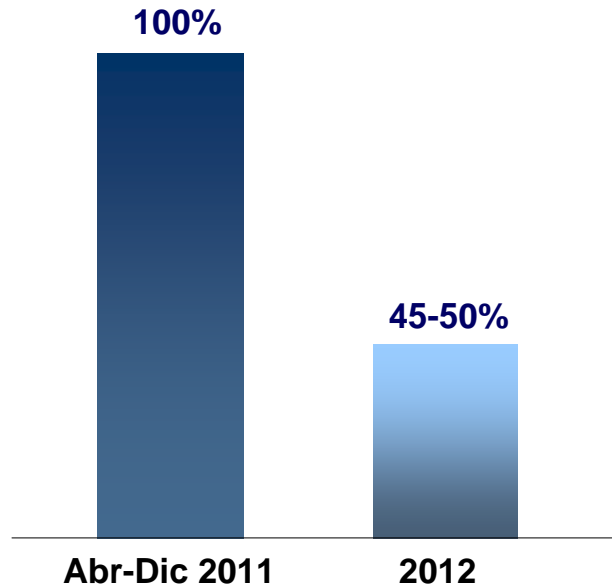
(3) 1T 2010 incluía -77M€ por regularización años anteriores en la capitalización de ingresos financieros del déficit de tarifa (RD 6/2010)

(4) Plusvalías netas (11 M€ en 1T 2011 y 908 M€ en 1T 2010 principalmente por desinversión de renovables)

## Estrategia ventas forward

### España & Portugal

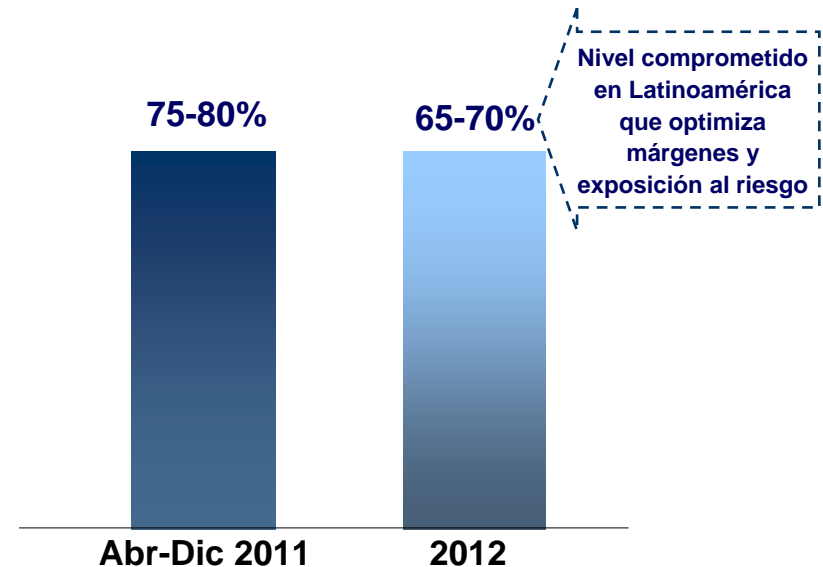
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



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

### Latinoamérica

(% producción estimada peninsular ya comprometida)



**32% de la generación vendida con contratos > 5 años y 22% con contratos > 10 años**

## Novedades regulatorias

### España

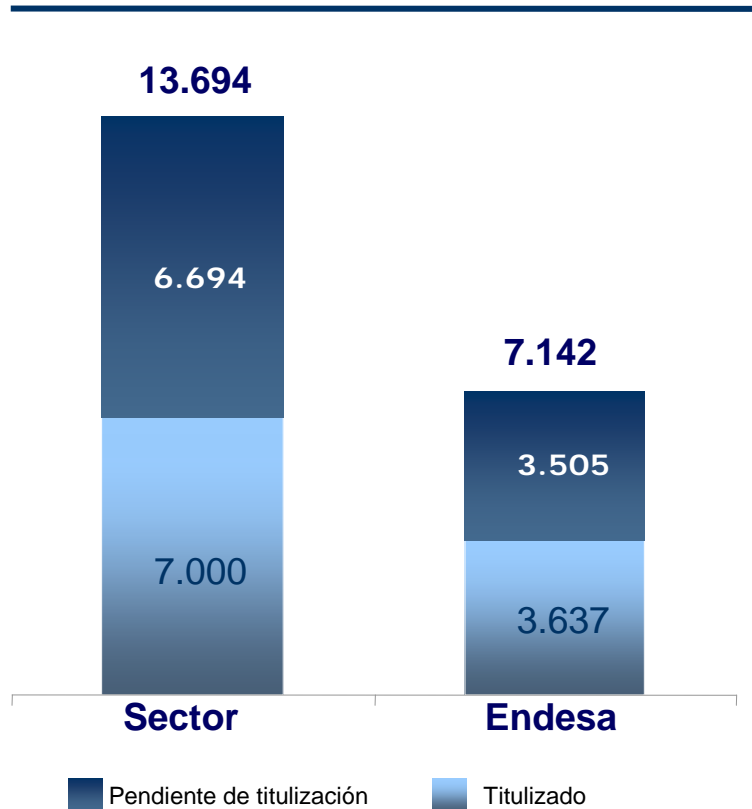
- Tarifa último recurso: incremento medio del 9,8% desde 1 Enero
- Tarifas de acceso: incremento medio del 7,6% desde 1 Abril
- Real Decreto carbón doméstico en vigor desde 28 Febrero
- Remuneración de la distribución basada en inversiones en vigor desde 28 Diciembre

### Latino- américa

- Ampla: +10% ajuste tarifario desde Marzo 2011
- Revisión tarifaria de Coelce pospuesta hasta 4T 2011 – 1T 2012
- CIEN: reconocimiento como activo regulado por ANEEL (EBITDAe >110MUS\$)
- Argentina: nueva regulación de capacidad térmica en vigor (incremento 45% en remuneración O&M, incremento >100% en pagos de capacidad)

## Avances en el proceso de titulización

### Importe total (m€<sup>(1)</sup>) a transferir al fondo de titulización (FADE)



### Emisiones desde enero 2011

1<sup>er</sup> tramo  
(2 bn €)

- Sobresuscripción: demanda 2,5 bn € (+25%)
- Cupón: 4,8% (Mid Swap +2,9%)
- Vencimiento: 3,1 años

2<sup>o</sup> tramo  
(2 bn €)

- Sobresuscripción: demanda 2,4 bn € (+20%)
- Cupón: 5% (Mid Swap +2,3%)
- Vencimiento: 4,3 años

3<sup>er</sup> tramo  
(2 bn €)

- Sobresuscripción: demanda 2,6 bn € (+30%)
- Cupón: 5,9% (Mid Swap +2,4%)
- Vencimiento: 10 años

4<sup>o</sup> tramo <sup>(2)</sup>  
(1 bn €)

- Sobresuscripción: demanda 1,2 bn € (+20%)
- Cupón: 5,6% (Mid Swap +2,4%)
- Vencimiento: 7,3 años

- Garantía explícita del Reino de España
- Exceso sobre el déficit de 2010 y déficit ex-ante 2011 pendientes de ser transferidos

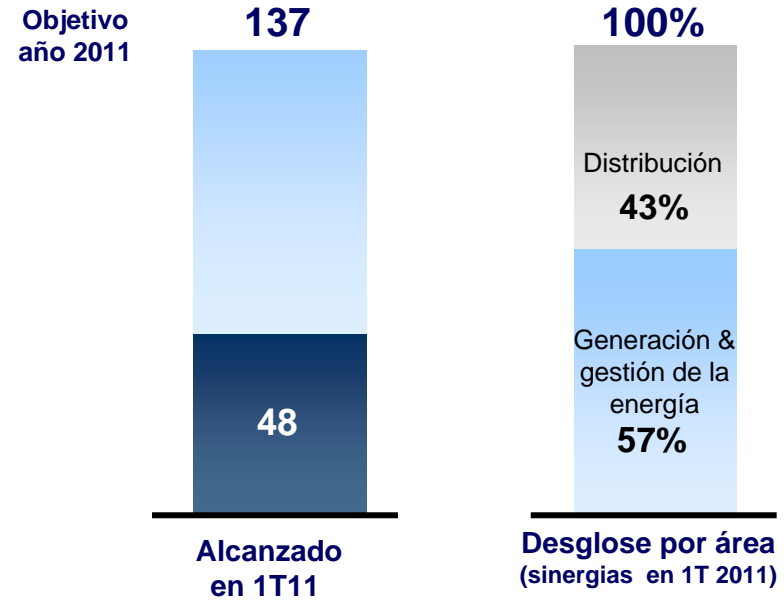
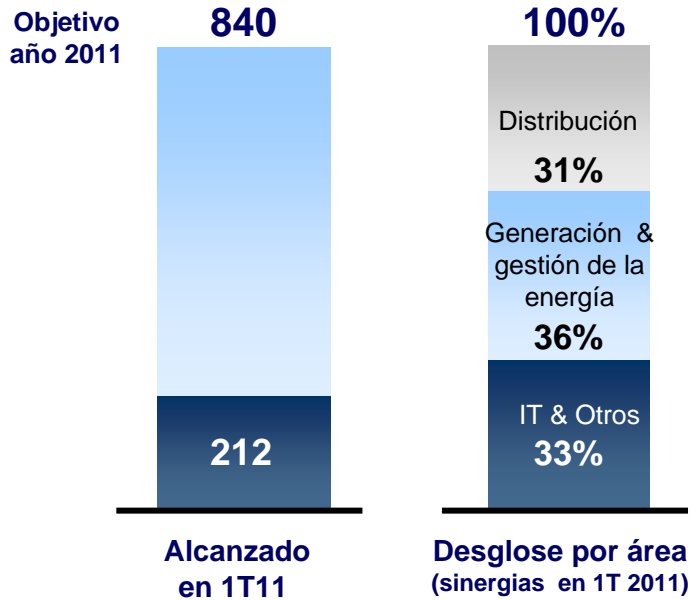


# Cumpliendo los objetivos 2011 de los programas de eficiencia

M€

## Plan de sinergias de Endesa

## Plan Zenith Endesa



**Bien posicionados para cumplir los objetivos 2011 del Plan de Sinergias (25% en 1T 2011) y del Plan Zenith (35% en 1T 2011)**

## Sólida situación financiera

### Evolución de la Deuda Neta 1T11 (M€)



- Liquidez Endesa sin Energis cubre 15 meses de vencimientos de deuda
- Liquidez Energis cubre 28 meses de vencimientos de deuda

(1) Capex netp

# españa&portugal&otros 1T2011



## Claves del 1T 2011

**Incremento de la generación del 10% en términos homogéneos  
(7% incluyendo renovables en 1T2010)**

**Aumento del 71% en los precios mayoristas que ha  
supuesto un alza en el coste de compra de energía**

**Mayor hueco térmico (reducción de la contribución de hidráulica  
y nuclear), y entrada del carbón nacional (RD 1221/2010)**

**Mejor evolución de las actividades reguladas y  
normalización de los márgenes del negocio liberalizado**

## Menores resultados como consecuencia de las desinversiones

M€	1T 2011	1T 2010	Variación	Homogéneo
<b>Ingresos</b>	5.922	5.609	<b>+6%</b>	
<b>Margen de contribución</b>	1.642	1.760	<b>-7%</b>	
<b>EBITDA</b>	1.094	1.174	<b>-7%</b>	<b>-0%<sup>(3)</sup></b>
<b>EBIT</b>	767	867	<b>-12%</b>	
<b>Gasto financiero neto<sup>(1)</sup></b>	53	213	<b>-75%</b>	
<b>Resultado neto atribuible</b>	524	1.364	<b>-62%</b>	
<b>Resultado neto atribuible ajustado por perímetro<sup>(2)</sup></b>	520	458	<b>+14%</b>	

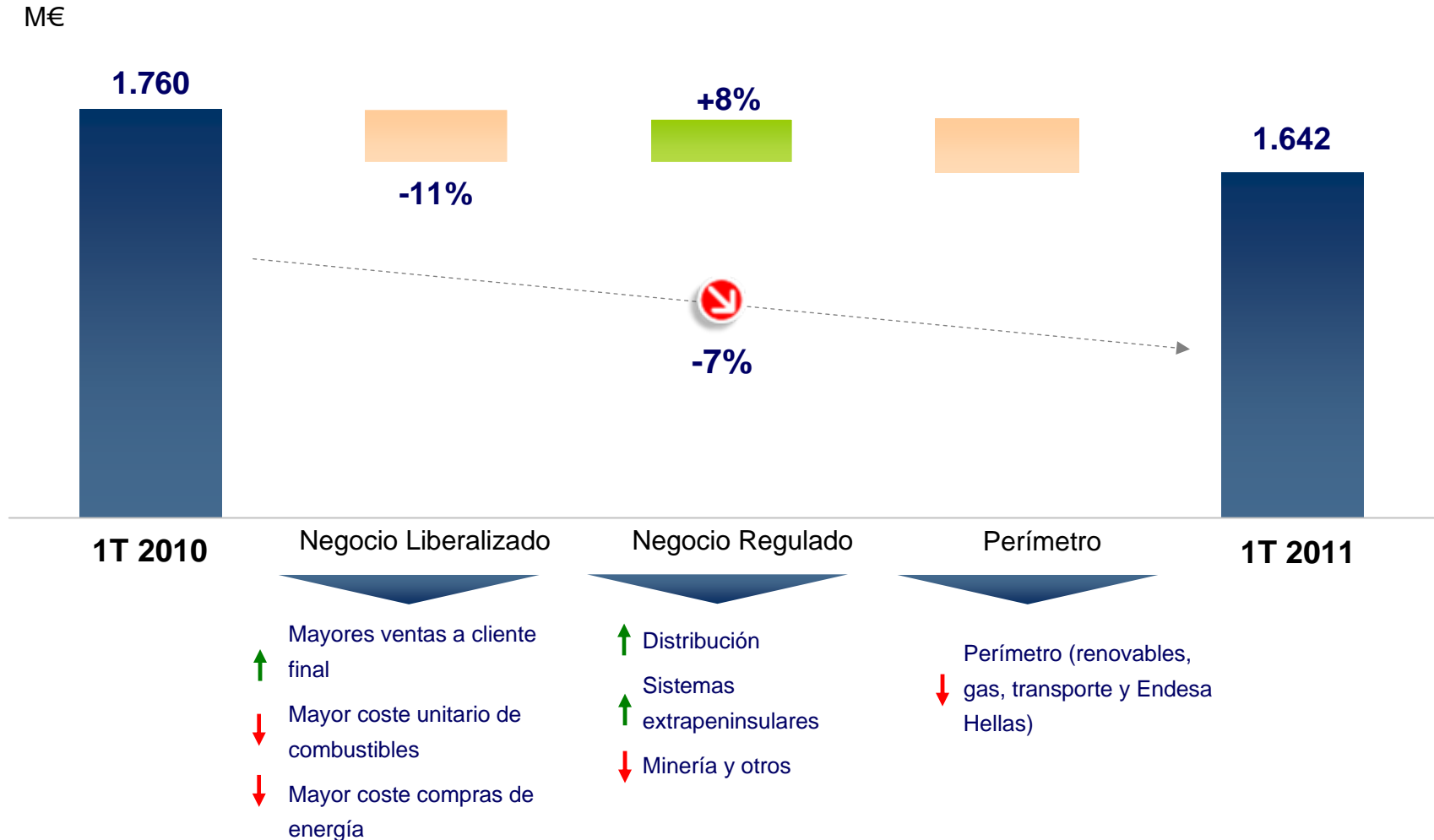
**EBITDA<sup>(3)</sup> plano descontando el cambio de perímetro (78 M€ en 1T 2010)**

(1) 1T 2010 incluye un efecto extraordinario de 77 M€ por la regularización de los ingresos financieros de años anteriores relativos al déficit de tarifa (RD 6/2010).

(2) Plusvalías netas (4 M€ en 1T 2011 y 906 M€ en 1t 2010 principalmente por desinversión en renovables)

(3) Ajustado por perímetro (renovables, transporte, Endesa Gas y Endesa Hellas: 78 M€ en 1T 2010)

# Margen de contribución afectado por las desinversiones



**Margen de contribución cae un 1% ajustado por perímetro<sup>(1)</sup>**

(1) Margen de contribución ajustado por perímetro: 100 M€ en 1T 2010 (renovables, transporte, Endesa gas y Endesa Hellas)

# latinoamérica 1T 2011



## Claves del 1T 2011

**Crecimiento de las ventas de distribución (+3.7%) con un comportamiento destacado en Chile (+9.6%) y Perú (+7.7%)**

**CIEN: reconocido como activo regulado por parte de ANEEL**

**Incremento de los volúmenes de generación (+2.5%) a pesar de la sequía en Chile, que se compensa con mayor hidraulicidad en Colombia**

**Mejora de los márgenes de generación y distribución**

**Fortaleza de las divisas: +34 M€EBITDA en 1T2011**

**Impacto extraordinario por impuesto sobre el patrimonio en Colombia (109 M€)**

**Fuerte reducción de las perdidas, 0,5pp durante 1T 2011 hasta el 10,5%**



## Resultados positivos descontando el extraordinario en Colombia

M€	1T 2011	1T 2010	Variación
<b>Ingresos</b>	2.441	2.084	<b>+17%</b>
<b>Margen de contribución</b>	1.093	992	<b>+10%</b>
<b>EBITDA</b>	681	705	<b>-3%</b>
<b>EBIT</b>	551	536	<b>+3%</b>
<b>Gastos financieros netos</b>	100	107	<b>-7%</b>
<b>Resultado neto</b>	324	355	<b>-9%</b>
<b>Resultado neto atribuible</b>	145	171	<b>-15%</b>

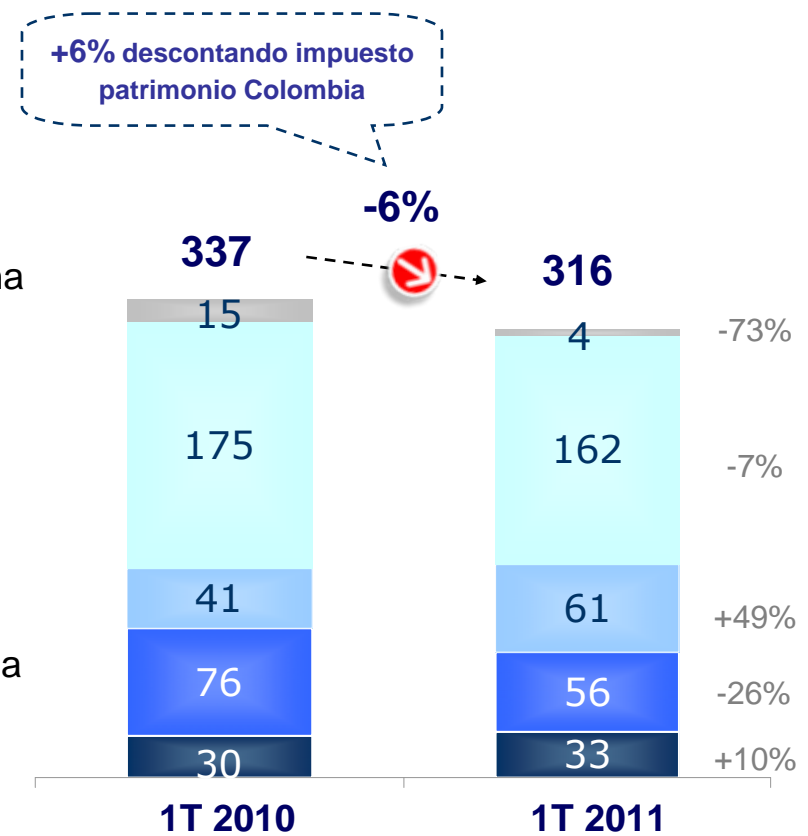
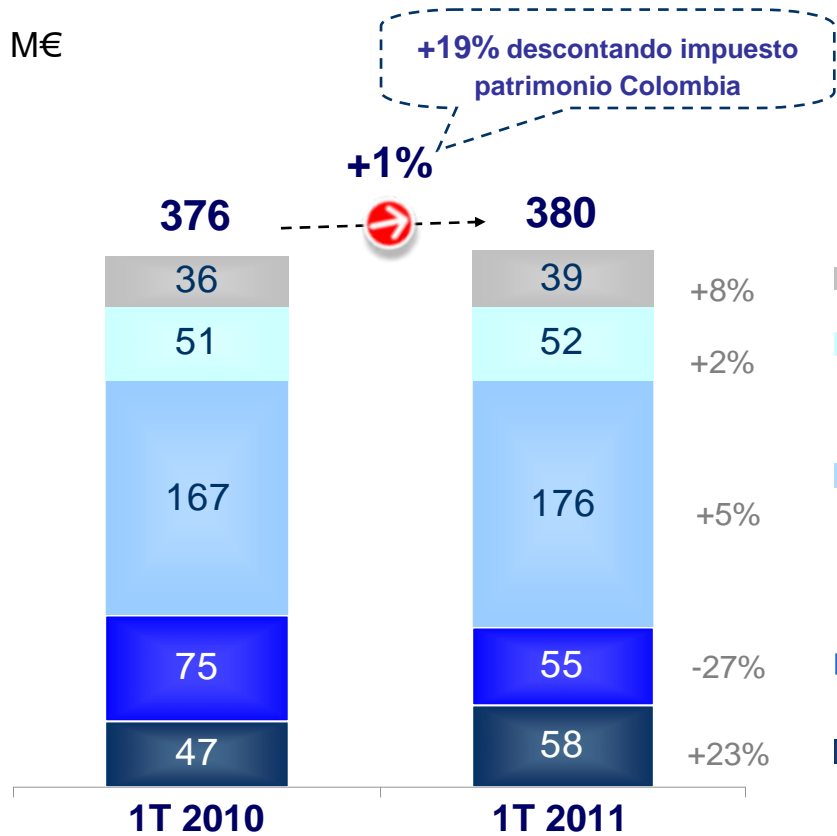
- Descontando el impuesto sobre el patrimonio en Colombia, el EBITDA creció un 12%
- 111 M€ del EBITDA atribuible provienen de participaciones directas
- Resultado neto afectado por la normalización del tipo impositivo (29% vs. 15% en 1T 2010)

# EBITDA de Distribución y Generación en Latinoamérica

## Ebitda Generación

## Ebitda Distribución

M€



- Argentina
- Brasil
- Chile
- Colombia
- Perú

**Margen unitario** €26,1/MWh **+13%** → €29,5/MWh

**Margen unitario** €31,8/MWh **+2%** → €32,5/MWh

**Descontando el impuesto sobre el patrimonio, el EBITDA en Colombia habría crecido un 61% en generación y 31% en distribución**

# endesa plan estratégico 2011-2015

**españa&portugal&otros**  
**plan estratégico 2011-2015**

## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### **2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### **2.2. Negocios en España**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### **2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

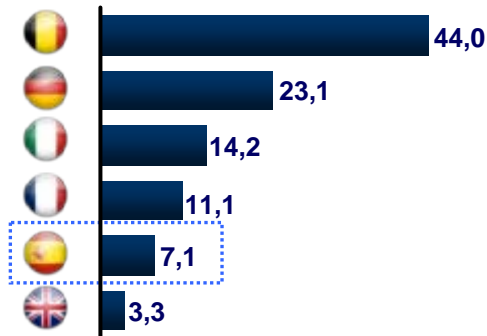
#### **2.4. Negocios en Latinoamérica**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

