

COEIC

Perspectiva de la tarifa eléctrica

alberto.sentis@endesa.es

Dirección de Regulación

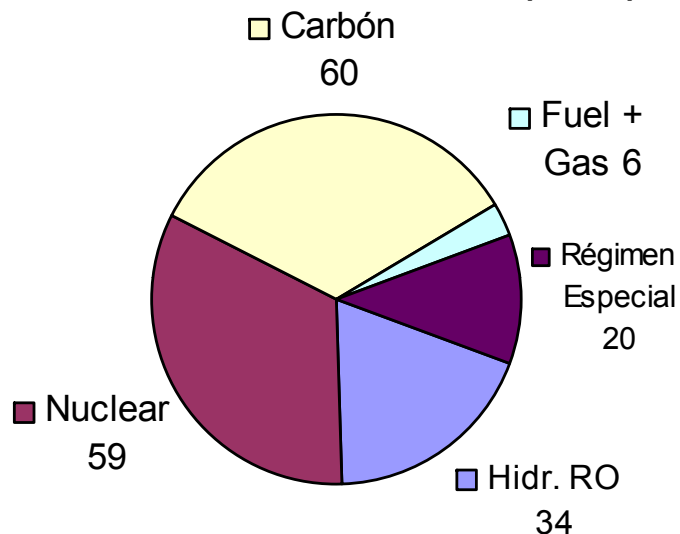


1998

**Liberalización
del sector
eléctrico**

- Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.
- 4 Operadores integrados.
- 2 Actividades liberalizadas: Generación y comercialización
- 1 Actividad regulada: Transporte y distribución.
- Convivencia de mercado libre y tarifas reguladas.
- Calendario de apertura (liberalización total 01/01/2003).
- Importe máximo de CTC's: 8.664 M€.

GENERACIÓN PENINSULAR (TWh)

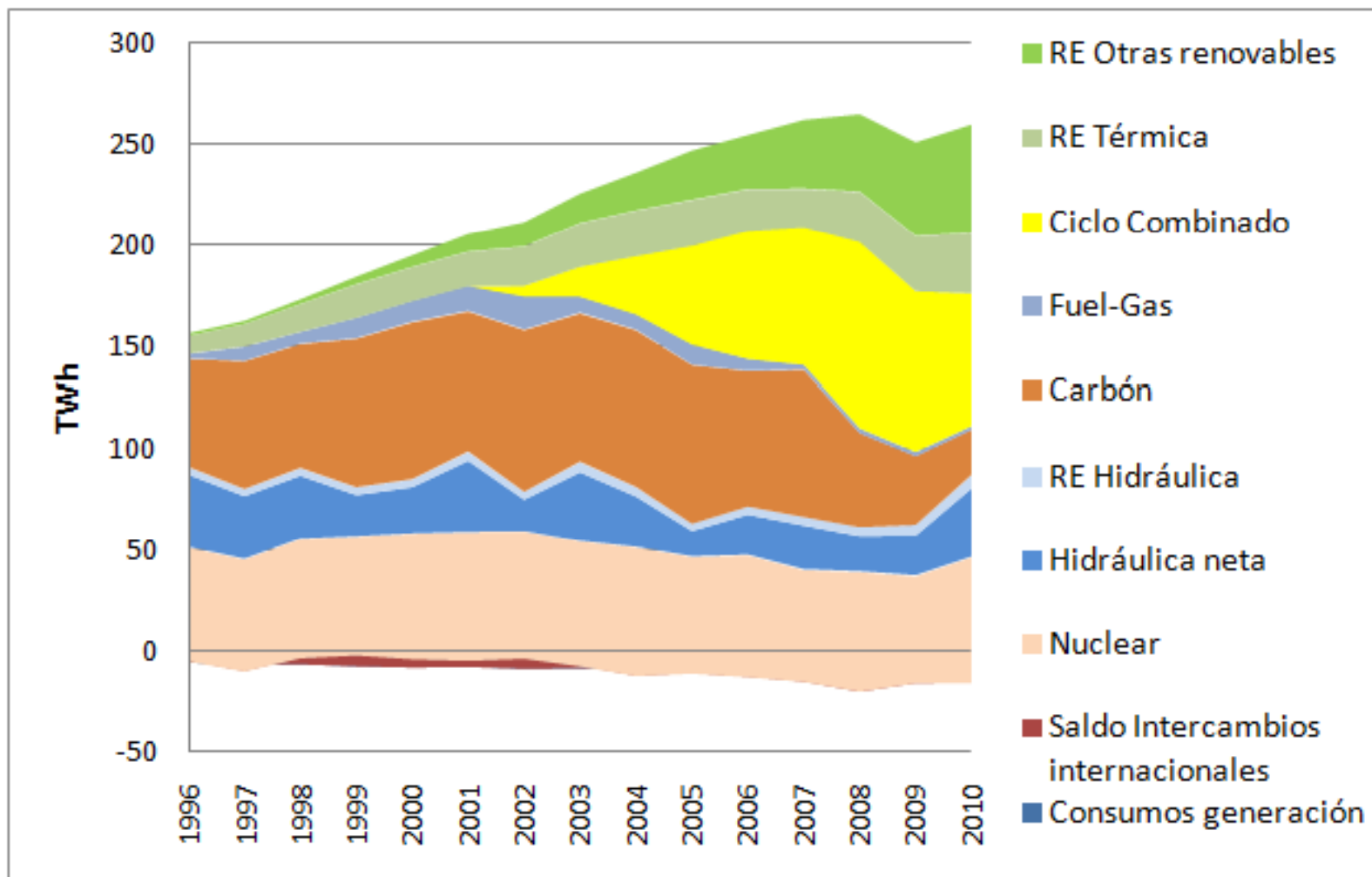


Expediente Tarifas 1998 (Peninsular)

Clientes	20,1 millones
Consumo c.f.	152 TWh
Consumo medio	7.600 kWh/cliente
Precio generación	31,9 €/MWh b.c.
Ingresos medios	76,8 €/MWh c.f.

evolución sectorial desde la liberalización

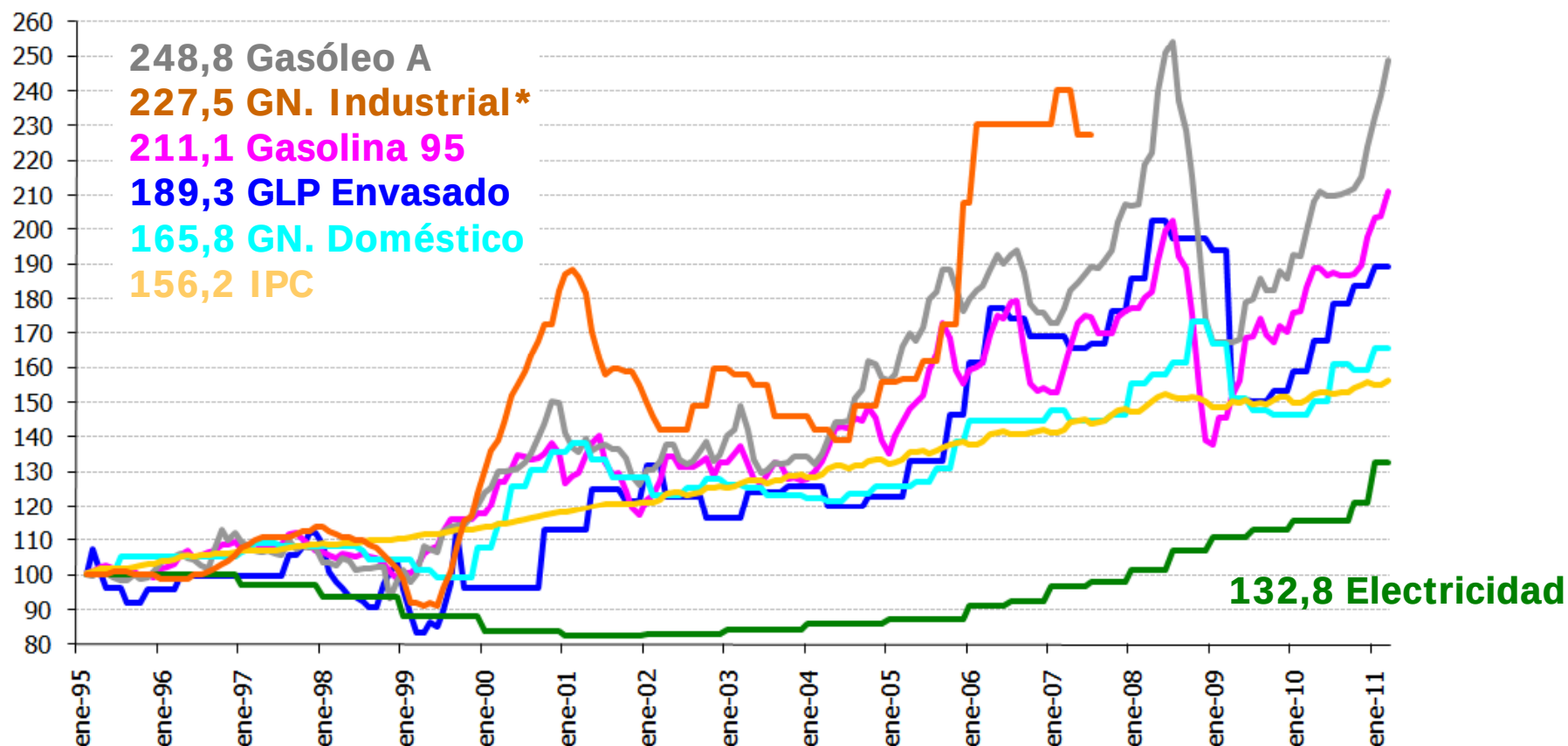
evolución de la cobertura peninsular por tecnología entre 1996 y 2010



evolución sectorial desde la liberalización

los precios de la electricidad no han subido como otros productos energéticos

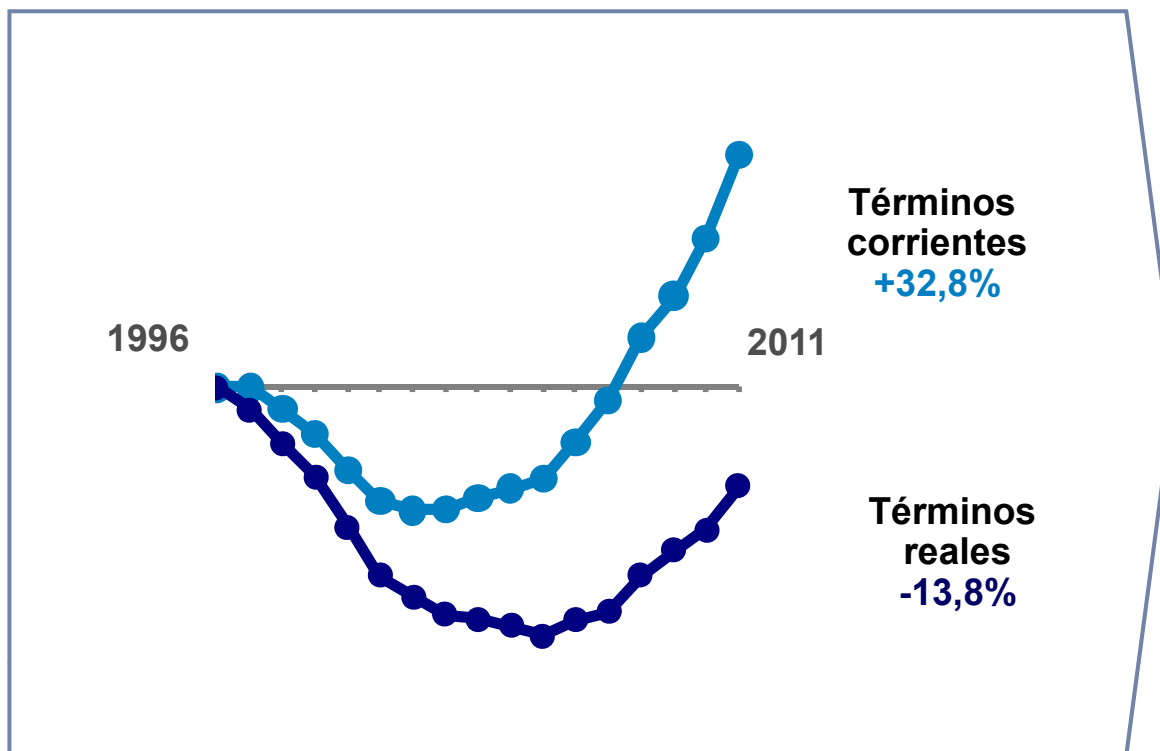
Evolución conjunta de los distintos precios energéticos
enero 1995 - marzo 2011 (índice 100: enero 1995)



Brent	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
\$/barril	17	21	19	13	17	26	23	25	29	38	55	63	73	120	61	77
Brent Nominal	100	124	112	76	100	153	135	147	171	224	324	371	429	706	359	453

*G.N. Industrial: Dato disponible hasta junio de 2007

Evolución de los precios de la electricidad



evolución sectorial desde la liberalización

comparación de Expedientes de Tarifa

	Sistema Peninsular 1998			Sistema Nacional ⁽¹⁾ 2010			Sist. Nac. 2010 a precios 1998 ⁽²⁾		
	M€	%ET	€/MWh	M€	%ET	€/MWh	M€	%ET	€/MWh
ENERGÍA	4.841	42%	31,9	11.653	42%	48,1	8.364	42%	34,5
COBROS POR CAPACIDAD	1.118	10%	7,4	466	2%	1,9	334	2%	1,4
COSTES DE ACCESO	5.606	49%	37,5	15.064	57%	65,5	11.306	57%	47,0
Transporte	558	5%	3,7	1.397	5%	5,8	1.003	5%	4,1
Distribución y Gestión Comercial	2.737	24%	18,0	4.893	17%	20,2	3.512	17%	14,5
Sobrecoste Régimen Especial	398	3%	2,6	5.888	21%	24,3	4.226	21%	17,4
CTC's	1.214	10%	8,0	0	0%	0,0	0	0%	0,0
Anualidades Déficits Act. Reguladas	0	0%	0,0	1.844	7%	7,6	1.324	7%	5,5
Plan Ahorro y Eficiencia Energética	0	0%	0,0	309	1%	1,3	222	1%	0,9
Interrumpibilidad en mercado	0	0%	0,0	450	2%	1,9	323	2%	1,3
Compensación extrapeninsulares	257	2%	1,7	897	3%	3,7	644	3%	2,7
Resto de costes de acceso	522	4%	3,4	186	1%	0,8	133	1%	0,6
COSTE DEL SERVICIO	11.644	100%	76,8	27.982	100%	115,5	20.085	100%	82,9
Déficit de Act. Reguladas	0		0,0	-3.000		-12,4	-2.153		-8,9
INGRESOS DEL SERVICIO	11.644		76,8	24.982		103,1	17.931		74,0
<i>Demanda en cliente final (TWh)</i>	152			242			242		

(1) Sistema Nacional: Sistema Peninsular (incluyendo liquidación de pequeños distribuidores) + Extrapeninsulares

*Variación IPC Dic 2009/Dic 1997 =39,3%

evolución sectorial desde la liberalización

comparación de Expedientes de Tarifa

	Variación Nominal 2010 - 1998				Var. REAL (precios 1998) 2010 ⁽²⁾ - 1998			
	M€	%ET	€/MWh	%PM	M€	%ET	€/MWh	%PM
ENERGÍA	6.812	0%	16,2	50,7%	3.524	0%	2,6	8,2%
COBROS POR CAPACIDAD	-653	-8%	-5,5	-73,9%	-784	-8%	-6,0	-81,3%
COSTES DE ACCESO	10.178	8%	28,0	74,7%	5.701	8%	9,5	25,4%
Transporte	840	0%	2,1	57%	445	0%	0,5	13%
Distribución y Gestión Comercial	2.155	-6%	2,1	12%	775	-6%	-3,5	-20%
Sobrecoste Régimen Especial	5.490	18%	21,7	826%	3.828	18%	14,8	565%
CTC's	-1.214	-10%	-8,0	-100%	-1.214	-10%	-8,0	-100%
Anualidades Déficits Act. Reguladas	1.844	7%	7,6	-	1.324	7%	5,5	-
Plan Ahorro y Eficiencia Energética	309	1%	1,3	-	222	1%	0,9	-
Interrumpibilidad en mercado	450	2%	1,9	-	323	2%	1,3	-
Compensación extrapeninsulares	641	1%	2,0	119%	387	1%	1,0	57%
Resto de costes de acceso	-337	-4%	-2,7	-78%	-389	-4%	-2,9	-84%
COSTE DEL SERVICIO	16.338	0%	38,7	50%	8.440	0%	6,1	8%
Déficit de Act. Reguladas	-3.000		-12,4		-2.153		-8,9	
INGRESOS DEL SERVICIO	13.338		26,4	34%	6.287		-2,8	-4%
<i>Demanda en cliente final (TWh)</i>	91		59,7%					

(1) Sistema Nacional: Sistema Peninsular (incluyendo liquidación de pequeños distribuidores) + SEIE

