

ENERGIÁ Y SOCIEDAD

Normativa tarifaria 2010

Orden ITC/3519/2009 Tarifas acceso electricidad

Orden ITC/3520/2009 Peajes de gas

21 enero 2010

INDICE

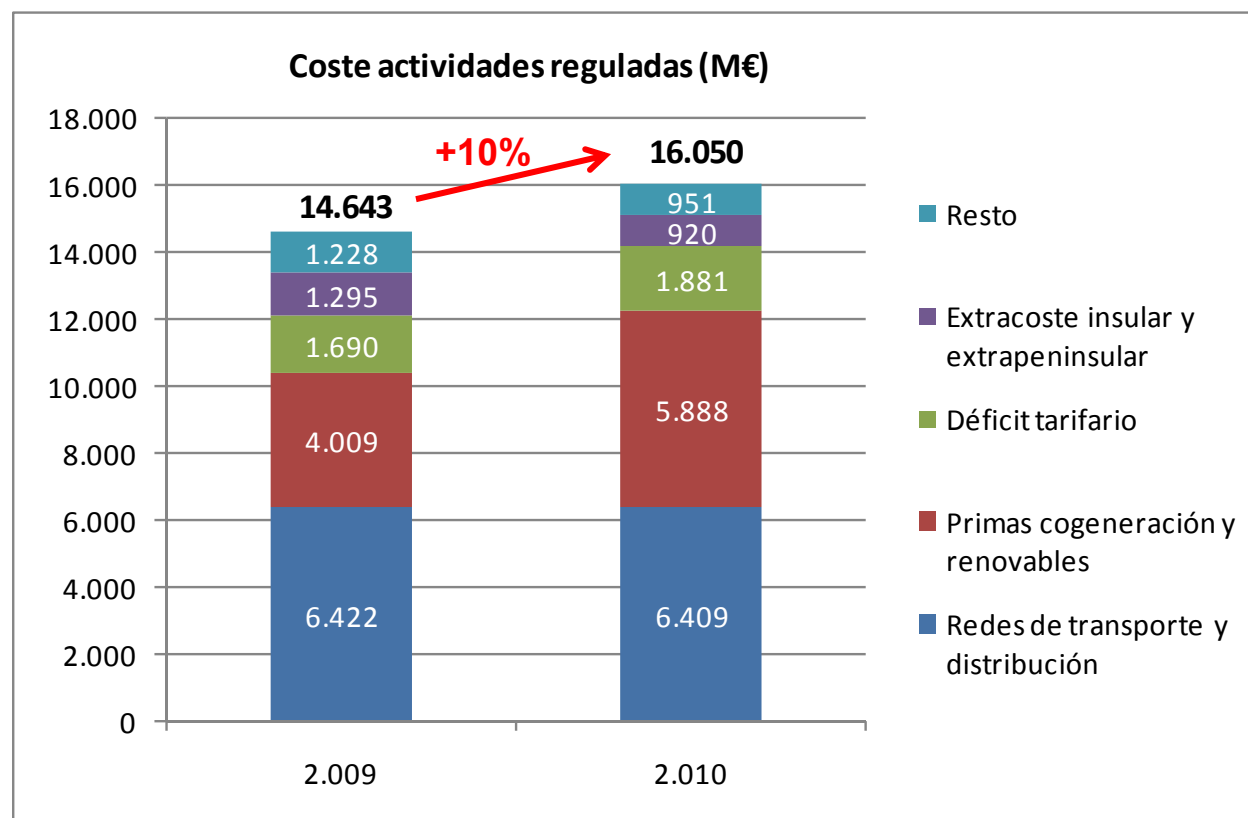


- **Revisión tarifaria**
 - Costes totales y déficit
 - Tarifas de acceso
 - Tarifas de último recurso de electricidad
 - Revisión peajes de gas

- **Retribución de las actividades reguladas**
 - Transporte
 - Distribución
 - Régimen especial

Costes regulados totales

Incremento del 10% respecto a la previsión de hace un año ...