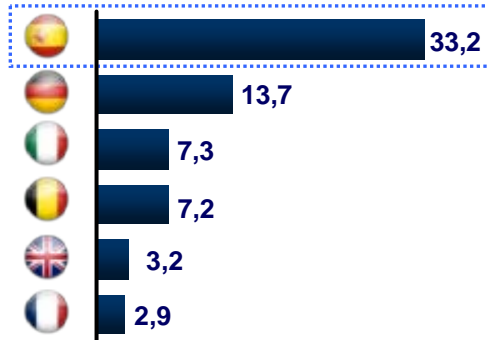
#### **2.5. Consideraciones finales:** objetivos totales

## Principales características mercado generación español frente a otros mercados europeos (1)

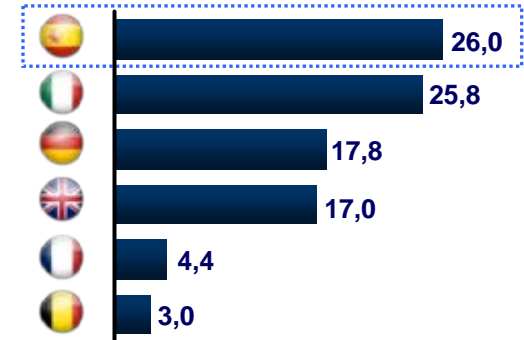
### Nivel de interconexión (%) (2)



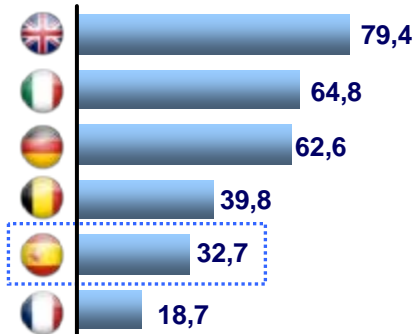
### Contribución de renovables (%) (3)



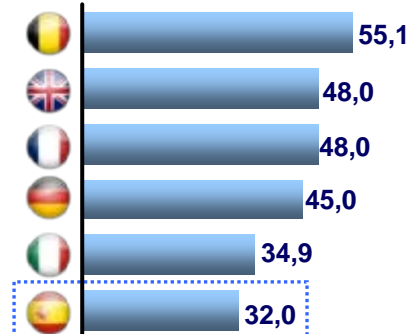
### Margen de reserva (%) (4)



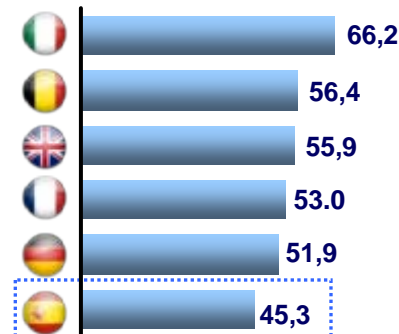
### Hueco térmico (%) (5)



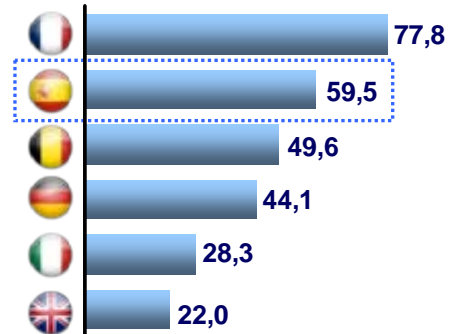
### Factor de carga (%)



### Precios mayoristas (€/MWh) (6)



### Peso de las tecnologías de costes fijos (%) (7)

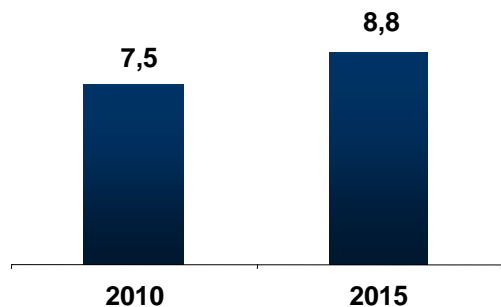


**El mercado español presenta particularidades que deben tenerse en cuenta**

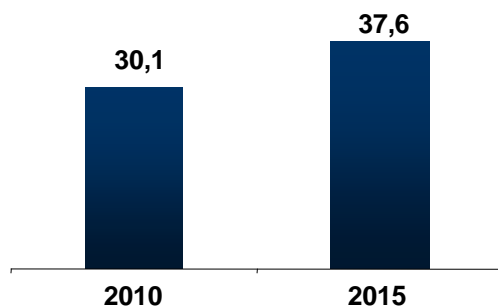
(1) Actualizado a 1T 2011 (2) Capacidad de importación sobre demanda punta (3) Producción renovable (hidráulica de bombeo no incluida) sobre demanda bruta total. Incluye cogeneración (4) Última información disponible: 2008 (Italia, Bélgica, Alemania), 2009 (Francia y Reino Unido), 2010 (España) (5) % tecnologías emisoras de CO2 sobre demanda bruta total (6) Precio medio pool 1T 2011 (excepto Bélgica 4T 2010) (7) Capacidad con elevados costes fijos (nuclear+hidráulica+renovables) sobre capacidad total instalada. Fuente: ENTSO; REE; CNE; Terna; GME; OMEL; APX; EPEX; RTE; BMWI; AGEB; EEX; DUKES

## Evolución esperada del mercado de generación

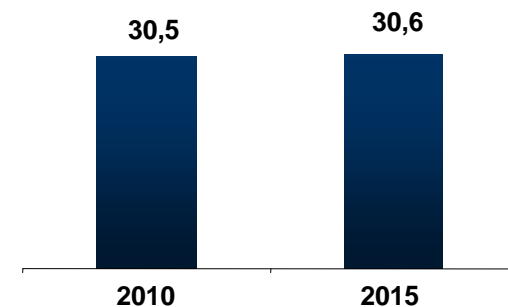
Nivel de interconexión (%) <sup>(1)</sup>



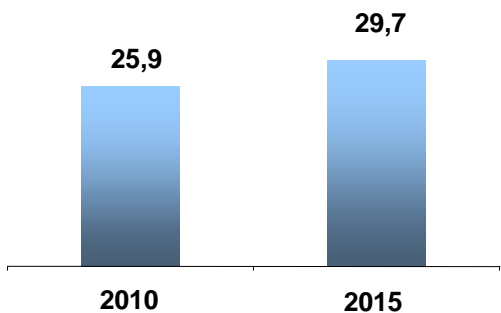
Contribución de renovables (%) <sup>(2)</sup>



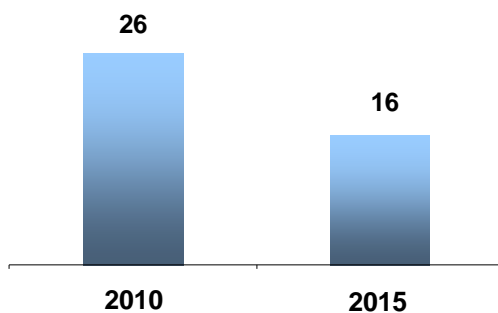
Hueco térmico (%) <sup>(3)</sup>



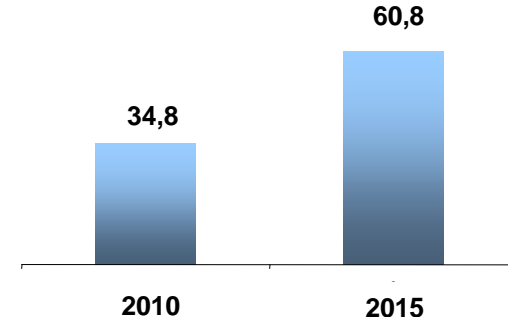
Factor de carga (%)



Margen de reserva (%)



Precios mayoristas (€/MWh)



**Menor margen de reserva y mayores precios**

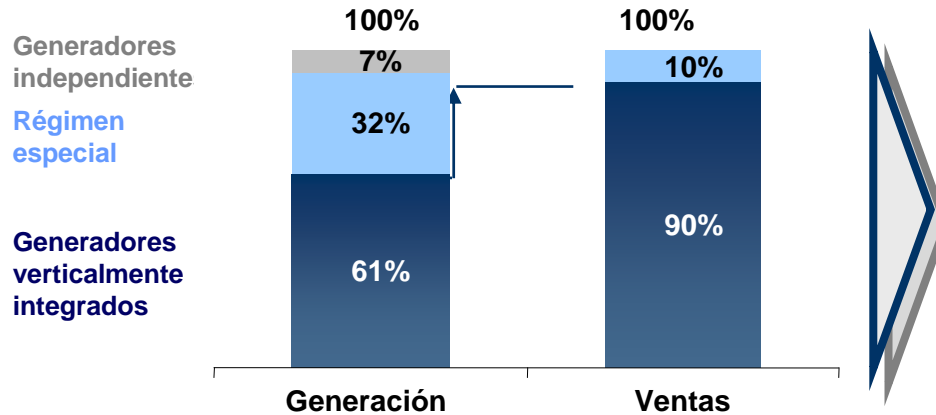
*(1) Capacidad de importación sobre demanda punta*

*(2) Producción renovable (hidráulica de bombeo no incluida) sobre demanda bruta total. Incluye cogeneración*

*(3) % tecnologías emisoras de CO2 sobre demanda bruta total*

## España, sistema estructuralmente “largo” con un mercado forward bien desarrollado

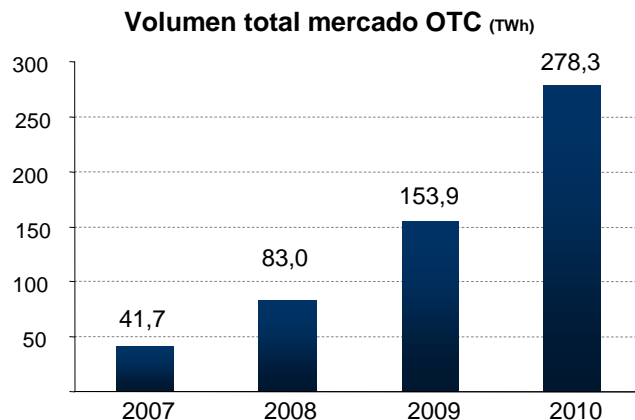
### Generación total sistema/ventas (península 2011e, TWh brutos)



### Fundamentos de la estrategia de comercialización

- Productores independientes y empresas renovables sin presencia significativa en el negocio de comercialización
- No todos los comercializadores tienen presencia nacional
- Capacidad térmica ociosa actúa como potencial stop loss

### Liquidez en los mercados forward



### Fundamentos de la estrategia de cobertura

- Estrategias de cobertura bien desarrolladas
- Mercados forward suficientes para los requisitos de cobertura
- Gestión efectiva del riesgo

**Sostenibilidad del liderazgo del negocio de comercialización**



## Mercado de generación: desarrollos que se esperan

### Nueva capacidad de bombeo

- Exceso de producción renovables fuera de las horas punta
- En 2010, bajo algunas circunstancias el Operador del Sistema restringió la producción eólica
- Incremento de la **diferencia entre horas de precios máximos y mínimos**

- Nueva capacidad de bombeo:
  - Utiliza la **energía excedentaria de base**
  - Aprovecha los **excedentes de energía**

### Nuevo esquema de remuneración capacidad térmica

#### Impactos de un mayor incremento de capacidad renovable:

- Mayor presión sobre producción térmica
- Necesidad de capacidad térmica como back up de renovables

- Incremento de remuneración por disponibilidad y pagos de capacidad para la térmica
- Desarrollo de un mercado de capacidad que opere junto con el mercado de electricidad

### El incremento de renovables requerirá:

- Nueva capacidad de bombeo
- Nuevo esquema de remuneración a la capacidad térmica

## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### **2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- **Regulación**
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### **2.2. Negocios en España**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### **2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

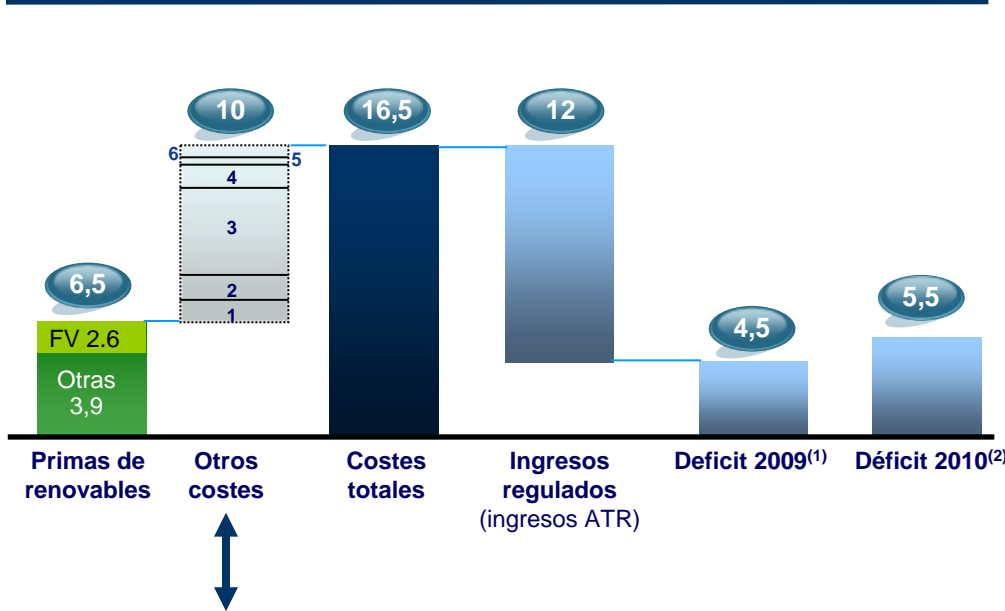
#### **2.4. Negocios en Latinoamérica**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

#### **2.5. Consideraciones finales:** objetivos totales

## Hacia la suficiencia tarifaria: evolución esperada del déficit 2011-2013

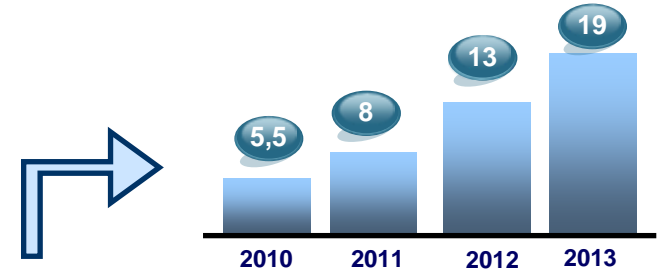
**Costes regulados del sistema 2009 (MM€)**



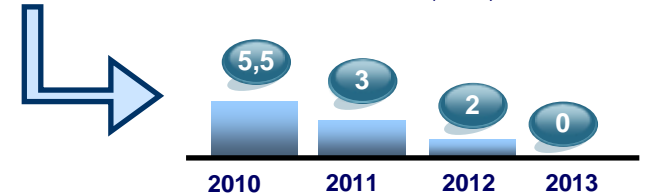
1. Cuotas déficits años anteriores (1,5 MM €)
2. Transporte (1,3 MM €)
3. Distribución (4,5 MM €)
4. Compensaciones SEIE (1,3 MM €)
5. Plan Eficiencia E4 (0,4 MM €)
6. Otros (1 MM €)

- Incremento tarifas de acceso en Abril 2011 representa un compromiso para encarar correctamente la cuestión del déficit
- Se esperan futuros déficits en línea con nuevos límites (RD 14/2010)

**Evolución déficit sin medidas correctivas (MM€)**



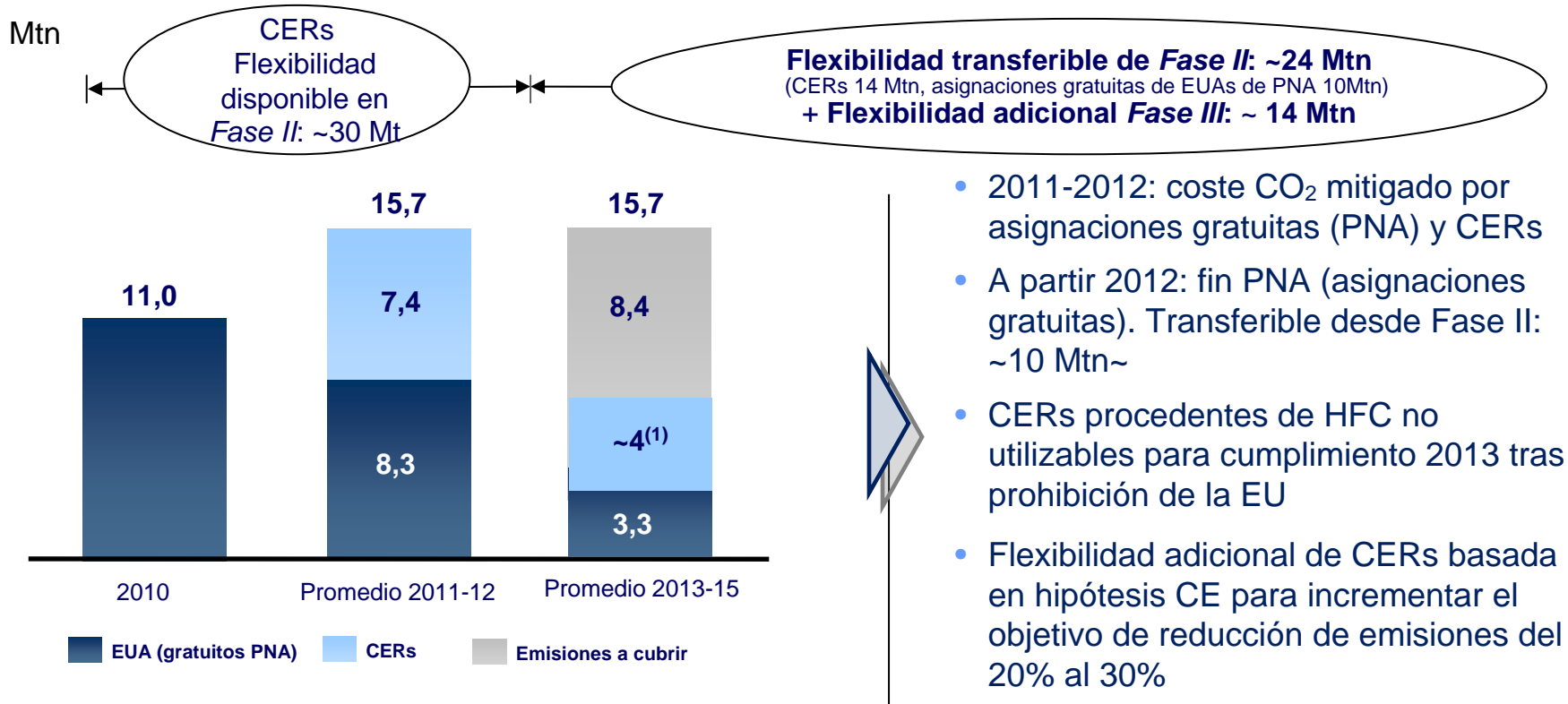
**Objetivo déficit según RD 14/2010 (MM€)**



**Se requiere incremento anual ~10% en tarifas acceso 2012 y 2013 para cumplir con límites del déficit (RD 14/2010)**

# El reto del CO<sub>2</sub>: posición de Endesa

## Posición Endesa peninsular en CO<sub>2</sub> (2010-2015)

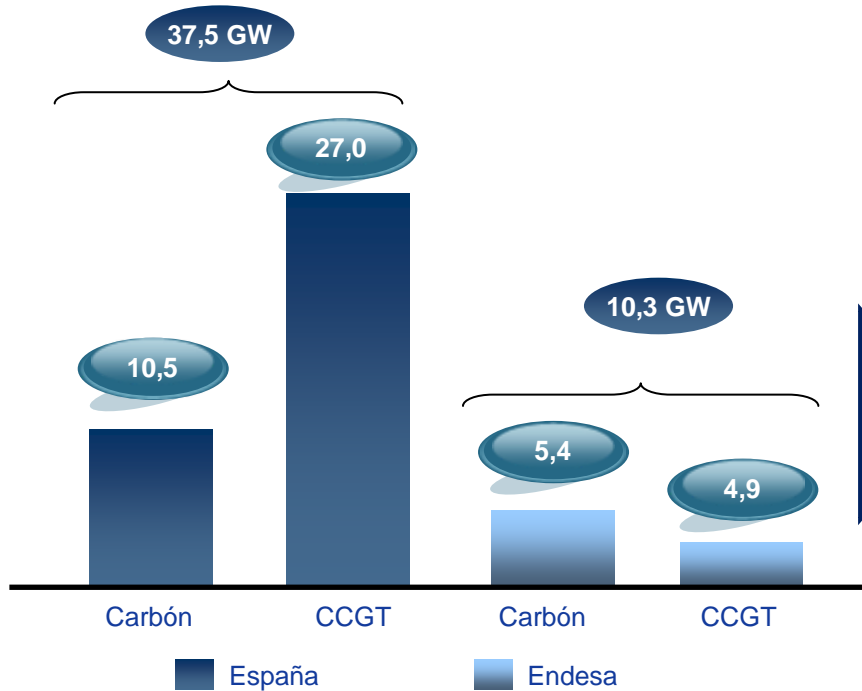


- Endesa gestiona proactivamente el reto del CO<sub>2</sub>
- Mecanismos flexibles a partir de 2012 serán claves
- Gestión óptima CO<sub>2</sub> dentro del Grupo Enel gracias al área de CO<sub>2</sub>

(1) Incluye flexibilidad transferible y flexibilidad adicional

# Emisiones Industriales en Europa

## Capacidad sujeta a DEEI<sup>(1)</sup> (GW)



- Nuevos niveles de emisión para plantas de generación térmica (> 50 MW) a partir 2016

## Límites de emisiones en Europa (mg/Nm<sup>3</sup>)

	HOY	FUTURO	
	Actualmente (Directiva GIC)	Instalaciones actuales en operación	Nuevas plantas generación después DEI
SO <sub>2</sub>	400	200	150
NOx	500/200 en 2016	200	150
NOx (CCGT)	75/50	50/90	50
Partículas	50	20	20

## CAPEX para adaptar plantas de generación a DEEI

M€	2011-2015		
	Península	Extrapeninsular	Total
DEEI <sup>(1)</sup>	53	33	86
AAI <sup>(2)</sup>	78	49	127
GIC <sup>(3)</sup>	18	2	20
	149	84	233

- La nueva directiva de emisiones representa un reto para las utilities europeas
- Endesa analiza todas las alternativas posibles para adaptarse al nuevo escenario

## Escenario nuclear post Fukushima

**Acuerdo para realizar "stress tests" a todas las plantas nucleares antes de final de 2011**

### Situación stress test

- La CE definirá el contenido de los stress test basándose en los criterios de los reguladores europeos. La Industria Nuclear <sup>(1)</sup> y los reguladores europeos de Seguridad Nuclear <sup>(2)</sup> también contribuirán a la definición del stress test

### Directrices stress test esperadas

- Revisión del diseño para comprobar resistencia en caso de desastres naturales (terremoto, inundación), incluso superando lo contemplado en el diseño original
- Medidas compensatorias para enfrentarse a pérdidas prolongadas del suministro eléctrico y del sistema de refrigeración
- Gestión de crisis considerando fusión del núcleo y efectos consiguientes, como acumulación de hidrógeno y deterioro de las piscinas.