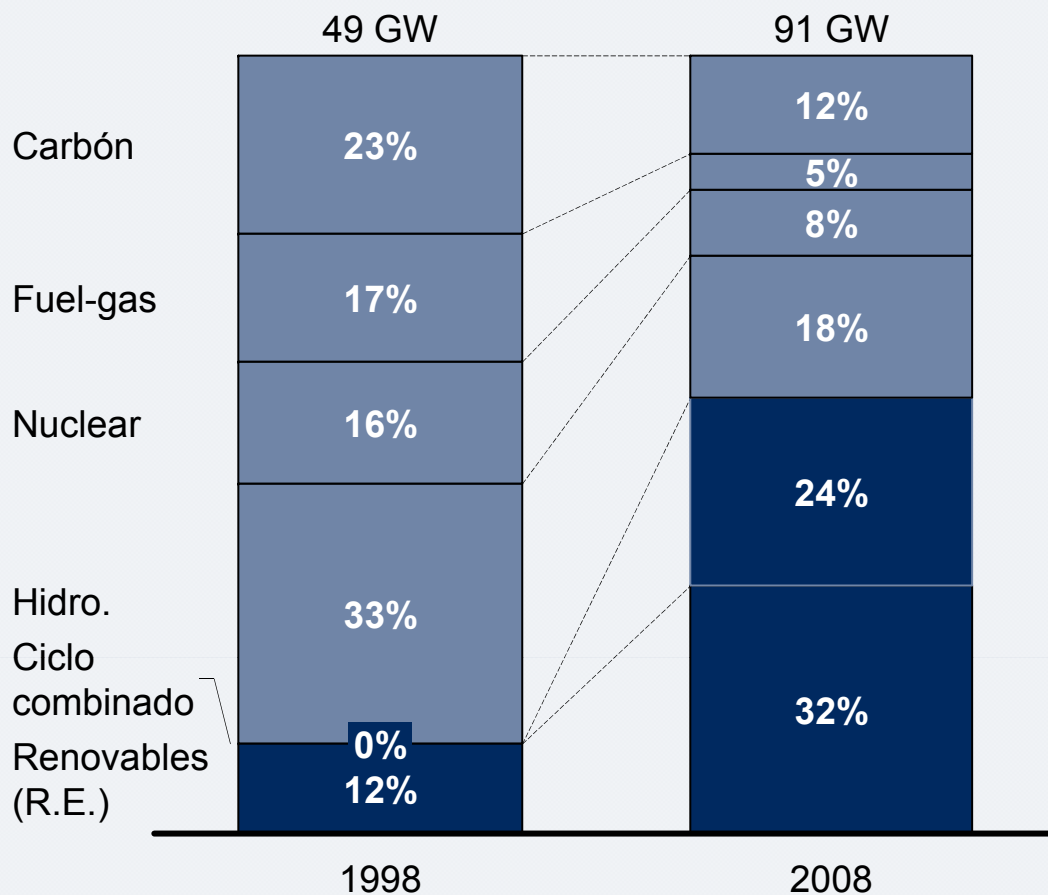
*Variación IPC Dic 2009/Dic 1997 =39,3%

En términos reales, el coste del servicio eléctrico ha aumentado un 1% desde 1998. Sin embargo, dicho incremento no ha sido trasladado al conjunto de clientes, que han disfrutado de una disminución del precio medio de electricidad debido al déficit de actividades reguladas.

evolución sectorial desde la liberalización

evolución de la capacidad total y por tecnología. Porcentaje

Las adiciones de capacidad al sistema han sido fundamentalmente de ciclos combinados de gas y de tecnologías renovables



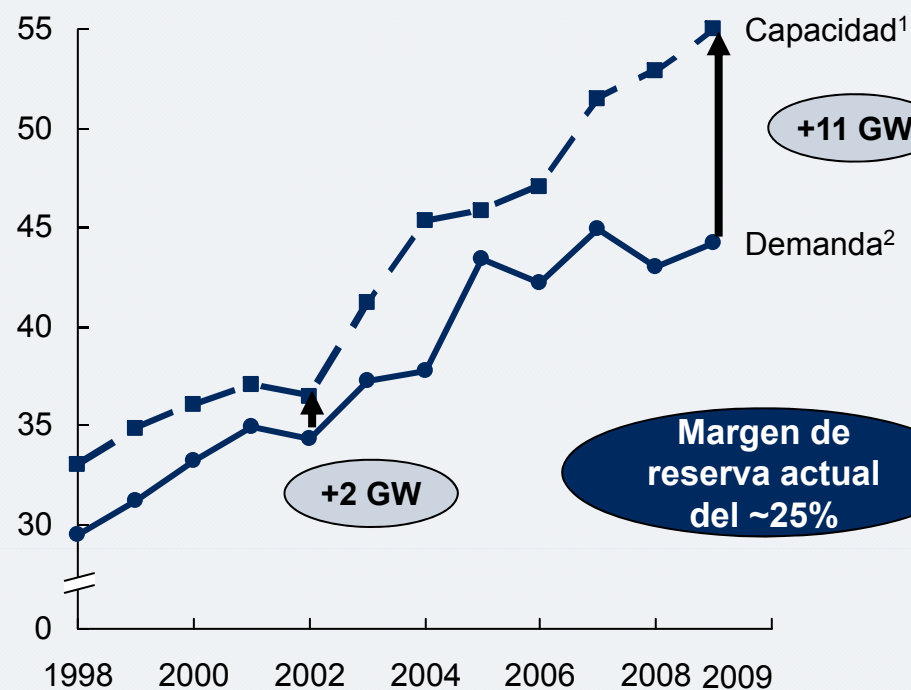
Capacidad añadida 1998-2008

GW	Porcentaje	
42	85	Total
0	0	Carbón
-4	-46	Fuel-gas
1	1	Nuclear
0	0	Hidro
22	N.A.	Ciclo combinado
23	409	Renovables (R.E.)

El sector eléctrico español ha añadido capacidad para hacer frente al importante crecimiento de la demanda y lo ha hecho en mayor medida que el resto de países europeos

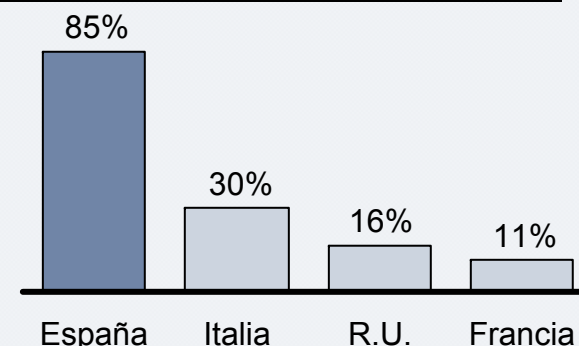
Evolución de la demanda punta y de la capacidad instalada en España peninsular

GW. 1998 a 2009



Incremento de capacidad por país

Porcentaje. 1998 a 2008



Adición total capacidad instalada 98-08 (GW)

42

22

12

9

Demanda en 2008 (GWh)

264

317

350

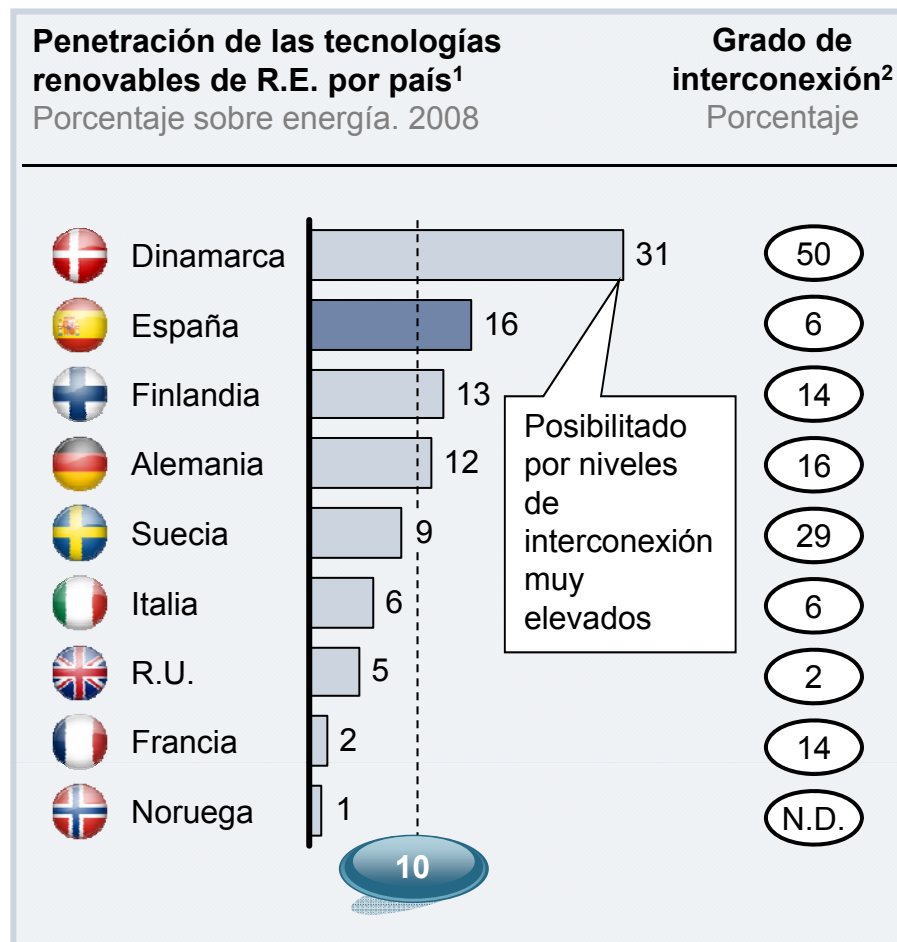
461

1 Capacidad instalada ponderada por la disponibilidad

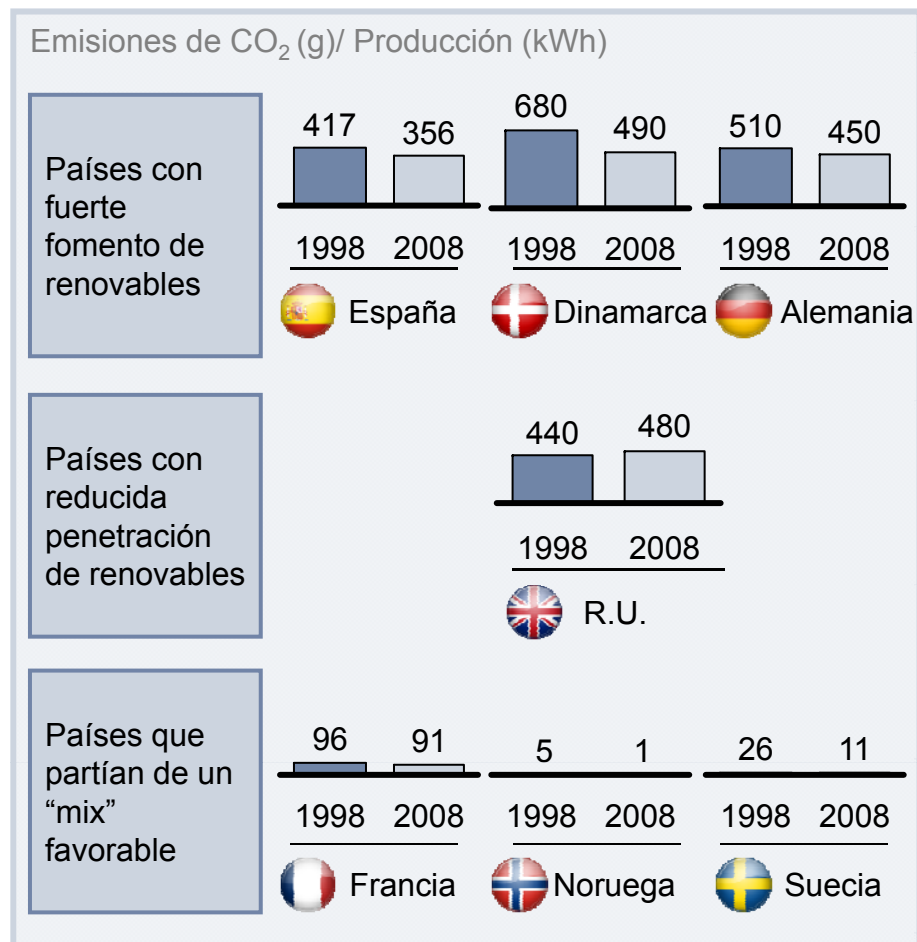
2 Demanda punta horaria para el año

FUENTE: Informes locales; Bloomberg; GME; OMEL; Platts Power Daily Publications; IDEX; RTE; REE; Euroelectric

La penetración de renovables en España es elevada en comparación con otros países europeos



Las renovables en España han contribuido a la reducción de emisiones de CO₂



1 Energías renovables excluyendo cogeneración; penetración sobre producción neta

2 Capacidad de importación NTC por hora total en relación con la capacidad de generación instalada

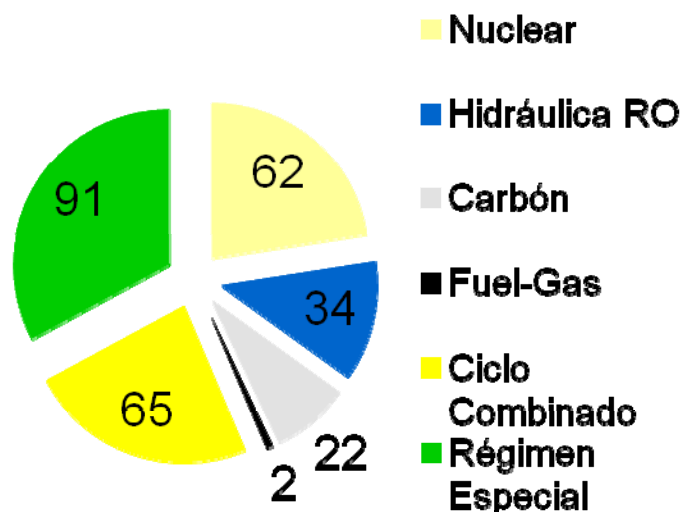
FUENTE: RTE; REE; Euroelectric; Nordel

2010

**Desaparición
de tarifas
integrales**

- Ley 17/2007, que modifica la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.
- Posibilidad de Tarifa TUR para clientes BT ≤ 10 kW.
- Principales agentes:
 - 12 generación
 - 33 comercialización
 - 5 distribución
- Liquidación CNE 14/2010: Prima RE 7.067 M€ / DAR 5.554 M€

GENERACIÓN PENINSULAR (TWh)



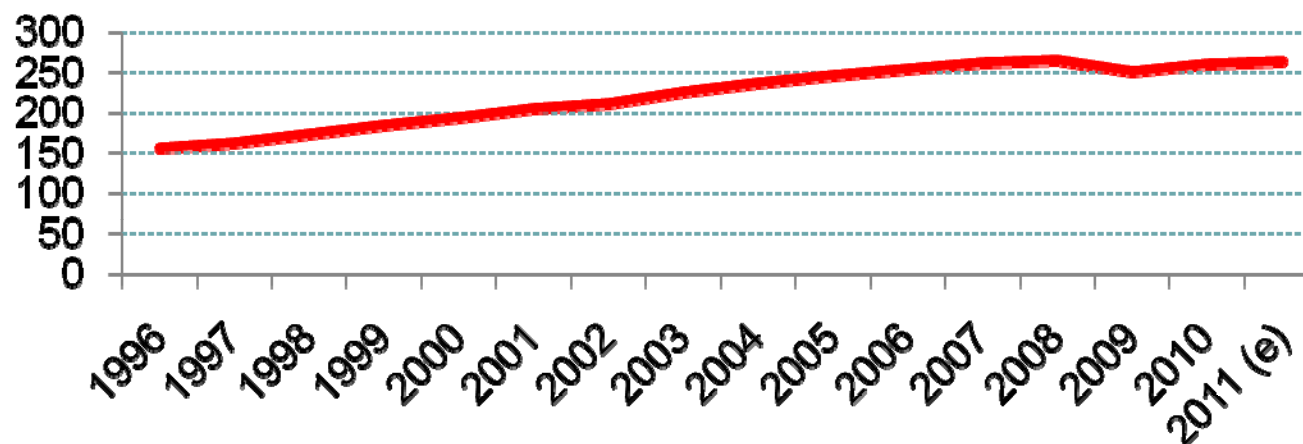
Expediente Tarifas Enero 2010 (Nacional)

Cientes	28,6 millones
Consumo c.f.	242 TWh
Consumo medio	8.472 kWh/cliente
<i>Cientes TUR</i>	<i>22,7 millones</i>
<i>Consumo TUR.</i>	<i>67 TWh (28%)</i>

Precio generación	44,0 €/MWh
Ingresos medios	101,5 €/MWh

	1998				Expediente Tarifas 2010				CAGR		
	Clientes (miles)	Potencia (GW)	Consumo (TWh)	% Cons	Clientes (miles)	Potencia (GW)	Consumo (TWh)	% Cons	Cl.	GW	TWh
Total Nacional	21.433	119,0	166,6	100%	28.598	180,2	242,3	100%	2,4%	3,5%	3,2%
Baja Tensión (<1 kV)	21.368	96,9	79,2	48%	28.493	147,5	127,1	52%	2,4%	3,6%	4,0%
BT < 15 kW	20.746	77,7	51,9	31%	27.747	120,6	87,9	36%	2,5%	3,7%	4,5%
BT > 15 kW	622	19,2	27,3	16%	746	26,8	39,3	16%	1,5%	2,8%	3,1%
Media Tensión (1-36 kV)	64	15,9	49,7	30%	103	23,8	73,4	30%	4,0%	3,4%	3,3%
Alta Tensión (36-145 kV)	1	4,8	26,8	16%	2	5,2	23,0	9%	3,9%	0,7%	-1,3%
Alta Tensión (> 145 kV)	0,04	1,4	10,7	6%	0,3	3,7	18,7	8%	19,3%	8,7%	4,7%

