

PARECER DA ERSE SOBRE O

PROJECTO DE DECRETO-LEI CMEC

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	PROJECTO DE DECRETO-LEI	3
3	CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE CUSTOS OCIOSOS	5
4	CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA	9
4.1	Caracterização técnico-económica	9
4.2	Enquadramento jurídico da cessação antecipada dos CAE	17
5	ANÁLISE DOS PRESSUPOSTOS DO PROJECTO DE DECRETO-LEI	21
5.1	Combustíveis	21
5.2	Consumo de energia eléctrica	25
5.3	Taxas de juro e de remuneração	27
6	ANÁLISE DOS SOBRECUSTOS PREVISTOS NO PROJECTO DE DECRETO-LEI ...	29
7	ANÁLISE DO IMPACTE DA ALTERAÇÃO DO PERFIL DE PAGAMENTO AOS PRODUTORES	31
8	TRANSFERÊNCIA DE CUSTOS DOS CONSUMIDORES DO SEP PARA OS CONSUMIDORES ELEGÍVEIS	41
9	ANÁLISE DO IMPACTE DA ALTERAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA	51
9.1	Consumidores elegíveis	52
9.1.1	Entregas a clientes não vinculados em BTE e MT	53
9.1.2	Entregas a Clientes não vinculados em AT e MAT	56
9.2	Consumidores do SEP	61
9.2.1	Fornecimentos a consumidores em BTN	61
9.2.2	Fornecimentos a consumidores em BTE e MT	66
9.2.3	Fornecimentos a consumidores em AT e MAT	69
10	ANÁLISE DO IMPACTE DE ALTERAÇÕES NOS PRESSUPOSTOS	75
10.1	Perfil de pagamentos	77
10.2	Duração do período de aplicação do CMEC	78
10.3	Taxa de juro para cálculo do valor anual da Parcela Fixa diferente da taxa de actualização do valor dos montantes brutos de compensação	80
10.4	Variação dos preços de mercado da energia eléctrica	85

10.5	Variação dos custos de combustíveis	86
10.5.1	Fuelóleo	86
10.5.2	Carvão	88
10.5.3	Gás natural	90
10.6	Comparação dos diferentes impactes	90
11	ANÁLISE DO IMPACTE COMBINADO DA ALTERAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E DO PERFIL DE PAGAMENTO AOS PRODUTORES.....	93
11.1	Impacte sobre a Tarifa de Uso Global do Sistema	93
11.2	Impacte global dos CMEC sobre as tarifas de Venda a Clientes Finais e sobre o preço de acesso às redes	95
11.3	Impacte dos CMEC sobre as tarifas de Venda a Clientes Finais e sobre o preço do acesso às redes tendo em conta o diagrama individual de consumo	100
11.3.1	Consumidores elegíveis	100
11.3.2	Consumidores do SEP	108
11.4	Comparação de preços de acesso às redes no Mercado Ibérico	122
12	PROBLEMAS SUSCITADOS PELO PROJECTO DE DECRETO-LEI E RECOMENDAÇÕES DA ERSE	131
12.1	Base legal do regime indemnizatório	131
12.2	A compensação e a determinação dos CMEC nos termos dos artigos 2.º e 3.º do Projecto de Decreto-Lei	131
12.3	Os parâmetros e a metodologia de cálculo dos CMEC e a prorrogação do prazo das licenças	132
12.4	A transmissibilidade do direito ao recebimento da parcela fixa e da parcela do acerto	133
12.5	Regime de compensação de créditos	134
12.6	Distorção de concorrência no mercado grossista	134
12.7	Agravamento de custos provocados pela alteração da estrutura da tarifa de Uso Global do Sistema	138
12.8	Agravamento de custos de clientes elegíveis	140
12.9	Incerteza associada à discricionariedade de decisões futuras	142
12.10	Fundo de correcção de Hidraulicidade	143
12.11	Verificação da disponibilidade das centrais	144
12.12	Preços dos combustíveis	145
12.13	Sobrecustos previstos no Projecto de Decreto-Lei	145

12.14 Elevada variabilidade dos ajustamentos anuais.....	146
12.15 Subsidição inter-temporal	148
12.16 Serviços de Sistema.....	148
12.17 Como proceder na ausência de acordo sobre a cessação dos CAE.....	149
12.18 Imprecisões semânticas	149
13 CONCLUSÕES	153
14 SIGLAS	155
ANEXO I FLUXOGRAMA DOS PRINCIPAIS PROCEDIMENTOS ESTABELECIDOS NO PROJECTO DE DECRETO-LEI - INTERPRETAÇÃO DA ERSE	159
ANEXO II ERRATA.....	161

ÍNDICE DAS FIGURAS

Figura 4-1 - Potência contratada no SEP	10
Figura 4-2 - Potência contratada das centrais térmicas do SEP	12
Figura 4-3 - Potência contratada das centrais hídricas do SEP	12
Figura 4-4 - Encargos fixos e variáveis das centrais do SEP de 1999 a 2027	13
Figura 4-5 - Valor actual dos encargos fixos das centrais térmicas do SEP	15
Figura 4-6 - Valor actual dos encargos fixos das centrais hídricas do SEP	16
Figura 5-1 - Análise da evolução dos preços médios mensais do fuelóleo 1% de enxofre.....	23
Figura 5-2 - Evolução dos principais preços dos petróleos determinantes do preço do gás natural	24
Figura 5-3 - Evolução do preço médio do carvão spot CIF, NW Europa.....	24
Figura 5-4 - Consumo referido à emissão no Continente	26
Figura 5-5 - Taxas de juro ^[1] e de remuneração	27
Figura 7-1 - Perfil de pagamentos anuais dos encargos totais com os CAE.....	33
Figura 7-2 - Perfil de pagamentos anuais dos encargos totais com os CMEC	34
Figura 7-3 - Comparação dos perfis de pagamentos anuais dos encargos totais com os CAE e com os CMEC	35
Figura 7-4 - Subsídio inter-temporal anual em valor	37
Figura 7-5 - Subsídio inter-temporal anual em percentagem.....	38
Figura 7-6 - Comparação dos encargos unitários por kW contratado no SEP em valor, com os CAE e com os CMEC.....	39
Figura 7-7 - Subsídio inter-temporal referido aos encargos unitários por kW contratado no SEP em percentagem.....	40
Figura 8-1 - Estrutura de pagamento dos encargos a transferir da tarifa de Energia e Potência em 2004	42
Figura 8-2 - Preço médio dos encargos a transferir da tarifa de Energia e Potência de 2004 (valor absoluto)	43
Figura 8-3 - Encargos a transferir em percentagem dos proveitos da tarifa de Energia e Potência de 2004	43
Figura 8-4 - Estrutura de pagamento dos encargos a incluir na tarifa de Energia Eléctrica e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema em 2004.....	45
Figura 8-5 - Estrutura de pagamento dos encargos a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema em 2004	45
Figura 8-6 - Preço médio dos encargos a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema em 2004 (valor absoluto)	46
Figura 8-7 - Encargos a transferir, em percentagem dos proveitos da tarifa de Uso Global do Sistema de 2004.....	46
Figura 8-8 - Variação do preço médio do SEP e do SENV em resultado da transferência de encargos da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema em 2004	47
Figura 8-9 - Variação percentual do preço médio do acesso às redes em 2004	48
Figura 8-10 - Variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em 2004	49

Figura 9-1 - Variação de preço médio observado pelos consumidores não vinculados em BTE (valor absoluto)	54
Figura 9-2 - Variação percentual de preço médio observado pelos consumidores não vinculados em BTE	54
Figura 9-3 - Variação de preço médio observado pelos consumidores não vinculados em MT (valor absoluto)	55
Figura 9-4 - Variação percentual de preço médio observado pelos consumidores não vinculados em MT	55
Figura 9-5 - Preço médio de acesso às redes em função da utilização da potência contratada (valor absoluto)	57
Figura 9-6 - Variação percentual do preço médio de acesso às redes em função da utilização da potência contratada	57
Figura 9-7 - Variação percentual do preço médio de acesso às redes em função do consumo anual	58
Figura 9-8 - Classificação da variação do preço médio de acesso às redes em percentagem do total de clientes em MAT e AT	58
Figura 9-9 - Distribuição acumulada do preço médio de acesso às redes em percentagem do total de clientes em MAT e AT	59
Figura 9-10 - Distribuição acumulada da variação do preço médio de acesso às redes em percentagem do total de clientes em MAT e AT	60
Figura 9-11 - Distribuição acumulada da variação do preço médio de acesso às redes em percentagem do total do consumo em MAT e AT	60
Figura 9-12 - Preço médio na tarifa BTN $\leq 20,7$ kVA (escala 3,45 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas	62
Figura 9-13 - Variação do Preço médio na tarifa BTN $\leq 20,7$ kVA (escala 3,45 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas	63
Figura 9-14 - Variação do Preço médio na tarifa BTN $\leq 20,7$ kVA (escala 3,45 kVA) em função do consumo anual por consumidor	63
Figura 9-15 - Preço médio na tarifa BTN $> 20,7$ kVA (escala 34,5 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas	64
Figura 9-16 - Variação do Preço médio na tarifa BTN $> 20,7$ kVA (escala 34,5 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas	65
Figura 9-17 - Variação do Preço médio na tarifa BTN $> 20,7$ kVA (escala 34,5 kVA) em função do consumo anual por consumidor	65
Figura 9-18 - Variação de preço médio observado pelos consumidores do SEP em BTE (valor absoluto)	66
Figura 9-19 - Variação percentual de preço médio observado pelos consumidores do SEP em BTE	67
Figura 9-20 - Variação de preço médio observado pelos consumidores do SEP em MT (valor absoluto)	68
Figura 9-21 - Variação percentual de preço médio observado pelos consumidores do SEP em MT	68
Figura 9-22 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em função da utilização da potência contratada (valor absoluto)	70
Figura 9-23 - Variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em função da utilização da potência contratada	70

Figura 9-24 - Variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em função do consumo anual (valor percentual).....	71
Figura 9-25 - Classificação da variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total de clientes em MAT e AT	71
Figura 9-26 - Distribuição acumulada do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total de clientes em MAT e AT	72
Figura 9-27 - Distribuição acumulada da variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total de clientes em MAT e AT	73
Figura 9-28 - Distribuição acumulada da variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total do consumo em MAT e AT	73
Figura 10-1 - Impacte do pagamento anual do valor bruto da compensação pela cessação antecipada dos CAE em forma de renda	77
Figura 10-2 - Valor bruto da compensação pela cessação antecipada dos CAE por unidade de potência contratada.....	78
Figura 10-3 - Análise do impacte da duração do período de aplicação dos CMEC	79
Figura 10-4- Valor Bruto da Compensação.....	80
Figura 10-5 - Rendas dos encargos fixos calculada com taxas de juro diferentes da utilizada na actualização dos CAE	83
Figura 10-6 - Impacte no montante da renda por alteração da taxa de juro para cálculo do valor anual da Parcela Fixa	84
Figura 10-7 - Impacte da variação do preço de mercado de energia eléctrica relativamente ao preço de referência	85
Figura 10-8 - Impacte da variação do custo do fuelóleo de 10%.....	87
Figura 10-9 - Impacte da variação do custo do carvão de 10%.....	88
Figura 10-10 - Impacte do preço do carvão ser igual ao verificado nos mercados internacionais em Janeiro 2004	89
Figura 10-11 - Impacte da variação do custo do Gás Natural de 10%	90
Figura 10-12 - Ajustes anuais decorrentes da variação do preço de mercado e dos custos dos combustíveis	91
Figura 11-1 - Encargos a transferir para a tarifa de Uso Global do Sistema em 2004	94
Figura 11-2 - Encargos com os CMEC a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema em 2004	96
Figura 11-3 - Variação do preço da tarifa de Uso Global do Sistema em 2004 (valor absoluto)	97
Figura 11-4 -Variação percentual do preço da tarifa de Uso Global do Sistema em 2004	97
Figura 11-5 - Variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP e do acesso às redes em 2004 (valor absoluto)	98
Figura 11-6 - Variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em 2004	98
Figura 11-7 - Variação percentual do preço médio do acesso às redes em 2004	99
Figura 11-8 - Variação de preço médio observado pelos consumidores não vinculados em BTE (valor absoluto)	101
Figura 11-9 - Variação percentual do preço médio observado pelos consumidores não vinculados em BTE	101

Figura 11-10 - Variação de preço médio observado pelos consumidores não vinculados em MT (valor absoluto)	102
Figura 11-11 - Variação percentual do preço médio observado pelos consumidores não vinculados em MT	102
Figura 11-12 - Preço médio a pagar pelo acesso às redes em função da utilização da potência contratada (valor absoluto)	104
Figura 11-13 - Variação percentual do preço médio a pagar pelo acesso às redes em função da utilização da potência contratada	104
Figura 11-14 - Variação percentual do preço médio a pagar pelo acesso às redes em função do consumo anual	105
Figura 11-15 - Classificação da variação do preço médio a pagar pelo acesso às redes, em percentagem do total de clientes em MAT e AT	105
Figura 11-16 - Distribuição acumulada do preço médio a pagar pelo acesso às redes, em percentagem do total de clientes em MAT e AT	106
Figura 11-17 - Distribuição acumulada da variação do preço médio a pagar pelo acesso às redes, em percentagem do total de clientes em MAT e AT	106
Figura 11-18 - Distribuição acumulada da variação do preço médio a pagar pelo acesso às redes, em percentagem do total do consumo em MAT e AT	107
Figura 11-19 - Preço médio na tarifa BTN $\leq 20,7$ kVA (escalon 3,45 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas	109
Figura 11-20 - Variação do Preço médio na tarifa BTN $\leq 20,7$ kVA (escalon 3,45 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas	110
Figura 11-21 - Variação do Preço médio na tarifa BTN $\leq 20,7$ kVA (escalon 3,45 kVA) em função do consumo anual por consumidor	110
Figura 11-22 - Preço médio na tarifa BTN $> 20,7$ kVA (escalon 34,5 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas	112
Figura 11-23 - Variação do Preço médio na tarifa BTN $> 20,7$ kVA (escalon 34,5 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas	112
Figura 11-24 - Variação do Preço médio na tarifa BTN $> 20,7$ kVA (escalon 34,5 kVA) em função do consumo anual por consumidor	113
Figura 11-25 - Variação de preço médio observado pelos consumidores do SEP em BTE (valor absoluto)	115
Figura 11-26 - Variação percentual do preço médio observado pelos consumidores do SEP em BTE	115
Figura 11-27 - Variação de preço médio observado pelos consumidores do SEP em MT (valor absoluto)	116
Figura 11-28 - Variação percentual do preço médio observado pelos consumidores do SEP em MT	116
Figura 11-29 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em função da utilização da potência contratada (valor absoluto)	117
Figura 11-30 - Variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em função da utilização da potência contratada	118
Figura 11-31 - Variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em função do consumo anual	118
Figura 11-32 - Classificação da variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total de clientes em MAT e AT	119

Figura 11-33 - Distribuição acumulada do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total de clientes em MAT e AT	120
Figura 11-34 - Distribuição acumulada da variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total de clientes em MAT e AT	120
Figura 11-35 - Distribuição acumulada da variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total do consumo em MAT e AT	121
Figura 11-36 - Preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo domésticos em Portugal e em Espanha (preços com impostos) Tarifas de 2004	125
Figura 11-37 - Preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo domésticos em Portugal e em Espanha (preços com impostos) Tarifas com CMEC	125
Figura 11-38 - Diferença entre os preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo domésticos em Portugal e em Espanha Tarifas 2004 e Tarifas com CMEC	126
Figura 11-39 - Preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo industriais em Portugal e em Espanha (preços sem IVA) Tarifas 2004	128
Figura 11-40 - Preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo industriais em Portugal e em Espanha (preços sem IVA) Tarifas com CMEC	128
Figura 11-41 - Diferença entre os preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo industriais em Portugal e em Espanha Tarifas 2004 e Tarifas com CMEC	129

ÍNDICE DOS QUADROS

Quadro 4-1 - Caracterização física dos centros electroprodutores	11
Quadro 5-1 - Custos de combustíveis previstos no Projecto de Decreto-Lei (preços constantes da data de extinção dos CAE)	21
Quadro 5-2- Comparação dos custos médios dos combustíveis: CMEC e valores verificados de 1999 a 2003	22
Quadro 5-3 - Custos de manuseamento e transporte (preços constantes da data de extinção do CAE)	22
Quadro 10-1 - Cenário base de cálculo dos CMEC	76
Quadro 11-1 - Características dos consumidores-tipo domésticos definidos pelo Eurostat	122
Quadro 11-2- Características dos consumidores-tipo industriais definidos pelo Eurostat	122
Quadro 11-3 - Estrutura de consumo em Portugal para os consumidores domésticos	123
Quadro 11-4 - Estrutura de clientes em Portugal para os consumidores domésticos	123
Quadro 11-5 - Estrutura de consumo em Portugal para os consumidores industriais	123
Quadro 12-1 - Variação da tarifa de Uso Global do Sistema Tarifas com CMEC em 2004	141

Quadro 12-2 - Variação de preços a pagar pelo acesso às redes em 2004	141
---	-----

1 INTRODUÇÃO

O presente documento analisa o “Projecto de Decreto-Lei CMEC” relativo à cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) celebrados ao abrigo do artigo 15.º do Decreto-Lei n. 182/95, de 27 de Julho, na redacção introduzida pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, enviado à ERSE para parecer.

Este Projecto de Decreto-Lei foi enviado à ERSE em 8 de Abril de 2004, tendo sido objecto de uma primeira apreciação, na generalidade, em que foram identificados alguns aspectos que necessitavam de esclarecimento. Em reunião realizada no Ministério da Economia, a ERSE teve oportunidade de expor algumas dúvidas suscitadas pelo texto enviado, bem como de solicitar o envio de informação subjacente à determinação dos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), não constante dos anexos que integram o Projecto de Decreto-Lei.

A entidade concessionária da RNT enviou a informação solicitada nos dias 23 e 26 de Abril. A ERSE procedeu então à análise do Projecto de Decreto-Lei com base na informação disponível, continuando a aguardar o envio de informação relativa a: valores dos terrenos que não integram o domínio hídrico; investimentos relativos ao cumprimento dos limites de emissão respeitantes às grandes instalações de combustão estabelecidos na Directiva 2001/80/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Outubro; custos com a titularização dos CMEC; factores de correcção da disponibilidade das centrais; valores da produção de energia eléctrica para bombagem desagregada por central e valores das diversas taxas de juro consideradas.

O presente documento está estruturado da seguinte forma:

No capítulo 2 recordam-se os objectivos, critérios e métodos que constam do Projecto de Decreto-Lei.

No capítulo 3 apresentam-se considerações gerais sobre custos ociosos no sector da produção de energia eléctrica.

No capítulo 4 descrevem-se os CAE do ponto de vista técnico-económico (valores dos pagamentos fixos previstos, duração, potência contratada e outros pressupostos e variáveis dos contratos) e jurídico.

No capítulo 5 analisam-se os pressupostos mais relevantes utilizados no Projecto de Decreto-Lei: preços previstos para os principais combustíveis (carvão, fuel e gás natural), previsões do consumo de energia eléctrica e taxas de juro consideradas para efeito de actualização dos montantes a receber pelos produtores e utilizados no cálculo das rendas a pagar pelos consumidores.

No capítulo 6 identificam-se os sobrecustos considerados no Projecto de Decreto-Lei face aos custos actualmente previstos nos CAE, nomeadamente os valores referentes a: terrenos dos centros

electroprodutores; investimentos relativos ao cumprimento dos limites de emissão respeitantes às grandes instalações de combustão; custos com a titularização dos CMEC positivos e prémio de risco.

No capítulo 7 procede-se à análise do impacte da alteração do perfil de pagamentos aos produtores implícito na determinação dos CMEC face à metodologia subjacente aos CAE.

No capítulo 8 analisa-se o efeito que teria sobre as tarifas de 2004 a transferência de custos actualmente recuperados através da tarifa de Energia e Potência do SEP para a tarifa de Uso Global do Sistema, paga por todos os clientes, conforme estabelecido no Projecto de Decreto-Lei.

No capítulo 9 analisa-se o impacte da alteração da estrutura tarifária decorrente da escolha da variável de facturação a utilizar para recuperação dos CMEC constante do Projecto de Decreto-Lei.

No capítulo 10 procede-se à análise do impacte de alterações nos pressupostos (caracterizados no capítulo 5), bem como do período de recuperação dos CMEC. São feitas análises de sensibilidade ao preço de mercado e ao preço dos combustíveis utilizado na determinação dos custos previstos de exploração das centrais de produção, com o objectivo de determinar o impacte que diferentes valores do preço de mercado e de preços de combustível terão no valor dos ajustes *a posteriori* a efectuar, em base anual, nos pagamentos aos produtores.

No capítulo 11 analisa-se o impacte combinado da alteração da estrutura tarifária e do perfil de pagamento aos produtores.

No capítulo 12 apresentam-se os principais problemas suscitados pelo Projecto de Decreto-Lei e as correspondentes recomendações da ERSE.

No capítulo 13 apresenta-se a síntese conclusiva do parecer da ERSE.

No capítulo 14 esclarece-se o significado das principais siglas utilizadas no presente documento.

No Anexo I apresenta-se o fluxograma dos principais procedimentos estabelecidos no Projecto de Decreto-Lei, de acordo com a interpretação da ERSE.

O Anexo II contém a lista de erros e gralhas detectados no Projecto de Decreto-Lei.

2 PROJECTO DE DECRETO-LEI

O Projecto de Decreto-Lei submetido à apreciação da ERSE em 8 de Abril de 2004 visa promover a cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) estabelecidos entre os produtores vinculados e a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

A introdução de concorrência na actividade de produção de energia eléctrica, a transição para o mercado interno de electricidade e a criação do mercado ibérico de electricidade exigem a alteração do relacionamento comercial dos produtores do Sistema Eléctrico de Serviço Público, que deixam de abastecer em exclusivo a entidade concessionária da RNT (REN) para poderem vender energia eléctrica no mercado. Da quebra do compromisso contratual entre os produtores e a REN podem surgir custos ociosos que devem ser pagos pela REN aos produtores ou pelos produtores à REN. Tanto no actual regime com CAE, como posteriormente quando estiverem em vigor os CMEC, os custos (ou proveitos) da REN relativos à actividade de aquisição de energia eléctrica são transferidos para os consumidores de energia eléctrica através das tarifas. Deste modo, a cessação dos CAE dá origem a fluxos de pagamento dos consumidores para os produtores (através da REN) ou em sentido contrário, dependente do contrato relativo ao centro electroprodutor em causa.

O projecto de diploma prevê a cessação imediata de todos os CAE, determina a forma de pagamento de compensações aos produtores e a correspondente forma de pagamento pelos consumidores, estabelece procedimentos de revisão periódica dos montantes em causa e fixa alguns valores numéricos.

As soluções propostas pretendem cumprir três requisitos:

1. Assegurar “a apropriada equivalência económica relativamente à posição de cada parte no CAE”.
2. Não conduzir “a um acréscimo de custos para os consumidores”.
3. Fomentar a eficiência “no âmbito deste processo do mercado”.

As compensações a pagar aos produtores são dadas pela diferença entre o valor do encargo fixo previsto no CAE e as receitas expectáveis em regime de mercado (a um preço de referência de 36 €/kWh) deduzidas dos custos variáveis de produção. Estes valores são reportados à data de cessação antecipada do contrato.

O valor resultante é posteriormente anualizado, que pode ir até 24 anos, constituindo a parcela fixa a ser paga aos produtores.

Anualmente é determinado o ajustamento entre os valores previstos para o cálculo da parcela fixa, e os valores reais, relativos às quantidades de energia eléctrica vendida, ao preço do mercado e aos encargos com os combustíveis. Este ajustamento constitui a parcela variável a ser paga aos produtores.

O montante correspondente à soma da parcela fixa com a parcela variável é recuperado pela Tarifa de Uso Global do Sistema, paga por todos os consumidores em função da potência contratada.

3 CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE CUSTOS OCIOSOS

A alteração do regime jurídico de produção de energia eléctrica com vista à criação de um mercado concorrencial põe necessariamente termo a eventuais garantias de tipo legal ou contratual anteriormente atribuídas aos produtores existentes.

Esta quebra de compromisso pode dar origem ao pagamento de uma indemnização aos produtores, justificada pelo facto de investimentos passados, realizados num quadro de direitos exclusivos, se tornarem ociosos no novo ambiente de mercado. O pagamento de “custos ociosos” pode ser efectuado pelo Estado ou pelos consumidores de energia eléctrica.

O problema dos custos ociosos, no sector eléctrico, surgiu na década de 1990, em vários países. Existe uma ampla literatura sobre este tema e foi acumulada alguma experiência nos Estados Unidos da América, na União Europeia e noutras regiões.

Os dois principais problemas associados aos custos ociosos dizem respeito:

- à determinação do montante a pagar aos produtores;
- ao mecanismo de recuperação desse montante através das tarifas de energia eléctrica.

Para que a recuperação de custos ociosos não altere as condições necessárias ao estabelecimento de uma concorrência saudável e efectiva, importa que o mecanismo de recuperação permita:

1. Não criar barreiras à entrada e à saída de novos produtores no sistema.

A existência de pagamentos explícitos, relativos a custos ociosos, aos produtores já instalados, constitui uma barreira à entrada de novos agentes, que não terão direito a esta retribuição. Pode constituir também uma barreira à saída, já que centrais de tecnologias pouco eficientes poderão continuar a operar no mercado com o objectivo de receber os custos ociosos.

2. O aparecimento de um número suficiente de agentes a operar no mercado.

Havendo barreiras à entrada de novos operadores, o número de agentes a operar no mercado pode revelar-se insuficiente para que o nível de concorrência seja adequado.

3. O escoamento da energia eléctrica da produção até ao consumo.

O acesso às redes e o pagamento das tarifas reguladas de acesso assegura o escoamento da produção em termos físicos. No entanto, em termos comerciais, se a forma de pagamento dos custos ociosos em países vizinhos não for harmonizada, haverá uma diferenciação dos pagamentos que poderá condicionar a capacidade de colocação de energia eléctrica no mercado, provocando distorções de concorrência.

4. A formação eficiente de preços no mercado.

O mecanismo de retribuição dos custos ociosos não deve condicionar as estratégias de oferta dos produtores no mercado e deve permitir que os preços se estabeleçam livremente e sejam transparentes.

Se o mecanismo de recuperação dos custos ociosos estabelecer que o valor a recuperar é definido *a priori* e não é ajustado, os produtores oferecem livremente no mercado em concorrência, procurando maximizar os seus lucros.

Se o mecanismo estabelecer a possibilidade de ajustes *a posteriori*, de acordo com as receitas obtidas pelos produtores no mercado, os preços que se vierem a formar no mercado podem ser condicionados.

Existem várias soluções para a definição do mecanismo de compensação pelos custos ociosos:

1. Uma solução possível consiste em definir *a priori* um preço de referência de mercado (como sendo a melhor previsão do preço de mercado) e *a posteriori* proceder a um ajuste ao valor global a receber (pagar) pelo produtor, com base nos preços reais de mercado. Caso o preço real de mercado seja superior ao preço de referência, o produtor recebe parte dos custos ociosos, antecipadamente, através do preço de mercado. Desta forma, a diferença entre a receita que o produtor obtém no mercado e a que obteria se o preço de mercado fosse, em média, igual ao preço de referência, é subtraída ao valor a receber no futuro.

Esta solução apresenta a vantagem de assegurar que os produtores recebem o valor que lhes é devido, mas condiciona a formação de preços no mercado. De facto, se o valor a receber for fixado como sendo a diferença entre o preço médio de mercado e o preço de referência, a compensação a receber nesse ano é acrescida ou reduzida, respectivamente, se o preço de mercado for inferior ou superior ao preço de referência. Desta forma, os produtores podem ter incentivos a oferecer preços no mercado mais elevados ou mais reduzidos em função da sua retribuição por custos ociosos e da sua quota de mercado. O mecanismo de pagamento dos custos ociosos condiciona, por esta via, o preço que se forma no mercado.

2. Uma segunda solução seria considerar que o ajuste resultante do valor que os produtores recebem (pagam), calculado pela diferença entre o preço de mercado e o preço de referência, afecta somente o valor dos custos ociosos a receber no futuro, sem alterar o montante estabelecido para o próprio ano, permitindo-se apenas a revisão dos pagamentos futuros, sem ajustar os do passado. Não resulta evidente que este mecanismo provoque eventuais alterações do comportamento competitivo no mercado.
3. Uma solução que permite ultrapassar os principais inconvenientes das duas soluções anteriores (a necessidade de definir um preço de referência *a priori* e de determinar os ajustes dados pela diferença entre o preço que se forma no mercado e o preço de referência definido) consiste em permitir que o ajuste ao valor a receber (ou a pagar) pelos produtores seja calculado para um

período de tempo suficientemente alargado (por exemplo, quatro anos). Este valor de ajuste, adicionado de juros, seria reflectido nos pagamentos (recebimentos) a efectuar num período de tempo futuro equivalente ao usado no cálculo do ajuste de forma a não interferir com as estratégias de curto prazo das ofertas que os produtores colocam no mercado diário. De facto, os produtores sabem que o valor que vão receber será ajustado e igualará o montante acordado, mas sabem também que este ajuste será feito a prazo. Desta forma, surge um mercado equilibrado, no qual as ofertas não serão feitas a preços demasiado baixos na medida em que os produtores têm preferência por liquidez no curto prazo tentando recuperar o mais cedo possível os custos ociosos através do preço de mercado e também não serão feitas a preços demasiado elevados porque os produtores sabem que o valor global que irão receber será ajustado a prazo.

4. Uma quarta solução passa pela determinação da melhor estimativa para o preço de mercado, não prevendo ajustes *a posteriori* em função dos preços reais de mercado. Esta solução permite que os produtores ofereçam livremente no mercado e que os preços de mercado não sejam condicionados. Apresenta contudo, duas desvantagens: por um lado, o valor global a receber (pagar) pelos produtores passa a ser incerto; por outro lado, caso o número de agentes instalados seja pequeno, o seu poder de mercado pode fazer subir os preços a níveis não eficientes.

Qualquer uma destas soluções exige a estimação do preço esperado futuro de mercado por um período de tempo muito largo, o que dificulta o processo. Exige também estimativas, para os próximos anos, da evolução dos preços dos combustíveis, da evolução do consumo de energia eléctrica, da produção de energia eléctrica central a central, da taxa de inflação, da evolução do parque electroprodutor nacional incluindo a tecnologia que irá ser usada, entre outras.

Qualquer que seja o mecanismo escolhido, à medida que o tempo for passando e forem surgindo novos produtores no mercado, que não têm direito a receber custos ociosos e que têm de recuperar através do mercado os seus custos totais (à parte a parcela de garantia de potência), a estratégia de actuação destes produtores no mercado estará mais de acordo com um mercado livre e concorrencial, e os preços de mercado deixarão de estar condicionados pelo pagamento dos custos ociosos.

Tendo em conta o atrás exposto, a solução ideal de valorização dos custos ociosos consiste em deixar que seja o próprio mercado a determiná-los. Esta é a única forma de criar, desde já, um mercado competitivo e eficiente onde os preços não estejam condicionados. A valorização destes contratos consegue-se através de um leilão, na sequência do qual uma parte (no caso português a REN) cede a sua posição contratual a terceiros, que, por sua vez, ficam detentores de uma capacidade de produção virtual. Os produtores continuam a receber (pagar) o valor contratado no CAE e os agentes que adquiriram a posição contratual da outra parte (no caso português da REN), passam a ser livres de actuar no mercado. O valor dos custos ociosos é dado pela diferença entre o valor do contrato e o valor que resultar do leilão. Nesta situação, não se torna necessário proceder a ajustes *a posteriori* em função dos preços reais de mercado, o que evita que os preços de mercado sejam condicionados. Esta solução

tem ainda a vantagem de aumentar a probabilidade de o número de agentes a operar no mercado da produção de energia eléctrica vir a ser muito superior ao existente antes da realização do leilão.

Leilões virtuais de capacidade de produção de energia eléctrica foram já introduzidos em vários Estados Membros da União Europeia com o objectivo de reduzir o poder de mercado do produtor dominante (antigo monopolista) e permitir o desenvolvimento de um mercado concorrencial de energia eléctrica.

4 CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

4.1 CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA

Os CAE vinculam os produtores do SEP à entidade concessionária da RNT. Cada centro electroprodutor do SEP celebrou um contrato com a entidade concessionária da RNT. Os CAE remuneram os custos fixos dos centros produtores, tais como o investimento inicial e as grandes obras de manutenção, através do encargo fixo, e permitem ainda recuperar os custos variáveis que integram o encargo variável.

ENCARGO FIXO

O Encargo Fixo inclui as seguintes parcelas:

- A remuneração, a uma taxa pré-estabelecida, do activo líquido e do investimento adicional.
- As amortizações mensais do activo e do investimento adicional.
- Os valores pré-estabelecidos dos custos mensais de operação e manutenção.
- A remuneração do stock de combustível das centrais termoeléctricas.

Estas parcelas são indexadas a diferentes índices de preços.

O Encargo Fixo é corrigido de acordo com a disponibilidade verificada do centro electroprodutor. Deste modo, a remuneração é directamente proporcional ao quociente entre o valor da disponibilidade verificada e o valor da disponibilidade contratada. Caso a disponibilidade verificada seja superior à disponibilidade contratada, o produtor retém 50% dos ganhos obtidos.

ENCARGO VARIÁVEL

Os custos variáveis estão directamente relacionados com a produção de electricidade, sendo residuais os custos dos serviços complementares, de que é exemplo o funcionamento dos geradores em compensação síncrona. Sendo assim, a tecnologia empregue na produção de electricidade por cada centro produtor tem influência nos seus custos variáveis.

Nas centrais termoeléctricas, os custos da aquisição dos combustíveis são bastante importantes na globalidade dos custos das centrais, enquanto nas hidroeléctricas os custos variáveis são desprezáveis quando comparados com os custos fixos.

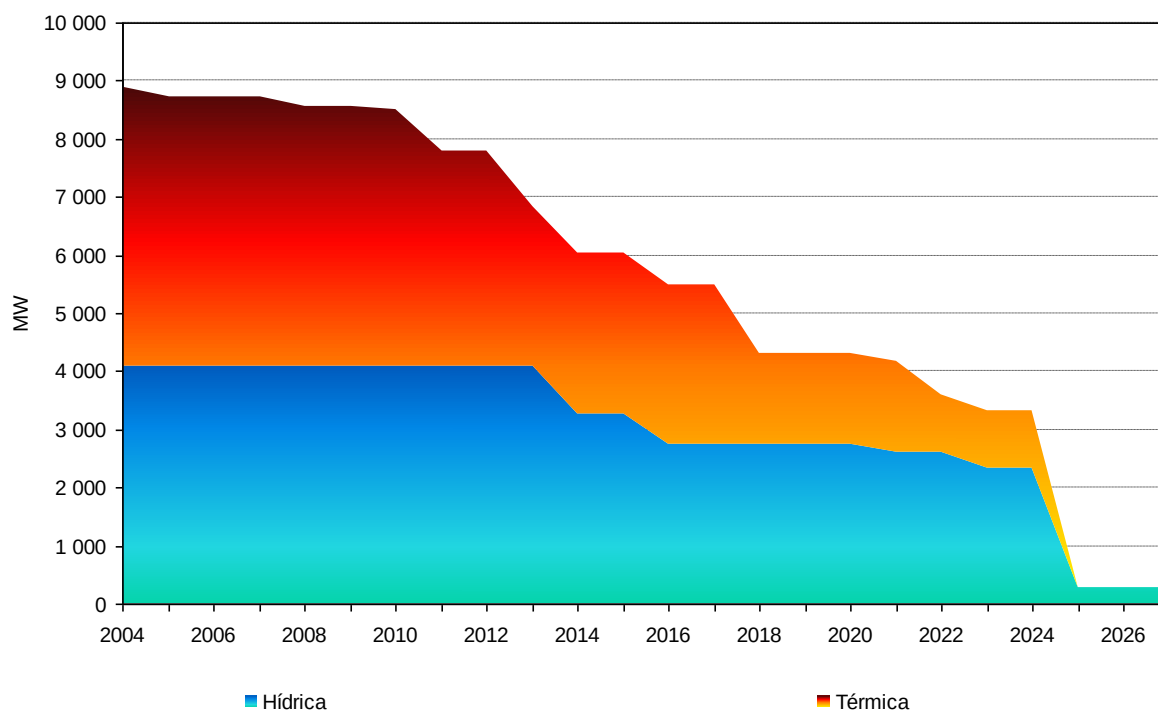
O Encargo Variável das centrais termoelétricas inclui o custo do combustível consumido de acordo com o rendimento acordado, os outros encargos variáveis (O&M) e os custos relativos aos serviços de sistema.

Os custos de O&M são pagos de acordo com os valores contratados em cada CAE, o que responsabiliza o produtor pela operação da central.

Os custos dos diferentes serviços especiais que o centro electroprodutor fornece à rede (teleregulação, compensação síncrona, arranques...) são calculados de acordo com o estabelecido nos CAE para cada serviço especial.

O Quadro 4-1 apresenta uma breve caracterização técnica dos contratos actualmente em vigor. A evolução da potência contratada subjacente a estes contratos, desde o início de 2004 até à data de cessação do último CAE, é apresentada na Figura 4-1. O perfil da potência contratada é o resultado do cronograma de desclassificação de cada uma das centrais que compõem o parque electroprodutor do SEP e encontra-se representado na Figura 4-2 e na Figura 4-3.

Figura 4-1 - Potência contratada no SEP

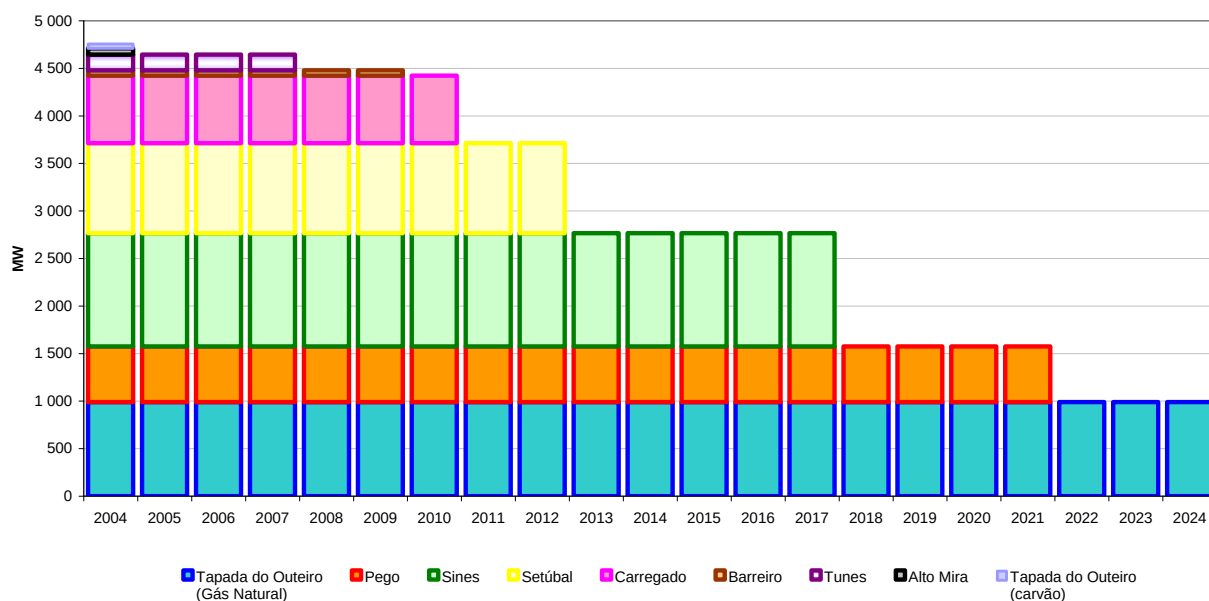


Fonte: CAE

Quadro 4-1 - Caracterização física dos centros electroprodutores

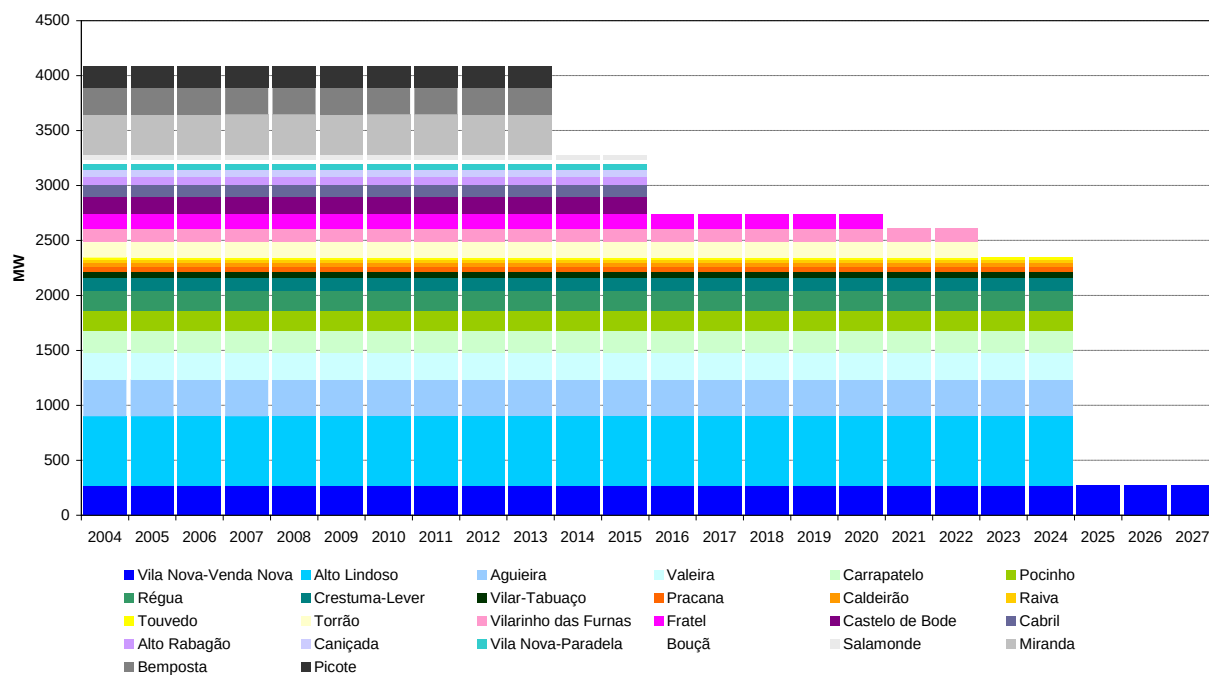
Centrais	Entrada em serviço	Fim de vida útil	Tipo de aproveitamento/ Combustível	Nº de grupos	Potência instalada MW
CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS					
CPPE					
Alto Lindoso	1992	2024	albufeira	2	630
Touvedo	1993	2024	albufeira	1	22
<i>Sistema Lima</i>				3	652
Alto Rabagão	1964	2015	albufeira	2	68
Venda Nova	1951	2027	albufeira	3	269
Paradela	1956	2015	albufeira	1	54
Salamonde	1953	2015	albufeira	2	42
Vilar das Furnas	1972	2022	albufeira	2	125
Caniçada	1954	2015	albufeira	2	62
<i>Sistema Cávado</i>				12	620
Miranda	1960	2013	fio de água	4	369
Picote	1958	2013	fio de água	3	195
Bemposta	1964	2013	fio de água	3	240
<i>Sistema Douro Internacional</i>				10	804
Pocinho	1983	2024	fio de água	3	186
Valeira	1976	2024	fio de água	3	240
Vilar-Tabuaço	1965	2024	albufeira	2	58
Régua	1973	2024	fio de água	3	180
Carrapatelo	1971	2024	fio de água	3	201
Torrão	1988	2022	albufeira	2	140
Crestuma / Lever	1985	2024	fio de água	3	117
<i>Sistema Douro Nacional</i>				19	1122
Caldeirão	1994	2024	albufeira	1	40
Agueira	1981	2024	albufeira	3	336
Raiva	1982	2024	albufeira	2	24
<i>Sistema Mondego</i>				6	400
Cabril	1954	2015	albufeira	2	108
Bouça	1955	2015	albufeira	2	44
Castelo do Bode	1951	2015	albufeira	3	159
Pracana	1993	2024	albufeira	3	41
Fratel	1974	2020	fio de água	3	132
<i>Sistema Zêzere/Tejo</i>				13	484
TOTAL CPPE HÍDRICO				63	4 082
TOTAL PARQUE HÍDRICO				63	4 082
CENTRAIS TÉRMICAS					
CPPE					
Tapada do Outeiro	1959	2004	Carvão e fuelóleo	1	46,9
Carregado					
Grupos 1, 2, 3 e 4	1968	2010	Fuelóleo	4	473,8
Grupos 5 e 6	1976	2010	Fuelóleo e gás natural	2	236,4
Setúbal	1979	2012	Fuelóleo	4	946,4
Sines	1985	2017	Carvão	4	1 192,0
Barreiro	1978	2009	Fuelóleo	2	56,0
Alto de Mira	1975	2004	Gasóleo	6	132,0
Tunes					
Grupos 3 e 4	1982	2007	Gasóleo	2	165,0
TOTAL CPPE TÉRMICO				25	3 248,5
TEJO ENERGIA					
Pego	1993	2021	Carvão	2	584,0
TURBOGÁS					
Tapada do Outeiro	1998	2024	Gás natural	3	1 050,0
TOTAL PARQUE TÉRMICO				30	4 882,5
TOTAL SEP				93	8 964,5

Figura 4-2 - Potência contratada das centrais térmicas do SEP



Fonte: CAE

Figura 4-3 - Potência contratada das centrais hídricas do SEP



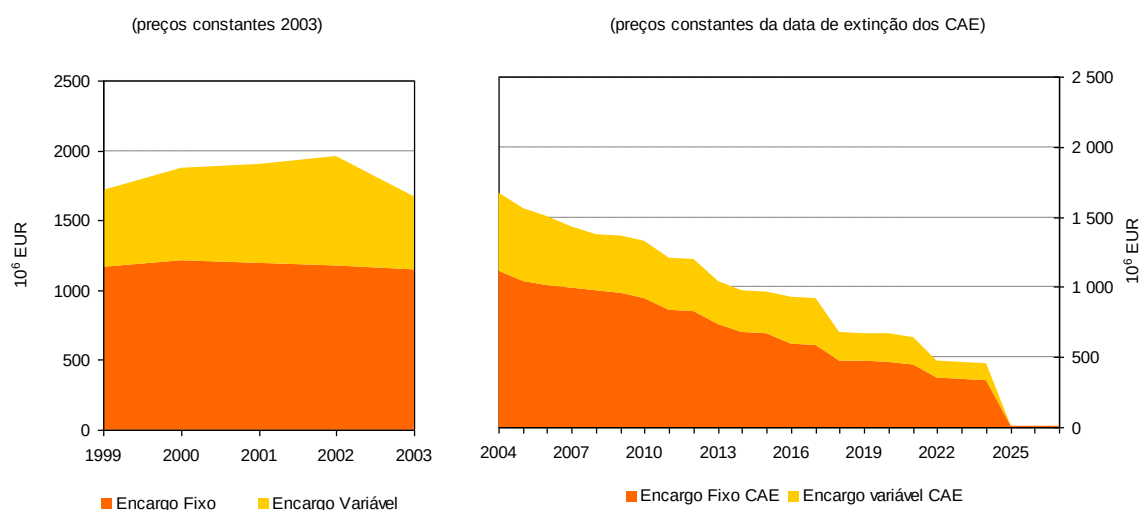
Fonte: CAE

Ao perfil de potência contratada do SEP apresentado na Figura 4-1 encontra-se ligado um perfil de pagamentos aos produtores vinculados que remunera, por um lado, os encargos fixos (nomeadamente, aqueles associados aos investimentos efectuados) e, por outro lado, os encargos variáveis que são função da energia eléctrica produzida. Os custos referentes aos encargos fixos representam a maior parte do custo total do CAE.