Costes previstos
+1.400 M€

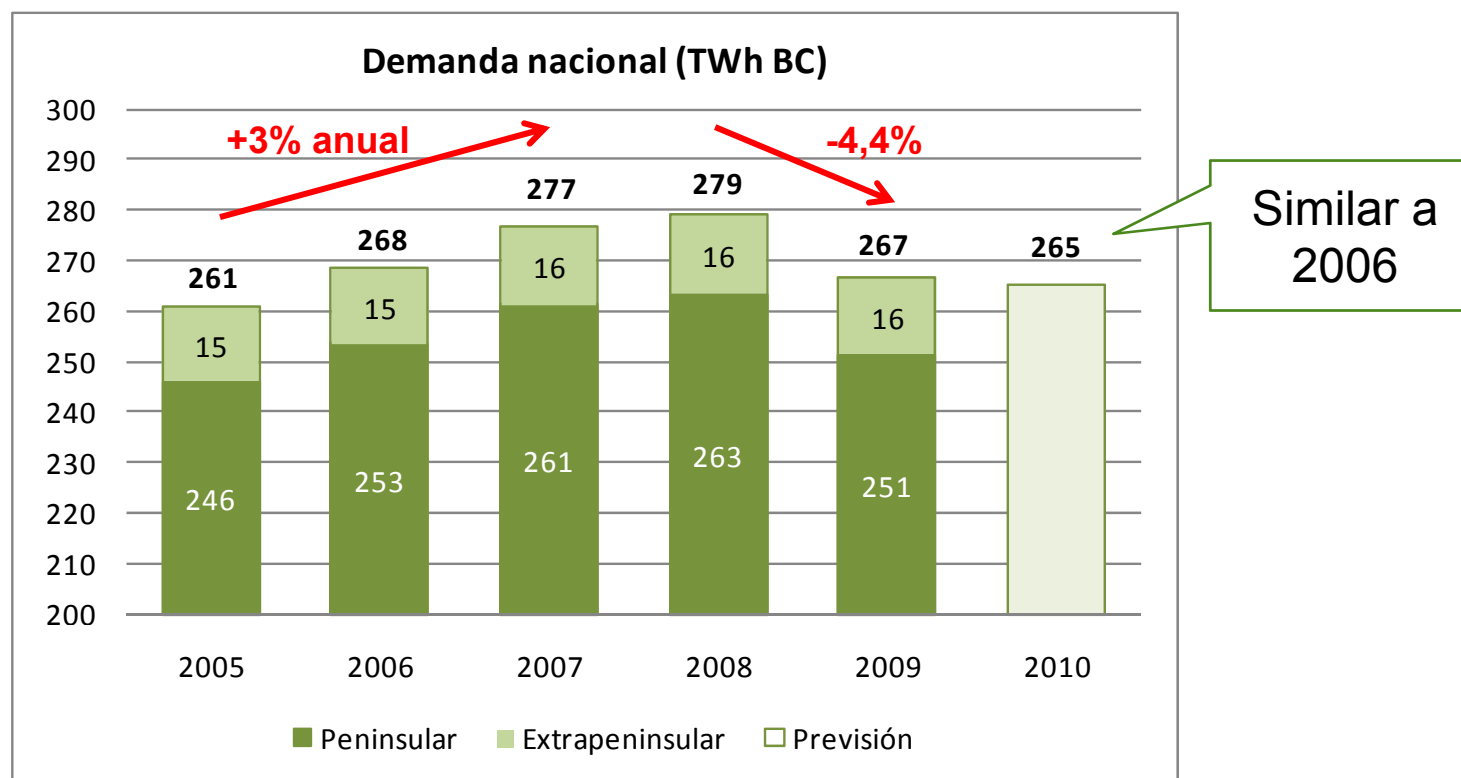
Fuente: Memorias OM tarifas de acceso 2009 y 2010

Son costes previstos en el cálculo a principio de cada año y pueden tener variaciones

Déficit tarifario se refiere a anualidad para recuperar déficit histórico (~ 16.000 M€ a 31.12.2009)

Demanda electricidad

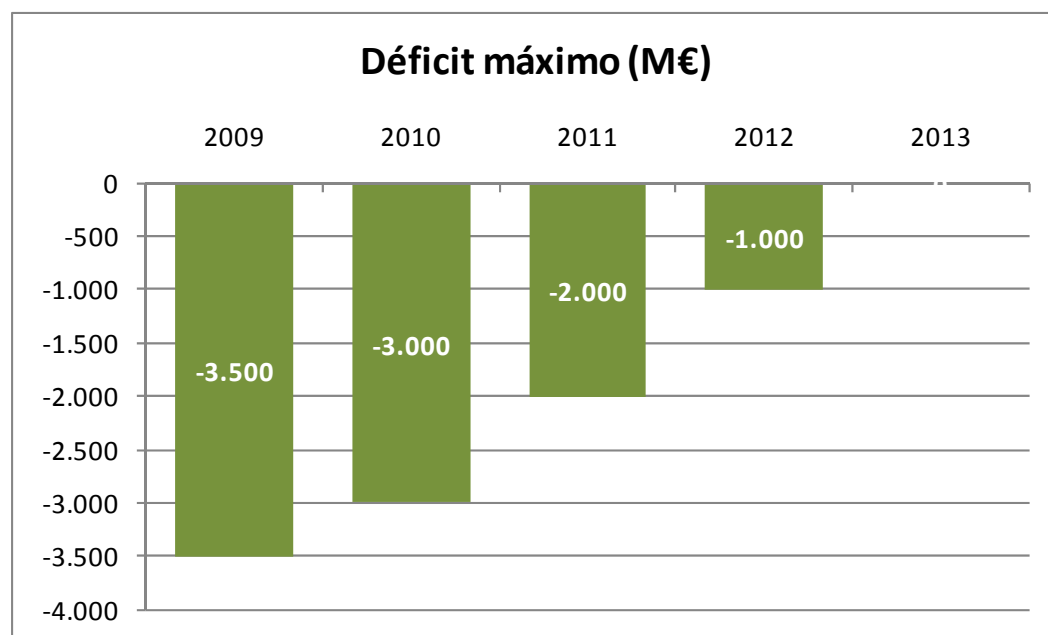
... en un contexto de estancamiento de la demanda ...