### Fortalezas del sector

- Nucleares españolas diseñadas considerando riesgos sísmicos y de inundación
- La seguridad de nucleares españolas continuamente controlada y analizada por CSN, con resultados satisfactorios
- Las plantas nucleares de Endesa son de la misma tecnología y antigüedad que la mayoría de las centrales que operan en EE.UU.

### Posibles iniciativas

- Plantas de generación de emergencia (unidades de back-up)
- Posibles modificaciones en los diseños de seguridad en caso de accidente extremo
- Desarrollo de procedimientos de emergencia en caso de accidente extremo
- Formación para contingencias

### Posibles implicaciones para el sector

**Enfoque pragmático de las autoridades españolas**

## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### ***2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15***

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### ***2.2. Negocios en España***

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### ***2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15***

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

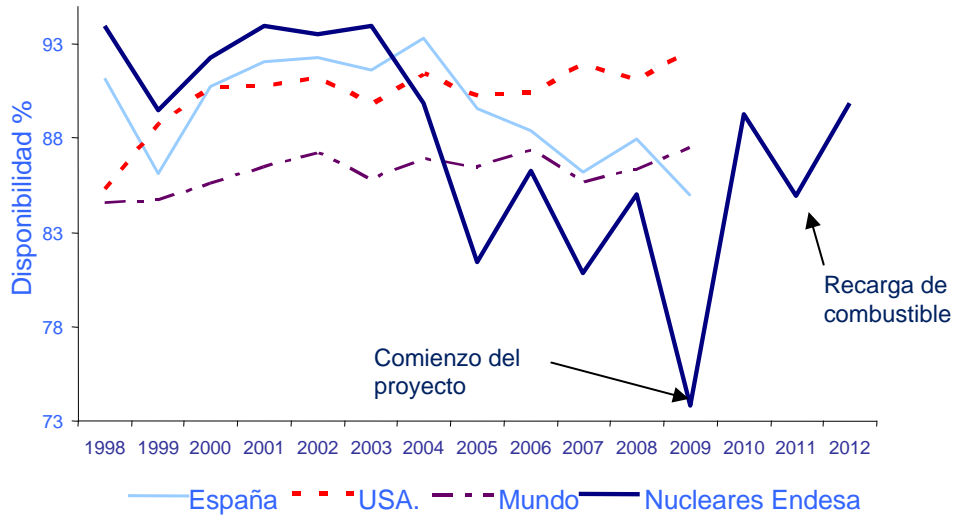
#### ***2.4. Negocios en Latinoamérica***

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

#### ***2.5. Consideraciones finales:*** objetivos totales

## Proyecto de excelencia operativa nuclear

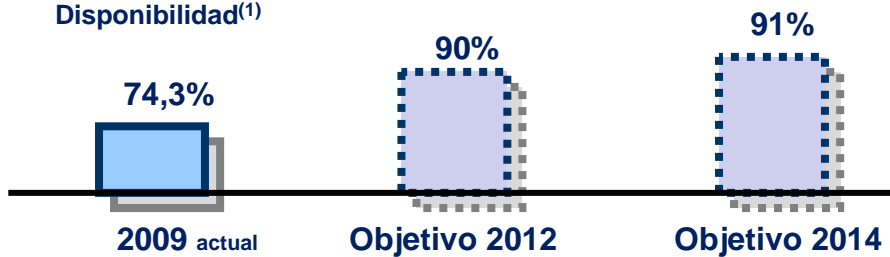
**Disponibilidad<sup>(1)</sup>: Endesa vs. EE.UU., Mundo y España (%)**



### Plan de Endesa hacia excelencia operativa nuclear

	<u>Situación</u>
• Selección de inversiones	✓
• Incremento de plantilla especializada	✓
• Formación adicional	✓
• Mejora de procesos operativos	✓
• Mejora de diagnóstico	✓

Disponibilidad<sup>(1)</sup>



**Niveles máximos de seguridad alcanzando los mejores niveles disponibilidad mundial**

(1) Media ponderada por propiedad



## Proyecto excelencia operativa en distribución

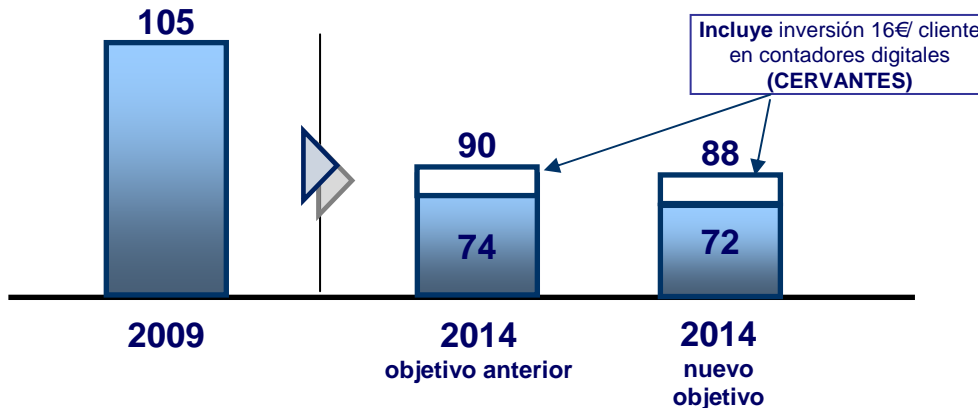
### 5 pilares del Proyecto

1. **Reestructuración y reorganización (Proyecto Uno)**
  - Reorganización funcional
2. **Optimización de costes**
  - Optimización Opex&Capex: -17 €/cliente en 2014
3. **Telemedida**
  - > 13 millones de contadores digitales en 2015
4. **Nivel de calidad - TIEPI<sup>(1)</sup>**
  - Media del sector
  - Optimización de inversiones
5. **Disminución apagones locales**

### Situación

- ✔ • Progreso acorde con el plan
- ✔ • Por delante del plan
- ✔ • ~ 160.000 contadores ya instalados
- ✔ • TIEPI Endesa: 69 min
- ✔ • TIEPI sector: 100 min
- ✔ • Buen progreso

### Comienzo del proyecto (€2009/Cliente)



**Alcanzando los mejores estándares en línea con Enel**

(1) Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada. Datos de 2009

## España&Portugal: excelencia operativa en comercialización

### Plan comercial de electricidad y gas

- Mantener cuota de mercado ~40% (~ 36% en mercado liberalizado)
- Fidelidad de los clientes rentables
- Costes de captación proporcionales al valor del cliente
- Consolidar la 2ª posición en el mercado portugués
- Consolidar liderazgo en "ventas duales" (electricidad + gas)
- Consolidar la 2ª posición en el mercado de gas

### Proyecto Cliente

- Incremento de la calidad percibida y ofertas mejoradas a través de :
  - Plan de comunicación para enfatizar la importancia del cliente como el principal pilar para la Organización
  - Plan de calidad basado en la gestión del ciclo comercial de atención al cliente
  - Control continuo de la calidad percibida por el cliente

### Cartera de Servicios de Valor Añadido

- Maximizar el valor de la cartera de clientes e incrementar la fidelidad del cliente
- Reafirmar el liderazgo a través de una cartera rentable de productos y servicios como eficiencia energética, generación distribuida y servicios energéticos integrales

- **Desarrollo estructura comercial como característica diferenciadora frente a competidores**
- **Cliente como principal prioridad para la Organización. Incrementar oferta productos y servicios**
- **Centrados en la rentabilidad de la cartera de clientes**

## España: sinergias 2012 y objetivos Zenith

100%

### Concepto

### Principales iniciativas

38%

#### Distribución

- Reducción de costes en las actividades de medida gracias a la implantación de los contadores digitales
- Reducción de pérdidas
- Optimización de la organización

13%

#### ICT

- Gestión centralizada para los sistemas de IT, proveedores y proyectos futuro de hardware, operadores telefónicos y software

11%

#### Gx Convencional

- Mejora rendimiento hidráulico
- Mejora de las operaciones de mantenimiento en carbón y gas: Optimización de los contratos de O&M, mejora de la eficiencia de turbinas

11%

#### Combustible

- Gestión conjunta de la cartera de combustibles: uso común de puertos, estrategia conjunta de aprovisionamiento, ... (ej. 2010, desvío de 9 cargamentos de carbón bituminoso y 4 de sub-bituminoso a Enel)
- Unificación de proveedores

10%

#### Compras

- Proyecto "Design to cost" de optimización de especificaciones de materiales y servicios
- Unificación de proveedores

8%

#### Gx Nuclear

- Mejora de la disponibilidad no programada (3,4% en 2011 y 2,7% en 2012) por la aplicación de las mejores prácticas internacionales (WANO, INPO...) respecto a la seguridad, a la operativa de las plantas, etc...

3%

#### Estructura corporativa

- Políticas de seguros: mayor retención de riesgo en línea con las políticas del Grupo Enel
- Optimización de viajes: billetes turista para vuelos cortos, sustitución de coches en propiedad por alquileres...

3%

#### I+D+I

- Cancelación de proyectos duplicados con Enel (principalmente biomasa)
- Desarrollo conjunto de proyectos con Enel (energía marina)

3%

#### Gestión energía

- Optimización de la cartera de CERS y EUAs.

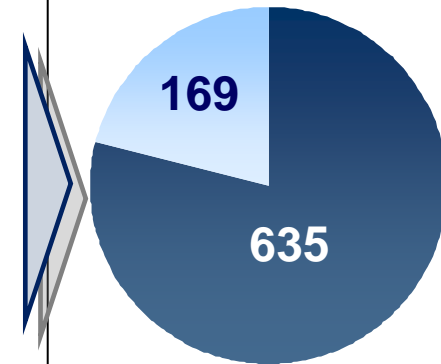
1%

#### Comercialización

- Algunos call center trasladados a Latinoamérica

Objetivo 2012  
804 M€

Plan Zenith



Programa de Sinergias

## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### **2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- **Prioridades estratégicas**

#### **2.2. Negocios en España**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### **2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- **Prioridades estratégicas**

#### **2.4. Negocios en Latinoamérica**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

#### **2.5. Consideraciones finales:** objetivos totales

## Prioridades estratégicas España&Portugal (2011-2015)

### Regulación



- Gestión de la regulación

### Sinergias



- Plan de sinergias: eficiencias, Zenith, eficiencias internas y BPS

### Excelencia operativa



- Proyectos de mejora:
  1. Seguridad
  2. Nuclear
  3. Distribución
  4. Comercialización

### Negocios liberalizados



- **Generación:**
  - Mantener cuota de mercado peninsular (~30%)
  - Desarrollar nueva capacidad de bombeo
  - Nueva Directiva Europea de Emisiones Industriales
  - Excelencia operativa en nuclear
- **Comercialización:**
  - Ventas forward para estabilizar márgenes
  - Mantener cuota de mercado (~40%)
  - Diversificación de la cartera de productos y servicios
- **Gestión de la energía:**
  - Optimización de compras y ventas forward
  - Gestión del riesgo
- **Gas:**
  - Ventas: reforzar liderazgo entre no incumbentes
  - Distribución: gestión activa con socio

### Negocios regulados



- **Distribución:** excelencia operativa y gestión de la regulación
- **SEIEs:**
  - **Generación:** inversiones en nueva capacidad
  - **Comercialización:** gestión de la presión comercial

Liderazgo sostenible en España&Portugal

# análisis del negocio españa&portugal&otros

## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### **2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### **2.2. Negocios en España**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### **2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

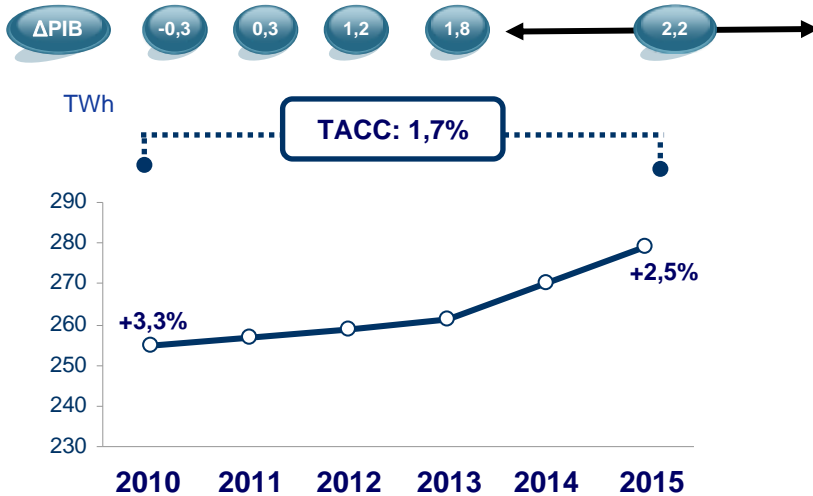
#### **2.4. Negocios en Latinoamérica**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

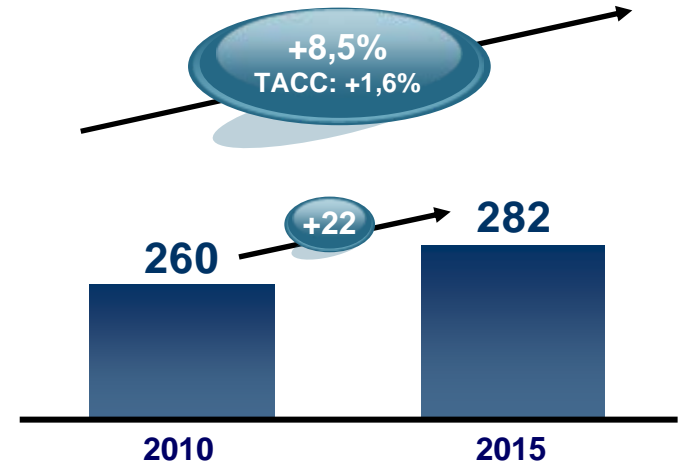
#### **2.5. Consideraciones finales:** objetivos totales

# Evolución demanda peninsular y producción renovable

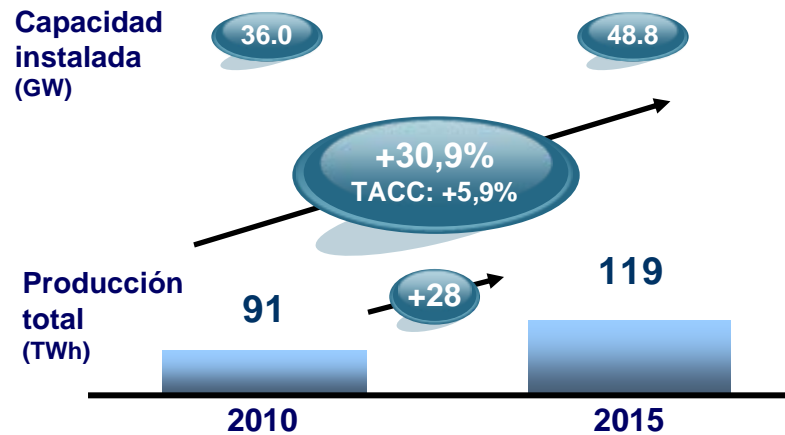
Demanda peninsular (%)



Demanda peninsular (TWh)



Régimen especial peninsular (TWh)

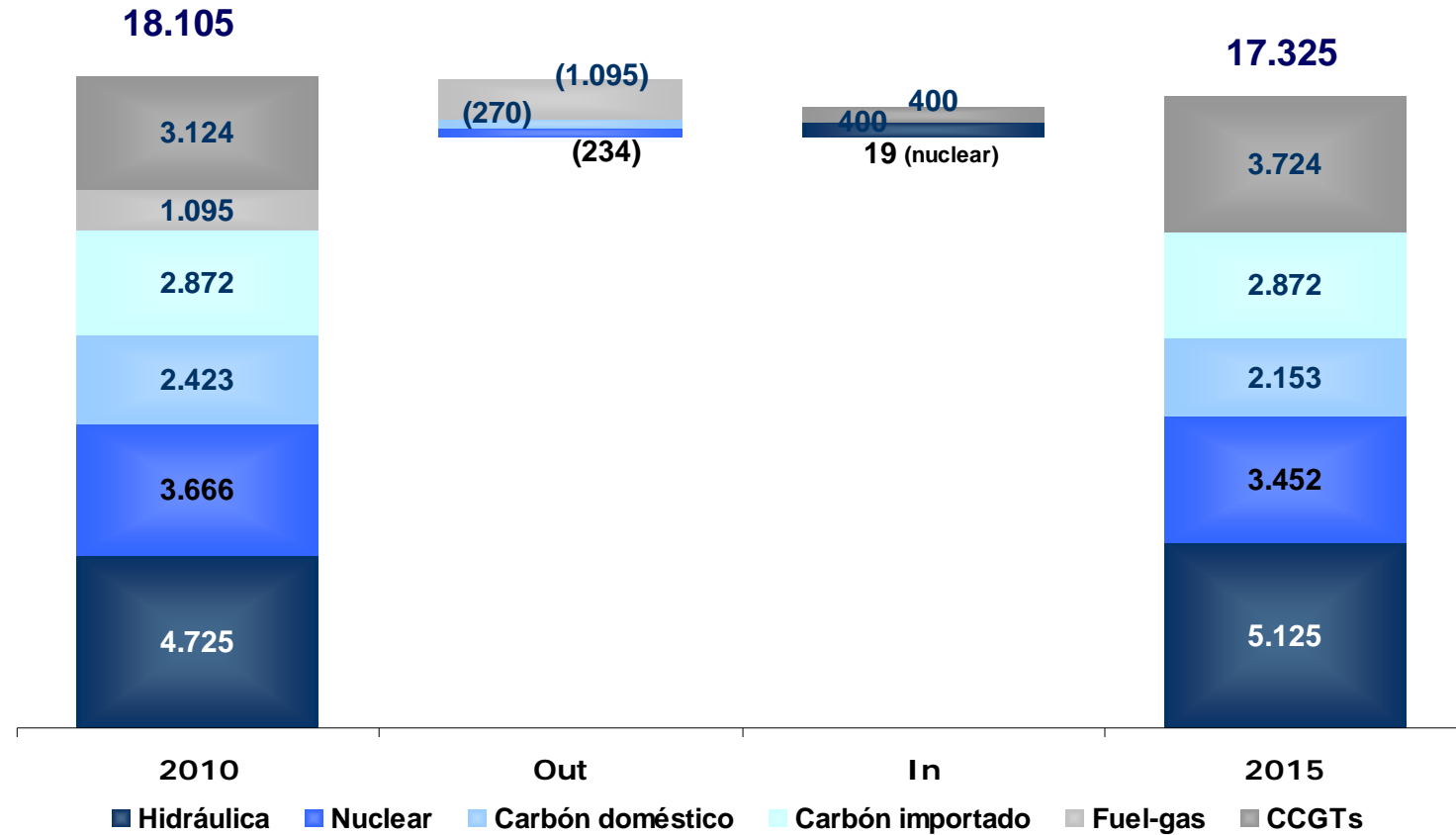


**El incremento de la contribución de renovables absorberá el crecimiento de la demanda**



## Evolución capacidad peninsular

MW



- Cuota de mercado régimen ordinario superior al 30% durante el periodo
- Obtener mayor remuneración para la capacidad térmica
- Optimización de nuestra cartera de generación a través de bombeo

## Oportunidades de bombeo

### Lógica nueva capacidad de bombeo

- Utiliza la energía excedentaria de base de las renovables
- Ventaja competitiva frente a otras tecnologías de punta (CCGT)

### Ventajas bombeo

- Se beneficia de la volatilidad de los precios de la curva horaria
- Participa en mercados secundarios
- Rápida capacidad de respuesta a la demanda
- Cubre las asignaciones por emergencia

### Proyectos en desarrollo

#### Moralets

- Repowering central existente de 221 MW: incremento hasta 600 MW
- Puesta en marcha: 2014
- Inversión: 175 M€

#### Girabolhos

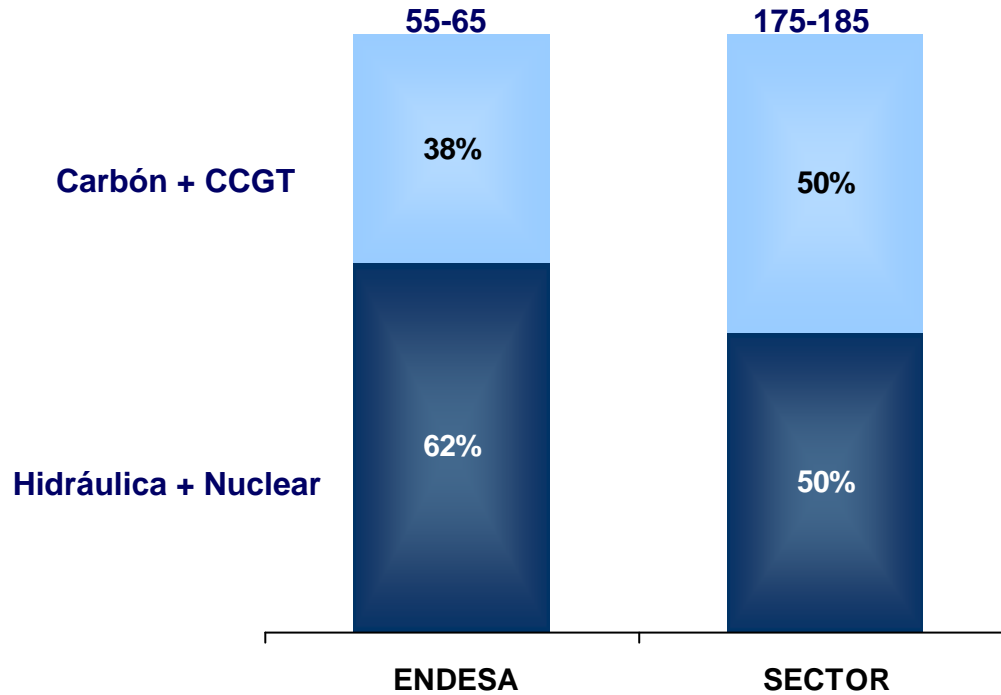
- Nueva central de 364 MW en Portugal (bombeo mixto)
- Puesta en marcha: 2018
- Inversión: 360 M€

#### Otros

- Cartera adicional de más de 1 GW para desarrollar antes de 2020

# Evolución mix de generación 2011-2015 en España peninsular

Mix generación peninsular (TWh) (media 2011-15)