A Figura 4-4 mostra os encargos fixos e os encargos variáveis suportados pelos consumidores do SEP, de 1999 a 2003, e o perfil do pagamento do conjunto de todos os CAE (centrais térmicas e hídricas) de 2004 a 2027.

Os valores apresentados para o período 2004 a 2027 foram calculados com base nos pressupostos subjacentes ao Projecto de Decreto-Lei, nomeadamente em relação ao preço dos combustíveis e respectivos custos de transporte (Anexo V do Projecto de Decreto-Lei) e às produções líquidas das centrais. No cálculo do custo fixo não se considerou, nem o investimento adicional previsto para as centrais do Pego e de Sines, nem a remuneração dos terrenos afectos aos centros electroprodutores.

Figura 4-4 - Encargos fixos e variáveis das centrais do SEP de 1999 a 2027



Fonte: REN e Projecto de Decreto-Lei

Como se pode observar na Figura 4-4, os encargos do SEP associados aos CAE diminuem com o tempo. Esta evolução resulta da conjugação de dois factores:

1. A diminuição da potência contratada (ver Figura 4-1).
2. O perfil de remuneração dos encargos fixos, que acompanha a amortização do activo das centrais (ver Figura 4-4).

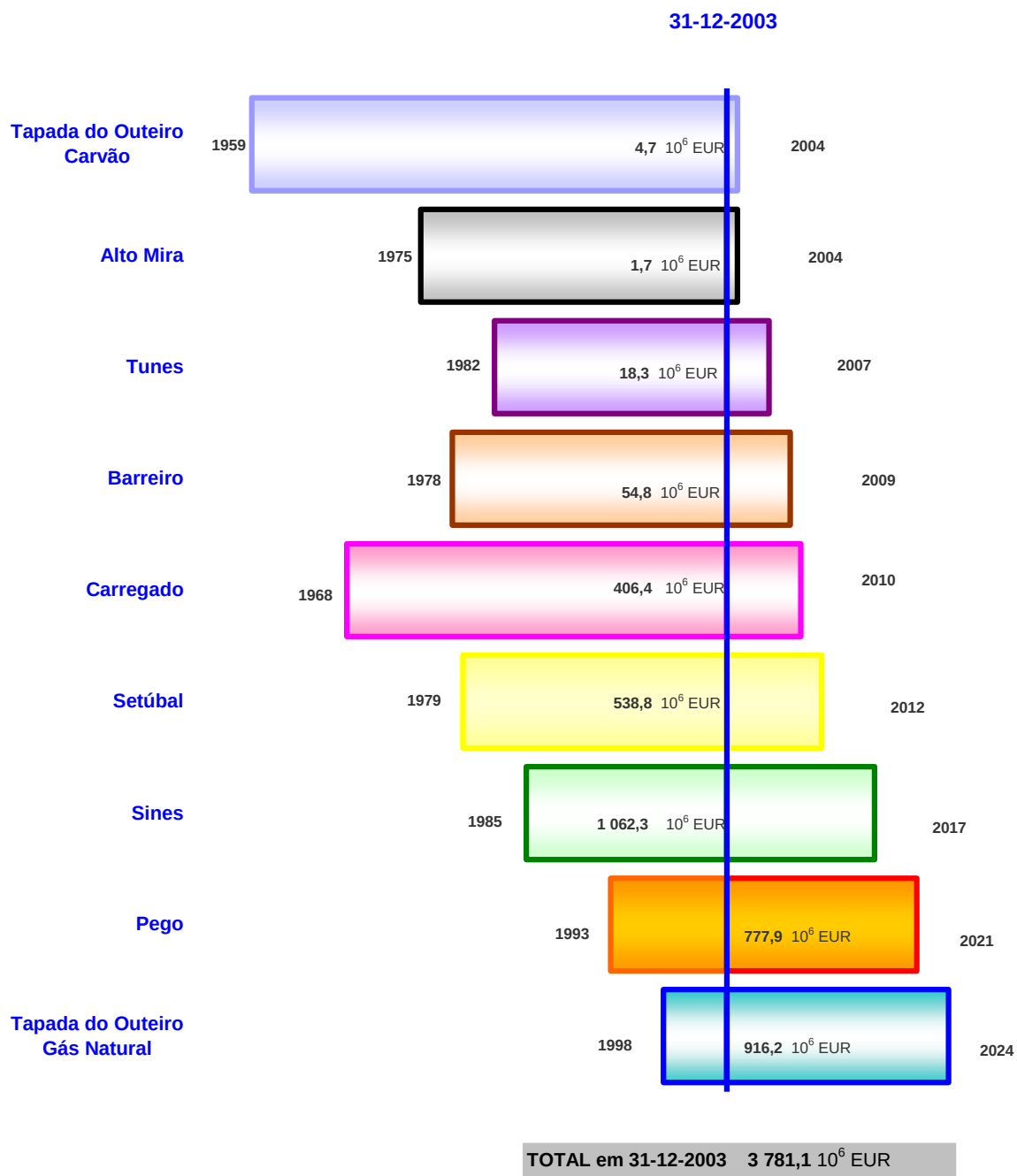
O perfil descendente da remuneração dos encargos fixos foi uma opção das partes (produtores vinculados e entidade concessionária da RNT). Poderiam ter sido escolhidos outros perfis, nomeadamente do tipo constante ou ascendente. No entanto, foi considerado pelas partes ser este perfil descendente o que melhor se adaptava aos interesses dos produtores/investidores e dos consumidores, sendo igualmente o mais adequado face ao perfil de amortização dos investimentos adoptado.

As taxas de remuneração estabelecidas nos CAE variam entre 8,5%, para as 33 centrais da CPPE e cerca de 10% para as centrais do Pego e da Tapada do Outeiro. Estas taxas de remuneração são fixas e foram definidas no momento de celebração dos CAE para todo o tempo de duração do respectivo CAE, incluindo para os investimentos adicionais já contratados. Caso estas taxas estivessem indexadas a uma taxa de mercado (actualmente, na ordem dos 5%), o valor pago pelos consumidores do SEP, nestes últimos anos, teria sido inferior. Esta hipotética alteração na taxa de remuneração dos CAE, se tivesse sido utilizada no cálculo das tarifas para 2004¹, teria implicado um decréscimo no preço médio de venda a clientes do SEP na ordem dos 8,5%.

A Figura 4-5 e a Figura 4-6 apresentam, respectivamente, o valor actual dos encargos fixos das centrais térmicas e das centrais hídricas, a 31/12/2003, actualizados às taxas implícitas nos CAE.

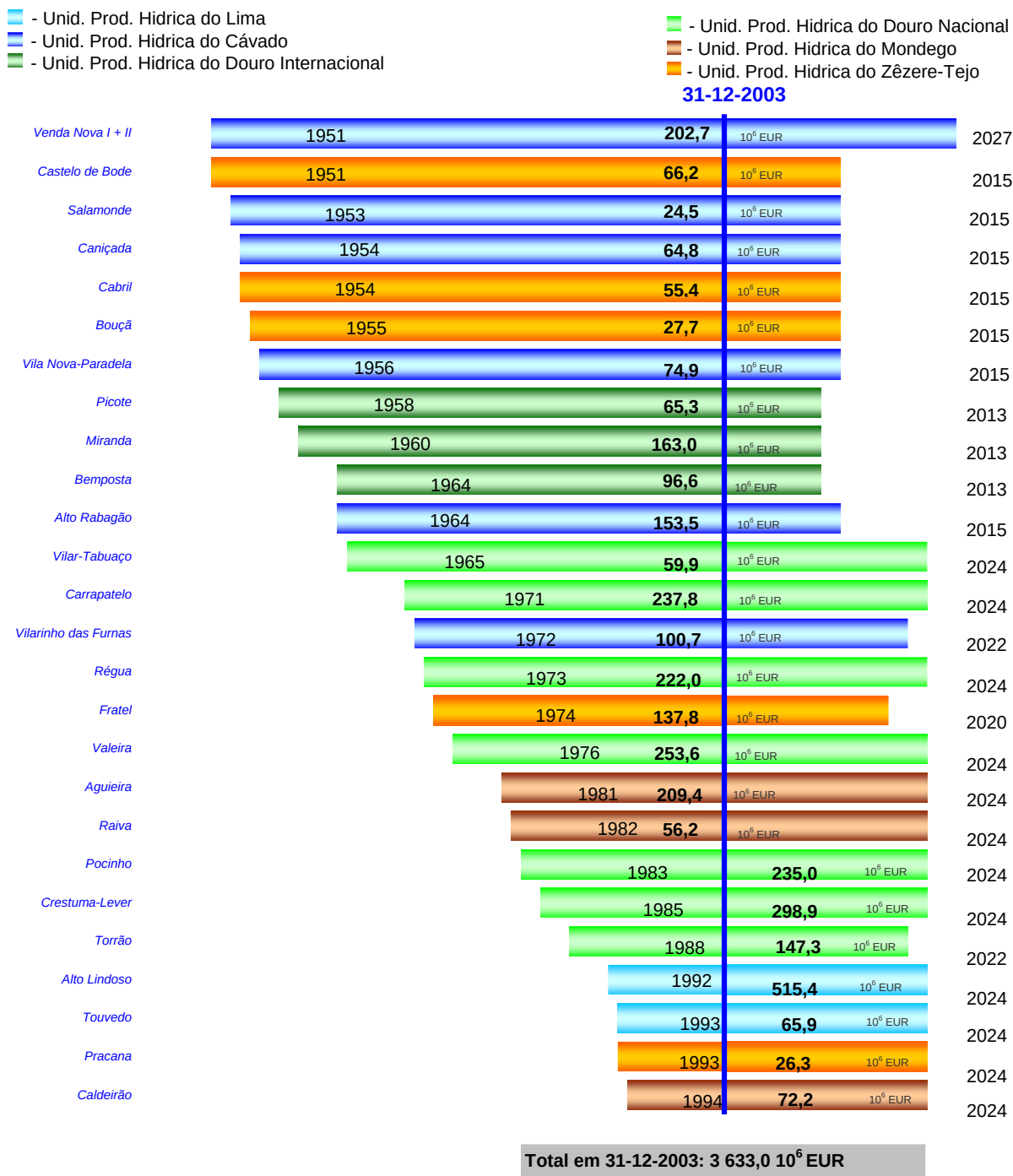
¹ Ver documento “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2004” disponível na página da ERSE na Internet em www.erse.pt.

Figura 4-5 - Valor actual dos encargos fixos das centrais térmicas do SEP



Fonte: ERSE

Figura 4-6 - Valor actual dos encargos fixos das centrais hídricas do SEP



Fonte: ERSE

4.2 ENQUADRAMENTO JURÍDICO DA CESSAÇÃO ANTECIPADA DOS CAE

Os CAE foram celebrados ao abrigo das disposições do quadro legal estabelecido pelos Decretos-Lei n.ºs 182/95 e 183/95, ambos de 27 de Julho, na redacção que lhes foi dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março.

O Decreto-Lei n.º 182/95 estabeleceu as bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e os princípios do enquadramento do exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Quanto aos contratos de vinculação de aquisição de energia (CAE), os princípios que enformam a estes contratos, definidos no seu artigo 15.º, são os seguintes:

- Os produtores vinculados relacionam-se com a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) através de contratos de vinculação.
- A cada centro electroprodutor corresponde um contrato de vinculação.
- Através dos contratos de vinculação, os produtores vinculados comprometem-se a abastecer o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), em exclusivo, nos termos do diploma que regula a produção de energia eléctrica.
- Os contratos têm uma duração não inferior a 15 anos.
- A remuneração de energia eléctrica entregue ao SEP resulta da aplicação de um sistema baseado em preços de natureza essencialmente fixa e em preços variáveis, reflectindo, respectivamente, os encargos de potência e encargos variáveis de produção de energia eléctrica.

O Decreto-Lei n.º 183/95 estabeleceu o regime jurídico do exercício da actividade de produção de energia eléctrica no âmbito do SEP e do Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV). Nos termos deste diploma, parcialmente revogado por força do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, o exercício da actividade de produção de energia eléctrica no âmbito do SEP carece de atribuição de uma licença vinculada. A atribuição desta licença tem como pressupostos, entre outros, como seja o título autorizador de utilização do domínio hídrico, a existência de um contrato de vinculação celebrado entre a entidade concessionária da RNT, enquanto entidade que tem a seu cargo a gestão técnica global, e o produtor.

Os pressupostos para a celebração do contrato de vinculação encontram-se estabelecidos no artigo 8.º que define o processo de selecção para o estabelecimento e exploração do centro electroprodutor, o qual tem por base um caderno de encargos.

Nos casos da Tapada do Outeiro e do Pego, os contratos de vinculação foram celebrados na sequência de processo de consulta pública realizada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 100/91, de 2 de Março. Os restantes centros electroprodutores vinculados, atribuídos à CPPE, tiveram por base contratos de vinculação celebrados ao abrigo da norma especial consubstanciada no artigo 65.º do Decreto-Lei n.º 182/95. Ou seja, na realidade, o artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 183/95 não teve qualquer expressão

concreta. Todavia, a celebração dos CAE já ocorreu em plena vigência dos Decretos-Lei n.ºs 182/95 e 183/95, pelo que lhes são directamente aplicáveis as disposições destes diplomas que regulam os contratos de vinculação.

À modificação dos contratos de vinculação aplicam-se as disposições ao artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 183/95. Todavia, o Projecto de Decreto-Lei em análise pressupõe a extinção dos contratos de vinculação. Como a modificação regulada no citado artigo não altera a natureza de contrato de vinculação, isto é, um contrato celebrado entre duas entidades que pressupõe a aquisição e a entrega em exclusivo de toda a energia produzida, este artigo deixa de ter aplicação.

A extinção dos contratos de vinculação de aquisição de energia eléctrica foi expressamente regulada pelo Decreto-Lei n.º 183/95, nos seus artigos 12.º a 16.º.

Quanto à extinção dos CAE, o artigo 12.º prevê duas modalidades:

- a) Por caducidade.
- b) Por rescisão.

Segundo o n.º 2 deste artigo, a caducidade ocorre:

- a) Por decurso do prazo do contrato.
- b) Por revogação da licença vinculada.
- c) Nos termos do plano de expansão aprovado.

Dos casos de caducidade enunciados só a extinção nos termos do plano de expansão aprovado dá causa da indemnização ao produtor, calculada com base no valor actual dos meios financeiros libertos que o contrato em vigor geraria se fosse integralmente cumprido até ao fim do respectivo prazo (artigo 15.º). Neste caso, a iniciativa pela extinção do CAE pertence à Administração Pública (Estado) através da DGGE. Trata-se de uma situação que resulta da definição da política energética nacional, tendo em consideração a melhor tutela dos interesses gerais subjacentes. Representa uma legítima prerrogativa do Estado que, sendo exercida, confere ao produtor vinculado uma indemnização determinada nos termos referidos. Convém, no entanto, atentar que o exercício desta prerrogativa, bem como o correspondente dever indemnizatório, processa-se num quadro legal em que a vontade do Estado não é determinada por outras vontades imperativas que lhe são exteriores, ou seja, quando a sua expressão declarativa não resulte do cumprimento de regras comunitárias estabelecidas em momento exterior à celebração dos contratos de vinculação.

A extinção dos CAE por rescisão, que pode ocorrer entre os sujeitos dos contratos (entidade concessionária da RNT e produtor vinculado), tem por consequências (artigo 14.º):

- a) Se for por motivos imputáveis ao produtor, este não tem direito a qualquer indemnização.

- b) Se for por motivos imputáveis à entidade concessionária da RNT, o produtor tem direito a indemnização nos termos previstos no contrato (danos emergentes e lucros cessantes).

Integram-se, entre outros casos, nas causas de rescisão do contrato, por motivos imputáveis ao produtor, a revogação da licença vinculada de produção de energia eléctrica.

O quadro legal enunciado tinha enquadramento na Directiva 96/92/CE de 19 de Dezembro, que estabeleceu as regras comuns ao mercado interno de electricidade. Esta Directiva previa a figura do comprador único, função exercida pelo operador da rede de transporte; no caso português, pela entidade concessionária da RNT. Em conclusão, os contratos de aquisição de energia eléctrica enquadram-se na legislação nacional referida, sendo admitidos à luz da legislação comunitária com tradução na Directiva 96/92/CE.

No entanto, as circunstâncias em que as partes - entidade concessionária da RNT e produtores - celebraram os contratos de vinculação foram radicalmente modificadas pela Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, que estabeleceu as novas regras aplicáveis ao mercado interno de electricidade. Ora, por força desta Directiva, os contratos de aquisição de energia, celebrados ao abrigo do Decreto-Lei n.º 183/95, deixam de poder vigorar na ordem jurídica nacional, implicando a sua caducidade.

A extinção dos CAE por imperativos da obrigatoriedade do cumprimento da Directiva 2003/54/CE altera profundamente, em termos estritamente jurídicos, as condições aplicáveis ao regime indemnizatório previsto no Decreto-Lei n.º 183/95 e nos respectivos contratos de vinculação. É que esta extinção impõe-se objectivamente quer à vontade do Estado Português quer à vontade das partes contratantes.

Na verdade, o direito comunitário tem primazia sobre o direito nacional, sendo certo que o Estado Português está sujeito ao cumprimento obrigatório da transposição para o direito nacional das Directivas Comunitárias. Esta realidade altera significativamente as circunstâncias legais e factuais em que as partes fundaram a celebração do contrato. Ora, a modificação das circunstâncias em que as partes celebraram os CAE tem previsão na disciplina do artigo 437.º do Código Civil. Ou seja: a extinção dos CAE por força da transposição da Directiva 2003/54/CE, ou pela sua invocação, altera as circunstâncias indemnizatórias previstas no Decreto-Lei n.º 183/95.

5 ANÁLISE DOS PRESSUPOSTOS DO PROJECTO DE DECRETO-LEI

O Projecto de Decreto-Lei fixa vários valores a utilizar no cálculo das compensações a pagar aos produtores vinculados. Além do valor estimado do preço da energia eléctrica no mercado ibérico (36 €/MWh), encontram-se estimativas relativas:

- aos preços dos combustíveis utilizados nas centrais térmicas;
- às quantidades produzidas por cada central;
- às taxas de juro.

5.1 COMBUSTÍVEIS

O Quadro 5-1 apresenta os custos dos combustíveis considerados no Projecto de Decreto-Lei para determinação dos CMEC à data de cessação antecipada dos CAE.

Como se pode observar, o Projecto de Decreto-Lei não contempla qualquer variação do preço do carvão entre 2004 e 2024, sendo este valor igual a 38,02 €/ton ao longo de todo o período em causa; os custos do fuelóleo e do gás natural aumentam de forma monótona ao longo desse período.

Quadro 5-1 - Custos de combustíveis previstos no Projecto de Decreto-Lei
(preços constantes da data de extinção dos CAE)

Custo de combustíveis projecto Decreto-Lei					
	Carvão	Fuelóleo	Gasóleo	Gás Natural	
	CIF Litoral	CIF Litoral	CIF Litoral	T. Variável	T. Fixo
	(€/ton)	(€/ton)	(€/kl)	(€/10 ³ m ³ N)	
2004	38,0	139,8	616,1	155,5	29,93
2005	38,0	139,4	615,6	163,0	29,93
2006	38,0	139,8	612,7	164,1	29,93
2007	38,0	140,2	609,7	165,4	29,93
2008	38,0	140,6	606,8	166,9	29,93
2009	38,0	141,4	605,8	168,1	29,93
2010	38,0	141,8	599,6	169,6	29,93
2011	38,0	142,2	597,0	170,9	29,93
2012	38,0	142,6	592,9	172,2	29,93
2013	38,0	143,4	595,0	173,7	29,93
2014	38,0	143,8	594,0	175,4	29,93
2015	38,0	144,2	592,9	176,8	29,93
2016	38,0	144,6	590,6	178,3	29,93
2017	38,0	145,4	591,3	179,9	29,93
2018	38,0	145,8	587,3	181,6	29,93
2019	38,0	146,6	584,9	183,5	29,93
2020	38,0	147,0	581,2	185,2	29,93
2021	38,0	147,8	579,1	187,1	29,93
2022	38,0	147,8	574,0	189,1	29,93
2023	38,0	147,8	571,1	191,2	29,93
2024	38,0	147,8	565,5	193,4	29,93

Fonte: Projecto de Decreto-Lei

O Quadro 5-2 compara os custos médios dos combustíveis estimados no Projecto de Decreto-Lei com os valores verificados entre 1999 e 2003.

Quadro 5-2- Comparação dos custos médios dos combustíveis: CMEC e valores verificados de 1999 a 2003

		Valor médio Projecto de Decreto-Lei ^[1]	Valores verificados				
			1999	2000	2001	2002	2003
Fuel em Setúbal	€/t	140,8	77,0	156,2	131,1	146,5	163,1
Carvão		38,0					
em Sines	€/tec		39,5	40,4	51,5	47,0	41,6
no Pego	€/tec		50,1	50,9		58,8	49,9
Gás Natural na Tapada do Outeiro	€/10 ³ m ³	175,8	120,3	182,5	208,2	170,8	176,4

Nota:

^[1] Os valores médios do Projecto de Decreto-Lei são calculados até 2012, último ano de vida útil da última central a fuelóleo.

Os preços do carvão e do fuelóleo são preços CIF.

Fonte: Projecto de Decreto-Lei e REN

Aos valores dos custos médios dos combustíveis apresentados no Projecto de Decreto-Lei devem ser acrescidos os custos de manuseamento portuário, transporte e outros custos associados à colocação dos combustíveis nas centrais, indicado no Quadro 5-3.

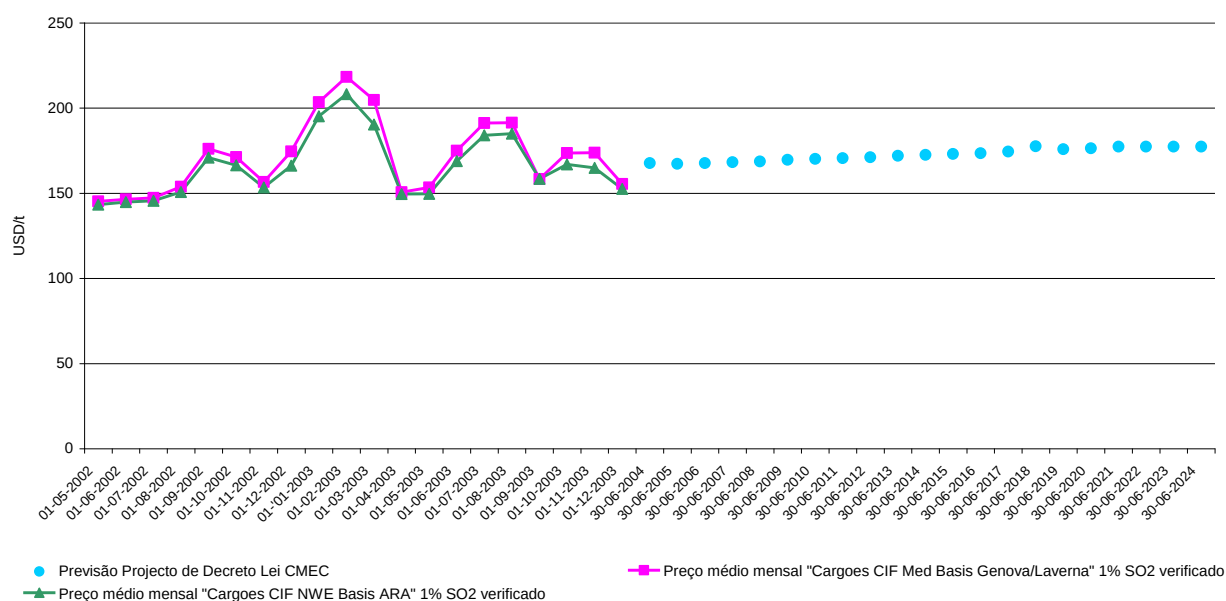
Quadro 5-3 - Custos de manuseamento e transporte
(preços constantes da data de extinção do CAE)

Unidade: €/ton		
Central	Combustível	Acréscimo de preço
Setúbal	Fuelóleo	0,91
Carregado	Fuelóleo	9,29
Barreiro	Fuelóleo	5,06
Tapada do Outeiro	Fuelóleo	16,95
Sines	Carvão	2,72
Pego	Carvão	12,81

Fonte: Projecto de Decreto-Lei

Na Figura 5-1 apresenta-se a evolução prevista do custo do fuelóleo com a evolução recente do preço mensal do fuelóleo com teores de 1% de enxofre, de acordo com os indicadores “Cargoes CIF MED basis Genova-Lavera” e “Cargoes CIF NWE basis ARA, Amesterdão-Roterdão-Antuérpia”, tendo-se convertido os valores das previsões com uma taxa de câmbio EUR/USD de 1,2.

Figura 5-1 - Análise da evolução dos preços médios mensais do fuelóleo 1% de enxofre



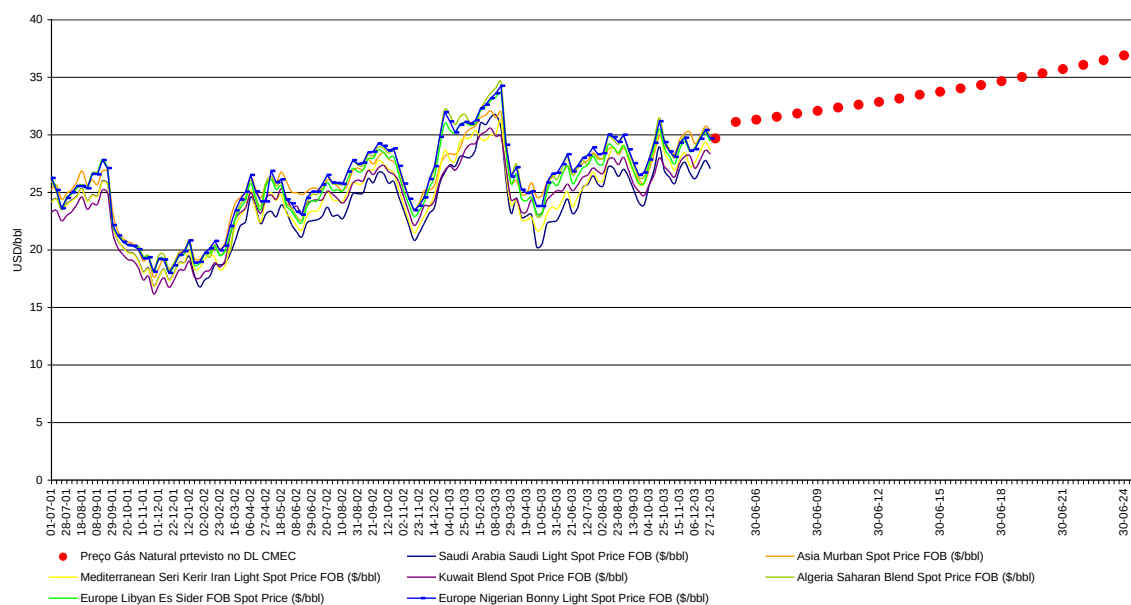
Fonte: Projecto de Decreto-Lei, Platt's e Banco de Portugal

A figura evidencia que os valores utilizados na determinação dos CMEC correspondem à evolução recente dos preços do fuelóleo.

Na Figura 5-2 apresenta-se a evolução do conjunto dos preços dos petróleos que determinam a formação da componente variável do preço do gás natural e do preço implícito nas previsões utilizadas na determinação dos CMEC. Os valores representados são os valores médios semanais dos preços dos referidos petróleos ocorridos entre 2001 e 2003. Os preços do gás natural apresentam, normalmente, um desfasamento de cerca de seis meses, em relação aos preços do petróleo, facto que se encontra reflectido na evolução do preço do gás natural considerada no Projecto de Decreto-Lei.

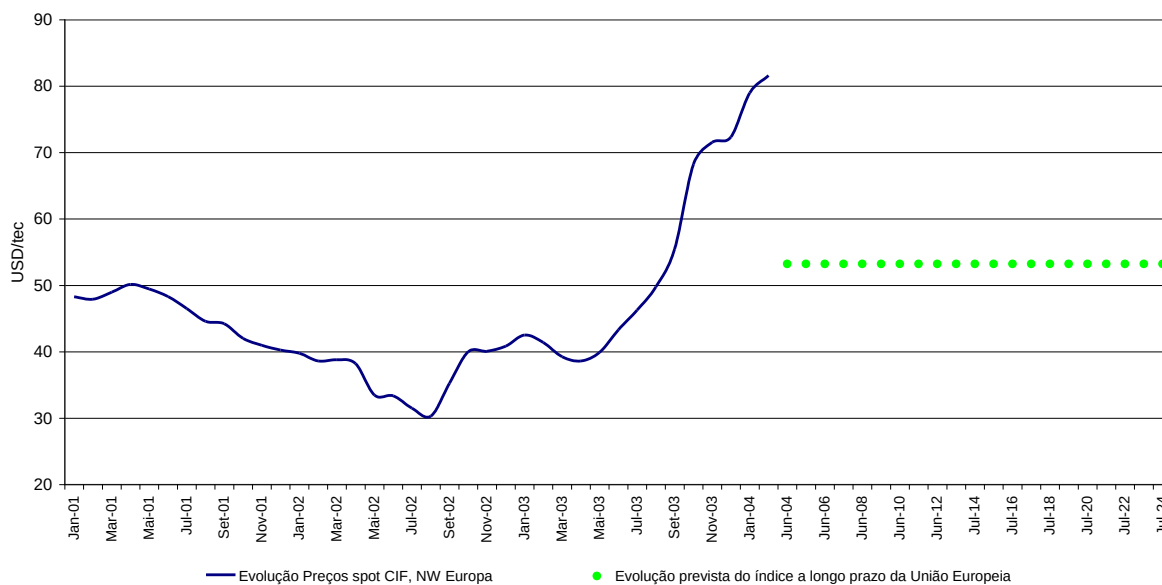
Relativamente ao carvão, os valores previsionais considerados na determinação dos CMEC não se enquadram nos valores a que este combustível tem sido transaccionado recentemente nos mercados internacionais, conforme se apresenta na Figura 5-3.

Figura 5-2 - Evolução dos principais preços dos petróleos determinantes do preço do gás natural



Fonte: EIA e Projecto de Decreto-Lei

Figura 5-3 - Evolução do preço médio do carvão spot CIF, NW Europa



Fonte: Platts e Projecto de Decreto-Lei

5.2 CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A Figura 5-4 permite enquadrar as previsões dos consumos de energia eléctrica implícitas no cálculo dos CMEC com:

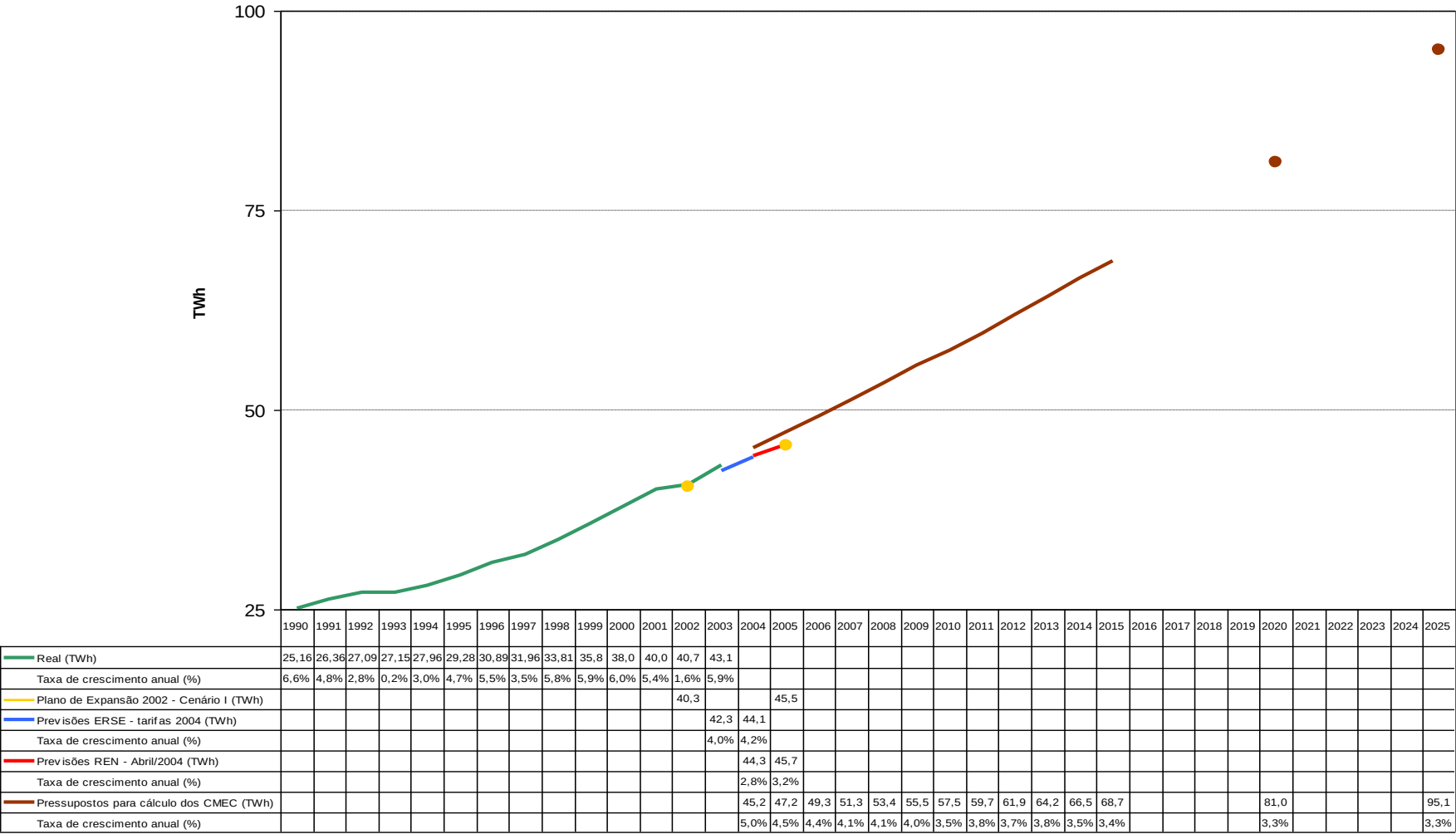
- as previsões e valores utilizados na fixação das tarifas para 2004;
- os valores propostos no plano de expansão do sistema electroprodutor de 2001 (actualizados em 2002);
- as previsões da REN para 2004 e 2005 (elaboradas em Abril de 2004).

Na década de 1990, o consumo de energia eléctrica cresceu em média 4,2% ao ano. No Projecto de Decreto-Lei está implícita uma taxa de crescimento anual também na ordem dos 4,2%, para a década de 2000, prevendo-se um crescimento na ordem dos 3,5% na década seguinte.

Este cenário implica uma retoma no crescimento global dos consumos, em relação ao comportamento observado no ano 2002. As taxas previstas para 2004 e 2005 (5,0% e 4,5%, respectivamente) só poderão ser atingidas à custa do consumo do sector terciário e industrial uma vez que as fracas perspectivas para o acréscimo do consumo privado (0,5% em 2004 e 2,0% em 2005)² determinam um forte abrandamento do consumo doméstico.

² Fonte: Ministério da Economia - Programa de Estabilidade e Crescimento 2003-2007.

Figura 5-4 - Consumo referido à emissão no Continente



Nota: 2020 e 2025, são taxas de crescimento médias anuais.

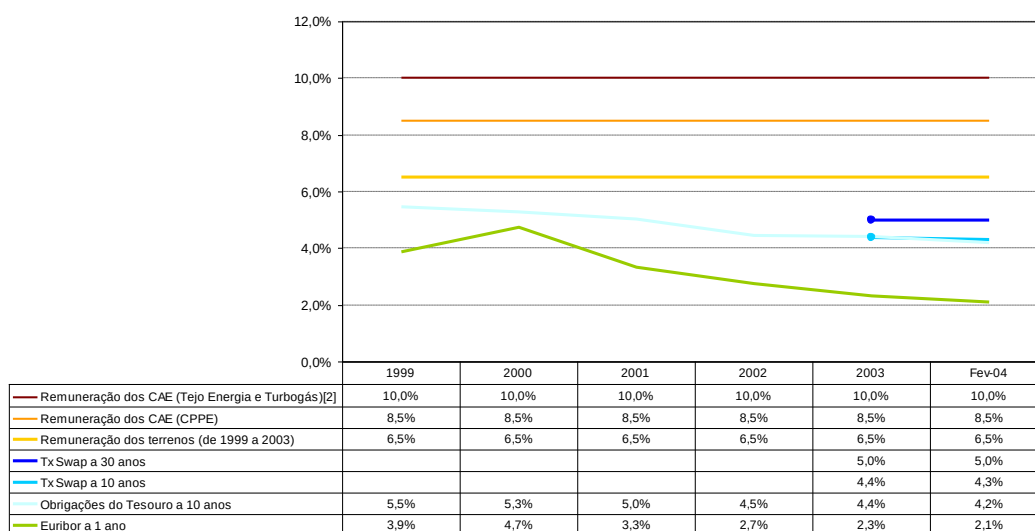
5.3 TAXAS DE JURO E DE REMUNERAÇÃO

O Projecto de Decreto-Lei referencia diversas taxas de juro e de remuneração para o cálculo dos CMEC e respectivos encargos:

- Taxa Euribor a 1 ano - utilizada no acerto de contas relativo à revisibilidade anual das compensações devidas pela cessação antecipada do CAE.
- Taxa Swap interbancária - remuneração anual dos terrenos, a partir de 2004. De 1999 a 2003, a taxa de remuneração dos terrenos é de 6,5%.
- Taxa das Obrigações do Tesouro - utilizada para cálculo dos CMEC e do ajustamento final.
- Taxa nominal referenciada ao custo médio de capital do produtor, a definir por portaria do Ministro da Economia ou taxa de juro anual associada aos pagamentos realizados aos titulares de valores mobiliários titularizados em cada operação de titularização - utilizada para cálculo do valor anual da parcela fixa e no cálculo do valor anual do ajustamento final a integrar na parcela de acerto.
- Taxa de remuneração implícita nos CAE - 8,5% para as centrais da CPPE e cerca de 10% para as centrais do Pego e da Tapada do Outeiro.

A Figura 5-5 apresenta a evolução dessas taxas desde 1999.

Figura 5-5 - Taxas de juro^[1] e de remuneração



Nota:

^[1] De 1999 a 2003, taxas de juro a 31 de Dezembro, excepto a taxa de Obrigações do Tesouro, que diz respeito a uma taxa média simples do mês de Dezembro. Em 2004, taxas de juro a 28 de Fevereiro, excepto a taxa de Obrigações do Tesouro, que diz respeito a uma taxa média simples do mês de Fevereiro.

^[2] A taxa de remuneração implícita nos CAE do Pego e da Turbogás ronda os 10%.

6 ANÁLISE DOS SOBRECUSTOS PREVISTOS NO PROJECTO DE DECRETO-LEI

O Artigo 4º do Projecto de Decreto-Lei refere explicitamente que o valor dos CAE deve ter em consideração, para além dos valores incluídos nos CAE, os valores dos «... custos resultantes dos respectivos contratos de arrendamento dos terrenos afectos ao centro electroprodutor e às suas instalações de apoio, de acordo com o disposto na Portaria 96/2004, de 23 de Janeiro, ...», bem como, nos casos específicos «... dos centros electroprodutores do Pego e de Sines, ... o valor do CAE respectivo deve ainda incluir a remuneração e amortização dos investimentos ... relativos ao cumprimento dos limites de emissões respeitantes às grandes instalações de combustão estabelecidos na Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho n.º 2001/80/CE, de 23 de Outubro ...».

Ainda relativamente aos terrenos a referida Portaria nº 96/2004 determina a remuneração retroactiva dos terrenos correspondentes aos sítios das centrais, respeitante ao período entre 1999 e 2003. Esta remuneração, não aceite pela ERSE no cálculo das tarifas, será agora incluída no cálculo dos CMEC e suportada por todos os consumidores de energia eléctrica.

Os valores respeitantes aos investimentos adicionais relativos ao cumprimento dos limites de emissões, utilizados pela ERSE foram os anteriormente fornecidos pela DGGE.

Os valores dos sobrecustos a considerar na determinação dos CMEC são os seguintes:

1. Terrenos: 408 milhões de euros, dos quais 169 milhões de euros referentes ao período 1999-2003.
2. Investimentos adicionais relativos ao Pego e Sines: 432 milhões de euros.

Os dois sobrecustos têm um impacte muito semelhante sobre o valor actual dos CAE, representando a remuneração dos terrenos 3,6% e os investimentos em Sines e no Pego 3,9%. O sobrecusto total, referido ao valor actual dos CAE, é de cerca de 7,5%.

Além dos sobrecustos acima referidos, o Projecto de Decreto-Lei prevê ainda o pagamento, pelos consumidores, dos custos a incorrer com a montagem e manutenção da operação de titularização dos montantes dos CMEC que os produtores tiverem direito a receber (CMEC positivos), bem como dos correspondentes encargos financeiros associados à referida operação.

Refira-se a este propósito que as operações de titularização são meras operações financeiras, semelhantes a quaisquer outras operações de financiamento, que os accionistas têm toda a liberdade e competência para efectuar. Sendo o objectivo do diploma em apreço o ressarcimento dos produtores dos proveitos futuros previstos nos CAE face à sua cessação antecipada, e não se encontrando neles contemplados aqueles custos de titularização, não se entende a razão de serem os consumidores a pagar os custos de uma decisão que deveria ser exclusivamente da responsabilidade dos proprietários das empresas de produção de energia eléctrica, caso entendessem proceder à referida operação.

Relativamente a este sobrecusto de titularização não se considerou qualquer valor nas simulações efectuadas no presente documento.

Resta ainda referir a existência de um outro sobrecusto relacionado com um prémio de risco de mercado considerado na determinação dos CMEC, associado à actualização dos montantes anuais de encargos fixos e variáveis previstos nos CAE.

Parece razoável utilizar para a referida actualização, como taxa de referência, a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa (Obrigações do Tesouro) com maturidade mais próxima da vida média remanescente dos CAE à data de celebração dos acordos de cessação. Assim, não se justifica o estabelecimento de um prémio de risco dado que o novo acordo não comporta riscos acrescidos, seja de preço (encontra-se garantido), seja de volume de produção de energia eléctrica (ajustável anualmente para os valores reais).

7 ANÁLISE DO IMPACTE DA ALTERAÇÃO DO PERFIL DE PAGAMENTO AOS PRODUTORES

Uma das principais alterações propostas no Projecto de Decreto-Lei consiste na modificação do perfil de pagamentos a efectuar aos produtores vinculados (CPPE, Tejo Energia e Turbogás).

Como já se referiu no capítulo 4, os CAE determinam a remuneração destes produtores estabelecendo, nomeadamente, que a energia eléctrica emitida para a rede por cada central seja paga através dos encargos de potência e dos encargos de energia, os quais recuperam, respectivamente, os custos fixos (onde se inclui a remuneração dos investimentos) e os custos variáveis de produção.

Os contratos efectuados por cada um daqueles produtores, apesar de conterem muitas semelhanças, foram celebrados em momentos e com condicionantes diferentes, designadamente no que se refere à taxa de remuneração dos investimentos e aos perfis de amortização dos empréstimos associados, determinando desiguais perfis de pagamento. Considerando as metodologias de cálculo daqueles encargos estipuladas nos CAE e utilizando os valores da produção de energia eléctrica e dos custos com a aquisição de combustíveis pressupostos na determinação dos CMEC, conforme mencionado nos anexos ao Projecto de Decreto-Lei, o perfil de pagamento anual que os clientes observariam até à extinção do último CAE apresentaria um traçado decrescente, em resultado do método das quotas constantes adoptado para cálculo da amortização dos investimentos.

A Figura 7-1 apresenta o perfil de pagamentos associado aos CAE.

A metodologia de cálculo utilizada na determinação dos CMEC tem subjacente o pressuposto de que os custos totais inerentes aos CAE, até ao final da vida útil do último centro electroprodutor, passam a ser recuperados por dois modos diferentes de pagamento:

a) Receitas expectáveis em regime de mercado

Uma parcela será recuperada através das vendas de energia eléctrica no mercado organizado, assumindo-se que o preço médio anual de referência desse mercado será de 36,0 €/MWh.

b) Renda anual

A parcela remanescente face aos custos totais expectáveis com os CAE será recuperada através da tarifa de Uso Global do Sistema, sob a forma de uma renda anual de termo constante, calculada para um período de 24 anos.