Fuente: Datos reales 2005-2009 de REE y previsión 2010 en Memoria OM tarifas de acceso 2010.
Demanda expresada en Barras de Central, incluye 9,3% de pérdidas de red

Déficit tarifario

... y con la limitación del déficit establecida en RDL 6/2009



Déficit anual máximo según RDL 6/2009

Déficit tarifario

Es la diferencia entre costes regulados y recaudación por tarifas de acceso

Hasta ahora ha sido financiado por algunas empresas eléctricas

RDL 6/2009

Limita cantidad máxima anual

Permite titulización con garantía del Estado (pendiente constituir)

Incremento de Tarifas de acceso

Incremento global del 14,5%

Precio Medio €/MWh (Te y Tp)	Enero 2010	% subida
Baja Tension	71,6	11,9%
2.0 A ($P \leq 10\text{kW}$)	82,8	9,0%
2.0 DHA ($P \leq 10\text{kW}$)	49,6	9,5%
2.1 A ($10 < P \leq 15\text{kW}$)	89,4	22,0%
2.1 DHA ($10 < P \leq 15\text{kW}$)	57,8	22,0%
3.0 A ($P > 15\text{kW}$)	54,0	17,7%
Alta Tensión	28,5	22,1%
3.1 A (1 a 36 kV)	47,6	18,2%
6.1 (1 a 36 kV)	33,5	26,8%
6.2 (36 a 72,5 kV)	15,2	25,0%
6.3 (72,5 a 145 kV)	13,7	24,1%
6.4 ($> 145\text{ kV}$)	9,0	0%
Total	51,1	14,5%

Menor para
clientes
TUR

- **Términos de potencia** \Rightarrow Incrementos lineales para todas las tarifas
- **Términos de energía** \Rightarrow Apuntamiento precios de periodos con mayor demanda
- **Reactiva** \Rightarrow Fuerte incremento del precio para todos los $\cos \varphi < 0,95$

