



Comisión
Nacional
de Energía

MANDATO DE ARMONIZACIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA EN EL MERCADO REGULADO Y EN EL LIBERALIZADO

13 de diciembre de 2005

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	2
2	ANTECEDENTES	4
	2.1. Pago de energía reactiva de clientes en el mercado regulado	4
	2.2. Pago de energía reactiva de clientes en el mercado liberalizado	5
3	EVOLUCIÓN DE LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA EN EL PERIODO 1998-2004	12
4	PROPUESTAS DE ARMONIZACIÓN DEL PAGO POR ENERGÍA REACTIVA EN EL MERCADO REGULADO Y EN EL MERCADO LIBERALIZADO.....	14
	4.1 Reducción de las bonificaciones de energía reactiva en mercado regulado.....	19
	4.2 Marco para analizar la armonización de recargos de reactiva en el mercado regulado y liberalizado	21
	4.3 Propuestas para aproximar los pagos por energía reactiva en el mercado regulado a los valores vigentes en el mercado liberalizado.....	26
	4.3.1 Ajuste de una recta	27
	4.3.2 Ajuste por umbrales de factores de potencia	30
	4.3.3 Ajuste de una curva	33
5	CONCLUSIONES.....	37

1 INTRODUCCIÓN

El objeto del presente informe es iniciar la tarea de elaborar una propuesta de armonización de la facturación por energía reactiva en el sistema regulado y en el liberalizado.

En concreto, entre los mandatos del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, el mandato vigésimo tercero, dirige a la CNE el encargo de presentar al MITC, antes del 1 de noviembre de 2005, una propuesta de armonización progresiva de la facturación por energía reactiva en el sistema regulado y liberalizado, teniendo en cuenta el efecto que esta armonización pueda tener sobre los precios de la energía eléctrica para los consumidores.

Para la realización de dicho mandato, esta Comisión remitió, con fecha 10 de octubre de 2005, una carta a las empresas distribuidoras¹ en las que se les solicitó información desagregada por grupo tarifario e intervalo de factor de potencia, del número de clientes, consumo, energía reactiva, facturación por término de potencia, facturación por término de energía y facturación por energía reactiva correspondientes a los consumos efectuados durante el ejercicio 2004. Posteriormente, se les solicitó información del consumo de energía activa y reactiva por periodos tarifarios para las tarifas de acceso de 3 y 6 periodos.

Dicha información complementa la disponible, por esta Comisión, procedente de la base de datos de liquidaciones eléctricas (SINCRO). En particular, la relativa a facturación de reactiva por grupos tarifarios e individualmente a grandes clientes, acogidos a tarifas integrales interrumpibles y G4.

¹ En el momento de realizar el presente informe está pendiente recibir la información de facturación de reactiva de clientes en el mercado liberalizado, por periodos horarios de X e Y. Según han comunicado es necesaria una adaptación de sus sistemas de información a los datos requeridos.

El presente informe se estructura de la siguiente forma. En el epígrafe 2 de antecedentes, se muestra el tratamiento normativo de los pagos por energía reactiva en el mercado regulado y en mercado liberalizado desde el inicio de la liberalización en 1998.

En el epígrafe 3, se analiza la evolución de la facturación de la energía reactiva en el periodo comprendido entre 1998 y 2004.

En el epígrafe 4 se resume la situación vigente de la facturación de la energía reactiva, tanto en el mercado regulado, como en el mercado liberalizado.

En el epígrafe 5, se proponen medidas para armonizar el pago por energía reactiva en ambos mercados, regulado y liberalizado, teniendo en cuenta que la fórmula aplicada en cada caso depende de la estructura de tarifas integrales y de acceso aplicada, respectivamente. Es decir, precios por niveles de tensión y en función de la utilización de potencia contratada, con carácter general, en las tarifas integrales, y precios por bloques horarios, en el caso de las tarifas de acceso.

Cabe señalar que en la propuesta de armonización se excluye del análisis del mercado regulado a los clientes acogidos a la tarifa horaria de potencia (THP) por tener un tratamiento diferente al de resto de tarifas integrales, y similar al de las tarifas de las tarifas de acceso.

No obstante, un tema a desarrollar durante 2006, por parte de un grupo de trabajo que se realice con las empresas del sector, será la valoración del coste de la energía reactiva por niveles de tensión y periodos horarios, así como el procedimiento para vincular los ingresos que se obtengan por reactiva, con los planes de calidad que desarrollen las empresas distribuidoras.

Por último, en el epígrafe 6 se resumen las conclusiones del informe.

Se incluyen anexos, con el detalle de la información utilizada en el informe.

2 ANTECEDENTES

2.1. Pago de energía reactiva de clientes en el mercado regulado

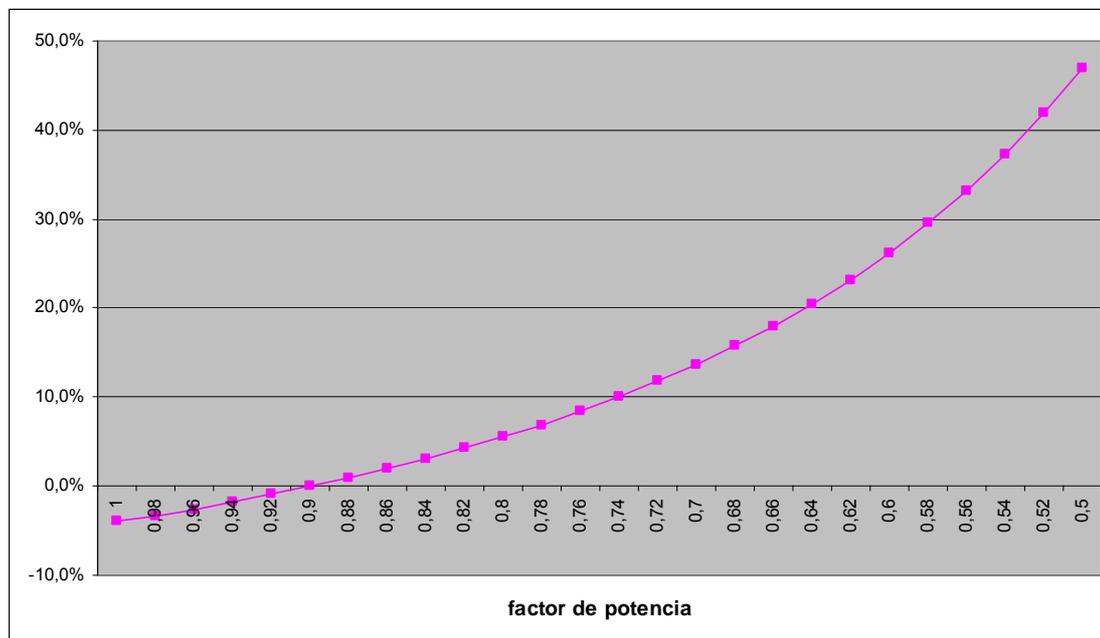
El Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas determina el complemento por energía reactiva a aplicar en las tarifas integrales, distinguiendo entre un *método general* de aplicación a todas las tarifas integrales y un *método específico* que únicamente se aplica a la Tarifa Horaria de Potencia (THP).

El complemento por energía reactiva aplicado a las tarifas integrales con carácter general, está constituido por un recargo o descuento porcentual, que depende del factor de potencia ($\cos \varphi$), que se aplica sobre la facturación básica (suma de los términos de facturación de potencia y de energía) de todas las tarifas integrales, salvo de las tarifas 1.0 y 2.0².

En el gráfico 1 se muestran los descuentos o recargos que se aplican en el mercado regulado en función del factor de potencia. Cabe señalar la forma exponencial de dicha función, la aplicación de bonificaciones en pagos de reactiva con factores de potencia comprendidos entre 1 y 0,90, y de recargos para $\cos \varphi$ inferiores a 0,90. En el caso de que el $\cos \varphi$ sea igual a 0,90, no se aplica ni recargo ni descuento por energía reactiva al cliente en mercado regulado.

² Los clientes acogidos a tarifa 2.0 deberán disponer de los equipos de corrección del factor de potencia ($\cos \varphi$) adecuados para conseguir como mínimo un valor medio del mismo de 0,80. En caso contrario, la empresa suministradora podrá instalar, a su costa, el contador correspondiente y efectuar en el futuro la facturación a este cliente con complemento por energía reactiva en los periodos de lectura real en que el $\cos \varphi$ medio sea inferior a 0,80.

Gráfico 1. Descuentos/recargos (%) en mercado regulado según el factor de potencia según Orden de 12 de enero de 1995



Fuente: Orden de 12 de enero de 1995

Por otra parte, la citada Orden de 12 de enero de 1995 establece un tratamiento diferente del pago por energía reactiva para la Tarifa Horaria de Potencia (THP). En concreto, para la THP (tarifa integral con 7 periodos) se aplica un recargo por energía reactiva a los periodos horarios 1, 2, 3 y 4, siempre que el consumo de energía reactiva en cada periodo exceda el 40% del consumo de energía activa, esto es, correspondiente a un $\cos \varphi$ inferior a 0,93. Los excesos de energía reactiva que se aplican a clientes acogidos a THP se facturan en 2005 a un precio de 0,038199 €/kVArh³. Esta fórmula de energía reactiva aplicada a esta tarifa integral bloque-horaria es similar a la aplicada en las tarifas de acceso vigentes, con estructura, también, bloque-horaria.

2.2. Pago de energía reactiva de clientes en el mercado liberalizado

La liberalización del sector eléctrico, en enero de 1998, hizo necesario establecer unas tarifas de acceso de aplicación a los clientes que acudieran a comprar su energía en el

³ Real Decreto 2392/2004, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005

mercado liberalizado. Ligada a la estructura de tarifas de acceso, se pueden diferenciar cuatro etapas en el tratamiento de la energía reactiva a clientes en el mercado liberalizado.

a) Real Decreto 2016/1997

El Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998 define, por primera vez, las tarifas de acceso a aplicar a aquellos clientes elegibles que acuden a mercado y que en 1998 se restringía a los consumidores cuyo consumo anual superara los 15 GWh.

Este Real Decreto estableció unas tarifas de acceso homotéticas a las tarifas integrales (las tarifas de acceso eran un porcentaje de las tarifas integrales), con los mismos complementos y en las mismas condiciones que se aplicaban a las tarifas integrales según la Orden de 12 de enero de 1995.

No obstante, si bien la metodología de cálculo de los recargos o descuentos por energía reactiva era la misma, independientemente de si el cliente consumía en régimen de tarifa integral o en régimen de mercado, los pagos eran distintos en virtud de la aplicación del recargo o descuento sobre la facturación básica, que siempre era menor en el caso de que el cliente consumiera en régimen de mercado (sobre la facturación de acceso) que en tarifa integral (sobre la facturación total).

b) Real Decreto 2820/1998

El Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a redes, determina una nueva estructura bloque horaria para las tarifas de acceso de alta tensión.

Los pagos por energía reactiva aplicados a las tarifas de acceso del Real Decreto 2820/1998, mantuvieron lo señalado del RD 2016/1997 para las tarifas de acceso de baja tensión y para tarifas específicas de alta tensión (tracciones y tarifas D), si bien en dicho

RD 2028/1998 no se incluye ningún término de energía reactiva a aplicar a las tarifas de acceso generales de alta tensión.

c) Real Decreto 1164/2001

Finalmente, el 8 de noviembre de 2001 se publica el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Dicho RD generaliza la aplicación de tarifas bloque-horarias a todas las tarifas de acceso, también, en la baja tensión, y elimina las tarifas de acceso específicas en la alta tensión.

En cuanto al tratamiento de la energía reactiva relacionado con las tarifas de acceso del RD 1164/2001, cabe destacar las siguientes novedades.

En primer lugar, el RD 1164/2001 introduce el término de energía reactiva como un componente más de la facturación de clientes en el mercado liberalizado⁴, con la excepción de los clientes acogidos a la tarifa de acceso de baja tensión y un periodo horario 2.0A⁵.

En segundo lugar, el Real Decreto 1164/2001 establece una nueva metodología de cálculo de pagos de reactiva sobre las tarifas de acceso, similar a la aplicada en la THP en la Orden de 12 de enero de 1995. Esto supone, por una parte, la eliminación de bonificaciones por energía reactiva en tarifas de acceso. Por otra parte, se aplica un término energía reactiva en todos los periodos tarifarios, salvo el periodo valle (periodo 3

⁴ Hasta la publicación del RD 1164/2001, el término de facturación por energía reactiva, que podía suponer un recargo o un descuento, únicamente era de aplicación a las tarifas de baja tensión (excepto la tarifa 2.0) y a las tarifas específicas de alta tensión (tarifas T y D).

⁵ Los consumidores acogidos a tarifa simple deberán disponer de los equipos de corrección del consumo de energía reactiva adecuados para conseguir como máximo un valor medio del mismo del 50% del consumo de energía activa; en caso contrario, la empresa distribuidora podrá exigir al consumidor la instalación, a su costa, del contador correspondiente o bien instalarlo con cargo a dicho consumidor cobrando el alquiler legalmente establecido y efectuar en el futuro la facturación a este consumidor del término por energía reactiva correspondiente en los periodos de lectura en los que el consumo de reactiva exceda los límites fijados a la distribución en la regulación correspondiente.

para las tarifas de acceso 3.0A y 3.1A y periodo 6 para las tarifas de acceso de 6 periodos) de todas las tarifas de acceso (salvo tarifa de acceso 2.0A), siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33% del consumo de energía activa (lo que equivale a un $\cos \varphi < 0,95$), durante el periodo de facturación considerado.

En tercer lugar, cabe señalar que existen pagos de reactiva para adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con países de la Unión Europea que son inferiores a las que se aplica con carácter general. La diferencia entre ambos esquemas de reactiva coincide con la existente entre las tarifas de acceso generales y las de los pagos específicos de aplicación a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores de la Unión Europea.