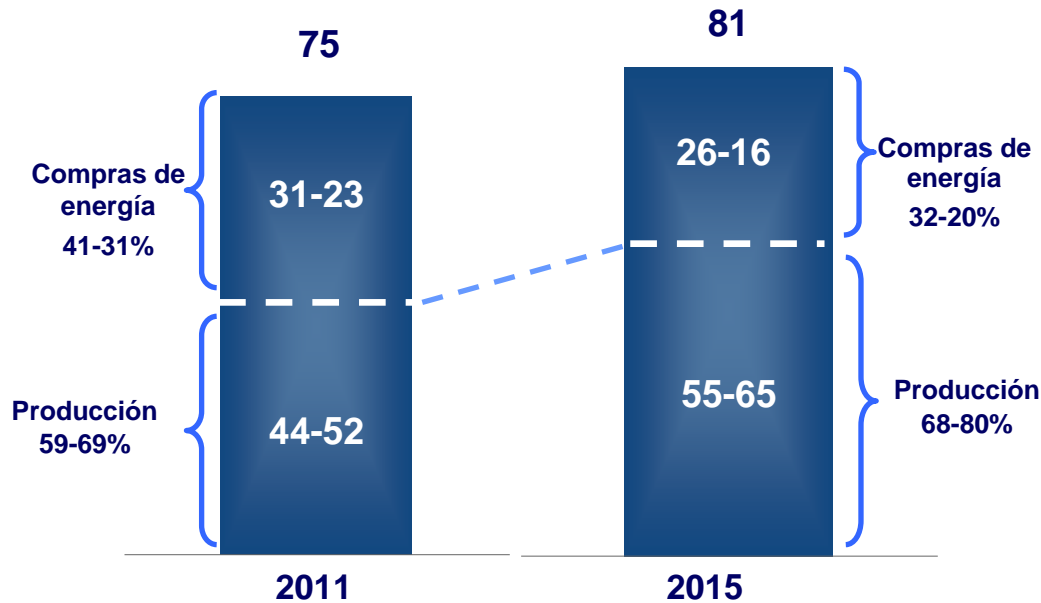


- En el periodo 2011-15 no se prevén nuevos desarrollos en régimen ordinario salvo bombeo
- Mayor peso de hidráulica y nuclear vs. media del sector
- Competitividad
- Parque generador flexible y de reducida volatilidad
- Capacidad de producción superior a 80 TWh

**ENDESA tiene mejor parque de generación que la media del sistema**

## Evolución posición corta

### Ventas (TWh) al mercado liberalizado<sup>(1)</sup>



- Optimización de la producción y de las compras de energía
- Monitorización continua del valor en riesgo
- Valiosa posición de nuestra capacidad térmica
- Además, ventas en SEIE (cobertura financiera) y TUR
- RD Carbón Doméstico 2011-14

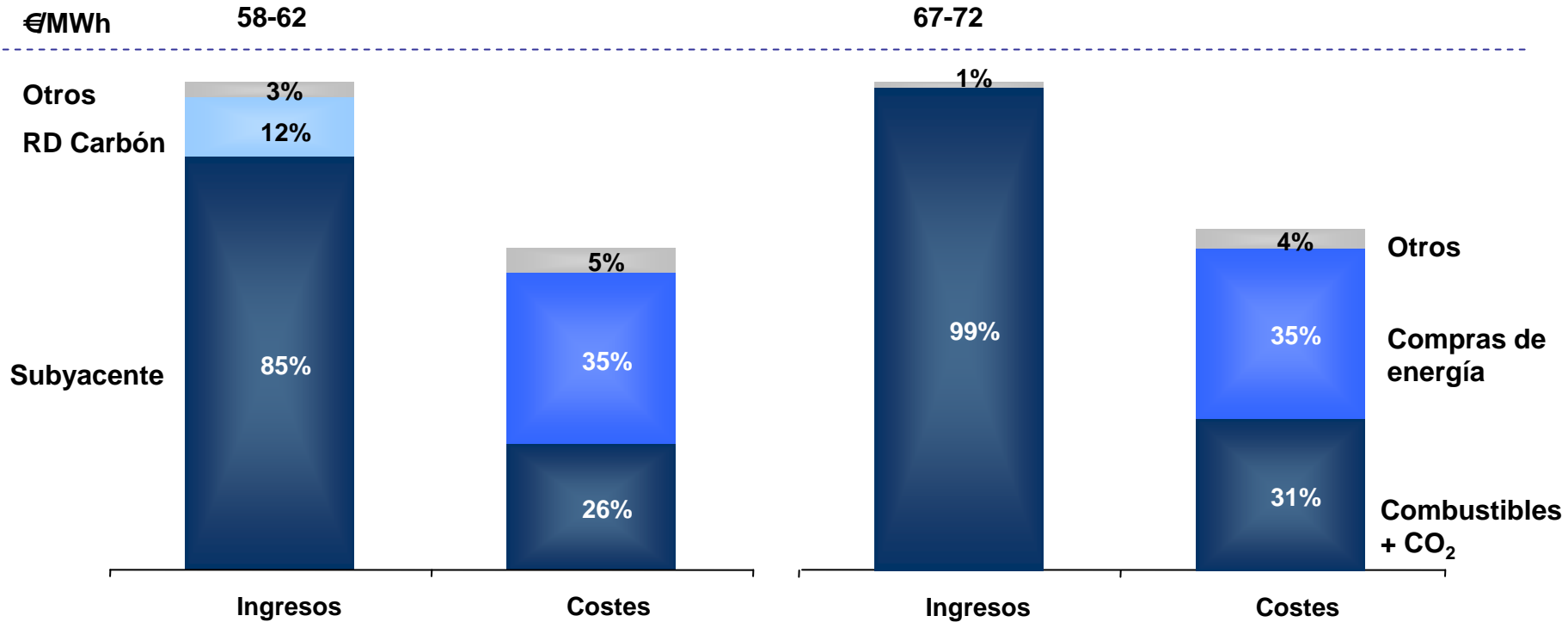
- Optimización y estabilidad del margen
- Apalancados en la fortaleza de nuestra fuerza comercial

(1) Península, Producción propia no incluye carbón doméstico en 2011

## Ingresos y costes de electricidad 2011-2015

2011e

2015e



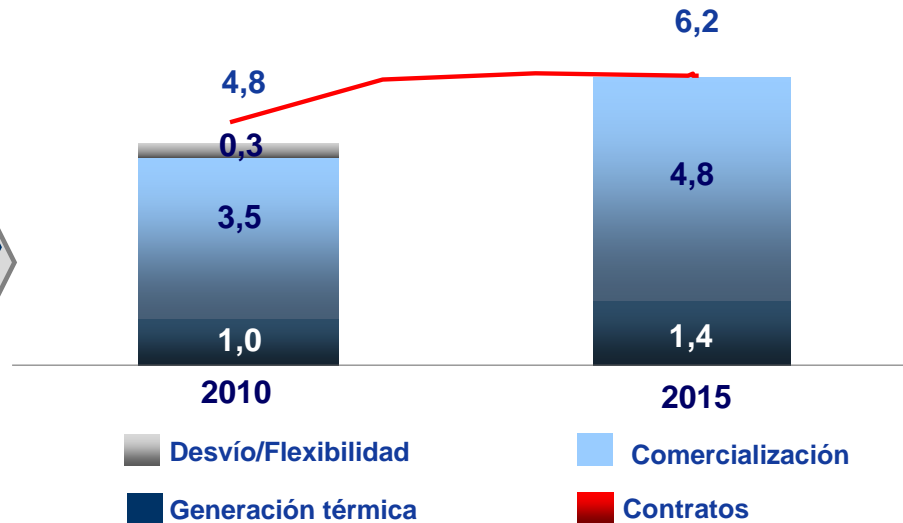
- 2011: RD carbón doméstico, PNA
- 2015: margen unitario resistente a pesar del final asignaciones CO<sub>2</sub>

## Gas: posición actual y estrategia

### Plan comercial de gas

- **Consolidar nuestra posición de 2º operador en España:**
  - Mantener posición en GGCC en torno al 15% de cuota de mercado
  - Crecer moderadamente en GP España
- **Desarrollo de la cartera de GGCC en Portugal**

### Posición equilibrada de gas de Endesa (bcm)



- **Aprovisionamiento competitivo y flexible**
- **Posición equilibrada a lo largo del plan (incluso con Medgaz)**
- **Mayor seguridad adicional gracias a desvíos y flexibilidad**
- **Sinergias a través swaps GNL**

- **Posición equilibrada con un aprovisionamiento flexible y competitivo**
- **Consolidar 2ª posición en comercialización de gas**

## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### **2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### **2.2. Negocios en España**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### **2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

#### **2.4. Negocios en Latinoamérica**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

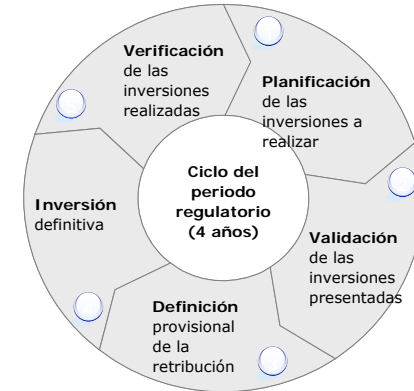
#### **2.5. Consideraciones finales:** objetivos totales

## Metodología actual remuneración distribución

### Nueva metodología RD 222/2008

- Plena aplicación de la nueva metodología (con efectos desde diciembre 2009)
- Información regulatoria de costes, contrastación inversiones con modelo red de referencia
- Proceso coordinado de planificación inversiones entre CCAA, CNE, Administración Central y Distribuidoras

### Ejecución de la inversión



### Elementos integrantes del nuevo modelo retributivo

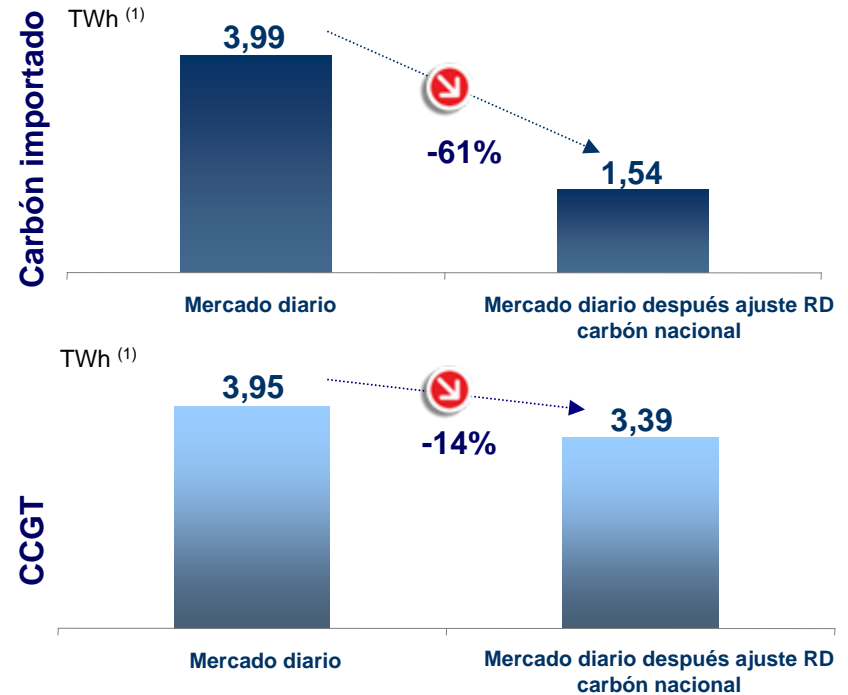
- Actualización retribución año n-1:  $0,2*(IPC-0,8) + 0,8*(IPRI-0,4)$ .
- Retribución del incremento de actividad:
  - Inversiones reconocidas: resultado del modelo de red de referencia.
  - Retribución inversión: Aplicación del WACC real a.i. (7,8% para 2011) a inversiones reconocidas netas de instalaciones financiadas por terceros.
  - Coste O&M: un porcentaje sobre inversión reconocida.

**Modelo estable y predecible, base para las inversiones transformacionales futuras (vehículo eléctrico, smart grids, etc)**



## Introducción del RD carbón doméstico (1221/2010)

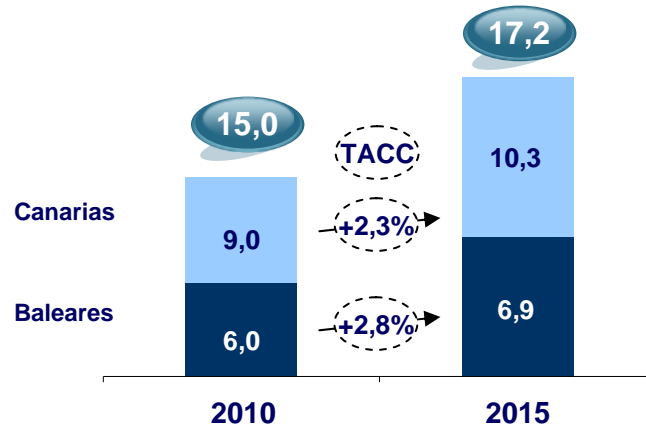
- Primer mes de operación: 28,9 M€ de coste para el sistema (1,35€/MWh)
- Impacto limitado en el precio de mercado
- Hasta finales de abril, el 82% de la producción desplazada fue carbón importado
- Parte de los volúmenes desplazados se recuperan posteriormente en el mercado de ajustes y de restricciones
- El 85% de la producción desplazada corresponde a Endesa



- **Capacidad térmica: factores de carga muy reducidos por el desplazamiento del carbón doméstico y la elevada producción renovable**
- **Sin embargo, estas plantas son necesarias para proporcionar back-up y flexibilidad: necesidad de actualizar el mecanismo de pagos de capacidad para asegurar la sostenibilidad del carbón importado y CCGT**

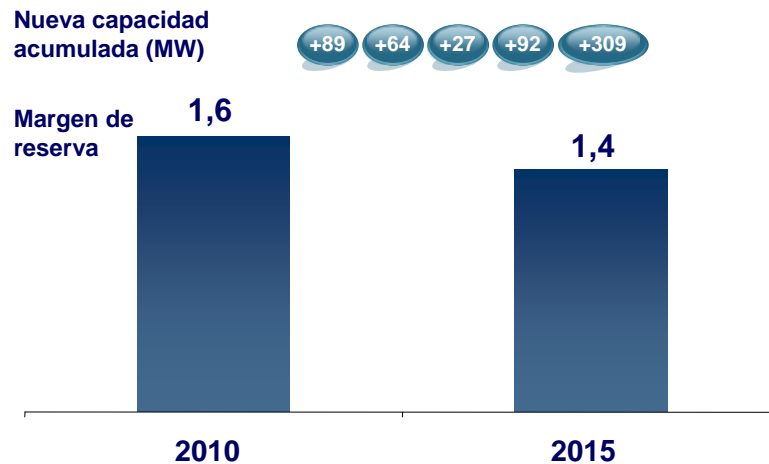
## SEIEs: breve descripción y supuestos

### Crecimiento de la demanda (TWh)



- Endesa es el único operador en este mercado y actividad liberalizada
- Las previsiones a medio-largo plazo señalan que la demanda crecerá a un mayor ritmo que en la península

### Margen de reserva y nueva capacidad



- El margen de reserva legal mínimo es mayor que en la península
- De 2011 a 2020, será necesario incorporar 950-1.100 MW de nueva capacidad, con una previsión de cierre de 300 MW de potencia obsoleta
- El plan base contempla la ejecución de toda la nueva capacidad

## Ordenes Ministeriales de generación en SEIEs han propiciado un marco regulatorio estable

### Inversión

- Cobertura de:
  - Depreciación (25 años para combustibles fósiles, 65 años para hidráulica)
  - Remuneración financiera: bono tesoro 10 años + 3% aplicado a los valores netos
- Valor inversión: valor real + 50% diferencia entre el estándar y el real
- Posibilidad reconocimiento de inversiones extraordinarias o adicionales

### Costes de operación y mantenimiento

- Valores unitarios estándares para costes O&M, diferenciados por tecnología y tamaño, aplicables a
  - Disponibilidad: O&M fijo
  - Régimen operativo: O&M variable
- Actualizaciones al IPC-1

### Combustible, logística y derechos de emisión

- Combustible: precio según referencias de mercados internacionales de commodities
- Logística: actualizado al IPC-1
- Derechos emisión CO2: cobertura del déficit de asignación de emisiones

**Esquema regulatorio estable bien adaptado a los requisitos de estos sistemas aislados**

## Compartiendo las mejores prácticas con Enel

### Generación

- Coal →
  - Mejoras de costes y eficiencias, mantenimiento preventivo y operaciones mantenimiento plantas carbón
- CCGT →
  - Grandes revisiones, mantenimiento preventivo, gestión de inventarios y mantenimiento de equipos
- Hidráulica →
  - Mantenimiento, eficiencia operativa, gestión del agua, seguridad obras civiles, grandes revisiones, control remoto e ingeniería de procesos

### Distribución

- Reorganización Plan Uno: telecontadores (Cervantes), diseño según coste
- MT/BT control remoto, planificación de red, optimización Capex, organización y externalización, alumbrado público

### Nuclear

- Acuerdo planes de acción de seguridad industrial, plan de acción correctiva y gestión de tareas. Gestión de la obsolescencia material y gestión de la antigüedad de las plantas.

### Comercialización

- Operaciones, demanda y precios y ofertas a clientes

**Transferencia efectiva del conocimiento dentro del Grupo**

# latinoamérica plan estratégico 2011-2015



## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### **2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### **2.2. Negocios en España**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### **2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

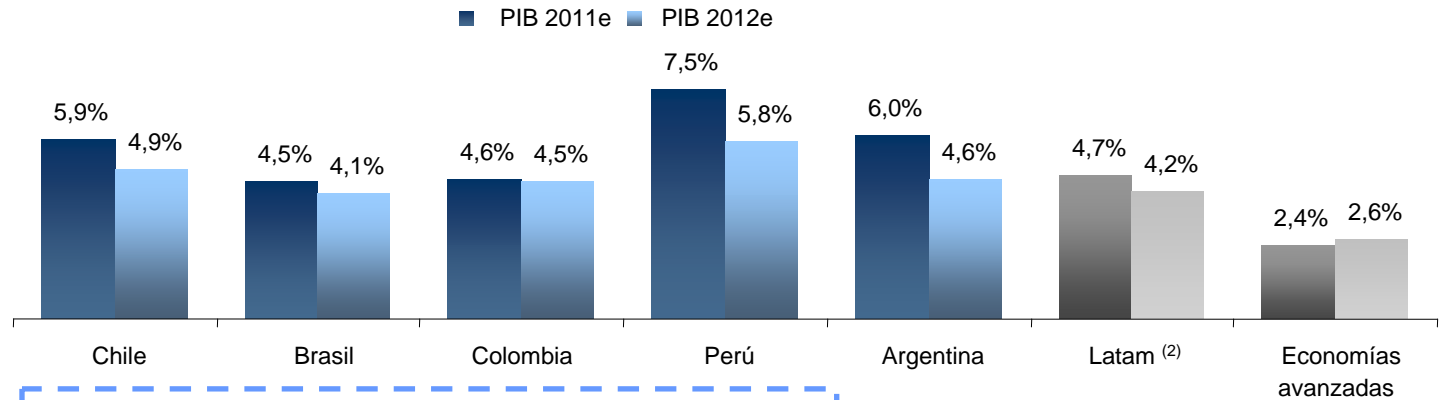
#### **2.4. Negocios en Latinoamérica**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

#### **2.5. Consideraciones finales:** objetivos totales

## Contexto de mercado en Latinoamérica

### Crecimiento previsto PIB (1)



Chile	Brasil	Colombia	Perú	Argentina	US\$
A+	BBB-	BBB-	BBB-	B	-
-3%	-5%	-1%	0%	-8%	+1%

95% del EBITDA 2010 del negocio latinoamericano  
(grado inversión y divisas resistentes)


- Perspectivas de un sólido crecimiento económico
- Estabilidad financiera
- Limitado impacto depreciación de divisas locales  
(~35% del EBITDA 2010 vinculado al dólar)

(1) Fuente IMF (2) Incluye México y economías del Caribe, América Central, y Sudamérica (3) Standard & Poors (4) Media anual (2011-2015) frente al €

## Perspectiva de la estructura del mercado

### Generación

- ✓ Mercados con costes auditados gozan de una mayor transparencia
- ✓ Criterios técnicos para la fijación de los pagos por capacidad evita la discriminación entre tecnologías
- ✓ “Pass through” al cliente final
- ✓ Subastas a largo plazo para clientes regulados facilitan la expansión




El marco regulatorio de la generación fomenta un funcionamiento estable del mercado y crea incentivos que aseguren la expansión

---

### Distribución

- ✓ Concesiones indefinidas o a largo plazo
- ✓ Establecimiento de tarifas de acuerdo a criterios técnicos u objetivos
- ✓ Órganos arbitrales técnicos que limitan la discrecionalidad en las decisiones
- ✓ Larga experiencia en revisiones tarifarias



Los robustos marcos regulatorios en Dx proporcionan incentivos para asegurar la adecuada calidad de servicio

**Favorables entornos de mercado con fuertes crecimientos esperados**



## Generación: pagos por capacidad

### Pagos Capacidad



- Fijados por el regulador
- Corresponden al coste de inversión eficiente de una turbina de gas (O&M incluido)

#### Ejemplo Perú

Turbina PG7241FA – 171 MW	49 MUS\$
O&M:	0,7 MUS\$
Vida útil	15 años
Tasa real -antes de imp.-	12%

17 “Soles”/kw-mes

10 US\$/MWh

US\$/MWh    US\$/MW/año

Argentina	4 <sup>(1)</sup>	35.000
Chile	16	112.000
Perú	10	71.000

(1) CCGT

### Pago confiabilidad



- Remunera “Energía Auditada en Firme” requerida en situaciones de escasez.
- Precio determinado por una subasta a 20 años (centrales nuevas)



Brasil no tiene pagos por capacidad al estar incluidos en la subasta

US\$/MWh    US\$/MW/año

Colombia	14	90.000
----------	----	--------

**Política de pagos por capacidad estable para los próximos años que incentiva las inversiones en disponibilidad y seguridad del suministro**