Subida Tarifaria TUR



Para un cliente sin discriminación horaria, suponen un incremento del 2,6%

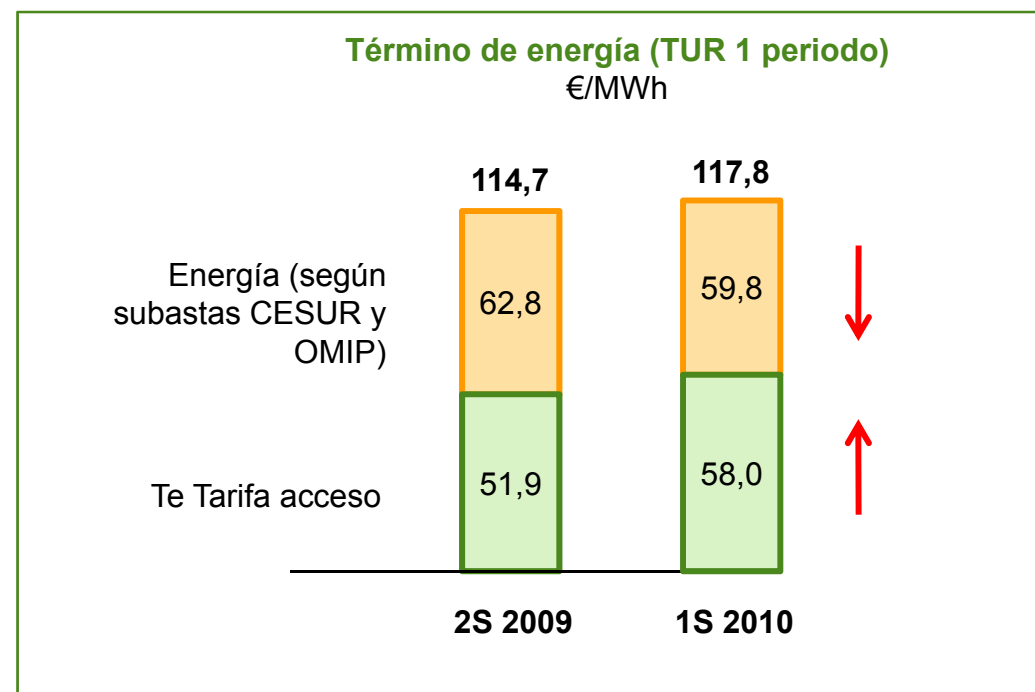
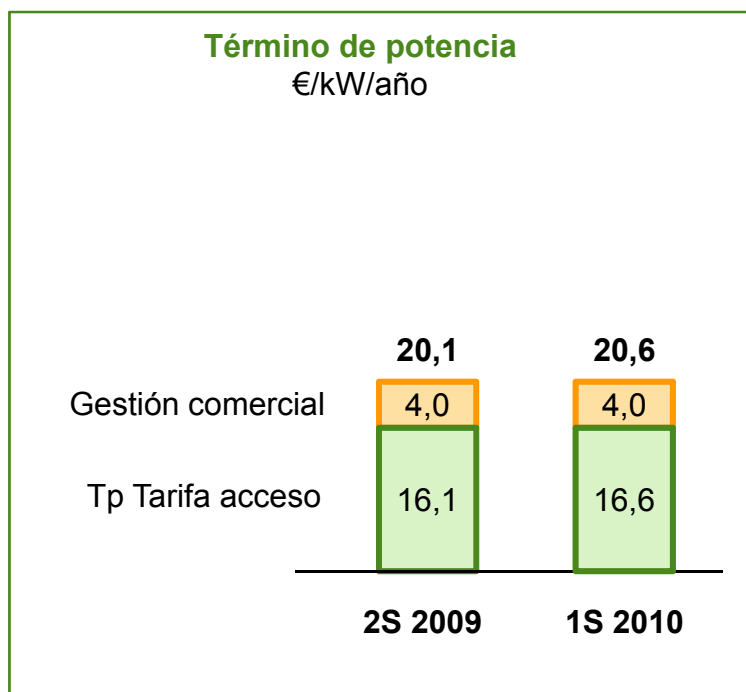
Variación de precios TUR 1S 2010				
		2S 2009	1S 2010	Variación
Tp	€/kW/año	20,102425	20,633129	2,6%
Te 1 periodo	€/kWh	0,114730	0,117759	2,6%
Te DH punta	“	0,137362	0,138960	1,2%
Te DH valle	“	0,060976	0,058923	-3,5%

Fuente: BOE

Excepto para los acogidos al Bono Social
(tienen congelado el precio del 1S 2009)

Subida Tarifaria TUR

Las TUR se calculan aditivamente según metodología de julio 2009



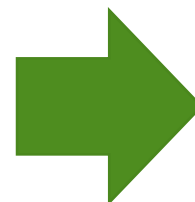
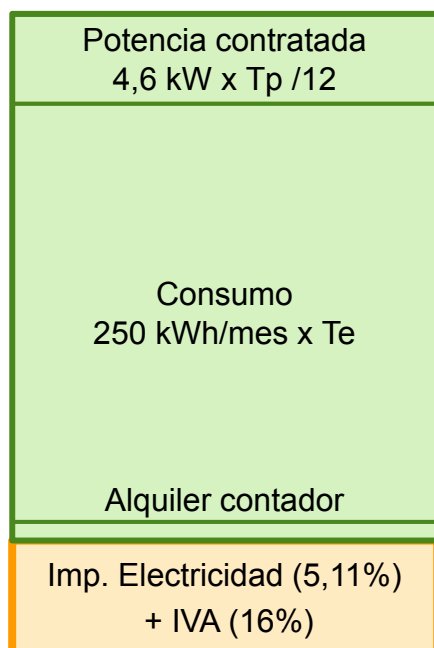
Fuente: Elaboración propia a partir de BOE

Destino importe factura TUR

Casi la mitad de lo que paga un consumidor doméstico medio se destina a decisiones impuestos y política energética y social