Por último, en el artículo 9.3 del RD 1164/2001 se establece que las facturaciones que obtengan las empresas distribuidoras por el término de energía reactiva de las tarifas de acceso no estarán sujetas al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997 y se dedicarán a las acciones necesarias para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las empresas distribuidoras respecto a la red de transporte.

d) Real Decreto 2392/2004

El RD 2392/2004 modifica el artículo 9.3 del RD 1164/2001 en los siguientes aspectos.

En primer lugar, se establecen diferentes precios del término de energía reactiva, en función de umbrales del factor de potencia, y no un único precio independientemente del factor de potencia, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33% del consumo de energía activa (lo que equivale a un $\cos \varphi < 0,95$), durante el periodo de facturación considerado. No obstante el valor del recargo para valores de $\cos \varphi$ entre 0,90 y 0,95 es prácticamente 0 (0,00001 €/kVArh), lo que iguala el pago nulo de reactiva en el mercado regulado y en el liberalizado para un valor de $\cos \varphi < 0,90$. Por otra parte, si bien no se aplican descuentos para valores de $\cos \varphi > 0,95$, a diferencia del mercado

regulado, en periodo de valle el pago de reactiva es nulo, independientemente del valor del factor de potencia.

El siguiente cuadro muestra el término de facturación de energía reactiva en las tarifas de acceso considerado en el Real Decreto 1802/2003 y en la el Real Decreto 2392/2004, tanto para precios generales como para precios específicos de aplicación a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con países de la Unión Europea.

Cuadro 1. Términos de facturación de energía reactiva en las tarifas de acceso considerado en el Real Decreto 1802/2003 y en el RD 2392/2004

Precios generales

	RD 2392/2004 (€/kVArh)	RD 1802/2003 (€/kVArh)	% variación RD 2392/2004 respecto RD 1802/2003
0,95>cos $\varphi \geq 0,90$	0,000010	0,037553	-99,97%
0,90>cos $\varphi \geq 0,85$	0,012531	0,037553	-66,63%
0,85>cos $\varphi \geq 0,80$	0,025063	0,037553	-33,26%
cos $\varphi < 0,80$	0,037594	0,037553	0,11%

Precios específicos

	RD 2392/2004 (€/kVArh)	RD 1802/2003 (€/kVArh)	% variación RD 2392/2004 respecto RD 1802/2003
0,95>cos $\varphi \geq 0,90$	0,000010	0,035577	-99,97%
0,90>cos $\varphi \geq 0,85$	0,012040	0,035577	-66,16%
0,85>cos $\varphi \geq 0,80$	0,024080	0,035577	-32,32%
cos $\varphi < 0,80$	0,036120	0,035577	1,53%

Fuentes: Real Decreto 1802/2003 y Real Decreto 2392/2004.

En el RD 2392/2004, se elimina prácticamente el pago de energía reactiva a clientes en el mercado liberalizado para valores del factor de potencia de 0,9 y superiores, a diferencia de lo establecido hasta entonces. No obstante, no existe la posibilidad de bonificaciones para valores de factor de potencia superiores a 0,9, que se aplican a los clientes en el mercado regulado de acuerdo con la Orden de 12 de enero de 1995.

En segundo lugar, la Disposición adicional décima establece que las facturaciones de energía reactiva de las tarifas de acceso estarán sujetas al proceso de liquidaciones.

Asimismo, esta misma Disposición también considera que los planes de control de tensión que realicen las empresas distribuidoras para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las mismas respecto a la red de transporte, deberán ser incluidos, en su caso en los Planes de calidad establecidos en el artículo 4 de la propuesta de Real Decreto 2005.

Por último, cabe señalar que existen pagos de reactiva para adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con países de la Unión Europea que son un 3,92% inferiores a las que se aplica con carácter general.

Cuadro 2. Comparación de los pagos de energía reactiva en tarifas de acceso generales y específicas para las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con países de la UE

	Precio reactiva general (€/kVArh) (A)	Precio reactiva específico (€/kVArh) (B)	(B)/(A)-1
RD 1483/2001	0,036962	0,033729	-8,75%
RD 1436/2002	0,036962	0,035197	-4,78%
RD 1802/2003	0,037553	0,035577	-5,26%
RD 2392/2004			
0,95>cos φ ≥ 0,90	0,00001	0,00001	0,00%
0,90>cos φ ≥ 0,85	0,012531	0,01204	-3,92%
0,85>cos φ ≥ 0,80	0,025063	0,02408	-3,92%
cos φ < 0,80	0,037594	0,03612	-3,92%

Fuentes: RD de tarifas eléctricas.

En el cuadro 3 se muestran las diferencias actualmente existentes en el tratamiento de la facturación por energía reactiva clientes en mercado regulado y en el mercado liberalizado. Dichos pagos están vinculados a las estructuras de tarifas integrales y de acceso vigentes.

Cuadro 3. Tratamiento de la facturación por energía reactiva en tarifas integrales de los clientes en mercado regulado y en tarifas de acceso de clientes en mercado liberalizado

	Mercado Regulado (Orden 12 de enero de 1995)	Mercado Liberalizado (Real Decreto 2392/2004)
Ámbito de aplicación	Todas las tarifas integrales salvo las tarifas 1.0 y 2.0.	Todas las tarifas de acceso salvo la tarifa 2.0 A.
Metodología	<p>Método general</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Cálculo del factor de potencia considerando el total de energía activa y reactiva. 2. Cálculo del recargo o descuento dependiente del factor de potencia. 3. Facturación por energía reactiva resultado de aplicar el recargo o descuento a la facturación básica. 4. La facturación por energía reactiva es función de la tarifa y del patrón de consumo. <p>Método THP</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Cálculo de la relación de energía reactiva/activa para los periodos 1, 2, 3 y 4. 2. Precio único de energía reactiva para todos los periodos. 3. Facturación por periodo de energía reactiva resultado de aplicar el precio de energía reactiva al exceso de reactiva sobre el 40% de energía activa. 4. La facturación por energía reactiva es función del patrón de consumo. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cálculo de la relación de energía reactiva/activa por periodo horario, excluyendo periodo valle. 2. Precio diferenciado de energía reactiva para todos los periodos, en función de umbrales de factor de potencia. 3. Facturación por periodo de energía reactiva resultado de aplicar el precio de energía reactiva al exceso de reactiva sobre 33% de energía activa. 4. La facturación por energía reactiva es función del patrón de consumo.
Características	<ul style="list-style-type: none"> • Bonificaciones <i>Método general:</i> tienen bonificaciones para $\cos \varphi$ comprendido entre 1 y 0,90. <i>THP:</i> no existen. • Recargos <i>Método general</i> para $\cos \varphi$ inferior a 0,90 (función exponencial). <i>THP:</i> pago unitario si $\cos \varphi$ inferior a 0,93. 	<ul style="list-style-type: none"> • Bonificaciones: No existen. Pero no hay pago de reactiva en periodo de valle • Recargos Pago unitario para $\cos \varphi$ inferior a 0,95. Para $\cos \varphi$ entre 0,95 y 0,9 es prácticamente 0. Para adquisiciones de energía de contratos bilaterales procedentes de UE pagos de reactiva inferiores en un 3,92% a las aplicadas con carácter general.
Liquidación	La facturación por energía reactiva está sujeta al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997.	Las facturaciones que obtengan las empresas distribuidoras por el término de energía reactiva están sujetas al proceso de liquidaciones del Real Decreto 2017/1997.

3 EVOLUCIÓN DE LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA EN EL PERIODO 1998-2004

El cuadro 4 muestra la evolución del consumo y la facturación por energía reactiva desde 1998, fecha de inicio de la liberalización del mercado eléctrico, y 2004, último año con información anual disponible en la base de datos de Liquidaciones (BD SINCRO).

Cuadro 4. Evolución del consumo total (GWh) y de la facturación por energía reactiva (Miles €) de los clientes nacionales. Años 1998-2004

	Total Nacional		Clientes en Mercado Regulado		Clientes en Mercado Liberalizado	
Año	Consumo (GWh)	Fact. Reactiva (Miles €)	Consumo (GWh)	Fact. Reactiva (Miles €)	Consumo (GWh)	Fact. Reactiva (Miles €)
1998	164.844	-90.937	163.519	-90.070	1.325	-867
1999	175.380	-49.528	148.928	-49.090	26.453	-438
2000	185.711	-26.412	139.344	-26.154	46.366	-257
2001	195.239	-24.912	139.260	-24.686	55.980	-225
2002	202.273	5.853	144.371	-27.674	57.902	33.527
2003	215.003	21.757	152.350	-31.422	62.653	53.179
2004	225.668	28.910	151.773	-34.868	73.895	63.778

Fuente: BD SINCRO

Nota: Se excluyen exportaciones

Se observa que desde 1998 a 2001, para el total del sistema eléctrico, la facturación por energía reactiva ha sido negativa debido al mayor peso de las bonificaciones, únicamente aplicadas a clientes en el mercado regulado, que al de los recargos.

A partir de 2002, la facturación por energía reactiva para el sistema, cambia de signo y pasa a ser positiva, esto es, la facturación de energía reactiva por recargos es superior a la facturación por descuentos, debido a que el Real Decreto 1164/2001 establece pagos por energía reactiva a clientes en el mercado liberalizado acogidos a tarifas de acceso de 3 y 6 periodos horarios, los cuales, anteriormente, no estaban sujetos a dicho pago.

Cuadro 5. Facturación por energía reactiva (Miles €) y consumo total de energía activa (GWh) de clientes nacionales en mercado regulado y liberalizado, desagregado por niveles de tensión. Años 1998-2004

Total Nacional			Clientes en Mercado Regulado		Clientes en Mercado Liberalizado		
Año	Consumo (GWh)	Fact. Reactiva (Miles €)	Consumo (GWh)	Fact. Reactiva (Miles €)	Consumo (GWh)	Consumos/total	Fact. Reactiva (Miles €)
Nivel tensión < 1 kV							
1998	78.945	19.085	78.945	19.085	0	0,0%	0
1999	84.339	18.067	84.326	18.083	12	0,0%	-16
2000	88.417	18.681	88.361	18.748	55	0,1%	-67
2001	93.097	19.541	93.048	19.594	49	0,1%	-53
2002	96.827	19.446	96.790	19.389	36	0,0%	57
2003	103.972	26.152	101.877	20.757	2.094	2,0%	5.395
2004	109.664	45.056	100.259	23.019	9.405	8,6%	22.037
Nivel tensión 1 - 36 kV							
1998	49.717	-68.257	49.225	-67.835	492	1,0%	-422
1999	52.669	-32.267	32.300	-32.204	20.369	38,7%	-63
2000	56.500	-12.968	19.531	-12.939	36.969	65,4%	-29
2001	59.577	-9.260	14.861	-9.231	44.716	75,1%	-29
2002	62.680	21.284	15.581	-9.717	47.099	75,1%	31.001
2003	67.254	32.615	17.562	-12.325	49.692	73,9%	44.940
2004	70.698	26.921	17.305	-12.073	53.393	75,5%	38.994
Nivel tensión 36 - 72,5 kV							
1998	14.375	-16.360	14.006	-16.152	369	2,6%	-207
1999	14.400	-11.109	10.459	-10.941	3.941	27,4%	-167
2000	15.066	-9.905	9.186	-9.817	5.880	39,0%	-88
2001	14.636	-9.431	8.752	-9.317	5.884	40,2%	-114
2002	15.453	-7.764	8.792	-9.506	6.661	43,1%	1.742
2003	16.958	-8.250	9.213	-10.321	7.745	45,7%	2.070
2004	17.431	-10.783	9.603	-12.408	7.828	44,9%	1.625
Nivel tensión 72,5 - 145 kV							
1998	11.095	-13.208	10.816	-13.070	280	2,5%	-138
1999	11.989	-13.014	10.567	-12.869	1.422	11,9%	-146
2000	12.718	-12.081	10.894	-12.008	1.824	14,3%	-74
2001	11.631	-12.508	10.165	-12.480	1.466	12,6%	-28
2002	12.181	-12.944	10.420	-13.656	1.761	14,5%	712
2003	10.399	-12.018	8.610	-12.680	1.789	17,2%	662
2004	8.919	-11.085	7.071	-11.780	1.848	20,7%	695
Nivel tensión 145 kV							
1998	10.712	-12.198	10.527	-12.098	185	1,7%	-100
1999	11.984	-11.205	11.277	-11.160	707	5,9%	-45
2000	13.010	-10.138	11.371	-10.138	1.639	12,6%	0
2001	16.299	-13.252	12.434	-13.252	3.865	23,7%	0
2002	15.132	-14.169	12.787	-14.184	2.345	15,5%	15
2003	16.422	-16.741	15.088	-16.852	1.334	8,1%	111
2004	18.956	-21.200	17.535	-21.626	1.421	7,5%	427
Total Nacional							
1998	164.844	-90.937	163.519	-90.070	1.325	0,8%	-867
1999	175.380	-49.528	148.928	-49.090	26.453	15,1%	-438
2000	185.711	-26.412	139.344	-26.154	46.366	25,0%	-257
2001	195.239	-24.912	139.260	-24.686	55.980	28,7%	-225
2002	202.273	5.853	144.371	-27.674	57.902	28,6%	33.527
2003	215.003	21.757	152.350	-31.422	62.653	29,1%	53.179
2004	225.668	28.910	151.773	-34.868	73.895	32,7%	63.778

Fuente: BD SINCRO

Nota: No están incluidos Empleados, Consumos propios, Concesiones Administrativas, Trasvase Tajo-Segura y Exportaciones

El cuadro 5 muestra, para el periodo comprendido entre 1998 y 2004, la evolución de la facturación de energía reactiva de clientes en el mercado regulado y en el liberalizado, desagregando dicha facturación por niveles de tensión.