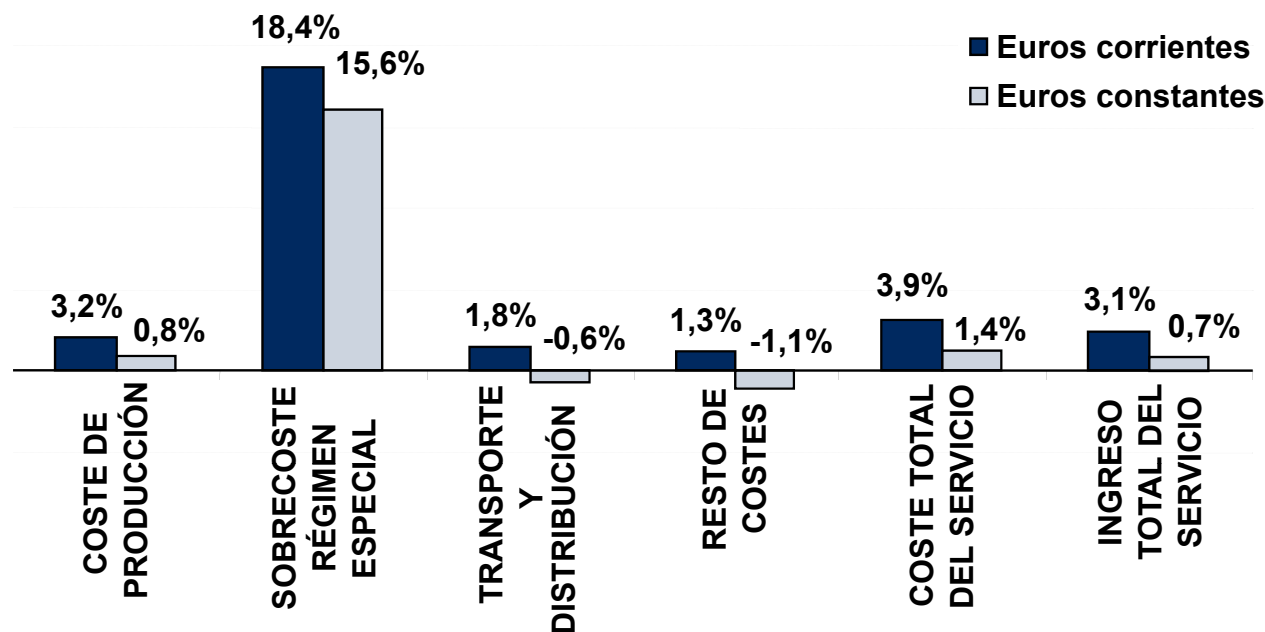
Evolución de la Demanda Peninsular (TWh)



Fuente: REE

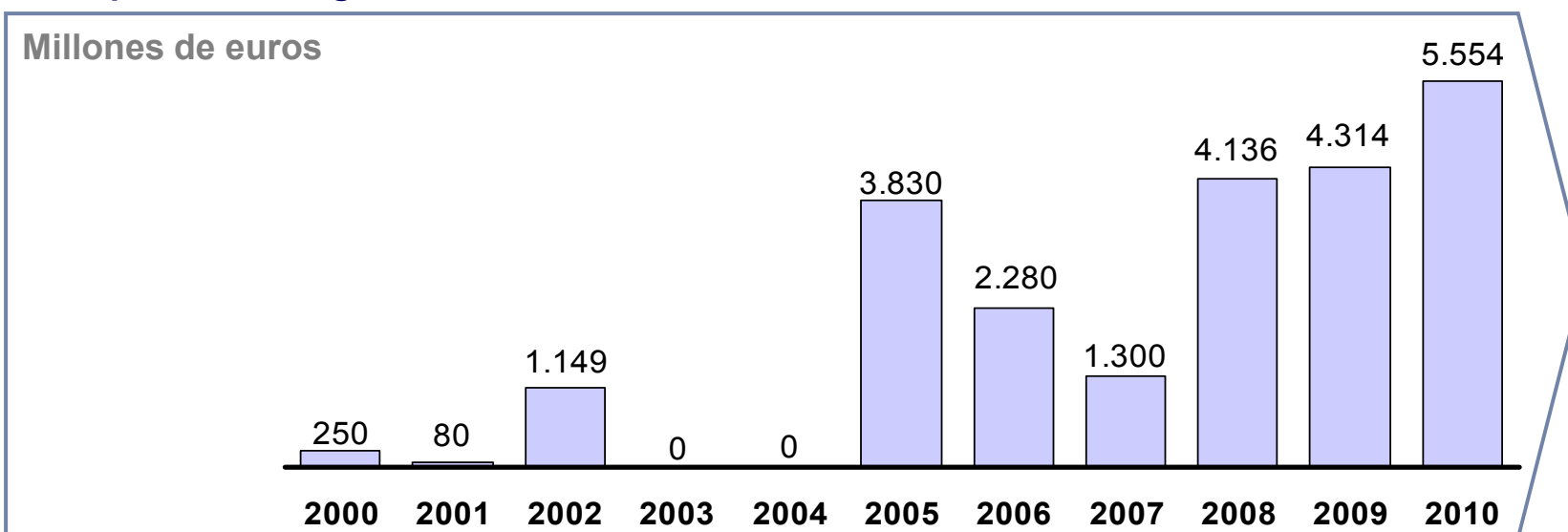
Variación media anual de los costes unitarios de la factura eléctrica entre 1998 y 2011

CAGR Costes / Demanda en abonado final



El sobrecoste del régimen especial es el componente de coste regulado que ha provocado el mayor incremento en los costes de la tarifa en el periodo 1998-2011

Desequilibrio de ingresos en la tarifa



**Precio mayorista
electricidad**
€/MWh

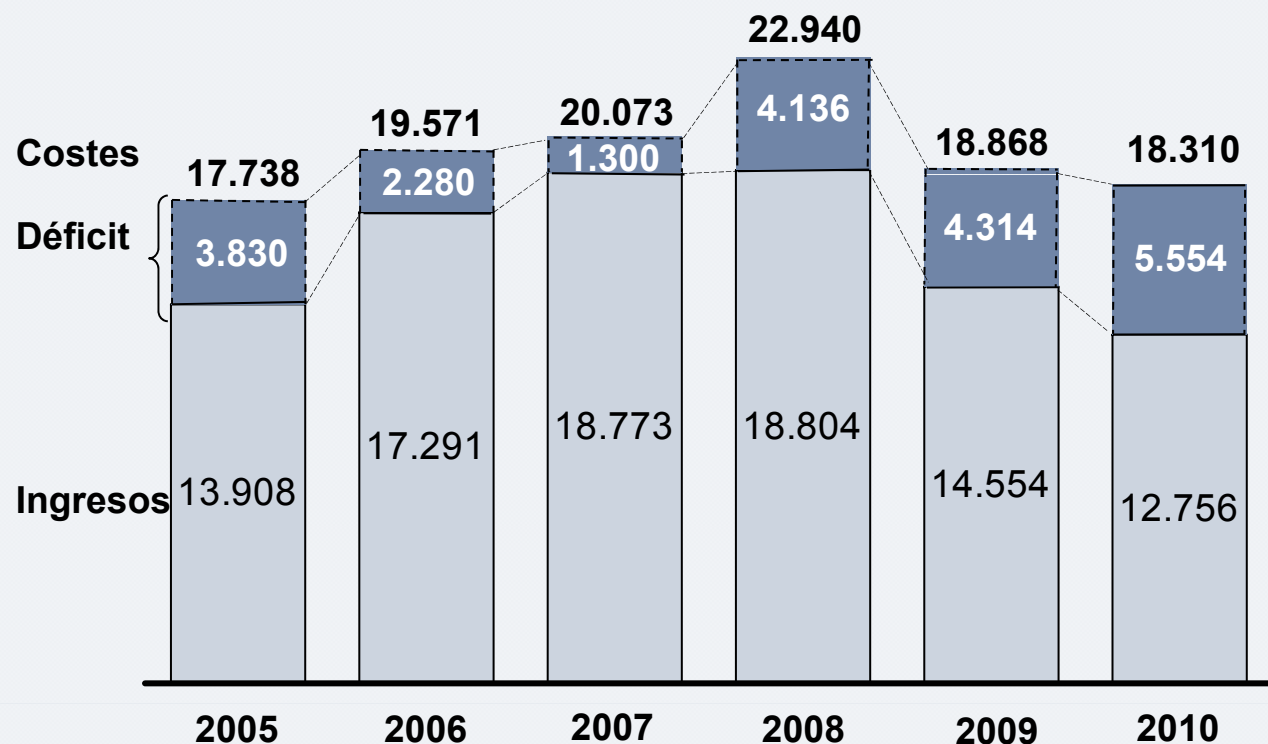
39,1 38,6 45,7 37,3 35,6 62,4 61,2 43,3 68,5 40,7 43,8

Precio en tarifa
€/MWh

35,2 35,5 35,5 36,7 37,3 37,8 41,2 58,2 66,6 nd nd

Ingresos y costes regulados del sistema (1)

Millones de euros



**Déficit
acumulado hasta 2010
~22.900 millones
de euros**

La CNE estima que el saldo de déficit tarifario del sistema a 31.12.2010 junto a la ampliación de déficit de 2010 asciende a 19.194 M€, habiéndose cedido al Fondo de Titulización 5.977 M€ y siendo la deuda financiada por las empresas y susceptible de ser cedida al Fondo de Titulización de 13.217 millones de euros, superior a los ingresos de acceso previstos en 2011.

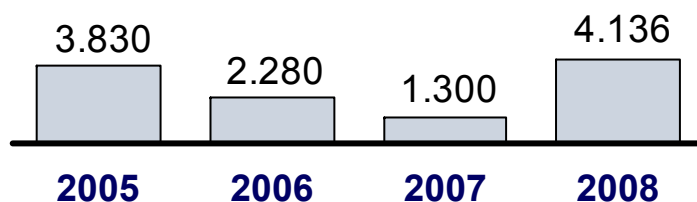
la insuficiencia de la tarifa causa el déficit

el RDL 6/2009 y 14/2010 establecen una senda de desaparición del déficit

**Déficit de tarifa
2005 - 2008**

Evolución del déficit

Millones de Euros

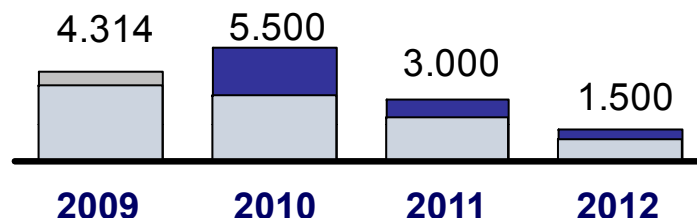


RDL 6/2009: financiación del déficit vía titulización

- Reconocimiento expreso del déficit generado
- Posibilidad de ceder todos los derechos pendientes de cobro a un fondo de titulización
- Concesión de avales del Estado para el cobro

**Limitación del
déficit de tarifa
2009 - 2012**

Millones de Euros



RDL 14/2010: actualización de la senda de eliminación de déficit

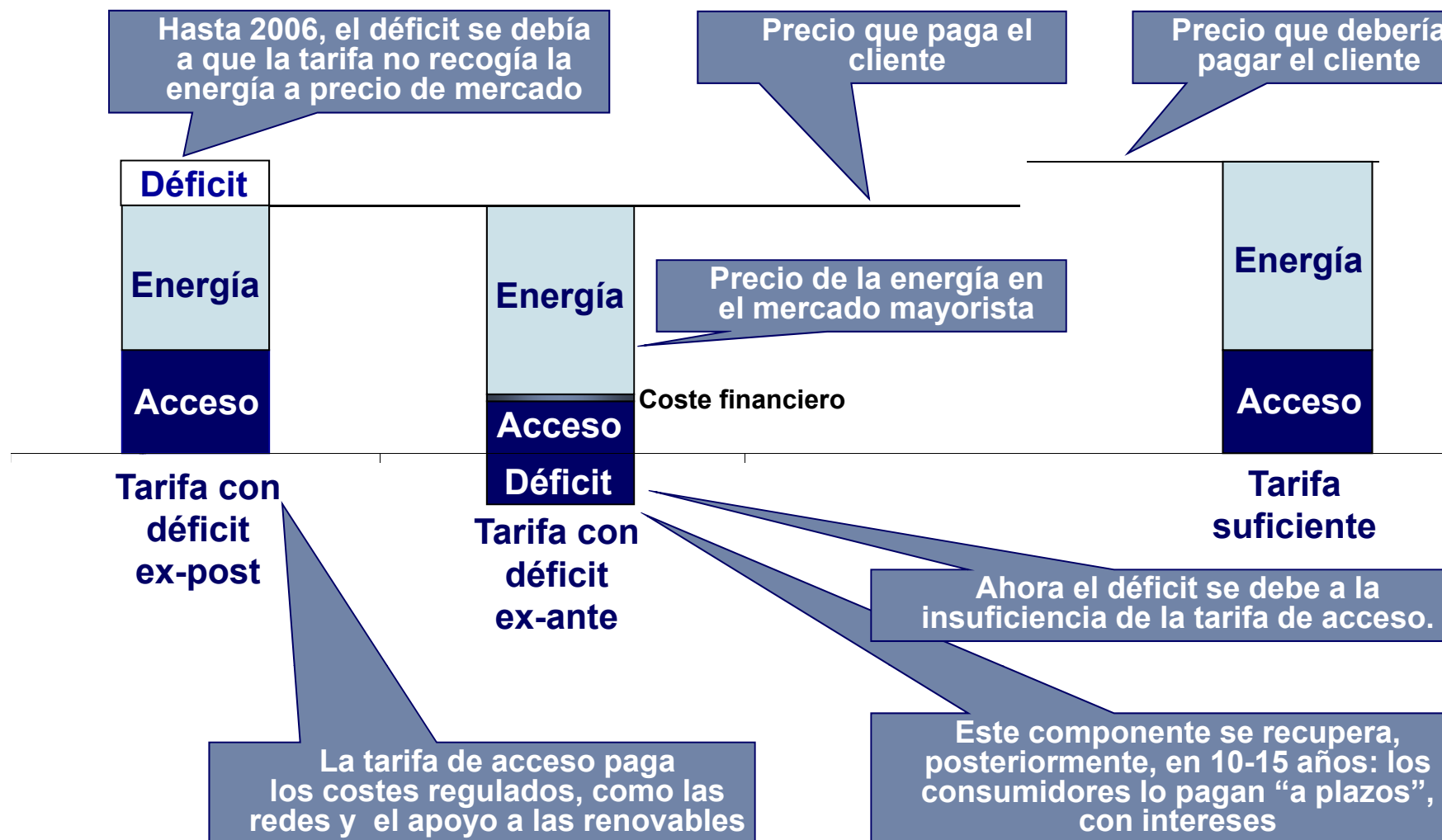
- Incremento de los límites máximos de déficit reconocido
- Incremento del importe avalado por el Estado

A partir de enero de 2013, las tarifas de acceso deben ser suficientes para satisfacer la totalidad de los costes regulados

la insuficiencia de la tarifa causa el déficit

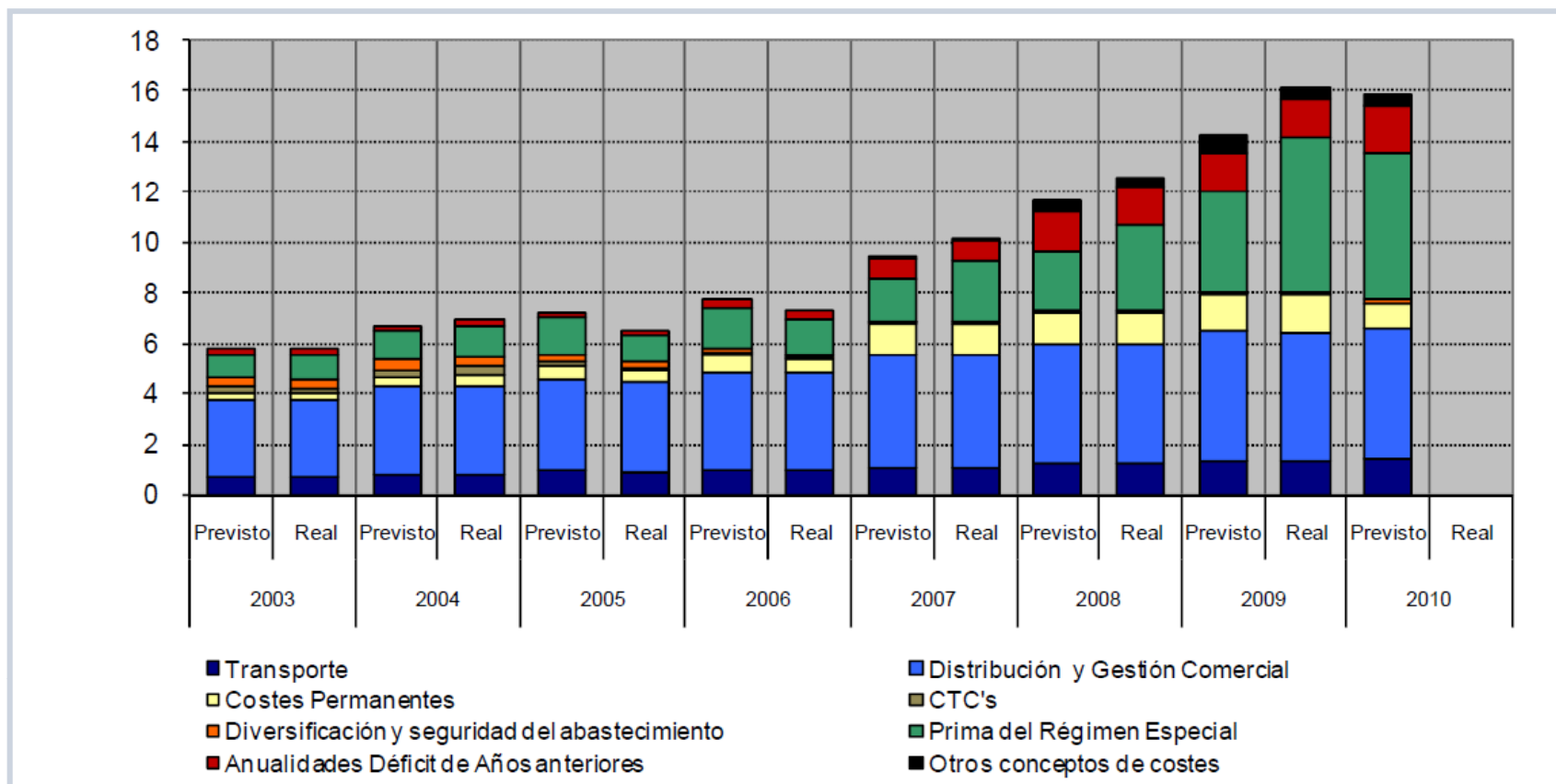
los consumidores pagan la energía a plazos