Cálculo de una factura eléctrica media

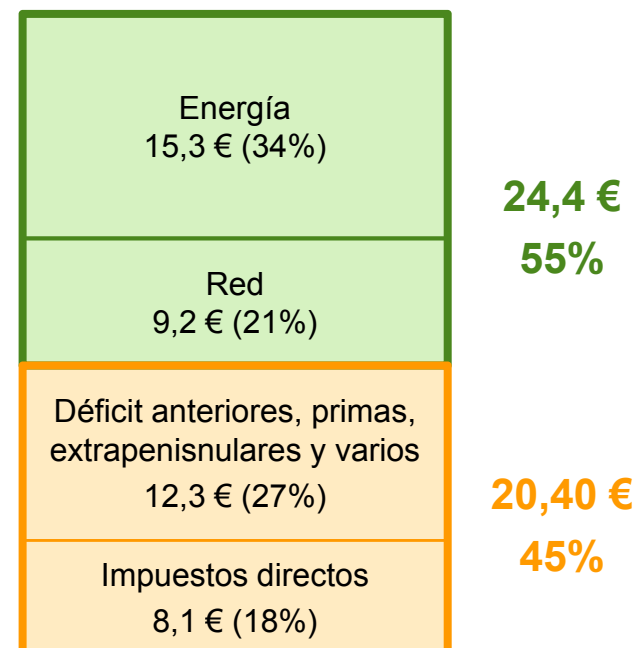
44,8 €/mes



Reparto según Memoria MITYC de OM tarifas acceso eléctricas 2010

Destinos del importe de la factura

44,8 €/mes



Fuente: Elaboración propia a partir de BOE y Memoria MITYC

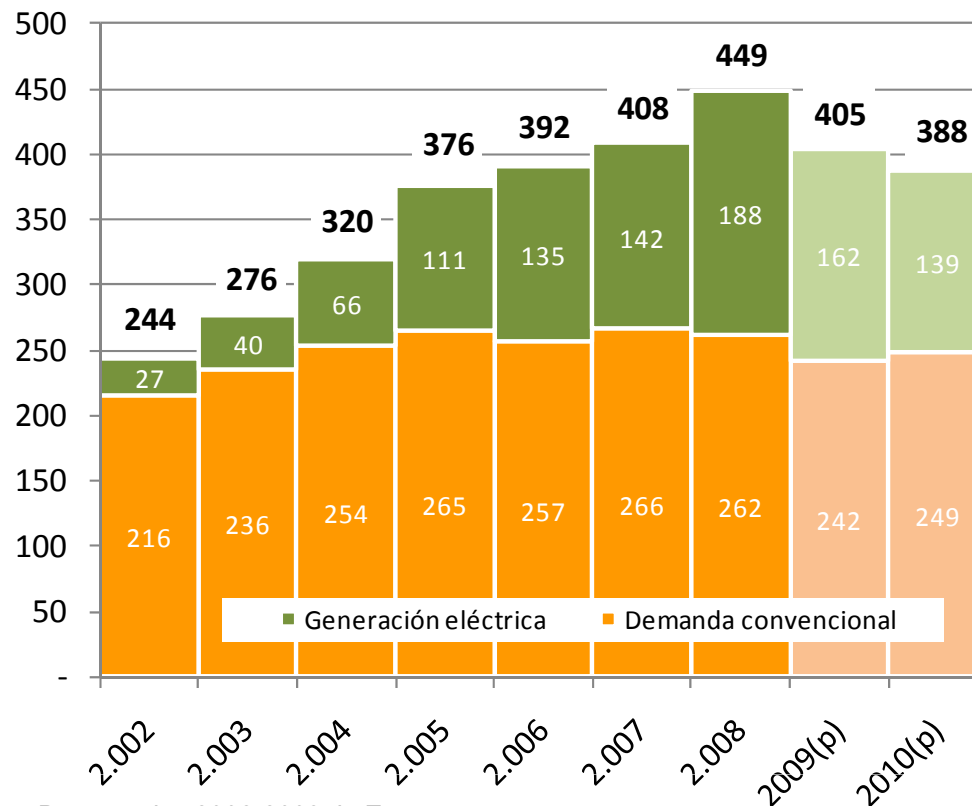


Gas

Escenario de demanda

Se mantiene la recaudación en un contexto de reducción de demanda

Demanda de gas (TWh)



Menor previsión de
demanda eléctrica
(-14%)

Similar al año 2007

Ligero incremento en
demanda
convencional (+3%)

Similar al año 2004

Se mantiene la
recaudación

Se permite
revisión el 1
julio

Fuente: Datos reales 2002-2008 de Enagas y
previstos 2009-2010 en Memoria OM peajes 2010