# Fuerte crecimiento orgánico: Pipeline de generación de Endesa

**1.403 MW**

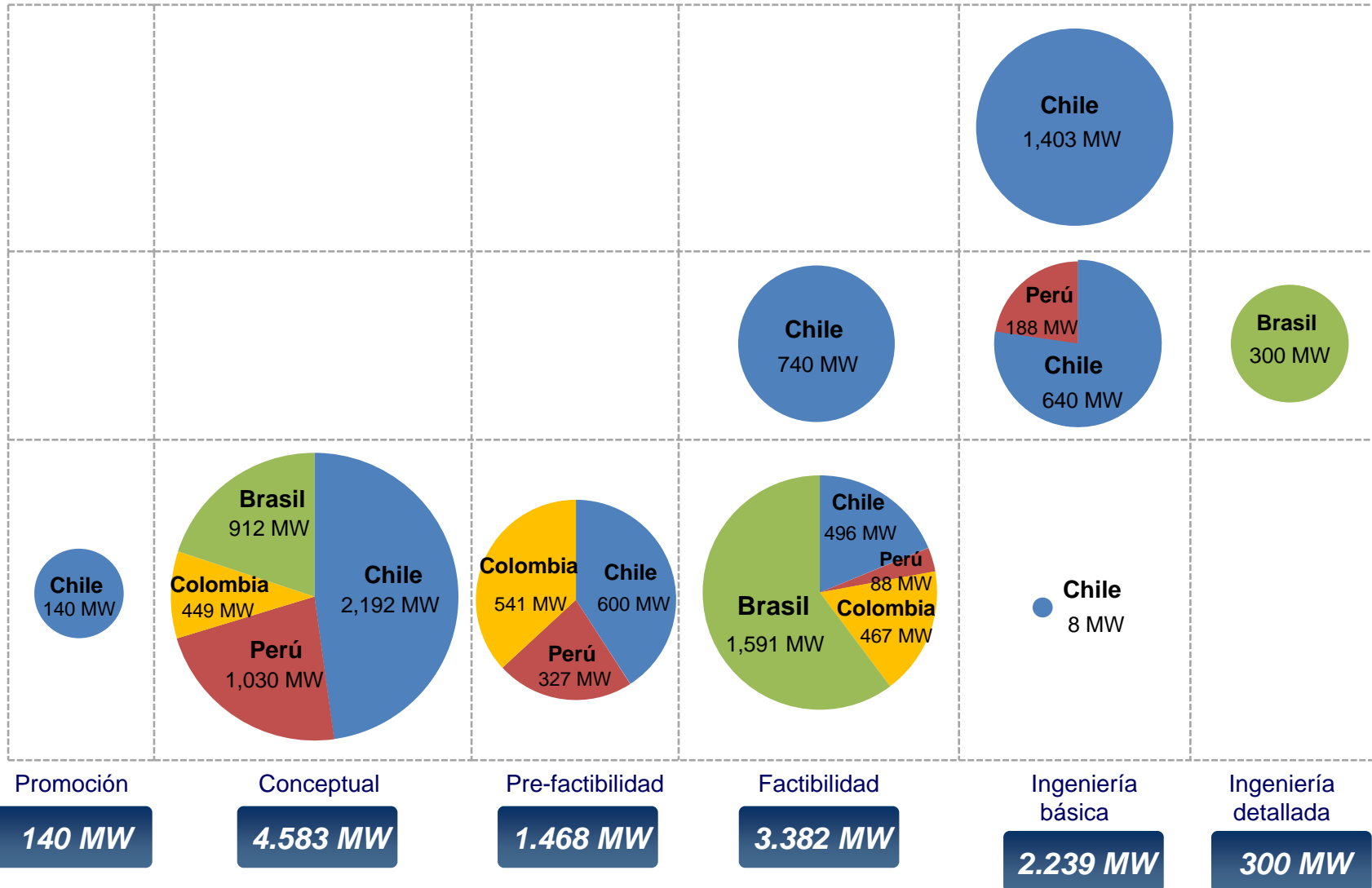
Permisos medio-ambientales aprobados

**1.868 MW**

Permisos medio-ambientales en proceso





**8.841 MW**

Previos a la presentación de los permisos medio-ambientales



**Sólido pipeline de proyectos de generación en desarrollo (más de 12 GW)**

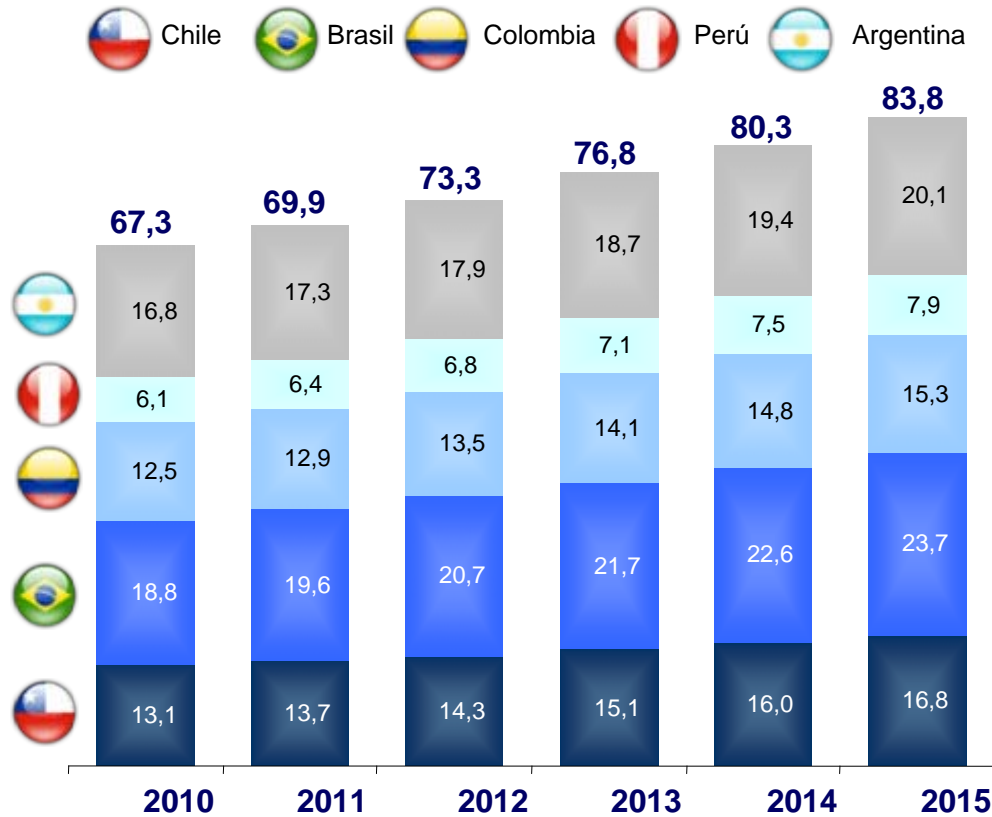
## Distribución: atractiva rentabilidad

	Real antes de Imp. (moneda local)	Nominal después de Imp. en US\$	Yield Bono EE.UU 10años + EMBI país <sup>(1)</sup>
 Chile	10%	11%	4,4%
 Colombia	14%	13%	5,1%
 Perú	12%	12%	4,6%
 Brasil	15%	12%	4,9%

- Concesiones a largo plazo: indefinidas o 30 años
- Esquema regulatorio transparente y estable
- Incentivos que fomentan eficiencias

## Fuerte crecimiento orgánico: cartera de clientes de Endesa

Energía distribuida por país (TWh)



	TACC 2010-2015	Incremento TWh 2010-2015	Incremento N° clientes (miles) 2010-2015
Argentina	4,6%	3,3	99
Perú	6,7%	1,8	216
Colombia	5,2%	2,8	466
Brasil	6,0%	4,9	903
Chile	6,4%	3,7	213
<b>Total</b>	<b>5,6%</b>	<b>16,5</b>	<b>1.897</b>

- ~ 400.000 nuevos clientes por año
- Consolidación de la excelencia operativa  
(Reducción de perdidas, mejoras de calidad, reducción de costes y optimización de la inversión)
- Apalancar la base de clientes para ofrecer nuevos productos y servicios

## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### **2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### **2.2. Negocios en España**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### **2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15**

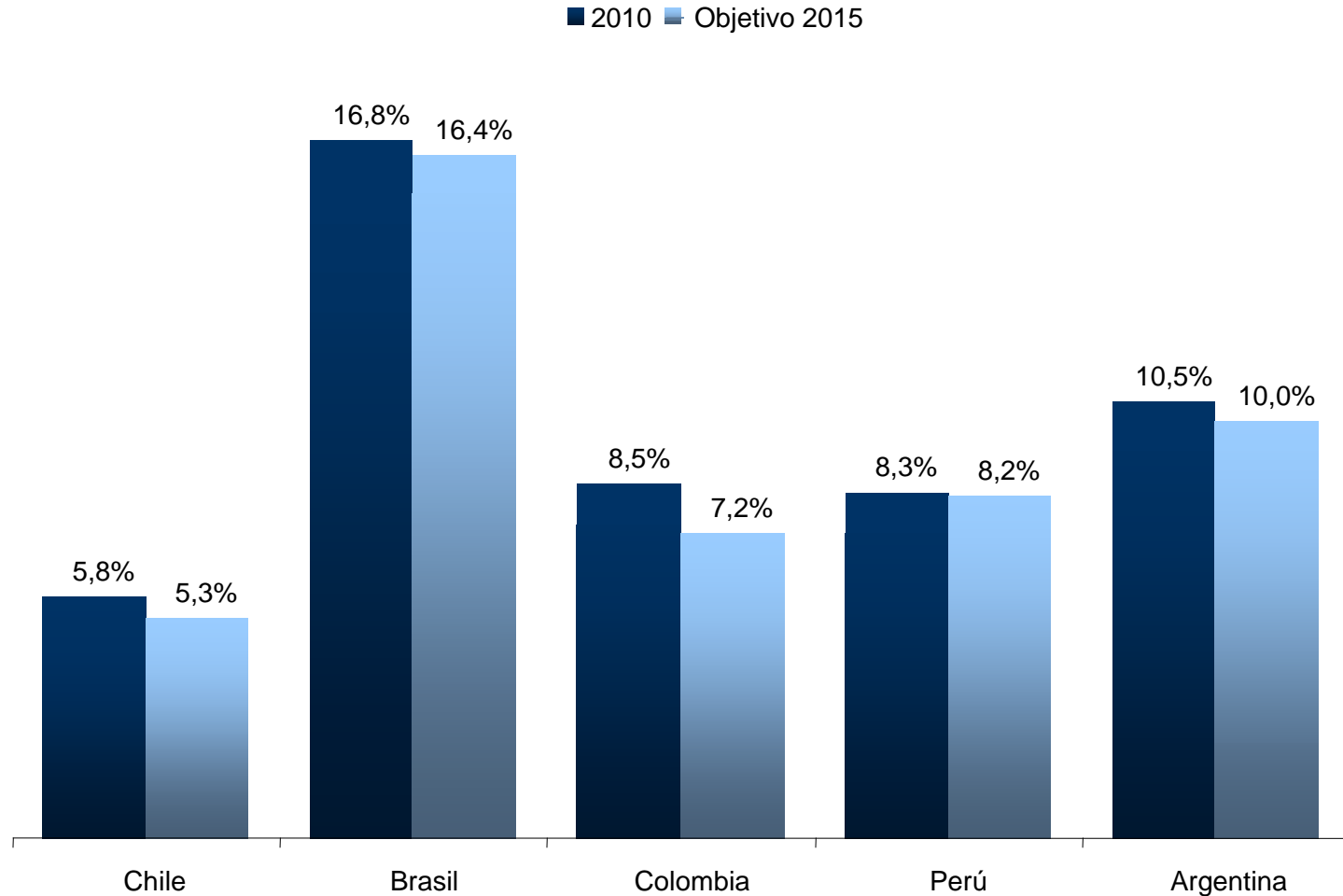
- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

#### **2.4. Negocios en Latinoamérica**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

#### **2.5. Consideraciones finales:** objetivos totales

## Excelencia operativa en distribución: reducción de pérdidas



**Esfuerzo continuo para lograr nuevas reducciones de pérdidas en todos los países**

## Latinoamérica: transferencia de mejores prácticas en proyectos de I+D+i

### Mejores prácticas

### Oportunidades

#### Telemedida y Smartgrids

- Experiencia y tecnología de Enel
- Liderazgo en España
- Proyecto Smartcity en Málaga
- Ampla: Líder en telemedida

- Brasil y Chile, países prioritarios
- Grupo de trabajo centrado en: definición del plan de negocio, proyecto piloto, desarrollo de la gestión
- Brasil: Búsqueda de alianzas con comercializadores locales.
- Chile: instalación gradual contadores digitales a través de Chilectra.

#### Coche eléctrico

- Destacada posición en España
- Acuerdos con los principales fabricantes

- Brasil y Colombia, países prioritarios
- Principales líneas de actuación: desarrollo de puntos de recarga y gestión regulatoria

#### Servicios comerciales

- Modelo de servicio comercial de Codensa (Colombia- préstamos) 600.000 clientes
- Externalización del riesgo comercial mediante acuerdos comerciales

- Replica del modelo comercial en Chile y Perú
- Oportunidades en otros países

#### Energía nuclear

- Experiencia en España (plantas, gestión, ciclo combustible, regulación y acuerdos internacionales)
- Experiencia del grupo Enel

- Asesorar a las autoridades Chilenas en el desarrollo nuclear
- Brasil y Argentina disponen de energía nuclear. Futuras oportunidades

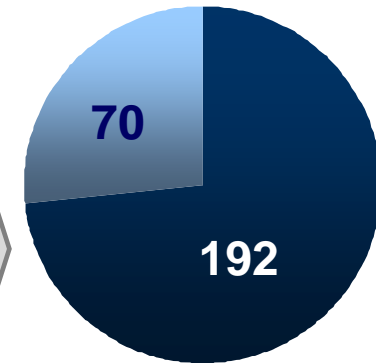
Grandes oportunidades de “experiencias compartidas”

## Latinoamérica: objetivos 2012 de sinergias y plan Zenith

100%	Concepto	Principales iniciativas
55%	<b>Distribución</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de pérdidas (media del 10,4 % en 2012)</li> <li>• Mejoras de eficiencia operativa: reducción de costes operativos y de mantenimiento (ej. subestaciones, MT – AT)</li> </ul>
18%	<b>Compras</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proyecto “Design to cost”: optimización de especificaciones de materiales y servicios</li> <li>• Unificación de suministradores</li> </ul>
10%	<b>Gx convencional</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejora producción hidráulica</li> <li>• Mejoras de mantenimiento en gas y carbón: Optimización de contratos de O&amp;M contracts, mejora de la eficiencia de turbinas...</li> </ul>
6%	<b>ICT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestión centralizada de los sistemas IT, suministradores y proyectos a futuro de hardware, software y operadores telefónicos</li> </ul>
6%	<b>Combustibles</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestión conjunta cartera combustible: uso común de instalaciones en puertos, estrategia conjunta de compras... (ej. 2010, 10 barcos de carbón destinados a Endesa Chile)</li> </ul>
5%	<b>Estructura Corporativa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Política de seguros: mayor retención de riesgo en línea con las políticas del Grupo Enel</li> <li>• Optimización viajes: billetes turista en vuelos cortos, sustitución coches en propiedad por alquileres...</li> </ul>

**Objetivo 2012**  
**262 M€**

Plan Zenith



**Programa de sinergias**



## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### ***2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15***

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### ***2.2. Negocios en España***

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### ***2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15***

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

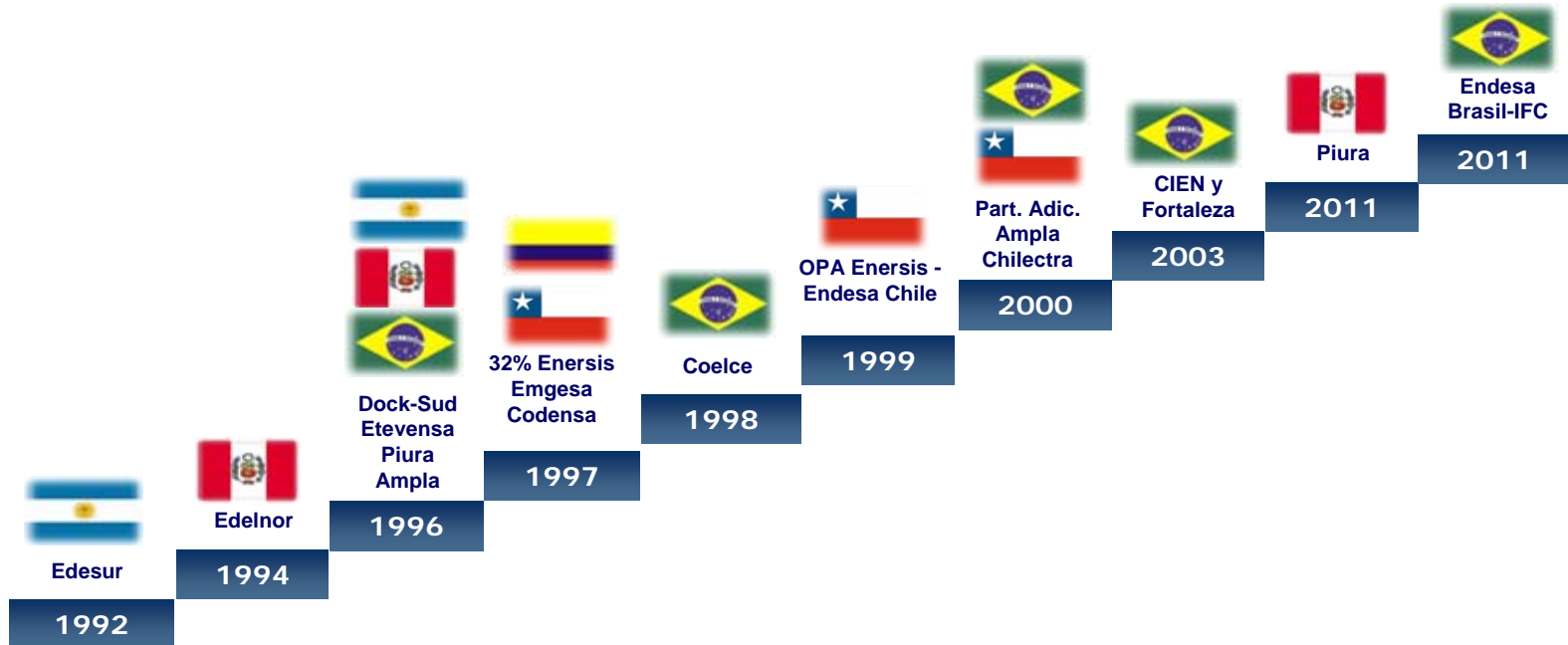
#### ***2.4. Negocios en Latinoamérica***

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

#### ***2.5. Consideraciones finales:*** objetivos totales

## Contrastada experiencia en gestión de utilities en latinoamérica

### Principales hitos en la región



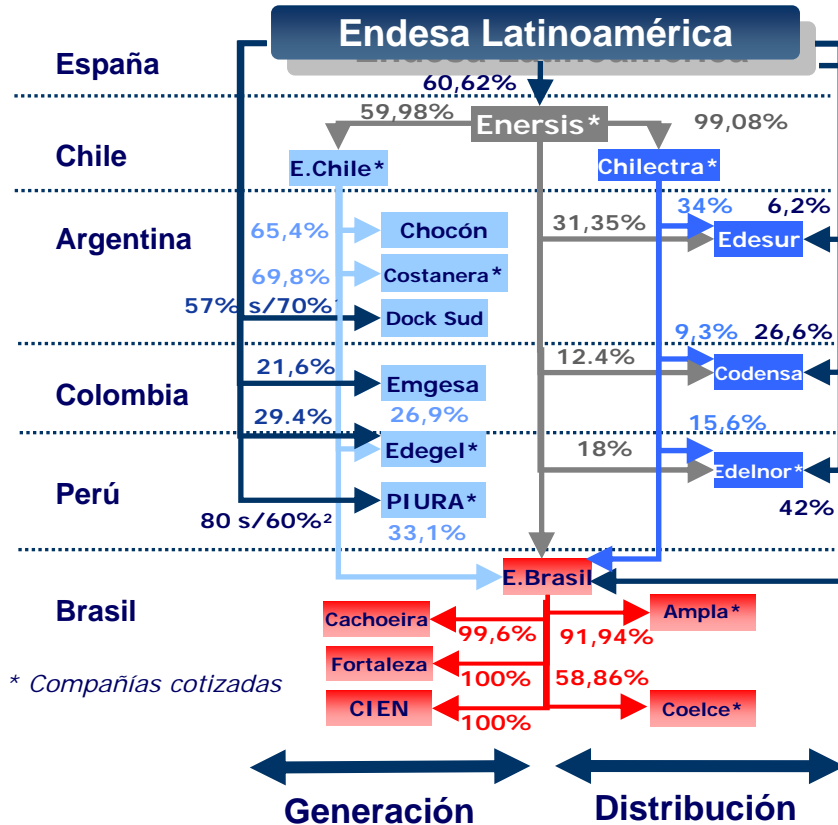
**Conocimiento: presencia en el negocio eléctrico en Latinoamérica desde 1992**

**Compromiso: ~ € MM€ invertidos en la región**

**Excelencia gestora: brillantes resultados en difíciles escenarios**

**Liderazgo: #1 en mercados relevantes, con opciones de crecimiento**

## Estructura accionarial



\* Compañías cotizadas

### Mejoras realizadas y otras en camino

- Reducción del nº de compañías (de 150 tras la OPA sobre Endesa a ~80 en la actualidad)
- OPA de Piura
- Venta de actividades no estratégicas (CAM y Synapsis)

### ...pero, el modelo actual tiene limitaciones

- Consolidación del 100% de la deuda pero intereses económicos menores
- Doble imposición en dividendos
- Poca visibilidad sobre el cash flow

### ...con restricciones que deben ser consideradas

- Restricciones impositivas
- Rol importante de los fondos de pensiones locales
- Intereses minoritarios

**Estudio encaminado a definir opciones de mejora:**

- **Interés económico**
- **Ineficiencias impositivas**
- **Visibilidad de los cash flows**

(1) 57% participación en Inversora Dock Sud, que posee el 70% en Dock Sud. (2) 80% participación en Caboblanco, que controla y posee el 60% en Piura

## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### **2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### **2.2. Negocios en España**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### **2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- **Prioridades estratégicas**

#### **2.4. Negocios en Latinoamérica**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

#### **2.5. Consideraciones finales:** objetivos totales

## Directrices estratégicas



Generación	Distribución	Excelencia operativa	Estrategia corporativa
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda y competitividad crecientes               <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Crecimiento orgánico para mantener liderazgo</b></li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marco regulatorio estable y retornos superiores al WACC:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Crecimiento orgánico</b></li> <li>- <b>Enfocados en la eficiencia</b></li> <li>- <b>Análisis de potenciales compras basadas en la obtención de sinergias</b></li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proyecto <b>Sinergias</b></li> <li>• Proyecto Zenith</li> <li>• Plan de seguridad</li> <li>• Proyecto “<b>Pipeline</b> Generación”</li> <li>• Proyecto “Gestión de proyectos”</li> <li>• Proyecto para internalizar experiencias europeas:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Gestión de la energía</li> <li>- Análisis mercados Gas</li> <li>- Telemedida</li> <li>- Coche eléctrico</li> <li>- Eficiencia energética</li> <li>- Diversificación de las ofertas al cliente</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estudios de definición de las opciones para la mejora:</li> <li>• Interés económico</li> <li>• Ineficiencias impositivas</li> <li>• Visibilidad cash flows</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vasto mercado con incipiente concentración:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Crecimiento orgánico</b></li> <li>- <b>Análisis de potenciales oportunidades de crecimiento</b></li> </ul> </li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Crecimiento demanda y buena posición de Endesa</li> <li>• Necesidad de normas orientadas al mercado</li> <li>• Valor contable limitado y auto financiación</li> <li>• Rol activo en:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Defensa de nuestra posición</b></li> <li>- <b>Mejoras regulatorias</b></li> </ul> </li> </ul>			

**Liderazgo sostenible mediante: sólido crecimiento, valor añadido y mantenimiento del liderazgo**

# análisis del negocio latinoamérica

## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### **2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### **2.2. Negocios en España**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### **2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