Se observa que la facturación por energía reactiva de los clientes en el mercado liberalizado presenta un signo positivo para todos los niveles de tensión desde 2002 debido a los recargos de reactiva aplicados a dichos clientes con el RD 1164/2001. Fundamentalmente, dichos pagos se registran en los clientes conectados a media tensión (nivel de tensión comprendido entre 1 y 36 kV) que son los que han acudido masivamente al mercado liberalizado y desde 2003, también, a los clientes de baja tensión que han acudido a mercado, desde su elegibilidad el 1 de enero de 2003 (véase cuadro 5).

4 PROPUESTAS DE ARMONIZACIÓN DEL PAGO POR ENERGÍA REACTIVA EN EL MERCADO REGULADO Y EN EL MERCADO LIBERALIZADO

Las principales diferencias en el pago de energía reactiva entre el mercado liberalizado y el regulado se deben a los siguientes aspectos.

En primer lugar, la fórmula aplicada es coherente con la diferente estructura de precios regulados en ambos casos. Esto es, una estructura de tarifas en función de la utilización de la potencia en las tarifas integrales y otra, más reciente, en función de bloques horarios en las tarifas de acceso. En consecuencia, en el mercado regulado, a excepción de la THP que es una tarifa bloque-horaria, se aplica, en función del $\cos \varphi$, un porcentaje sobre la facturación básica (término de potencia más término de energía de cada tarifa). Por otra parte, en el mercado liberalizado, se aplica un pago unitario por exceso de reactiva sobre activa, diferenciado por intervalos de $\cos \varphi$ ⁶, e independiente de la facturación de acceso.

⁶ En la THP no se aplica una diferenciación por intervalos de $\cos \varphi$.

En segundo lugar, en el mercado liberalizado y en la tarifa THP, el pago de reactiva es nulo en periodos de valle, independientemente del valor de $\cos \varphi$, mientras que en el mercado regulado se aplica pago por reactiva independientemente del periodo horario, precisamente, porque no mantienen las tarifas integrales una estructura bloque-horaria.

En tercer lugar, en el mercado regulado se aplican bonificaciones para valores de $\cos \varphi > 0,90$, mientras que en el mercado liberalizado no se aplican.

Por otra parte, para un valor de $\cos \varphi = 0,90$ tanto en el mercado regulado, como en el liberalizado, el pago de reactiva es nulo.

Como se ha señalado anteriormente, el objetivo del presente informe consiste en la elaboración de una propuesta inicial que armonice el pago de energía reactiva en mercado regulado⁷ y en el mercado liberalizado, teniendo en cuenta que los pagos de reactiva en ambos mercados están ligados a estructuras de precios muy distintas.

Se proponen las siguientes medidas, a ser introducidas en el próximo ejercicio tarifario:

Por una parte, la disminución de las bonificaciones en mercado regulado, en un doble sentido.

En primer lugar, para valores de $\cos \varphi$ entre 0,95 y 0,90, el pago de reactiva para clientes en el mercado regulado se propone que sea nulo, coincidiendo con lo aplicado en el mercado liberalizado, para dicho rango de valores, en línea con el procedimiento de operación del sistema (P.O.-7.4) "Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte"⁸.

⁷ Se excluye a la tarifa horaria de potencia por tener un tratamiento de facturación de energía reactiva distinto al del resto de tarifas integrales

⁸ Según la Resolución de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema (P.O.-7.4) "Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte", a los consumidores cualificados no acogidos a tarifa, conectados directamente, o a través de una línea específica, a nudos de la red de transporte con potencia igual o superior a 15 MW, se establecen los siguientes requisitos obligatorios en cada uno de los periodos horarios:

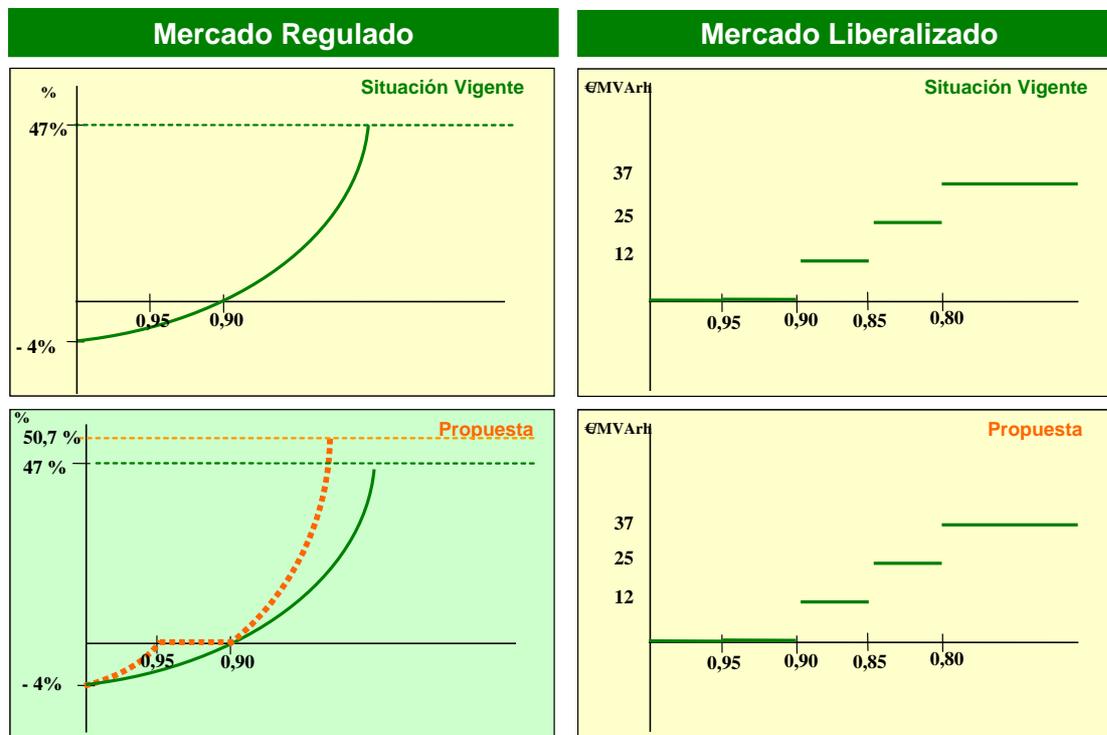
No obstante, cabe señalar que varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, en la reunión mantenida el 16 de diciembre de 2004, para discutir la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005, consideraron adecuado establecer un precio de energía reactiva para $\cos \varphi$ entre 0,95 y 0,90 superior a 0,00001 €/kVA_{rh}, de forma que la señal de compensación de energía reactiva esté fijada para $\cos \varphi$ de 0,95, evitando problemas en la red, y tratando de disminuir las diferencias en el tratamiento de la energía reactiva entre mercado regulado y liberalizado para dicho umbral.

En segundo lugar, para valores de $\cos \varphi > 0,95$, se propone reducir las bonificaciones de pagos de reactiva que la Orden de 12 de enero de 1995, introduce a clientes en el mercado regulado.

Por último, respecto a los recargos de reactiva, se propone una elevación de los recargos por energía reactiva en el mercado regulado, de forma que se aproxime a los valores vigentes en el mercado liberalizado.

-
- a) Periodo horario de punta: El consumo de potencia reactiva no podrá exceder el 33% del consumo de potencia activa ($\cos \varphi \geq 0,95$ inductivo).
 - b) Periodo horario de valle: No podrá existir entrega de potencia reactiva a la red de transporte ($\cos \varphi \geq 1$ inductivo).
 - c) Periodo horario de llano: el consumo de potencia reactiva no podrá exceder el 33% del consumo de potencia activa y no podrá existir entrega de potencia reactiva a la red de transporte ($0,95 < \cos \varphi < 1$ inductivo)

Gráfico 2. Propuestas de armonización de pagos de reactiva en el mercado regulado y en el mercado liberalizado para 2006



En las propuestas que se incluyen en el presente informe, se ha optado porque la armonización de pagos por energía reactiva entre el mercado regulado y el mercado liberalizado, se realice a corto plazo, para el próximo ejercicio tarifario, introduciendo modificaciones en los pagos de reactiva del mercado regulado para aproximarlos al mercado liberalizado.

Cabe señalar, por una parte, que las condiciones de la energía reactiva aplicadas al mercado regulado fueron establecidas en la Orden de 12 de enero de 1995.

Por otra parte, una ventaja del actual sistema de pagos de energía reactiva del mercado liberalizado es que, al estar diferenciado por periodos horarios, proporciona señales horarias sobre el coste de la energía reactiva y no se aplicara ningún tipo de recargo en el periodo valle, lo que en opinión de distintos miembros del Consejo Consultivo es beneficioso para el sistema, de acuerdo con los problemas que pueda generar en la red.

Dichas propuestas permitirían una aproximación entre el tratamiento de estos pagos en ambos mercados, liberalizado y regulado, manteniendo la diferente estructura de precios existente en ambos casos.

No obstante, se considera necesario realizar un análisis en profundidad del coste de energía reactiva, a partir de un Grupo de Trabajo que coordine esta Comisión durante 2006, en el que se abarquen, entre otros, las siguientes tareas.

- Se propone analizar el coste unitario de la energía reactiva. Se valorará la necesidad de aplicar diferenciación horaria y por niveles de tensión, así como el valor mínimo de pago de reactiva nulo, de acuerdo con las exigencias establecidas para el control de la red. Se analizará la posibilidad de introducir bonificaciones de energía reactiva en el mercado liberalizado.
- Se considera necesario realizar una petición continuada de la información a las empresas distribuidoras relativa a la distribución de la facturación del pago de energía reactiva por clientes (niveles de tensión y tarifas), según diferentes valores de factores de potencia, lo que facilitará los análisis que sean necesarios. Se analizará si fuera necesario ampliar los campos solicitados por facturación de energía en SINCRO, al menos desglosando por periodos horarios e intervalos de factor de potencia, con la finalidad de que las empresas distribuidoras puedan adaptar sus sistemas a los requerimientos de información que sean necesarios.
- Será necesario vincular directamente los planes de actuación para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las empresas distribuidoras con cargo a las facturaciones recibidas de los clientes por la aplicación del término de energía reactiva.

Cabe señalar que la propuesta que se haga sobre armonización de pagos de energía reactiva entre el mercado regulado y el mercado liberalizado, deberá ser consistente con lo que se establezca en la fase 2 de la propuesta de metodología tarifaria de asignación de costes para establecer tarifas eléctricas, por parte de esta Comisión. En particular, este aspecto deberá ser coherente con la propuesta que se realice sobre los servicios de

gestión de la demanda y, en particular, con la gestión de reactiva de los grandes clientes eléctricos.

A continuación se exponen los puntos que se proponen modificar a corto plazo, a efectos del ejercicio tarifario de 2006.

4.1 Reducción de las bonificaciones de energía reactiva en mercado regulado

Como se ha señalado anteriormente, en el Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 se establecen las bonificaciones aplicadas en las tarifas integrales, para aquellos casos en los que el factor de potencia está comprendido entre 1 y 0,90, mientras que no se aplican bonificaciones para los clientes del mercado liberalizado.

En este punto, se proponen dos medidas. La primera, consiste en modificar la fórmula de los recargos/descuentos establecida en la Orden de 12 de enero de 1995 para aquellos valores de factor de potencia comprendidos entre 1 y 0,95, que de tal forma que para un valor de factor de potencia de 1 se obtenga un descuento del 4% de la facturación básica (igual que la Orden de 12 de enero de 1995) pero para un valor de factor de potencia de 0,95 no se obtengan ni descuentos ni recargos.

La segunda medida consiste hacer nulo el pago de energía reactiva en el mercado regulado para factores de potencia comprendidos entre 0,95 y 0,90, coincidiendo con el tratamiento del mercado liberalizado.

Las expresiones de los recargos/ descuentos en tanto por uno para valores de potencia comprendidos entre 1 y 0,95 (ambos valores inclusive) y para valores de potencia comprendidos entre 0,95 y 0,90 (ambos valores incluidos), son las siguientes:

$$\text{Recargo/descuento (en tanto por uno)} = \frac{0,37026}{\cos^2 \varphi} - 0,41026, \text{ para } 1 \leq \cos \varphi \leq 0,95.$$

$$\text{Recargo/descuento (en tanto por uno)} = 0, \text{ para } 0,95 \leq \cos \varphi \leq 0,90$$

Se ha valorado, con información de facturación de reactiva en el mercado regulado de 2004, el impacto de ambas medidas propuestas respecto a la situación vigente. El siguiente cuadro muestra la facturación de la energía reactiva para el mercado regulado, a excepción de la tarifa horaria de potencia, por niveles de tensión para aquellos valores de factor de potencia comprendidos entre 1 y 0,90 (ambos valores incluidos) resultantes de aplicar el sistema vigente en la actualidad (Orden de 12 de enero de 1995) y las dos medidas propuestas.

Cuadro 6. Facturación (Miles €) de energía reactiva aplicando normativa vigente y la propuesta para valores de potencia comprendidos entre 1 y 0,90 (ambos valores inclusive). Año 2004

	Fact Reactiva (Miles €)		(B) - (A)	
	Orden 12 enero 1995 (A)	Propuesta de fórmula (B)	Miles €	%
N.T. < 1 kV	-6.815	-13	6.801	-99,8%
N.T. 1-36 Kv	-14.175	-6.247	7.928	-55,9%
N.T. 36-72,5 kV	-11.184	-9.622	1.563	-14,0%
N.T. 72,5-145 kV	-11.785	-10.813	972	-8,2%
N.T. > 145 kV	-19.695	-17.976	1.719	-8,7%
Total	-63.654	-44.672	18.982	-29,8%

Nota: Se excluyen las tarifas THP
Fuente: BD SINCRO.