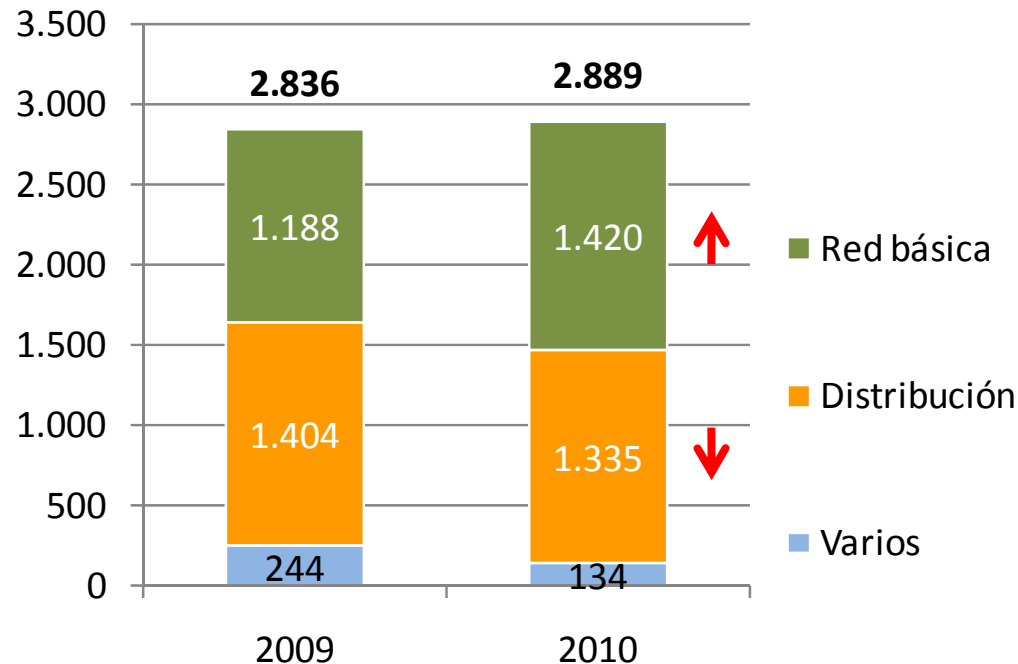
Gas

Coste de actividades reguladas



Se mantienen las necesidades de financiación

Costes incluidos en el cálculo de peajes (M€)



Transporte

Se incrementa por retribución de nuevas inversiones

Distribución

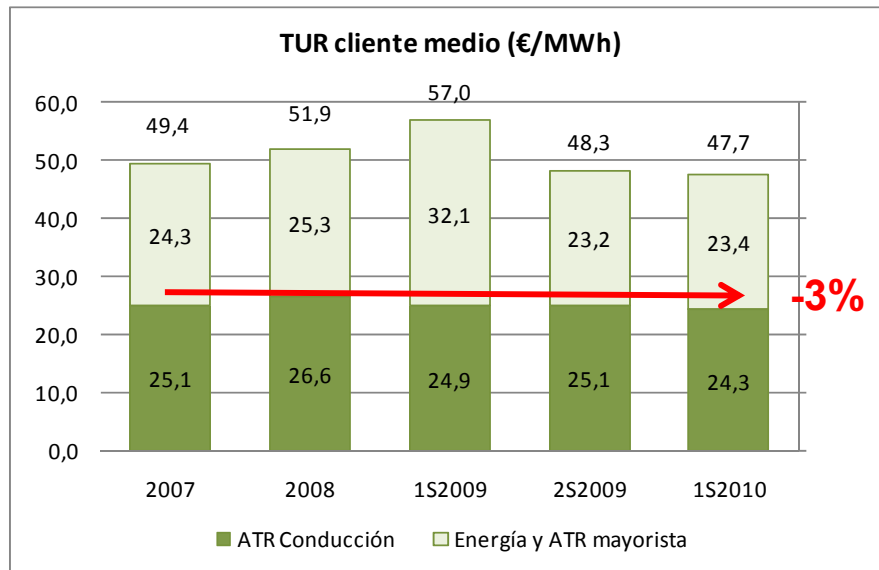
Se reduce transitoriamente por corrección de 2008 y 2009 por menores ventas

Fuente: Memoria OM peajes 2010. Incluye costes reconocidos provisionales y previsión de nuevos costes
Distribución incluye 10M€ de retribución específica