La tarifa incluye energía y tarifa de acceso



Evolución real de los costes regulados del sistema vs. costes previstos

Miles de millones de EUR



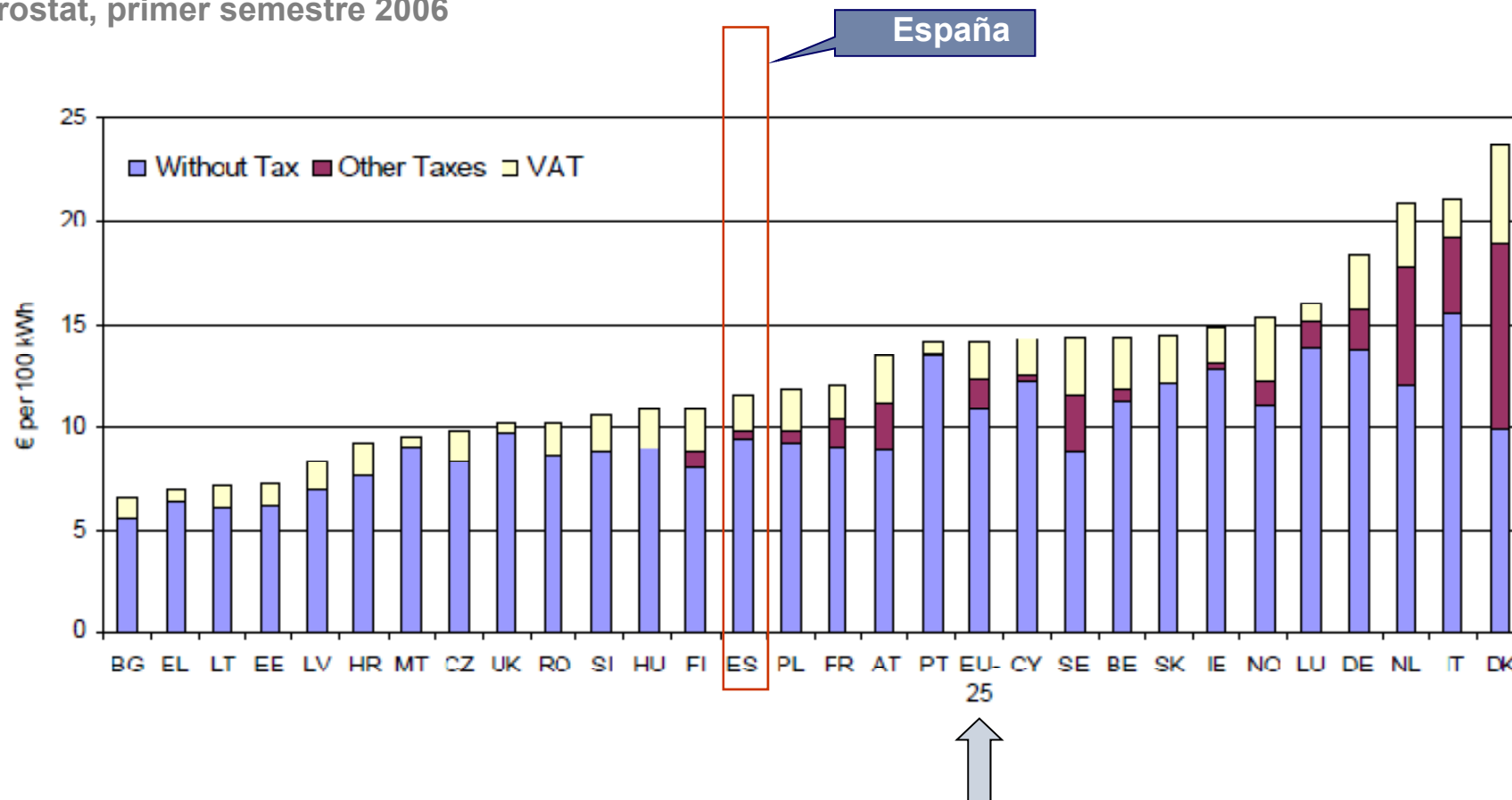
Las primas del régimen especial y la recuperación del déficit acumulado representan más de la mitad de los costes de acceso y son, con diferencia, los costes que más crecen

¿se pueden incrementar los ingresos?

pero antes estaban claramente por debajo de la media

Precios de la electricidad para usuarios domésticos

Eurostat, primer semestre 2006



Consumidores domésticos con 3500 kWh/año

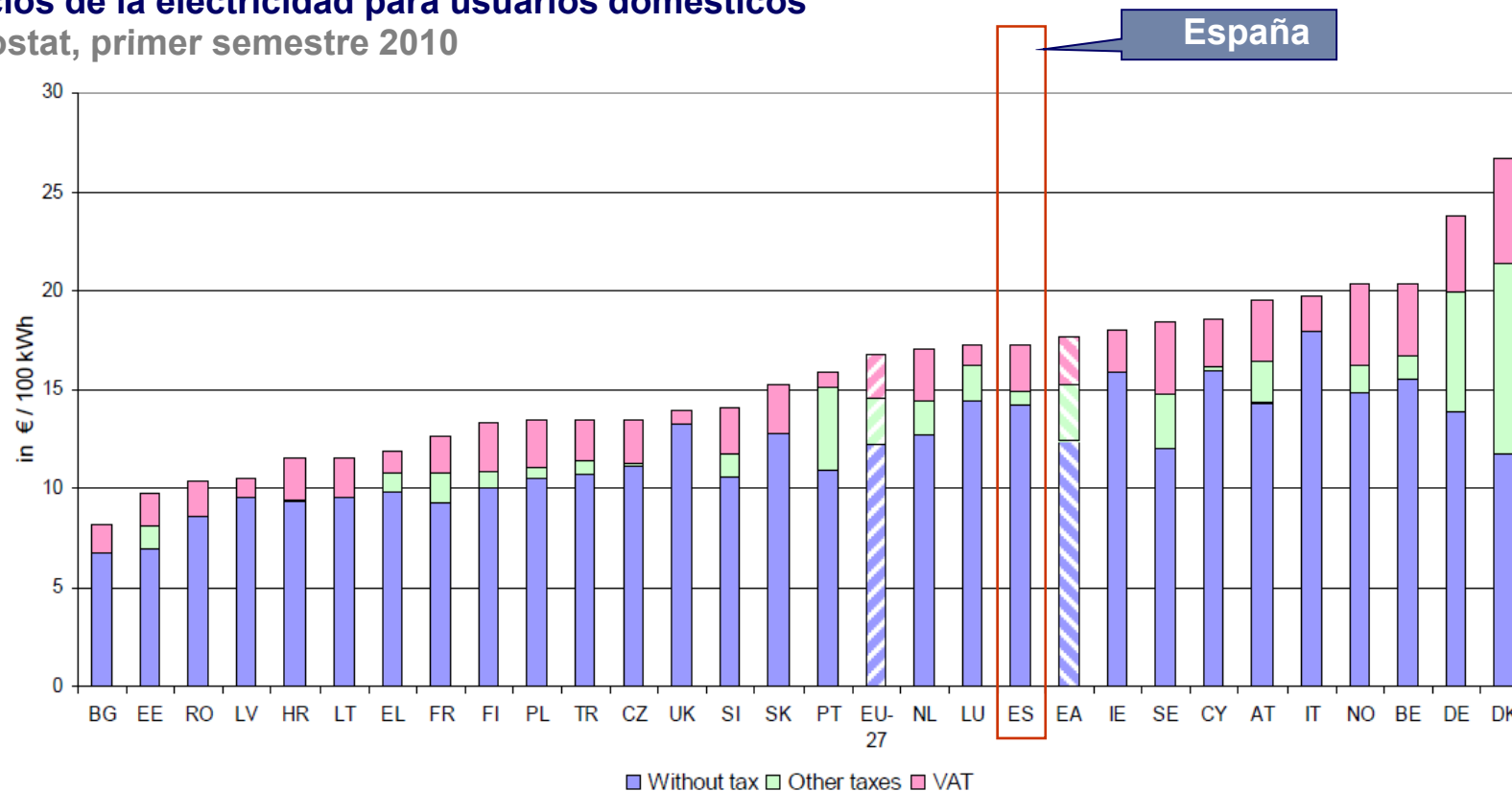
Las estadísticas de Eurostat recogen valores medios para los clientes de cada segmento, proporcionados por los suministradores, y recogen tanto clientes de mercado libre como clientes a tarifa (y, actualmente, clientes TUR)

¿se pueden incrementar los ingresos?

los precios de la electricidad están en línea con la media europea

Precios de la electricidad para usuarios domésticos

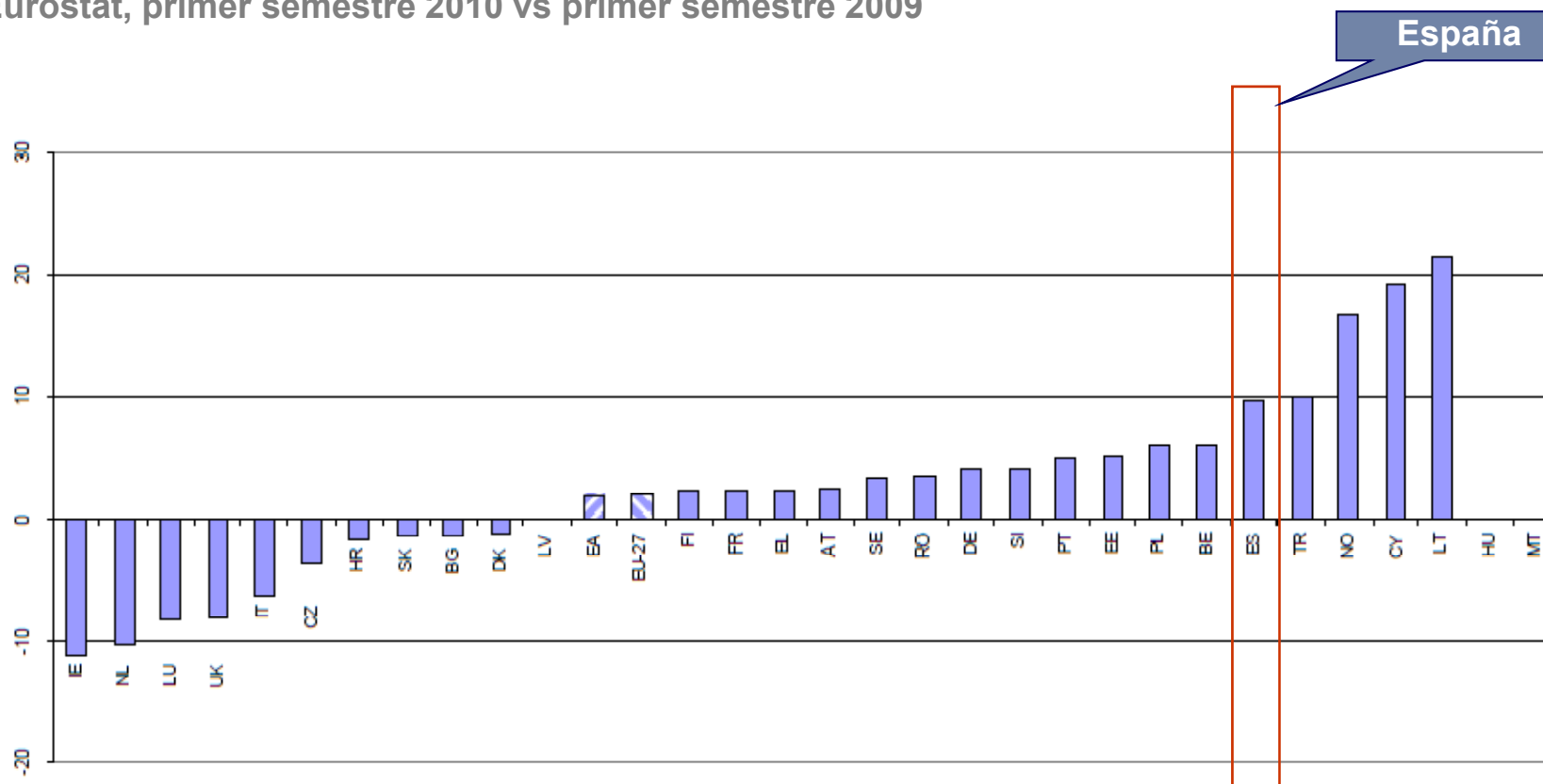
Eurostat, primer semestre 2010



A pesar de los incrementos, los precios de la electricidad en España están en línea con la media de la UE, tras años de estar claramente por debajo

Incremento de los precios de la electricidad para usuarios domésticos

Eurostat, primer semestre 2010 vs primer semestre 2009



principales logros del sector en los últimos años

Generación

- **Respuesta** adecuada a incrementos de **demanda** muy importantes
- Evolución de “**mix**” de **generación** en línea con el cumplimiento de los objetivos de **sostenibilidad** marcados por Europa
 - Gran desarrollo de **renovables**
 - Elevada reducción de **CO₂**
- Eficaz funcionamiento de los **mercados**, con niveles de **competencia** elevados y **precios** relativamente reducidos

Redes

- Mejora sustancial de la **calidad de servicio**
- Incremento de los **volúmenes de inversión** en distribución para dar respuesta a la demanda
- Mejora de la **eficiencia** de los operadores

Comercialización

- Decidido avance en la **liberalización** de la comercialización

Equilibrio económico del sistema eléctrico

- El RDL 6/2009 sienta las bases para
 - Resolver el déficit histórico del sistema
 - No generar nuevo déficit a partir de 2013
- El RDL 14/2010 actualiza la senda del déficit

Sin embargo, existen una serie de retos que tendrán que ser solucionados en el futuro

Demanda

- Variación de la demanda media del 2,1%.

Precios de mercado estimados

- Precio medio mercado: 45,52 €/MWh

Variación de tarifas

- Mantenimiento de peajes de acceso en enero e incremento medio en abril: 7,6%**
- Incremento de los pagos por capacidad en enero del 72%.
- Incremento de TUR sin discriminación horaria del 10% en enero y del 1,4% en julio.
- Propuesta de precios no aprobada en julio para la nueva modalidad de tarifa doméstica "Supervalle" (3 periodos).

Insuficiencia de ingresos

- El MITyC prevé un déficit de actividades reguladas de 3.000 M€, en línea con el RDL 14/2010 para 2011.

Régimen especial

- La memoria considera un sobrecoste de 6.759 M€, aunque sin considerar el impacto de las medidas a aplicar a las instalaciones fotovoltaicas, que estima en una disminución de primas de 740 M€.

Sobrecoste SEIE

- La compensación a ser cubierta por tarifas de 2011 asciende a 761 M€ (ya descontada la parte a ser financiada por PGE de 2012, un 51%). La senda de pago por los PGE no se ha cumplido en 2010.

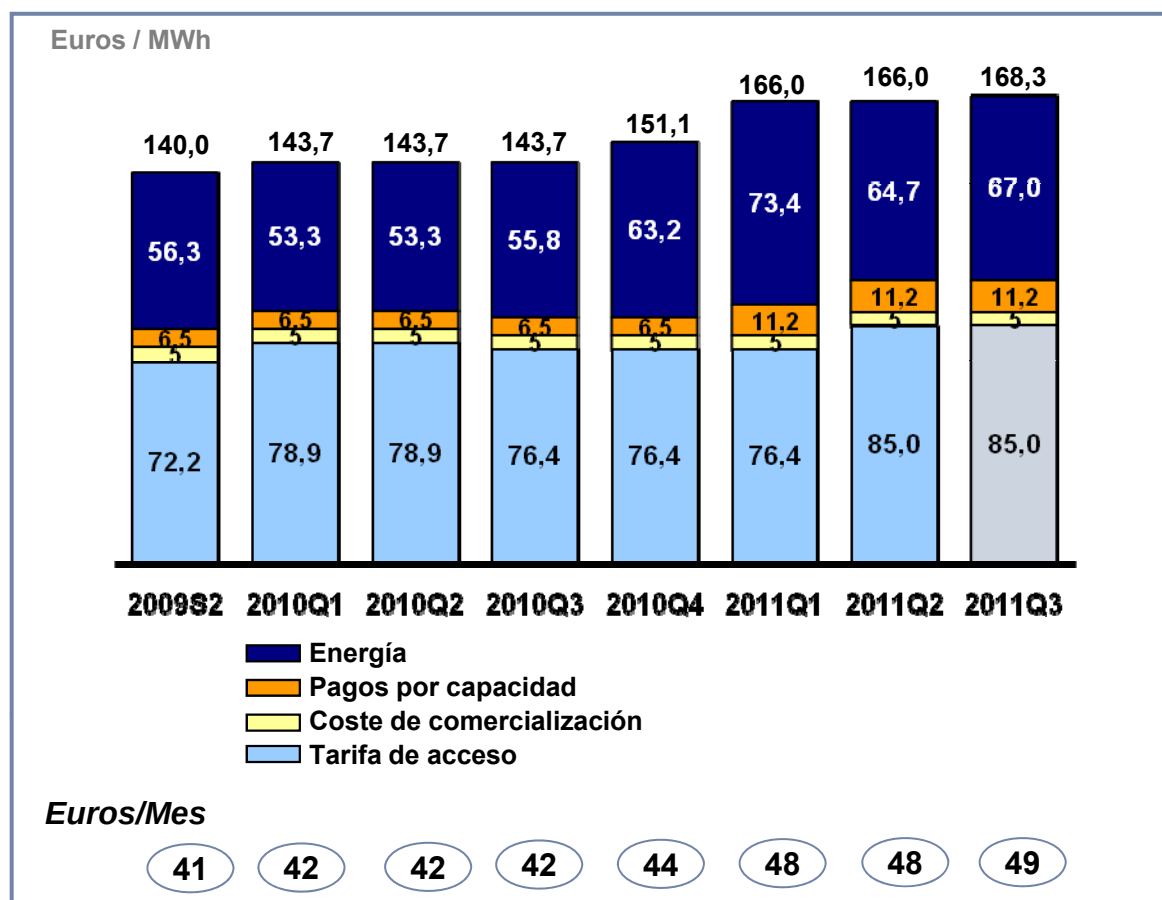
VARIACIÓN DE PEAJES DE ACCESO EN 2011 (€/MWh)