#### **2.4. Negocios en Latinoamérica**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

#### **2.5. Consideraciones finales:** objetivos totales

## Enfocados en nuestros proyectos en construcción

### Bocamina II, carbón, Chile

- Ubicación: anexa a la central de carbón de Bocamina I
- Potencia instalada: 370 MW
- Combustible: Carbón importado
- Puesta en servicio estimada: Diciembre 2011
- Inversión: ~670 M€

### El Quimbo, hidro, Colombia

- Ubicación: Río Magdalena
- Potencia instalada: 400 MW
- Puesta en servicio estimada: Diciembre 2014
- Inversión: ~900M€
- Pago confiabilidad: hasta 1.650 GWh/año para 20 años

### Talara, OCGT dual, Perú



- Ubicación: cercana a la central de Malacas 132MW (Piura)
- Potencia instalada: 190 MW
- Puesta en servicio estimada: 3T 2013
- Inversión: ~90M€
- Pagos por capacidad a largo plazo (20 años)
- Posible conversión a CCGT en el 6º año si las condiciones de mercado son adecuadas y se abandona el esquema de reserva fría

**Reafirmación posición de liderazgo gracias a la instalación de nueva potencia**



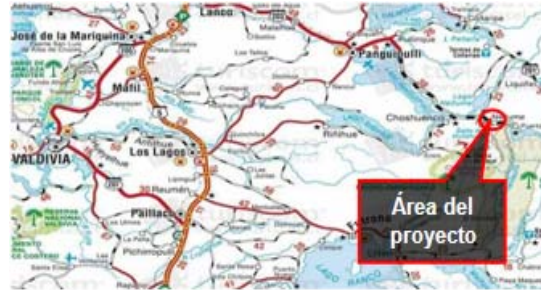
## Enfocados en proyectos con alta probabilidad de éxito

### Los Cóndores, hidro, Chile

- Potencia instalada: 150 MW
- Estimada DIF<sup>(1)</sup>: 2T2012
- Inversión: ~500M€
- Producción media anual: 600 GWh, factor de carga: 46%
- Conexión al SIC: Línea de transporte de 90 Km
- Impacto medioambiental limitado (ausencia de embalse)
- EIA aprobado. Permisos en progreso con condiciones de diseño establecidas



### Neltume, hidro, Chile



- Potencia instalada: 490 MW
- Estimada DIF<sup>(1)</sup>: 1T 2013
- Inversión: ~860M€
- Producción media anual: 1.870 GWh, factor de carga: 44%
- Conexión al SIC: Línea de transporte de 91 Km
- Impacto medioambiental limitado (ausencia de embalse)
- EIA en progreso

### Curibamba, hidro, Perú



- Potencia instalada: 188 MW
- Estimada DIF<sup>(1)</sup>: 2T2012
- Inversión: ~330M€
- Producción media anual: 1.010 GWh, factor de carga: 61%
- Conexión al SIN Línea de transporte de 112 Km
- EIA en progreso

**El desarrollo de nuevos proyectos sigue el curso previsto**

## Enfocados en proyectos con alta probabilidad de éxito: Aysen

### Aysén, hidro, Chile

#### El proyecto

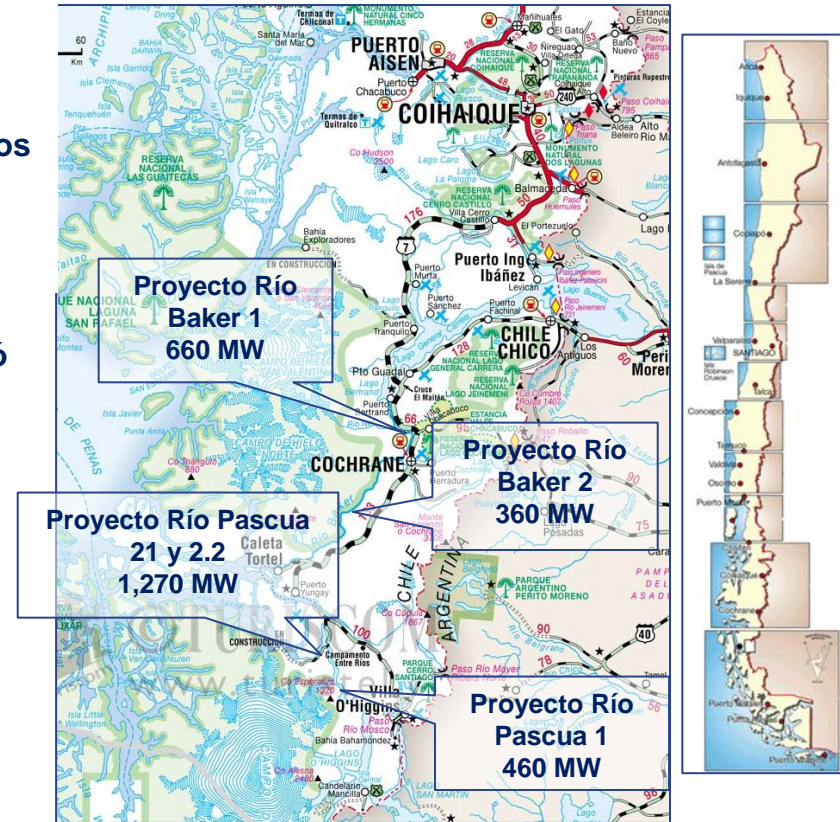
- Potencia instalada: 2.750 MW (5 plantas hidráulicas)
- Output: 18,430 GWh/año (factor de carga 77%)
- Propiedad: 51% y 49% Colbun
- 57% de la producción corresponde a Endesa a cambio de la transferencia de los derechos de agua

#### Eventos

- Puesta en servicio estimada: 2020 en adelante
- 9 de Mayo la “*Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Aysén*” aprobó el EIA para el proyecto de generación
- La aprobación del EIA para la línea de transporte está en proceso. Línea AT de 2.000 Km

#### Hitos previstos

- Proyecto transporte:
  - Aprobación medioambiental
  - Permisos
  - Ingeniería básica
- Proyecto de generación:
  - Permisos
  - Ingeniería básica



**Clave para asegurar el suministro a un precio competitivo**

## Mapa de proyectos en Latinoamérica

Proyectos en Perú		
Nombre	Tecnología	MW
Curibamba	Hidro	188
	Hidro	940
Pipeline	Térmica (CCGT)	300
	Eólica	98
	Minihidro	107
<b>Pipeline total</b>		<b>1.633</b>

Proyectos en Colombia		
Nombre	Tecnología	MW
El Quimbo	Hidro	400
Pipeline	Hidro	1.301
	Minihidro	156
<b>Total</b>		<b>1.857</b>
<b>Pipeline total</b>		<b>1.457</b>

Proyectos en Chile		
Nombre	Tecnología	MW
Bocamina II	Hidro	370
Los Condores	Hidro	150
Neltume	Hidro	490
	Hidro	3.719
Pipeline	Térmica (carbón)	990
	Térmica (CCGT)	500
	Eólico	308
	Minihidro	62
<b>Total</b>		<b>6.589</b>
<b>Pipeline total</b>		<b>6.219</b>

Proyectos en Brasil		
Nombre	Tecnología	MW
Pipeline	Hidro	1.409
	Térmico (carbón)	850
	Eólico	300
	Minihidro	244
<b>Pipeline total</b>		<b>2.803</b>



**Sólido pipeline de generación > 12 GW**

## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### **2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### **2.2. Negocios en España**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### **2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

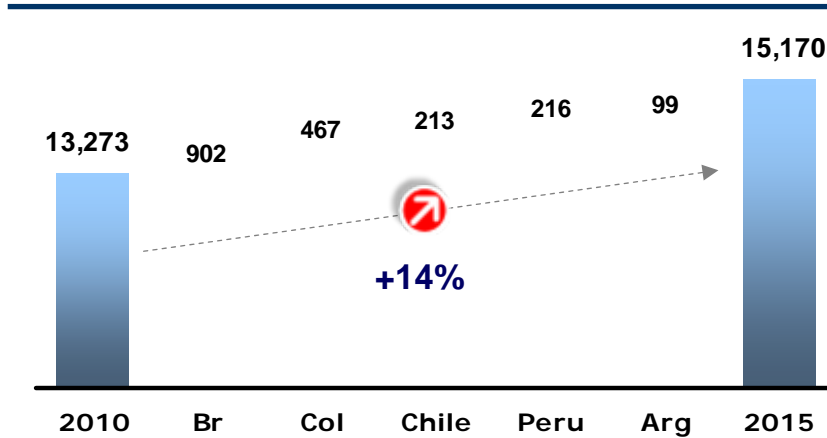
#### **2.4. Negocios en Latinoamérica**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

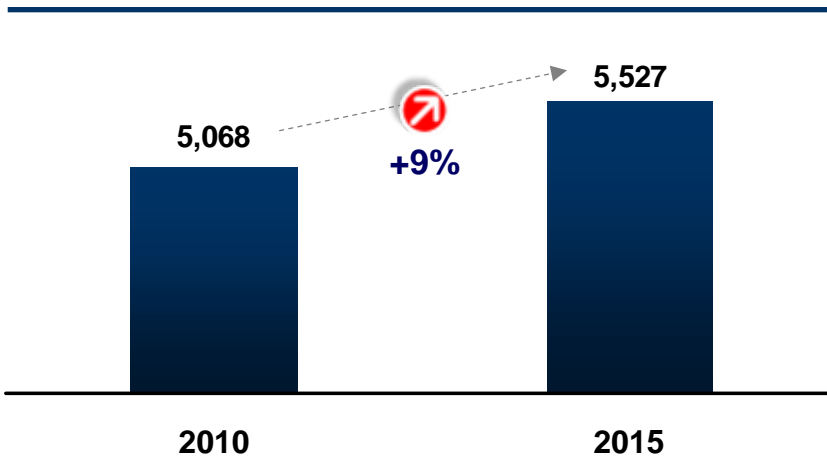
#### **2.5. Consideraciones finales:** objetivos totales

## Distribución: Fuerte crecimiento orgánico

### Crecimiento clientes (Miles)



### Consumo por cliente (MWh/cliente/año)



### Crecimiento orgánico

- Crecimiento como resultado del desarrollo urbano en las áreas en las que operamos

### Incremento en el programa de demanda de electricidad

- Venta de productos que estimulen el incremento de demanda eléctrica
- Fomentar la demanda eléctrica vs gas (ie. todo eléctrico)

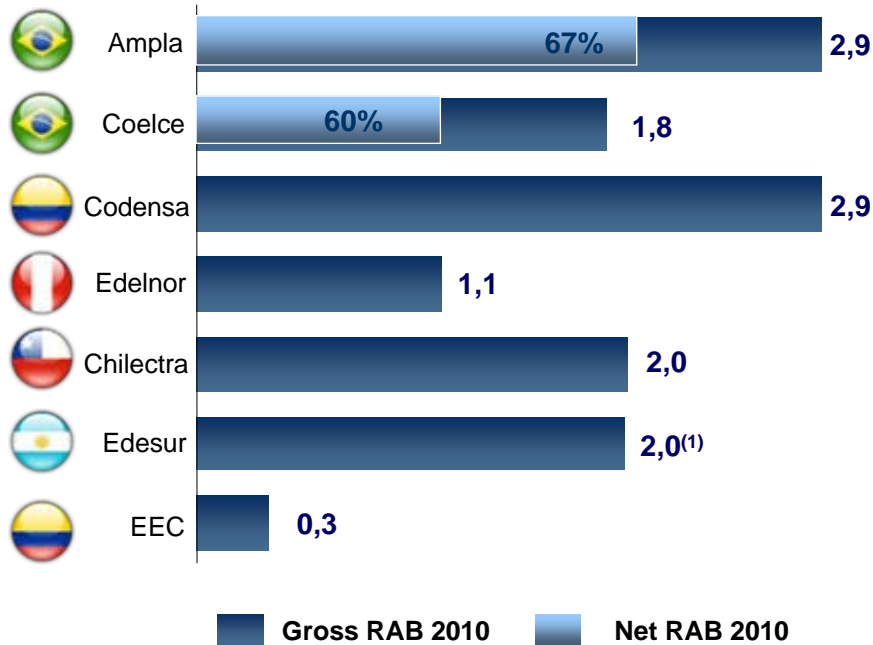
### Desarrollo de nuevos servicios

- Aprovechar la ventaja de nuestra marca para lanzar nuevos productos
- Segmentar la oferta a clientes (alumbrado público, renting infraestructuras, etc.)
- Coche eléctrico

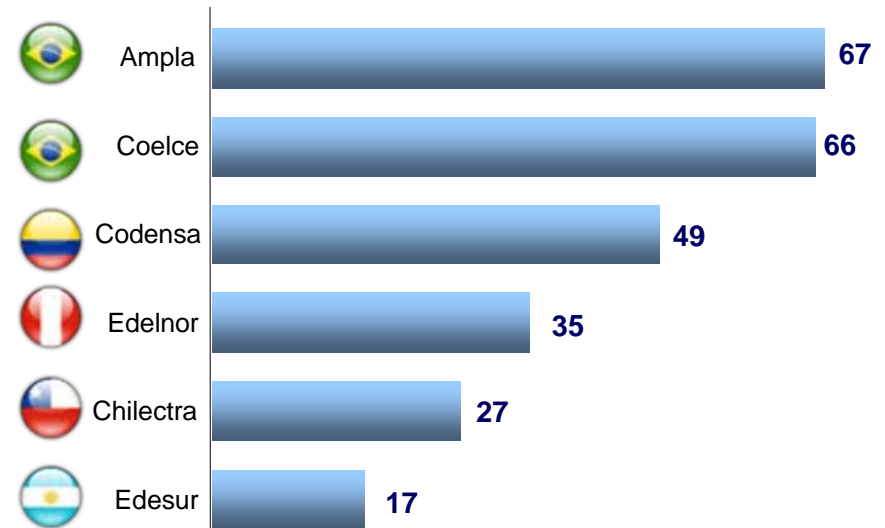
**Cada año sumamos ~400.000 nuevos clientes**

## Distribución: rentabilidad del negocio

### RAB 2010 (US\$ bn)



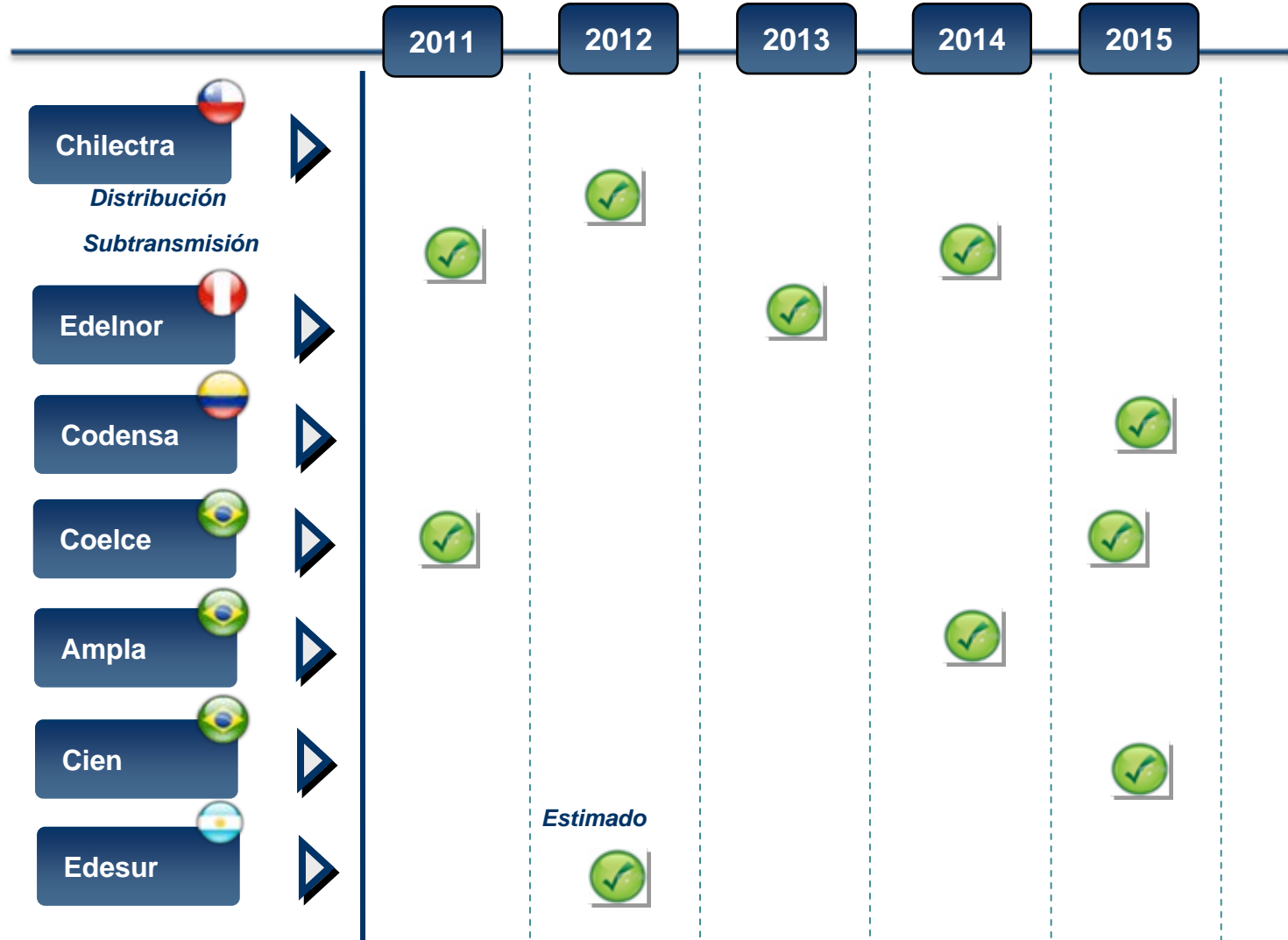
### Ingreso regulado<sup>(2)</sup> 2010 (US\$/MWh)



**RAB 2010 > 13 US\$bn con atractivos niveles de VAD**

(1) Estimado (2) No incluye coste de la energía

## Distribución: calendario de revisiones tarifarias



**Proceso de revisiones tarifarias: claridad del calendario**

## Brasil: novedades e impacto esperado del 3er ciclo de revisión de la retribución de la distribución

Coelce: revisión aplica desde Abril 2011 - Ampla: revisión fijada para 2014

ANEEL publicó el 26 de Abril una segunda propuesta de metodología que mejora ciertos aspectos de la primera (p.ej. Factor X):

WACC <sup>(1)</sup>	• 7,57% propuesto vs. 9,95% en 2º ciclo debido a un menor riesgo país
Factor X	• <b>Cambio de metodología.</b> Tendencia hacia productividad, calidad y eficiencia de costes. Beneficios potenciales de los logros en eficiencia.
Costes operativos	• <b>Cambio de metodología.</b> Actualización del O&M del 2º ciclo aplicando una senda de eficiencia a través del factor X.
Impuestos	• <b>Indirectos para parte de los beneficios fiscales de los contratos de concesión (en discusión legal)</b>
Otros ingresos	• <b>Beneficios deben compartirse con los consumidores</b>

- **Debate sobre la metodología, entre el sector y el regulador, para mantener el ritmo de inversión requerido por el país**
- **La revisión final de Coelce tendrá lugar en 4T 2011 o 1T 2012**

(1) Después de impuestos en términos reales



## CIEN: reconocimiento como activo regulado

El 19 de Abril CIEN firmó los contratos operativos con ONS. Proceso concluido.

<b>RAB bruto</b> (US\$ pb)	➤	<b>1,06</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fijado por Aneel (vs. valor contable de 186 M€ a 31 Dic 2010)</li> </ul>
<b>Periodo (años)</b>	➤	<b>2020 y 2022</b> (Linea I y Linea II resp)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incluye valor final</li> </ul>
<b>Revisiones</b>	➤	<b>Cada 4 años</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Revisión base remuneración, WACC y O&amp;M</li> <li>Probabilidad de extensión (10 años)</li> </ul>
<b>WACC<sup>(1)</sup></b>	➤	<b>7,24%</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>WACC aplicada a las compañías de transporte en la actualidad</li> </ul>
<b>Ebitda</b> (M US\$) <sup>(2)</sup>	➤	<b>~110<sup>(3)</sup></b>	

**CIEN asegura una buena y predecible rentabilidad**

(1) Después de impuestos en términos reales

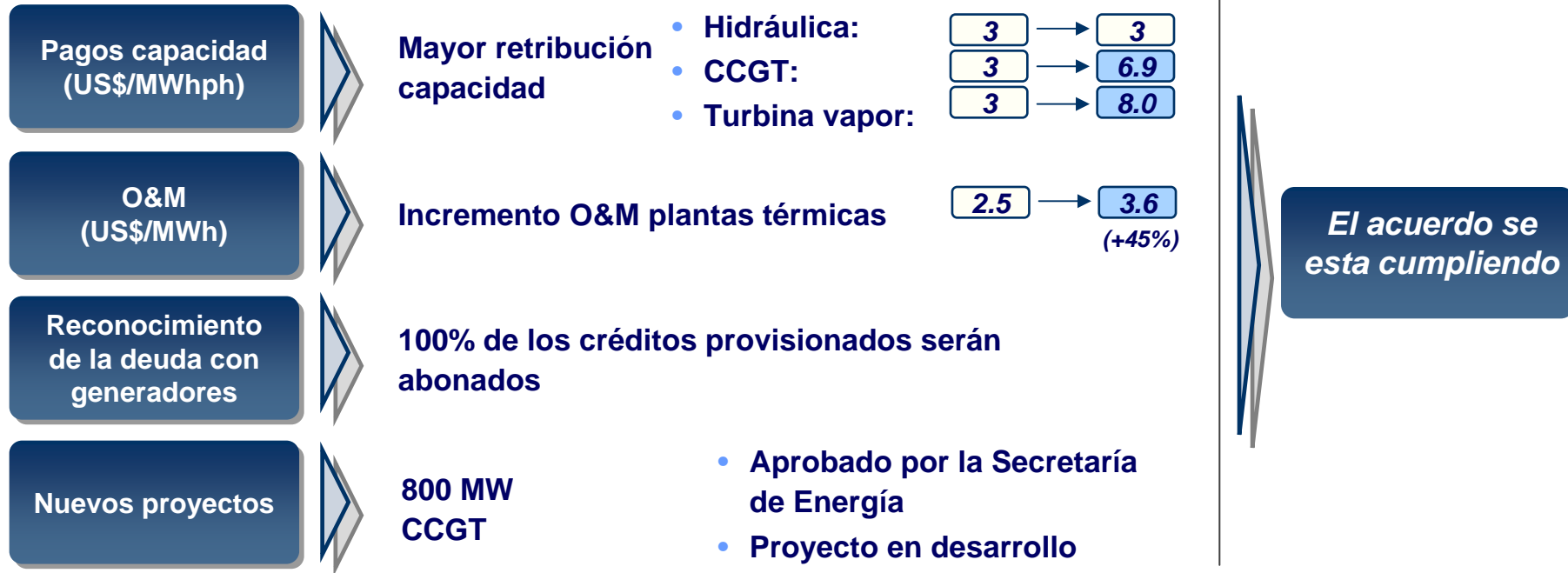
(2) Ebitda 2011 = Rap – Encargos – Costes fijos, Fx = 1,7R\$/US\$.