Las nuevas fórmulas propuestas de descuentos de energía reactiva sobre la facturación básica para factores de potencia comprendidos entre 1 y 0,90 (ambos valores inclusive) supone un aumento de la facturación por reactiva de 18.982 miles €, concentrándose, fundamentalmente, en la media y baja tensión. Cabe señalar que no se ha considerado la tarifa horaria de potencia debido a que tiene un tratamiento de facturación de energía reactiva distinto al del resto de tarifas integrales, en el que no se aplican bonificaciones.

Asimismo, se ha calculado, con información individual de la base de datos SINCRO, el efecto de las medidas propuestas sobre las bonificaciones en el mercado regulado, en los clientes acogidos a tarifas generales interrumpibles y tarifa G4.

El cuadro 7 muestra la facturación de energía reactiva y el precio medio de los grandes clientes acogidos a tarifas interrumpibles y G4, para aquellos valores de factor de potencia comprendidos entre 1 y 0,90 (ambos valores incluidos) resultantes de aplicar el sistema vigente en la actualidad (Orden de 12 de enero de 1995) y las dos medidas propuestas.

Cuadro 7. Facturación (Miles €) de energía reactiva y precio medio (Cent/kWh) aplicando normativa vigente y propuesta para valores de potencia comprendidos entre 1 y 0,90 (ambos valores inclusive) para clientes acogidos a tarifas interrumpibles y G4. Año 2004

	Facturación reactiva (Miles €)				Precio medio (cent€/kWh)		
	Orden 12 de enero 1995 (A)	Propuesta fórmula (B)	(B)-(A)	(B)/(A)-1 (%)	Orden 12 de enero 1995 (A)	Propuesta fórmula (B)	(B)/(A)-1 (%)
Interrumpibles	-34.363	-31.262	3.101	-9,0%	2,70	2,72	0,7%
G4	-8.676	-8.063	612	-7,1%	2,35	2,35	0,3%
Total	-43.038	-39.325	3.713	-8,6%	2,57	2,59	0,6%

Fuente: BD SINCRO.

Las nuevas fórmulas propuestas de descuentos de energía reactiva sobre la facturación básica para factores de potencia comprendidos entre 1 y 0,90 (ambos valores inclusive) suponen unos ingresos adicionales al sistema de 3.713 miles € para los clientes acogidos a tarifas interrumpibles y G4, suponiendo un incremento de su facturación media únicamente del 0,6% para el total de dicho colectivo de consumidores, debido a que en gran parte dichos clientes tienen factores de potencia iguales a la unidad, en cuyo caso el descuento por energía reactiva sobre su facturación básica se mantendría en el 4%.

4.2 Marco para analizar la armonización de recargos de reactiva en el mercado regulado y liberalizado

Teniendo en cuenta que las fórmulas de aplicación de reactiva son distintas en el mercado regulado y en el mercado liberalizado, y a efecto de analizar una propuesta de

armonización entre ambos, se compara la facturación de energía reactiva a clientes tipo en el mercado regulado y en el mercado liberalizado.

En particular, para analizar las divergencias en la facturación por energía reactiva entre el mercado regulado y el mercado liberalizado, se han escogido las tarifas integrales 3.0, 4.0 y 1.1 con factores de utilización del 10%, 20% y 40%. Se han seleccionado dichas tarifas integrales porque concentran, excepto en el caso de la tarifa 4.0, los recargos por energía reactiva en mercado regulado (véase cuadro 8, el desglose por tarifa y discriminación horaria). El resto de tarifas integrales, muestra bonificaciones, en términos globales.

Cuadro 8. Facturación de energía reactiva en mercado regulado desglosado por nivel de tensión, utilización de potencia y discriminación horaria. Ámbito nacional. Año 2004

	Facturación energía reactiva (Miles €)	% sobre total
BT	21.251	-63,5%
3.0	27.302	-81,6%
4.0	-6.765	20,2%
Resto BT	713	-2,1%
MT	-12.080	36,1%
Corta utilización	-402	1,2%
DH1	229	-0,7%
DH2	1.265	-3,8%
DH3	-460	1,4%
DH4	-1.273	3,8%
DH5	-164	0,5%
Media utilización	-2.629	7,9%
DH1	-5	0,0%
DH2	-157	0,5%
DH3	-691	2,1%
DH4	-1.638	4,9%
DH5	-138	0,4%
Larga utilización	-750	2,2%
DH1	1	0,0%
DH2	22	-0,1%
DH3	-17	0,0%
DH4	-456	1,4%
DH5	-300	0,9%
Resto MT (Interrumpibles, Tracciones, riegos y distribuidores acogidos a la DT 11 ^a)	-8.299	24,8%
AT	-42.614	127,4%
NT2	-11.139	33,3%
NT3	-11.780	35,2%
NT4	-19.695	58,9%
Total	-33.443	100,0%

Fuente: BD SINCRO

Nota: Se excluyen las tarifas 1.0, 2.0, 2.0N y tarifa horaria de potencia

Asimismo, se ha supuesto que en el mercado liberalizado, dichos consumidores tipo, están consumiendo energía reactiva en los periodos de punta, llano y valle en la proporción que muestran los datos proporcionados por las empresas para el año 2004. Dicha información es relevante porque no se aplican pagos de reactiva en periodos de valle en el mercado liberalizado, mientras que en el mercado regulado no existe dicha diferenciación al aplicar recargos. Cabe señalar que las empresas que en el momento de realizar el presente informe, han suministrado información de energía reactiva desagregada por periodos horarios e intervalos de factor de potencia para las tarifas de acceso de 3 y 6 periodos han sido X y X. Tanto X como X han indicado problemas en la adaptación de sus sistemas para proporcionar dicha información a tiempo.

Se muestra en el siguiente cuadro, que la representatividad del consumo de energía de las tarifas de acceso de 3 periodos de la información disponible es del 63%, debido a que el análisis de recargos se centra en clientes acogidos a tarifas integrales (3.0, 4.0 y 1.1) que si acudieran al mercado liberalizado se acogerían, probablemente a tarifas de acceso en tres periodos.

Cuadro 9. Consumo (MWh) peninsular y el correspondiente a las empresas X para las tarifas de acceso de 3 periodos. Año 2004

	Consumo (MWh)		% de X en el total
	Total peninsular	X	
3.0 A	7.295.171	4.548.967	62,4%
3.1 A	9.404.782	5.982.367	63,6%
Total	16.699.954	10.531.334	63,1%

Fuente: BD SINCRO

El cuadro 10 recoge el porcentaje de energía reactiva por periodos horarios de las tarifas de acceso de 3 periodos, a partir de la información suministrada por dichas empresas. Se observa que un 22,3% de la energía reactiva corresponde al periodo de valle, en el que el no se aplica recargo a los clientes del mercado liberalizado.

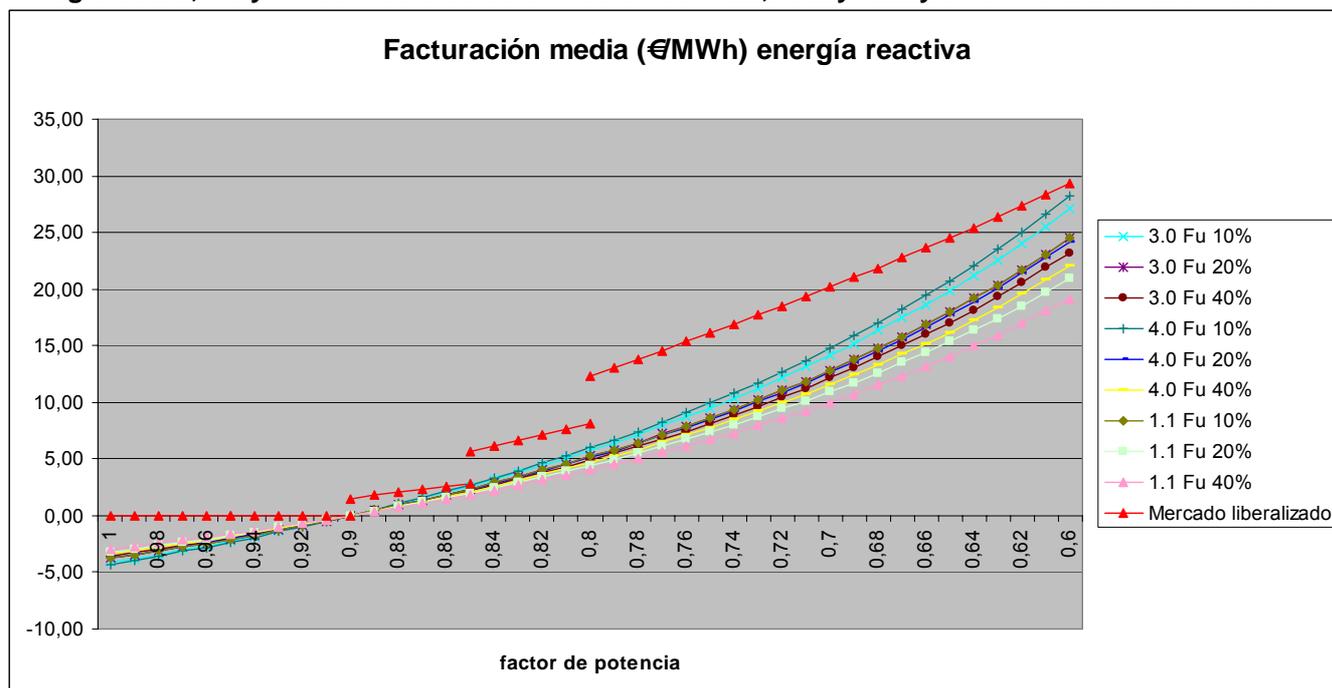
Cuadro 10. Porcentaje de energía reactiva por periodos de las tarifas de acceso de 3 periodos. Año 2004

	% P1 sobre total	% P2 sobre total	% P3 sobre total	Total
3.0 A	22,4%	55,3%	22,3%	100,0%
3.1 A	21,5%	56,3%	22,2%	100,0%
Total 3 periodos	22,0%	55,8%	22,3%	100,0%

Fuente: Información proporcionada por las empresas

El siguiente gráfico muestra la facturación media por energía reactiva aplicando la normativa vigente⁹ en el mercado regulado para los 9 clientes tipo considerados, esto es, clientes acogidos a tarifas integrales 3.0, 4.0 y 1.1 con factores de utilización de la potencia del 10%, 20% y 40%, y en el mercado liberalizado con la hipótesis de consumo de energía reactiva por periodos horarios en la misma proporción que la suministrada por las empresas.

Gráfico 3. Facturación media (€/MWh) por energía reactiva en el mercado regulado para las tarifas integrales 3.0, 4.0 y 1.1 con factores de utilización del 10%, 20% y 40% y en el mercado liberalizado



Nota: el precio de energía reactiva en mercado liberalizado corresponde a los precios generales del RD 2392/2004

Fuentes: Orden de 12 de enero de 1995, RD 1164/2001, RD 2392/2004, información proporcionada por las empresas y CNE

⁹ Para mercado regulado Orden de 12 de enero de 1995 y para mercado liberalizado RD 1164/2001 actualizado con el RD 2392/2004

El cuadro 11 muestra las diferencias en términos porcentuales de la facturación por energía reactiva en el mercado liberalizado respecto a mercado regulado sobre la facturación básica para cada uno de los 9 clientes tipo considerados.

Cuadro 11. Diferencias porcentuales entre la facturación por energía reactiva en mercado liberalizado respecto a la del mercado regulado sobre la facturación básica

Factor potencia	3.0			4.0			1.1		
	Fu 10%	Fu 20%	Fu 40%	Fu 10%	Fu 20%	Fu 40%	Fu 10%	Fu 20%	Fu 40%
1,00	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
0,99	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
0,98	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
0,97	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
0,96	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%
0,95	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
0,94	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
0,93	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
0,92	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
0,91	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
0,90	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
0,89	1,2%	1,4%	1,5%	1,1%	1,4%	1,6%	1,4%	1,7%	1,9%
0,88	1,0%	1,2%	1,3%	0,9%	1,2%	1,4%	1,2%	1,6%	1,8%
0,87	0,7%	1,0%	1,1%	0,6%	1,0%	1,2%	1,0%	1,4%	1,7%
0,86	0,5%	0,7%	0,9%	0,4%	0,8%	1,0%	0,7%	1,2%	1,5%
0,85	0,2%	0,5%	0,7%	0,1%	0,6%	0,8%	0,5%	1,0%	1,4%
0,84	2,9%	3,5%	3,8%	2,6%	3,6%	4,2%	3,5%	4,6%	5,3%
0,83	2,7%	3,4%	3,8%	2,5%	3,5%	4,2%	3,4%	4,6%	5,4%
0,82	2,6%	3,4%	3,8%	2,4%	3,5%	4,2%	3,4%	4,7%	5,5%
0,81	2,5%	3,3%	3,8%	2,2%	3,4%	4,2%	3,3%	4,7%	5,6%
0,80	2,3%	3,2%	3,6%	2,0%	3,3%	4,1%	3,2%	4,6%	5,6%
0,79	6,4%	7,7%	8,5%	5,9%	7,9%	9,3%	7,7%	10,1%	11,6%
0,78	6,5%	7,9%	8,7%	5,9%	8,1%	9,5%	7,9%	10,4%	12,0%
0,77	6,4%	7,9%	8,7%	5,8%	8,1%	9,6%	7,9%	10,5%	12,2%
0,76	6,5%	8,0%	8,9%	5,8%	8,3%	9,8%	8,0%	10,8%	12,6%
0,75	6,4%	8,0%	9,0%	5,8%	8,3%	9,9%	8,1%	11,0%	12,9%
0,74	6,4%	8,1%	9,1%	5,7%	8,4%	10,1%	8,1%	11,2%	13,1%
0,73	6,2%	8,0%	9,1%	5,5%	8,3%	10,1%	8,1%	11,3%	13,3%
0,72	6,1%	8,0%	9,1%	5,4%	8,3%	10,2%	8,0%	11,4%	13,5%
0,71	6,0%	8,0%	9,1%	5,2%	8,3%	10,2%	8,0%	11,5%	13,8%
0,70	5,8%	7,9%	9,1%	5,0%	8,2%	10,2%	7,9%	11,5%	13,9%
0,69	5,6%	7,8%	9,0%	4,8%	8,1%	10,2%	7,8%	11,6%	14,0%
0,68	5,4%	7,6%	8,9%	4,5%	7,9%	10,1%	7,6%	11,6%	14,1%
0,67	5,1%	7,4%	8,8%	4,2%	7,8%	10,1%	7,4%	11,6%	14,2%
0,66	4,9%	7,3%	8,7%	3,9%	7,6%	10,0%	7,3%	11,6%	14,3%
0,65	4,5%	7,0%	8,5%	3,5%	7,4%	9,9%	7,0%	11,5%	14,3%
0,64	4,1%	6,7%	8,2%	3,1%	7,1%	9,7%	6,7%	11,3%	14,3%
0,63	3,7%	6,4%	8,0%	2,7%	6,8%	9,5%	6,4%	11,2%	14,3%
0,62	3,3%	6,0%	7,6%	2,2%	6,5%	9,2%	6,1%	11,0%	14,2%
0,61	2,7%	5,6%	7,3%	1,6%	6,0%	8,9%	5,6%	10,7%	14,0%
0,60	2,2%	5,2%	6,9%	1,0%	5,6%	8,6%	5,2%	10,5%	13,9%