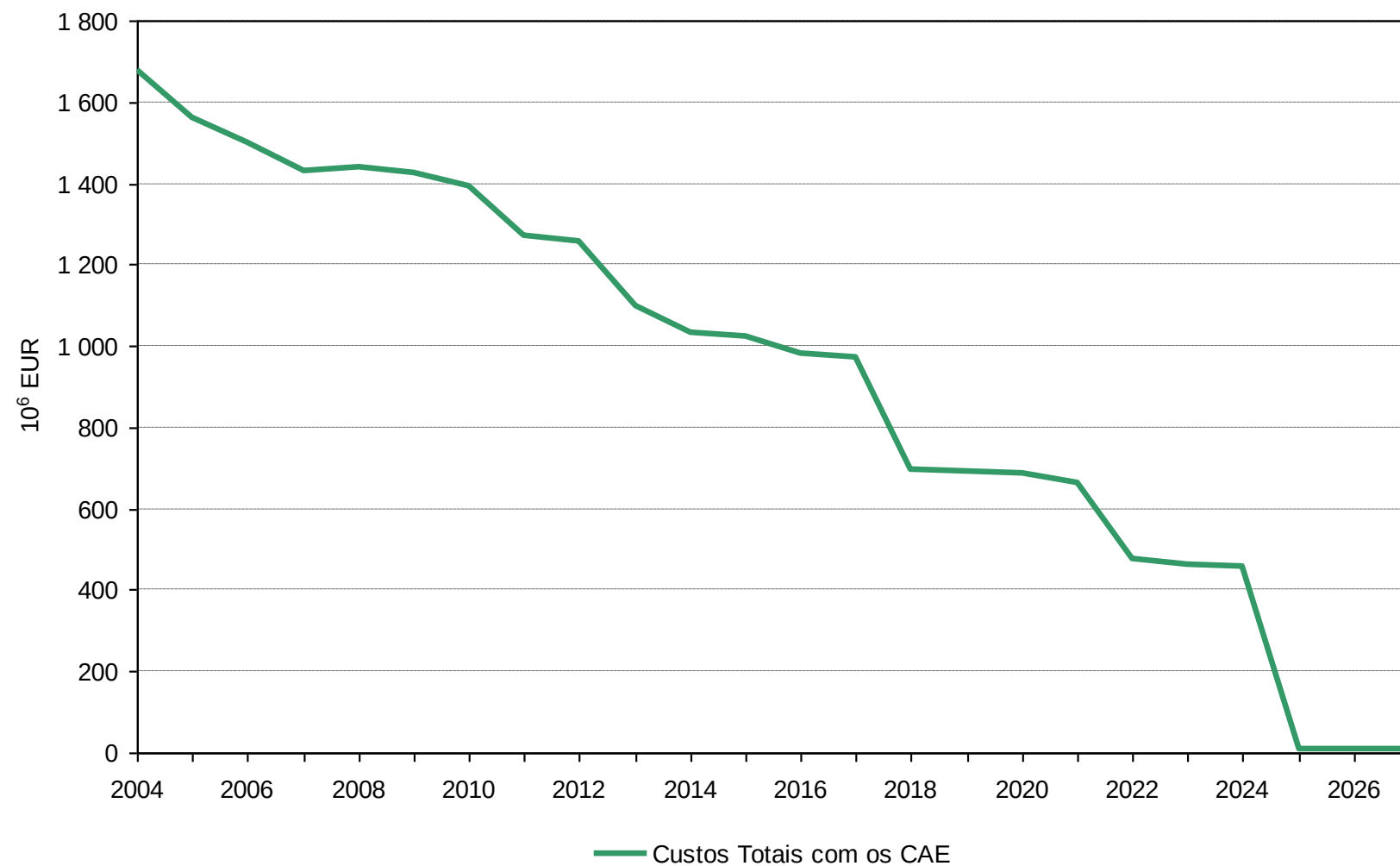
Para cálculo desta renda a ERSE assumiu que o valor da taxa de juro utilizado para cálculo da renda é o mesmo que o da taxa de actualização considerado no cálculo do valor actual dos pagamentos anuais em causa. A taxa de actualização indicada no Projecto de Decreto-Lei é a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa (Obrigações do Tesouro) com maturidade mais próxima da vida média remanescente dos CAE, em vigor à data de celebração dos acordos de cessação,

acrescida de um prémio de 0,25 pontos percentuais. Em Fevereiro de 2004, com base em informação do Banco de Portugal, a taxa das Obrigações do Tesouro 10 anos era de 4,20%.

O perfil de pagamento decorrente desta nova metodologia encontra-se representado na Figura 7-2. O valor dos investimentos considerados inclui os investimentos relativos ao cumprimento dos limites de emissão respeitantes às grandes instalações de combustão estabelecidos na Directiva 2001/80/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Outubro.

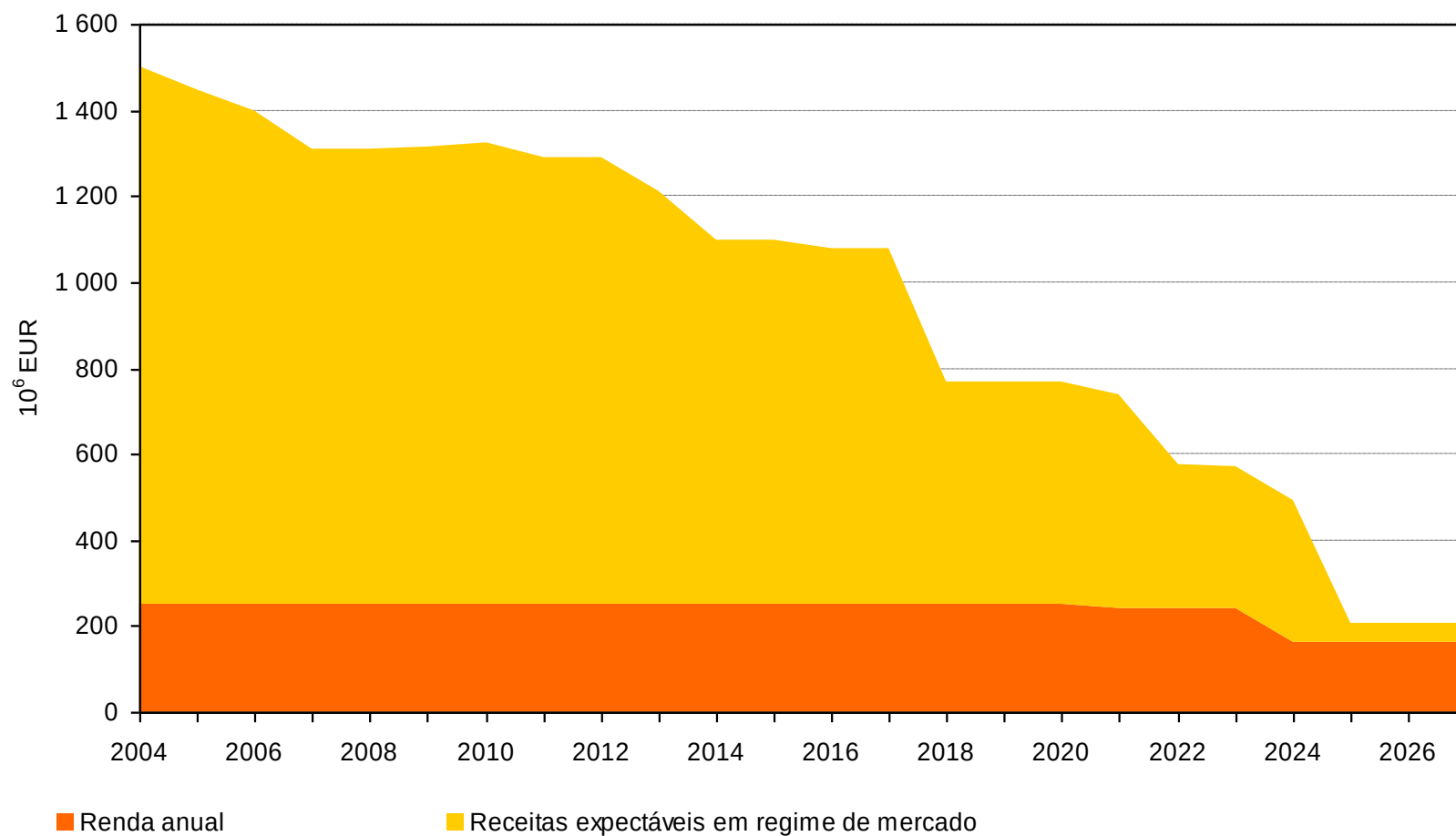
Sobrepondo as duas figuras anteriores numa única (Figura 7-3) obtém-se a representação gráfica da alteração do perfil de pagamentos entre a metodologia actual dos CAE e a subjacente à determinação dos CMEC.

Figura 7-1 - Perfil de pagamentos anuais dos encargos totais com os CAE



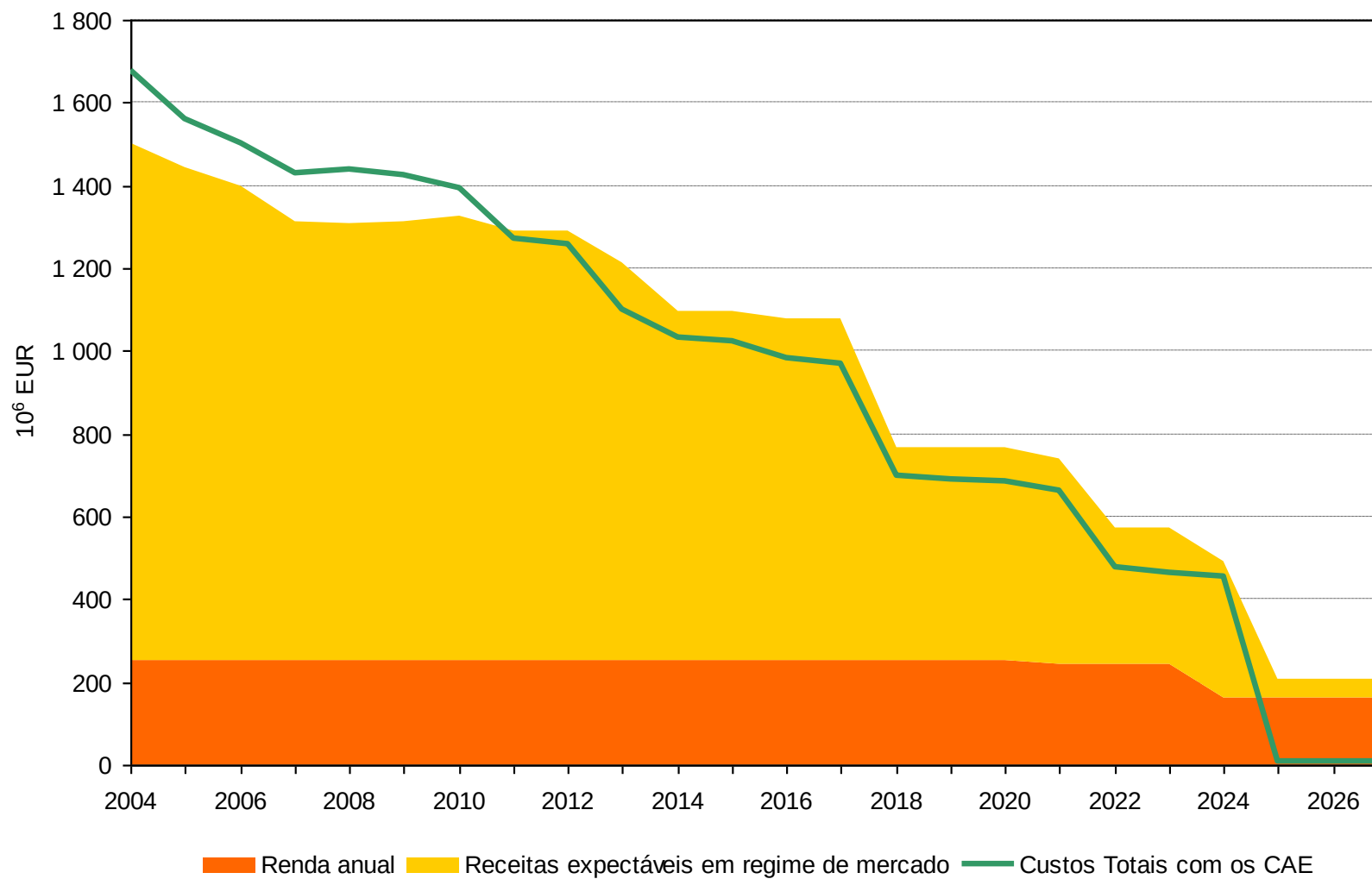
Fonte: ERSE e Projecto de Decreto-Lei

Figura 7-2 - Perfil de pagamentos anuais dos encargos totais com os CMEC



Fonte: ERSE e Projecto de Decreto-Lei

Figura 7-3 - Comparação dos perfis de pagamentos anuais dos encargos totais com os CAE e com os CMEC



Fonte: ERSE e Projecto de Decreto-Lei

A figura anterior permite verificar que esta alteração de perfil de pagamentos provocará uma transferência temporal de custos entre os actuais clientes e os clientes futuros, originando que a próxima geração subsidie a actual, suportando custos de que não tiveram qualquer responsabilidade. Esta subsidiação só não aconteceria se o universo de clientes se mantivesse o mesmo durante os 24 anos previstos para duração de aplicação dos CMEC.

Até 2010 os consumidores vão beneficiar de uma significativa descida de tarifas. De 2011 até 2027 os futuros consumidores vão ser penalizados.

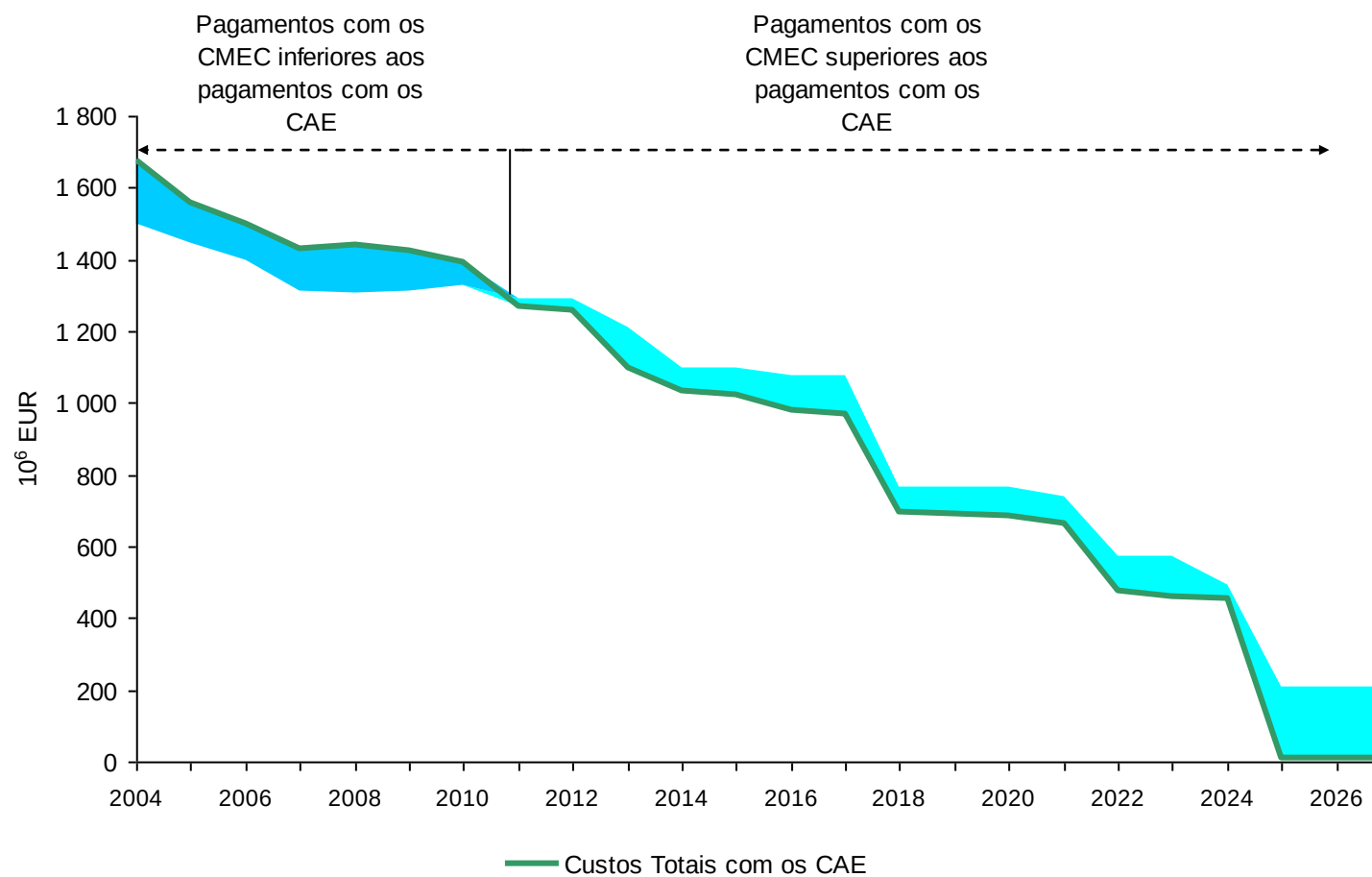
As figuras seguintes espelham de forma clara esta situação. A Figura 7-4 apresenta os valores do subsídio inter-temporal em euros; a Figura 7-5 apresenta esse valor em percentagem (referida ao valor decorrente dos CAE).

A Figura 7-6 e a Figura 7-7 apresentam a mesma informação em termos unitários, isto é, relacionam os valores absolutos dos subsídios inter-temporais (em euros) com a potência contratada em cada ano (em kW).

Na Figura 7-6 verifica-se que com o perfil de pagamentos subjacente aos CAE os clientes observariam, ao longo do período 2004-2024 (prescindiu-se de mostrar os últimos anos para não distorcer a escala), uma descida de cerca de 27% dos custos unitários, passando dos actuais 188,38 €/kW, em 2004, para 136,94 €/kW, em 2024.

Com a adopção do perfil previsto para os CMEC os pagamentos passam de um valor de 168,49 €/kW, em 2004 (10,6% menos do que o valor do custo unitário com os CAE), para um valor, em 2024, de cerca de 147,7 €/kW, o que representa um decréscimo dos custos unitários, ao longo do período, de somente cerca de 12%. Com o perfil de pagamentos previsto para os CMEC os consumidores em 2024, pagarão um valor cerca de 7,9% superior ao que pagariam com o perfil de pagamento dos CAE.

Figura 7-4 - Subsídio inter-temporal anual em valor



Fonte: ERSE e Projecto de Decreto-Lei

Figura 7-5 - Subsídio inter-temporal anual em percentagem

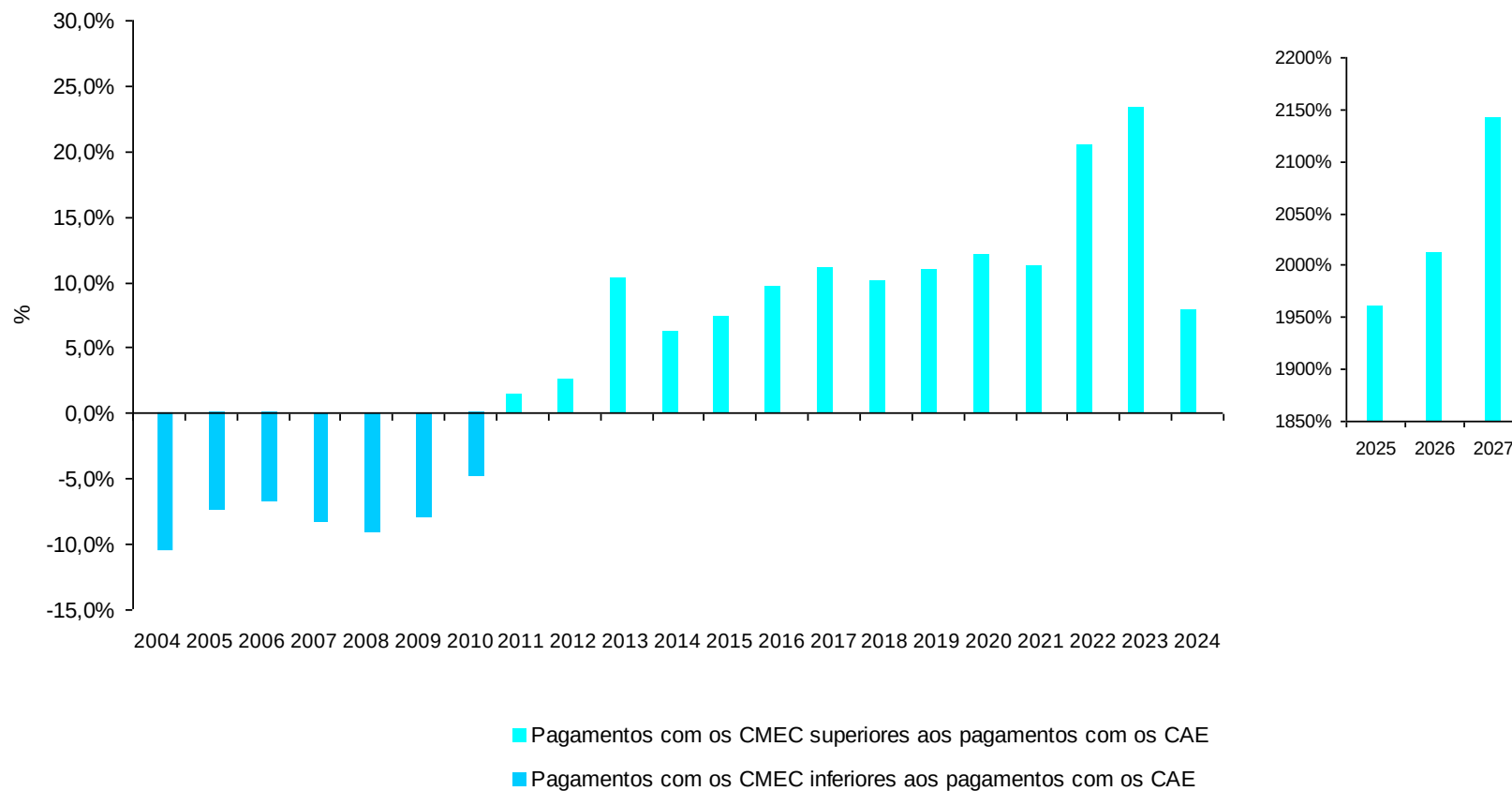
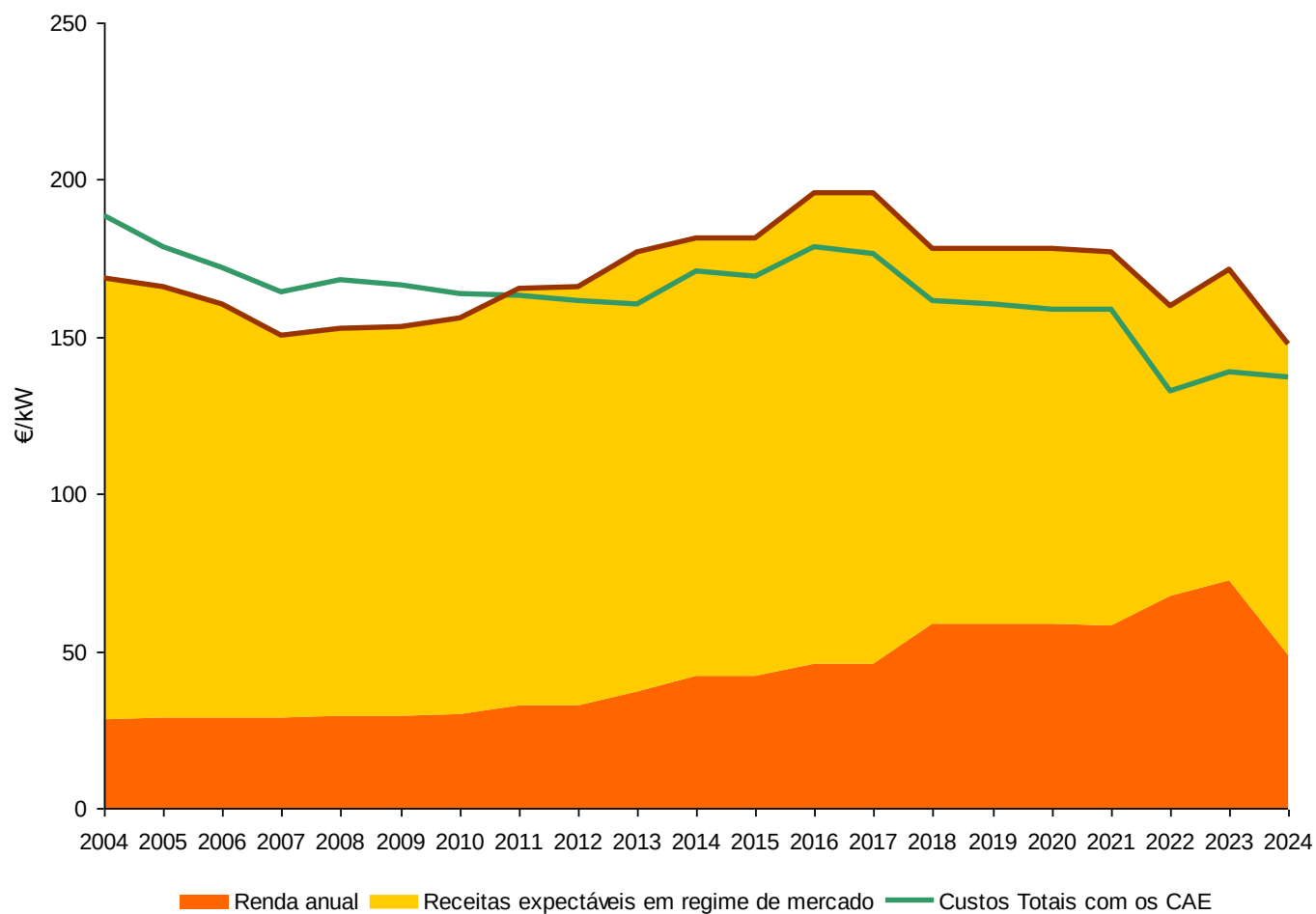
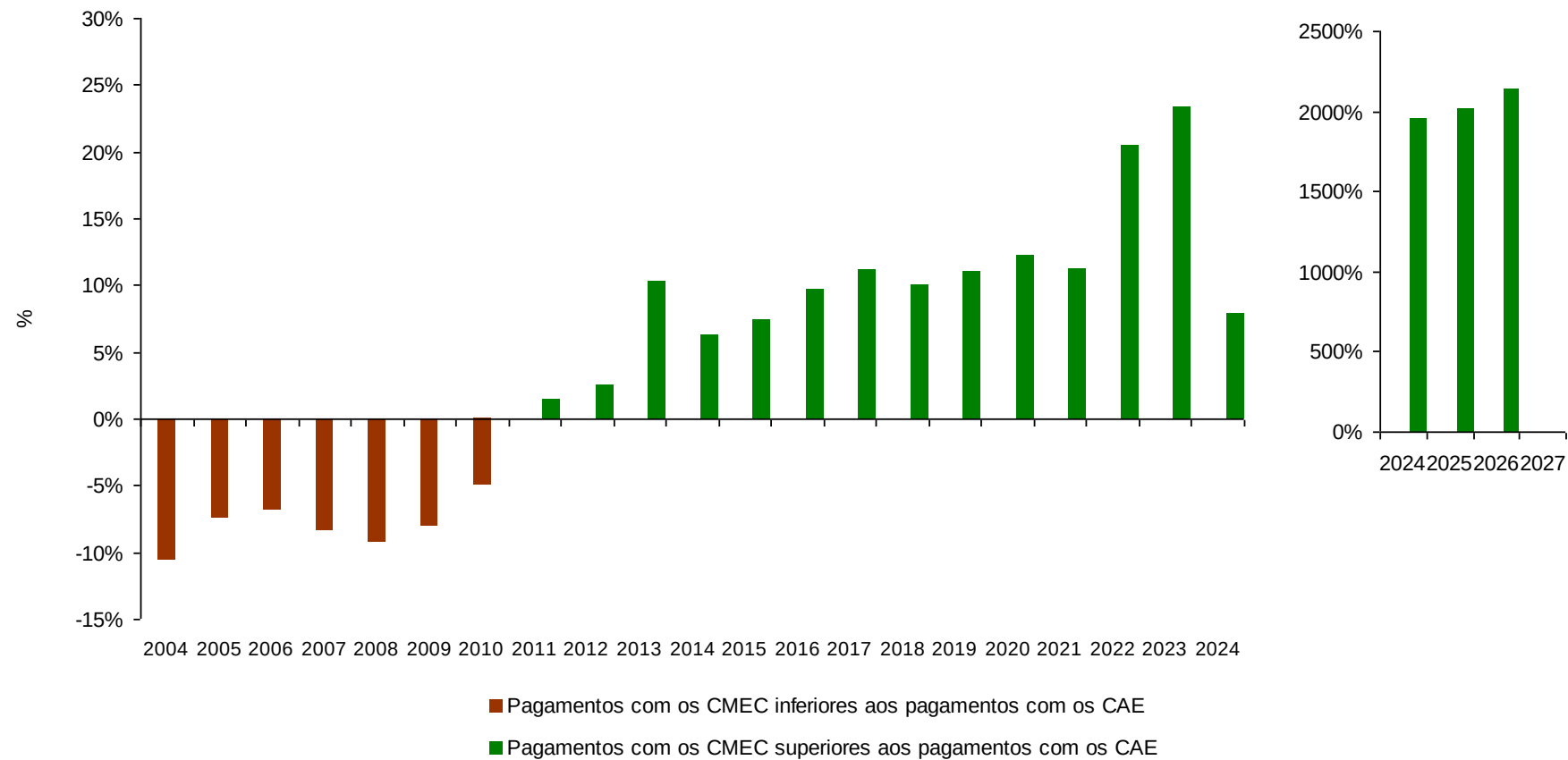


Figura 7-6 - Comparação dos encargos por kW contratado no SEP em valor, com os CAE e com os CMEC



Fonte: ERSE e Projecto de Decreto-Lei

Figura 7-7 - Subsídio inter-temporal referido aos encargos por kW contratado no SEP em percentagem



8 TRANSFERÊNCIA DE CUSTOS DOS CONSUMIDORES DO SEP PARA OS CONSUMIDORES ELEGÍVEIS

O Projecto de Decreto-Lei considera que parte dos custos actualmente associados com a actividade de aquisição de energia eléctrica, afectos exclusivamente aos fornecimentos do SEP e recuperados através da tarifa de Energia e Potência, integrada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP (TVCF), sejam transferidos para a actividade de gestão global do sistema e, portanto, recuperados através da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os fornecimentos (isto é: do SEP e do SENV, em termos do modelo de organização ainda vigente).

Com o Projecto de Decreto-Lei, os actuais clientes do SENV observarão substanciais acréscimos tarifários, na medida em que deverão partilhar encargos actualmente suportados pelos consumidores do SEP.

Neste capítulo determina-se o valor dos custos a transferir da actividade de aquisição de energia eléctrica para a actividade de gestão global do sistema em 2004. Considera-se que o montante global de custos a pagar pelos actuais consumidores do SEP e do SENV se mantém inalterado, ou seja o valor a retirar em 2004 à actividade de aquisição de energia eléctrica é integralmente incluído na actividade de gestão global do sistema. O montante de custos a transferir da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema será definido pela diferença entre o valor esperado dos custos de aquisição de energia no mercado e os custos actualmente considerados na tarifa de Energia e Potência para 2004.

O Projecto de Decreto-Lei impõe que a tarifa de Uso Global do Sistema deve adoptar uma estrutura binómia, com um termo fixo e um termo variável, dependente da potência contratada. Na análise efectuada considera-se que tarifa de Uso Global do Sistema terá cinco preços de potência contratada aplicáveis individualmente por nível de tensão e tipo de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE e BTN).

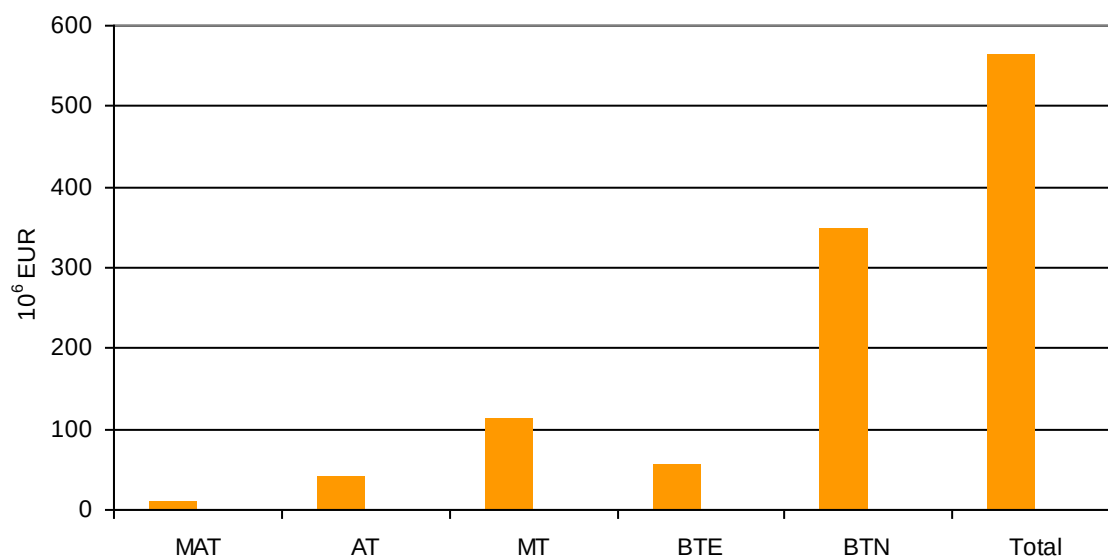
Os cinco preços de potência contratada são determinados por forma a que a redução dos proveitos da actividade de aquisição de energia eléctrica seja integralmente recuperada através da tarifa de Uso Global do Sistema. Adicionalmente, a relação entre os cinco preços de potência contratada é estabelecida por forma a preservar-se a estrutura de encargos com os CMEC por unidade de energia, por nível de tensão e por tipo de fornecimento actualmente implícita na tarifa de Energia e Potência e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP.

Nas figuras seguintes analisa-se o montante de custos a transferir da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema e o correspondente acréscimo no preço médio a pagar pelo acesso às redes, que inclui as tarifas de Uso das Redes, Uso Global do Sistema e Comercialização de Redes.

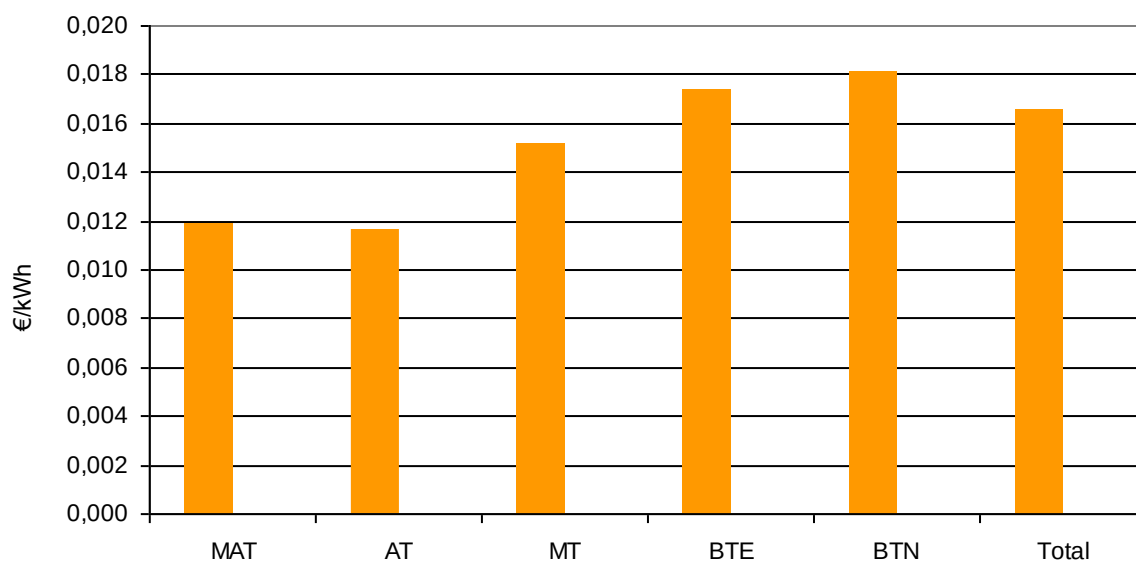
A Figura 8-1 apresenta a distribuição do pagamento dos encargos a transferir da tarifa de Energia e Potência, pelos vários níveis de tensão em 2004. Esta estrutura de pagamentos depende da estrutura da

tarifa de Energia e Potência. A Figura 8-2 e a Figura 8-3 apresentam os preços médios correspondentes aos encargos a transferir, respectivamente em valor absoluto e em percentagem.

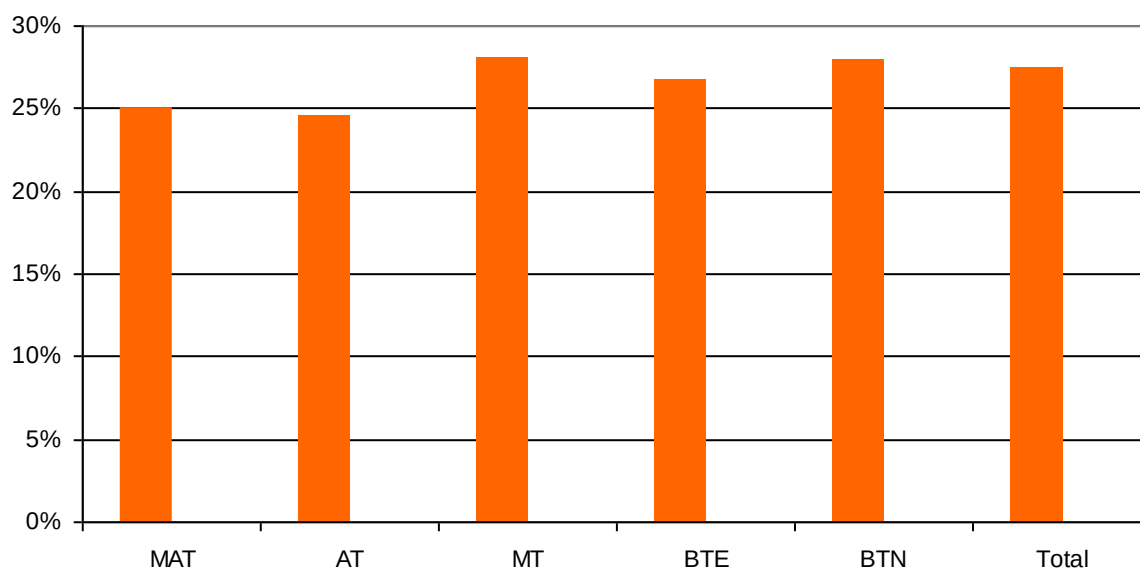
Figura 8-1 - Estrutura de pagamento dos encargos a transferir da tarifa de Energia e Potência em 2004



**Figura 8-2 - Preço médio dos encargos a transferir da tarifa de Energia e Potência de 2004
(valor absoluto)**



**Figura 8-3 - Encargos a transferir em percentagem dos proveitos da tarifa de Energia e Potência
de 2004**



De seguida analisa-se o efeito da transferência dos encargos da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema nos pagamentos dos clientes elegíveis e nos pagamentos dos actuais clientes do SEP. A análise é efectuada tendo em consideração o cenário utilizado no cálculo das tarifas para 2004 em termos de proveitos e consumos do SEP e do SENV.

A transferência dos encargos dos CMEC da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema conduz à partilha destes encargos com os clientes não vinculados. Devido à reduzida dimensão do SENV face ao SEP (cerca de 20% contra 80% do consumo total), o montante de encargos transferidos para o SENV é bastante inferior ao montante recuperado junto dos clientes do SEP. A Figura 8-4 evidência a transferência de pagamentos do SEP para o SENV.

As Figuras 8-5, 8-6 e 8-7 apresentam a estrutura de pagamento dos encargos dos CMEC por nível de tensão, entre os clientes do SEP e do SENV, bem como os respectivos preços médios por unidade de energia. Embora os encargos dos CMEC sejam recuperados no termo de potência contratada com preços iguais para os clientes do SEP e do SENV no mesmo nível de tensão e tipo de fornecimento, o correspondente preço médio por unidade de energia depende do valor médio da utilização da potência contratada para cada agregado, resultando assim distintos preços médios para os clientes do SEP e do SENV do mesmo nível de tensão.

Como em 2004 não existem clientes não vinculados em MAT e em BTN, considerou-se, para estes níveis de tensão, consumos não vinculados semelhantes aos do SEP.

Figura 8-4 - Estrutura de pagamento dos encargos a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema em 2004

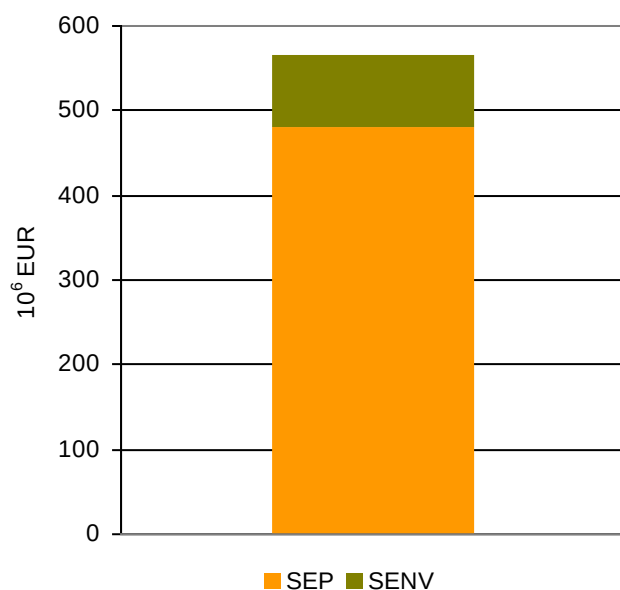
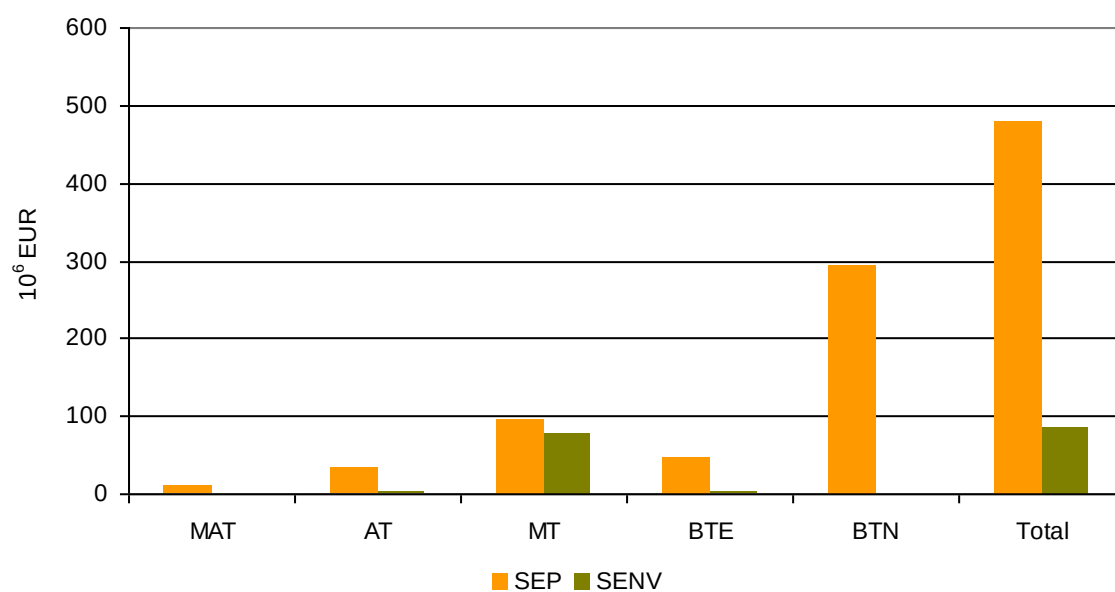
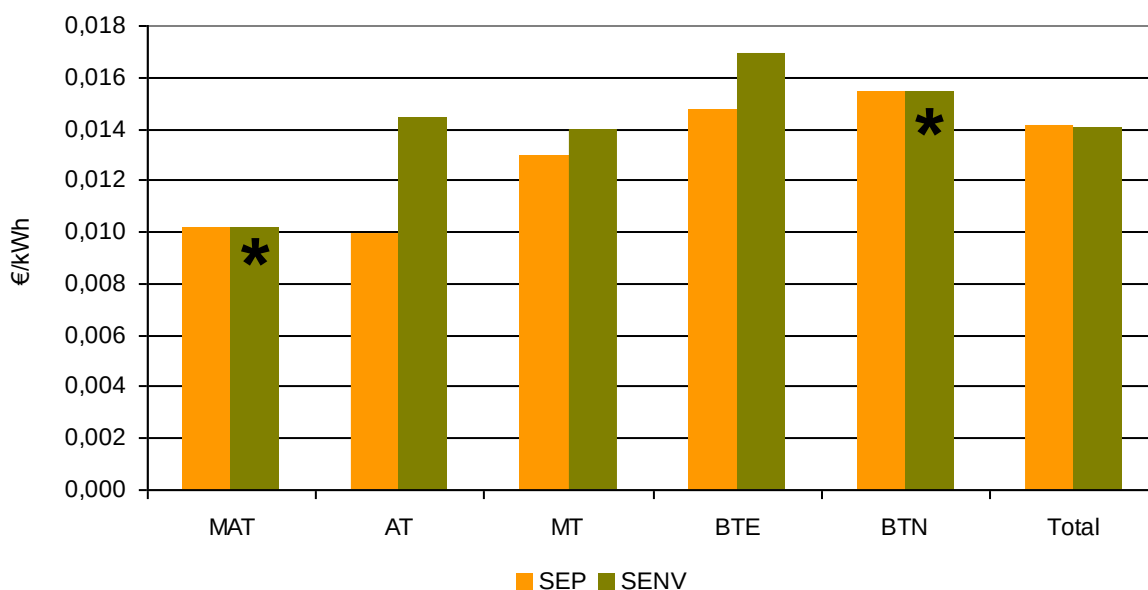


Figura 8-5 - Estrutura de pagamento dos encargos a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema em 2004

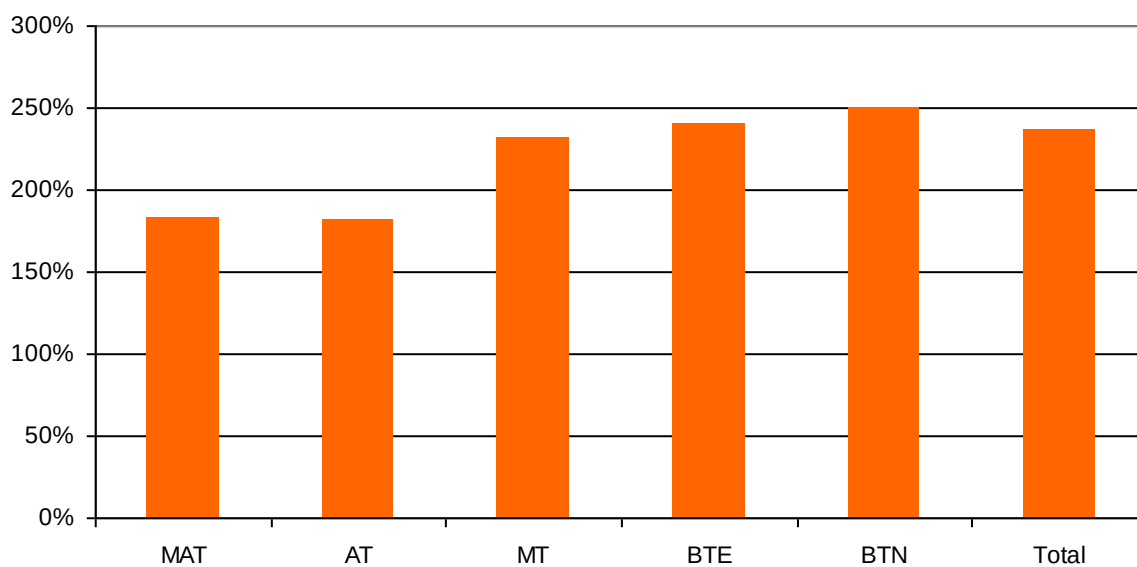


**Figura 8-6 - Preço médio dos encargos a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema em 2004
(valor absoluto)**



(*) Clientes não vinculados com consumos semelhantes aos do SEP.