	Ene '11	Abr '11	Var	%
2.0.A Pot ≤ 10kW	79,8	89,0	9,2	11,5%
2.0.DHA Pot ≤ 10kW	42,9	43,1	0,2	0,4%
2.1.A 10 < Pot ≤ 15 kW	90,3	96,6	6,3	7,0%
2.1.DHA 10 < Pot ≤ 15 kW	51,8	55,5	3,6	7,0%
3.0.A Pot > 15kW	54,4	58,2	3,8	7,0%
3.1.A 1,0 < T(kV) ≤ 36,0	50,0	51,0	1,0	2,0%
6.1.A 1,0 < T(kV) ≤ 36,0	32,3	32,9	0,6	2,0%
6.2.A 36,0 < T(kV) ≤ 72,5	13,7	14,0	0,3	2,0%
6.3.A 72,5 < T(kV) ≤ 145,0	11,2	11,4	0,2	2,0%
6.4.A T(kV) > 145	7,3	7,5	0,1	2,0%
PEAJE DE ACCESO NOMINAL	48,5	52,1	3,7	7,6%
Total Baja Tensión	69,8	76,5	6,7	9,6%
Total Baja Tensión	26,4	26,9	0,5	2,0%

Tensión	Peaje	Periodos	Clientes	GW	TWh	Peaje Acceso		%C	%MW	%GWh	%M€
						M€	€/MWh				
<1 kV	2.0.A (≤ 10 kW)	1	23.454.166	93	63	5.169	82,2	90	57	28	47
	2.0.DHA (≤ 10 kW)	2	939.115	5	7	310	46,2	4	3	3	3
	2.1.A (10 - 15 kW)	1	632.651	8	7	583	89,3	2	5	3	5
	2.1.DHA (10 - 15 kW)	2	177.091	2	3	161	52,7	1	1	1	1
	3.0.A (> 15 kW)	3	691.580	25	35	1.891	54,3	3	16	15	17
1 - 36 kV	3.1.A (≤ 450 kW)	3	77.778	7	15	792	51,2	0	4	7	7
	6.1.A (> 450 kW)	6	16.719	14	52	1.619	31,2	0	9	23	15
36 -72,5 kV	6.2.A	6	1.367	3	16	211	13,6	0	2	7	2
72,5 -145 kV	6.3.A	6	325	1	8	84	10,8	0	1	3	1
>145 kV	6.4.A	6	357	3	21	154	7,2	0	2	9	1
TOTAL			25.991.149	162	226	10.972	48,6	100	100	100	100
Baja Tensión			25.894.603	133	114	8.113	71,2	100	82	50	74
Alta Tensión			96.546	29	112	2.859	25,6	0	18	50	26
Clientes BT ≤ 10 kW			24.393.281	98	70	5.478	78,7	94	60	31	50

Fuente : BBDD UNESA. Consumo facturado hasta diciembre de 2010.

Evolución de la TUR – Modalidad sin discriminación horaria



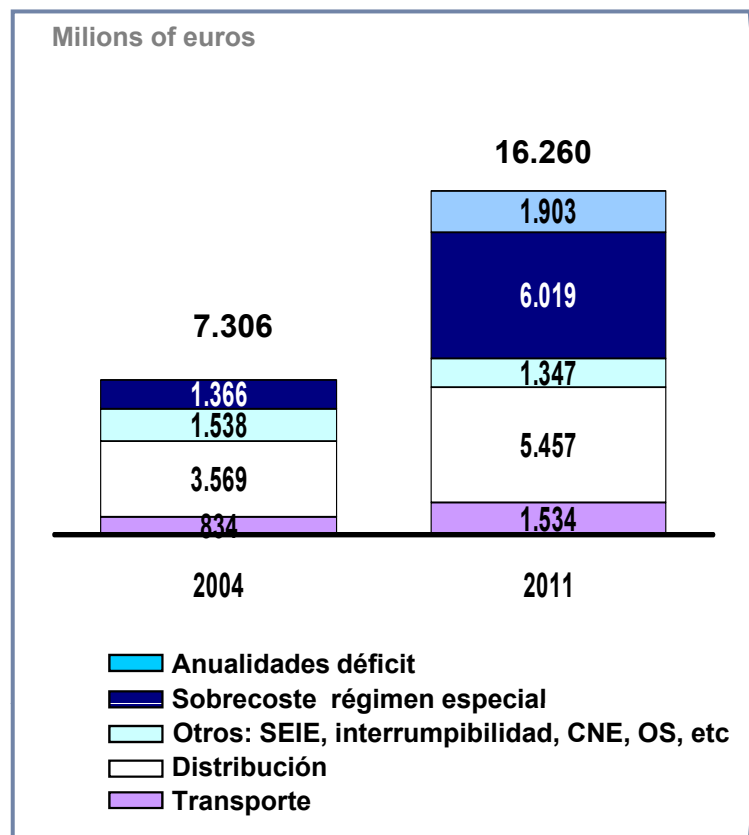
La tarifa TUR se incorporó en el primer trimestre de 2011 el fuerte incremento de los precios de la energía en el mercado y de los pagos por capacidad.

Los peajes de acceso consolidaron la disminución del coste de energía en el segundo trimestre de 2011.

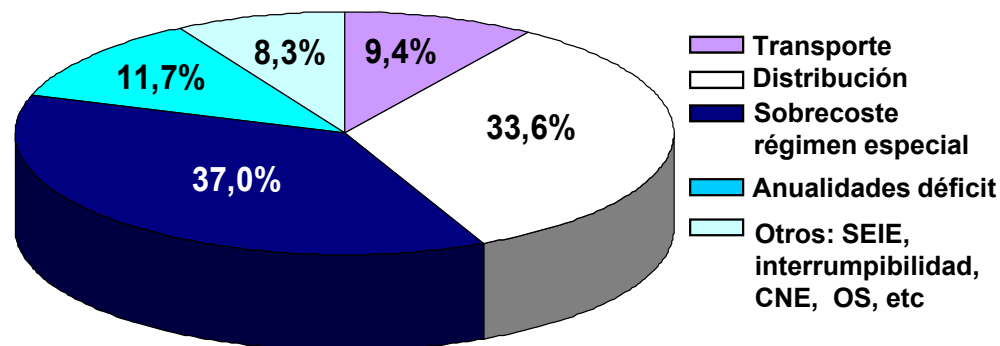
En el tercer trimestre de 2011, se han mantenido los componentes regulados, mientras que el coste de energía se ha incrementado ligeramente.

Datos para consumidor medio con consumo anual de 3.500kWh y 4,4 kW de potencia contratada. Precios sin impuestos.

Costes de Acceso



Costes de acceso previstos 2011



Las primas al Régimen Especial es el mayor componente de coste (37%).

De acuerdo a las liquidaciones de actividades reguladas de la CNE, en 2010 las ayudas al régimen especial alcanzaron el 56% de los ingresos regulados.

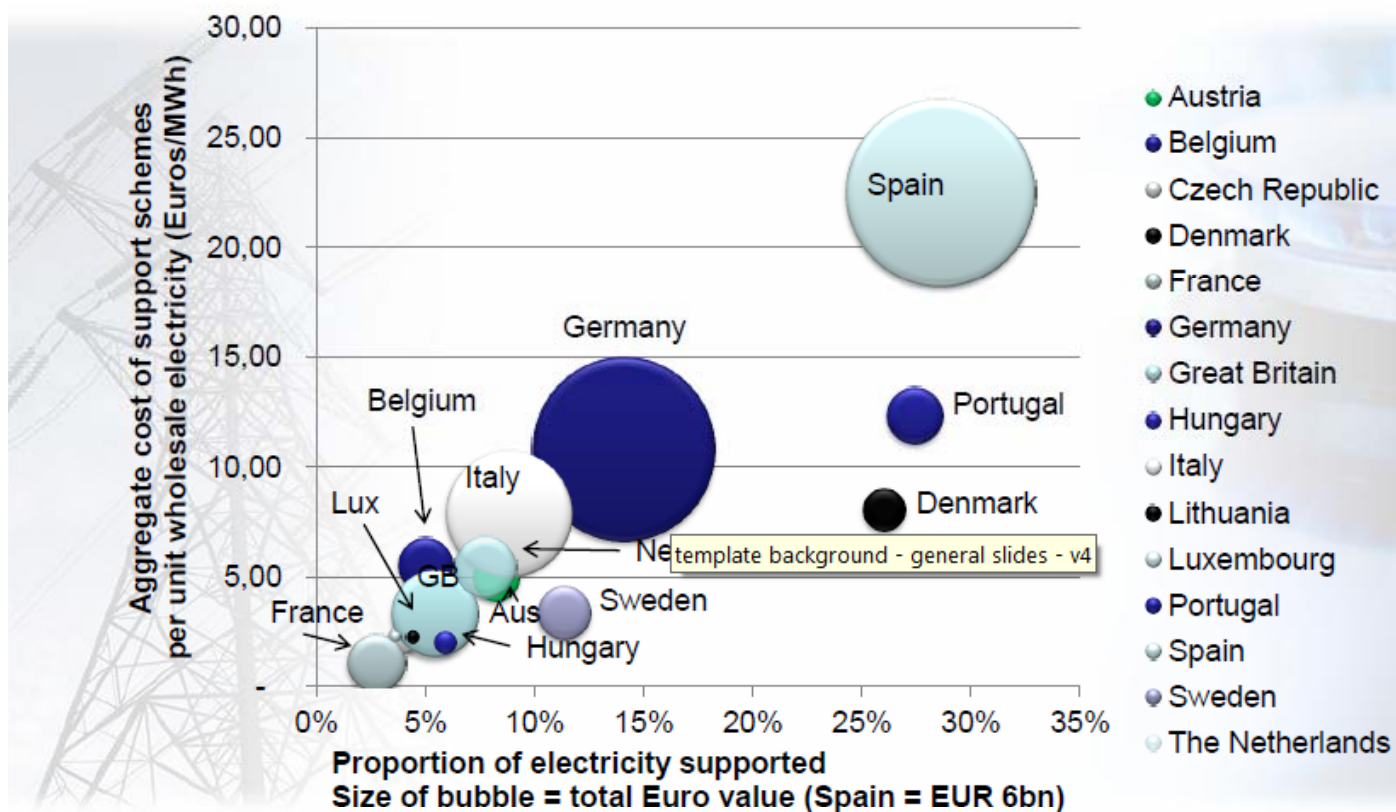
Las anualidades del déficit correspondientes al desbalance entre ingresos y costes suponen el 12% de la tarifa.

Fuerte disminución del porcentaje de los costes técnicos en los costes de acceso

Retribución T&D - 43% en 2011 vs 60% en 2004



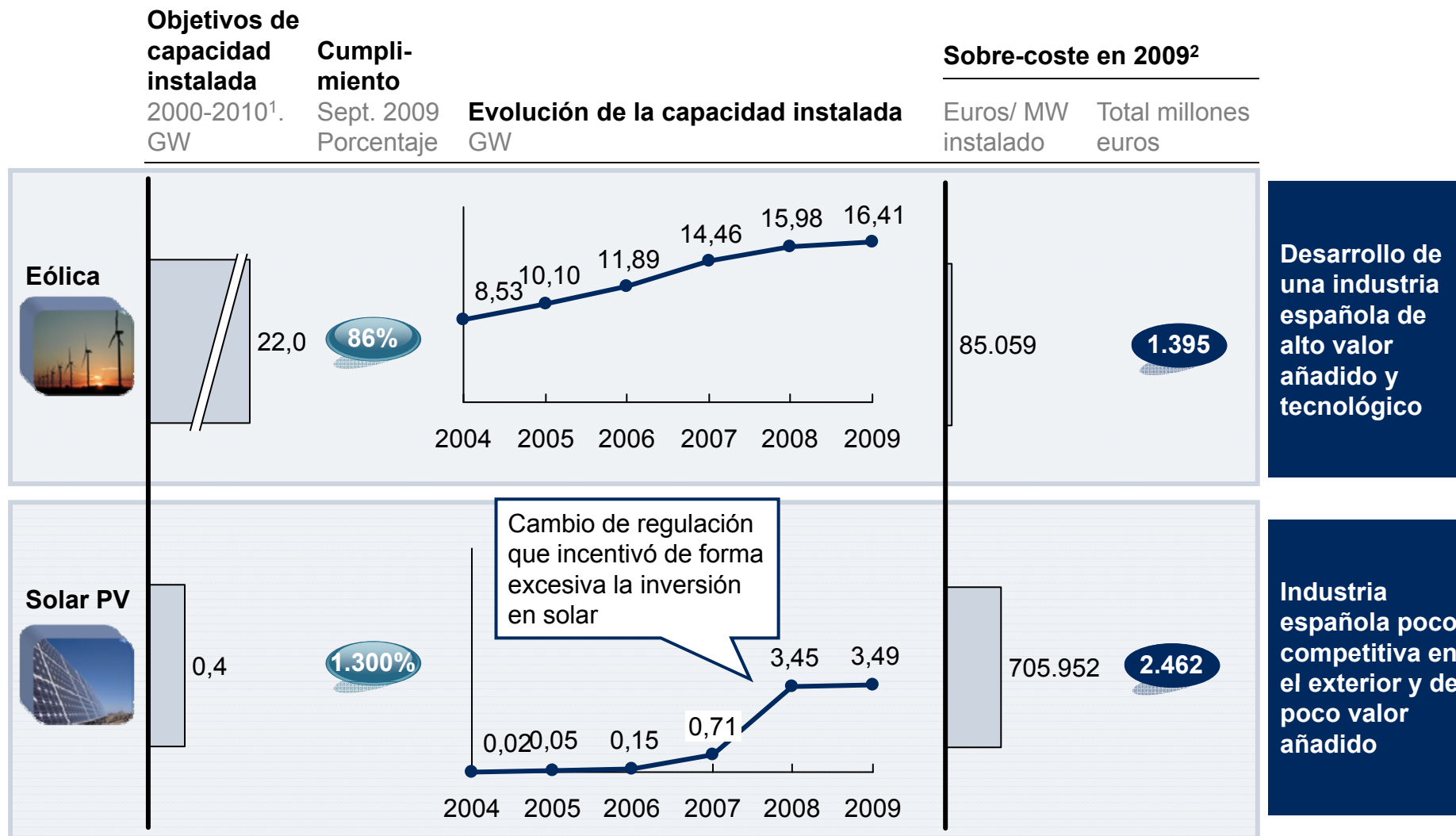
RES support values



Source: National Regulatory Authorities (plus Danish Energy Agency)

¿se pueden reducir los costes?

resultados de los diferentes modelos retributivos empleados en España: eólica vs FV



¹ Plan de Renovables 2005-2010. Publicado inicialmente en 1999, revisado y ajustado en 2005

² Estimación para los meses de Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre, con misma producción que 2008 y primas de 2009

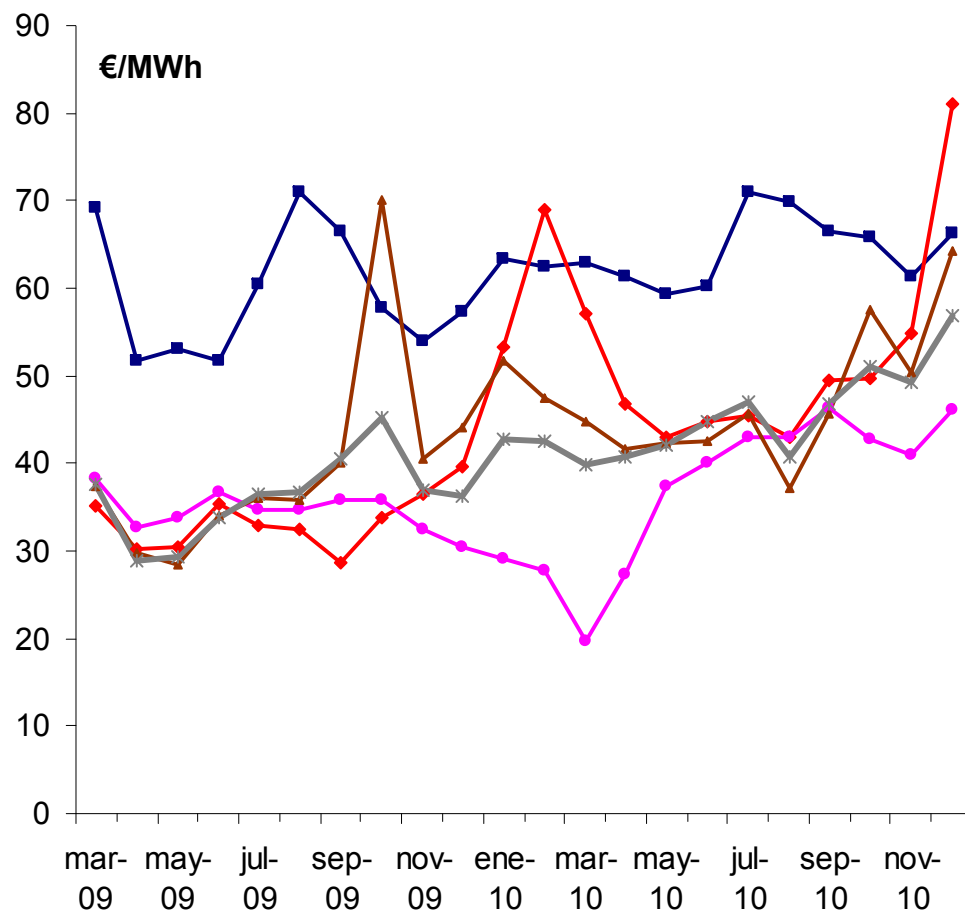
FUENTE: Endesa; Plan de Fomento de Energías Renovables 2005-2010; REE; CNE