Nota: el precio de energía reactiva en mercado liberalizado corresponde a los precios generales del RD 2392/2004

Fuentes: Orden de 12 de enero de 1995, RD 1164/2001, RD 2392/2004 información proporcionada por las empresas y CNE

Se concluye, por tanto, que en todos los casos, la facturación por energía reactiva en el mercado liberalizado es superior a la del mercado regulado, aumentando dicha discrepancia, fundamentalmente, conforme se reducen los valores de factores de potencia.

Asimismo, cabe señalar la existencia de bonificaciones en mercado regulado para factores de potencia comprendidos entre 1 y 0,90 y la no existencia de las mismas en mercado liberalizado.

4.3 Propuestas para aproximar los pagos por energía reactiva en el mercado regulado a los valores vigentes en el mercado liberalizado

En este epígrafe se van a mostrar 3 opciones para aproximar los pagos de energía reactiva en el mercado regulado a los valores de mercado liberalizado para factores de potencia inferiores a 0,90.

Para ello, se analizan los pagos de reactiva de clientes acogidos a las tarifas integrales 3.0, 4.0 y 1.1 con factores de utilización del 10%, 20% y 40%. Asimismo, se supone que en el mercado liberalizado se está consumiendo energía reactiva en los periodos de punta, llano y valle en la misma proporción que los datos de energía reactiva proporcionada por las empresas.

Para cada uno de los 9 clientes tipo se obtienen los recargos que sobre la facturación básica del mercado regulado igualan la facturación de energía reactiva en mercado liberalizado (véase cuadro 12).

Cuadro 12. Recargos (%) sobre la facturación básica de mercado regulado que iguala la facturación de energía reactiva en mercado liberalizado

Factor de potencia	3.0_Fu10%	3.0_Fu20%	3.0_Fu40%	4.0_Fu10%	4.0_Fu20%	4.0_Fu40%	1.1_Fu10%	1.1_Fu20%	1.1_Fu40%
0,90	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
0,89	1,7%	1,9%	2,0%	1,6%	1,9%	2,1%	1,9%	2,2%	2,4%
0,88	2,0%	2,2%	2,3%	1,9%	2,2%	2,4%	2,2%	2,6%	2,8%
0,87	2,2%	2,5%	2,6%	2,1%	2,5%	2,7%	2,5%	2,9%	3,2%
0,86	2,5%	2,7%	2,9%	2,4%	2,8%	3,0%	2,7%	3,2%	3,5%
0,85	2,7%	3,0%	3,2%	2,6%	3,1%	3,3%	3,0%	3,5%	3,9%
0,84	6,0%	6,6%	6,9%	5,7%	6,7%	7,3%	6,6%	7,7%	8,4%
0,83	6,4%	7,1%	7,5%	6,2%	7,2%	7,9%	7,1%	8,3%	9,1%
0,82	6,9%	7,7%	8,1%	6,7%	7,8%	8,5%	7,7%	9,0%	9,8%
0,81	7,4%	8,2%	8,7%	7,1%	8,3%	9,1%	8,2%	9,6%	10,5%
0,80	7,9%	8,8%	9,2%	7,6%	8,9%	9,7%	8,8%	10,2%	11,2%
0,79	12,6%	13,9%	14,7%	12,1%	14,1%	15,5%	13,9%	16,3%	17,8%
0,78	13,4%	14,8%	15,6%	12,8%	15,0%	16,4%	14,8%	17,3%	18,9%
0,77	14,1%	15,6%	16,4%	13,5%	15,8%	17,3%	15,6%	18,2%	19,9%
0,76	14,9%	16,4%	17,3%	14,2%	16,7%	18,2%	16,4%	19,2%	21,0%
0,75	15,6%	17,2%	18,2%	15,0%	17,5%	19,1%	17,3%	20,2%	22,1%
0,74	16,4%	18,1%	19,1%	15,7%	18,4%	20,1%	18,1%	21,2%	23,1%
0,73	17,1%	18,9%	20,0%	16,4%	19,2%	21,0%	19,0%	22,2%	24,2%
0,72	17,9%	19,8%	20,9%	17,2%	20,1%	22,0%	19,8%	23,2%	25,3%
0,71	18,7%	20,7%	21,8%	17,9%	21,0%	22,9%	20,7%	24,2%	26,5%
0,70	19,5%	21,6%	22,8%	18,7%	21,9%	23,9%	21,6%	25,2%	27,6%
0,69	20,3%	22,5%	23,7%	19,5%	22,8%	24,9%	22,5%	26,3%	28,7%
0,68	21,2%	23,4%	24,7%	20,3%	23,7%	25,9%	23,4%	27,4%	29,9%
0,67	22,0%	24,3%	25,7%	21,1%	24,7%	27,0%	24,3%	28,5%	31,1%
0,66	22,9%	25,3%	26,7%	21,9%	25,6%	28,0%	25,3%	29,6%	32,3%
0,65	23,7%	26,2%	27,7%	22,7%	26,6%	29,1%	26,2%	30,7%	33,5%
0,64	24,6%	27,2%	28,7%	23,6%	27,6%	30,2%	27,2%	31,8%	34,8%
0,63	25,5%	28,2%	29,8%	24,5%	28,6%	31,3%	28,2%	33,0%	36,1%
0,62	26,5%	29,2%	30,8%	25,4%	29,7%	32,4%	29,3%	34,2%	37,4%
0,61	27,4%	30,3%	32,0%	26,3%	30,7%	33,6%	30,3%	35,4%	38,7%
0,60	28,4%	31,4%	33,1%	27,2%	31,8%	34,8%	31,4%	36,7%	40,1%

Fuentes: Orden de 12 de enero de 1995, RD 1164/2001, RD 2392/2004 e información proporcionada por las empresas

Se han elegido las siguientes posibilidades para ajustar dichos pagos por energía reactiva en mercado regulado con los pagos correspondientes en el mercado liberalizado, para factores de potencia inferiores a 0,90:

1. Se ajusta una recta
2. Se ajustan diversas rectas según el umbral del factor de potencia
3. Se ajusta una curva

4.3.1 Ajuste de una recta

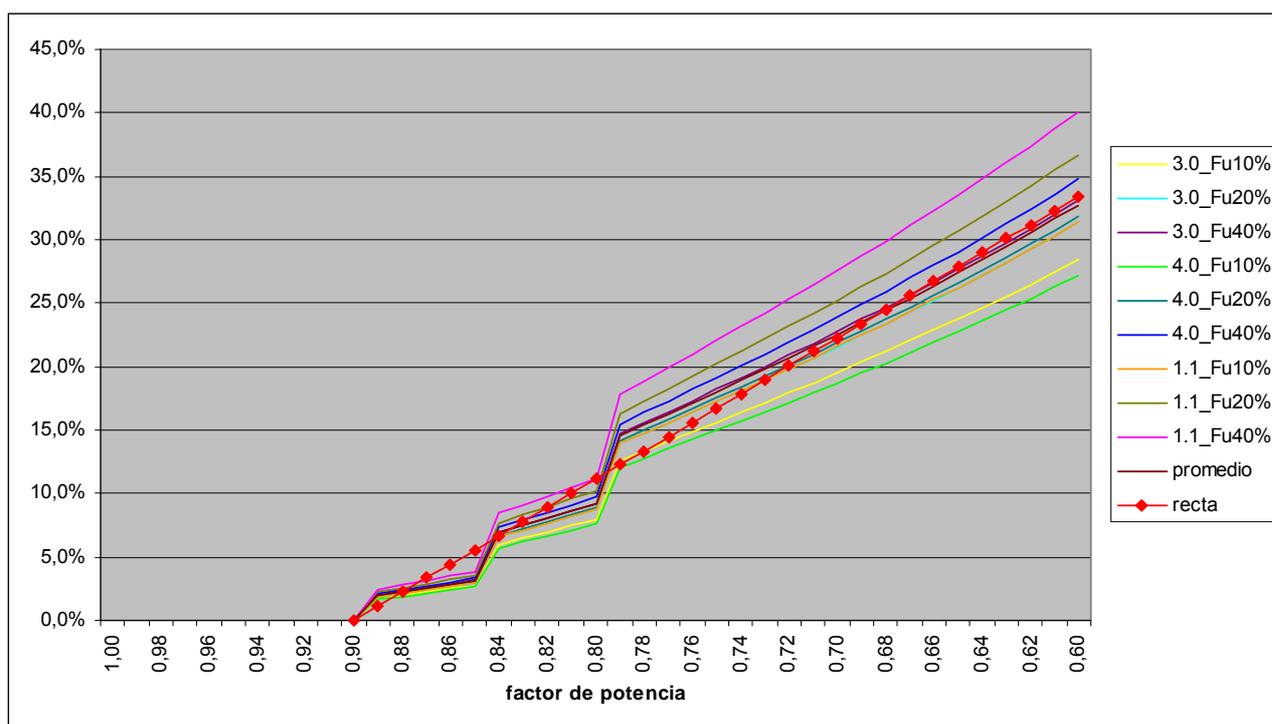
El ajuste se realiza para los 9 clientes tipo indicados y para valores del factor de potencia inferiores a 0,90. Para cada factor de potencia se ha obtenido el promedio de los recargos que figuran en el cuadro 12 y se ha realizado un ajuste lineal.

La expresión del ajuste lineal de los promedios de los recargos para factores de potencia inferiores a 0,90 tiene la siguiente expresión:

$$\text{Recargo (en tanto por uno)} = 1,0028 - 1,1143 * \cos \varphi$$

El gráfico 4 muestra para cada factor de potencia los recargos que sobre la facturación básica de mercado regulado iguala la facturación de energía reactiva en mercado liberalizado, el promedio de estos recargos y el ajuste lineal del promedio de los recargos.

Gráfico 4. Recargos (%) sobre facturación básica en mercado regulado que iguala la facturación de energía reactiva en mercado liberalizado, promedio de recargos y ajuste lineal del promedio de recargos



Nota: el precio de energía reactiva en mercado liberalizado corresponde a los precios generales del RD 2392/2004

Fuentes: Orden de 12 de enero de 1995, RD 1164/2001, RD 2392/2004, información suministrada por las empresas y CNE.

En el Anexo del presente informe se incluyen las diferencias de facturación entre los pagos de energía reactiva en el mercado liberalizado y en el mercado regulado, para los 9 clientes tipo, observándose que, en términos generales, disminuyen las diferencias

porcentuales entre ambos mercados aplicando dicha propuesta respecto a la situación vigente.

El cuadro 13 muestra, para el año 2004, la facturación de la energía reactiva para el mercado regulado, a excepción de la tarifa horaria de potencia, por niveles de tensión resultantes de aplicar el sistema vigente en la actualidad (Orden de 12 de enero de 1995) y las medidas propuestas de:

- Propuesta de bonificaciones considerada en el apartado 5.1.
- Propuesta de ajuste de recta para valores de factores de potencia inferiores a 0,90.

Cuadro 13. Facturación de energía reactiva en mercado regulado aplicando el sistema vigente en la actualidad y medidas propuestas. Año 2004

	Facturación de energía reactiva (Miles €)					
	Bonificaciones		Recargo		Total	
	Vigente (A)	Propuesta (B)	Vigente (A)	Propuesta (B)	Vigente (A)	Propuesta (B)
N.T. < 1 kV	-6.815	-13	28.065	63.045	21.251	63.032
N.T. 1-36 KV	-14.175	-6.247	2.095	4.892	-12.080	-1.355
N.T. 36-72,5 kV	-11.184	-9.622	46	109	-11.139	-9.513
N.T. 72,5-145 kV	-11.785	-10.813	5	12	-11.780	-10.801
N.T. > 145 kV	-19.695	-17.976	0	0	-19.695	-17.976
Total	-63.654	-44.672	30.211	68.058	-33.443	23.386

	(B)-(A)					
	Bonificaciones		Recargo		Total	
	Miles €	%	Miles €	%	Miles €	%
N.T. < 1 kV	6.801	-99,8%	34.980	124,6%	41.781	196,6%
N.T. 1-36 KV	7.928	-55,9%	2.797	133,5%	10.724	-88,8%
N.T. 36-72,5 kV	1.563	-14,0%	63	137,6%	1.626	-14,6%
N.T. 72,5-145 kV	972	-8,2%	7	140,6%	978	-8,3%
N.T. > 145 kV	1.719	-8,7%	0		1.719	-8,7%
Total	18.982	-29,8%	37.846	125,3%	56.829	-169,9%

Nota: se excluyen tarifas 1.0, 2.0, 2.0N y THP
Fuente: BD SINCRO.