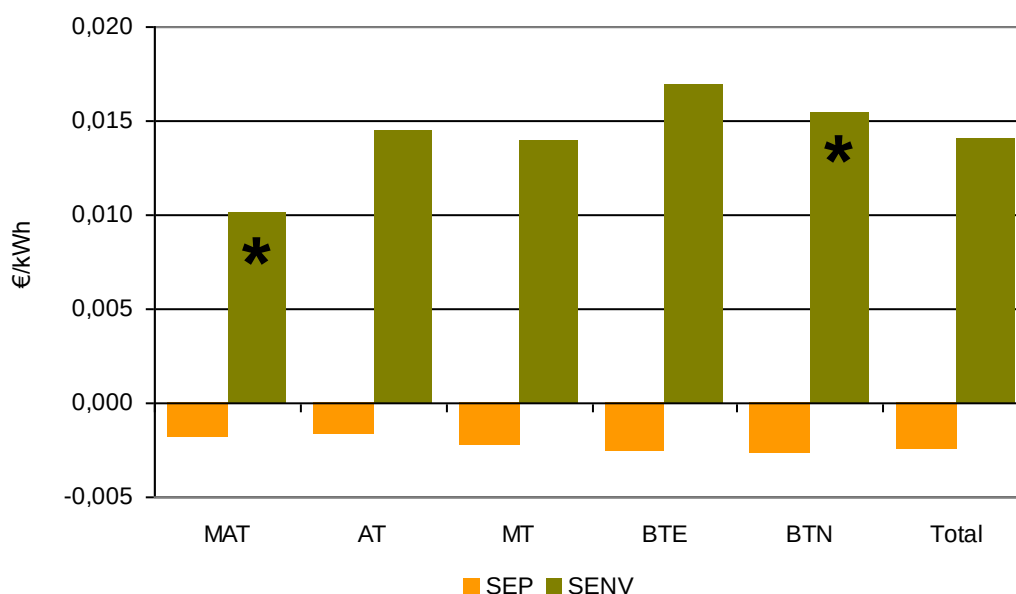
Figura 8-7 - Encargos a transferir, em percentagem dos proveitos da tarifa de Uso Global do Sistema de 2004



Embora a comparticipação unitária seja semelhante entre os consumidores do SEP e do SENV, por nível de tensão e tipo de fornecimento, apenas em MT, onde o consumo do SENV tem expressão significativa no agregado, o volume da contribuição do SENV atinge valores próximos do SEP. Ainda assim, deve registar-se que o preço médio dos encargos transferidos resultará superior para os consumidores do SENV, por nível de tensão e por tipo de fornecimento, uma vez que a utilização média de potência contratada pelos consumidores que participam no mercado é inferior à dos consumidores do SEP.

A Figura 8-8 apresenta a variação do preço médio por unidade de energia que será observada pelos clientes do SEP e do SENV, em virtude da transferência dos encargos da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema e da alteração da estrutura tarifária.

Figura 8-8 - Variação do preço médio do SEP e do SENV em resultado da transferência de encargos da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema em 2004



(*) Clientes não vinculados com consumos semelhantes aos do SEP.

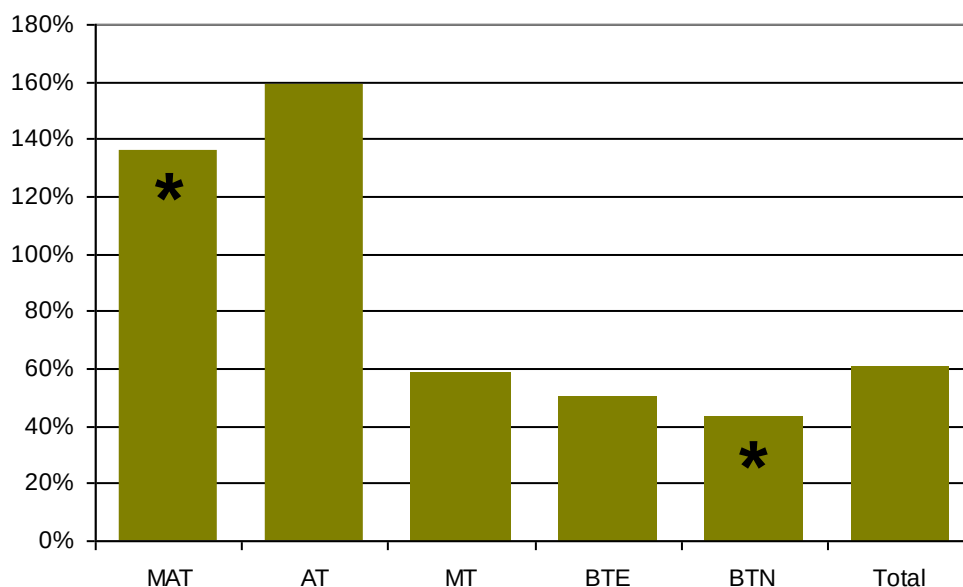
Para os consumidores do SEP estas alterações terão sobretudo impacto na estrutura dos preços das tarifas uma vez que, globalmente, observarão reduções no preço médio da tarifa de Energia e Potência. Estas reduções serão em grande parte compensadas por aumentos na tarifa de Uso Global do Sistema.

Em contrapartida, para os consumidores do SENV os impactos serão mais significativos, uma vez que observarão aumentos na tarifa de Uso Global do Sistema.

A Figura 8-9 apresenta a variação percentual do preço médio por unidade de energia que será observada pelos clientes do SENV relativa aos pagamentos pelo acesso às redes.

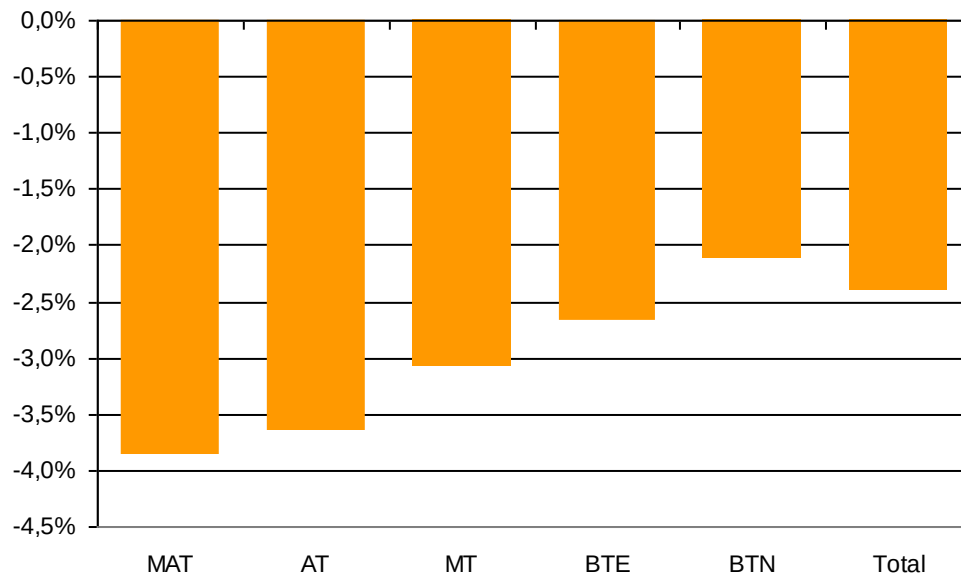
A Figura 8-10 apresenta a variação percentual do preço médio por unidade de energia que será observada pelos clientes do SEP relativa aos pagamentos pelo acesso às redes.

Figura 8-9 - Variação percentual do preço médio de acesso às redes em 2004



(*) Clientes não vinculados com consumos semelhantes aos do SEP.

Figura 8-10 - Variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em 2004



9 ANÁLISE DO IMPACTE DA ALTERAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

Os custos associados com a actividade de aquisição de energia eléctrica são actualmente recuperados através da tarifa de Energia e Potência integrada nas tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis exclusivamente aos clientes do SEP. Os preços de cada variável de facturação das tarifas de Venda a Clientes Finais são, nestas circunstâncias, condicionados pelos preços da tarifa de Energia e Potência.

A tarifa de Energia e Potência apresenta uma estrutura binómia, sendo constituída por um conjunto de preços aplicáveis a diversas variáveis de facturação a saber:

- Potência em horas de ponta.
- Energia activa consumida em quatro períodos distintos: horas de ponta, horas cheias, horas de vazio e horas de supervazio.

O Projecto de Decreto-Lei pressupõe que parte dos custos de aquisição de energia eléctrica actualmente recuperados pela tarifa de Energia e Potência sejam no futuro recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores.

A tarifa de Uso Global do Sistema é, actualmente, uma tarifa monómia com um único termo variável, ou seja, um único preço de energia activa, independente do período horário. Esta tarifa está integrada as tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis exclusivamente aos clientes do SEP e é também aplicável aos clientes não vinculados. Assim, todos os consumidores pagam esta tarifa, contribuindo para a recuperação dos custos associados com a actividade de gestão global do sistema.

Nos termos do Projecto de Decreto-Lei, a tarifa de Uso Global do Sistema deve adoptar uma estrutura binómia, constituída por um termo fixo e outro variável, dependente da potência contratada pelo cliente. Os encargos que integram a Parcela Fixa dos CMEC são recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema através do termo fixo, enquanto os encargos que integram a Parcela de Acerto dos CMEC são recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema através do termo variável.

Nestas circunstâncias, o Projecto de Decreto-Lei, para além de impor uma transferência de custos do SEP para o SENV (ver capítulo anterior), impõe uma alteração na estrutura tarifária, com consequências nos pagamentos individuais dos vários clientes, quer do SEP, quer do SENV, que importa analisar.

No SENV, importa estudar o impacte da introdução de uma nova variável de facturação na tarifa de Uso Global do Sistema, dependente da potência contratada.

No SEP, importa determinar o impacte da transferência de parte dos custos associados com a actividade de aquisição de energia eléctrica actualmente pagos pela Tarifa de Energia e Potência através das variáveis de facturação potência em horas de ponta e energia activa por período horário, para a tarifa de Uso Global do Sistema, onde serão recuperados através da variável de facturação potência contratada.

Neste capítulo pretende-se observar unicamente o efeito da alteração da estrutura tarifária. Assim, considera-se que em termos de receitas totais o efeito dos CMEC é neutro, mantendo-se os valores de receitas previstos nas tarifas de 2004.

Considera-se que o montante total de custos relativos aos CMEC, actualmente recuperados através da tarifa de Energia e Potência integrada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, é integralmente recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema aplicável a todos os consumidores do SEP e do SENV, mediante a aplicação de cinco preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento. Os cinco preços de potência contratada são calculados por forma a que seja preservada a estrutura de encargos com os CMEC por unidade de energia, por nível de tensão e tipo de fornecimento. Utilizam-se como referência os valores das tarifas de 2004.

9.1 CONSUMIDORES ELEGÍVEIS

Actualmente todos os consumidores em MAT, AT e MT podem escolher o seu fornecedor de energia eléctrica. Muito em breve, também os consumidores em BTE poderão exercer o direito de escolha de fornecedor.

Com efeito, o Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro, editado no quadro das opções de política energética nacional definidas pelo Governo na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril, tornou extensiva a abertura do mercado de electricidade para os consumidores de energia eléctrica em BTE. Para o exercício do direito de elegibilidade destes consumidores, e ao abrigo do artigo 4.º deste diploma, a ERSE procedeu, através do Despacho n.º 7 914 A/2004, de 26 de Fevereiro, à alteração dos seguintes regulamentos: Regulamento de Relações Comerciais, Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e Regulamento Tarifário.

Nos pontos seguintes analisa-se o impacte da alteração da estrutura tarifária nos pagamentos pelo acesso às redes dos clientes não vinculados em BTE, em MT, em AT e MAT.

9.1.1 ENTREGAS A CLIENTES NÃO VINCULADOS EM BTE E MT

Atendendo a que encargos transferidos da tarifa de Energia e Potência serão recuperados através de um termo de potência contratada na tarifa de Uso Global do Sistema, estes acréscimos de preço médio serão diferenciados por cliente, dependendo da forma como utilizam a potência contratada.

A utilização da potência contratada, expressa em horas, é determinada pelo quociente entre a energia consumida anualmente por cada cliente e o valor da sua potência contratada.

ENTREGAS A CLIENTES NÃO VINCULADOS EM BTE

Na Figura 9-1 e na Figura 9-2 apresentam-se os acréscimos de preço médio que serão observados pelos consumidores não vinculados em BTE.

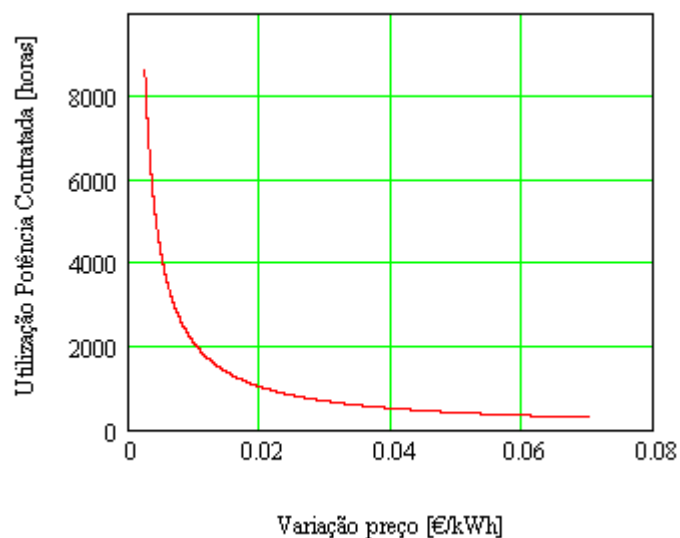
Observam-se acréscimos em valor percentual diferenciados para clientes com iguais utilizações da potência contratada dependentes da localização horária do seu consumo de energia eléctrica. Para a mesma utilização de potência contratada, os consumidores com maiores consumos nas horas de vazio serão os que observarão maiores acréscimos percentuais.

ENTREGAS A CLIENTES NÃO VINCULADOS EM MT

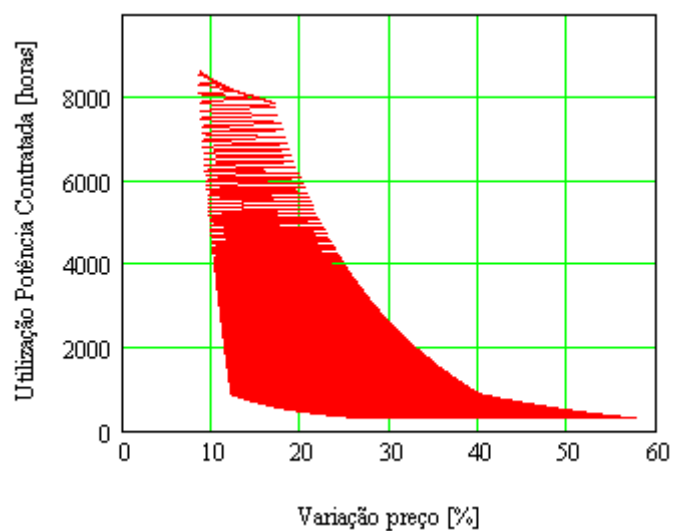
Na Figura 9-3 e na Figura 9-4 apresentam-se os acréscimos de preço médio que serão observados pelos consumidores não vinculados em MT.

À semelhança do ponto anterior, observam-se acréscimos em valor percentual diferenciados para clientes com iguais utilizações da potência contratada dependentes da localização horária do seu consumo de energia eléctrica. Para a mesma utilização de potência contratada, os consumidores com maiores consumos nas horas de vazio serão os que observarão maiores acréscimos percentuais.

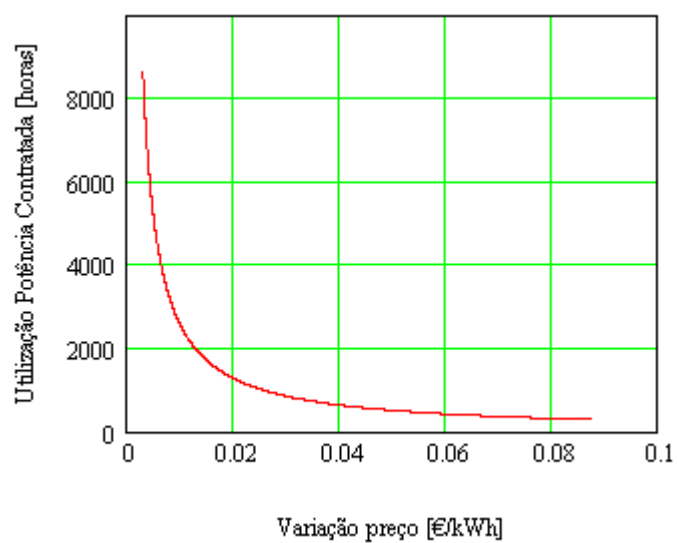
**Figura 9-1 - Variação de preço médio observado pelos consumidores não vinculados em BTE
(valor absoluto)**



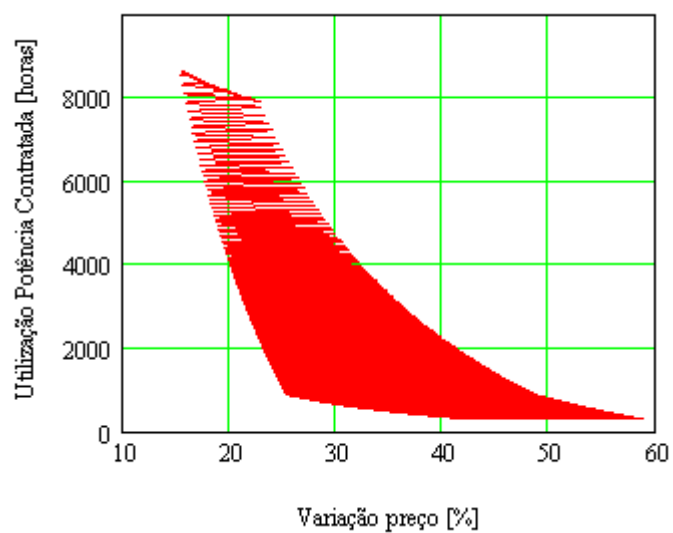
**Figura 9-2 - Variação percentual de preço médio observado pelos consumidores não vinculados
em BTE**



**Figura 9-3 - Variação de preço médio observado pelos consumidores não vinculados em MT
(valor absoluto)**



**Figura 9-4 - Variação percentual de preço médio observado pelos consumidores não vinculados
em MT**



9.1.2 ENTREGAS A CLIENTES NÃO VINCULADOS EM AT E MAT

A análise do impacte nos clientes não vinculados em MAT e AT da alteração da estrutura tarifária baseou-se na aplicação das tarifas de Uso de Redes, Uso Global do Sistema e Comercialização de Redes aos consumos de 2001 dos clientes em MAT e AT, abastecidos durante todo esse ano pelo SEP.

Incidindo o preço associado com os encargos transferidos da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema sobre a potência contratada, a grandeza que melhor traduz o impacte das alterações tarifárias no valor do preço médio a pagar pelos clientes não vinculados é a utilização da potência contratada. Esta grandeza traduz, de algum modo, o peso relativo do termo da potência contratada na facturação de cada consumidor.

A Figura 9-5 apresenta, em função da utilização da potência contratada, o preço médio a pagar pelos clientes em MAT e AT pelo acesso às redes em 2004, com base nas tarifas de 2004 ("Tarifas 2004") e no cenário tarifário considerando a transferência da tarifa de Energia e Potência para a tarifa Uso Global do Sistema ("Tarifas com estrutura modificada"). Na Figura 9-6 apresentam-se as variações implícitas nos preços anteriores, tomando como cenário base o das tarifas em vigor em 2004.

Das Figura 9-5 e Figura 9-6 pode deduzir-se a forte dependência do impacte dos CMEC no preço médio dos consumidores em relação à utilização da potência contratada.

Em termos relativos, a variação do preço médio das tarifas a pagar pelos clientes do SENV em MAT e AT pode ser muito elevada.

A Figura 9-7 apresenta a variação do preço médio a pagar pelo acesso às redes pelos clientes em MAT e AT, em função do seu consumo anual em 2001. Verifica-se que os consumidores de menor consumo observam acréscimos mais acentuados.

A Figura 9-8 apresenta a classificação das variações de preço médio a pagar pelo acesso às redes, observadas pelos clientes em MAT e AT, em percentagem do número total de clientes em MAT e AT.

Figura 9-5 - Preço médio de acesso às redes em função da utilização da potência contratada (valor absoluto)

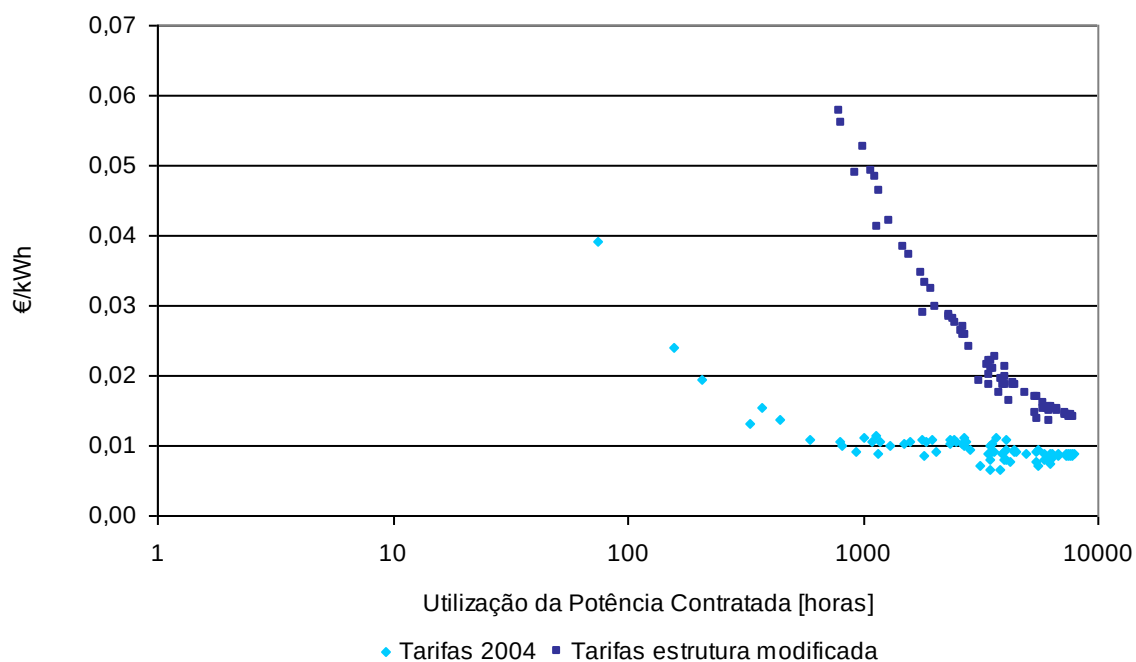


Figura 9-6 - Variação percentual do preço médio de acesso às redes em função da utilização da potência contratada

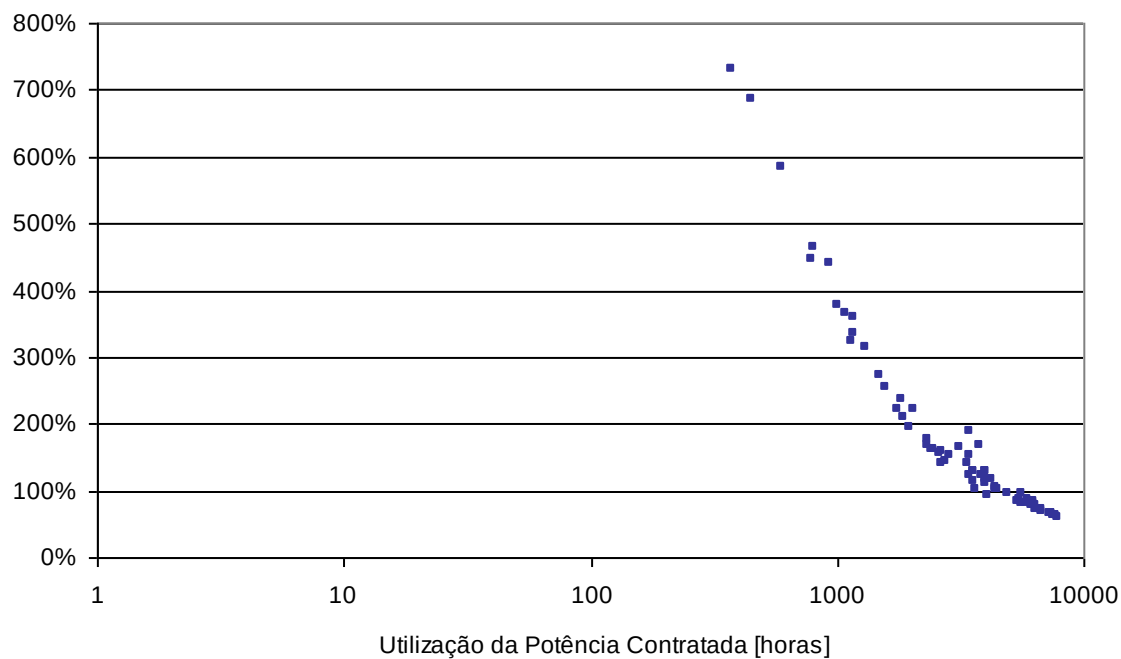


Figura 9-7 - Variação percentual do preço médio de acesso às redes em função do consumo anual

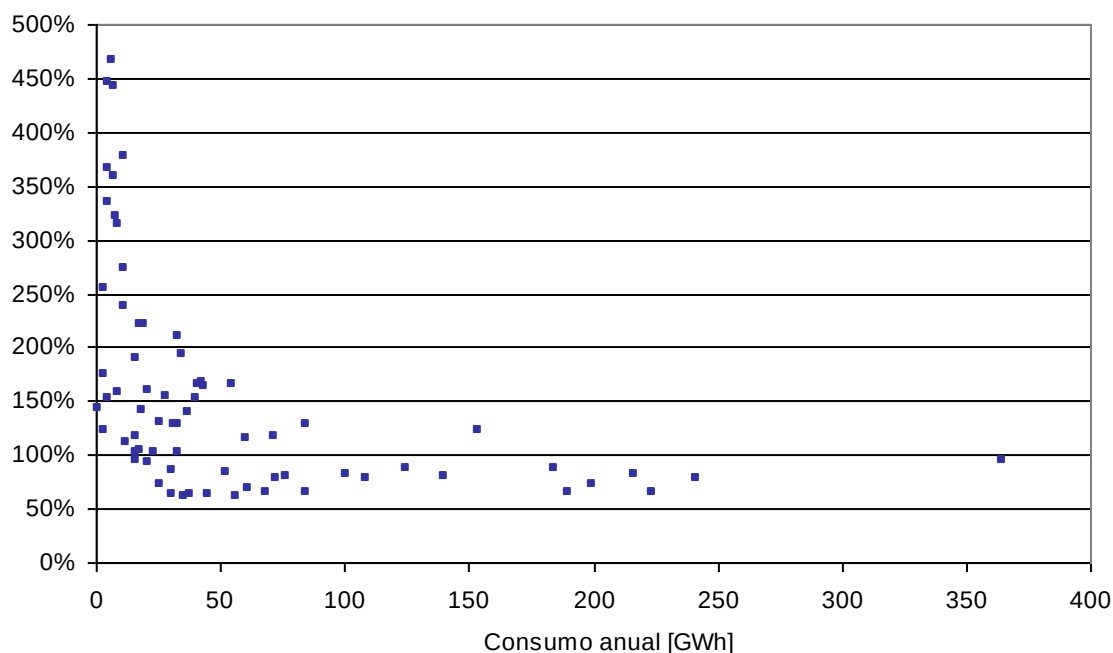
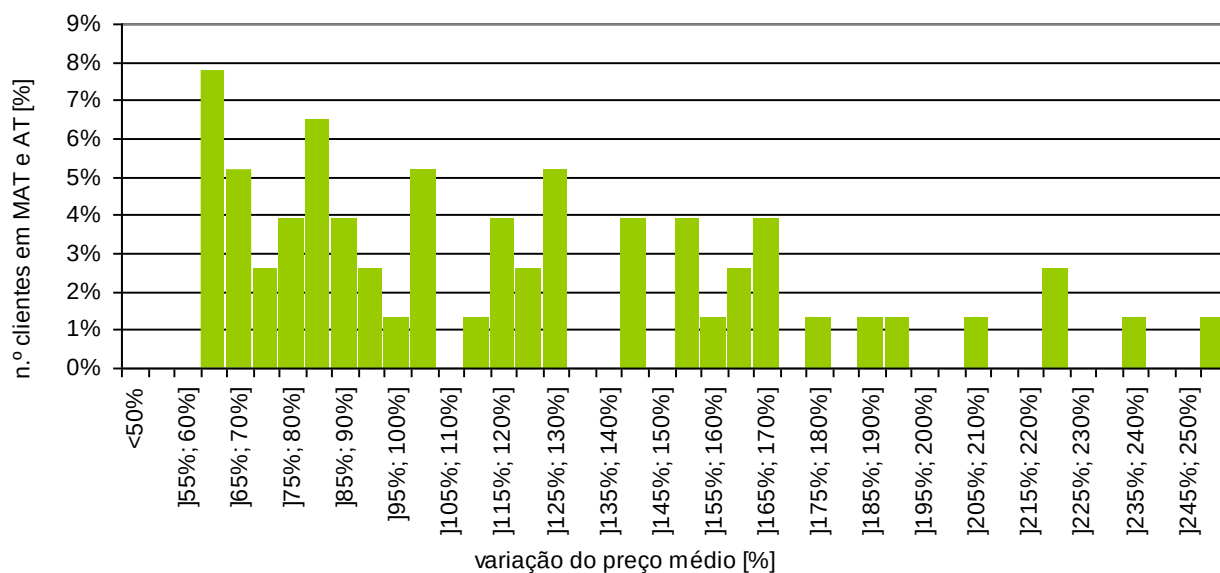


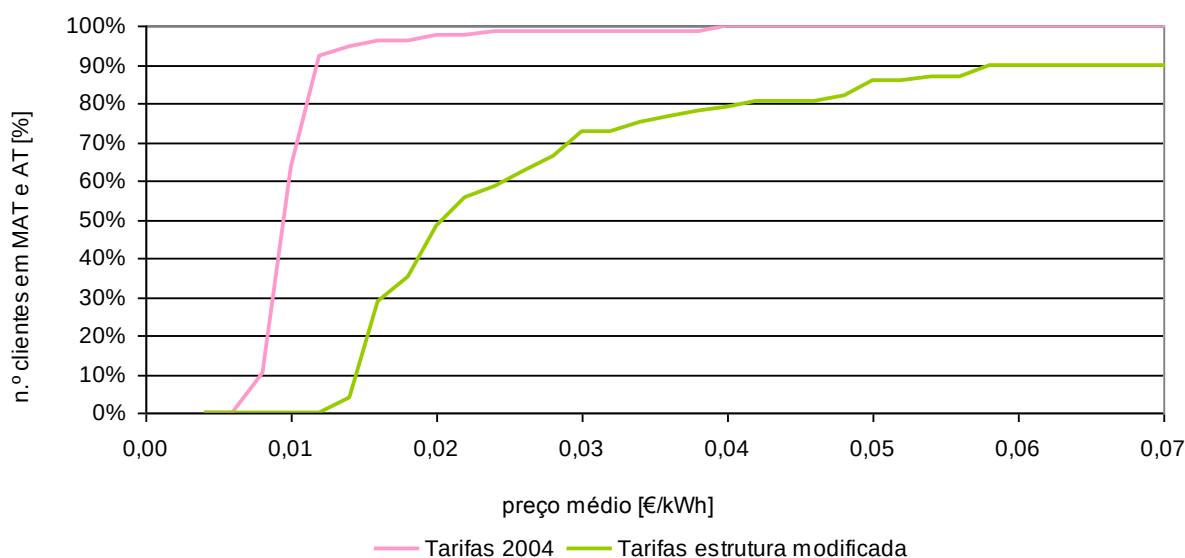
Figura 9-8 - Classificação da variação do preço médio de acesso às redes em percentagem do total de clientes em MAT e AT



Note-se que a introdução dos encargos a transferir nos proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema e a alteração da sua estrutura tarifária resulta, em 2004, em acréscimos do preço médio a pagar pelos clientes em MAT e AT pelo acesso às redes sempre superiores a 60%.

A Figura 9-9 apresenta a distribuição acumulada de preços médios a pagar pelo acesso às redes, observadas pelos clientes em MAT e AT, em percentagem do número total de clientes em MAT e AT.

Figura 9-9 - Distribuição acumulada do preço médio de acesso às redes em percentagem do total de clientes em MAT e AT



A Figura 9-10 apresenta ainda a distribuição acumulada das variações desses preços médios de acesso às redes.

Apresenta-se na Figura 9-11 a distribuição acumulada de preços médios a pagar pelo acesso às redes, observadas pelos clientes em MAT e AT, em percentagem do total do consumo em MAT e AT.

A curva de distribuição acumulada do consumo em função da variação do preço médio apresenta uma taxa de crescimento superior à curva de distribuição acumulada do nº de clientes, o que significa que os clientes que observam variações de preço médio inferiores são também, em média, aqueles que apresentam consumos mais elevados.

Figura 9-10 - Distribuição acumulada da variação do preço médio de acesso às redes em percentagem do total de clientes em MAT e AT

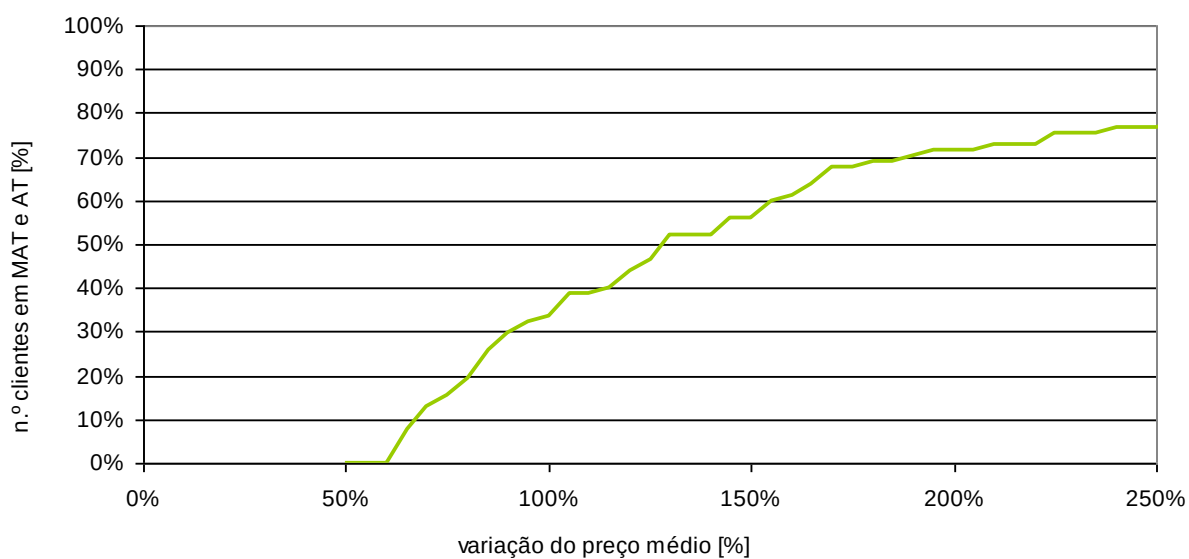
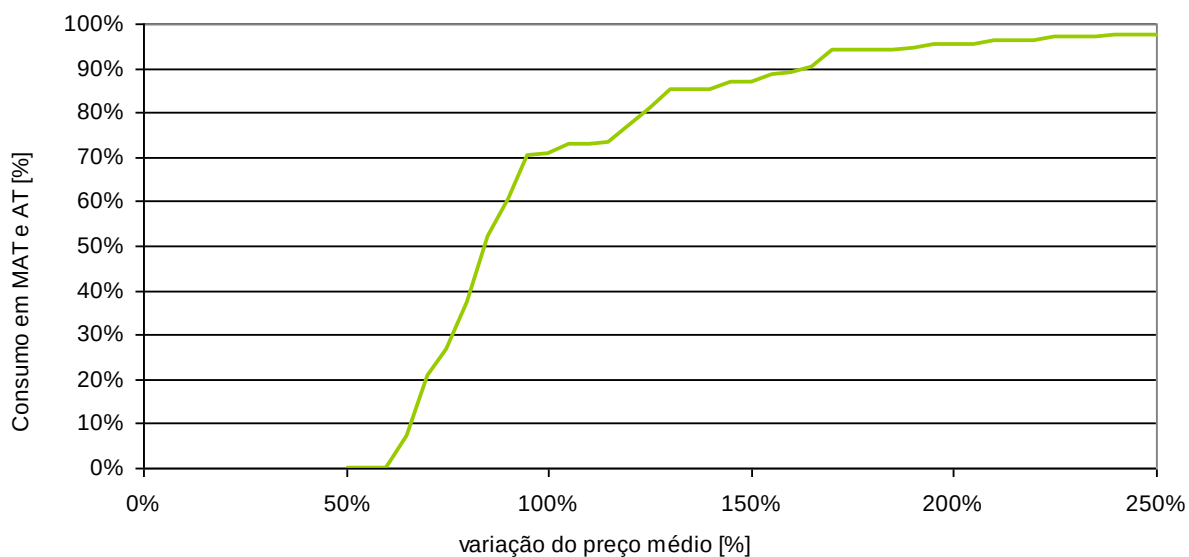


Figura 9-11 - Distribuição acumulada da variação do preço médio de acesso às redes em percentagem do total do consumo em MAT e AT



9.2 CONSUMIDORES DO SEP

Os consumidores do SEP observarão globalmente uma redução de preço médio, atendendo a que se verifica uma transferência de custos do SEP para o SENV. Com efeito, parte dos custos actualmente incorporados na actividade de aquisição de energia eléctrica serão transferidos para a actividade de gestão global do sistema e incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema, paga por todos os consumidores (do SEP e do SENV).

No entanto, atendendo a que os encargos a transferir serão recuperados através de um preço de potência contratada na tarifa de Uso Global do Sistema, serão observadas variações diferenciadas por cliente, dependendo da forma como os consumidores utilizam a potência contratada e consomem a energia eléctrica.

Nos pontos seguintes analisa-se o impacte da alteração da estrutura tarifária na facturação dos consumidores do SEP em BTN, BTE, MT, AT e MAT.

9.2.1 FORNECIMENTOS A CONSUMIDORES EM BTN

Os clientes de BTN são cerca de 5,75 milhões, sendo 5,70 milhões clientes das opções tarifárias $\text{BTN} \leq 20,7 \text{ kVA}$ e cerca de 57 mil respeitantes às opções tarifárias $\text{BTN} > 20,7 \text{ kVA}$.

Das opções tarifárias $\text{BTN} \leq 20,7 \text{ kVA}$, a tarifa Simples é a que tem mais clientes (5,3 milhões). De entre os vários escalões da tarifa Simples, o mais representativo é o escalão de potência contratada 3,45 kVA (cerca de 3 milhões de clientes).

Das opções tarifárias $\text{BTN} > 20,7 \text{ kVA}$ a tarifa Simples é a que tem mais clientes (54 mil), representando 90% do total dos clientes. De entre os vários escalões desta opção tarifária, o escalão de potência contratada dominante é o de 34,5 kVA (cerca de 20 mil clientes).

Nos pontos seguintes analisa-se o impacte na facturação dos clientes das opções tarifárias e escalões de potência mais representativos acima referidos, simulando, em cada um dos casos, o efeito da utilização da potência contratada. Importa referir que neste grupo de consumidores a utilização da potência contratada de cada consumidor varia significativamente de cliente para cliente o que significa que a energia anual consumida por cada cliente apresenta uma grande dispersão em torno do valor médio.

FORNECIMENTOS EM BTN $\leq 20,7$ kVA, ESCALÃO DE 3,45 kVA, TARIFA SIMPLES

Os clientes deste escalão de potência contratada apresentam uma utilização média de 539 horas por ano, correspondente a um consumo anual de 1 860 kWh.

Dados da opção tarifária BTN $\leq 20,7$ kVA (Escala de 3,45 kVA)

N.º de Clientes	3 038 655
Energia anual por cliente [kWh]	1 860
Utilização da Potência Contratada [horas]	539

Da Figura 9-12 à Figura 9-14 são apresentados os impactes observados na facturação destes clientes.

Os clientes deste escalão de potência e opção tarifária irão observar um decréscimo médio de 1,9%. No entanto, os impactes observados por estes clientes podem variar entre subidas de 48% do preço médio até descidas de cerca de 18%. Um cliente com um consumo (ou utilização da potência) de cerca de 50% da média observa um acréscimo tarifário de 8,5%. Tendo em conta que a maior parte dos clientes desta tarifa têm consumos inferiores à média, é provável que a maior parte destes 3 milhões de clientes observe variações tarifárias entre os -1,9% e os +8,5%.

Figura 9-12 - Preço médio na tarifa BTN $\leq 20,7$ kVA (escala 3,45 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas

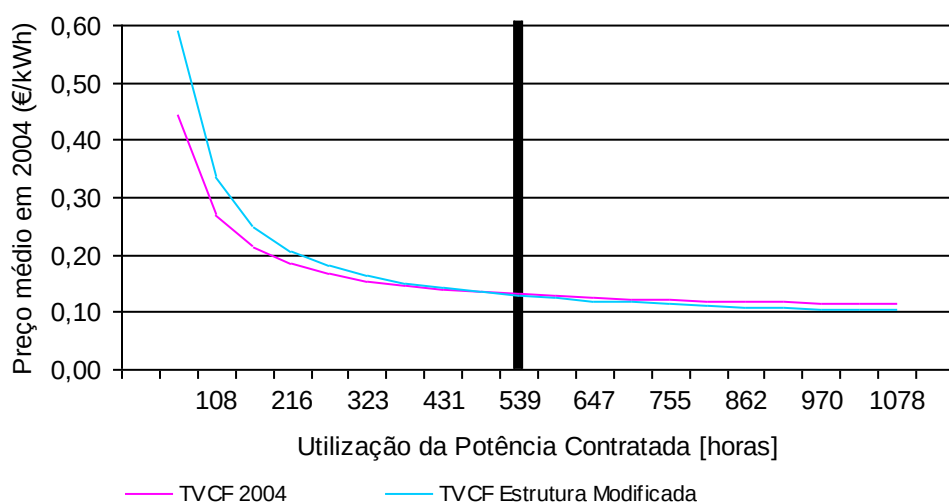


Figura 9-13 - Variação do Preço médio na tarifa BTN $\leq 20,7$ kVA (escalão 3,45 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas

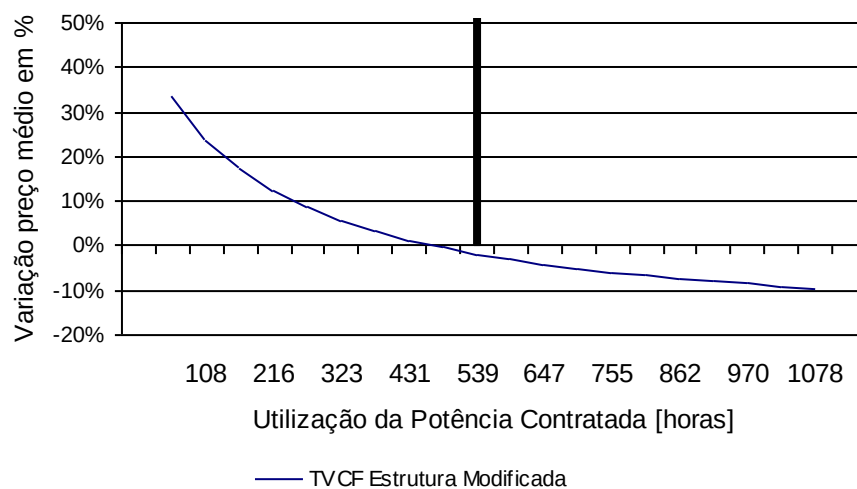
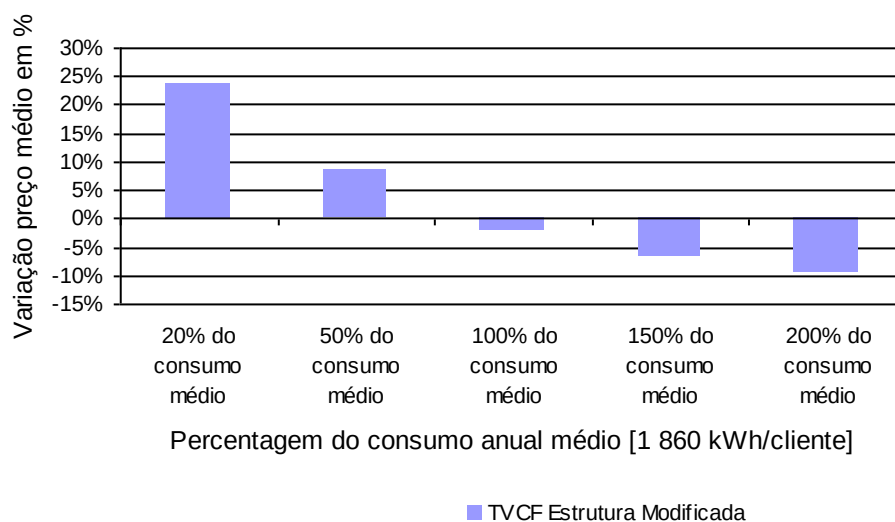


Figura 9-14 - Variação do Preço médio na tarifa BTN $\leq 20,7$ kVA (escalão 3,45 kVA) em função do consumo anual por consumidor



FORNECIMENTOS EM BTN >20,7 kVA, ESCALÃO DE 34,5 kVA, TARIFA SIMPLES

Os clientes deste escalão de potência contratada apresentam uma utilização média da potência contratada de 934 horas ano, correspondente a um consumo anual de 32 223 kWh.

Dados da opção tarifária BTN > 20,7 kVA (Escala de 34,5 kVA)

N.º de Clientes	19 721
Energia anual por cliente [kWh]	32 223
Utilização da Potência Contratada [horas]	934

Da Figura 9-15 à Figura 9-17 são apresentados os impactes observados na facturação destes clientes.

Os clientes deste escalão de potência e opção tarifária irão observar um decréscimo médio de 8,4%. No entanto, da análise das figuras verifica-se que os impactes para estes clientes podem variar entre subidas superiores a 34% do preço médio até descidas de cerca de 21%. Um cliente com um consumo (ou utilização da potência) de cerca de 20% da média observará um acréscimo tarifário de 12,7%.