	Pot. Inst. (MW)	Energía Anual (GWh)	Horas Utilización	Ratio inversión (M€/MW)	Inversión Empresas (M€)	Prima (€/MWh)	Mercado más Prima (€/MWh)	Ingresos mercado (M€)	Ingresos prima (M€)	Ingresos Mercado más Prima (M€)
Cogeneración	6.135	21.185	3.453	1,48	9.100	34,1	98,8	1.370	723	2.093
Solar fotov**	3.438	6.016	1.750	6,05	20.797	388,4	453,1	389	2.336	2.725
Eólica	15.946	31.763	1.992	1,10	17.540	35,9	100,6	2.054	1.140	3.194
Hidráulica	1.951	4.624	2.371	1,50	2.926	31,6	96,2	299	146	445
Biomasa	582	2.473	4.249	2,55	1.509	50,7	115,4	160	125	285
Termo solar**	3.500	9.086	2.596	5,80	20.300	222,9	287,6	588	2.025	2.613
Total	31.551	75.148	2.382	1,83	77.921	89,9	153,6	4.859	6.497	11.356

	CO2 Evitado (KtCO2)	Millones Barr. Petr. Evitados	Coste barril Evitado (€/barril)
Cogeneración	1.826	5,7	364
Solar fotov**	2.370	6,9	395
Eólica	12.515	36,5	88
Hidráulica	1.822	5,3	84
Biomasa	974	2,8	100
Termo solar**	3.580	10,4	250
Total	23.087	67,7	150

	VAN (M€) (6%)		TIR	
	Mercado sin prima	Mercado más prima	Mercado sin prima	Mercado más prima
Cogeneración	-2.723	6.520	2,1%	13,2%
Solar fotov.	-15.825	14.043	-5,2%	12,4%
Eólica	2.333	16.912	7,0%	12,7%
Hidráulica	896	2.762	9,0%	14,7%
Biomasa	-281	1.322	3,8%	14,4%
Termo solar	-12.785	13.105	-2,3%	12,1%
Total	-16.437	52.701	3,7%	12,3%

el precio mayorista español es el más bajo de Europa pese a su incremento en 2010



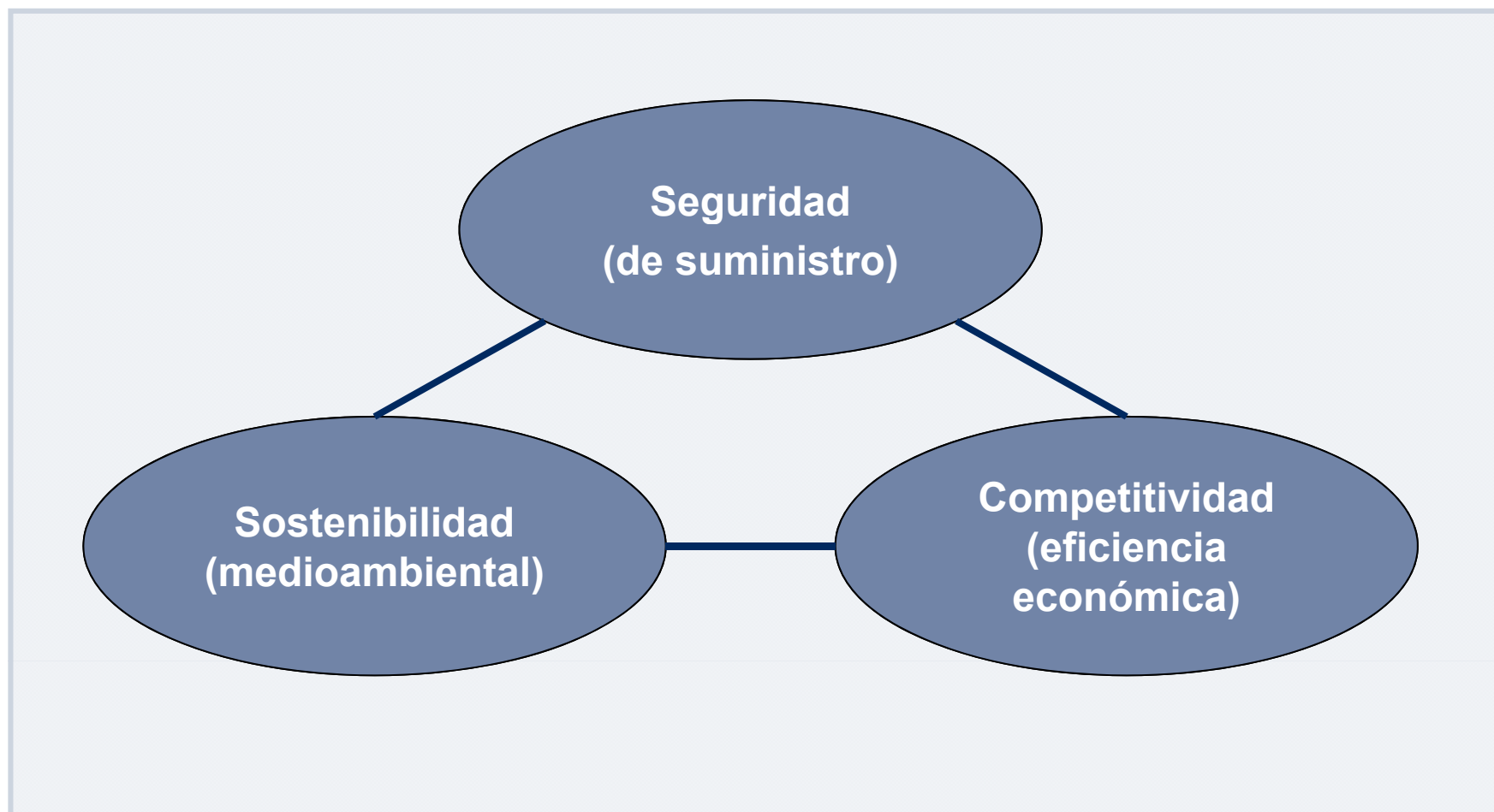
Precio de España en diciembre:

- 19% del precio de Alemania
- 28% del precio de Francia
- 30% del precio de Italia
- 43% del precio de NordPool

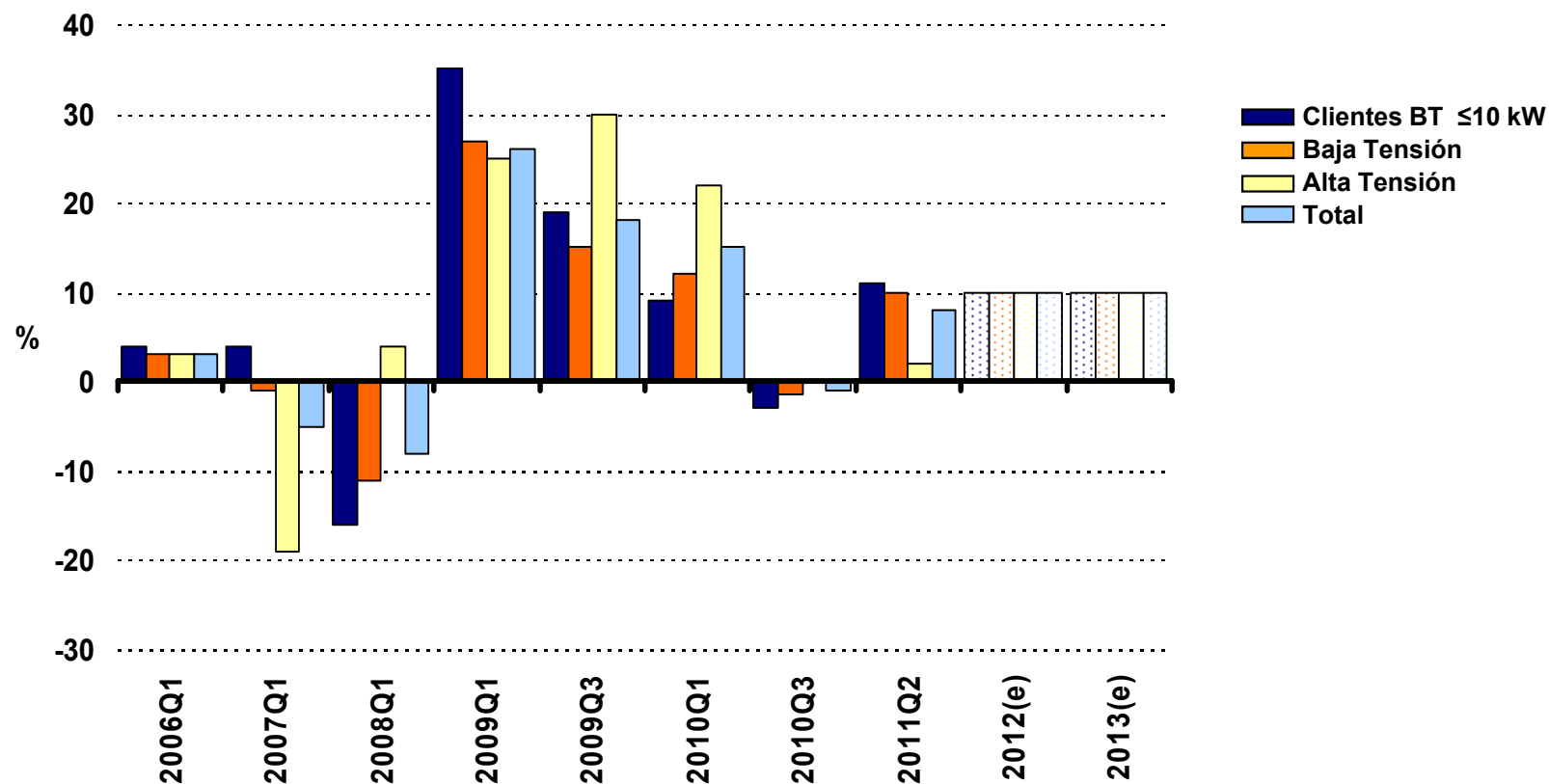
Incremento de precios en el segundo semestre de 2010 en toda Europa. Fuerte variación de precios en diciembre de 2010 respecto a diciembre de 2009:

- + 104% en NordPool
- + 57% en Alemania
- + 52% en España
- + 45% en Francia
- + 15% en Italia

El precio mayorista español no puede reducirse: es el más bajo de Europa
Notable incremento de precios en el segundo semestre de 2010 en toda Europa



**El desarrollo del sistema eléctrico español gira en torno a 3 objetivos principales
cuya compatibilidad es el origen de los principales retos del sector**

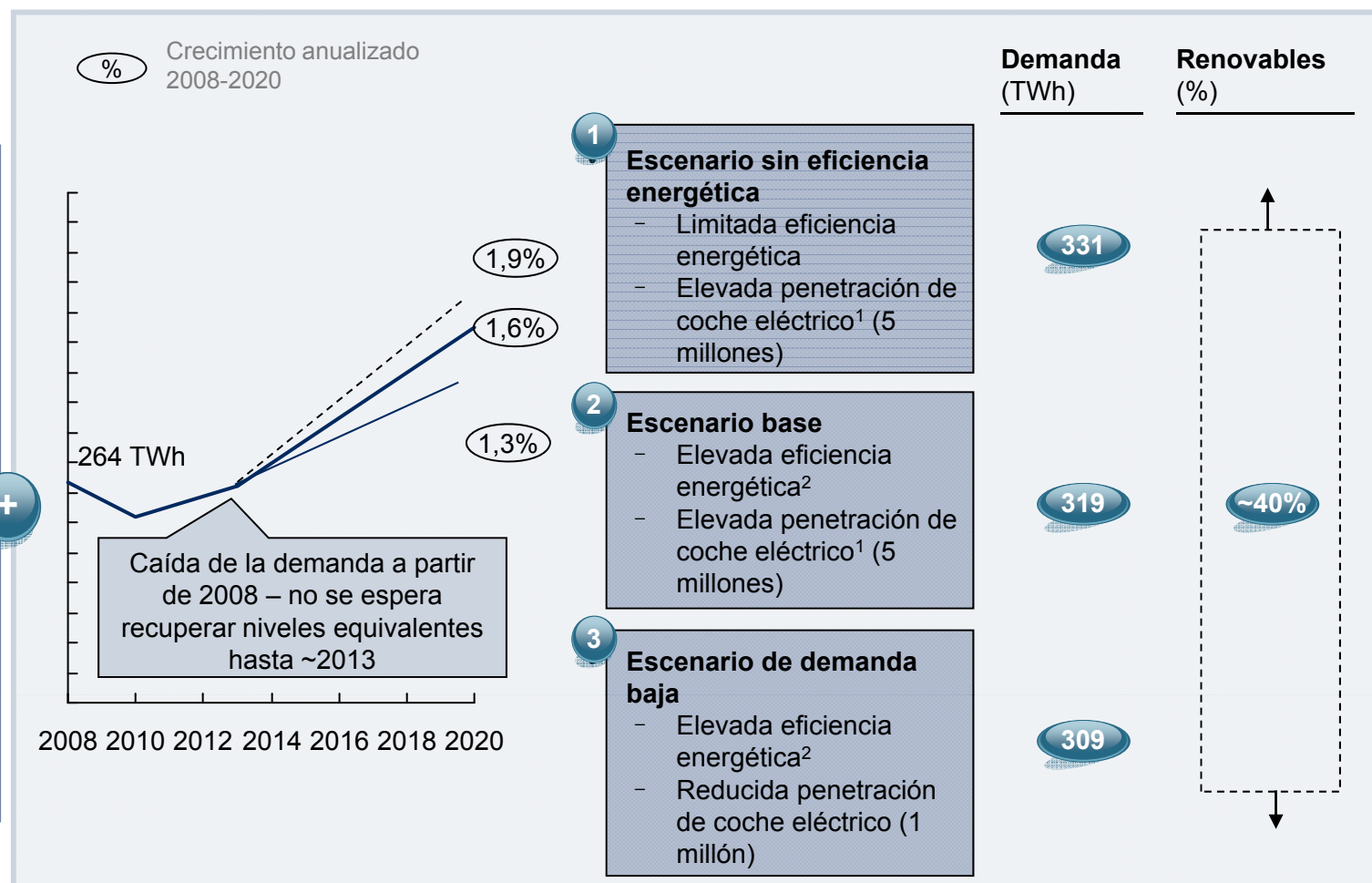


**Hipótesis de partida/
restricciones para
el análisis de la
evolución del
sistema a 2020**

**Cumplimiento de
objetivos de
renovables
definidos por la
Unión Europea:**

Para España **20%
del total de energía
en consumo final,**
que para el **sector
eléctrico supone el
~40%** de la energía
producida renovable

**Incertidumbres del sistema – posibles escenarios de demanda del sistema
eléctrico a considerar (sistema eléctrico peninsular)**



¹ ~20% parque

² Intensidad energética primaria España (consumo de energía de todos los sectores/unidad PIB) de 164 (escenario 1), 162 tep/mill. Euros 2000 (escenario 2) y 156 tep/mill. Euros 2000 p (escenario 3), vs. 195 tep/mill. Euros 2000 en 2005: El escenario 3 implica una reducción del 20%

	Sistema Nacional 2010			Sistema Nacional 2020 Escenario transferencia de aprendizaje en RE				Sistema Nacional 2020 Escenario retribución RE continuista				Incremento del precio medio en términos reales (IPC 1,5%)	
	M€	%ET	€/MWh	M€	%ET	€/MWh	%PM	M€	%ET	€/MWh	%PM	Aprend. RE	RE contin.
COSTES DE ACCESO	15.864	57%	65,5	21.497	43%	69,2	6%	27.997	50%	90,2	38%	-9%	19%
Transporte	1.397	5%	5,8	2.130	4%	6,9	19%	2.130	4%	6,9	19%	2%	2%
Distribución y Gestión Comercial	4.893	17%	20,2	7.374	15%	23,7	18%	7.374	13%	23,7	18%	1%	1%
Sobrecoste Régimen Especial	5.888	21%	24,3	7.000	14%	22,5	-7%	13.500	24%	43,5	79%	-20%	54%
Anualidades Déficit Act. Reguladas	1.844	7%	7,6	2.035	4%	6,6	-14%	2.035	4%	6,6	-14%	-26%	-26%
Plan Ahorro y Eficiencia Energética	309	1%	1,3	309	1%	1,0	-22%	309	1%	1,0	-22%	-33%	-33%
Interrumpibilidad en mercado	450	2%	1,9	863	2%	2,8	50%	863	2%	2,8	50%	29%	29%
Compensación extrapeninsulares	897	3%	3,7	1.701	3%	5,5	48%	1.701	3%	5,5	48%	27%	27%
Resto de costes de acceso	186	1%	0,8	85	0%	0,3	-64%	85	0%	0,3	-64%	-69%	-69%
Déficit de Act. Reguladas	-3.000		-12,4	0		0,0		0		0,0			
INGRESOS DE ACCESO	12.864		53,1	21.497		69,2	30%	27.997		90,2	70%	12%	46%
Demanda en cliente final (TWh)	242			311				311					

El sobrecoste del régimen especial es la partida de costes de acceso que tendrá mayor impacto en la tarifa de los próximos años.