Se observa que el efecto de aplicar los recargos de la función lineal propuesta a la facturación básica de clientes en el mercado regulado en 2004, supondría unos ingresos por energía reactiva superiores en 37.846 Miles € a los vigentes, según la Orden de 12 de enero de 1995, derivados, fundamentalmente, de clientes de baja tensión y, en menor medida, de media tensión. El efecto conjunto de ajustar una recta para obtener los recargos a aplicar en la facturación básica en el mercado regulado junto con el efecto de aplicar la propuesta de bonificaciones establecida en el apartado 5.1, supondrían unos ingresos de facturación por energía reactiva superiores de 56.829 Miles € respecto a la situación vigente.

4.3.2 Ajuste por umbrales de factores de potencia

Este ajuste por umbrales de factor de potencia a aplicar recargos en el mercado regulado coincide con el que se aplica en el mercado liberalizado, por lo que su ajuste es superior a otras opciones. En particular, para cada intervalo de valores de factor de potencia aplicado en el RD 2392/2004 al mercado liberalizado, se ha obtenido el promedio de los recargos que figuran en el cuadro 12, realizándose un ajuste lineal de dicho promedio por intervalos de $\cos \varphi$.

De esta forma se obtienen las siguientes expresiones de los promedios de los recargos según el umbral de $\cos \varphi$ (véase cuadro 12).

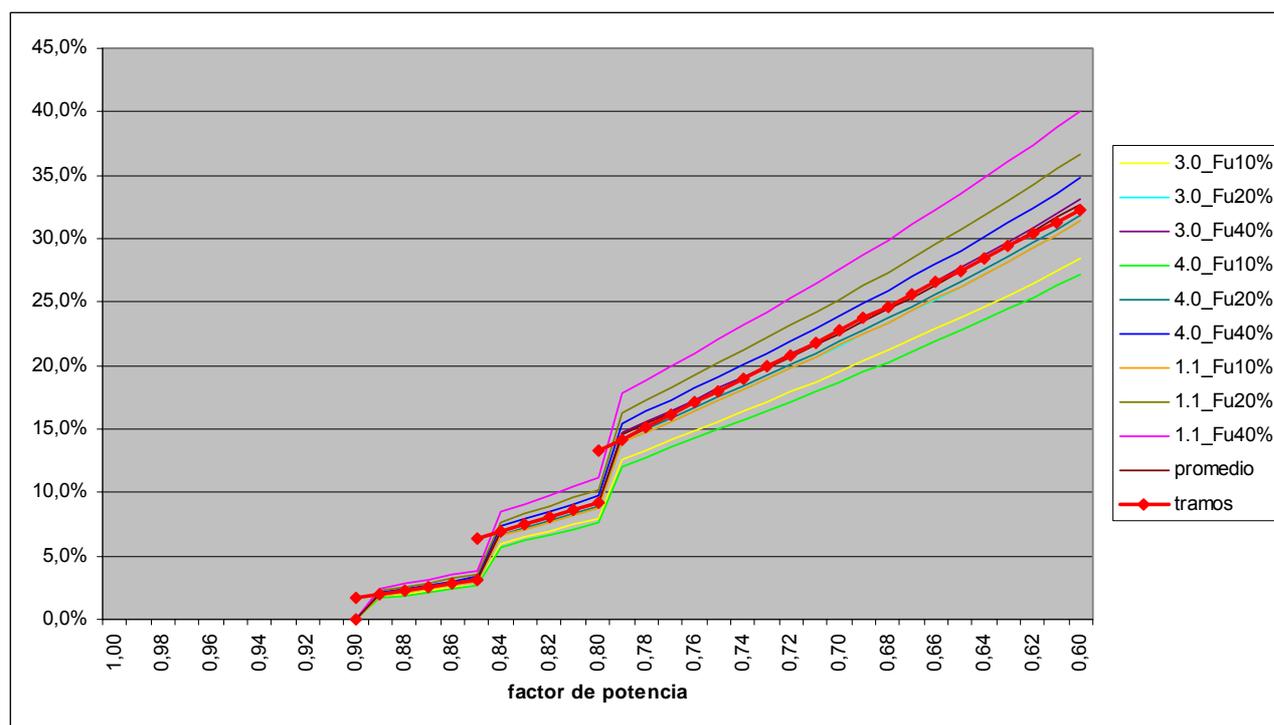
Cuadro 14. Umbrales de $\cos \varphi$ y recargos (en tanto por uno) en mercado regulado

Umbrales de $\cos \varphi$	Recargos (en tanto por uno)
$1,00 \geq \cos \varphi \geq 0,90$	= 0
$0,90 > \cos \varphi \geq 0,85$	= $0,2799 - 0,2922 * \text{factor potencia}$
$0,85 > \cos \varphi \geq 0,80$	= $0,5443 - 0,5661 * \text{factor potencia}$
$\cos \varphi < 0,80$	= $0,8937 - 0,9515 * \text{factor potencia}$

El gráfico 5 muestra para cada factor de potencia los recargos que sobre la facturación básica de mercado regulado iguala la facturación de energía reactiva en mercado

liberalizado, el promedio de estos recargos y los ajustes lineales del promedio de los recargos.

Gráfico 5. Recargos (%) sobre facturación básica en mercado regulado que iguala la facturación de energía reactiva en mercado liberalizado, promedio de recargos y ajustes lineales del promedio de recargos



Nota: el precio de energía reactiva en mercado liberalizado corresponde a los precios generales del RD 2392/2004

Fuentes: Orden de 12 de enero de 1995, RD 1164/2001, RD 2392/2004, información suministrada por las empresas y CNE.

En el Anexo se muestran las diferencias de facturación de energía reactiva en el mercado liberalizado y en el mercado regulado, para los 9 clientes tipo que sirven de base para realizar el ajuste propuesto de recargos de reactiva en el mercado regulado por intervalos de factor de potencia.

El siguiente cuadro muestra, para el año 2004, la facturación de la energía reactiva para el mercado regulado, a excepción de la tarifa horaria de potencia, por niveles de tensión resultantes de aplicar el sistema vigente en la actualidad (Orden de 12 de enero de 1995) y las medidas propuestas de:

- Propuesta de bonificaciones considerada en el apartado 5.1.
- Propuesta de ajustes de recta según tramos de umbrales de factores de potencia

Cuadro 15. Facturación de energía reactiva en mercado regulado aplicando el sistema vigente en la actualidad y medidas propuestas. Año 2004

	Facturación de energía reactiva (Miles €)					
	Bonificaciones		Recargo		Total	
	Vigente (A)	Propuesta (B)	Vigente (A)	Propuesta (B)	Vigente (A)	Propuesta (B)
N.T. < 1 kV	-6.815	-13	28.065	63.395	21.251	63.382
N.T. 1-36 KV	-14.175	-6.247	2.095	6.156	-12.080	-91
N.T. 36-72,5 kV	-11.184	-9.622	46	279	-11.139	-9.343
N.T. 72,5-145 kV	-11.785	-10.813	5	23	-11.780	-10.790
N.T. > 145 kV	-19.695	-17.976	0	0	-19.695	-17.976
Total	-63.654	-44.672	30.211	69.853	-33.443	25.182

	(B)-(A)					
	Bonificaciones		Recargo		Total	
	Miles €	%	Miles €	%	Miles €	%
N.T. < 1 kV	6.801	-99,8%	35.330	125,9%	42.131	198,3%
N.T. 1-36 KV	7.928	-55,9%	4.061	193,8%	11.989	-99,2%
N.T. 36-72,5 kV	1.563	-14,0%	233	508,5%	1.796	-16,1%
N.T. 72,5-145 kV	972	-8,2%	18	368,2%	990	-8,4%
N.T. > 145 kV	1.719	-8,7%	0		1.719	-8,7%
Total	18.982	-29,8%	39.642	131,2%	58.624	-175,3%

Nota: se excluyen tarifas 1.0, 2.0, 2.0 N y THP
Fuente: BD SINCRO.

Se observa que el efecto de ajustar diferentes rectas por umbrales de factores de potencia para obtener los recargos a aplicar a la facturación básica en el mercado regulado, supondrían unos ingresos de facturación por energía reactiva superiores en 39.642 Miles € respecto a la situación vigente en 2004, derivados, fundamentalmente, de la baja tensión y, en menor medida, de la media tensión. El efecto conjunto de ajustar rectas por umbrales de factor de potencia para obtener los recargos a aplicar en la facturación básica en mercado regulado junto con el efecto de aplicar la propuesta de bonificaciones establecida en el apartado 5.1 supondría unos ingresos de facturación por

energía reactiva superiores en 58.624 Miles € respecto a la facturación por energía reactiva vigente para clientes en el mercado regulado en 2004.

4.3.3 Ajuste de una curva

Por último, para cada factor de potencia inferior a 0,9 se ha ajustado una curva a los valores de los recargos definidos en el cuadro 12. Cabe destacar que la forma funcional es similar a la aplicada en el mercado regulado con la Orden de 12 de enero de 1995, aunque supone mayores penalizaciones para factores de potencia reducidos.

La expresión de la curva de los recargos (en tanto por uno) para factores de potencia inferiores a 0,90, tiene la siguiente expresión:

$$\text{Recargo (en tanto por uno)} = \frac{0,2916}{\cos^2 \varphi} - 0,36$$

Se propone un valor máximo de recargo de 50,7%, quedando la estructura de recargos respecto a la vigente en la Orden 12 de enero de 1995 de la siguiente forma:

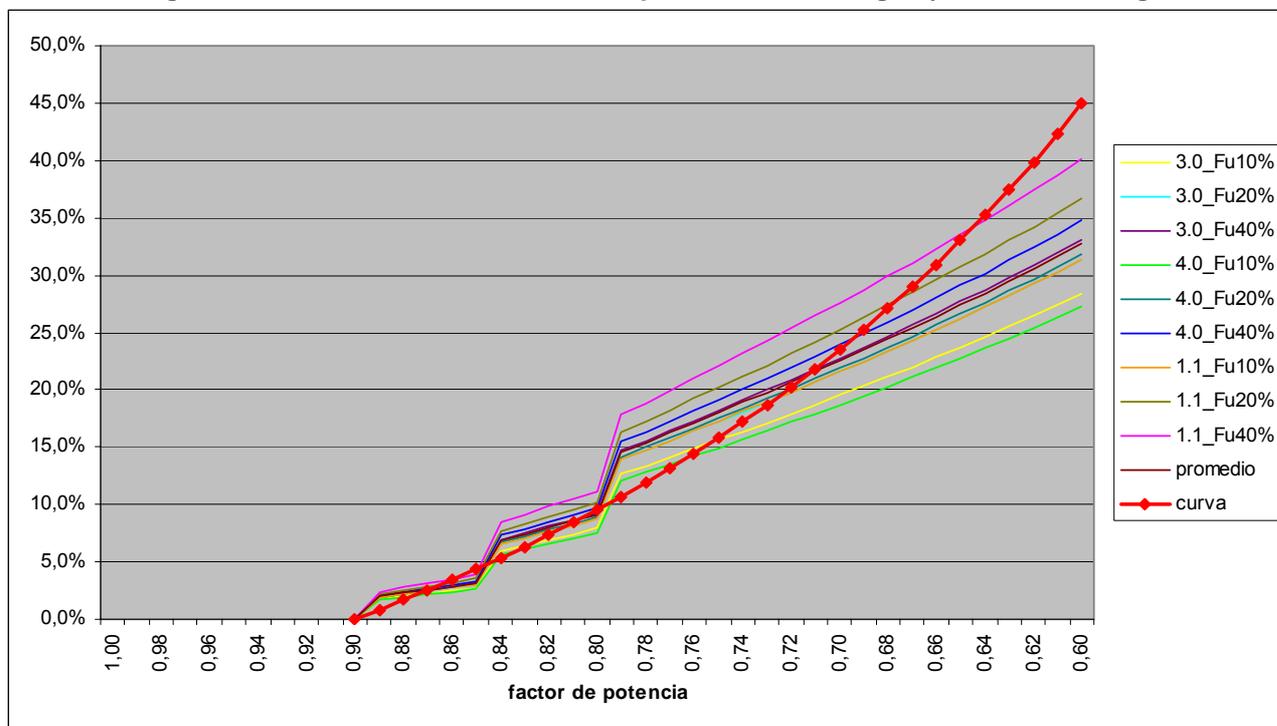
Cuadro 16. Porcentajes a aplicar sobre la facturación básica de las tarifas integrales: Orden de 12 de enero de 1995 respecto a propuesta.

Factor potencia	Vigente	Propuesta
0,90	0,0%	0,0%
0,89	0,5%	0,8%
0,88	1,0%	1,7%
0,87	1,5%	2,5%
0,86	2,0%	3,4%
0,85	2,5%	4,4%
0,84	3,1%	5,3%
0,83	3,7%	6,3%
0,82	4,3%	7,4%
0,81	4,9%	8,4%
0,80	5,6%	9,6%
0,79	6,2%	10,7%
0,78	6,9%	11,9%
0,77	7,7%	13,2%
0,76	8,4%	14,5%
0,75	9,2%	15,8%
0,74	10,0%	17,3%
0,73	10,9%	18,7%
0,72	11,8%	20,3%
0,71	12,7%	21,8%
0,70	13,7%	23,5%
0,69	14,7%	25,2%
0,68	15,8%	27,1%
0,67	16,9%	29,0%
0,66	18,0%	30,9%
0,65	19,2%	33,0%
0,64	20,5%	35,2%
0,63	21,8%	37,5%
0,62	23,2%	39,9%
0,61	24,7%	42,4%
0,60	26,2%	45,0%
0,59	27,8%	47,8%
0,58	29,5%	50,7%
0,57	31,3%	50,7%
0,56	33,2%	50,7%
0,55	35,2%	50,7%
0,54	37,3%	50,7%
0,53	39,5%	50,7%
0,52	41,9%	50,7%
0,51	44,4%	50,7%
0,50	47,0%	50,7%

Fuente: Orden de 12 de enero de 1995 y CNE.