Figura 9-15 - Preço médio na tarifa BTN > 20,7 kVA (escala 34,5 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas

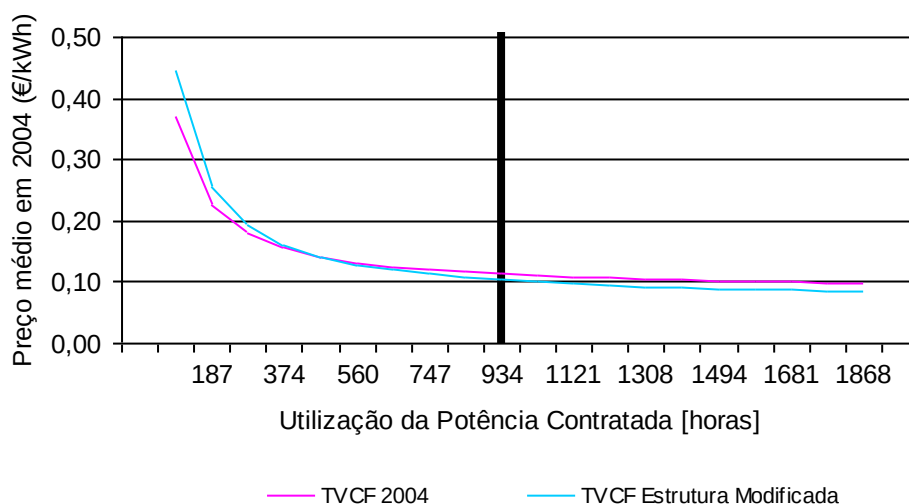


Figura 9-16 - Variação do Preço médio na tarifa BTN > 20,7 kVA (escalão 34,5 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas

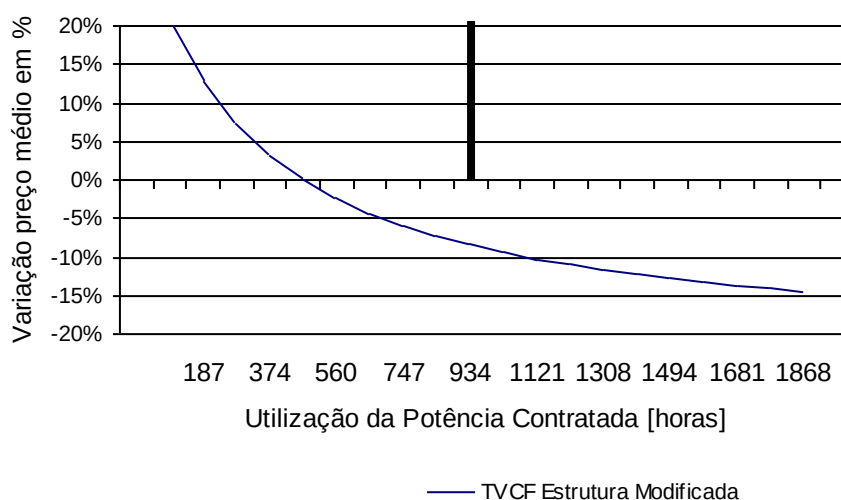
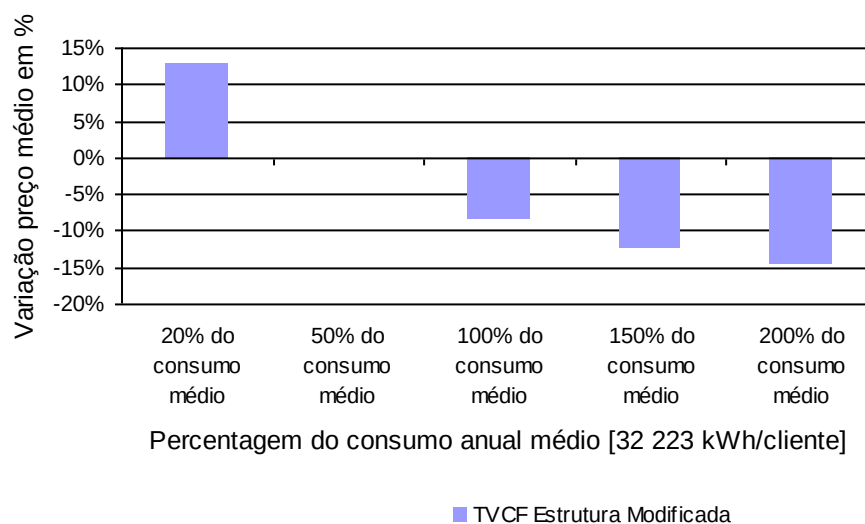


Figura 9-17 - Variação do Preço médio na tarifa BTN > 20,7 kVA (escalão 34,5 kVA) em função do consumo anual por consumidor



9.2.2 FORNECIMENTOS A CONSUMIDORES EM BTE E MT

Nos pontos seguintes analisam-se as possíveis variações de facturação observáveis pelos consumidores do SEP em BTE e MT.

Considera-se um domínio de consumidores com consumos idênticos ao do valor médio do consumo de cada tipo de fornecimento e simula-se o efeito da existência de diferentes utilizações de potência contratada e de diferentes utilizações da potência média em horas de ponta.

FORNECIMENTOS EM BTE

Na Figura 9-18 e na Figura 9-19 apresentam-se as variações em preço médio que serão observados pelos consumidores do SEP em BTE.

Observam-se variações em valor percentual diferenciadas para clientes com iguais utilizações da potência contratada dependentes da localização horária do seu consumo de energia eléctrica. Para a mesma utilização de potência contratada, os consumidores com maiores consumos nas horas de vazio serão os que observarão maiores acréscimos percentuais.

**Figura 9-18 - Variação de preço médio observado pelos consumidores do SEP em BTE
(valor absoluto)**

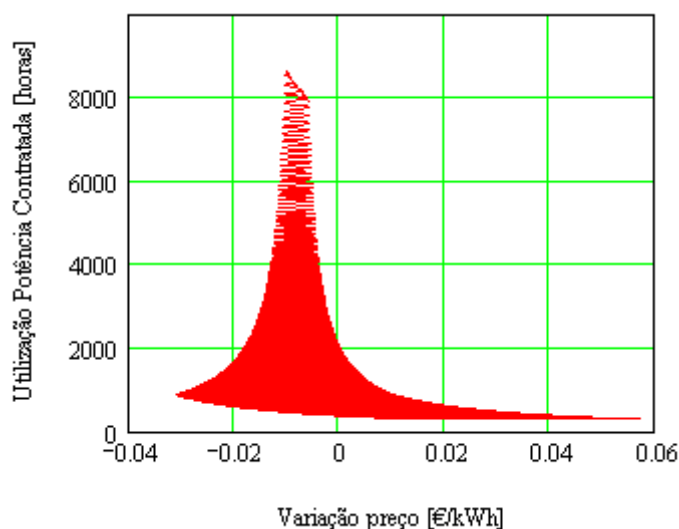
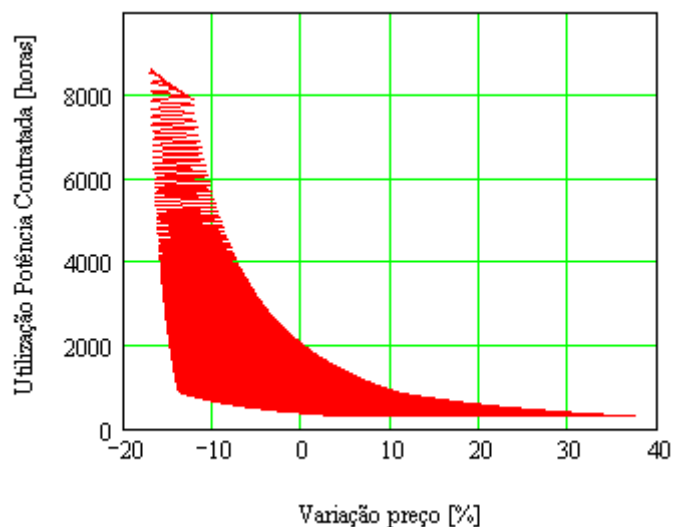


Figura 9-19 - Variação percentual de preço médio observado pelos consumidores do SEP em BTE



FORNECIMENTOS EM MT

Na Figura 9-20 e na Figura 9-21 apresentam-se as variações em preço médio que serão observados pelos consumidores do SEP em MT.

À semelhança do ponto anterior, observam-se variações em valor percentual diferenciadas para clientes com iguais utilizações da potência contratada dependentes da localização horária do seu consumo de energia eléctrica. Para a mesma utilização de potência contratada, nos consumidores com maiores consumos nas horas de vazio serão observados maiores acréscimos percentuais.

**Figura 9-20 - Variação de preço médio observado pelos consumidores do SEP em MT
(valor absoluto)**

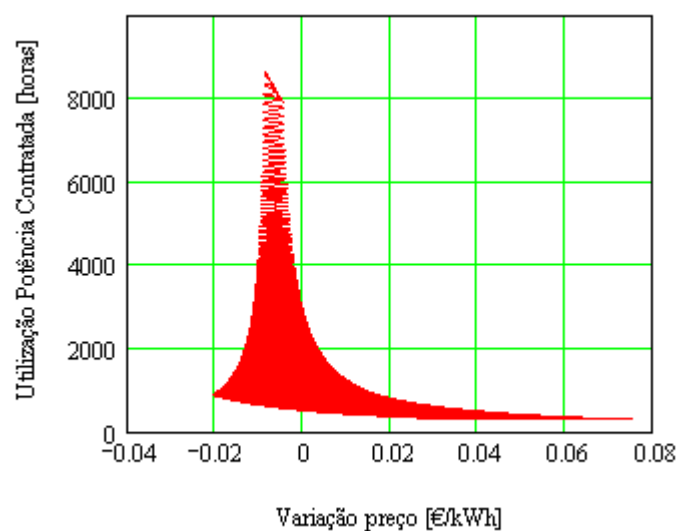
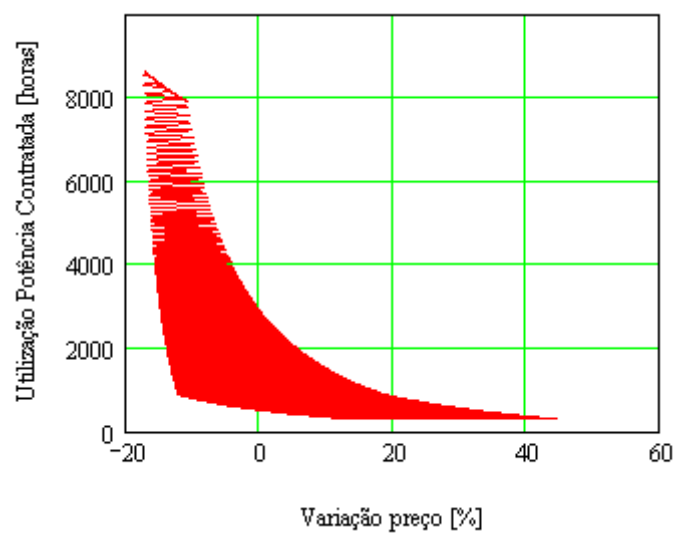


Figura 9-21 - Variação percentual de preço médio observado pelos consumidores do SEP em MT



9.2.3 FORNECIMENTOS A CONSUMIDORES EM AT E MAT

Tal como no ponto 9.1.2, a análise do impacte da alteração da estrutura tarifária na facturação dos clientes do SEP em MAT e AT baseou-se na aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2004 aos consumos de 2001 dos clientes em MAT e AT, abastecidos durante todo este ano pelo SEP.

A Figura 9-22 apresenta, em função da utilização da potência contratada, o preço médio a pagar pelos clientes em MAT e AT pelas tarifas de Venda a Clientes Finais em 2004, com base nas tarifas de 2004 ("TVCF 2004") e no novo cenário tarifário decorrente do Projecto de Decreto-Lei ("TVCF com estrutura modificada"). Na Figura 9-23 apresentam-se as variações implícitas nos preços anteriores, tomando como cenário base o das tarifas em vigor em 2004.

A análise destas figuras permite concluir que o impacte dos custos transferidos no preço médio dos consumidores varia com a utilização da potência contratada. Dentro de valores semelhantes de utilização da potência contratada, varia ainda com a localização temporal do consumo do cliente, em relação aos períodos horários.

A Figura 9-24 apresenta a variação do preço médio a pagar pelos clientes em MAT e AT nas tarifas de Venda a Clientes Finais, em função do seu consumo anual em 2001.

A Figura 9-25 apresenta a classificação das variações de preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, observadas pelos clientes em MAT e AT, em percentagem do número total de clientes em MAT e AT.

A introdução dos encargos transferidos nos proveitos a recuperar na tarifa de Uso Global do Sistema e a alteração da sua estrutura tarifária é acompanhada por uma redução dos proveitos a recuperar pela tarifa de Energia e Potência. Estes dois factos conjugados resultam, em 2004, em variações do preço médio a pagar pelos clientes em MAT e AT pelas tarifas de Venda a Clientes Finais que podem variar desde decréscimos de 15% até acréscimos superiores a 100%.

Figura 9-22 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em função da utilização da potência contratada (valor absoluto)

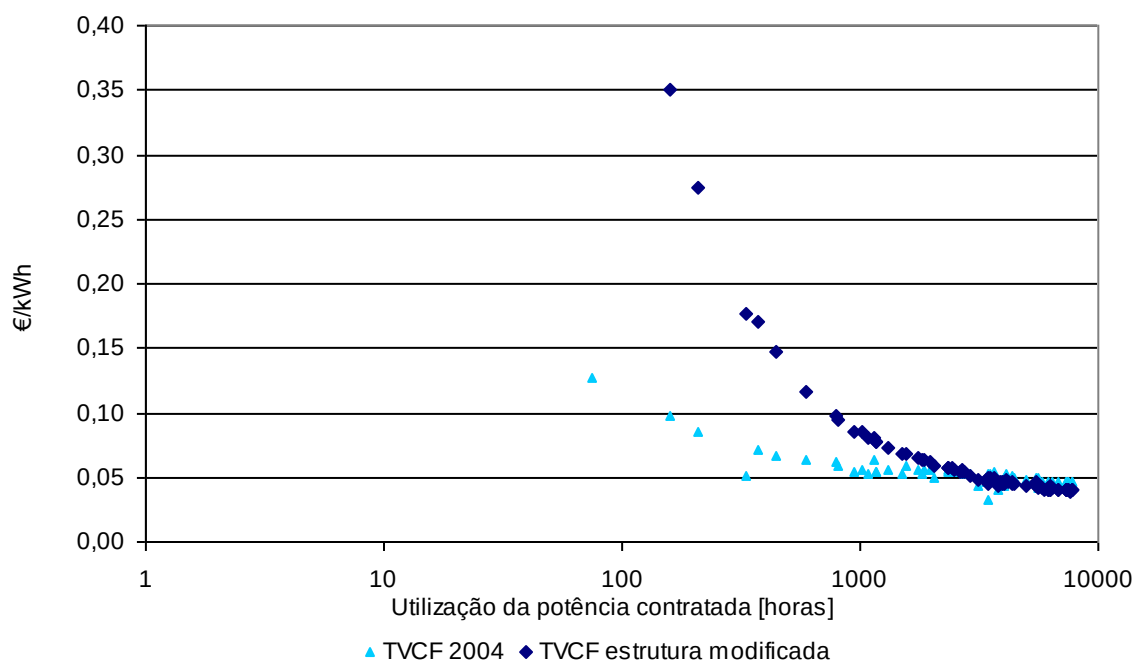


Figura 9-23 - Variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em função da utilização da potência contratada

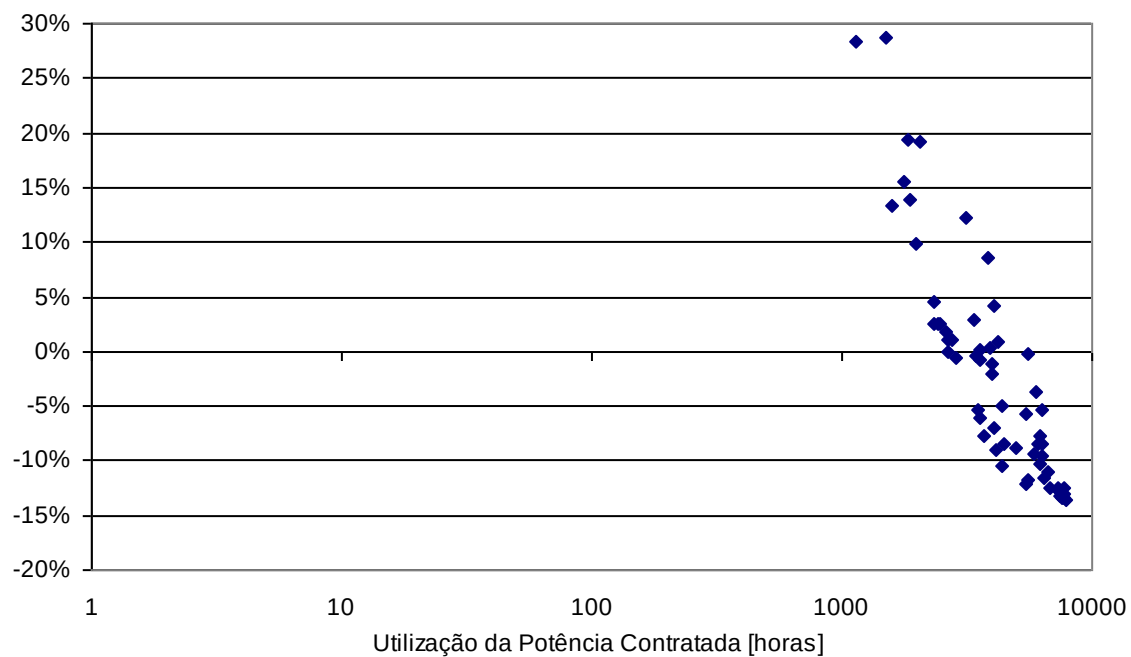


Figura 9-24 - Variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em função do consumo anual

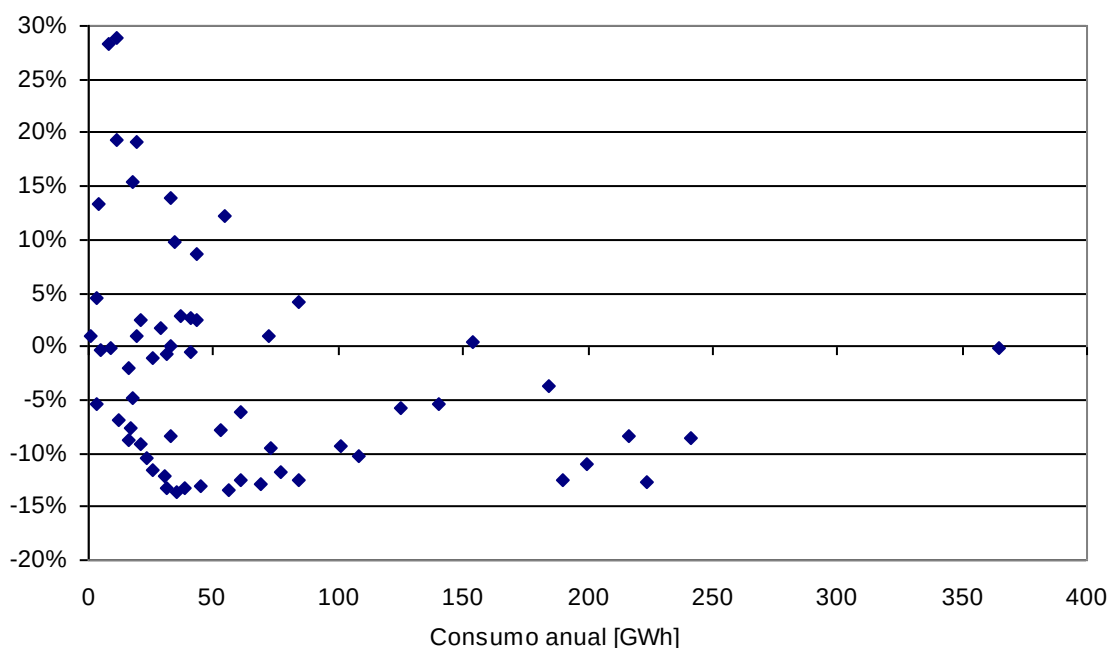
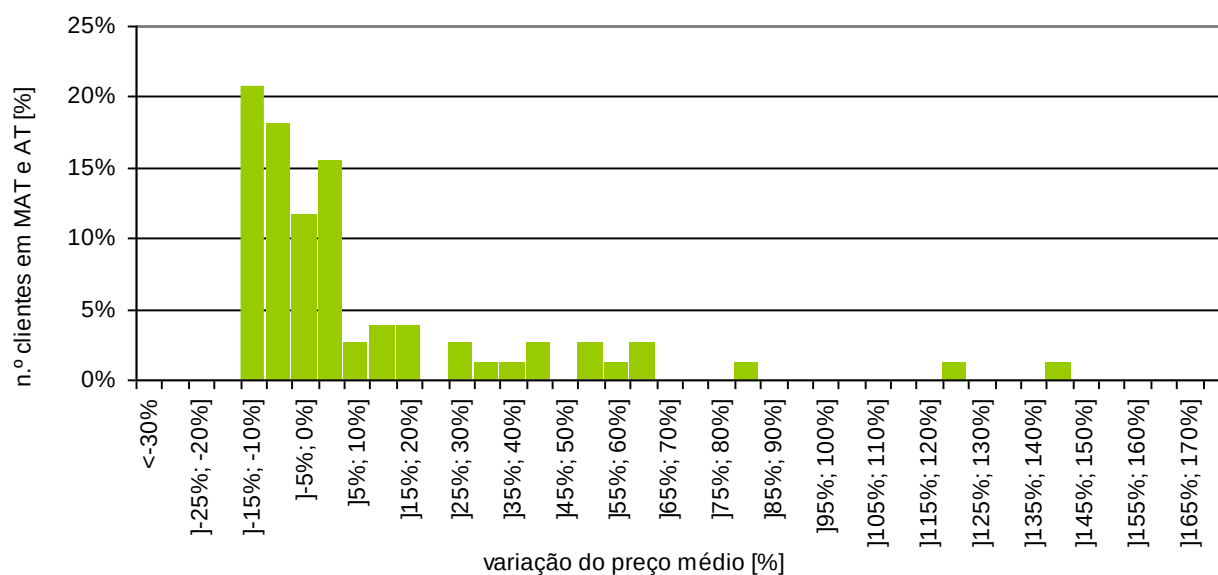


Figura 9-25 - Classificação da variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total de clientes em MAT e AT



A Figura 9-26 apresenta a distribuição acumulada de preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais, a pagar pelos clientes em MAT e AT, em percentagem do número total de clientes em MAT e AT. A Figura 9-27 apresenta ainda a distribuição acumulada das variações desses preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais.

Cerca de 50% dos clientes em MAT e AT observarão acréscimos do preço médio global, por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais. Para 20% dos clientes estes acréscimos são superiores a 25%.

Por outro lado, os clientes que observam reduções acentuadas no preço médio são aqueles que apresentam maiores utilizações da potência contratada (como se pode observar na Figura 9-23). Estes clientes estão dispersos pela gama de consumos dos níveis de MAT e AT, são os que apresentam maiores utilizações da potência contratada o que não significa que sejam os clientes de maiores consumos anuais (como se pode confrontar na Figura 9-24).

Apresenta-se na Figura 9-28 a distribuição acumulada de preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais, a pagar pelos clientes em MAT e AT, em percentagem do total do consumo em MAT e AT.

O consumo ao qual está associada uma redução do preço médio é, em percentagem do total, mais significativo do que o número de clientes correspondente o que significa que os clientes que observam variações de preço médio inferiores são também, em média, aqueles que apresentam consumos mais elevados.

Figura 9-26 - Distribuição acumulada do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total de clientes em MAT e AT

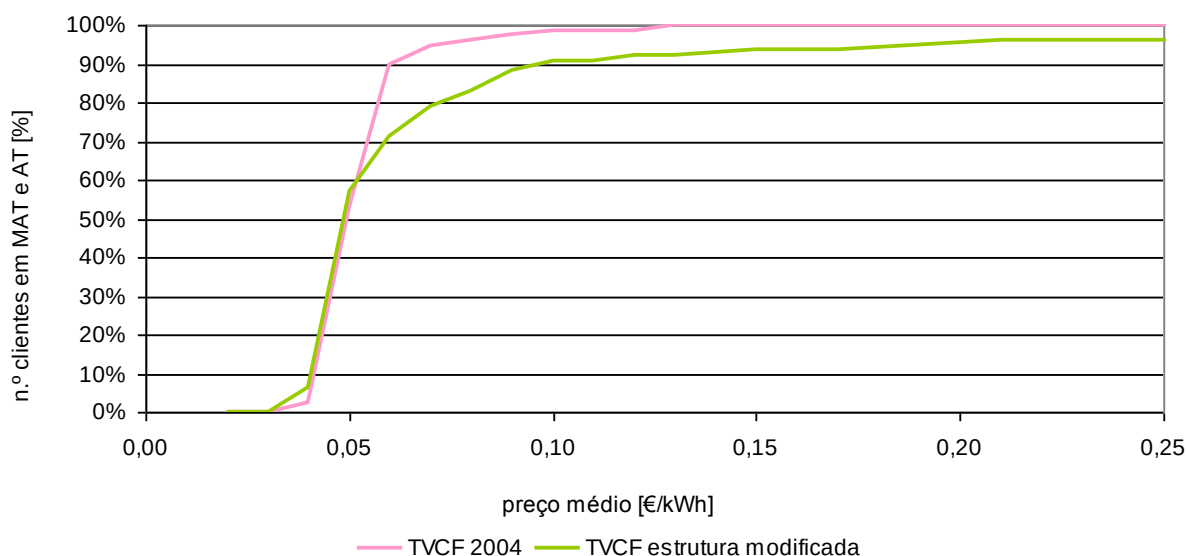


Figura 9-27 - Distribuição acumulada da variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total de clientes em MAT e AT

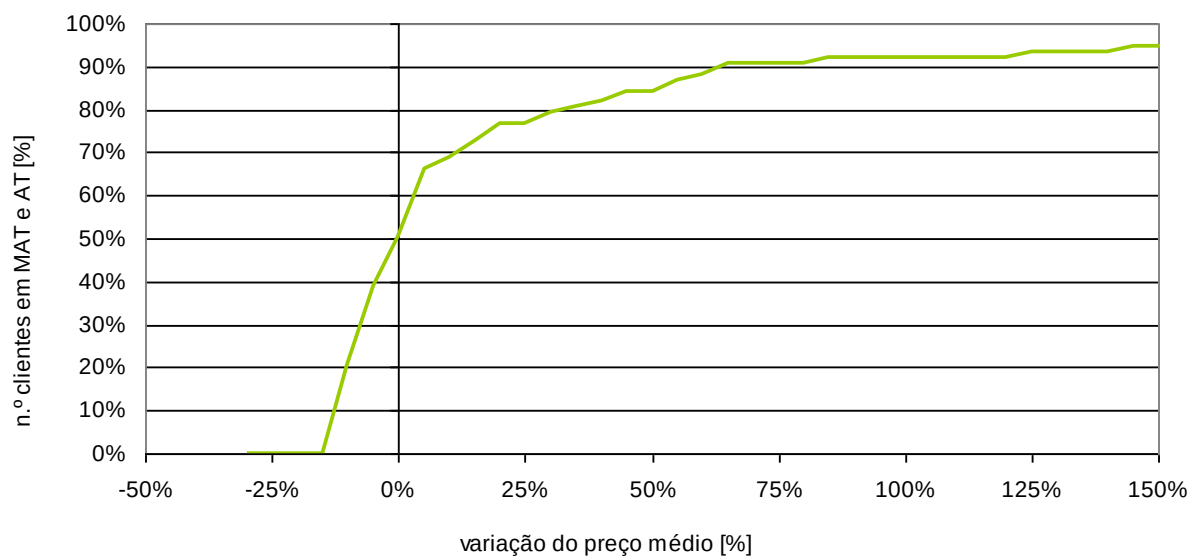
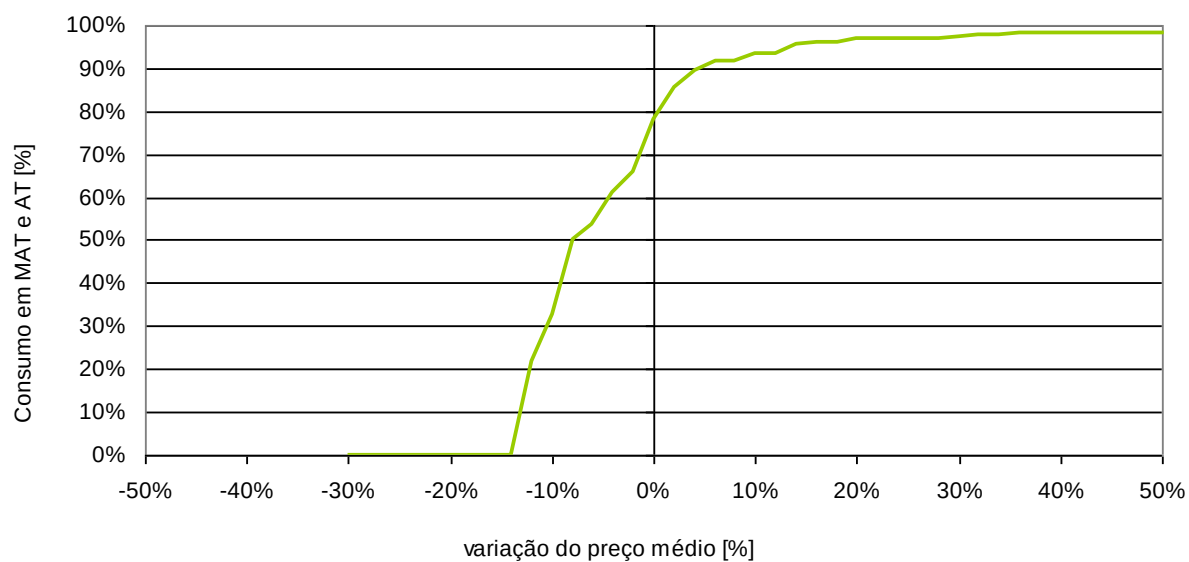


Figura 9-28 - Distribuição acumulada da variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total do consumo em MAT e AT



10 ANÁLISE DO IMPACTE DE ALTERAÇÕES NOS PRESSUPOSTOS

Neste capítulo analisa-se o impacte de alterações das principais variáveis utilizadas no Projecto de Decreto-Lei, duração do período de aplicação do CMEC, taxa de juro utilizada para cálculo do valor anual da Parcela Fixa, preço de mercado de referência e preços dos combustíveis.

O Quadro 10-1 apresenta os valores utilizados como cenário base, tendo em conta os valores constantes do Projecto de Decreto-Lei:

- Período de aplicação dos CMEC - um período diferenciado por produtor, tendo em conta a data de extinção originalmente prevista para o último CAE do conjunto de contratos àquele afectos – CPPE 24 anos, Tejo Energia 18 anos e Turbogás 21 anos;
- Taxa de juro para actualização do valor do CMEC - taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa, em vigor à data de celebração do Acordo de Cessação, acrescida de 0,25 pontos percentuais, entendendo-se por dívida pública as Obrigações do Tesouro com maturidade residual mais próxima da vida média remanescente dos CAE do respectivo produtor – utilizou-se a taxa de 4,45%, correspondente à taxa das Obrigações do Tesouro, a 10 anos, verificada em Fevereiro de 2004 (4,2%), acrescida de 0,25 pontos percentuais.
- Preço de mercado de referência de 36 €/MWh;
- Cenário de combustíveis e custos de manuseamento e transporte constantes do anexo V do Projecto de Decreto-Lei, conforme referido no Quadro 5-1 e no Quadro 5-3.

A taxa de juro utilizada para cálculo do valor anual da Parcela Fixa, corresponde à menor das seguintes taxas:

- A taxa nominal referenciada ao custo médio de capital do Produtor a definir por portaria do Ministro da Economia; ou
- No caso de titularização, a taxa de juro anual associada aos pagamentos realizados aos titulares de valores mobiliários titularizados em cada operação de titularização dos activos, incluindo os custos incorridos com a montagem e manutenção da referida operação de titularização.

Por a mesma ainda não se encontrar definida, considerou-se uma taxa igual à utilizada para actualização do valor do CMEC, isto é, 4,45%.

Quadro 10-1 - Cenário base de cálculo dos CMEC

Unidade 10³ EUR, preços tarifas 2004							
	VA do encargo fixo		Taxa de actualização dos montantes brutos dos CMEC	Duração pagamento da renda (anos)	VA Proveitos totais - VA Custos variáveis totais	Taxa de juro para cálculo da renda anual	Anuidade dos encargos totais actualizados líquidos dos proveitos esperados actualizados
	Valor sem terrenos	Valor com terrenos					
Alto Mira	1 765	1 812	4,45%	24	550	4,45%	162
Tunes	19 966	19 966	4,45%	24	-	4,45%	2 865
Tunes (grupos 1&2)	0		4,45%	24		4,45%	
Tunes (grupos 3&4)	19 966	20 086	4,45%	24	21 645	4,45%	2 865
Centrais a Gasóleo	21 731	21 778	4,45%	24	22 196	4,45%	3 019
Barreiro	62 059	62 619	4,45%	24	177	4,45%	4 311
Carregado	466 883	466 919	4,45%	24	-11 405	4,45%	31 268
Setúbal	638 036	639 779	4,45%	24	-49 520	4,45%	40 517
Sines	1 590 461	1 592 815	4,45%	24	-1 826 660	4,45%	-16 052
Tapada do Outeiro queima mista	4 862	4 971	4,45%	24	246	4,45%	358
Total CPPE	2 784 033	2 788 881	4,45%		-1 864 966	4,45%	63 420
Pego	1 289 031	1 289 031	4,45%	18	-1 160 103	4,45%	10 560
Tapada do Outeiro Gás Natural	1 442 873	1 442 873	4,45%	21	-377 421	4,45%	79 126
Total térmicas	5 515 937	5 520 785	4,45%		-3 402 490	4,45%	153 107
Alto Lindoso	774 563	823 993	4,45%	24	-466 854	4,45%	24 515
Touvedo	99 581	99 603	4,45%	24	-40 854	4,45%	4 033
Unid. Prod. Hídr. Lima	874 144	923 596		24	-507 708		28 548
Alto Rabagão	203 474	217 164	4,45%	24	-20 975	4,45%	13 467
Venda Nova	298 367	300 120	4,45%	24	-436 141	4,45%	-9 337
Vila Nova Paradela	99 094	100 649	4,45%	24	-84 124	4,45%	1 134
Salamonde	32 786	33 241	4,45%	24	-97 896	4,45%	-4 438
Vilarinho das Furnas	148 968	155 275	4,45%	24	-51 421	4,45%	7 129
Cançada	86 019	88 185	4,45%	24	-115 645	4,45%	-1 885
Unid. Prod. Cávado	868 708	894 633	4,45%	24	-806 201	4,45%	6 070
Miranda	208 616	211 790	4,45%	24	-261 008	4,45%	-3 379
Picote	83 597	85 287	4,45%	24	-269 252	4,45%	-12 628
Bemposta	123 801	126 911	4,45%	24	-265 497	4,45%	-9 513
Unid. Prod. Hídr. Douro Inter	416 014	423 987	4,45%	24	-795 758	4,45%	-25 520
Pocinho	354 613	364 873	4,45%	24	-200 315	4,45%	11 296
Valeira	382 581	435 644	4,45%	24	-326 116	4,45%	7 518
Tabuaço	82 279	87 586	4,45%	24	-65 355	4,45%	1 526
Régua	337 497	400 321	4,45%	24	-304 681	4,45%	6 565
Carrapatelo	362 074	399 189	4,45%	24	-381 206	4,45%	1 234
Torrão	221 255	245 827	4,45%	24	-122 016	4,45%	8 499
Crestuma Lever	449 525	509 386	4,45%	24	-156 649	4,45%	24 213
Unid. Prod. Hídr. Douro Nac	2 189 825	2 442 827	4,45%	24	-1 556 338	4,45%	60 851
Caldeirão	108 818	109 314	4,45%	24	-23 207	4,45%	5 911
Agueira	315 098	350 130	4,45%	24	-54 553	4,45%	20 289
Raiva	85 072	87 280	4,45%	24	-30 940	4,45%	3 867
Unid. Prod. Hídr. Mondego	508 989	546 724	4,45%	24	-108 700	4,45%	30 067
Cabril	73 130	75 041	4,45%	24	-105 178	4,45%	-2 069
Bouça	36 878	37 434	4,45%	24	-50 029	4,45%	-865
Castelo de Bode	87 708	91 949	4,45%	24	-131 306	4,45%	-2 702
Pracana	40 277	41 801	4,45%	24	-30 722	4,45%	761
Fratel	197 952	218 645	4,45%	24	-153 490	4,45%	4 472
Unid. Prod. Hídr. Tejo	435 945	464 870	4,45%	24	-470 724	4,45%	-402
Total hídricas	5 293 624	5 696 637	4,45%		-4 245 429	4,45%	99 616
Total SEP	10 809 561	11 217 422	4,45%		-7 647 919	4,45%	252 722

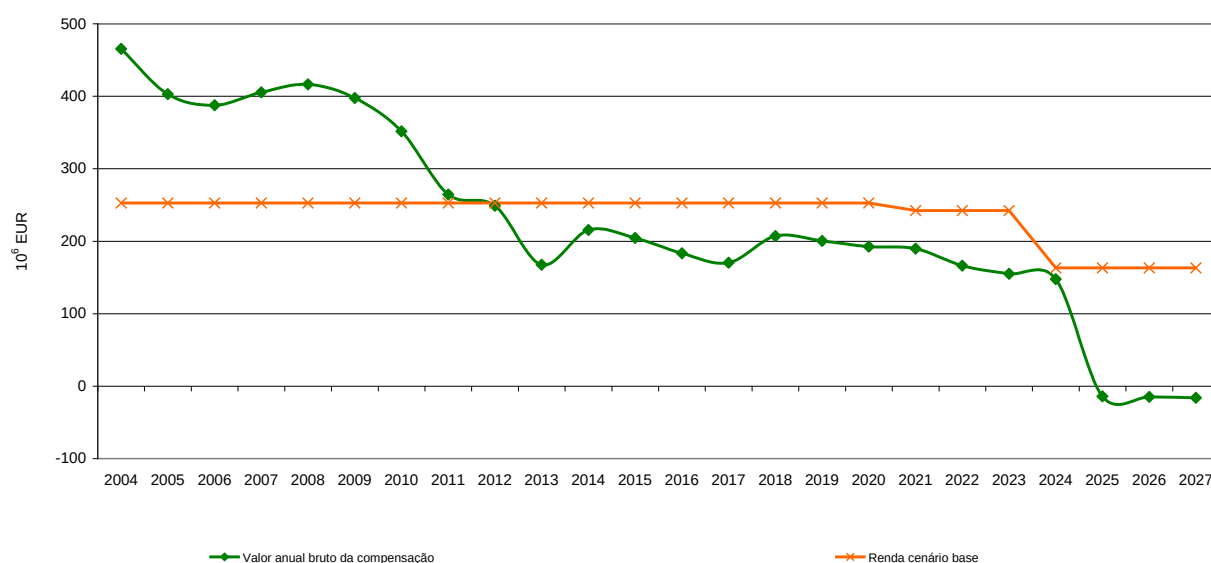
Nota: VA - Valor actualizado

10.1 PERFIL DE PAGAMENTOS

A Figura 10-3 permite comparar o montante anual do valor bruto da compensação pela cessação antecipada dos CAE, mantendo o perfil de pagamentos dos CAE, com o mesmo montante, convertido numa renda anual com duração diferenciada por produtor tendo em conta a data de extinção originalmente prevista para o último CAE do conjunto de contratos àquele afecto, isto é, uma renda de 24 anos para a CPPE, de 18 anos para a Tejo Energia e de 21 anos para a Turbogás (“renda cenário base”).

Para o cálculo da renda considerou-se que a taxa de juro utilizada para cálculo do valor anual da Parcela Fixa é igual à taxa utilizada para actualização do valor do CMEC, e tem o valor de 4,45%.

Figura 10-1 - Impacte do pagamento anual do valor bruto da compensação pela cessação antecipada dos CAE em forma de renda

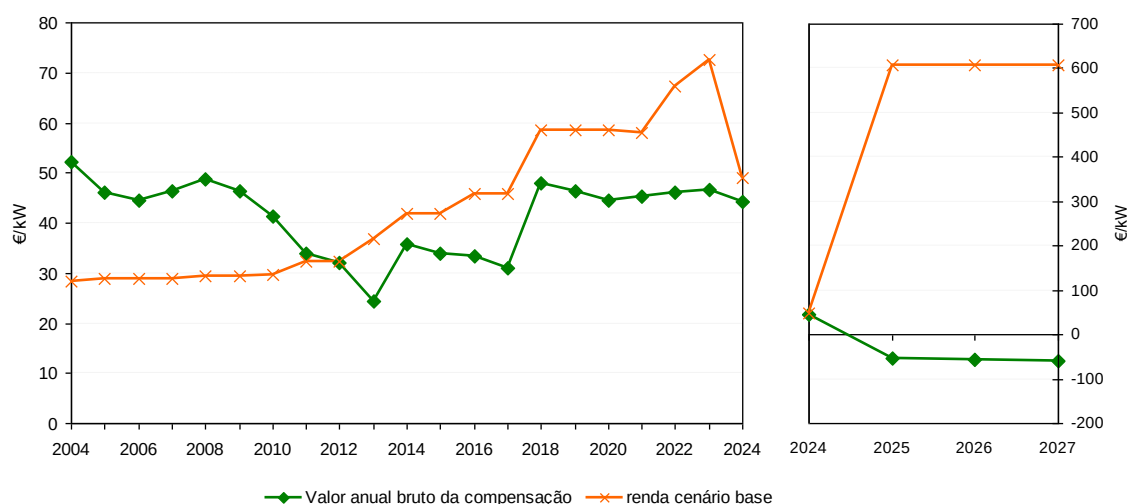


A Figura 10-1 permite verificar que esta alteração de perfil de pagamentos provocará uma transferência temporal de custos entre clientes actuais e futuros.

A oneração dos clientes futuros é ainda mais visível se observarmos o impacte em termos unitários por kW contratado pelo SEP, como representado na Figura 10-2.

De facto, verifica-se que o custo unitário por unidade de potência em 2004 é 28 €/kW, atingindo em 2024 um valor de 49 €/kW e em 2027, 606 €/kW.

Figura 10-2 - Valor bruto da compensação pela cessação antecipada dos CAE por unidade de potência contratada



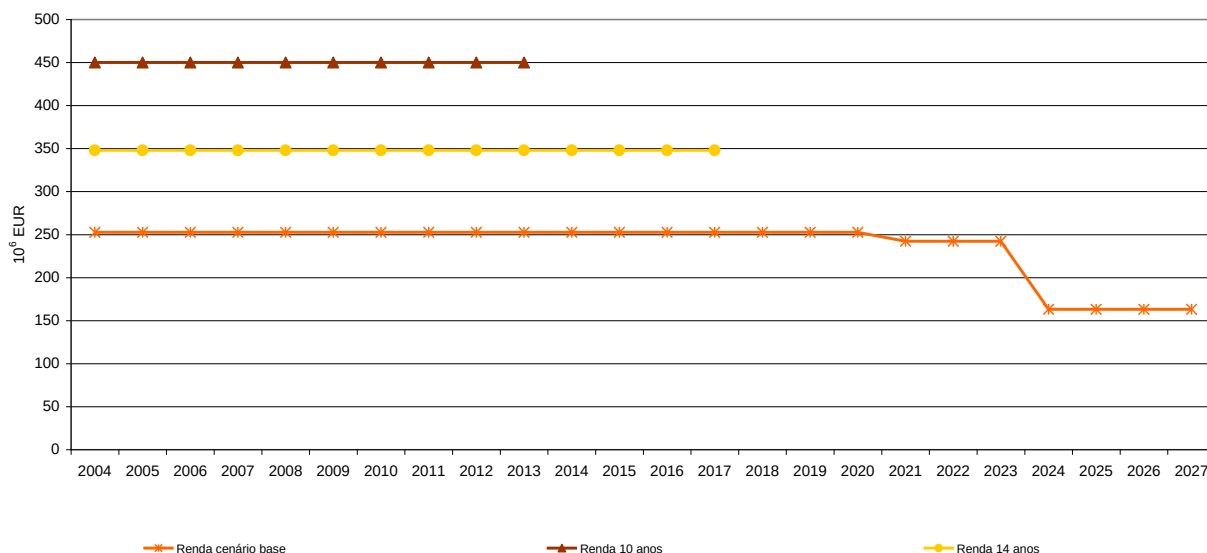
10.2 DURAÇÃO DO PERÍODO DE APLICAÇÃO DO CMEC

A Figura 10-3 permite comparar a renda anual dos CMEC considerando três períodos diferentes de duração para a sua aplicabilidade:

- Período de aplicação dos CMEC previsto no Projecto de Decreto-Lei - um período diferenciado por produtor, tendo em conta a data de extinção originalmente prevista para o último CAE do conjunto de contratos àquele afectos – CPPE 24 anos, Tejo Energia 18 anos e Turbogás 21 anos (cenário base).
- Um período único de 14 anos, o qual corresponde ao período médio de vida útil restante das centrais do SEP.
- Um período único de 10 anos, que corresponde ao prazo durante o qual está prevista no Projecto de Decreto-Lei, a existência de ajustamentos anuais.

Nesta simulação considerou-se que todos os restantes pressupostos do cenário base se manteriam constantes.

Figura 10-3 - Análise do impacte da duração do período de aplicação dos CMEC



As rendas apresentadas são financeiramente equivalentes, significando que se os clientes permanecessem os mesmos ao longo do período em análise seria indiferente a duração do período de aplicação dos CMEC. O encurtamento do período de duração da renda para 14 e 10 anos representa um aumento da renda anual de cerca de 38% e 78%, respectivamente.

A duração do período de aplicação dos CMEC tem também impacte em termos de distorção da concorrência a vários níveis:

- Temporalmente, uma vez que quanto menor for a duração desse período de aplicação mais rapidamente os produtores passariam a oferecer no mercado em condições de efectiva concorrência. Com um período de aplicação de 24 anos, no caso das centrais pertencentes à CPPE, a introdução dessa desejada concorrência fica adiada.
- Entre produtores nacionais, uma vez que os novos produtores terão de recuperar todos os seus custos através do mercado enquanto que os produtores actuais com direito aos CMEC recuperarão os seus custos através deste mecanismo.
- Entre produtores ibéricos, uma vez que em Espanha os pagamentos aos produtores espanhóis através dos Custos de Transição para a Concorrência (CTC) - equivalentes aos CMEC em análise - terminam em 2010, originando, assim, após esta data, uma distorção efectiva da concorrência face aos produtores portugueses que continuarão a receber os CMEC.

10.3 TAXA DE JURO PARA CÁLCULO DO VALOR ANUAL DA PARCELA FIXA DIFERENTE DA TAXA DE ACTUALIZAÇÃO DO VALOR DOS MONTANTES BRUTOS DE COMPENSAÇÃO

As taxas de juros são uma componente essencial na determinação dos CMEC. No cálculo dos CMEC estão previstas quatro taxas de juros diferentes:

- Taxas de remuneração do imobilizado dos centros electroprodutores implícitas nos CAE.
- Taxa de actualização dos encargos fixos e dos proveitos líquidos dos centros electroprodutores que permite determinar o valor bruto pela cessação antecipada dos CAE.
- Taxa utilizada no cálculo da anuidade.
- Taxa de juro aplicada ao ajuste anual aquando da determinação da Parcela de Acerto.

Estas taxas são utilizadas de uma forma faseada na determinação dos CMEC, como de seguida se explicita.

TAXAS DE REMUNERAÇÃO DO IMOBILIZADO DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

A recuperação dos CMEC por parte dos produtores processa-se através do pagamento de anuidades referentes aos valores brutos de cessação antecipada dos CAE.