(3) Considera un RAP medio para 2011. Debido a retrasos en la 2ª "Portaria", CIEN no ha recibido el primer trimestre de 2011. Fx = 1,7R\$/US\$.

## Argentina: actualización regulatoria

### Generación:

Acuerdo transitorio para 2011 entre Gobierno y compañías de generación (Dic 2010):



### Distribución:

Edesur recibe el complemento PUREE<sup>(1)</sup> desde 2008 como parte del reconocimiento pendiente de costes

Argentina: reestructuración del mercado en proceso

(1) Extra coste para los clientes por consumo excesivo

## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### ***2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15***

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### ***2.2. Negocios en España***

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### ***2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15***

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

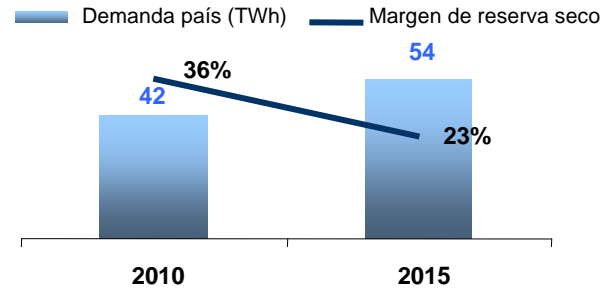
#### ***2.4. Negocios en Latinoamérica***

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

#### ***2.5. Consideraciones finales:*** objetivos totales

## Chile

### Recuperación demanda eléctrica (SIC)

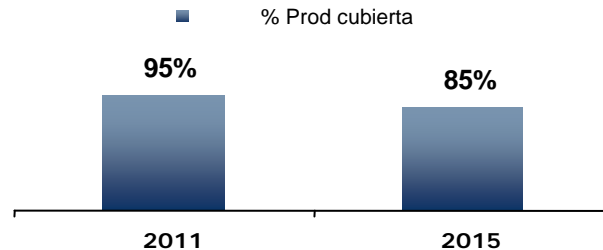


- Demanda: 5% TACC en 2010-2015
- Instalación de 2.200 MW entre 2010-15, de los cuales 1.500 MW corresponden a plantas de carbón y 700 MW a hidráulicas
- Menores márgenes de reserva

### Perspectiva de mercado

- Hidrología esperada en 2011 –que comienza en abril- en niveles medios históricos
- Nueva normativa de emisiones térmicas resultó en una regulación positiva y equilibrada
- Desarrollo de interconexiones: SIC-SING y Perú-SING
- En discusión: Modelo regulatorio para el acceso de terceros a las plantas de regasificación

### Contratos de energía



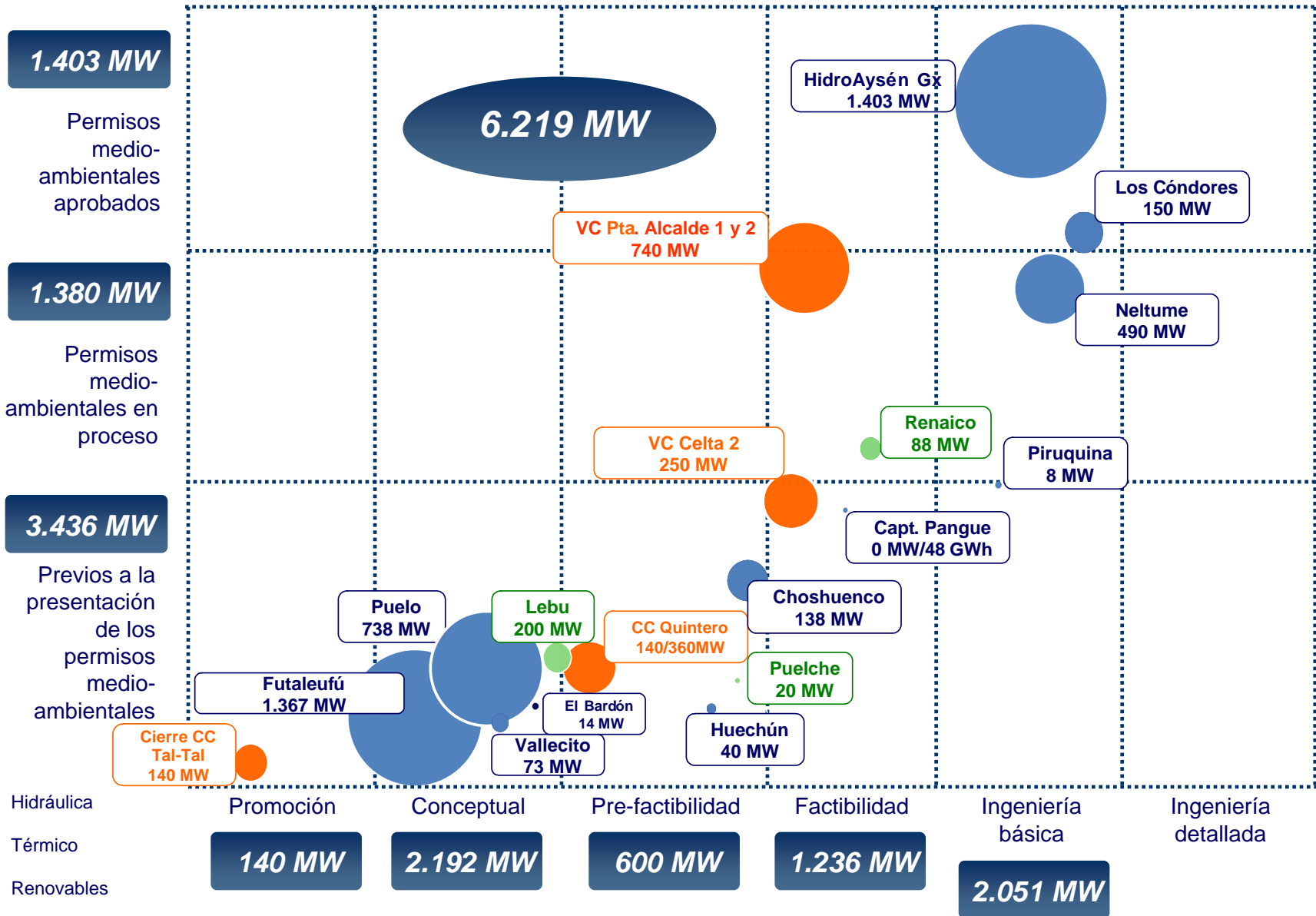
- Endesa ha cubierto un elevado porcentaje de la producción estimada mediante contratos a LP.
- Estabilidad y recuperación de precios a partir de 2013

### Socios de Endesa

- Las principales AFP's son accionistas relevantes de Enersis y Endesa Chile, y tienen una participación significativa en los respectivos consejos de administración

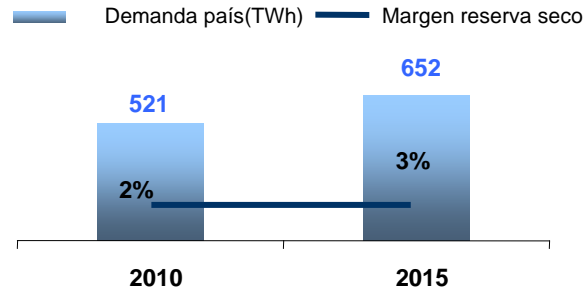
**Endesa reforzará su liderazgo en Chile**

# Situación de la cartera de proyectos en Chile



## Brasil

### Demanda eléctrica

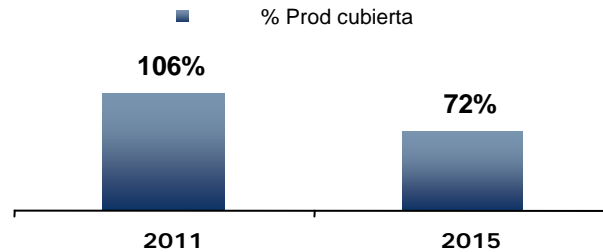


- 4,5% TACC en 2010-2015.
- Necesidad de nueva capacidad: 28.000 MW entre 2011-2015
- Margen de reserva muy sensible a la hidrología

### Perspectiva de mercado

- Significativas oportunidades de crecimiento orgánico en Generación y Distribución
- Incipiente consolidación del mercado permite oportunidades adicionales de crecimiento
- Brasil, como productor neto de gas, debe impulsar su uso como futura tecnología complementaria a la hidráulica y otras renovables en el mix.
- Incremento gradual de la cuota de energías renovables en el mix

### Contratos de energía



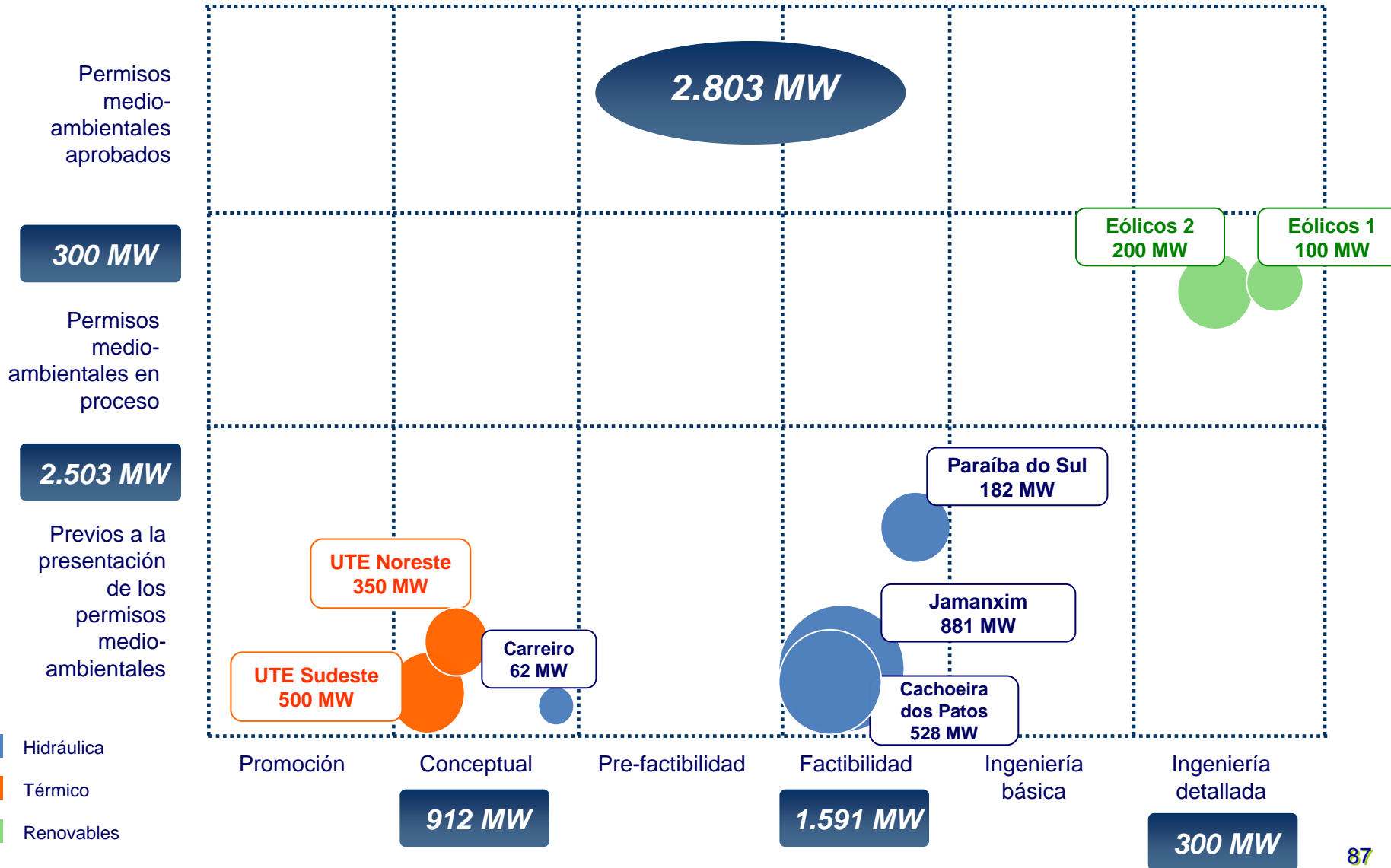
- Subastas electricidad garantizan los precios a medio y largo plazo.
- Alta sensibilidad de los precios spot a la hidrología

### Socios de Endesa

- Endesa está considerando una amplia gama alternativas para incrementar su presencia en este país

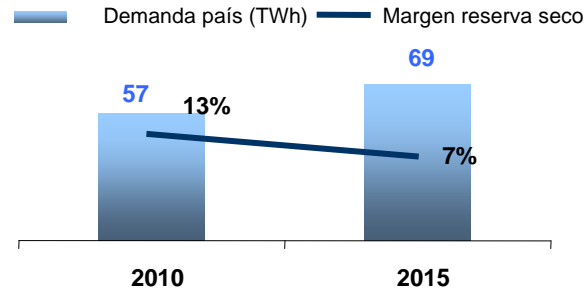
**Mercado atractivo por tamaño, potencial de crecimiento y marco regulatorio**

# Situación de la cartera de proyectos en Brasil



## Colombia

### Demanda de electricidad

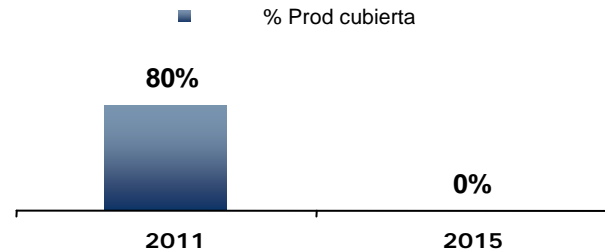


- Demanda: 3,9% TACC en 2010-2015
- Se espera la entrada de 3.450 MW en 2011-2015 (Principalmente hidráulica)
- Fuerte dependencia de la hidrología

### Perspectiva de mercado

- La suspensión de IV proyecto EPM Porce adelantará nuevas subastas de energía en firme
- Próxima subasta de capacidad en el proyecto de interconexión con Panamá
- Desarrollo de importaciones de GNL como alternativa que incrementé la seguridad de suministro

### Contratos de energía



- La normativa no fomenta los contratos a largo plazo con distribuidoras
- Pagos por capacidad ya definidos hasta 2013 (Quimbo por 20 años)
- Estabilidad de precios

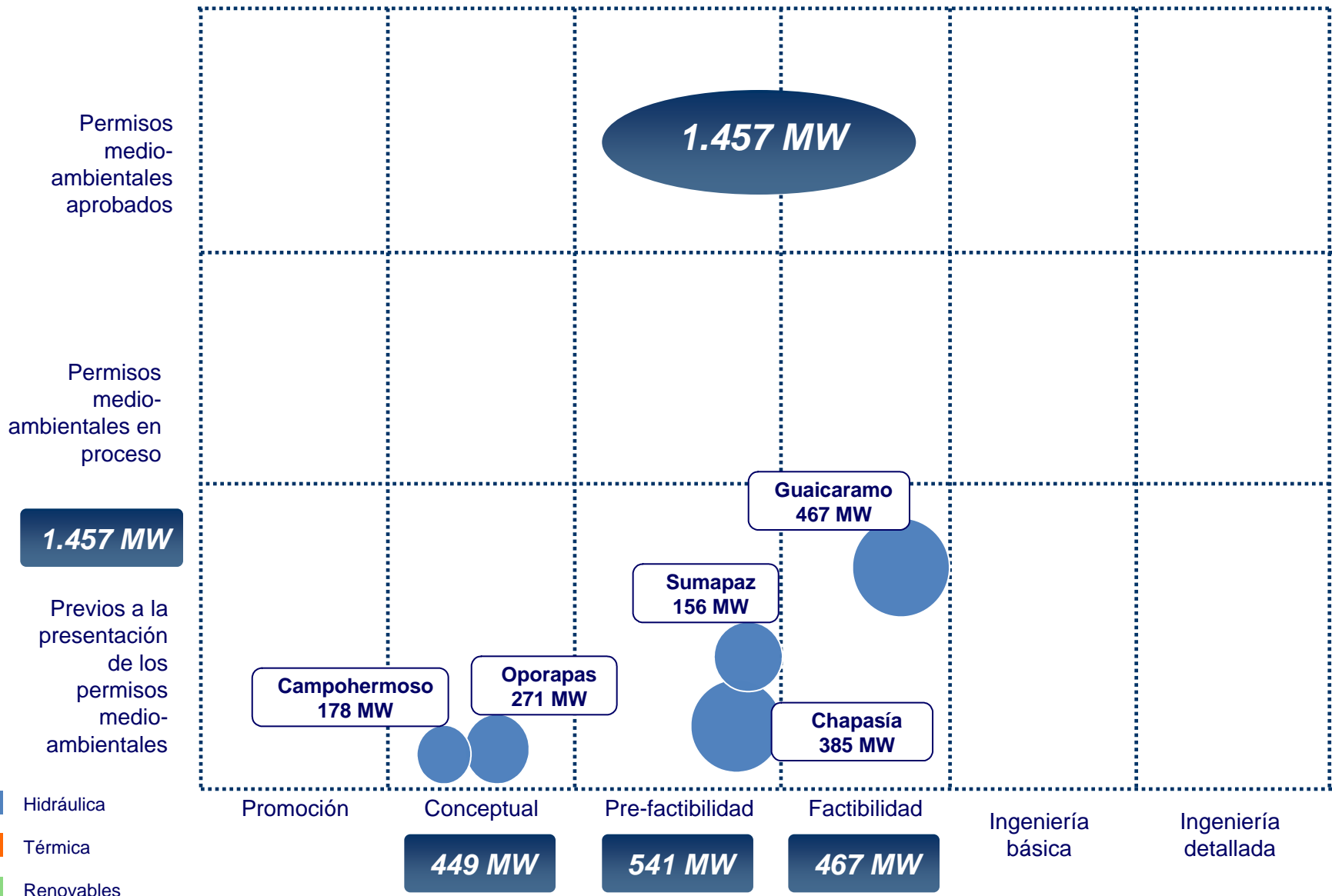
### Socios de Endesa

- En Colombia Endesa esta asociada a EEB, holding de la energía colombiano asociado a la municipalidad de Bogotá y cotizado en la bolsa de valores de Bogotá

**Endesa mantendrá su posición de liderazgo en Colombia**

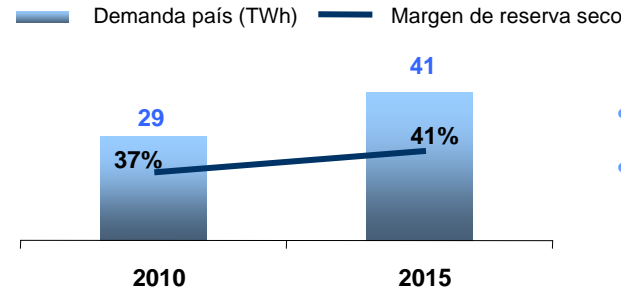


# Situación de la cartera de proyectos en Colombia



## Perú

### Demanda de electricidad

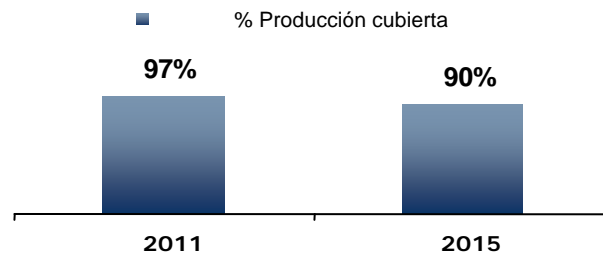


- Demanda: 7,1% TACC en 2010-2015.
- Se espera la adición de 3.250 MW en 2011-2015

### Perspectiva de mercado

- Se espera que la actual regulación basada en fijación de precios desaparezca una vez se resuelvan los problemas del gasoducto de Camisea
- La tendencia alcista en los precios del gas hará subir los precios mayoristas de electricidad
- 800 MW térmicos (reserva fría) y 932 MW hidráulicos ya han sido subastado
- Se espera 2ª subasta de renovables: 1.981 GWh (681 Minihidráulica / 1.300 resto) se subastarán

### Contratos de energía



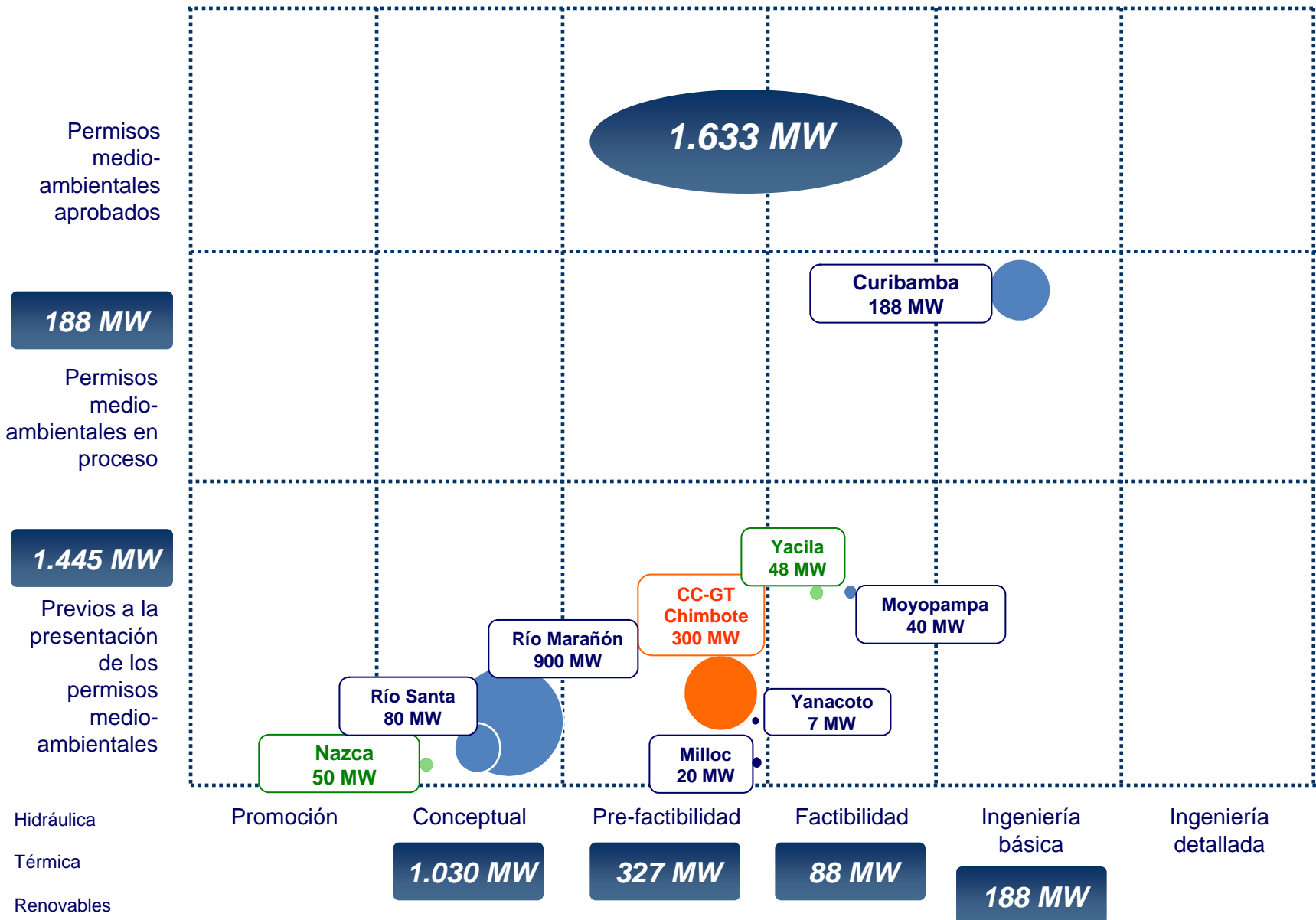
- Endesa tiene contratado grandes volúmenes de ventas forward
- El precio "barra" ha desaparecido en 2011, se ha sustituido por subastas de energía con compañías de distribución
- Precios de venta forward por encima del spot

### Socios de Endesa

- Las principales AFP's nacionales son minoritarios importantes de Edelnor y Edegel.
- Banco de Crédito del Perú (BCP) tiene el 8,3% del capital de Edelnor

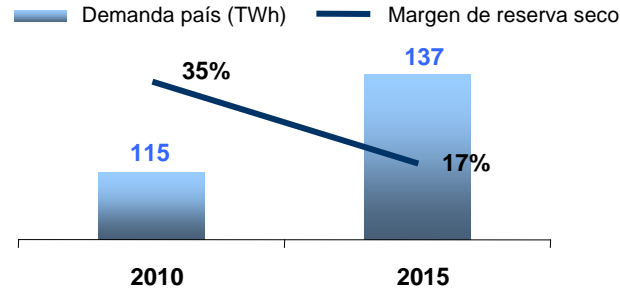
**Elevada demanda de proyectos de energía para hacer frente a las tasas de crecimiento**

# Situación de la cartera de proyectos en Perú



## Argentina

### Demanda de electricidad



- Demanda: 3,5% TACC en 2010-2015.
- Se espera la adición de 5.000 MW en 2011-2015 (promocionados principalmente por el Gobierno)
- Importaciones de energía de Brasil enfrentadas a puntas de demanda estacionales

### Perspectiva de mercado

- El acuerdo de 25/11/2010 entre Gobierno y generadores proporciona una mejor retribución de los activos, manteniendo objetivos de disponibilidad.
- Límites a los contratos de clientes liberalizados
- La disponibilidad limitada de gas no impacta en los precios
- El Gobierno soporta un déficit del sistema eléctrico significativo
- Consolidación necesidades de importación GNL. Nueva planta de importación GNL bajo estudio.