El gráfico 6 muestra para cada factor de potencia los recargos que sobre la facturación básica de mercado regulado iguala la facturación de energía reactiva en mercado liberalizado, el promedio de estos recargos y la curva de los recargos.

Gráfico 6. Recargos (%) sobre facturación básica en mercado regulado que iguala la facturación de energía reactiva en mercado liberalizado, promedio de recargos y curva de recargos



Nota: el precio de energía reactiva en mercado liberalizado corresponde a los precios generales del RD 2392/2004

Fuentes: Orden de 12 de enero de 1995, RD 1164/2001, RD 2392/2004, información suministrada por las empresas y CNE.

En el Anexo del presente informe se incluyen las diferencias entre la facturación de energía reactiva en el mercado liberalizado y en el mercado regulado sobre la facturación básica de mercado regulado. Se observa que disminuyen las diferencias porcentuales entre ambos mercados aplicando dicha propuesta respecto a la situación vigente para valores centrales de factores de potencia, aunque las divergencias aumentan para valores reducidos de factores de potencia, siendo la facturación en mercado regulado resultante de la propuesta superior a la facturación en mercado liberalizado.

El siguiente cuadro muestra, para el año 2004, la facturación de la energía reactiva para el mercado regulado, a excepción de la tarifa horaria de potencia, por niveles de tensión resultantes de aplicar el sistema vigente en la actualidad (Orden de 12 de enero de 1995) y las medidas propuestas de:

- Propuesta de bonificaciones considerada en el apartado 5.1.
- Propuesta de ajuste de curva.

Cuadro 17. Facturación de energía reactiva en mercado regulado aplicando el sistema vigente en la actualidad y medidas propuestas. Año 2004

Facturación de energía reactiva (Miles €)						
	Bonificaciones		Recargo		Total	
	Vigente (A)	Propuesta (B)	Vigente (A)	Propuesta (B)	Vigente (A)	Propuesta (B)
N.T. < 1 kV	-6.815	-13	28.065	48.507	21.251	48.494
N.T. 1-36 kV	-14.175	-6.247	2.095	3.654	-12.080	-2.593
N.T. 36-72,5 kV	-11.184	-9.622	46	82	-11.139	-9.540
N.T. 72,5-145 kV	-11.785	-10.813	5	9	-11.780	-10.805
N.T. > 145 kV	-19.695	-17.976	0	0	-19.695	-17.976
Total	-63.654	-44.672	30.211	52.251	-33.443	7.580

(B)-(A)						
	Bonificaciones		Recargo		Total	
	Miles €	%	Miles €	%	Miles €	%
N.T. < 1 kV	6.801	-99,8%	20.442	72,8%	27.243	128,2%
N.T. 1-36 kV	7.928	-55,9%	1.559	74,4%	9.486	-78,5%
N.T. 36-72,5 kV	1.563	-14,0%	36	78,2%	1.599	-14,4%
N.T. 72,5-145 kV	972	-8,2%	4	76,6%	975	-8,3%
N.T. > 145 kV	1.719	-8,7%	0		1.719	-8,7%
Total	18.982	-29,8%	22.040	73,0%	41.022	-122,7%

Nota: se excluyen tarifas 1.0, 2.0, 2.0N y THP
Fuente: BD SINCRO.

El efecto de ajustar una curva para obtener los recargos a aplicar a la facturación básica en el mercado regulado, supondría obtener unos ingresos de facturación por energía reactiva superiores en 22.040 Miles € en 2004, respecto a la situación vigente, debido, fundamentalmente a la baja tensión y en menor medida a la media tensión. Cabe señalar que es la propuesta con menor facturación por energía reactiva inferior de las tres opciones planteadas, según la estructura real de facturación de energía reactiva registrada en el mercado regulado en 2004. El efecto conjunto de ajustar la curva para obtener los recargos a aplicar en la facturación básica en mercado regulado junto con el

efecto de aplicar la propuesta de bonificaciones establecida en el apartado 5.1 suponen unos ingresos de facturación por energía reactiva 41.022 Miles € superior a la facturación por energía reactiva vigente en 2004.

Se propone aplicar los porcentajes derivados del ajuste de una curva, respecto a las otras dos opciones (ajuste de una recta y ajuste por tramos), por ser la que menor distorsión introduciría en los pagos actualmente aplicados a clientes en el mercado regulado.

5 CONCLUSIONES

Primero. Se constata una asimetría en la aplicación de los pagos por energía reactiva en mercado regulado (Orden 12 de enero de 1995) y en mercado liberalizado (RD 1164/2001, modificado en algunos aspectos por el RD 2392/2004), lo que justifica plenamente su necesaria armonización, ante el efecto negativo que se pueda ocasionar en la participación de clientes en el mercado liberalizado.

Se constatan las principales diferencias en el pago de energía reactiva entre el mercado liberalizado y regulado, que se resumen a continuación.

En primer lugar, la fórmula en que se aplica dicho pago, está vinculada a la estructura de precios. Esto es, una estructura en función de la utilización de la potencia en las tarifas integrales y otra, más reciente, en función de bloques horarios en las tarifas de acceso:

En particular, en el mercado regulado, a excepción de la THP, se aplica un porcentaje, que es función del $\cos \varphi$, sobre la facturación básica (término de potencia más término de energía de cada tarifa). Por otra parte, en el mercado liberalizado se aplica un pago unitario por exceso de reactiva sobre activa, diferenciado por intervalos de $\cos \varphi$, e independiente de la facturación de acceso.

En segundo lugar, en el mercado liberalizado el pago de reactiva es nulo en periodos de valle, independientemente del valor de $\cos \varphi$, mientras que en el mercado regulado se

aplica pago por reactiva independientemente del periodo horario, precisamente, al no mantener una estructura bloque-horaria.

En tercer lugar, en el mercado regulado se aplican bonificaciones para valores de $\cos \varphi > 0,90$, mientras que en el mercado liberalizado no hay bonificaciones.

Por último, para un valor de $\cos \varphi = 0$, tanto en el mercado regulado, como en el liberalizado, el pago de reactiva es nulo.

Segundo. La facturación por energía reactiva registrada para el total del sistema tiene signo negativo para el periodo comprendido entre los años 1998 y 2001 porque las bonificaciones pagadas a los clientes superaron los pagos aplicados por este concepto tarifario. Sin embargo, a partir de 2002 la facturación por energía reactiva pasa a ser positiva, debido a la aplicación del término por energía reactiva a las tarifas de acceso del RD 1164/2001. La progresiva incorporación de clientes al mercado de media tensión desde 2002 y de baja tensión en 2003, muestra pagos positivos por energía reactiva a estos clientes. Anteriormente, en mercado regulado, dichos clientes recibían bonificaciones.

Tercero. Se propone a corto plazo, para el ejercicio tarifario de 2006, unas primeras medidas que permitirán cierta armonización entre ambos mercados. Dichas medidas afectarían al pago de energía reactiva de los clientes en el mercado regulado, modificando el punto 7.2.5. Recargos y bonificaciones del Anexo I de la Orden 12 de enero de 1995, en los siguientes aspectos:

$$\text{Bonificación (en tanto por uno)} = \frac{0,37026}{\cos^2 \varphi} - 0,41026, \text{ para } 1 \leq \cos \varphi < 0,95.$$

$$\text{Recargo/descuento (en tanto por uno)} = 0, \text{ para } 0,95 \leq \cos \varphi \leq 0,90$$

$$\text{Recargo (en tanto por uno)} = \frac{0,2916}{\cos^2 \varphi} - 0,36 \text{ para } \cos \varphi < 0,90, \text{ con un máximo de}$$

50,7% de recargo

Dichas medidas permitirían una aproximación en el tratamiento de estos pagos en ambos mercados, liberalizado y regulado, manteniendo la diferente estructura de precios existente en ambos casos.

Cuarto. Se considera necesario realizar un análisis en profundidad del coste de energía reactiva, a partir de un Grupo de Trabajo que coordine esta Comisión durante 2006, que abarque, entre otros, los siguientes aspectos:

- Se propone analizar el coste unitario de la energía reactiva. Se valorará la necesidad de aplicar diferenciación horaria y por niveles de tensión, así como el valor mínimo de pago de reactiva nulo, de acuerdo con las exigencias establecidas para el control de la red. Se analizará la posibilidad de introducir bonificaciones de energía reactiva en el mercado liberalizado.
- Se considera necesario realizar una petición continuada de la información a las empresas distribuidoras relativa a la distribución de la facturación del pago de energía reactiva por clientes (niveles de tensión y tarifas), según diferentes valores de factores de potencia, lo que facilitará los análisis que sean necesarios. Se analizará si fuera necesario ampliar los campos solicitados por facturación de energía en SINCRO, al menos desglosando por periodos horarios e intervalos de factor de potencia, con la finalidad de que las empresas distribuidoras puedan adaptar sus sistemas a los requerimientos de información que sean necesarios.
- Será necesario vincular directamente los planes de actuaciones para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las empresas distribuidoras con cargo a las facturaciones recibidas de los clientes por la aplicación del término de energía reactiva.

Quinto. La propuesta que se haga sobre armonización de pagos de energía reactiva entre el mercado regulado y el mercado liberalizado, deberá ser consistente con lo que se establezca en la fase 2 de la propuesta de metodología tarifaria de asignación de costes para establecer tarifas eléctricas, por parte de esta Comisión. En particular, este aspecto

deberá ser coherente con la propuesta que se realice sobre los servicios de gestión de la demanda y, en particular, con la gestión de reactiva de los grandes clientes eléctricos.

Sexto. Se considera que no debería existir diferencia entre los pagos de reactiva para las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con países de la Unión Europea y los pagos que se aplican con carácter general. Actualmente, según el RD 2392/2004, son un 3,92% inferiores.



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXOS

Diferencias (%) de facturación de energía reactiva en ML respecto a MR sobre la facturación básica de tarifa. Escenario de normativa y propuesta de MR ajustando una recta, diferentes rectas según umbrales de factores de potencia y ajustando una curva

Factor potencia	3.0 Fu 10%				3.0 Fu 20%				3.0 Fu 40%			
	Normativa	Recta	Tramos	Curva	Normativa	Recta	Tramos	Curva	Normativa	Recta	Tramos	Curva
0,90	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
0,89	1,2%	0,6%	-0,3%	0,9%	1,4%	0,8%	-0,1%	1,1%	1,5%	0,9%	0,0%	1,2%
0,88	1,0%	-0,2%	-0,3%	0,3%	1,2%	0,0%	-0,1%	0,5%	1,3%	0,1%	0,0%	0,7%
0,87	0,7%	-1,1%	-0,3%	-0,3%	1,0%	-0,9%	-0,1%	-0,1%	1,1%	-0,7%	0,0%	0,1%
0,86	0,5%	-2,0%	-0,4%	-0,9%	0,7%	-1,7%	-0,1%	-0,7%	0,9%	-1,6%	0,0%	-0,5%
0,85	0,2%	-2,8%	-0,4%	-1,6%	0,5%	-2,5%	-0,1%	-1,3%	0,7%	-2,4%	0,0%	-1,2%
0,84	2,9%	-0,7%	-0,9%	0,6%	3,5%	-0,1%	-0,3%	1,3%	3,8%	0,3%	0,1%	1,6%
0,83	2,7%	-1,3%	-1,0%	0,1%	3,4%	-0,7%	-0,3%	0,8%	3,8%	-0,3%	0,1%	1,2%
0,82	2,6%	-2,0%	-1,1%	-0,4%	3,4%	-1,2%	-0,3%	0,3%	3,8%	-0,8%	0,1%	0,7%
0,81	2,5%	-2,6%	-1,1%	-1,0%	3,3%	-1,8%	-0,4%	-0,2%	3,8%	-1,4%	0,1%	0,2%
0,80	2,3%	-3,2%	-1,2%	-1,6%	3,2%	-2,4%	-0,4%	-0,8%	3,6%	-1,9%	0,1%	-0,3%
0,79	6,4%	0,4%	-1,6%	1,9%	7,7%	1,7%	-0,3%	3,2%	8,5%	2,5%	0,5%	4,0%
0,78	6,5%	0,0%	-1,8%	1,4%	7,9%	1,4%	-0,4%	2,8%	8,7%	2,2%	0,4%	3,6%
0,77	6,4%	-0,4%	-2,0%	0,9%	7,9%	1,1%	-0,5%	2,4%	8,7%	2,0%	0,3%	3,3%
0,76	6,5%	-0,7%	-2,2%	0,4%	8,0%	0,8%	-0,6%	1,9%	8,9%	1,7%	0,3%	2,8%
0,75	6,4%	-1,1%	-2,4%	-0,2%	8,0%	0,5%	-0,8%	1,4%	9,0%	1,5%	0,2%	2,4%
0,74	6,4%	-1,4%	-2,6%	-0,9%	8,1%	0,3%	-0,9%	0,8%	9,1%	1,3%	0,1%	1,8%
0,73	6,2%	-1,8%	-2,8%	-1,6%	8,0%	0,0%	-1,0%	0,2%	9,1%	1,1%	0,1%	1,3%
0,72	6,1%	-2,1%	-2,9%	-2,3%	8,0%	-0,2%	-1,1%	-0,4%	9,1%	0,9%	0,0%	0,7%
0,71	6,0%	-2,4%	-3,1%	-3,1%	8,0%	-0,5%	-1,1%	-1,2%	9,1%	0,7%	0,0%	0,0%
0,70	5,8%	-2,8%	-3,2%	-4,0%	7,9%	-0,7%	-1,2%	-1,9%	9,1%	0,5%	0,0%	-0,7%
0,69	5,6%	-3,1%	-3,4%	-4,9%	7,8%	-0,9%	-1,2%	-2,8%	9,0%	0,3%	0,0%	-1,5%
0,68	5,4%	-3,3%	-3,5%	-5,9%	7,6%	-1,1%	-1,3%	-3,7%	8,9%	0,2%	0,0%	-2,4%
0,67	5,1%	-3,6%	-3,6%	-7,0%	7,4%	-1,3%	-1,3%	-4,6%	8,8%	0,0%	0,0%	-3,3%
0,66	4,9%	-3,9%	-3,7%	-8,1%	7,3%	-1,5%	-1,3%	-5,7%	8,7%	-0,1%	0,1%	-4,3%
0,65	4,5%	-4,1%	-3,8%	-9,3%	7,0%	-1,6%	-1,3%	-6,8%	8,5%	-0,2%	0,1%	-5,3%
0,64	4,1%	-4,3%	-3,8%	-10,6%	6,7%	-1,8%	-1,3%	-8,0%	8,2%	-0,3%	0,2%	-6,5%
0,63	3,7%	-4,5%	-3,9%	-11,9%	6,4%	-1,9%	-1,2%	-9,3%	8,0%	-0,3%	0,3%	-7,7%
0,62	3,3%	-4,7%	-3,9%	-13,4%	6,0%	-2,0%	-1,1%	-10,6%	7,6%	-0,3%	0,5%	-9,0%
0,61	2,7%	-4,9%	-3,9%	-15,0%	5,6%	-2,0%	-1,0%	-12,1%	7,3%	-0,4%	0,6%	-10,4%
0,60	2,2%	-5,0%	-3,9%	-16,6%	5,2%	-2,1%	-0,9%	-13,6%	6,9%	-0,3%	0,8%	-11,9%
Media	3,9%	-2,2%	-2,2%	-3,7%	5,4%	-0,7%	-0,7%	-2,2%	6,3%	0,2%	0,2%	-1,3%
Desv Típica	2,2%	1,7%	1,4%	5,2%	2,8%	1,2%	0,5%	4,5%	3,3%	1,2%	0,2%	4,1%