O valor bruto da cessação antecipada de um CAE resulta da diferença entre o valor actual do encargo fixo anual do centro electroprodutor, estimado para todo o período contratado no CAE, e os proveitos decorrentes da estimativa de venda de energia eléctrica ao preço de mercado de referência, 36€/MWh, líquidos dos encargos variáveis anuais de produção estimados.

A Figura 10-4 explicita o modo de cálculo do valor bruto de cessação antecipada dos CAE, CP, para um produtor k, de acordo com o Projecto de Decreto-Lei.

Figura 10-4- Valor Bruto da Compensação

$$CP_k = \left\{ \left[\sum_{i=1}^v \frac{EF_{ki}}{(1+j)^i} \right] - \left[\frac{\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki}}{(1+j)^{i-0,5}} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}} \right\}$$

Encargos fixos actualizados (contemplam principalmente a remuneração e a amortização do imobilizado).

Proveitos decorrentes de um preço de mercado de referência de 36€/MWh, líquidos dos custos variáveis de produção estimados à data de cessação antecipada dos CAE.

A quase totalidade dos encargos fixos corresponde à remuneração e à amortização do activo líquido dos centros electroprodutores aos quais dizem respeito.

As taxas de remuneração dos activos líquidos afectos aos centros electroprodutores foram na sua maior parte estabelecidas no início dos anos 90, aquando da celebração dos respectivos CAE, reflectindo as condições de mercado de capitais existentes na época. Estas taxas correspondem a 8,5%, reais, no caso dos centros electroprodutores pertencentes à CPPE e a cerca de 10%, reais, nos restantes casos.

TAXA DE ACTUALIZAÇÃO DOS ENCARGOS FIXOS E DOS PROVEITOS LÍQUIDOS

Como foi referido anteriormente, o valor bruto da compensação corresponde ao valor actual para cada centro electroprodutor dos encargos fixos subtraídos dos proveitos líquidos dos custos variáveis de produção, estimados para todo o período contratado no respectivo CAE.

A taxa de actualização corresponde à taxa de rendimento do mercado da dívida pública portuguesa com maturidade residual mais próxima da vida média remanescente dos CAE, acrescida de 0,25 pontos percentuais.

Tendo em conta a taxa das Obrigações do Tesouro, a 10 anos, ocorrida em Fevereiro de 2004, esta taxa corresponderá a 4,2%, à qual se deverá acrescentar 0,25 pontos percentuais, perfazendo assim 4,45%.

Esta taxa de actualização reflecte as condições actuais do mercado de capitais.

Regista-se, contudo, que esta taxa é muito inferior à taxa de remuneração do imobilizado líquido implícita nos CAE. Este facto aumenta o valor actual dos CAE, relativamente ao valor actual que seria obtido se mantivessem as condições de mercado actuais aquando da celebração dos CAE.

TAXA UTILIZADA NO CÁLCULO DA ANUIDADE

O Projecto de Decreto-Lei determina que o valor bruto da compensação seja recuperado sob a forma de uma renda anual. A taxa de juro utilizada no cálculo desta anuidade deverá corresponder à menor das seguintes taxas:

- O custo médio de capital dos diferentes produtores a definir por portaria do Ministro da Economia.
- A taxa de juro anual associada aos pagamentos realizados aos titulares de valores mobiliários, caso o produtor ceda a terceiros, para efeitos de titularização, o direito de recebimento dos montantes das compensações.

Consequentemente, a taxa de juro utilizada no cálculo das rendas poderá ser superior, ou não, à taxa de juro utilizada na actualização dos encargos, isto é, a taxa de juro utilizada na determinação do valor bruto da compensação.

Pelos motivos apresentados de seguida, considera-se que a taxa de actualização utilizada no cálculo do valor bruto de compensação e a taxa utilizada na determinação das rendas devam ser a mesma, isto é, que, nas condições actuais, a taxa utilizada na determinação das rendas seja, no máximo, de 4,45%.

IMPACTES DECORRENTES DA UTILIZAÇÃO DE DIFERENTES TAXAS DE JURO NO CÁLCULO DO VALOR BRUTO DA COMPENSAÇÃO E NA DETERMINAÇÃO DAS RENDAS

A Figura 10-5 ilustra os impactes da utilização de taxas de juro diferentes na determinação dos encargos fixos actualizados e na determinação das suas respectivas rendas. Os impactes são apresentados para a renda afecta aos encargos fixos do valor bruto da compensação dos CAE.

Para isso, a figura compara as anuidades decorrentes:

- Da utilização de taxas de actualização dos encargos fixos, iguais às taxas de remuneração do imobilizado implícitas nos CAE, sendo a taxa utilizada no cálculo da renda de 4,45%.
- Da utilização de taxas de actualização dos encargos fixos de 4,45%, sendo a taxa utilizada no cálculo da renda igualmente de 4,45%.
- Da utilização de taxas de actualização dos encargos fixos de 4,45%, sendo a taxa utilizada no cálculo da renda igual a 6,45%.

Esta figura evidencia o impacte causado pela utilização de taxas diferentes na actualização dos encargos fixos dos CAE e na determinação das rendas anuais. Nesse caso, as rendas incorporam duas remunerações. A primeira decorre directamente da utilização de uma determinada taxa de juro no cálculo da renda. A segunda remuneração advém da utilização de uma taxa de actualização dos encargos fixos inferior às taxas de remuneração do imobilizado implícitas nos CAE. No caso presente, esta última remuneração aumenta o valor das anuidades em 18%.

Caso na determinação da renda seja utilizada uma taxa de juro superior à taxa de actualização dos encargos (na presente simulação utilizou-se 6,45%), o acréscimo financeiro acumulado é bastante importante. Nessa circunstância, estar-se-á a majorar o montante de renda a pagar em cerca de 57%.

De seguida analisa-se o impacte no montante da Parcela Fixa decorrente da utilização de uma taxa de juro para cálculo da renda anual superior ao valor utilizado para cálculo de actualização do valor dos montantes brutos de compensação (4,45%), mantendo-se todos os restantes pressupostos constantes na Figura 10-6.

Da análise da figura verifica-se que o impacte da diferença em um ponto percentual entre as taxas utilizadas implica um agravamento na ordem dos 10% no montante anual da renda, beneficiando o produtor em detrimento do consumidor, uma vez que a taxa de actualização é inferior à taxa de juro do cálculo da renda.

Figura 10-5 - Rendas dos encargos fixos calculada com taxas de juro diferentes da utilizada na actualização dos CAE

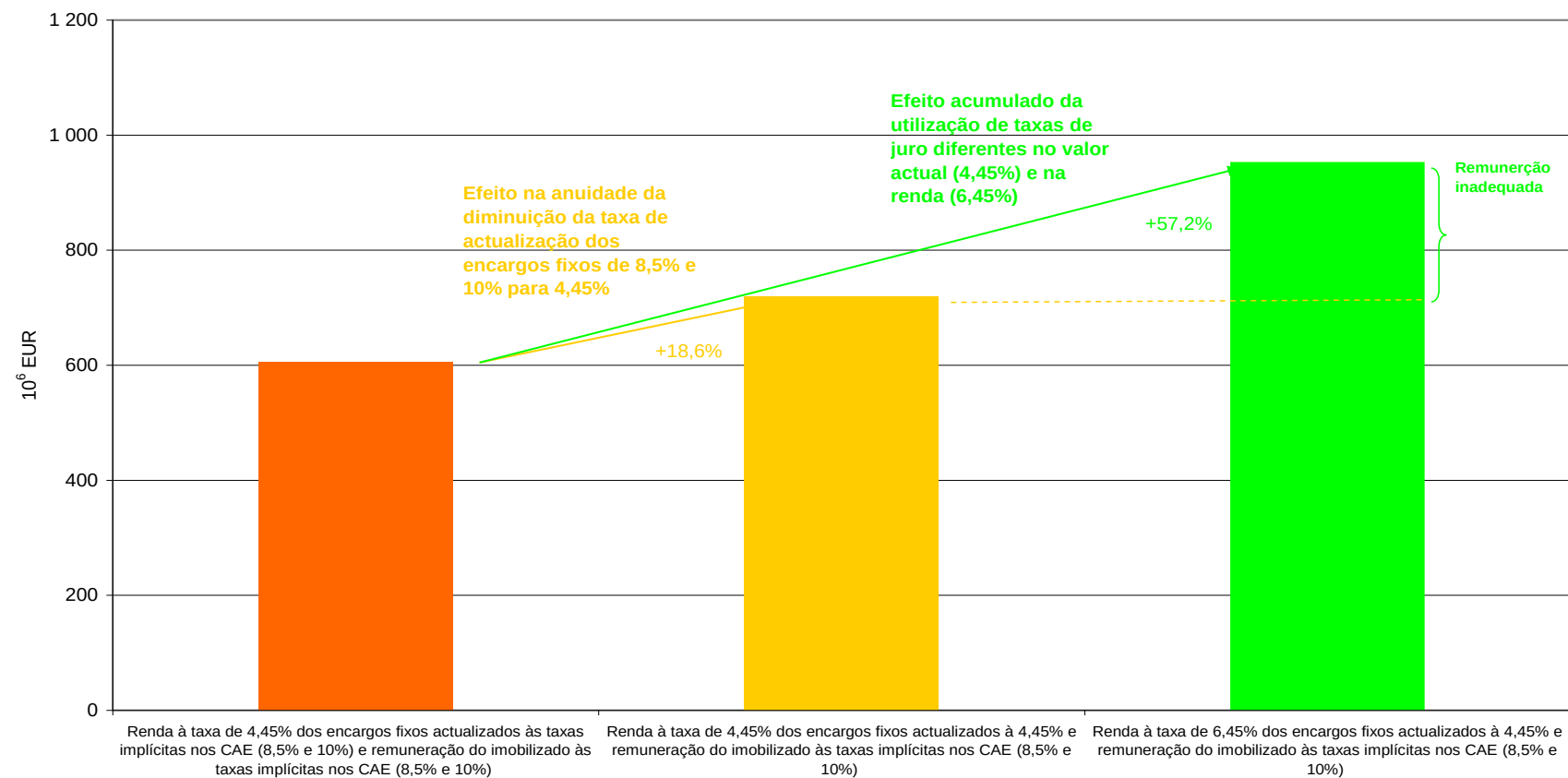
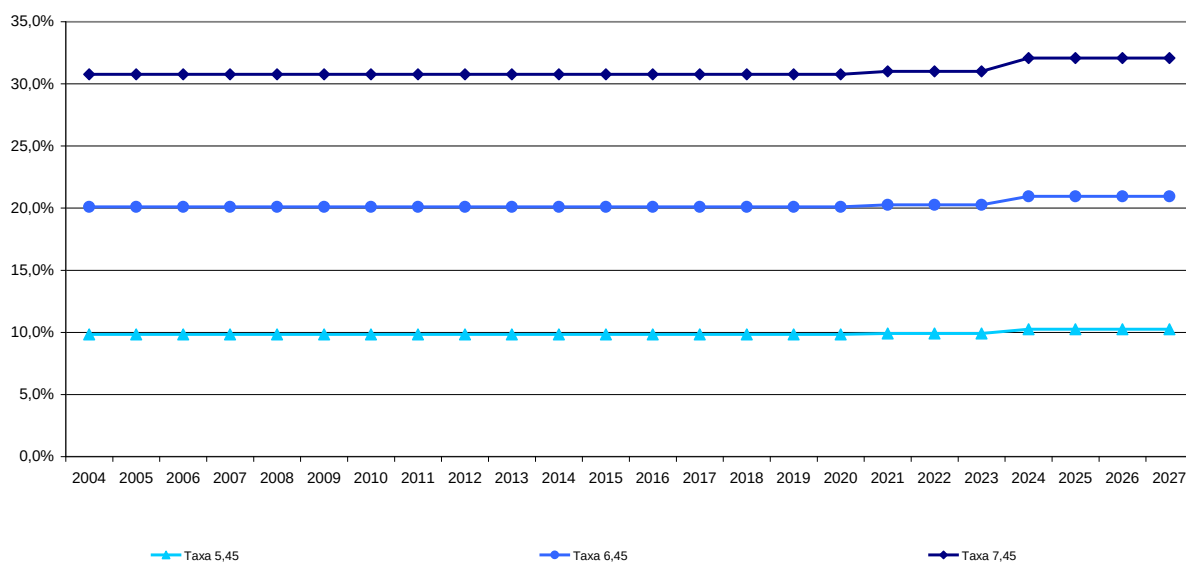
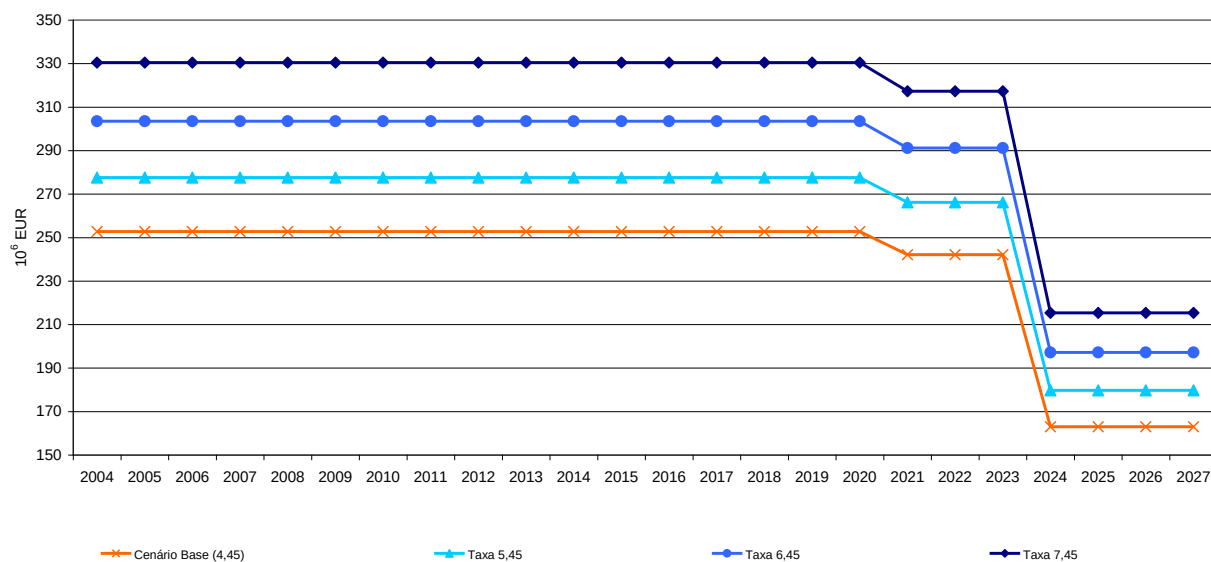


Figura 10-6 - Impacte no montante da renda por alteração da taxa de juro para cálculo do valor anual da Parcela Fixa

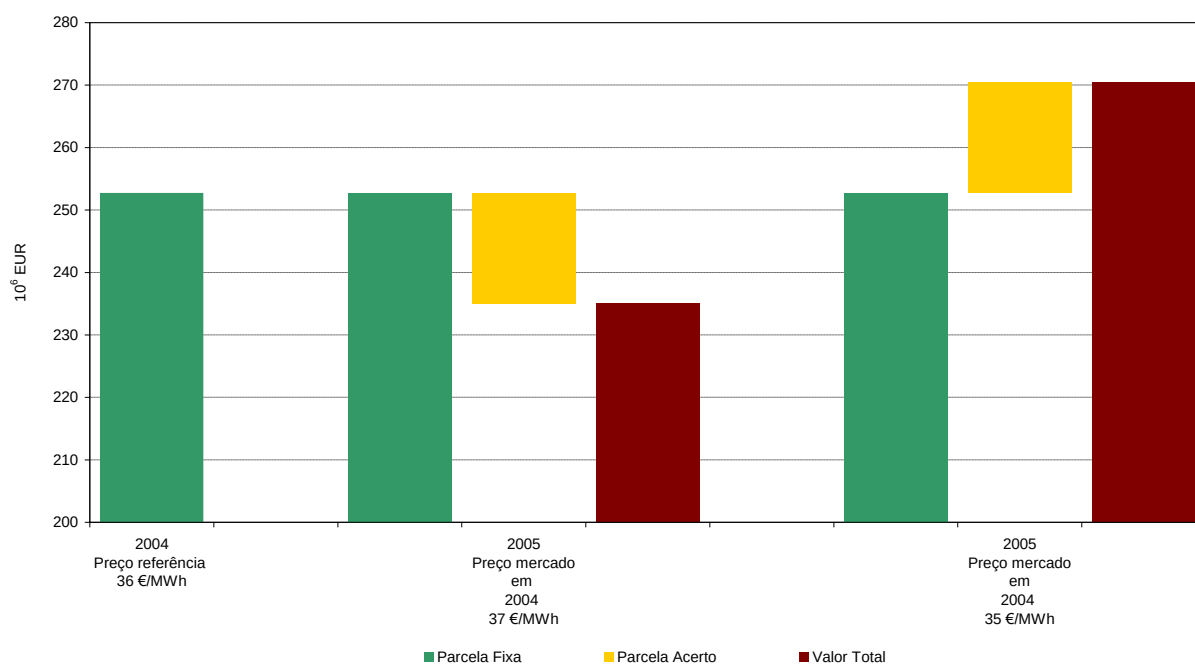


10.4 VARIAÇÃO DOS PREÇOS DE MERCADO DA ENERGIA ELÉCTRICA

A variação do preço de mercado relativamente ao valor de referência utilizado para cálculo dos CMEC reflecte-se no ajustamento anual que integra a Parcela de Acerto, o qual se reflecte nas tarifas com um diferimento de um semestre, actualizado à taxa Euribor a 1 ano.

A Figura 10-7 permite analisar o impacto, em 2005, nos montantes relativos à actividade de gestão global do sistema, de uma variação de 1 euro no preço médio de mercado da energia eléctrica em relação ao preço médio de referência (36 €/kWh), em 2004, mantendo-se constantes todos os restantes pressupostos do cenário base.

Figura 10-7 - Impacte da variação do preço de mercado de energia eléctrica relativamente ao preço de referência



A variação de 1 €/MWh no preço de mercado de energia eléctrica em 2004, relativamente ao preço médio de referência utilizado para cálculo do CMEC, implicaria uma variação de $\pm 14\%$ relativamente ao montante da Parcela Fixa, mantendo-se constantes os restantes pressupostos do cenário base. De acordo com o Projecto de Decreto-Lei, o desvio que assim se verificaria seria recuperado em 2005 e 2006, em partes iguais.

10.5 VARIAÇÃO DOS CUSTOS DE COMBUSTÍVEIS

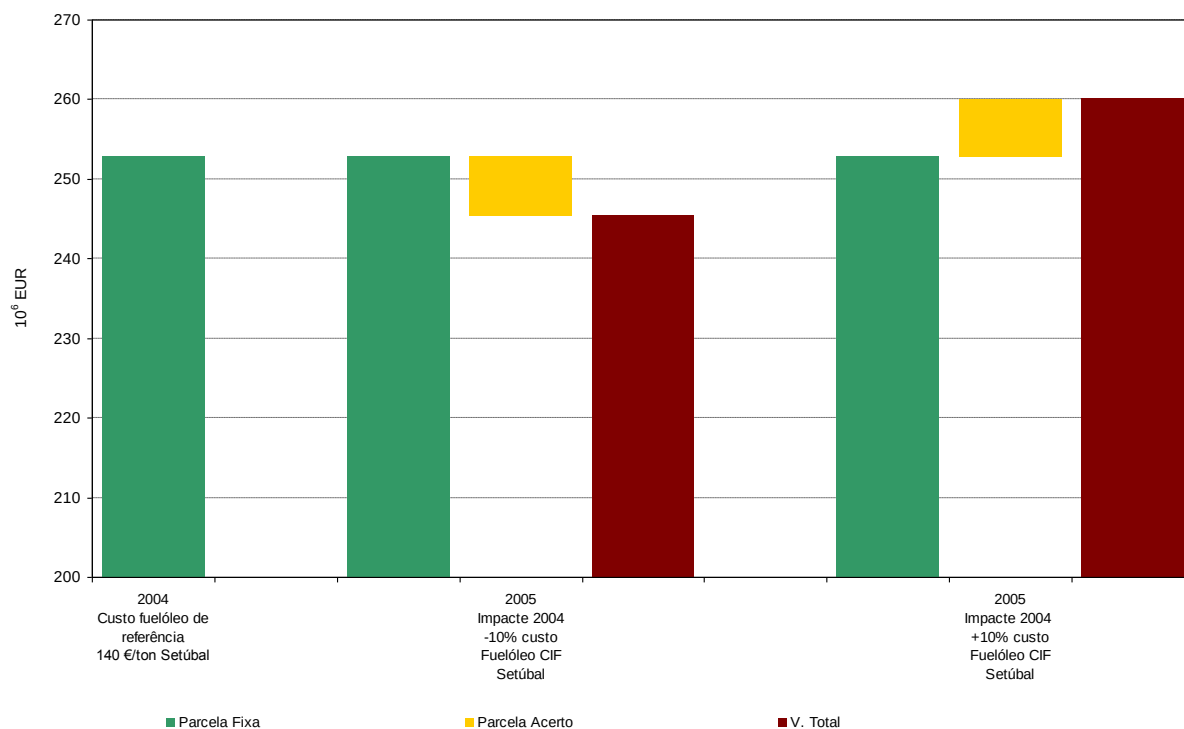
Como no caso do preço de mercado da energia eléctrica, a variação dos custos dos combustíveis relativamente aos valores de referência utilizados para cálculo dos CMEC reflecte-se no ajustamento anual que integra a Parcela de Acerto, o qual se reflecte nas tarifas com um diferimento de um semestre, actualizado à taxa Euribor a 1 ano.

Relembra-se que apenas metade do ajuste anual é reflectido no 2º semestre do ano seguinte ao qual ele se refere. Os restantes 50% são reflectidos na parcela de acerto do 1º semestre de dois anos depois.

10.5.1 FUELÓLEO

A Figura 10-8 apresenta os impactes nos montantes obtidos na actividade de gestão global do sistema, em 2005, de uma variação, em 2004, de 10% no custo do fuelóleo (CIF Setúbal), relativamente ao valor considerado no cenário base, mantendo-se constantes os restantes pressupostos.

Figura 10-8 - Impacte da variação do custo do fuelóleo de 10%



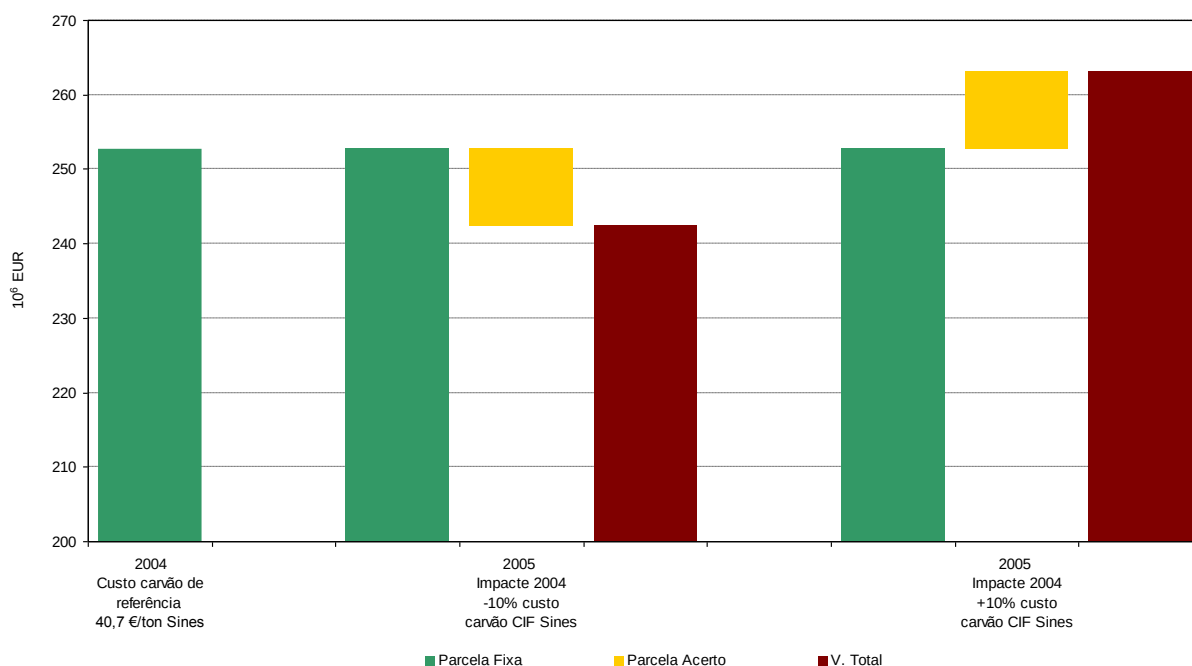
O impacte de uma variação do custo do fuelóleo de 10% representa cerca³ de 5,9% da anuidade correspondente ao cenário base.

³ Os impactes positivos e negativos não são exactamente simétricos, já que os custos de transporte superiores aos valores estabelecidos para Setúbal não são alterados.

10.5.2 CARVÃO

A Figura 10-9 apresenta os impactes, nos montantes obtidos na actividade de gestão global do sistema, em 2005, de uma variação, em 2004, de 10% no custo do carvão (CIF Sines), relativamente ao valor considerado no cenário base, mantendo-se constantes os restantes pressupostos.

Figura 10-9 - Impacte da variação do custo do carvão de 10%



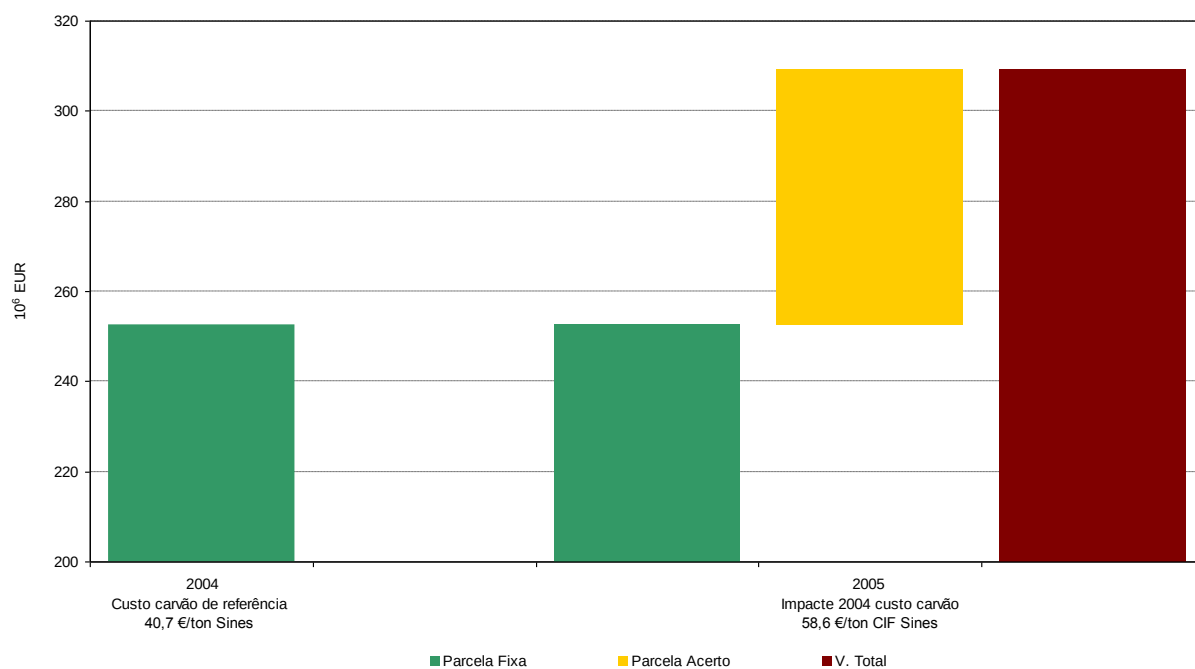
O impacte de uma variação do custo do carvão de 10% representa cerca⁴ de 8,3% da anuidade correspondente ao cenário base.

A Figura 10-10 apresenta os impactes, nos montantes obtidos na actividade de gestão global do sistema, em 2005, se se considerar em 2004 o preço do carvão igual ao verificado no mercado à vista europeu, em Janeiro 2004, isto é, 67,7 USD/ton⁵, mantendo-se constantes os restantes pressupostos. Este preço do carvão implica considerar um preço do carvão em Sines de 58,6 €/t.

⁴ Os impactes positivos e negativos não são exactamente simétricos, já que os custos de transporte entre Sines e Pego não são alterados. Por este motivo, um incremento de 10% dos custos em Sines corresponde a um incremento de apenas 8,6% nos custos no Pego.

⁵ SPOT CIF Price, NW Europe, ICR Steam Coal Market Price (poder calorífico de 6000 kCal/kg).

Figura 10-10 - Impacte do preço do carvão ser igual ao verificado nos mercados internacionais em Janeiro 2004

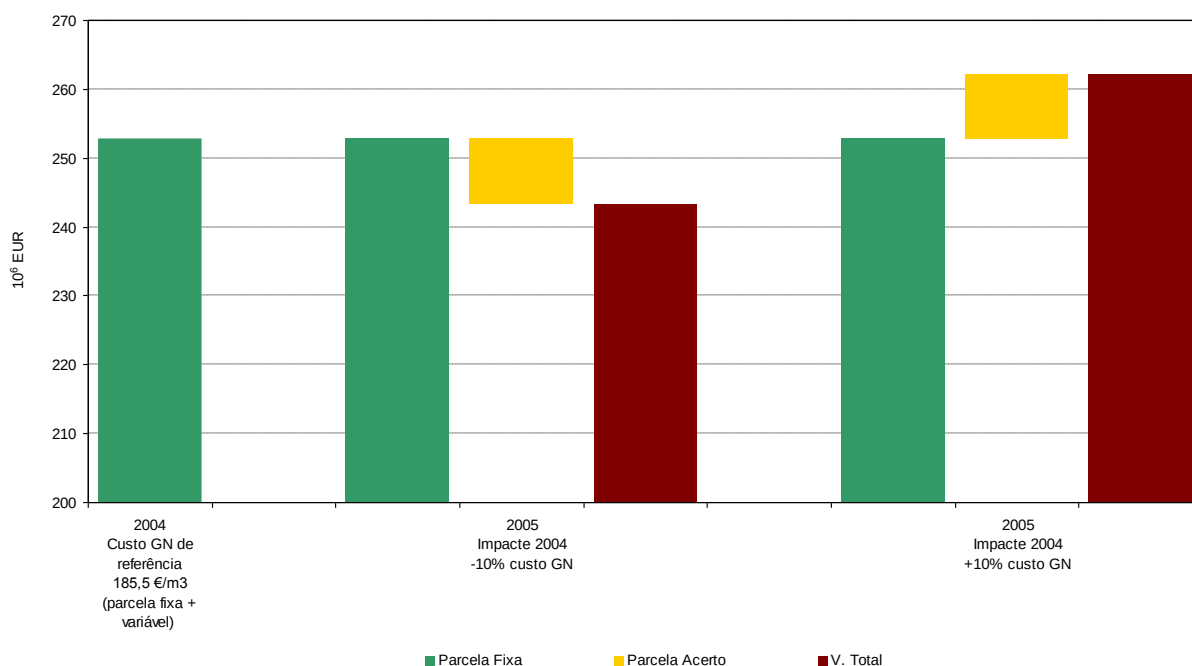


Este cenário, muito provável, tem um grande impacte, representando na sua totalidade cerca de 45% da anuidade correspondente ao cenário base.

10.5.3 GÁS NATURAL

A Figura 10-11 apresenta os impactes, nos montantes obtidos na actividade de gestão global do sistema, em 2005, de uma variação, em 2004, de 10% no custo do gás natural, relativamente ao valor considerado no cenário base, mantendo-se constantes os restantes pressupostos.

Figura 10-11 - Impacte da variação do custo do Gás Natural de 10%

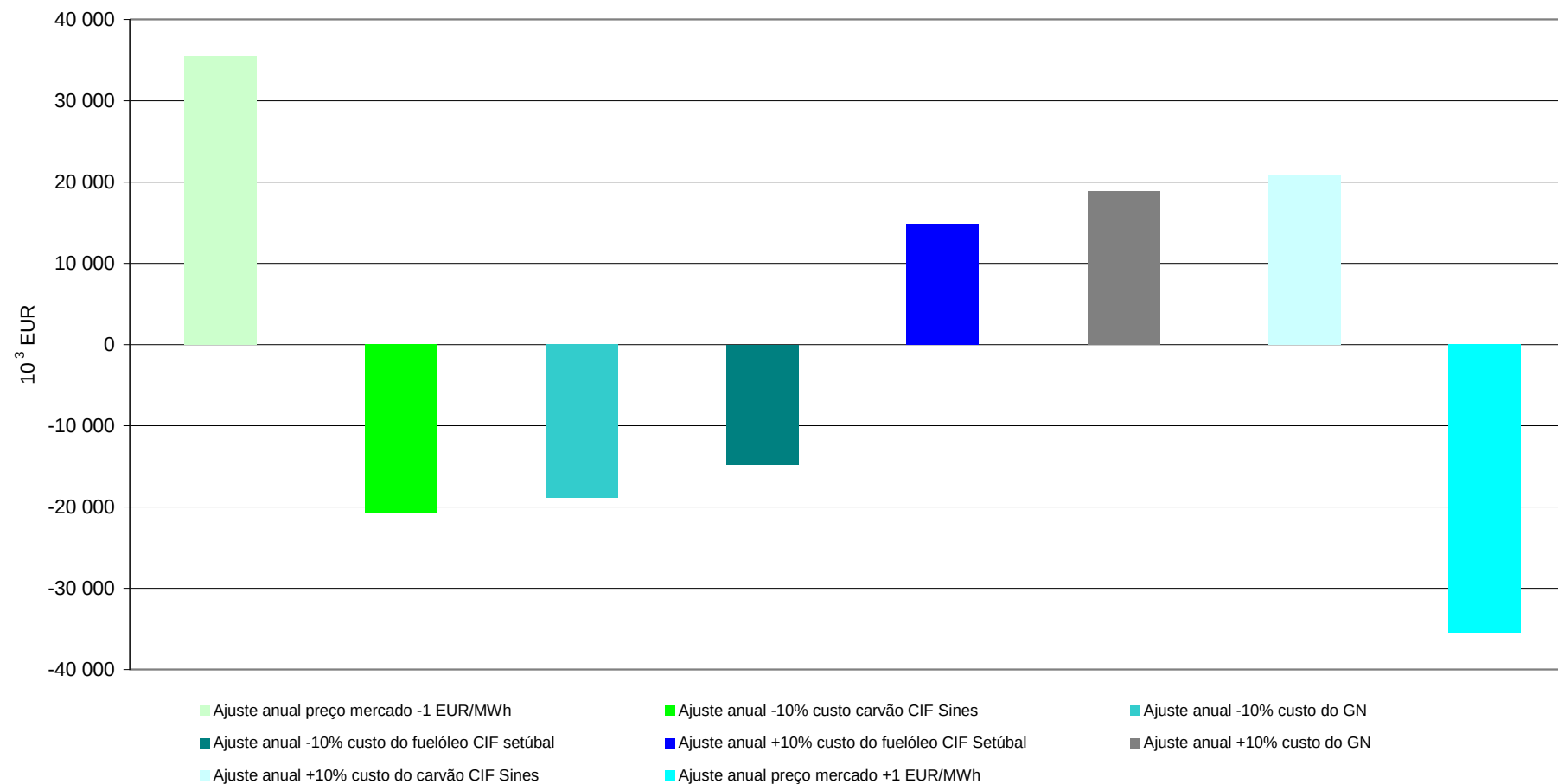


O impacte de uma variação do custo do gás natural de 10% representa cerca de 7,5% da anuidade correspondente ao cenário base.

10.6 COMPARAÇÃO DOS DIFERENTES IMPACTES

A Figura 10-12 resume o impacte das simulações apresentadas anteriormente, em termos de ajustes anuais. Se ocorrer em simultâneo uma redução no preço de mercado da energia eléctrica e uma redução dos preços dos combustíveis, estes impactes compensam-se, uma vez que o ajustamento anual, mantendo-se constantes todos os restantes pressupostos, resulta da diferença entre o desvio nas receitas dado pela variação do preço de mercado de energia eléctrica e o desvio dos encargos variáveis, consequência da variação dos preços dos combustíveis.

Figura 10-12 - Ajustes anuais decorrentes da variação do preço de mercado e dos custos dos combustíveis



11 ANÁLISE DO IMPACTE COMBINADO DA ALTERAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E DO PERFIL DE PAGAMENTO AOS PRODUTORES

Neste capítulo analisam-se os impactes que serão observados na facturação dos clientes do SEP e do SENV, resultantes da alteração simultânea da estrutura tarifária e do perfil de pagamentos aos produtores. Pretende-se, assim, observar o impacte global final associado à aplicação do Projecto de Decreto-Lei.

As variações na facturação dos actuais clientes do SEP e do SENV decorrentes do Projecto de Decreto-Lei são determinadas tendo como referência os valores considerados nas tarifas de 2004.

À semelhança dos pontos anteriores, considera-se que os encargos transferidos da actividade de aquisição de energia eléctrica do SEP e, consequentemente, da tarifa de Energia e Potência, para a tarifa de Uso Global do Sistema, são recuperados através de um termo de potência contratada com cinco preços diferenciados por nível de tensão ou tipo de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE e BTN). Os cinco preços de potência contratada são calculados por forma a preservar a estrutura de encargos com os CMEC por unidade de energia, por nível de tensão e tipo de fornecimento actualmente implícita na tarifa de Energia e Potência.

11.1 IMPACTE SOBRE A TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

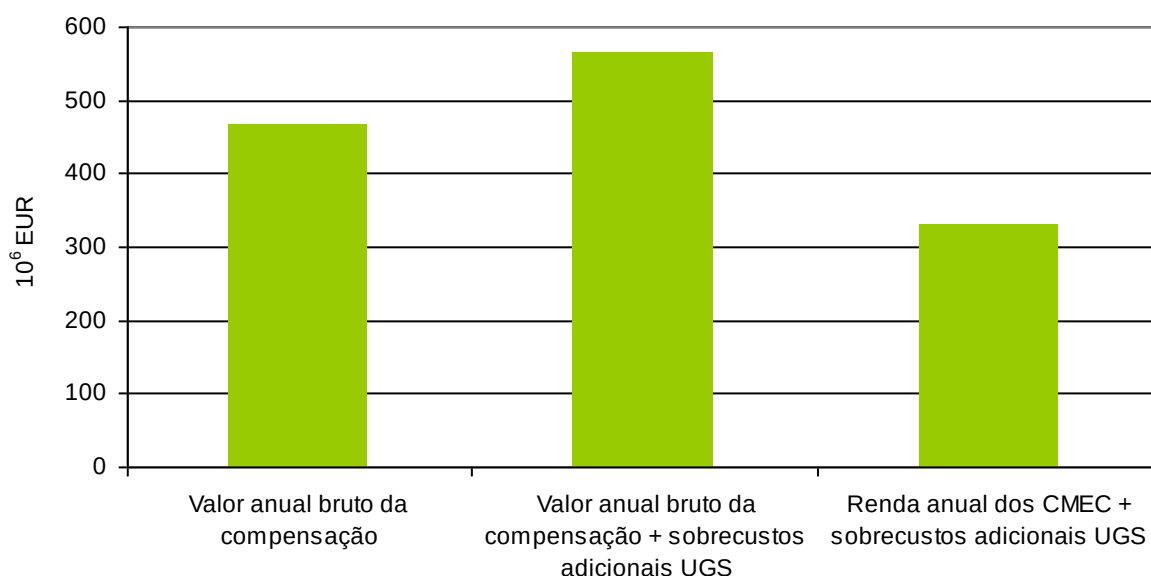
O Projecto de Decreto-Lei conduz a uma transferência explícita de custos da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema. O montante de custos que seriam transferidos de forma explícita, em 2004, calculados pela diferença entre os custos expectáveis associados aos CAE (encargos fixos das centrais adicionados dos encargos variáveis de produção de energia eléctrica) e as receitas expectáveis da venda dessa energia no mercado (36 €/MWh), apresenta-se na primeira coluna da Figura 11-1.

Adicionalmente, o Projecto de Decreto-Lei conduz a uma transferência indirecta de custos da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema associada ao aumento do sobrecusto da produção em regime especial (PRE). Com efeito, sendo o sobrecusto da PRE calculado pela diferença entre os custos unitários desta produção e os custos unitários da actividade de aquisição de energia eléctrica, e atendendo a que os CMEC originam uma redução dos custos unitários da actividade de aquisição de energia eléctrica, verificar-se-á um aumento do sobrecusto da PRE a incorporar na tarifa de Uso Global do Sistema. Na segunda coluna da Figura 11-1 apresentam-se os encargos a transferir para a tarifa de Uso Global do Sistema incluindo o aumento do sobrecusto da PRE (98 milhões de euros).

O Projecto de Decreto-Lei prevê também a anualização do perfil de pagamento dos CMEC, o que causa uma redução do montante de custos a transferir para a tarifa de Uso Global do Sistema, em 2004

(coluna 3 da Figura 11-1). Esta redução de custos no curto prazo resulta da transferência de parte do valor anual bruto dos CMEC para os consumidores futuros.

Figura 11-1 - Encargos a transferir para a tarifa de Uso Global do Sistema em 2004



A tarifa de Uso Global do Sistema inclui também os sobrecustos associados à convergência tarifária das Regiões Autónomas. Estes sobrecustos irão também aumentar em consequência dos CMEC, na medida em que se verifica uma redução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do Continente. Este agravamento adicional da tarifa de Uso Global do Sistema não é considerado na análise desenvolvida no presente documento.

11.2 IMPACTE GLOBAL DOS CMEC SOBRE AS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS E SOBRE O PREÇO DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis a consumidores do SEP resultam da soma de um conjunto de tarifas que incluem a tarifa de Energia e Potência e a tarifa de Uso Global do Sistema.

Os preços a pagar pelo acesso às redes pelos clientes que participam no mercado, actualmente clientes do SENV, são obtidos por adição dos preços das tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição, Uso Global do Sistema e Comercialização de Redes.

A tarifa de Energia e Potência aplica-se exclusivamente aos consumidores do SEP. A tarifa de Uso Global do Sistema aplica-se a todos os consumidores do SEP e do SENV.

A transferência de custos da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema terá consequências nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais pagos pelos actuais consumidores do SEP e nos preços do acesso às redes pagos pelos actuais clientes do SENV.

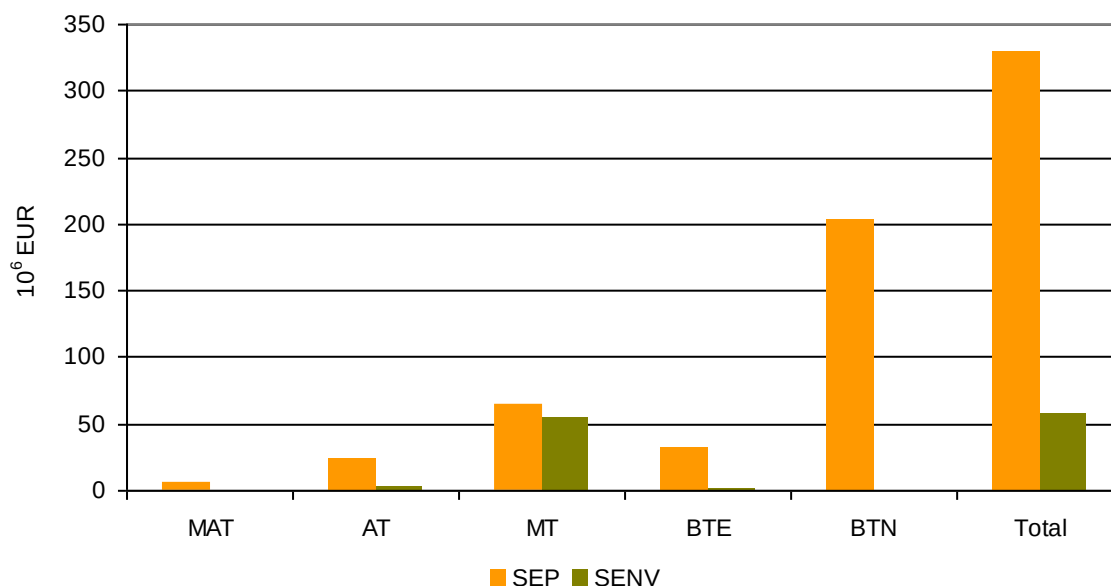
A evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP será afectada, por um lado, pela redução dos custos de aquisição de energia eléctrica e, por outro lado, pelo aumento dos custos do uso global do sistema. Estes consumidores observarão uma redução global da tarifa na medida em que a redução da tarifa de Energia e Potência é superior ao aumento da tarifa de Uso Global do Sistema.

Com efeito, os custos a transferir para a tarifa de Uso Global do Sistema, actualmente suportados exclusivamente pelos consumidores do SEP, serão também suportados pelos consumidores do SENV. Por outro lado, parte dos custos a transferir para a tarifa de Uso Global do Sistema, será suportada pelos consumidores futuros, por via da alteração do perfil de pagamento dos CMEC.

A evolução dos preços a pagar pelo acesso às redes será determinada pelos custos que serão transferidos para a tarifa de Uso Global do Sistema. Neste sentido, os consumidores que participam no mercado observarão acréscimos globais de preços.

Na figura Figura 11-2 apresentam-se os encargos com os CMEC que serão incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema, em 2004, mostrando-se a forma como serão pagos pelos actuais consumidores do SEP e do SENV, de forma global e por nível de tensão. Estes resultados têm em conta as previsões de custos e quantidades utilizadas no cálculo das Tarifas de 2004.

Figura 11-2 - Encargos com os CMEC a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema em 2004



Nas Figura 11-3 e Figura 11-4 apresentam-se, de forma global e por nível de tensão, as variações dos preços médios da tarifa de Uso Global do Sistema, em 2004, em resultado da inclusão dos CMEC. O correspondente preço médio depende do valor médio da utilização da potência contratada de cada agregado, resultando assim distintos preços médios para os clientes do SEP e do SENV do mesmo nível de tensão.