### Contratos de energía

- La regulación no fomenta los contratos de energía a largo plazo
- Proyecto Vuelta de Obligado: en Diciembre 2010 Endesa, Sadesa y Duke presentaron proyecto CCGT de 800MW para construirse cerca de planta térmica de San Martín en Rosario. Este proyecto se financiará con cargo a retenciones del "Inciso C".

### Socios de Endesa

- Endesa tiene socios institucionales y estratégicos en todas sus filiales.
  - Provincia de Neuquén en la planta de El Chocón
  - ANSES y otros socios institucionales en Costanera
  - YPF, PAE en Dock Sud
  - Petrobrás en Edesur

- **Argentina añade valor a la cartera**
- **Centrados en la reestructuración regulatoria del mercado**

# consideraciones finales

## Indice

### 1. Resultados 1T 2011

### 2. Plan Estratégico 2011-2015

#### **2.1. España&Portugal&Otros Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Prioridades estratégicas

#### **2.2. Negocios en España**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado

#### **2.3. Latinoamérica Plan Estratégico 2011-15**

- Contexto de mercado
- Regulación
- Excelencia operativa y programas de sinergias
- Trayectoria contrastada en la región
- Prioridades estratégicas

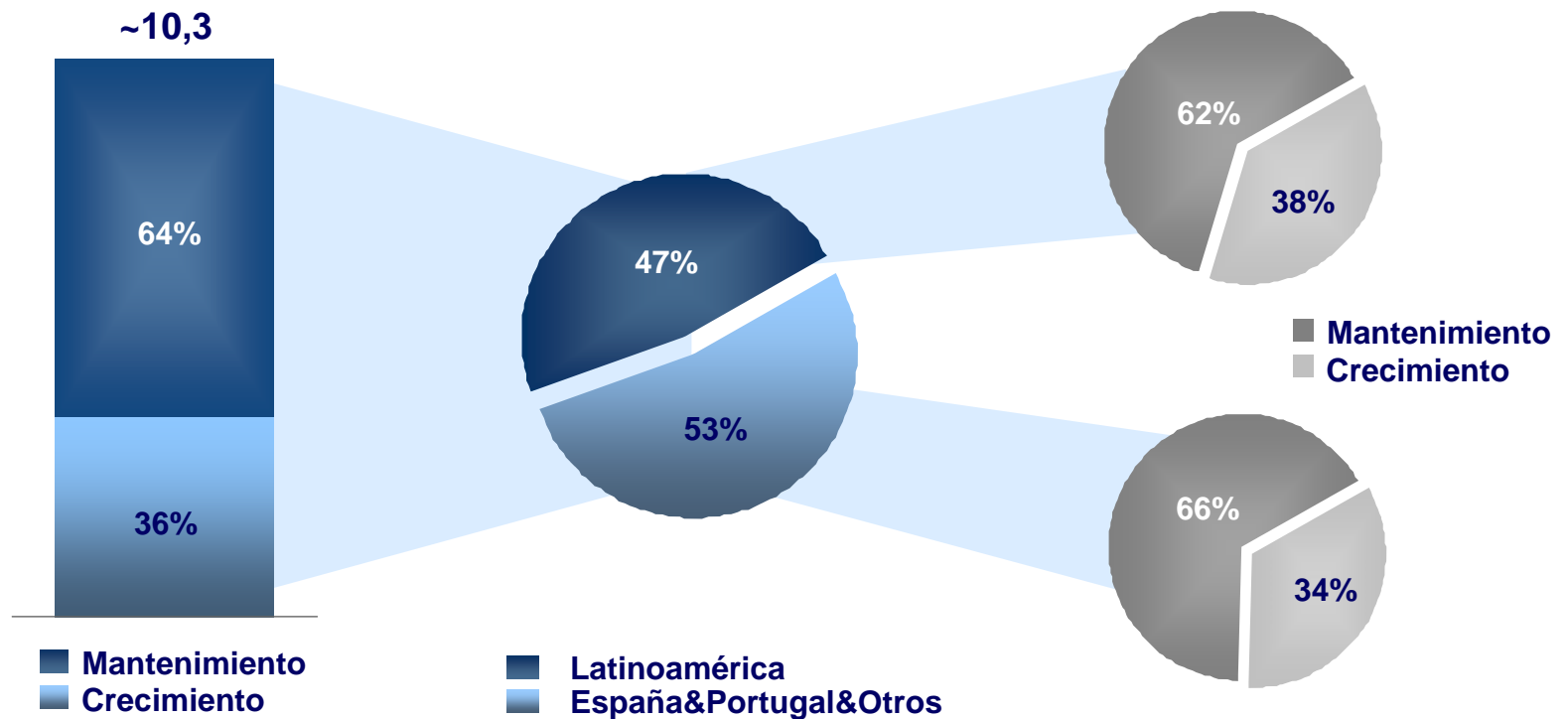
#### **2.4. Negocios en Latinoamérica**

- Negocio liberalizado
- Negocio regulado
- Análisis por país

#### **2.5. Consideraciones finales:** objetivos totales

## Objetivos globales

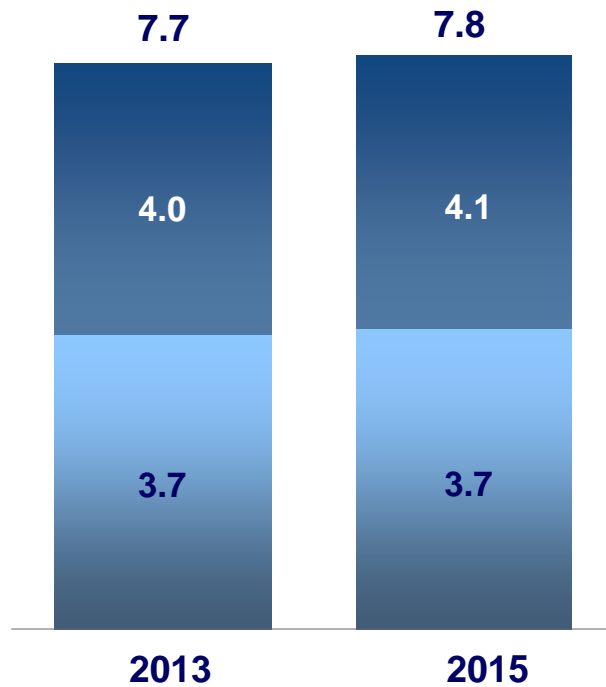
### Plan de inversiones (MM€)



**Perfil de inversión flexible y conservador, adaptable a las condiciones de mercado**

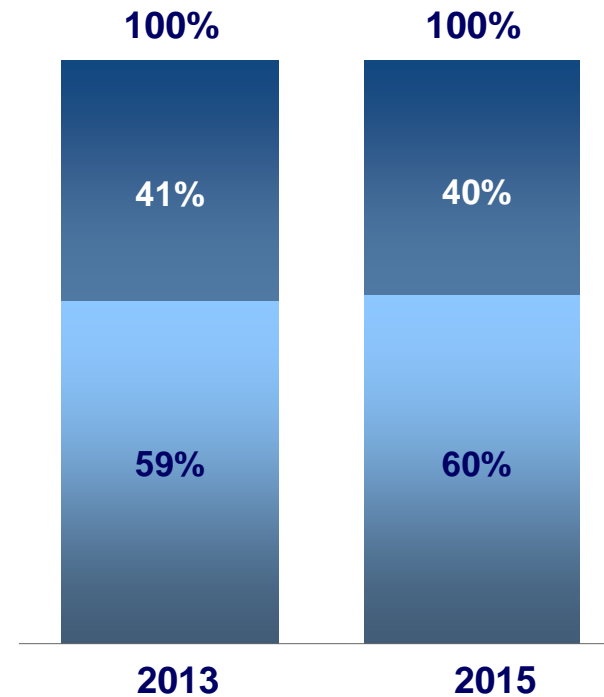
## Objetivos globales

### EBITDA por área geográfica (MM€)



■ Latinoamérica  
■ España&Portugal&Otros

### EBITDA por negocio (%)



■ Liberalizado  
■ Regulado

**Diversificación de los orígenes del cash flow**



**anexos**



## Capacidad instalada y producción<sup>(1)</sup>

**Capacidad instalada**


MW a 31/03/11	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
<b>Total</b>	<b>24.773</b>		<b>15.835</b>		<b>40.608</b>	
Hidráulica	4.716		8.666		13.382	
Nuclear	3.682		-		3.682	
Carbón	5.804		522		6.326	
Gas Natural	4.851		3.966		8.817	
Fuel-gas	5.720		2.594		8.315	
Cogeneración/Renovables	na		87		87	

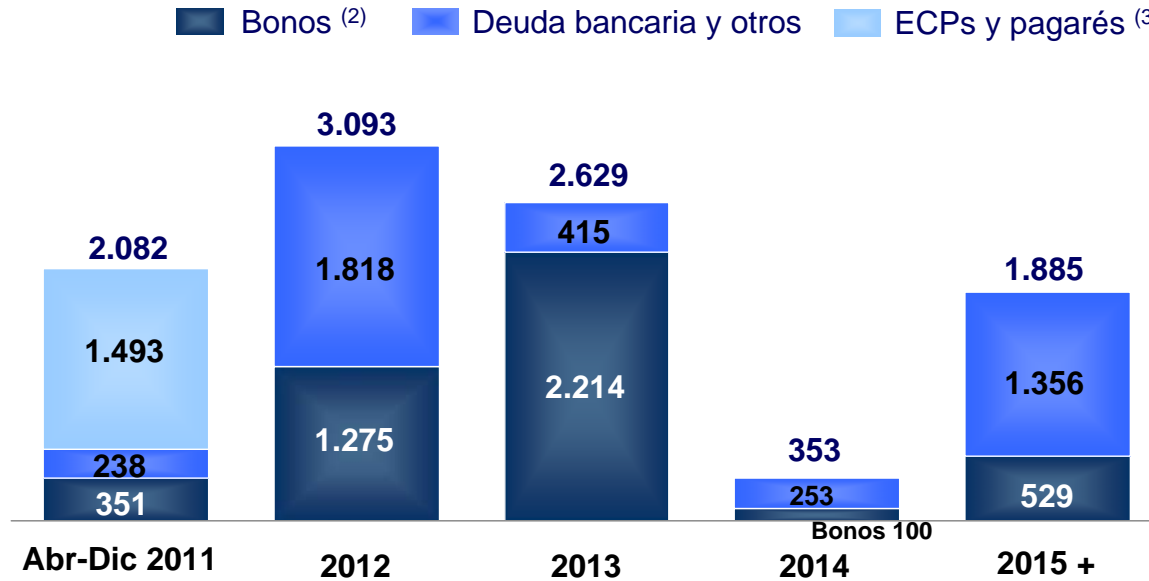
**Producción**


TWh 1T 2011 (variación vs. 1T 2010)	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
<b>Total</b>	<b>18,4</b>	<b>+6,3%</b>	<b>15,0</b>	<b>+3,0%</b>	<b>33,4</b>	<b>+4,6%</b>
Hidráulica	2,2	-31%	7,6	-3%	9,9	-7%
Nuclear	5,8	-10%	-	-	5,8	-10%
Carbón	5,5	+74%	0,6	-20%	6,1	-20%
Gas Natural	2,4	+129%	5,4	+11%	7,7	+8%
Fuel-gas	2,4	-12%	1,4	+16%	3,9	-4%
Cogeneración/renovables	na	na	0.04	-11%	0,04	-11%

(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 deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Marzo 2011: 10.042 M€<sup>(1)</sup>



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 15 meses de vencimientos

▪ **Liquidez 6.909 M€**

1.511 M€ de caja

5.398 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo

▪ **Vida media de la deuda: 3,6 years**

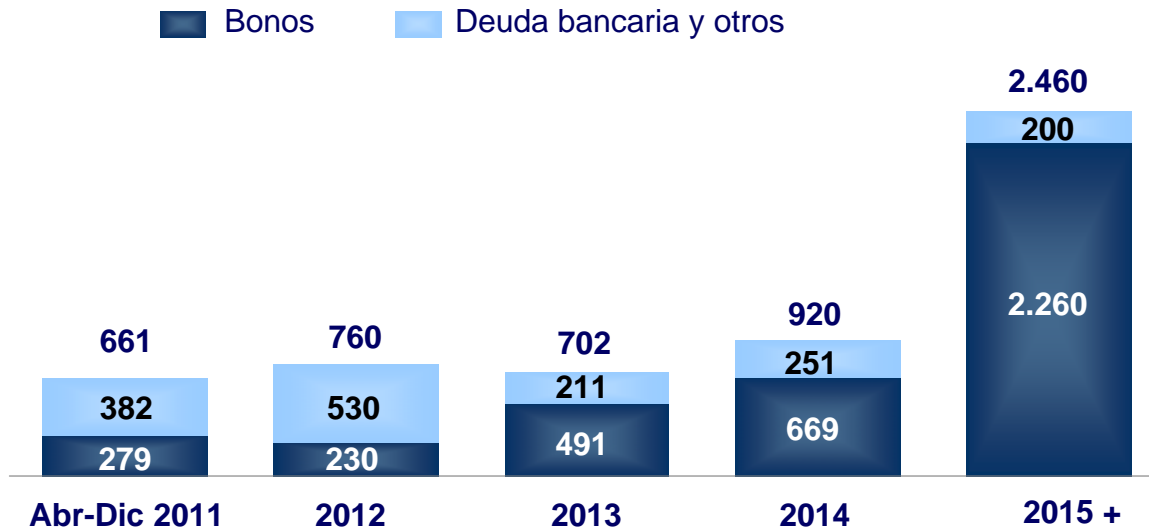
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera, al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de este mercado de los derivados que no suponen salida de caja.

(2) Incluye participaciones preferentes

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

## Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 de Marzo de 2011: 5.503 M€<sup>(1)</sup>



**Enersis tiene suficiente liquidez para cubrir 28 meses de vencimientos**

▪ **Liquidez 2.144 M€**

1.458 M€ de caja

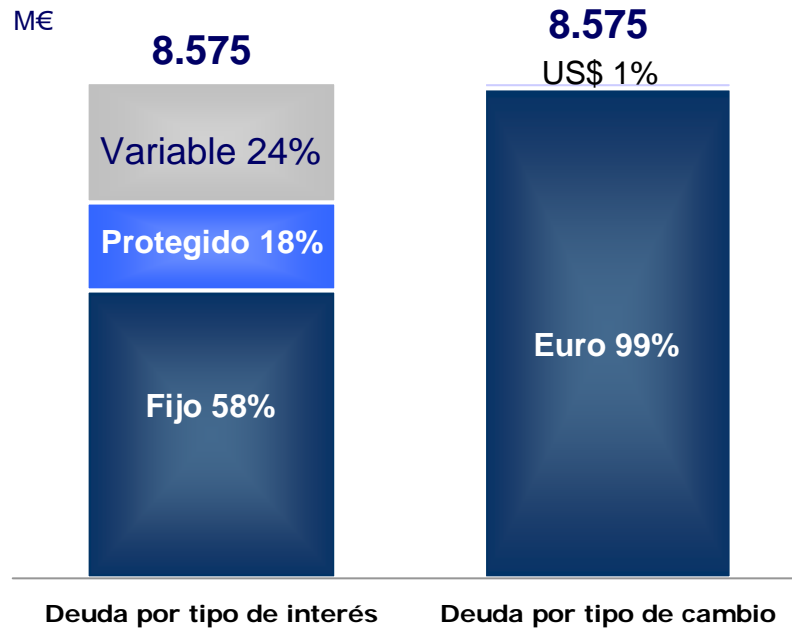
686 M€ de créditos sindicados disponibles

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

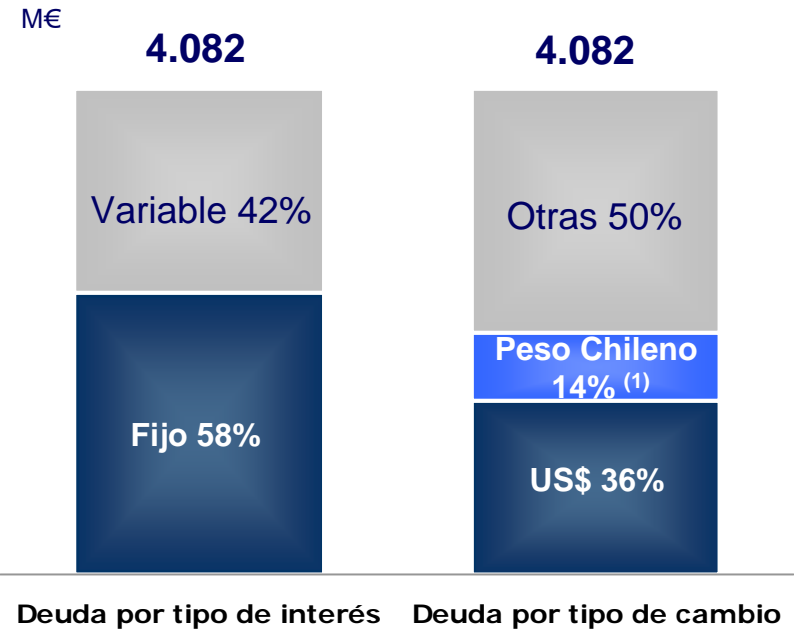
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja.

# Política financiera y estructura de la deuda

## Estructura de la deuda sin Enersis



## Estructura de la deuda Enersis



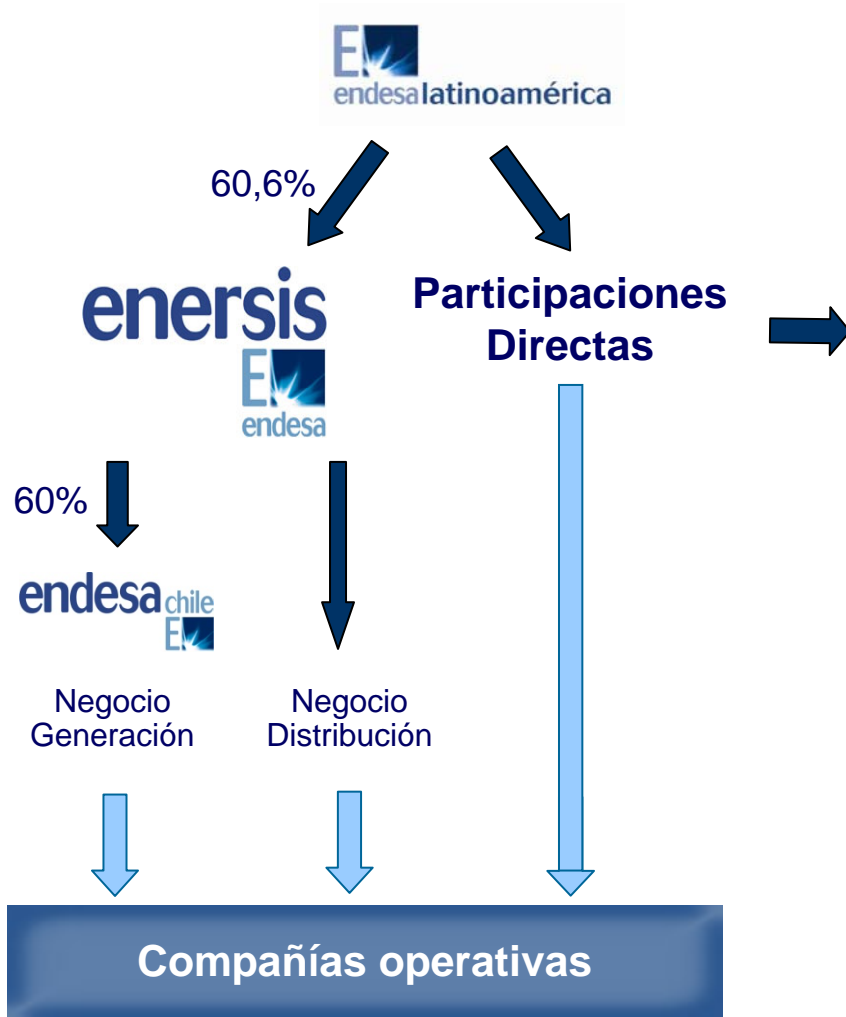
Coste medio de la deuda









4,0%

8,8%

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

# Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enersis



M€	% participación directa	EBITDA proporcional 1T 2011	Deuda Neta 31.03.2011
 Codensa:	26,7%	19	91
 Emgesa:	21,6%	16	152
 Endesa Brasil:	28,5%	60	206
 Edesur:	6,2%	1	-1
 DockSud:	40%	3	19
 Edelnor:	18%	5	38
 Piura:	84,5%	5	-2
 Pangue	5%	1	0
<b>Total proporcional</b>		<b>111</b>	<b>504</b>

## 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*