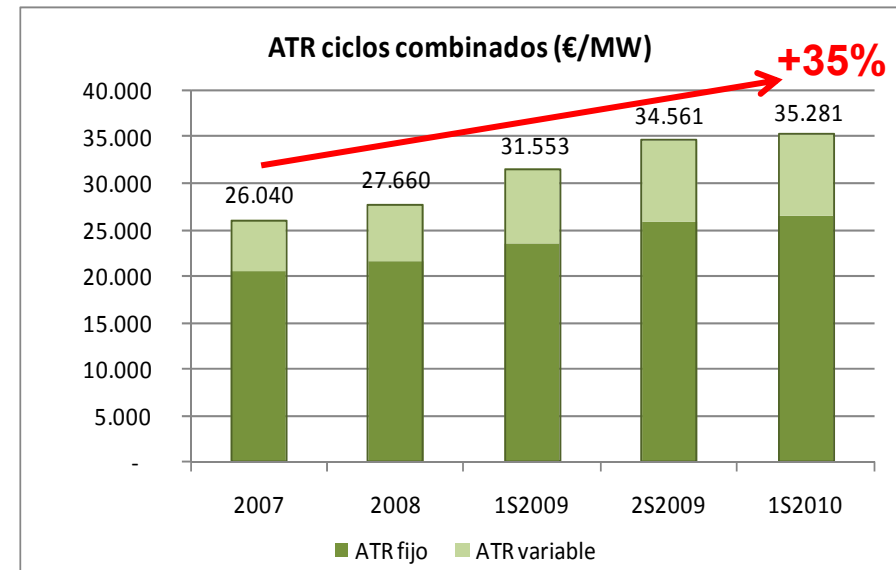
Gas Variación de peajes

Los valores publicados suponen un Incremento general del 2%, respecto a valores vigentes, excepto para clientes con derecho a TUR



Fuente: BOE y elaboración propia, precios medios para un cliente 3.2 con consumo anual de 9.000 kWh

Cientes con derecho a TUR acumulan una reducción del 3% (2007-2010) ...



Fuente: BOE y elaboración propia. ATR total por MW instalado suponiendo un funcionamiento de 4.000h

... mientras el mercado industrial y de generación eléctrica sufre un incremento total del 35%

INDICE



- **Revisión tarifaria**
 - Costes totales y déficit
 - Tarifas de acceso
 - Tarifas de último recurso de electricidad
 - Revisión peajes de gas

- **Retribución de las actividades reguladas**
 - Transporte
 - Distribución
 - Régimen especial

Costes Actividades de Red

**El del transporte crece
mientras que el de la distribución prácticamente se mantiene**

Retribución de las Actividades Reguladas (k€)			
Actividad	Tarifa 2009	Tarifa 2010	Δ %
Transporte	1.344.021	1.397.104	3,95%
REE	1.129.116	1.180.832	4,58%
Peninsulares	77.981	85.043	9,06%
Insulares y Extrapeninsulares	136.924	131.229	-4,16%
Distribución	4.875.061	4.892.645	0,36%
Peninsulares	3.908.559	3.973.867	1,67%
Insulares y Extrapeninsulares	306.947	331.646	8,05%
Distribuidores DT ^a 11	336.916	350.541	4,04%
Limpieza vegetación líneas	10.000	10.000	0,00%
Gestión Comercial (Pen)	292.798	212.211	-27,5%
G.Comercial (SEIE)	19.841	14.380	-27,5%

Nota: Retribución 2009 según última previsión

% Costes regulados 2010 : Distribución (30,8%) y Transporte (8,8%)

Transporte

Retribución transporte (miles de €) Año 2010	
TOTAL	1.397.104
TOTAL PENINSULAR	1.265.875
REE	1.180.832
IBERDROLA	21
UNIÓN FENOSA	48.810
HIDROCANTÁBRICO	7.317
ENDESA PENINSULAR	28.895
TOTAL EXTRAPENINSULAR	131.229

Fuente: Informe 33/2009 CNE

Costes unitarios (post 2008) de inversión y explotación provisionales

Retribución Distribución: Antecedentes



- **El RD 222/08 sienta las bases de una metodología de costes**
 - Pendiente de desarrollo, especialmente el incentivo a la inversión
 - Define el Modelo de Red de Referencia (MRR) como herramienta de “contraste técnico”
 - Fórmula paramétrica ($F_e, \Delta D$) hasta que la CNE aplique metodología MRR
- **OM Tarifas 2009: Se fija la retribución de 2009 como prevista**
 - La subida respecto a la retribución de 2008 es de casi un 9%
- **El MITYC emite borrador OM en base al informe CNE (MRR)**
 - Establece definitiva la retribución de 2009 y provisional la de 2010
- **Finalmente MITYC deja todo provisional y da mandato a la CNE**
 - Hasta que el MRR sea validado y contrastado con las empresas eléctricas distribuidoras
 - Pendiente de cerrar la R2009, la R2010 y las inversiones a futuro desde 2010

Retribución provisional 2009



Basada en el sistema paramétrico (Fe, DD)

Retribución Distribución

Empresa o grupo empresarial	Definitiva 2008	Provisional 2009 OM Tarifas Ene2010	Δ Retrib (k€)	Δ Retrib (%)
IBERDROLA	1.363.368	1.423.711	60.343	4,43%
UF	644.195	669.336	25.141	3,90%
HC	129.114	133.183	4.069	3,15%
E.ON	123.337	129.531	6.194	5,02%
ENDESA (peninsular)	1.500.414	1.552.232	51.818	3,45%
FEVASA	167	176	9	5,39%
SOLANAR	297	390	93	31,31%
SUBTOTAL PENINSULAR	3.752.605	3.908.559	155.954	4,16%
ENDESA Extrapeninsular	300.259	306.947	6.688	2,23%
TOTAL NACIONAL	4.051.628	4.215.506	163.878	4,04%