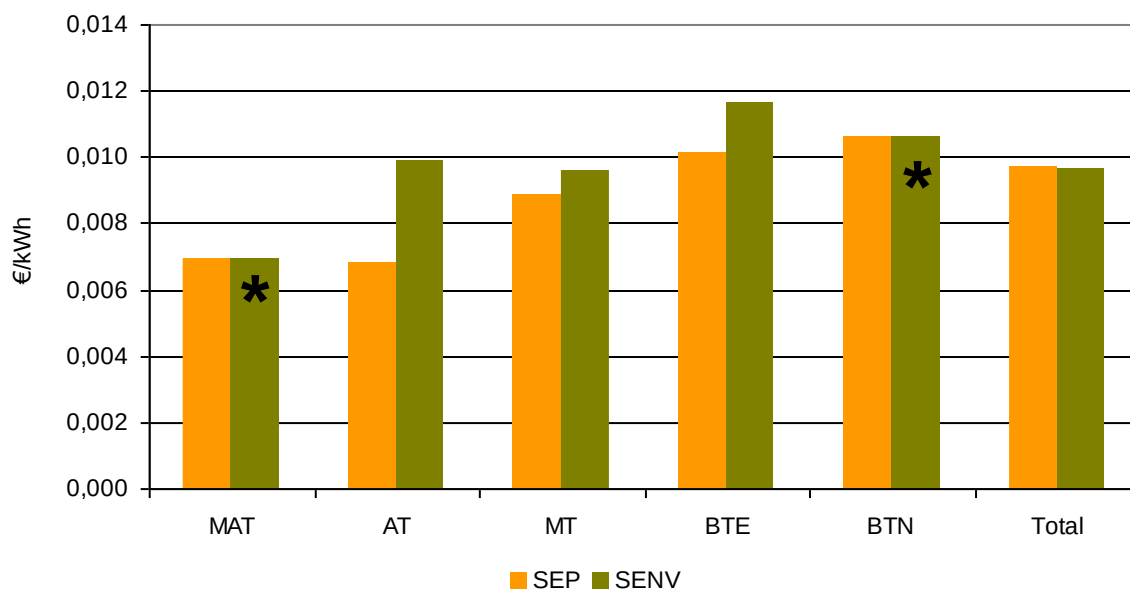
Como em 2004 não existem clientes não vinculados em MAT e em BTN, considerou-se, para estes níveis de tensão, consumos não vinculados semelhantes aos do SEP.

A Figura 11-5 apresenta as variações do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP e do acesso às redes, em resultado dos CMEC. Conforme referido anteriormente, as tarifas de Venda a Clientes Finais observarão reduções. Em contrapartida, os acréscimos da tarifa de Uso Global do Sistema apresentados anteriormente provocarão acréscimos dos preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos actuais clientes do SENV.

Na Figura 11-6 apresenta-se a variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em resultado dos CMEC. Em 2004 registar-se-ia uma redução, para o total dos consumidores do SEP, de 6,7%.

Na Figura 11-7 apresenta-se a variação percentual do preço médio a pagar pelo acesso às redes que será observada pelos actuais clientes do SENV. Em 2004 registar-se-ia um aumento, para o total dos consumidores do SENV, de 41%.

Figura 11-3 - Variação do preço da tarifa de Uso Global do Sistema em 2004 (valor absoluto)



(*) Clientes não vinculados com consumos semelhantes aos do SEP.

Figura 11-4 -Variação percentual do preço da tarifa de Uso Global do Sistema em 2004

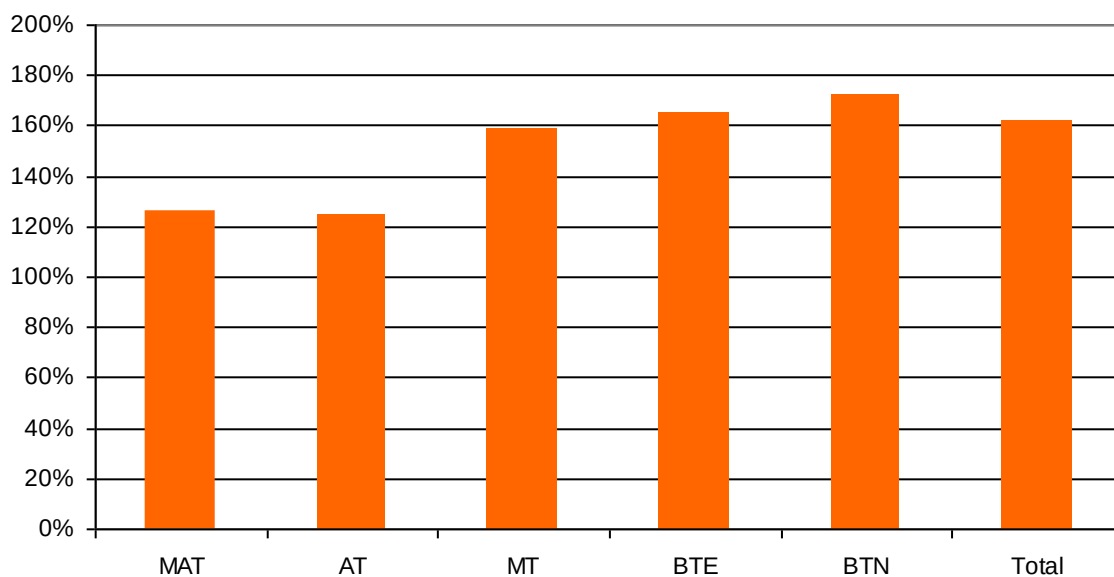
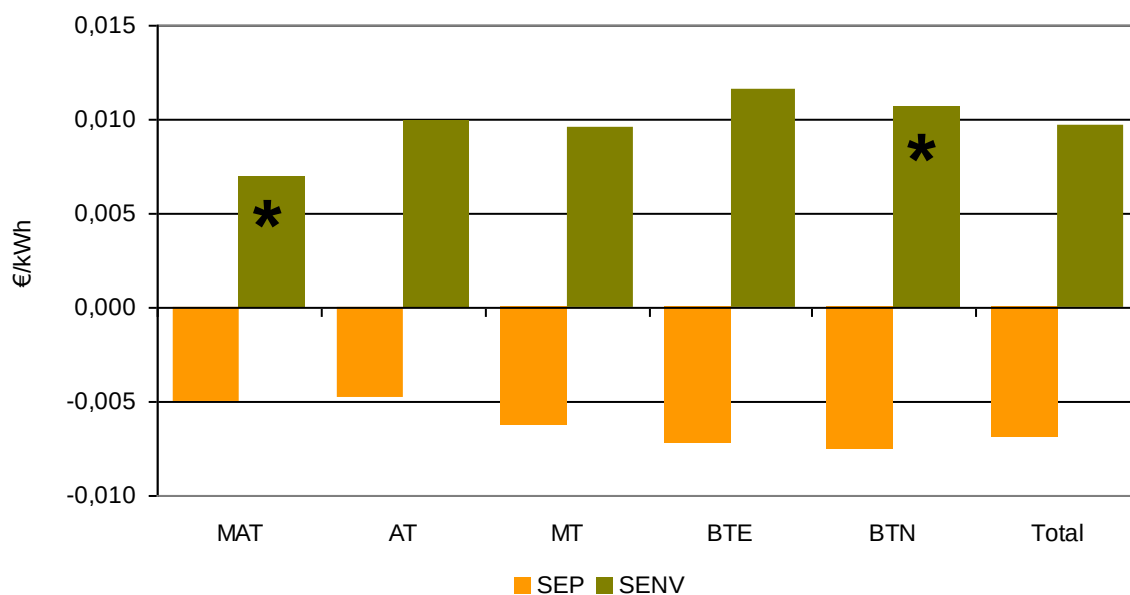


Figura 11-5 - Variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP e do acesso às redes em 2004 (valor absoluto)



(*) Clientes não vinculados com consumos semelhantes aos do SEP.

Figura 11-6 - Variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em 2004

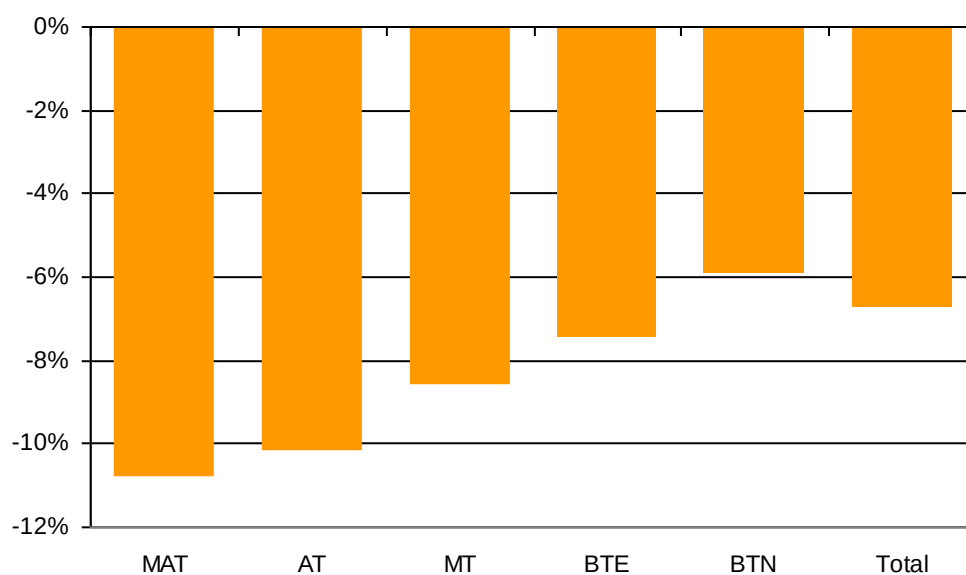
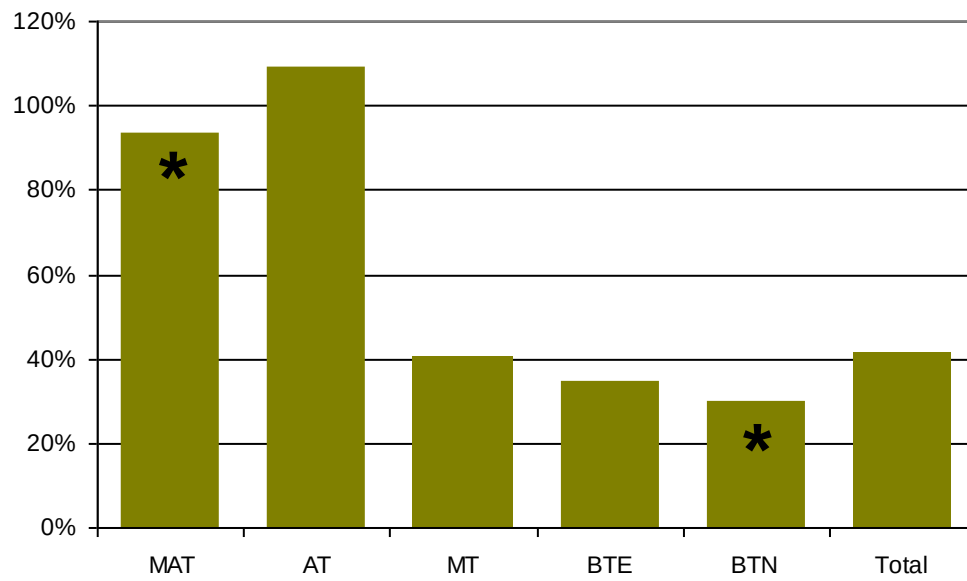


Figura 11-7 - Variação percentual do preço médio do acesso às redes em 2004



(*) Clientes não vinculados com consumos semelhantes aos do SEP.

11.3 IMPACTE DOS CMEC SOBRE AS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS E SOBRE O PREÇO DO ACESSO ÀS REDES TENDO EM CONTA O DIAGRAMA INDIVIDUAL DE CONSUMO

Neste capítulo analisam-se de forma detalhada os impactes que serão observados na facturação dos clientes do SEP e do SENV, em 2004, em resultado dos CMEC, considerando o efeito combinado da alteração da estrutura tarifária e do perfil de pagamento. Atendendo a que o Projecto de Decreto-Lei introduz uma alteração da estrutura tarifária, as variações globais apresentadas no capítulo anterior terão um impacte diferenciado na factura paga por cada cliente, havendo clientes que observarão grandes aumentos e clientes com acentuadas reduções.

11.3.1 CONSUMIDORES ELEGÍVEIS

Nos pontos seguintes analisa-se o impacte dos encargos associados com os CMEC nos preços de acesso às redes, a pagar pelos clientes não vinculados em BTE e MT e em AT e MAT.

11.3.1.1 ENTREGAS A CLIENTES NÃO VINCULADOS EM BTE E MT

Considerando que os encargos associados com os CMEC serão recuperados através da tarifa de Uso Global do Sistema, os clientes não vinculados observarão acréscimos de preços médios a pagar pelo acesso às redes.

Atendendo a que os CMEC serão recuperados através de um termo de potência contratada na tarifa de Uso Global do Sistema, estes acréscimos de preço médio serão diferenciados por cliente, dependendo da forma como utilizam a potência contratada.

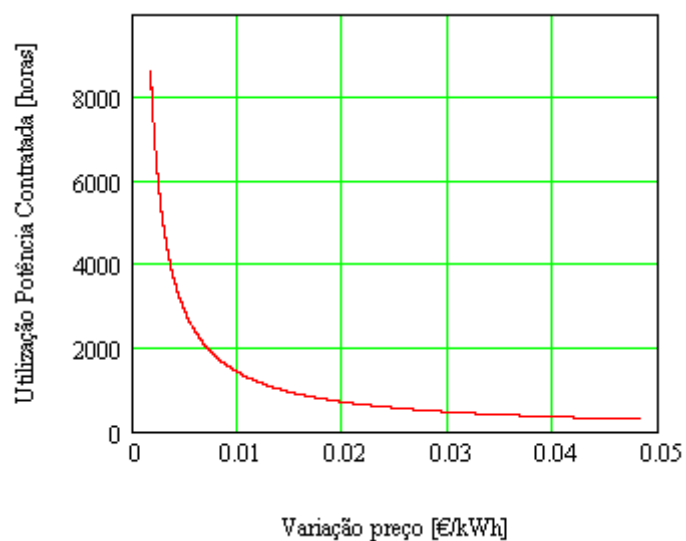
A utilização da potência contratada, expressa em horas, é determinada pelo quociente entre a energia consumida anualmente por cada cliente e o valor da sua potência contratada.

ENTREGAS A CLIENTES NÃO VINCULADOS EM BTE

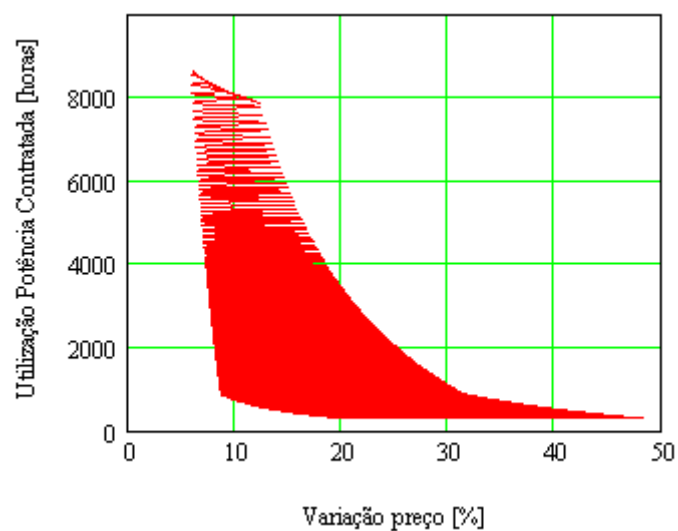
Na Figura 11-8 e na Figura 11-9 apresentam-se os acréscimos de preço médio que serão observados pelos consumidores não vinculados em BTE.

Observam-se acréscimos em valor percentual diferenciados para clientes com iguais utilizações da potência contratada dependentes da localização horária do seu consumo de energia eléctrica. Para a mesma utilização de potência contratada, os consumidores com maiores consumos nas horas de vazio serão os que observarão maiores acréscimos percentuais.

**Figura 11-8 - Variação de preço médio observado pelos consumidores não vinculados em BTE
(valor absoluto)**



**Figura 11-9 - Variação percentual do preço médio observado pelos consumidores não vinculados
em BTE**



ENTREGAS A CLIENTES NÃO VINCULADOS EM MT

Na Figura 11-10 e na Figura 11-11 apresentam-se os acréscimos de preço médio que serão observados pelos consumidores não vinculados em MT.

À semelhança do ponto anterior observam-se acréscimos em valor percentual diferenciados para clientes com iguais utilizações da potência contratada dependentes da localização horária do seu consumo de energia eléctrica. Para a mesma utilização de potência contratada, os consumidores com maiores consumos nas horas de vazio serão os que observarão maiores acréscimos percentuais.

Figura 11-10 - Variação de preço médio observado pelos consumidores não vinculados em MT (valor absoluto)

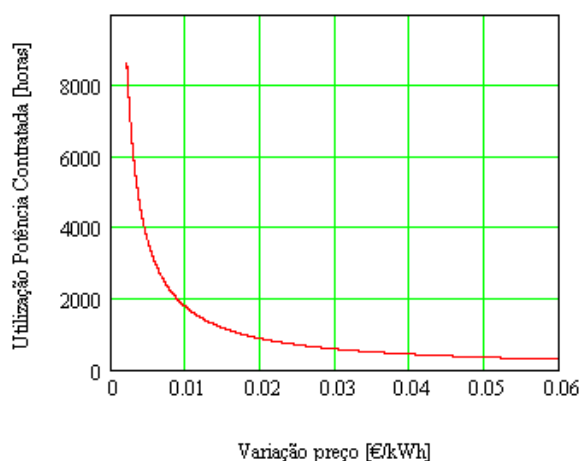
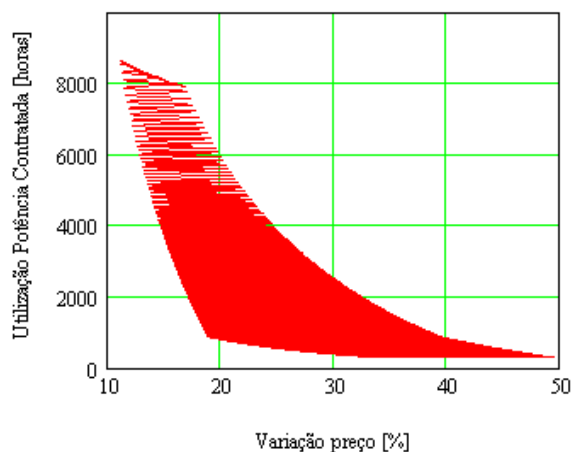


Figura 11-11 - Variação percentual do preço médio observado pelos consumidores não vinculados em MT



11.3.1.2 ENTREGAS A CLIENTES NÃO VINCULADOS EM AT E MAT

A análise do impacte da alteração da estrutura tarifária nos clientes não vinculados em MAT e AT baseou-se na aplicação das tarifas de uso de redes e de uso global do sistema aos consumos de 2001 dos clientes em MAT e AT, abastecidos durante todo esse ano pelo SEP.

Sendo os CMEC recuperados através da potência contratada, a grandeza que melhor traduz o impacte da alteração da estrutura tarifária, no valor do preço médio a pagar pelos clientes não vinculados pelo acesso às redes, é a utilização da potência contratada.

A Figura 11-12 apresenta, em função da utilização da potência contratada, o preço médio a pagar pelos clientes em MAT e AT pelo acesso às redes em 2004 ("Tarifas 2004") e no cenário tarifário decorrente do Projecto de Decreto-Lei ("Tarifas com CMEC").

Na Figura 11-13 apresentam-se as variações implícitas nos preços anteriores, tomando como cenário base o das tarifas em vigor em 2004.

A Figura 11-14 apresenta a variação do preço médio a pagar pelo acesso às redes, pelos clientes em MAT e AT, em função do seu consumo anual de 2001.

A Figura 11-15 apresenta a classificação das variações de preço médio a pagar pelo acesso às redes, pelos clientes em MAT e AT, em percentagem do número total de clientes.

A transferência dos encargos dos CMEC para a tarifa de Uso Global do Sistema e a alteração da sua estrutura tarifária originam acréscimos do preço médio a pagar pelos clientes em MAT e AT pelo acesso às redes sempre superiores a 40%.

A Figura 11-16 apresenta a distribuição acumulada de preços médios a pagar pelo acesso às redes, pelos clientes em MAT e AT, em percentagem do número total de clientes.

A Figura 11-17 apresenta, ainda, a distribuição acumulada das variações desses preços médios. Metade dos clientes em MAT e AT observarão uma variação do preço médio a pagar pelo acesso às redes superior a 90%.

Apresenta-se, na Figura 11-18, a distribuição acumulada dos preços médios a pagar pelo acesso às redes, pelos clientes em MAT e AT, em percentagem do total do seu consumo.

As curvas de distribuição do consumo em função da variação do preço médio são bastante mais inclinadas o que significa que os clientes que observam variações de preço médio inferiores são também, em média, aqueles que apresentam consumos mais elevados.

Figura 11-12 - Preço médio a pagar pelo acesso às redes em função da utilização da potência contratada (valor absoluto)

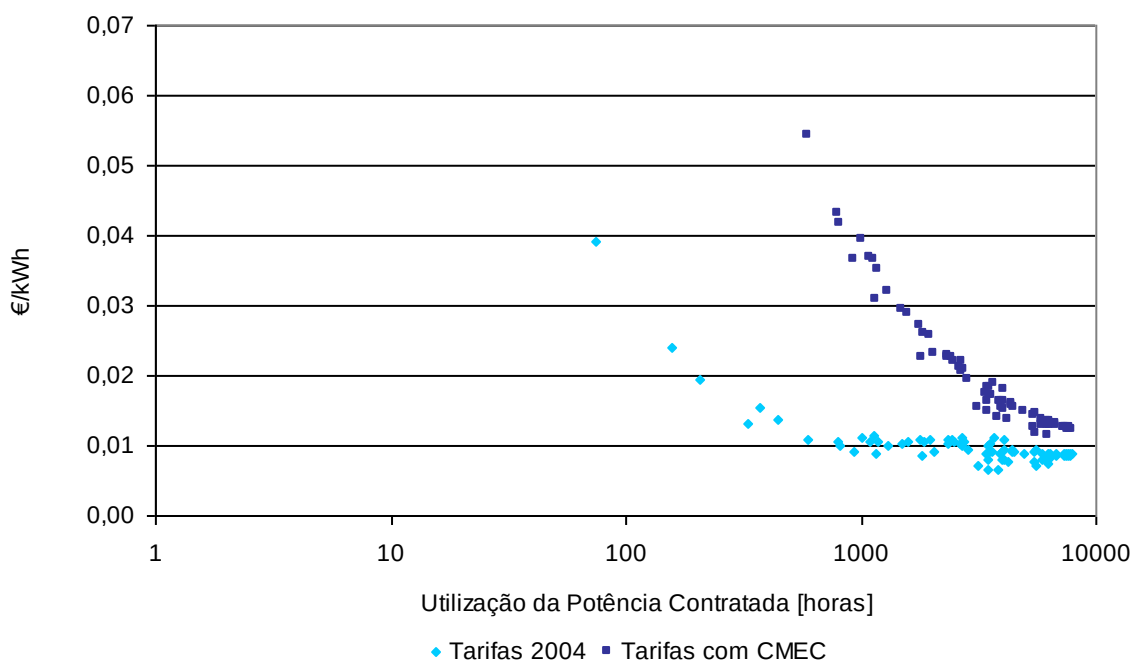


Figura 11-13 - Variação percentual do preço médio a pagar pelo acesso às redes em função da utilização da potência contratada

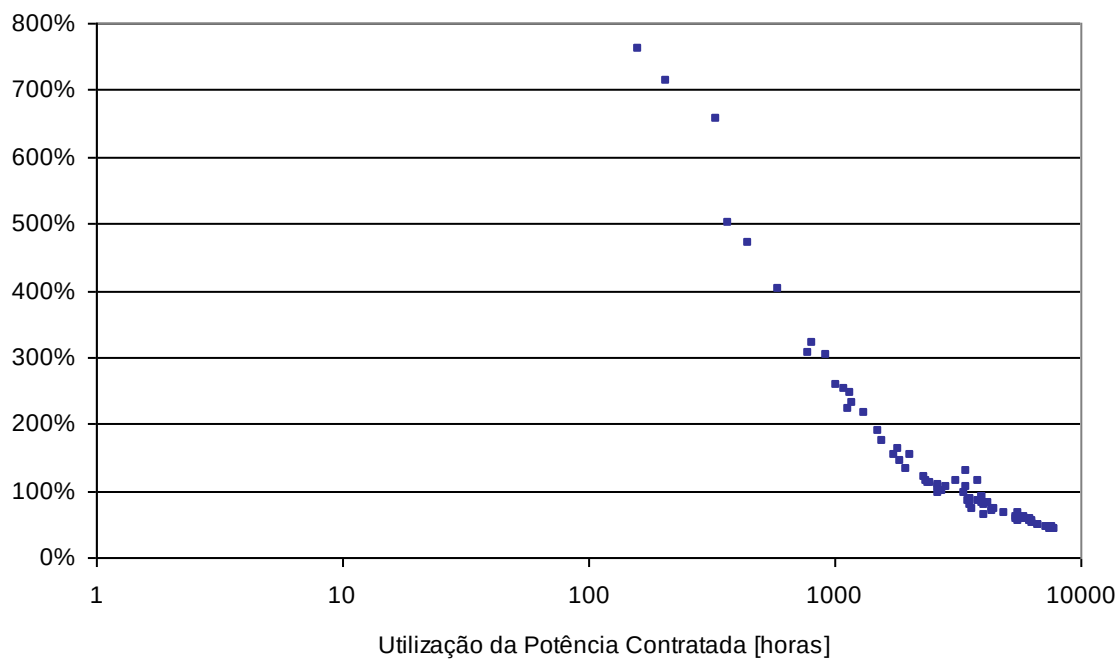


Figura 11-14 - Variação percentual do preço médio a pagar pelo acesso às redes em função do consumo anual

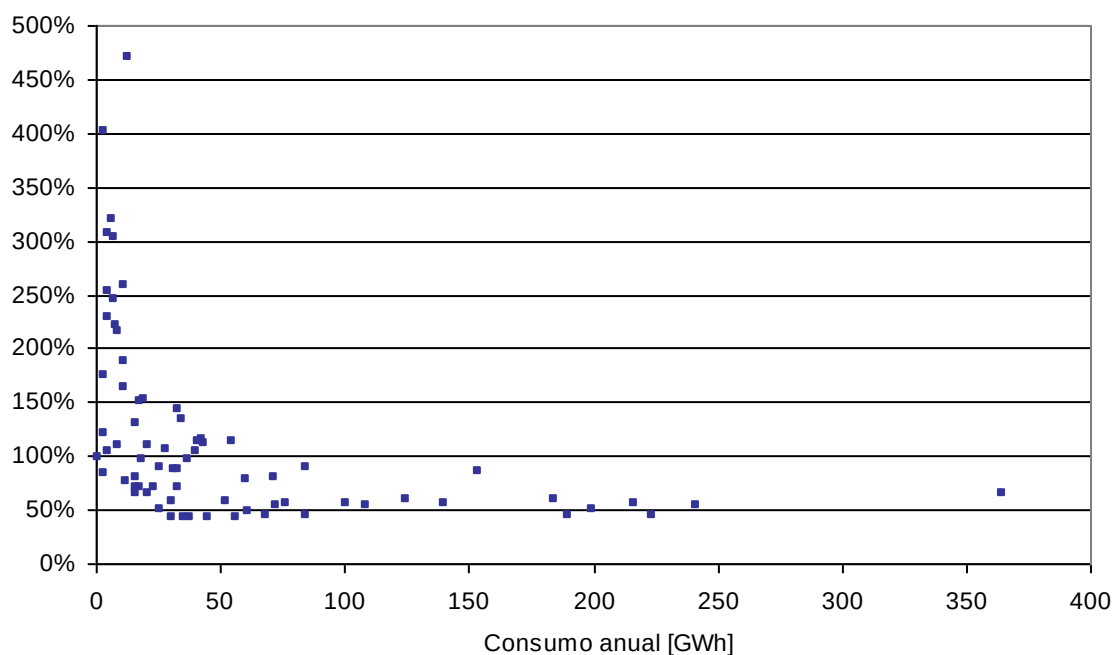


Figura 11-15 - Classificação da variação do preço médio a pagar pelo acesso às redes, em percentagem do total de clientes em MAT e AT

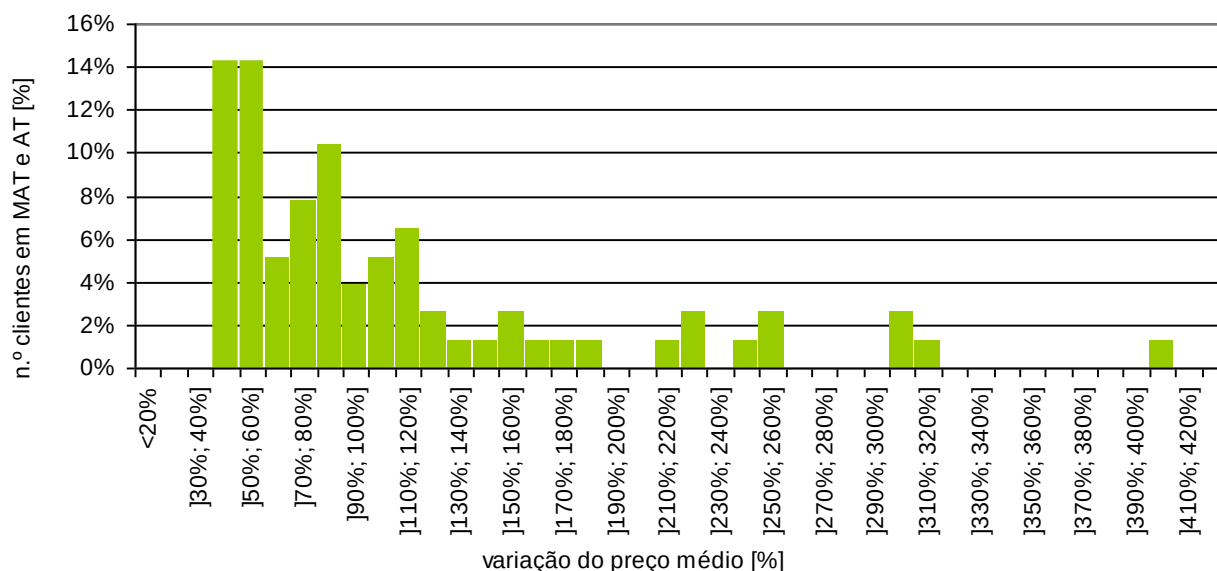


Figura 11-16 - Distribuição acumulada do preço médio a pagar pelo acesso às redes, em percentagem do total de clientes em MAT e AT

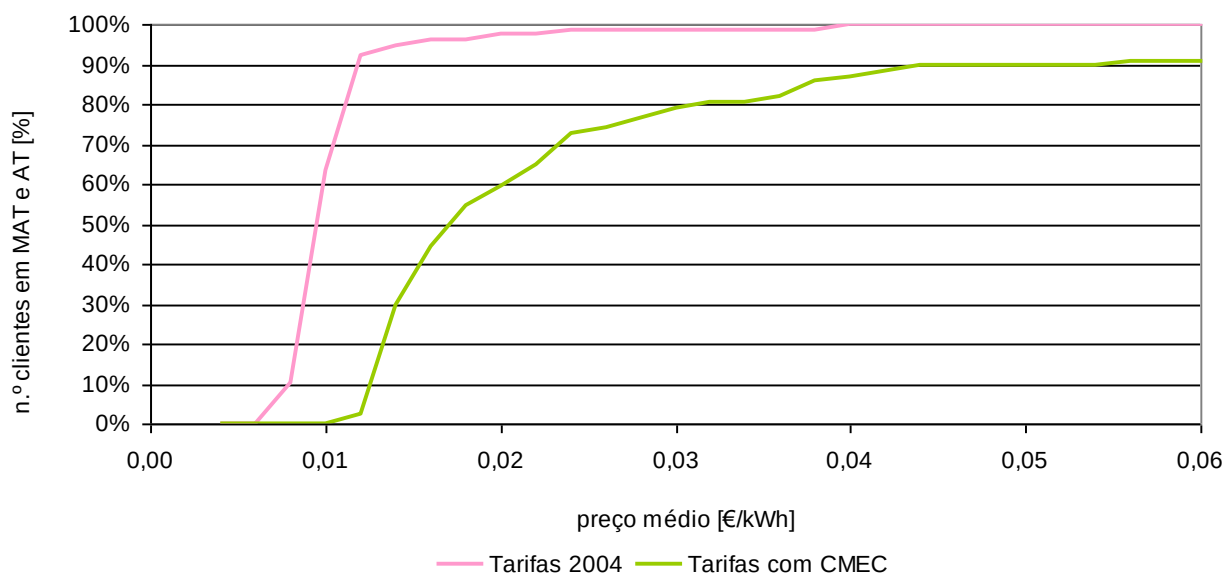


Figura 11-17 - Distribuição acumulada da variação do preço médio a pagar pelo acesso às redes, em percentagem do total de clientes em MAT e AT

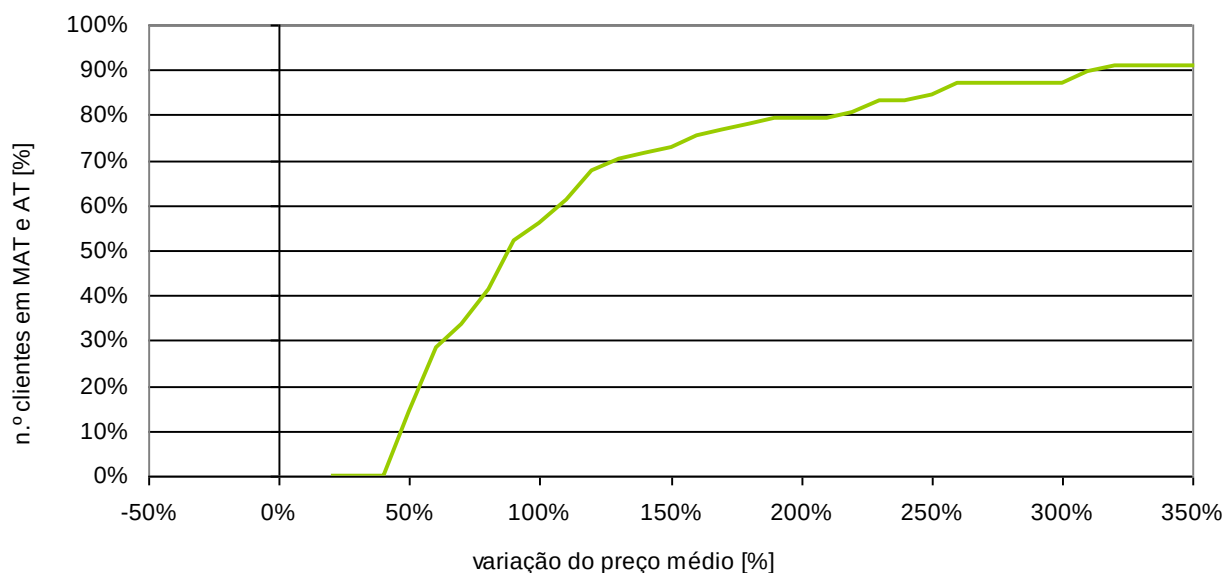
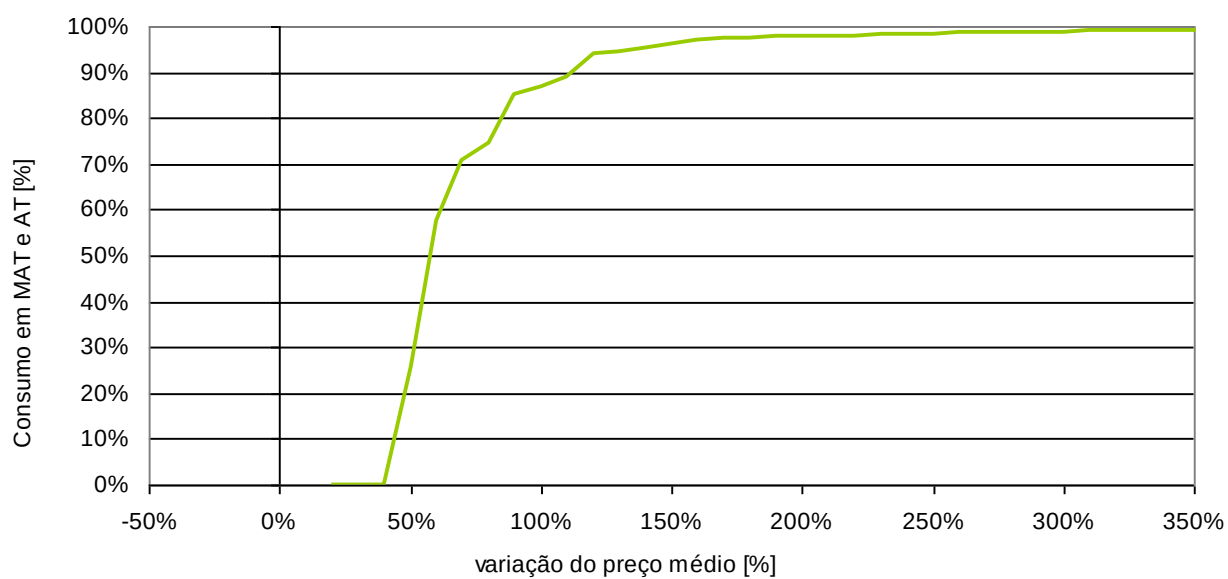


Figura 11-18 - Distribuição acumulada da variação do preço médio a pagar pelo acesso às redes, em percentagem do total do consumo em MAT e AT



11.3.2 CONSUMIDORES DO SEP

Os consumidores do SEP observarão globalmente uma redução de preço médio atendendo a que se verifica uma transferência de custos do SEP para o SENV e adicionalmente é alterado o perfil de pagamento dos CMEC.

Atendendo a que o Projecto de Decreto-Lei introduz uma alteração da estrutura tarifária, as variações globais apresentadas no capítulo 11.2 terão um impacte diferenciado na factura paga por cada cliente, havendo clientes que observarão grandes aumentos e clientes com acentuadas reduções, dependendo da forma como utilizam a potência contratada e consomem a energia eléctrica.

Nos pontos seguintes analisa-se o impacte dos encargos associados com os CMEC na facturação dos consumidores do SEP em BTN, BTE, MT, AT e MAT, decorrente da alteração de estrutura tarifária e do perfil de pagamento dos CMEC imposta pelo Projecto de Decreto-Lei.

11.3.2.1 FORNECIMENTOS A CONSUMIDORES EM BTN

Os clientes de BTN são cerca de 5,76 milhões, sendo 5,70 milhões clientes das opções tarifárias $\text{BTN} \leq 20,7 \text{ kVA}$ e cerca de 57 mil respeitantes às opções tarifárias $\text{BTN} > 20,7 \text{ kVA}$.

Das opções tarifárias $\text{BTN} \leq 20,7 \text{ kVA}$ a tarifa Simples é a que tem mais clientes (5,3 milhões). De entre os vários escalões da tarifa Simples, o mais representativo é o escalão de potência contratada 3,45 kVA (com cerca de 3 milhões de clientes).

Das opções tarifárias $\text{BTN} > 20,7 \text{ kVA}$, a tarifa Simples é a que tem mais clientes (54 mil), representando 90% do total dos clientes. De entre os vários escalões desta opção tarifária o escalão de potência contratada dominante é o de 34,5 kVA (cerca de 20 mil clientes).

Nos pontos seguintes analisa-se o impacte dos CMEC na facturação dos clientes das opções tarifárias e escalões de potência mais representativos acima referidos, simulando, em cada um dos casos, o efeito da utilização da potência contratada. Importa referir que neste grupo de consumidores a utilização da potência contratada de cada consumidor varia significativamente de cliente para cliente, o que significa que a energia anual consumida por cada cliente apresenta uma grande dispersão em torno do valor médio.

FORNECIMENTOS EM BTN $\leq 20,7$ kVA, ESCALÃO DE 3,45 kVA, TARIFA SIMPLES

Os clientes deste escalão de potência contratada apresentam uma utilização média de 539 horas por ano, correspondente a um consumo anual de 1 860 kWh.

Dados da opção tarifária BTN $\leq 20,7$ kVA (Escala de 3,45 kVA)

N.º de Clientes	3 038 655
Energia anual por cliente [kWh]	1 860
Utilização da Potência Contratada [horas]	539

Da Figura 11-19 à Figura 11-21 são apresentados os impactes observados na facturação destes clientes considerando os encargos associados aos CMEC.

Figura 11-19 - Preço médio na tarifa BTN $\leq 20,7$ kVA (escala 3,45 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas

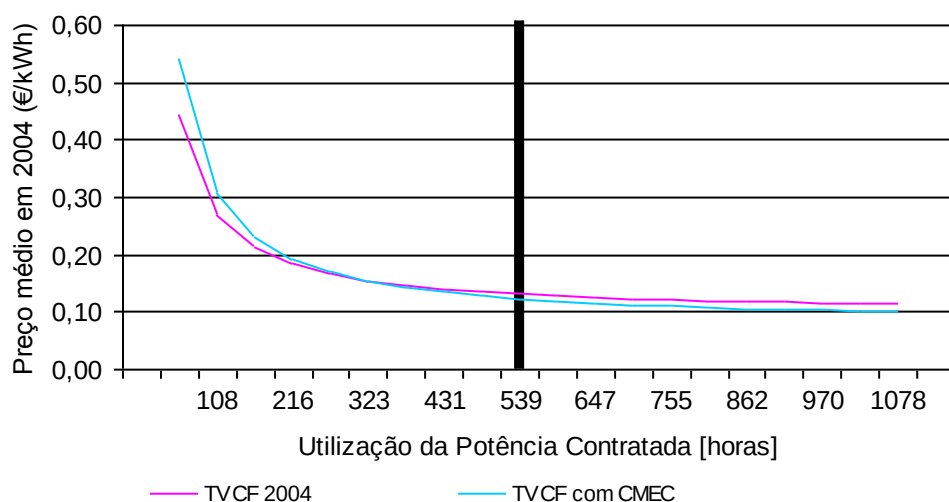


Figura 11-20 - Variação do Preço médio na tarifa BTN ≤ 20,7 kVA (escalão 3,45 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas

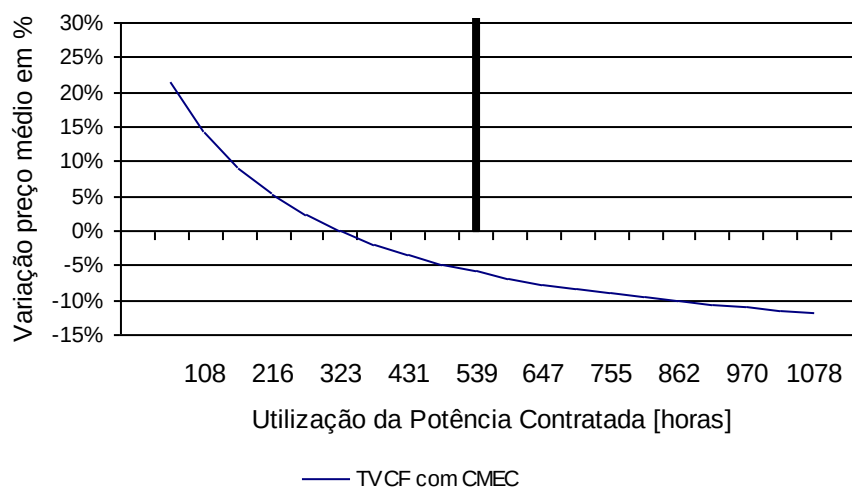
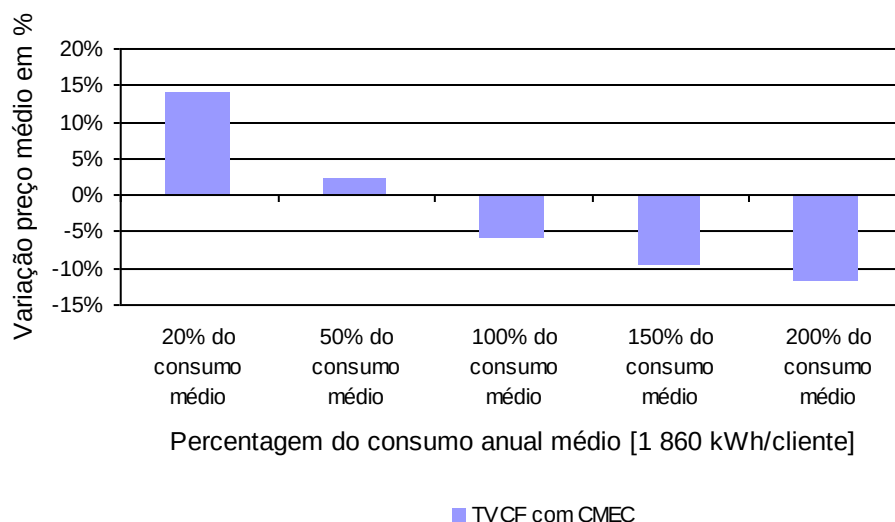


Figura 11-21 - Variação do Preço médio na tarifa BTN ≤ 20,7 kVA (escalão 3,45 kVA) em função do consumo anual por consumidor



Os clientes deste escalão de potência e opção tarifária irão observar um decréscimo médio de 5,9%. No entanto, os impactes observados por estes clientes podem variar entre subidas de 33% do preço médio até descidas de cerca de 19%. Um cliente com um consumo (ou utilização da potência) de cerca de 50% da média observa um acréscimo tarifário de 2,2%. Tendo em conta que a maior parte dos clientes desta tarifa têm consumos inferiores à média, é provável que um grande número de clientes observe acréscimos tarifários significativos.

FORNECIMENTOS EM BTN >20,7 kVA, ESCALÃO DE 34,5 kVA, TARIFA SIMPLES

Os clientes deste escalão de potência contratada apresentam uma utilização média da potência contratada de 934 horas por ano, correspondente a um consumo anual de 32 223 kWh.

Dados da opção tarifária BTN > 20,7 kVA (Escala de 34,5 kVA)

N.º de Clientes	19 721
Energia anual por cliente [kWh]	32 223
Utilização da Potência Contratada [horas]	934

Da Figura 11-22 à Figura 11-24 são apresentados os impactes observados na facturação destes clientes.

Os clientes deste escalão de potência e opção tarifária irão observar um decréscimo médio de 11,1%. No entanto, da análise das figuras verifica-se que os impactes para estes clientes podem variar entre subidas superiores a 23% do preço médio até descidas de cerca de 21%. Um cliente com um consumo (ou utilização da potência) de cerca de 20% da média observará um acréscimo tarifário de 6,1%.

Dos resultados apresentados conclui-se que a redução global observada no SEP, em consequência da transferência de custos do SEP para o SENV e para os consumidores futuros mediante a alteração da estrutura temporal do perfil de pagamentos dos CMEC, é introduzida de forma assimétrica nas tarifas de Venda a Clientes Finais. Assim, num contexto de descida tarifária global, alguns clientes de BT irão observar aumentos de cerca de 40%. Tal situação seria facilmente evitável caso os CMEC incidissem sobre outras variáveis de facturação, de modo a não distorcer a estrutura tarifária.