Factor potencia	4.0 Fu 10%				4.0 Fu 20%				4.0 Fu 40%			
	Normativa	Recta	Tramos	Curva	Normativa	Recta	Tramos	Curva	Normativa	Recta	Tramos	Curva
0,90	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
0,89	1,1%	0,5%	-0,3%	0,8%	1,4%	0,8%	-0,1%	1,1%	1,6%	1,0%	0,1%	1,3%
0,88	0,9%	-0,3%	-0,4%	0,2%	1,2%	0,0%	-0,1%	0,6%	1,4%	0,2%	0,1%	0,8%
0,87	0,6%	-1,2%	-0,4%	-0,4%	1,0%	-0,8%	-0,1%	0,0%	1,2%	-0,6%	0,2%	0,2%
0,86	0,4%	-2,1%	-0,5%	-1,0%	0,8%	-1,7%	-0,1%	-0,6%	1,0%	-1,4%	0,2%	-0,4%
0,85	0,1%	-2,9%	-0,5%	-1,7%	0,6%	-2,5%	-0,1%	-1,3%	0,8%	-2,2%	0,2%	-1,0%
0,84	2,6%	-1,0%	-1,2%	0,4%	3,6%	0,0%	-0,2%	1,4%	4,2%	0,6%	0,4%	2,0%
0,83	2,5%	-1,6%	-1,3%	-0,1%	3,5%	-0,6%	-0,2%	0,9%	4,2%	0,1%	0,5%	1,6%
0,82	2,4%	-2,3%	-1,4%	-0,7%	3,5%	-1,1%	-0,2%	0,4%	4,2%	-0,4%	0,5%	1,1%
0,81	2,2%	-2,9%	-1,5%	-1,3%	3,4%	-1,7%	-0,2%	-0,1%	4,2%	-0,9%	0,5%	0,7%
0,80	2,0%	-3,5%	-1,6%	-2,0%	3,3%	-2,3%	-0,3%	-0,7%	4,1%	-1,4%	0,6%	0,1%
0,79	5,9%	-0,2%	-2,1%	1,4%	7,9%	1,9%	-0,1%	3,4%	9,3%	3,2%	1,3%	4,7%
0,78	5,9%	-0,6%	-2,3%	0,9%	8,1%	1,6%	-0,2%	3,0%	9,5%	3,0%	1,2%	4,4%
0,77	5,8%	-1,0%	-2,6%	0,3%	8,1%	1,3%	-0,3%	2,6%	9,6%	2,8%	1,2%	4,1%
0,76	5,8%	-1,4%	-2,8%	-0,2%	8,3%	1,1%	-0,4%	2,2%	9,8%	2,6%	1,1%	3,7%
0,75	5,8%	-1,7%	-3,0%	-0,9%	8,3%	0,8%	-0,5%	1,7%	9,9%	2,4%	1,1%	3,3%
0,74	5,7%	-2,1%	-3,3%	-1,6%	8,4%	0,5%	-0,6%	1,1%	10,1%	2,2%	1,1%	2,8%
0,73	5,5%	-2,5%	-3,5%	-2,3%	8,3%	0,3%	-0,7%	0,5%	10,1%	2,1%	1,1%	2,3%
0,72	5,4%	-2,9%	-3,7%	-3,1%	8,3%	0,1%	-0,8%	-0,1%	10,2%	1,9%	1,1%	1,7%
0,71	5,2%	-3,2%	-3,9%	-3,9%	8,3%	-0,2%	-0,8%	-0,9%	10,2%	1,8%	1,1%	1,1%
0,70	5,0%	-3,6%	-4,1%	-4,8%	8,2%	-0,4%	-0,9%	-1,6%	10,2%	1,6%	1,2%	0,4%
0,69	4,8%	-3,9%	-4,2%	-5,8%	8,1%	-0,6%	-0,9%	-2,4%	10,2%	1,5%	1,2%	-0,3%
0,68	4,5%	-4,2%	-4,4%	-6,8%	7,9%	-0,8%	-0,9%	-3,3%	10,1%	1,4%	1,3%	-1,1%
0,67	4,2%	-4,5%	-4,5%	-7,9%	7,8%	-0,9%	-0,9%	-4,3%	10,1%	1,3%	1,3%	-2,0%
0,66	3,9%	-4,8%	-4,7%	-9,0%	7,6%	-1,1%	-0,9%	-5,3%	10,0%	1,3%	1,4%	-2,9%
0,65	3,5%	-5,1%	-4,8%	-10,3%	7,4%	-1,2%	-0,9%	-6,4%	9,9%	1,2%	1,6%	-3,9%
0,64	3,1%	-5,4%	-4,9%	-11,6%	7,1%	-1,4%	-0,9%	-7,6%	9,7%	1,2%	1,7%	-5,0%
0,63	2,7%	-5,6%	-5,0%	-13,0%	6,8%	-1,5%	-0,8%	-8,8%	9,5%	1,2%	1,9%	-6,2%
0,62	2,2%	-5,8%	-5,0%	-14,5%	6,5%	-1,5%	-0,7%	-10,2%	9,2%	1,2%	2,0%	-7,4%
0,61	1,6%	-6,0%	-5,1%	-16,1%	6,0%	-1,6%	-0,6%	-11,6%	8,9%	1,3%	2,3%	-8,8%
0,60	1,0%	-6,2%	-5,1%	-17,8%	5,6%	-1,6%	-0,5%	-13,2%	8,6%	1,3%	2,5%	-10,2%
Media	3,3%	-2,8%	-2,8%	-4,3%	5,7%	-0,5%	-0,5%	-1,9%	7,2%	1,0%	1,0%	-0,4%
Desv Típica	2,0%	2,0%	1,7%	5,5%	2,9%	1,1%	0,3%	4,4%	3,7%	1,4%	0,7%	3,8%

Factor potencia	1.1 Fu 10%				1.1 Fu 20%				1.1 Fu 40%			
	Normativa	Recta	Tramos	Curva	Normativa	Recta	Tramos	Curva	Normativa	Recta	Tramos	Curva
0,90	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
0,89	1,4%	0,8%	-0,1%	1,1%	1,7%	1,1%	0,2%	1,4%	1,9%	1,3%	0,4%	1,6%
0,88	1,2%	0,0%	-0,1%	0,5%	1,6%	0,3%	0,3%	0,9%	1,8%	0,6%	0,5%	1,1%
0,87	1,0%	-0,9%	-0,1%	-0,1%	1,4%	-0,4%	0,3%	0,4%	1,7%	-0,2%	0,6%	0,6%
0,86	0,7%	-1,7%	-0,1%	-0,7%	1,2%	-1,2%	0,4%	-0,2%	1,5%	-0,9%	0,6%	0,1%
0,85	0,5%	-2,5%	-0,1%	-1,3%	1,0%	-2,0%	0,4%	-0,8%	1,4%	-1,7%	0,7%	-0,5%
0,84	3,5%	-0,1%	-0,3%	1,3%	4,6%	1,0%	0,8%	2,4%	5,3%	1,7%	1,5%	3,1%
0,83	3,4%	-0,7%	-0,3%	0,8%	4,6%	0,5%	0,9%	2,0%	5,4%	1,3%	1,7%	2,8%
0,82	3,4%	-1,2%	-0,3%	0,3%	4,7%	0,1%	1,0%	1,6%	5,5%	0,9%	1,8%	2,4%
0,81	3,3%	-1,8%	-0,4%	-0,2%	4,7%	-0,4%	1,0%	1,2%	5,6%	0,5%	1,9%	2,1%
0,80	3,2%	-2,4%	-0,4%	-0,8%	4,6%	-0,9%	1,1%	0,7%	5,6%	0,1%	2,1%	1,6%
0,79	7,7%	1,7%	-0,3%	3,2%	10,1%	4,1%	2,1%	5,6%	11,6%	5,6%	3,6%	7,1%
0,78	7,9%	1,4%	-0,4%	2,8%	10,4%	3,9%	2,1%	5,3%	12,0%	5,5%	3,7%	7,0%
0,77	7,9%	1,1%	-0,5%	2,4%	10,5%	3,8%	2,1%	5,1%	12,2%	5,5%	3,8%	6,8%
0,76	8,0%	0,8%	-0,6%	1,9%	10,8%	3,6%	2,2%	4,7%	12,6%	5,4%	3,9%	6,5%
0,75	8,1%	0,6%	-0,7%	1,4%	11,0%	3,5%	2,2%	4,4%	12,9%	5,4%	4,1%	6,2%
0,74	8,1%	0,3%	-0,9%	0,9%	11,2%	3,4%	2,2%	3,9%	13,1%	5,3%	4,2%	5,9%
0,73	8,1%	0,0%	-1,0%	0,2%	11,3%	3,2%	2,3%	3,5%	13,3%	5,3%	4,3%	5,5%
0,72	8,0%	-0,2%	-1,0%	-0,4%	11,4%	3,1%	2,3%	2,9%	13,5%	5,3%	4,5%	5,1%
0,71	8,0%	-0,5%	-1,1%	-1,1%	11,5%	3,0%	2,4%	2,4%	13,8%	5,3%	4,6%	4,6%
0,70	7,9%	-0,7%	-1,2%	-1,9%	11,5%	3,0%	2,5%	1,7%	13,9%	5,3%	4,8%	4,1%
0,69	7,8%	-0,9%	-1,2%	-2,8%	11,6%	2,9%	2,6%	1,1%	14,0%	5,4%	5,0%	3,5%
0,68	7,6%	-1,1%	-1,3%	-3,7%	11,6%	2,9%	2,7%	0,3%	14,1%	5,4%	5,2%	2,9%
0,67	7,4%	-1,3%	-1,3%	-4,6%	11,6%	2,8%	2,8%	-0,5%	14,2%	5,5%	5,5%	2,1%
0,66	7,3%	-1,5%	-1,3%	-5,7%	11,6%	2,8%	3,0%	-1,4%	14,3%	5,6%	5,7%	1,4%
0,65	7,0%	-1,6%	-1,3%	-6,8%	11,5%	2,8%	3,2%	-2,3%	14,3%	5,7%	6,0%	0,5%
0,64	6,7%	-1,7%	-1,2%	-8,0%	11,3%	2,9%	3,4%	-3,3%	14,3%	5,8%	6,3%	-0,4%
0,63	6,4%	-1,9%	-1,2%	-9,2%	11,2%	2,9%	3,6%	-4,4%	14,3%	6,0%	6,7%	-1,4%
0,62	6,1%	-1,9%	-1,1%	-10,6%	11,0%	3,0%	3,8%	-5,6%	14,2%	6,2%	7,0%	-2,5%
0,61	5,6%	-2,0%	-1,0%	-12,1%	10,7%	3,1%	4,1%	-6,9%	14,0%	6,4%	7,4%	-3,6%
0,60	5,2%	-2,0%	-0,9%	-13,6%	10,5%	3,3%	4,4%	-8,3%	13,9%	6,7%	7,8%	-4,9%
Media	5,4%	-0,7%	-0,7%	-2,2%	8,1%	2,0%	2,0%	0,6%	9,9%	3,7%	3,8%	2,3%
Desv Típica	2,8%	1,2%	0,5%	4,5%	4,2%	1,8%	1,2%	3,5%	5,2%	2,7%	2,3%	3,1%