Se prevé un sobrecoste del régimen especial entre 7.000 M€ y 13.500 M€ en 2020 dependiendo de la transferencia de la curva de aprendizaje de las tecnologías en la retribución del régimen especial, implicando que las tarifas de acceso se deberán incrementar entre un 30% y 70% (entre un 12% y un 46% en términos reales)

Evolución de la prima equivalente del régimen especial en escenario retributivo continuista

	2010			2015			2020		
	TWh	M€	€/MWh	TWh	M€	€/MWh	TWh	M€	€/MWh
Cogeneración	23	902	39	23	904	39	25	963	39
Solar Fotovoltaica	5	2.213	423	10	3.583	344	14	4.286	302
Termosolar	1	284	271	7	1.769	271	13	3.396	271
Eólica Terrestre	40	1.686	42	57	2.288	40	74	2.966	40
Eólica Marina	0	0	0	0	0	0	4	257	66
Hidráulica	5	217	43	5	233	43	6	248	43
Biomasa	3	222	71	6	435	71	11	798	71
Residuos	3	101	34	4	127	34	4	140	34
Trat. Residuos	3	265	88	5	410	88	5	445	88
TOTAL	84	5.888	70	117	9.749	83	155	13.500	87
Coste Unitario Prima RE	24,3 €/MWh			40,2 €/MWh			55,7 €/MWh		
% Prima RE / Coste Total	21%			31%			24%		
En. Renovable	89 TWh			119 TWh			157 TWh		
En. Renovable / En. final	13,0%			16,8%			20,2%		

Se prevé un sobrecoste del régimen especial de 13.500 M€ en 2020 si no existe transferencia de la curva de aprendizaje de las tecnologías en la retribución del régimen especial.

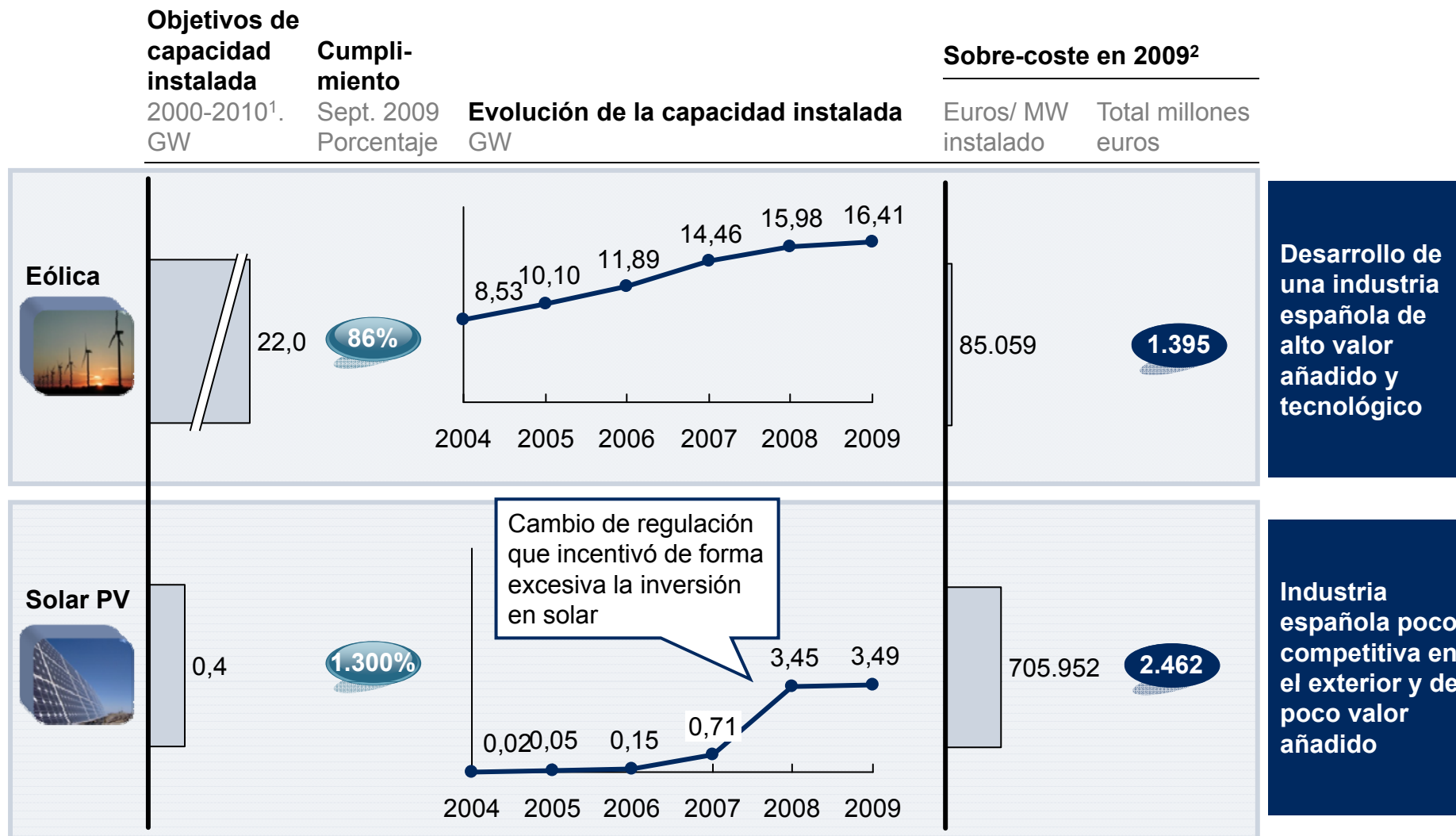
En caso que la curva de aprendizaje sea transferida a la retribución de las instalaciones de régimen especial, el sobrecoste en 2020 se situaría en unos 7.000 M€.

INCREMENTO DE LAS PRIMAS Y DE LA ENERGIA POR TECNOLOGÍAS 2004-2009				
	PRIMAS 2004 €/MWh	PRIMAS 2009 €/MWh	INCREMENTO DE LA PRIMA UNITARIA 2009/2004* (%)	INCREMENTO DE LA ENERGIA (%)
COGENERACIÓN	24,24	48,16	110	12
SOLAR	332,52	429,7	30	-
EÓLICA	28,08	42,72	62	129
HIDRAULICA	31,72	43,15	45	10
BIOMASA	30,54	74,46	154	49
RESIDUOS	18,12	30,12	24	25
TRATAMIENTO RESIDUOS	26,59	83,88	227	46
MEDIA	26,51	76,54	199	69

* Incremento corrigiendo en 2,84 €/MWh el precio de mercado de 2009 para homogeneizarlo

¿se pueden reducir los costes?

resultados de los diferentes modelos retributivos empleados en España: eólica vs FV



¹ Plan de Renovables 2005-2010. Publicado inicialmente en 1999, revisado y ajustado en 2005

² Estimación para los meses de Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre, con misma producción que 2008 y primas de 2009

FUENTE: Endesa; Plan de Fomento de Energías Renovables 2005-2010; REE; CNE

	Descripción	Proyectos lanzados/ promovidos por Endesa	Inversión estimada (M€)
Telegestión	Sustitución de los contadores actuales por un sistema de “contadores electrónicos inteligentes”, gestionables en remoto	Proyecto de Telegestión para el despliegue de 11 millones de “contadores inteligentes”	2.400 ¹
Vehículo eléctrico	Despliegue de la infraestructura necesaria para adaptar la red a la recarga de los vehículos eléctricos	- Acuerdos con distintos organismos para el despliegue de infraestructuras - Acuerdos con fabricantes	287 ²
Redes inteligentes	Gestión de la red de manera automatizada e integrada Adaptación de la red de distribución a la conexión de fuentes de generación descentralizada (renovables y otras)	Programa “Smart City” (piloto en Andalucía)	N.d.

Inversiones relevantes que requieren un modelo retributivo específico y atractivo

¹ Estimación en base a un parque de 27 millones de contadores con un coste de 90 euros por contador

² Estimación acumulada a 2020

FUENTE: UNESA; Endesa

1. La tarifa eléctrica es insuficiente

- Ha disminuido en términos reales durante los últimos años
- Durante años, el precio de energía considerado en la tarifa ha estado por debajo del precio del mercado eléctrico

2. Esta insuficiencia ha causado el denominado déficit de tarifa

- El déficit de tarifa se debe a que las tarifas son insuficientes para cubrir los costes reales del sistema
- Hace que los consumidores paguen “a plazos” su consumo y el cliente no percibe el verdadero precio de electricidad
- Las empresas eléctricas han contabilizado estos ingresos, e incluso han pagado impuestos por ellos, pero su endeudamiento ha crecido
- Este desequilibrio se ha convertido en estructural: si no se toman medidas, el déficit crecerá indefinidamente
- El Real Decreto Ley 6/2009 establece una obligación legal de reducción del déficit y un calendario para ésta

3. El déficit sólo puede eliminarse incrementando los ingresos ...

- Hay margen para esto; a pesar de las subidas, los precios de la electricidad en España están en línea con la media europea

4. ... y reduciendo los costes

- Algunos costes no pueden reducirse: por ejemplo, la distribución eléctrica española es la peor pagada de Europa
- Otros ya se han reducido: el precio mayorista español es el más bajo de Europa pese al incremento en 2010
- Pero las ayudas a la producción renovable se han incrementado notablemente
- En particular, las primas a la fotovoltaica representan una fracción desproporcionada, en relación con la energía que aporta esta tecnología

5. Los incrementos de precios de la electricidad actuales y futuros se deberán principalmente a ...

- La recuperación del déficit de tarifas acumulado
- Los sobrecostes de la producción renovable

6. El incremento de tarifa para 2011 no soluciona la insuficiencia tarifaria



luz · gas · personas

Anexo

Cientes acogidos al bono social (noviembre 2010)	Cientes	%
1ª vivienda con potencia contratada < 3 kW.	2.419.876	84
Pensionistas > 60 años percibiendo pensión mínima	315.820	11
Familias numerosas	97.341	3
Viviendas con todos sus miembros en paro	23.125	1
Antigua tarifa social < 1 kW	33.367	1
TOTAL	2.889.529	100
11% clientes ≤ 10 kW		
7% consumo ≤ 10 kW		
13% descuento sobre precios en 2010Q4		

Fuente: CNE – Boletín mensual de indicadores eléctricos y económicos (marzo 2011)

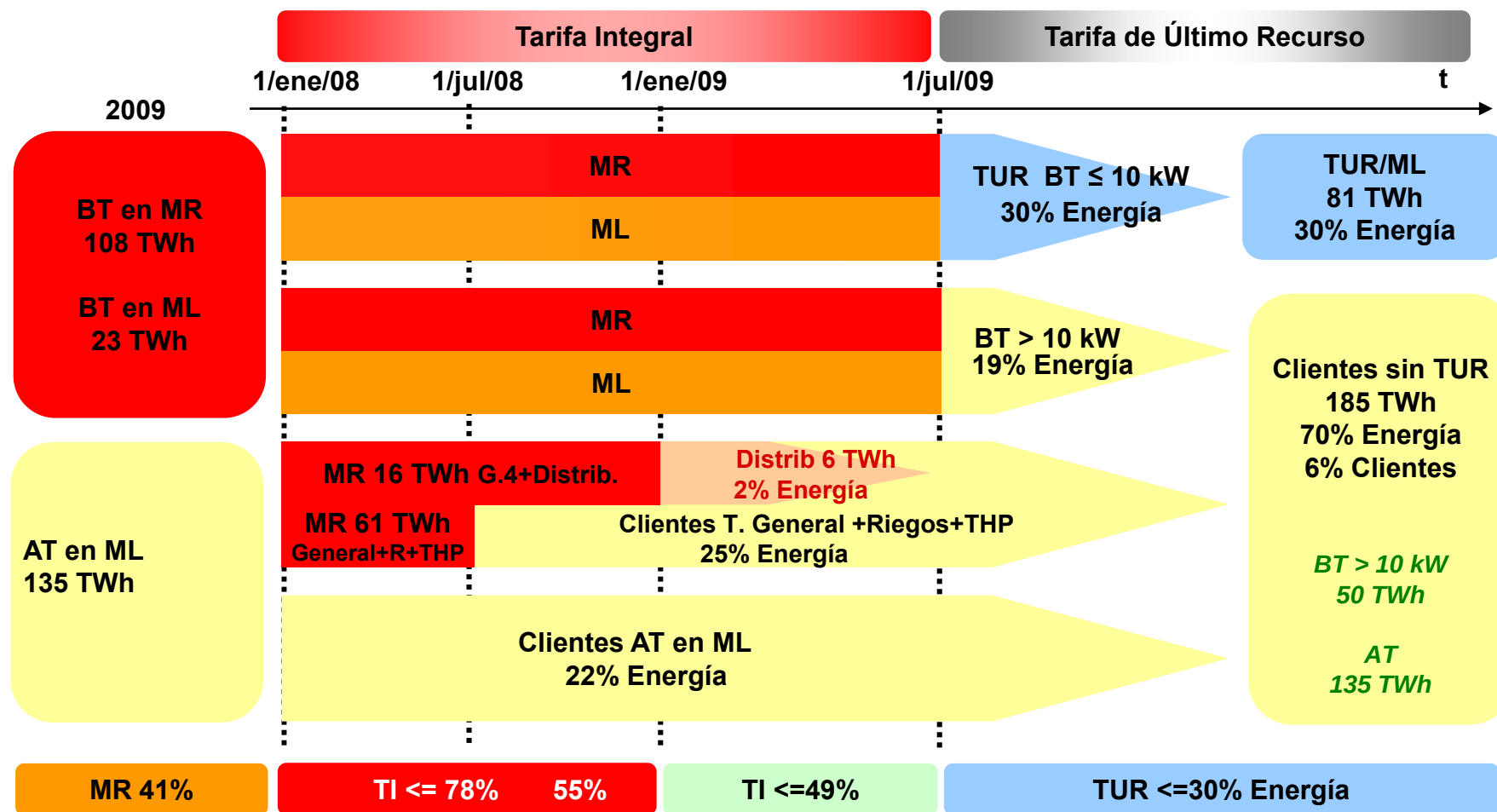
- El Bono Social consiste en mantener las tarifas integrales vigentes previas a la introducción de la TUR en julio de 2009.
- Los Comercializadores de Último Recurso tienen reconocido la percepción a precios de suministro TUR sin discriminación horaria, siendo la diferencia entre el pago del cliente y el precio TUR cubierta por los principales generadores.
- Los principales generadores financian transitoriamente el bono social hasta 2013.

Novedades:

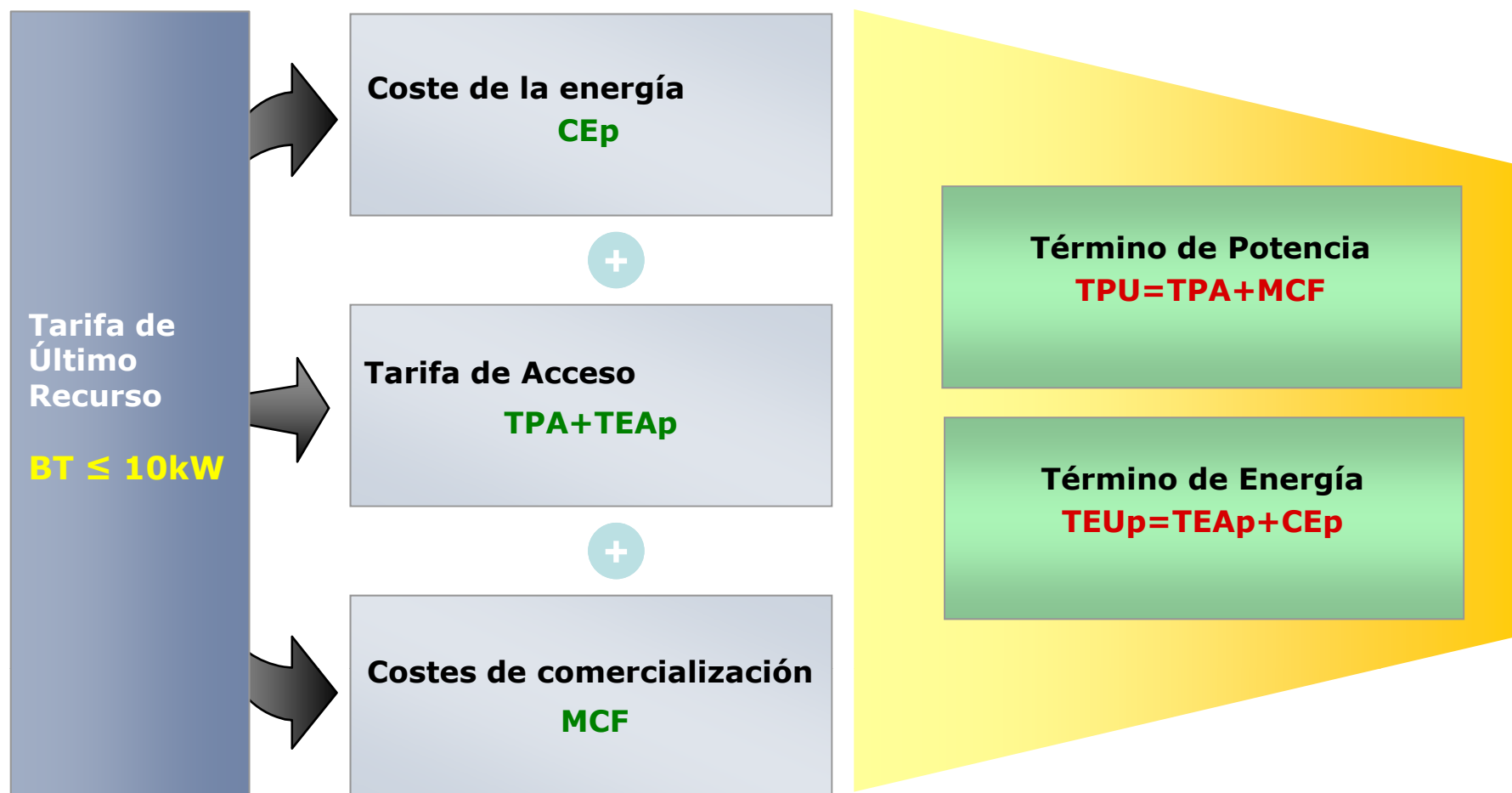
- Posible introducción de un umbral mínimo de renta per cápita (desarrollo del concepto de “pobreza energética”).
- Establecimiento de convenios con AAPP para una mejor gestión.