Retribución provisional 2010



Basada en resultados MRR

Retribución Distribución

Empresa o grupo empresarial	Provisional dic-09	Provisional 2010	Δ Retrib (k€)	Δ Retrib (%)
IBERDROLA	1.423.711	1.415.252	-8.459	-0,59%
UF	669.336	666.274	-3.062	-0,46%
HC	133.183	139.920	6.737	5,06%
E.ON	129.531	136.030	6.499	5,02%
ENDESA (peninsular)	1.552.232	1.615.788	63.556	4,09%
FEVASA	176	224	48	27,27%
SOLANAR	390	379	-11	-2,82%
SUBTOTAL PENINSULAR	3.908.559	3.973.867	65.308	1,67%
ENDESA Extrapeninsular	306.947	331.646	24.699	8,05%
TOTAL NACIONAL	4.215.506	4.305.513	90.007	2,14%

Gran disparidad de resultados

Reducción del 27,5%

Empresa o grupo empresarial	R _{GC} 2009	R _{GC} 2010	Δ Retrib (k€)
IBERDROLA	122.534	88.808	-33.726
UF	42.388	30.721	-11.667
HC	7.966	5.773	-2.193
E.ON	6.861	4.973	-1.888
ENDESA (peninsular)	113.000	81.899	-31.101
FEVASA	41	30	-11
SOLANAR	9	7	-2
SUBTOTAL PENINSULAR	292.799	212.211	-80.588
ENDESA Extrapeninsular	19.841	14.380	-5.461
TOTAL NACIONAL	312.639	226.591	-86.048

Derechos de Acometida



Suben un 4,7% y se publican los nuevos precios de supervisión de instalaciones cedidas

Acometidas

EXTENSIÓN (€/kW solicitado)	
< 1 kV y < 100 kW	17,374714
V ≤ 36 kV y < 250 kW	15,718632
36 kV < V ≤ 72,5 kV	15,343534
V > 72,5 kV	16,334353
ACCESO (€/kW contratado)	
< 1 kV	19,703137
V ≤ 36 kV	16,992541
36 kV < V ≤ 72,5 kV	14,727812
V > 72,5 kV	10,700842

El precio de los derechos de extensión aplica al intervalo 50-100 kW en BT

ENGANCHE (€/actuación)	
< 1 kV	9,044760
V ≤ 36 kV	79,491970
36 kV < V ≤ 72,5 kV	266,957067
V > 72,5 kV	374,542485
VERIFICACIÓN (€/actuación)	
< 1 kV	8,011716
V ≤ 36 kV	54,871990
36 kV < V ≤ 72,5 kV	85,163859
V > 72,5 kV	125,994037
Supervisión instalaciones cedidas (€/actuación)	
< 1 kV	101,52
V ≤ 36 kV - Línea	253,81
V ≤ 36 kV - CT	152,29
36 kV < V ≤ 72,5 kV	613,09
V > 72,5 kV	1.344,31

Nuevos

Transitorio de 6 meses para las solicitudes de 2009

Eventos excepcionales en Calidad



Se establece que los eventos excepcionales no se considerarán en el cálculo del incentivo de calidad

a) Requisitos:

- Origen en causas naturales
- Que suceda en más del 10% de los municipios peninsulares (50% extrapeninsulares)
- Que no estén previstos en el diseño de las instalaciones

b) Solicitud a la DGPEM, aportando documentación municipios afectados e Informes técnicos que reflejen la excepcionalidad del evento.

c) Autorización por la DGPEM, previo informe CNE

Posible aplicación al ciclón Klaus de enero 2009

Régimen Especial



Se publican modificaciones en cogeneración:

a) Actualización de la retribución:

Coste materia prima: Se sustituye el precio de la comercializadora por uno basado en el resultado de la subasta TUR y un término de peaje

b) Complemento de eficiencia.

Se sustituye la CMP por el precio del gas obtenido de las subastas para la TUR

Se publica la actualización trimestral y anual de primas y tarifas según el RD 661/2007

Régimen Especial

Previstos 5.900 M€ de primas al Régimen Especial

	GWh	M€	€/MWh
Cogeneración	26.409	1.062	40
Solar FV	6.529	2.633	403
Solar térmica	511	116	227
Eólica	38.401	1.712	45
Minihidráulica	5.086	193	38
Biomasa	1.657	88	53
Residuos	2.696	86	32
	81.289	5.890	72

Fuente: UNESA septiembre 2009

La energía solar recibe el 45% de las primas aportando el 9% de la energía del régimen especial



*Claves para entender
los mercados energéticos
y sus implicaciones en la Sociedad*

www.energiaysociedad.es