del mercado regulado al mercado libre

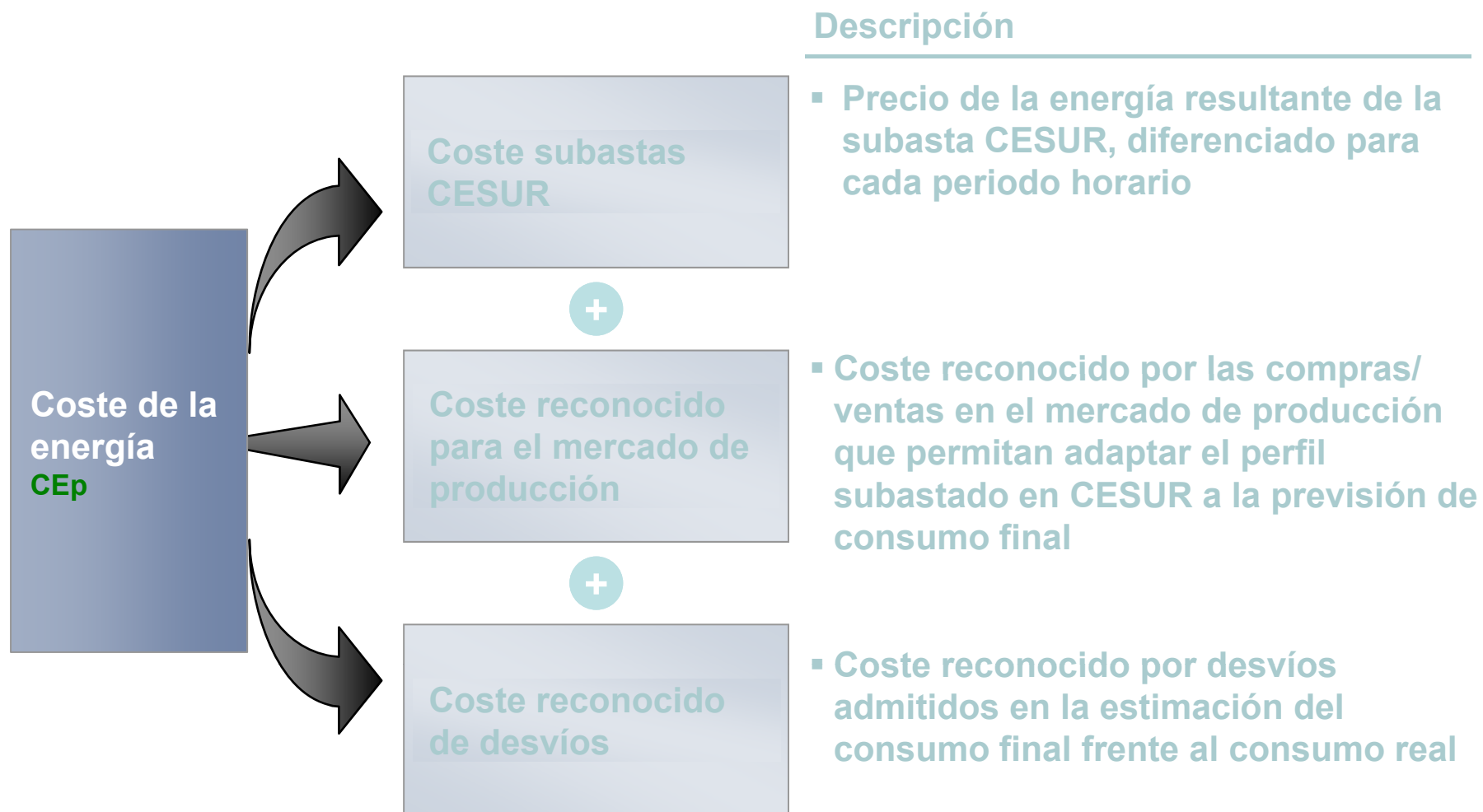
desde julio de 2009 todos los clientes se encuentran en mercado libre



A partir de julio de 2009, todos los clientes se encuentran en el mercado libre
Únicamente los clientes con derecho a TUR disponen de la posibilidad de acogerse a
precios totalmente regulados (TUR), aunque pueden elegir suministrador libremente



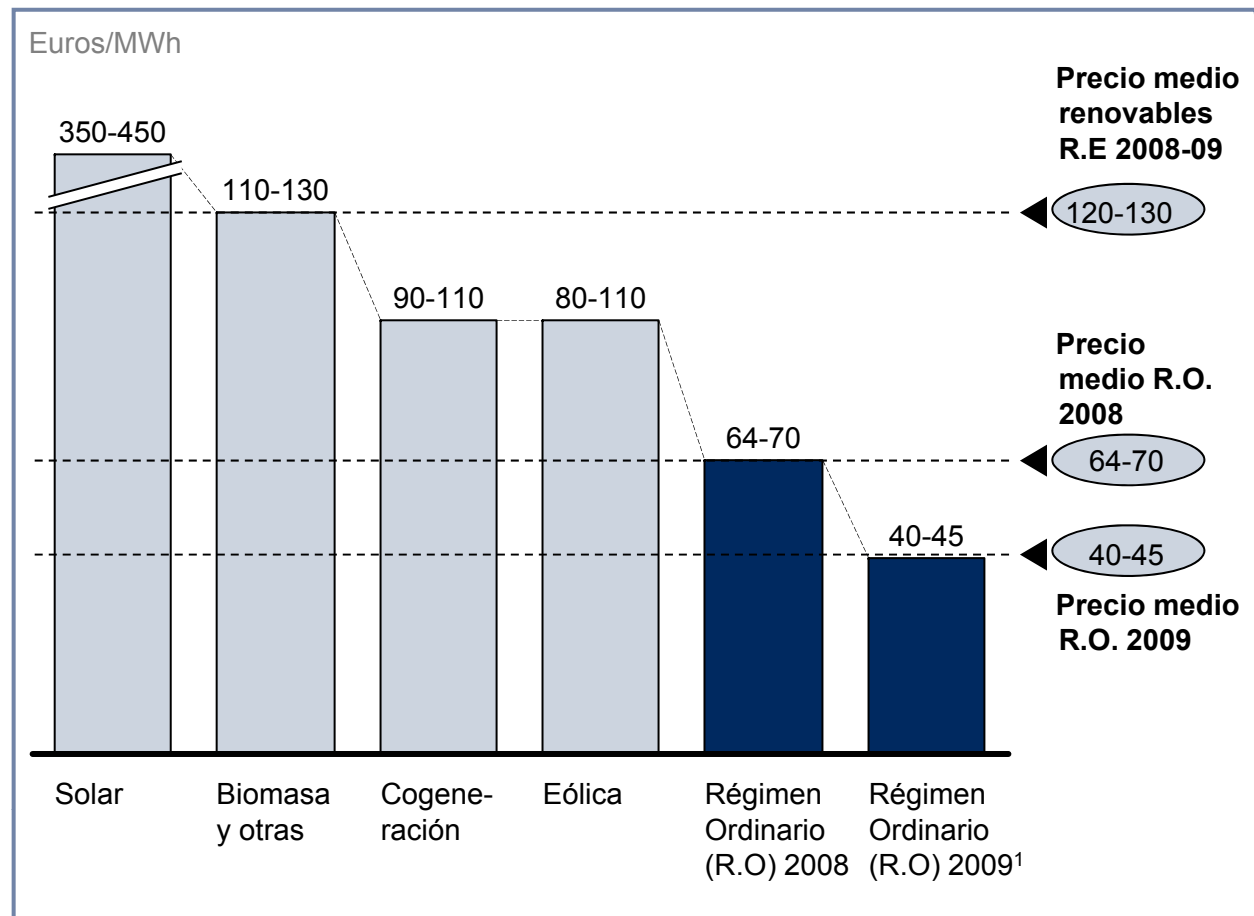
MCF: Margen de comercialización fijo (4 €/kW para el segundo semestre de 2009)



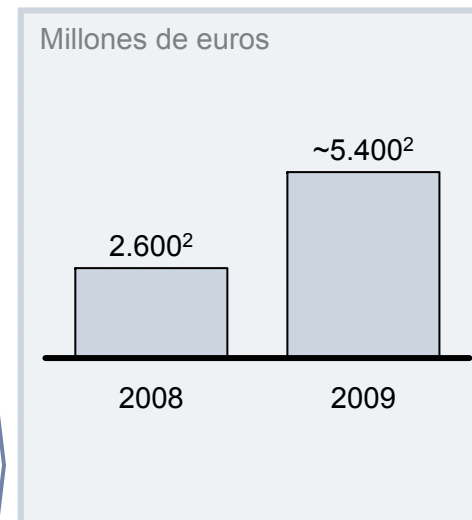
INCREMENTO DE LAS PRIMAS Y DE LA ENERGIA POR TECNOLOGÍAS 2004-2009				
	PRIMAS 2004 €/MWh	PRIMAS 2009 €/MWh	INCREMENTO DE LA PRIMA UNITARIA 2009/2004* (%)	INCREMENTO DE LA ENERGIA (%)
COGENERACIÓN	24,24	48,16	110	12
SOLAR	332,52	429,7	30	-
EÓLICA	28,08	42,72	62	129
HIDRAULICA	31,72	43,15	45	10
BIOMASA	30,54	74,46	154	49
RESIDUOS	18,12	30,12	24	25
TRATAMIENTO RESIDUOS	26,59	83,88	227	46
MEDIA	26,51	76,54	199	69

* Incremento corrigiendo en 2,84 €/MWh el precio de mercado de 2009 para homogeneizarlo

Retribución por tipo de tecnología 2008 y 2009



Sobre-coste renovables R.E².



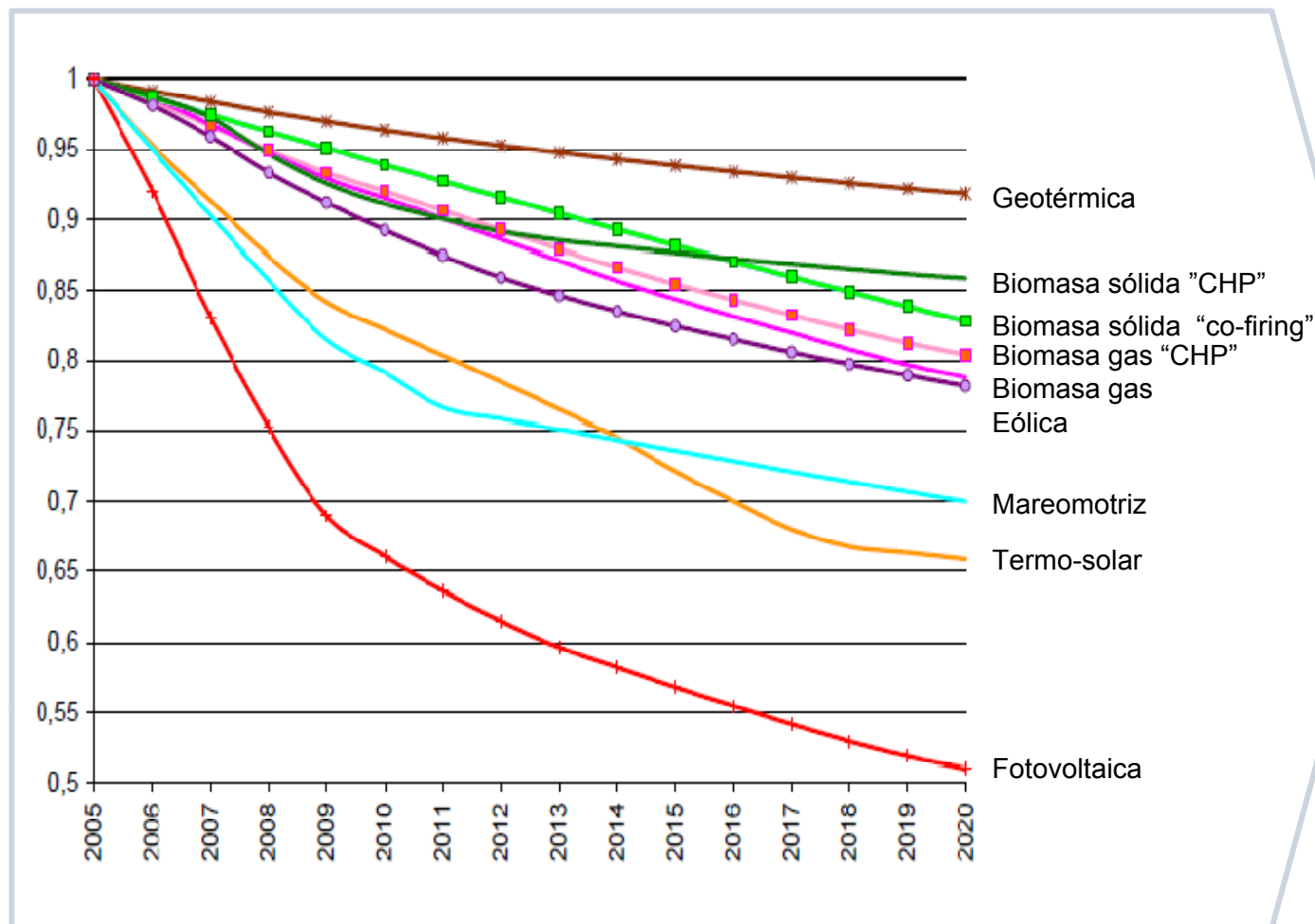
- En 2009, dicho sobre-coste se refleja en que las renovables concentran el 22% de la producción y el 44% del coste de generación
- A este sobre-coste de las primas, habría que añadir otros costes adicionales (impacto en tecnologías térmicas, infrautilización, licencias, otros)

¹ Precio medio después de servicios complementarios estimado para el año

² Cogeneración (también perteneciente al R.E.) no incluida

Curva de aprendizaje por tecnología

Porcentaje que representa el coste de inversión en cada año sobre el de 2005

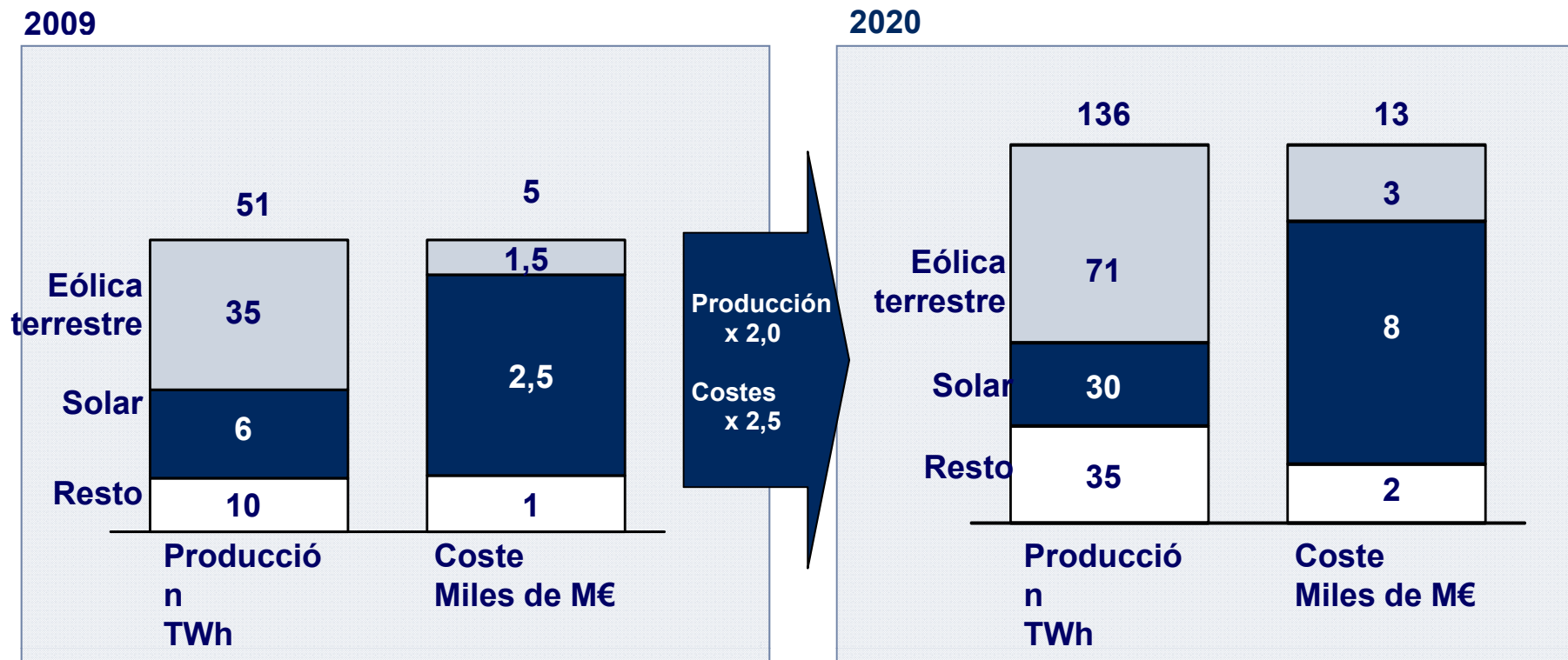


Es necesario seguir profundizando en el entendimiento de las curvas de aprendizaje tecnológico de cada tipo de renovable

- El modelo retributivo debe reconocer la evolución de los costes de inversión en el tiempo – la curva de aprendizaje es típicamente muy pronunciada
- Ejemplo de la fotovoltaica en España: en los últimos cuatro cupos que se han añadido al sistema, el exceso de oferta lleva a unas reducciones de primas del 12%

¿se pueden reducir los costes?

las primas a la fotovoltaica suponen un coste desproporcionado



La energía solar (fotovoltaica y termosolar), que únicamente aportará el 22% de la energía renovable, supondrá el 60% del coste de ésta en 2020

Hasta 2008

Tarifa
440 €/ MWh

Entrada libre

Objetivo:
0,4 GW
2005-2010

Incertidumbre
sobre la retribución
de instalaciones
posteriores a
septiembre 2008