Figura 11-22 - Preço médio na tarifa BTN > 20,7 kVA (escalão 34,5 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas

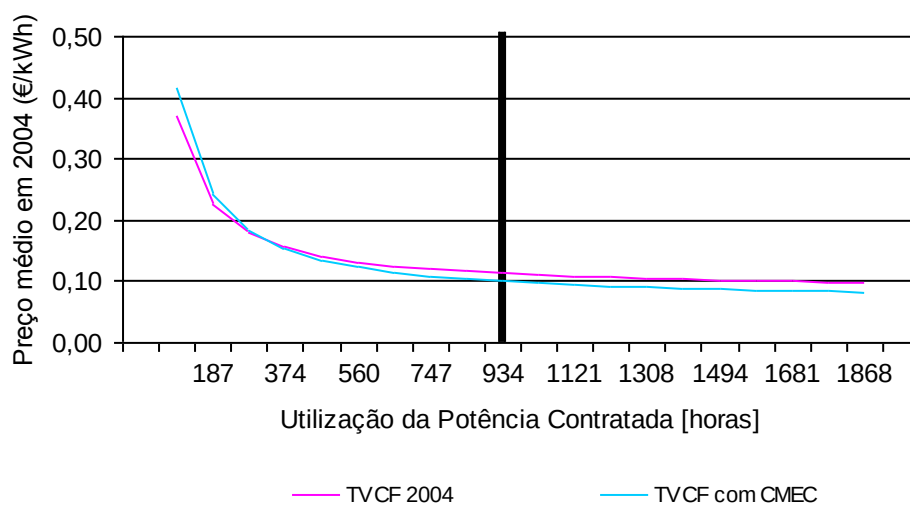


Figura 11-23 - Variação do Preço médio na tarifa BTN > 20,7 kVA (escalão 34,5 kVA) em função da utilização da potência contratada em horas

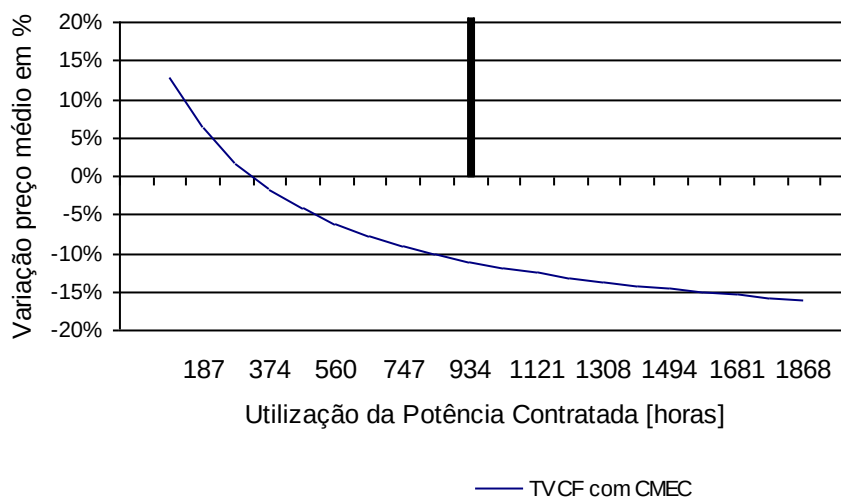
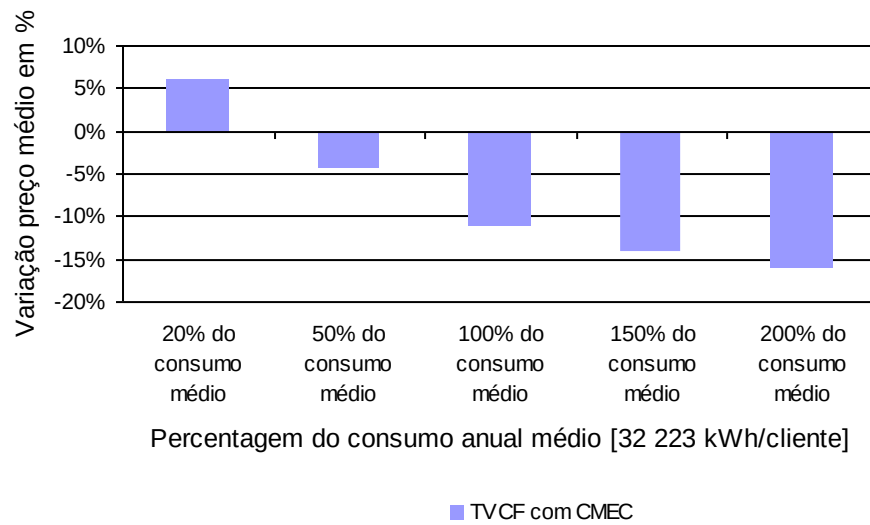


Figura 11-24 - Variação do Preço médio na tarifa BTN > 20,7 kVA (escalão 34,5 kVA) em função do consumo anual por consumidor



11.3.2.2 FORNECIMENTOS A CONSUMIDORES EM BTE E MT

Nos pontos seguintes analisam-se as possíveis variações de facturação observáveis pelos consumidores do SEP em BTE e MT.

Considera-se um domínio de consumidores com consumos idênticos ao do valor médio do consumo de cada tipo de fornecimento e simula-se o efeito da existência de diferentes utilizações de potência contratada e de diferentes utilizações da potência média em horas de ponta.

FORNECIMENTOS EM BTE

Na Figura 11-25 e na Figura 11-26 apresentam-se as variações em preço médio que serão observadas pelos consumidores do SEP em BTE.

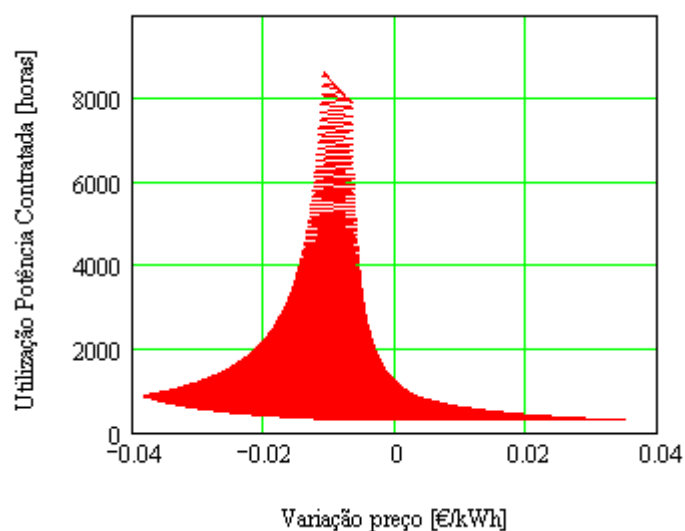
Observam-se variações em valor percentual diferenciadas para clientes com iguais utilizações da potência contratada dependentes da localização horária do seu consumo de energia eléctrica. Para a mesma utilização de potência contratada, os consumidores com maiores consumos nas horas de vazio serão os que observarão maiores acréscimos percentuais.

FORNECIMENTOS EM MT

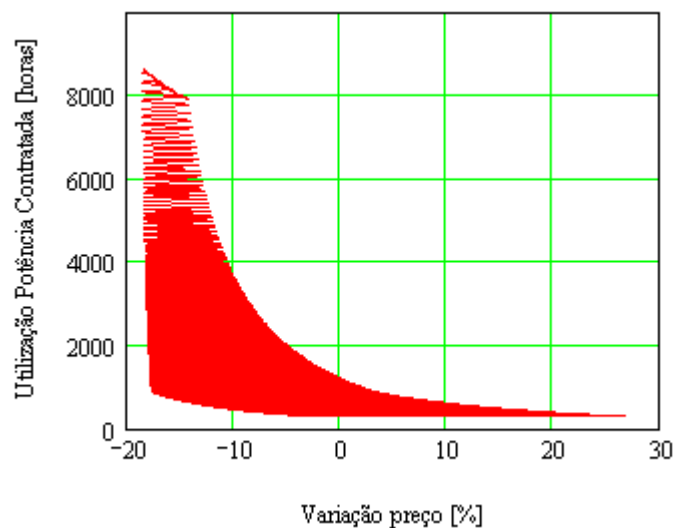
Na Figura 11-27 e na Figura 11-28 apresentam-se as variações em preço médio que serão observados pelos consumidores do SEP em MT.

À semelhança do ponto anterior, observam-se variações em valor percentual diferenciadas para clientes com iguais utilizações da potência contratada dependentes da localização horária do seu consumo de energia eléctrica. Para a mesma utilização de potência contratada, os consumidores com maiores consumos nas horas de vazio serão os que observarão maiores acréscimos percentuais.

**Figura 11-25 - Variação de preço médio observado pelos consumidores do SEP em BTE
(valor absoluto)**



**Figura 11-26 - Variação percentual do preço médio observado pelos consumidores do SEP em
BTE**



**Figura 11-27 - Variação de preço médio observado pelos consumidores do SEP em MT
(valor absoluto)**

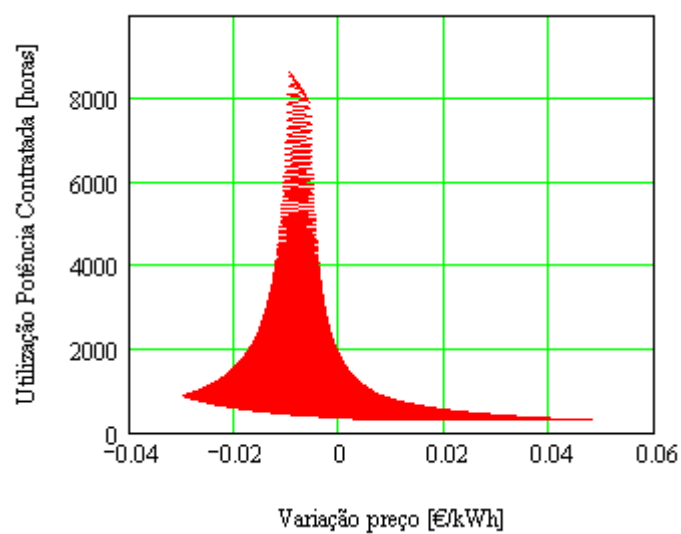
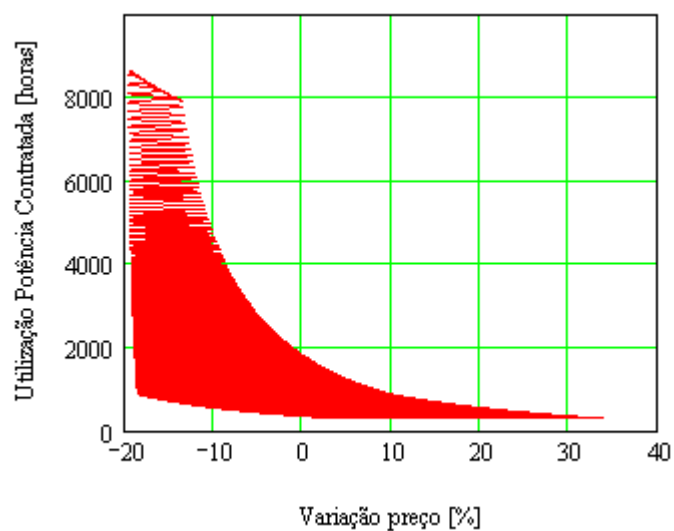


Figura 11-28 - Variação percentual do preço médio observado pelos consumidores do SEP em MT



11.3.2.3 FORNECIMENTOS A CONSUMIDORES EM AT E MAT

A análise do impacto da alteração da estrutura tarifária na facturação dos clientes do SEP em MAT e AT baseou-se na aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2004 aos consumos de 2001 dos clientes em MAT e AT, abastecidos durante todo esse ano pelo SEP.

A Figura 11-29 apresenta, em função da utilização da potência contratada, o preço médio a pagar pelos clientes em MAT e AT pelas tarifas de Venda a Clientes Finais em 2004 ("TVCF 2004") e no novo cenário tarifário decorrente do Projecto de Decreto-Lei ("TVCF com CMEC").

Na Figura 11-30 apresentam-se as variações implícitas nos preços anteriores, tomando como cenário base o das tarifas em vigor em 2004.

A Figura 11-31 apresenta a variação do preço médio a pagar pelos clientes em MAT e AT nas tarifas de Venda a Clientes Finais, em função do seu consumo anual em 2001.

Figura 11-29 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em função da utilização da potência contratada (valor absoluto)

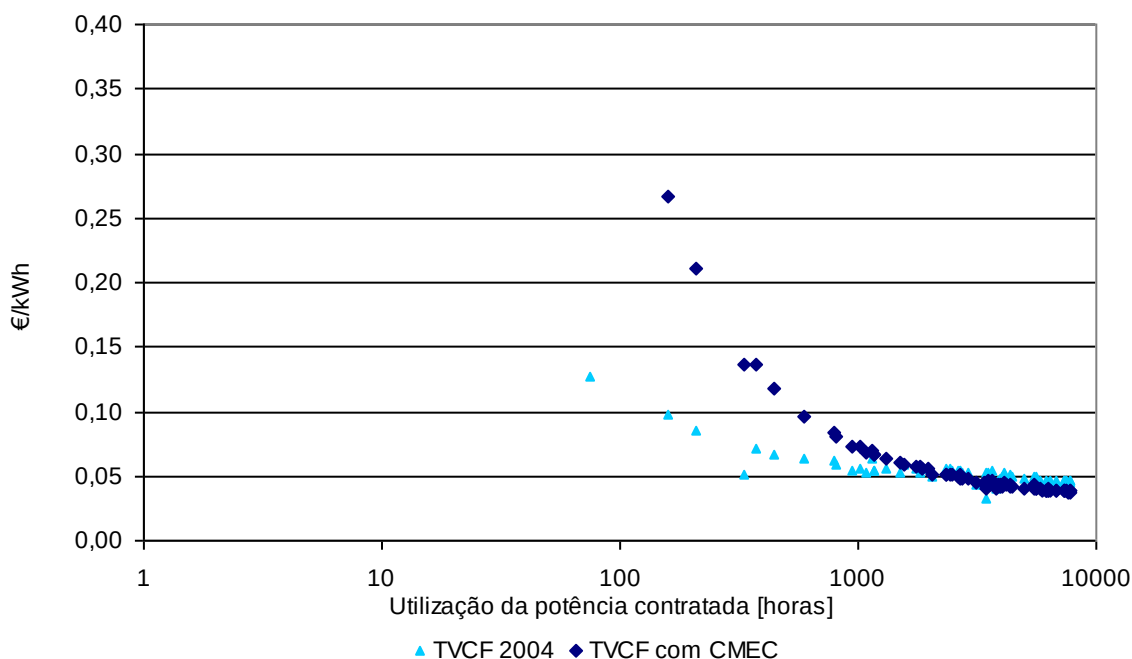


Figura 11-30 - Variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em função da utilização da potência contratada

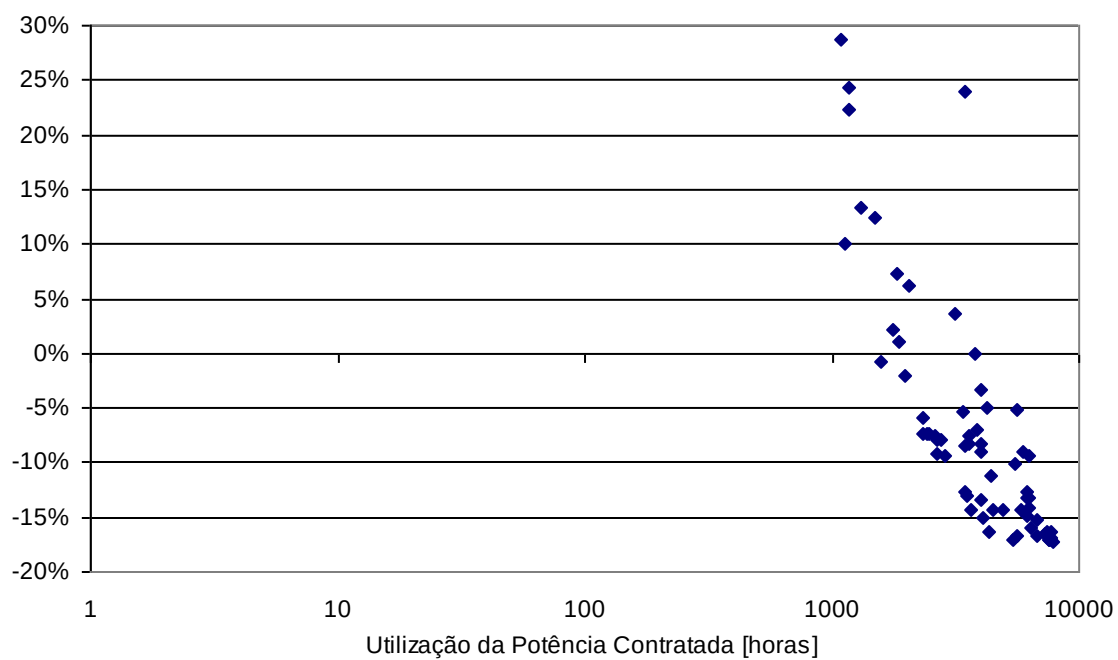
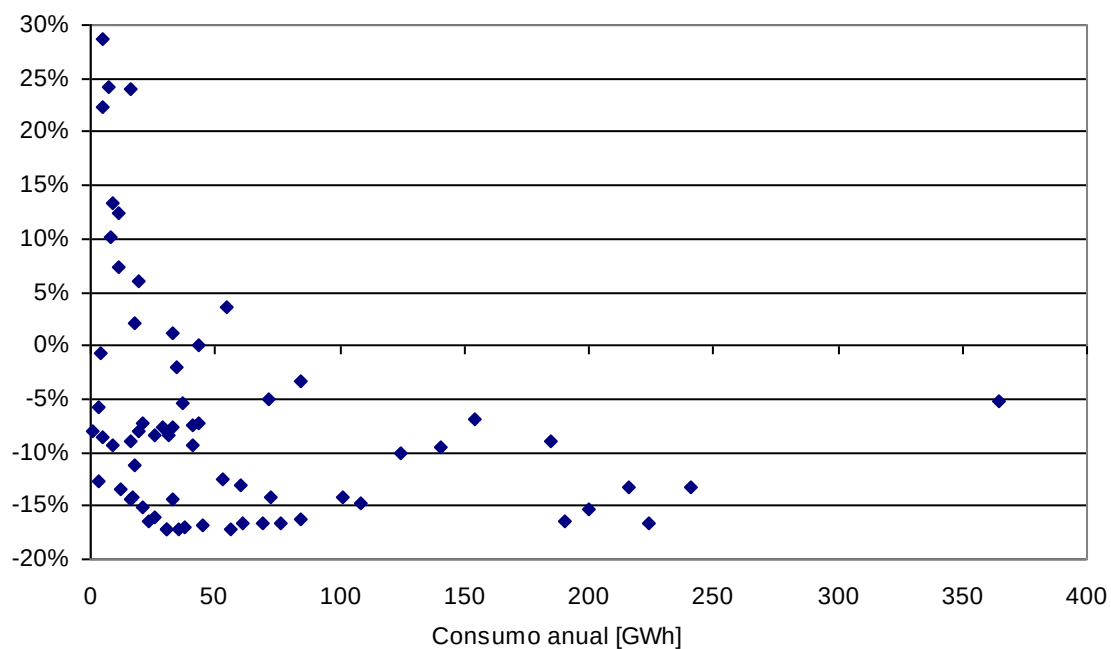


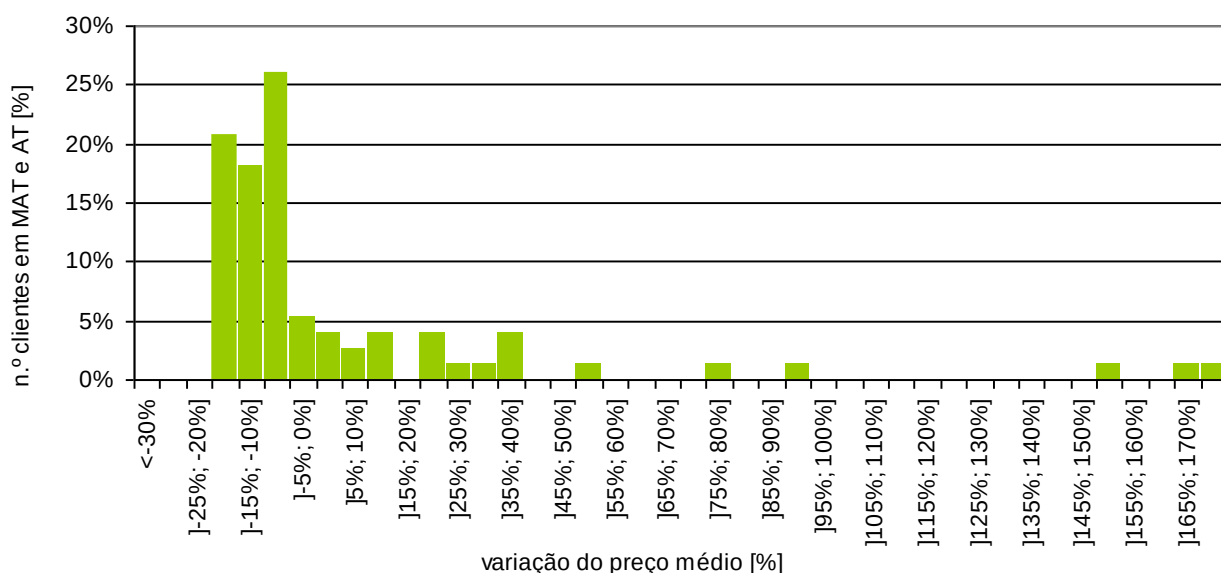
Figura 11-31 - Variação percentual do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em função do consumo anual



A Figura 11-32 apresenta a classificação das variações de preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, observadas pelos clientes em MAT e AT, em percentagem do número total de clientes.

A transferência dos encargos dos CMEC para a tarifa de Uso Global do Sistema e a alteração da sua estrutura tarifária é acompanhada por uma redução dos proveitos a recuperar pela tarifa de Energia e Potência. Estes dois factos conjugados resultam em variações do preço médio a pagar pelos clientes em MAT e AT pelas tarifas de Venda a Clientes Finais que podem variar desde decréscimos de 20% até acréscimos de cerca de 170%.

Figura 11-32 - Classificação da variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total de clientes em MAT e AT



A Figura 11-33 apresenta a distribuição acumulada de preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais, a pagar pelos clientes em MAT e AT, em percentagem do número total de clientes em MAT e AT. A Figura 11-34 apresenta ainda a distribuição acumulada das variações desses preços médios.

Cerca de 70% dos clientes em MAT e AT, observarão um decréscimo do preço médio global, por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, o qual pode ser superior a 15%. Os clientes que observam estas reduções acentuadas no preço médio são aqueles que apresentam maiores utilizações da potência contratada (como se pode observar na Figura 11-30). Estes clientes estão dispersos pela gama de consumos dos níveis de MAT e AT, não se podendo associar maiores utilizações da potência contratada a maiores consumos anuais (como se pode confrontar na Figura 11-31).

Figura 11-33 - Distribuição acumulada do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total de clientes em MAT e AT

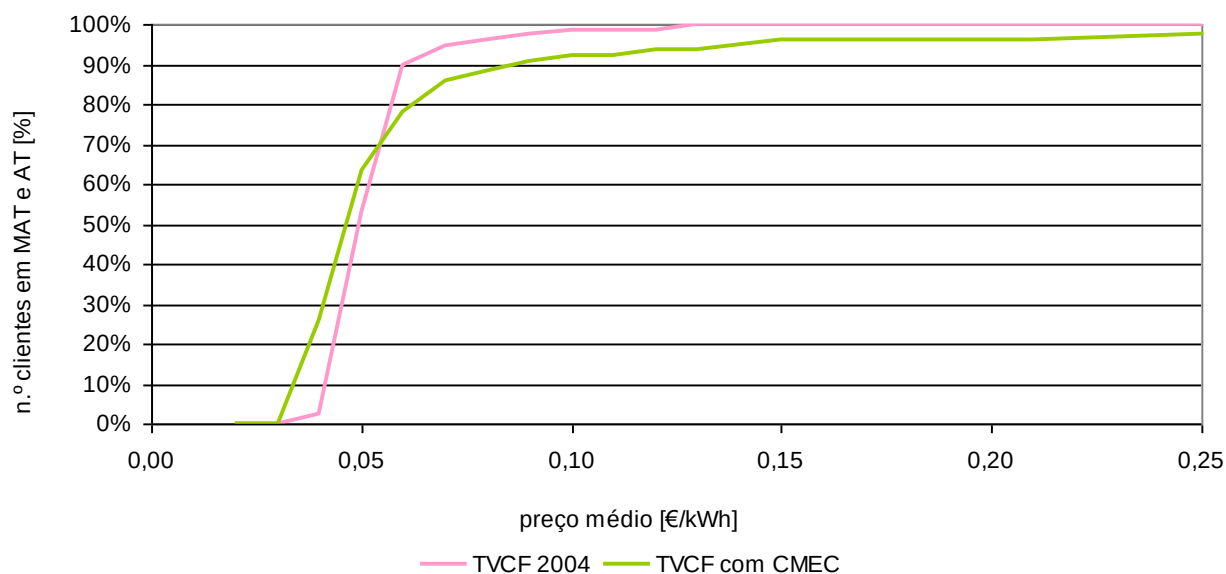
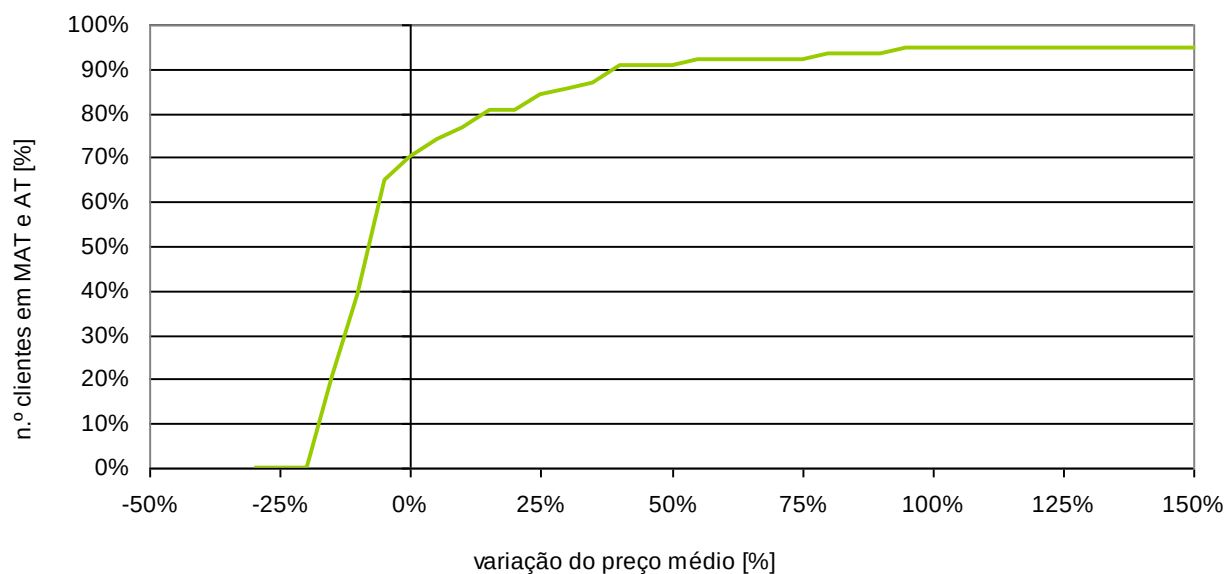


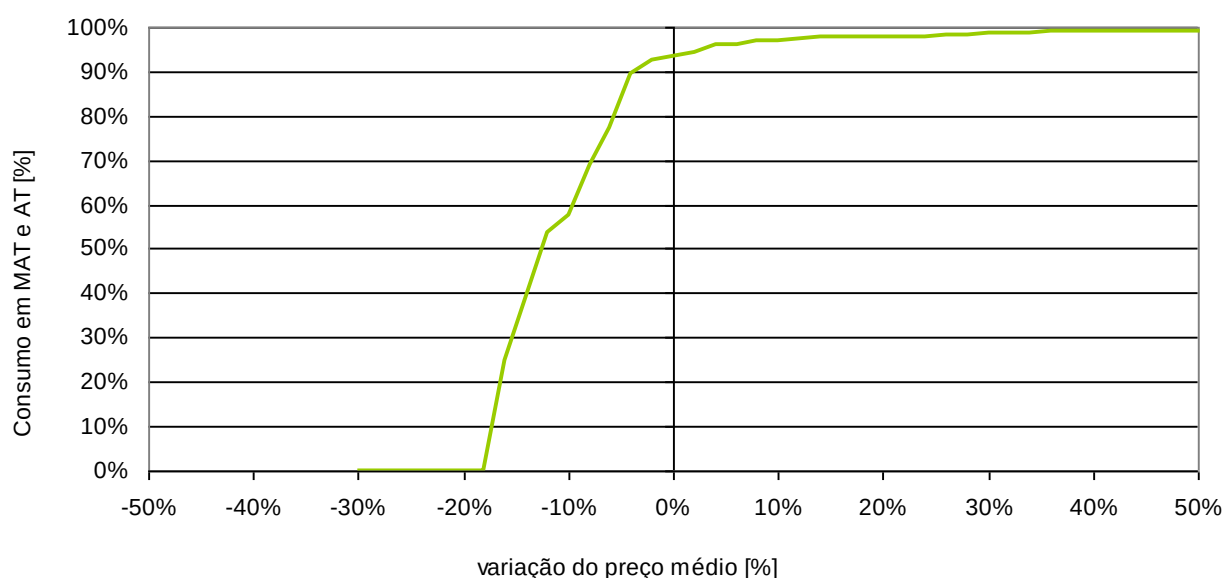
Figura 11-34 - Distribuição acumulada da variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total de clientes em MAT e AT



Apresenta-se na Figura 11-35 a distribuição acumulada de preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais, a pagar pelos clientes em MAT e AT, em percentagem do total do seu consumo.

O consumo ao qual está associada uma redução do preço médio é, em percentagem do total, mais significativo do que o número de clientes correspondente, o que significa que os clientes que observam variações de preço médio inferiores são também, em média, aqueles que apresentam consumos mais elevados.

Figura 11-35 - Distribuição acumulada da variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, em percentagem do total do consumo em MAT e AT



11.4 COMPARAÇÃO DE PREÇOS DE ACESSO ÀS REDES NO MERCADO IBÉRICO

No presente capítulo comparam-se os preços médios de uso de redes e de uso global do sistema a pagar pelos clientes domésticos e industriais em Portugal, com os preços médios de acesso às redes a pagar por estes clientes em Espanha. Para o efeito, utiliza-se um conjunto de consumidores-tipo domésticos e industriais definidos de acordo com a metodologia desenvolvida pelo Eurostat.

No Quadro 11-1 e no Quadro 11-2 apresentam-se as características dos consumidores-tipo domésticos e industriais que serviram de base à realização deste estudo.

No Quadro 11-3 ao Quadro 11-5 apresenta-se a estrutura de consumo e a estrutura de clientes para consumidores domésticos em Portugal, assim como a estrutura de consumo em Portugal para consumidores industriais.

Quadro 11-1 - Características dos consumidores-tipo domésticos definidos pelo Eurostat

Consumidores-tipo definidos pelo Eurostat				
Consumidor-tipo	Potência contratada (kW)	Consumo anual (kWh)		
		Fora de vazio	Vazio	Total
Da	3	600	0	600
Db	3-4	1 200	0	1 200
Dc	4-9	2 200	1 300	3 500
Dd	6-9	5 000	2 500	7 500
De	9	5 000	15 000	20 000

Fonte: Eurostat

Quadro 11-2- Características dos consumidores-tipo industriais definidos pelo Eurostat

Consumidores-tipo definidos pelo Eurostat								
Consumidor-tipo	Potência contratada (kW)	Consumo anual (kWh)	Consumo anual no período de vazio (1000 kWh) de acordo com a duração diária do período de vazio					
			7h	8h	9h	10h	11h	12h
Ia	30	30 000	0	0	0	0	0	0
Ib	50	50 000	0	0	0	0	0	0
Ic	100	160 000	11	13	16	19	22	25
Id	500	1 250 000	197	225	262	300	338	375
Ie	500	2 000 000	438	500	580	660	740	820
If	2 500	10 000 000	2 190	2 500	2 900	3 300	3 700	4 100
Ig	4 000	24 000 000	7 140	8 160	9 120	10 080	11 040	12 000
Ih	10 000	50 000 000	13 100	15 000	17 000	19 000	21 000	23 000
Ii	10 000	70 000 000	26 600	26 600	29 400	32 200	35 000	37 800

Fonte: Eurostat

Quadro 11-3 - Estrutura de consumo em Portugal para os consumidores domésticos

<i>Consumidor Tipo</i>	<i>Intervalos de Consumo kWh</i>	<i>Estrutura de Consumo em Portugal %</i>
D_a	[0;1000]	5,5
D_b	]1 000;2 000]	16,9
D_c	]2 000;5 000]	47,6
D_d	]5 000;10 000]	20,2
D_e	> 10 000	9,8

Fonte: EURELECTRIC

Quadro 11-4 - Estrutura de clientes em Portugal para os consumidores domésticos

<i>Consumidor Tipo</i>	<i>Intervalos de Consumo kWh</i>	<i>Estrutura de Clientes em Portugal %</i>
D_a	[0;1000]	32,6
D_b	]1 000;2 000]	24,7
D_c	]2 000;5 000]	34,6
D_d	]5 000;10 000]	6,8
D_e	> 10 000	1,3

Fonte: EURELECTRIC

Quadro 11-5 - Estrutura de consumo em Portugal para os consumidores industriais

<i>Consumidor Tipo</i>	<i>Estrutura de Consumo em Portugal em %</i>
I_a	1,9
I_b	1,9
I_c	17,7
I_d	20,5
I_e	26,2
I_f	13,2
I_g	10,3
I_h	6,2
I_i	2,1

Fonte: EURELECTRIC

A aplicação das tarifas de energia eléctrica aos perfis de consumo de cada consumidor-tipo, definidos pelo Eurostat, exigiu a escolha da opção tarifária, do escalão de potência contratada e do ciclo de contagem que melhor se adequa ao perfil de cada consumidor-tipo. Neste sentido, as escolhas destas opções foram realizadas de forma a minimizar o preço médio pago por cada consumidor-tipo, cumprindo os critérios definidos pelo Eurostat.

Deve referir-se que o sistema tarifário português é aditivo, enquanto que o sistema tarifário espanhol ainda não o é. Ou seja, em Portugal as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP resultam da adição das tarifas de Uso de Redes, de Uso Global do Sistema, de Energia e Potência e de Comercialização, enquanto em Espanha isso não acontece originando várias formas de subsidiação cruzada.

Em Portugal os consumidores pagam um conjunto de tarifas que estão exclusivamente associadas com os serviços e recursos utilizados. Para o efeito, para cada actividade regulada do sector eléctrico é definida uma tarifa que reflecte os custos, a qual é aplicada de forma não discriminatória a todos os clientes que utilizam essa actividade. Nestas circunstâncias, a tarifa paga por cada consumidor é resultado da soma das tarifas por actividade usadas por cada um. Este sistema assegura que cada consumidor não está a pagar serviços ou infra-estruturas que não utiliza e adicionalmente garante que, independentemente do modo de contratação da energia escolhido pelo cliente, paga o mesmo pelo acesso às redes.

Em Espanha, este sistema tarifário aditivo não existe ainda no sector eléctrico. Assim, um cliente “a tarifa” espanhol não paga pelo acesso às redes o mesmo que paga quando adquire energia no mercado.

ENTREGAS A CONSUMIDORES DOMÉSTICOS

Na Figura 11-36 apresentam-se os preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo domésticos portugueses e espanhóis, em 2004. De acordo com a Figura 11-36, se os consumidores domésticos portugueses fossem elegíveis e se existisse já um preço único de energia por grosso na Península Ibérica, a maioria dos consumidores domésticos portugueses teria uma factura eléctrica inferior à dos consumidores domésticos espanhóis (admitindo que ambos compravam no mercado). Tal não acontece porque o sistema tarifário espanhol não é aditivo e, assim, os clientes domésticos permanecem no regime “a tarifa integral”, não indo ao mercado.

Na Figura 11-37 comparam-se os preços médios a pagar pelo acesso às redes em Espanha com os preços médios que seriam pagos em Portugal pelos consumidores-tipo domésticos, caso estivesse em vigor o regime de CMEC previsto no Projecto de Decreto-Lei. Verifica-se que, com a inclusão dos CMEC, quase todos os consumidores domésticos portugueses perdem a actual vantagem face aos consumidores domésticos espanhóis.

Figura 11-36 - Preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo domésticos em Portugal e em Espanha (preços com impostos)

Tarifas de 2004

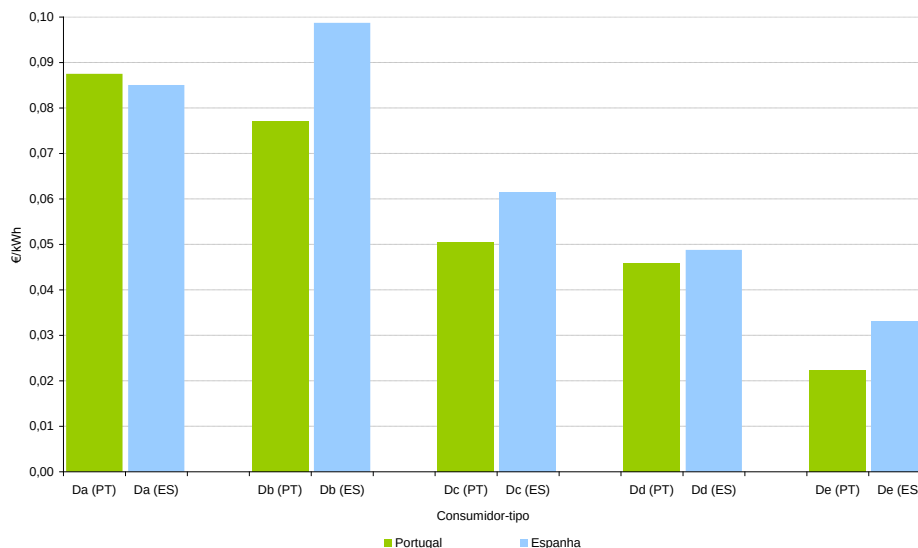
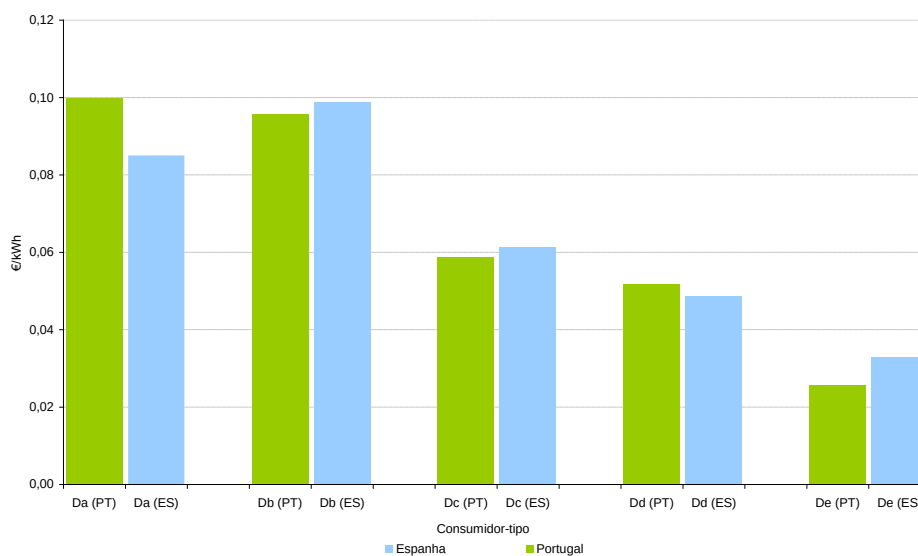


Figura 11-37 - Preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo domésticos em Portugal e em Espanha (preços com impostos)

Tarifas com CMEC

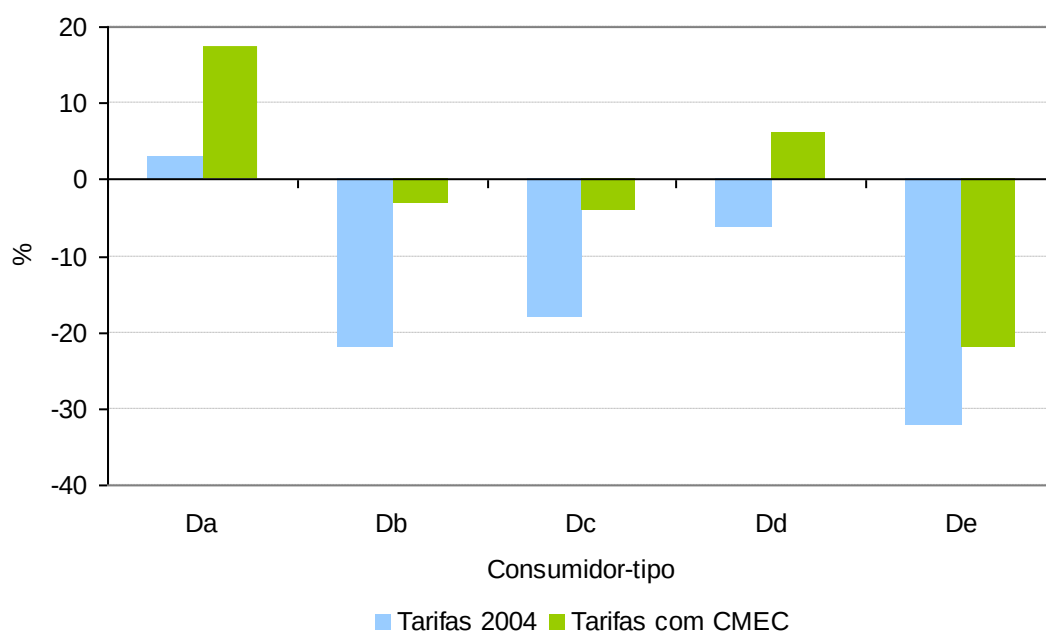


Na Figura 11-38 apresenta-se, para cada uma das situações estudadas - Tarifas 2004 e Tarifas com CMEC -, a diferença entre os preços médios pagos pelos consumidores-tipo domésticos em Portugal e em Espanha.

A análise dos resultados apresentados permite concluir que, com a inclusão dos CMEC, os consumidores domésticos portugueses vão ser penalizados face à situação de partida. Nalguns casos serão observadas diferenças de preços entre Portugal e Espanha que atingem os 18% (consumidor-tipo Da). Esta classe de consumidores (Da) representa 32,6% do total do número de clientes domésticos, mas apenas é responsável por 5,5% do consumo dos clientes domésticos.

Verifica-se também que os consumidores-tipo Dc, classe de consumidores com maior representatividade em termos de consumo e de número de clientes, são os menos afectados quando se consideram os CMEC.

Figura 11-38 - Diferença entre os preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo domésticos em Portugal e em Espanha
Tarifas 2004 e Tarifas com CMEC



ENTREGAS A CONSUMIDORES INDUSTRIAIS

Na Figura 11-39 apresentam-se os preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo industriais portugueses e espanhóis, em 2004. De acordo com a informação da Figura 11-39, se existisse já um preço único de energia por grosso na Península Ibérica, a maioria dos consumidores industriais portugueses teria uma factura eléctrica inferior à dos consumidores industriais espanhóis (admitindo que ambos compravam no mercado). Tal não acontece porque o sistema tarifário espanhol não é aditivo e, assim, os clientes industriais, em particular os de maior dimensão, permanecem no regime “a tarifa integral”, não indo ao mercado.

Na Figura 11-40 comparam-se os preços médios pagos pelos consumidores-tipo industriais pelo acesso às redes em Espanha com os preços médios que seriam pagos em Portugal caso estivesse em vigor o regime de CMEC previsto no Projecto de Decreto-Lei.

Na Figura 11-41 apresenta-se, para cada uma das situações estudadas - Tarifas 2004 e Tarifas com CMEC -, a diferença entre os preços médios pagos pelos consumidores-tipo industriais em Portugal e em Espanha.

A análise dos resultados apresentados permite concluir que a introdução dos CMEC penaliza os consumidores-tipo industriais, conduzindo a diferenças de preços entre Portugal e Espanha que atingem os 45% (consumidor-tipo Ic). Esta classe de consumidores representa 17,7% do total do consumo industrial de energia eléctrica em Portugal.

Os consumidores-tipo Ib são a segunda classe mais penalizada, pois observam uma diferença de 42,1% face aos seus congéneres espanhóis. Contudo, esta classe de consumidores apenas representa 1,9% do total do consumo industrial nacional.

As outras classes com maior representatividade na estrutura de consumo industrial em Portugal, consumidores-tipo Id e Ie, com 20,5% e 26,2% do total do consumo, observam diferenças de 24,34% e 19,06% com a introdução dos CMEC.

Verifica-se ainda que, devido à forma de pagamento dos CMEC, são os consumidores de menor dimensão que observam maiores diferenças de preço face aos correspondentes consumidores espanhóis.

Figura 11-39 - Preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo industriais em Portugal e em Espanha (preços sem IVA)

Tarifas 2004

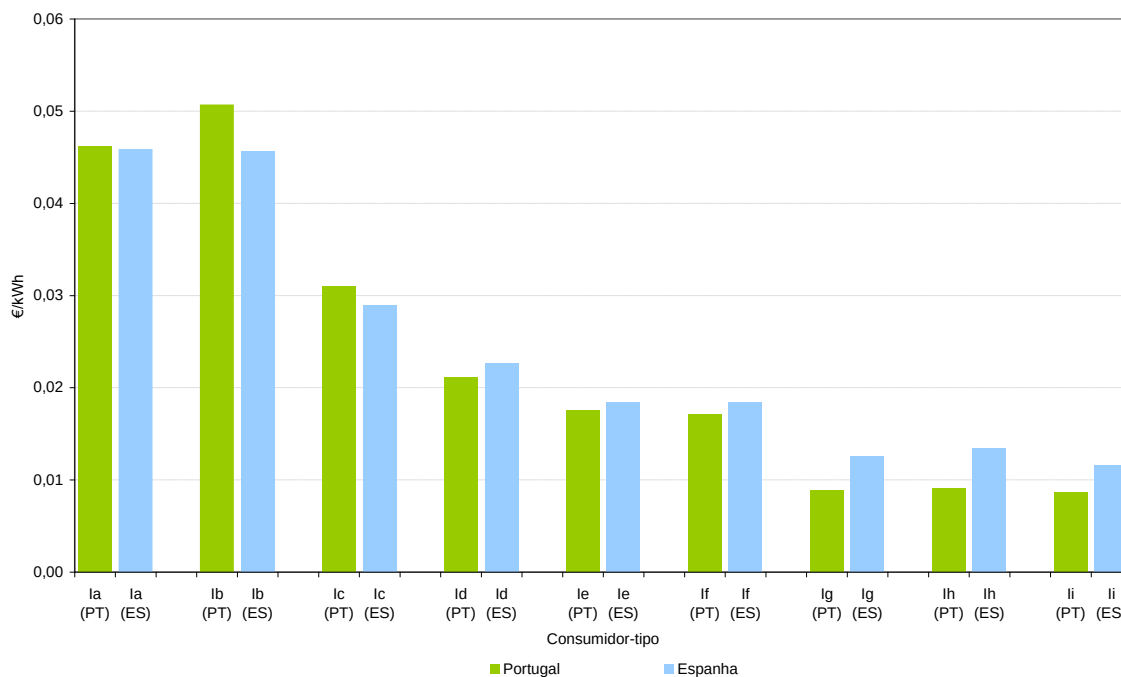


Figura 11-40 - Preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo industriais em Portugal e em Espanha (preços sem IVA)

Tarifas com CMEC

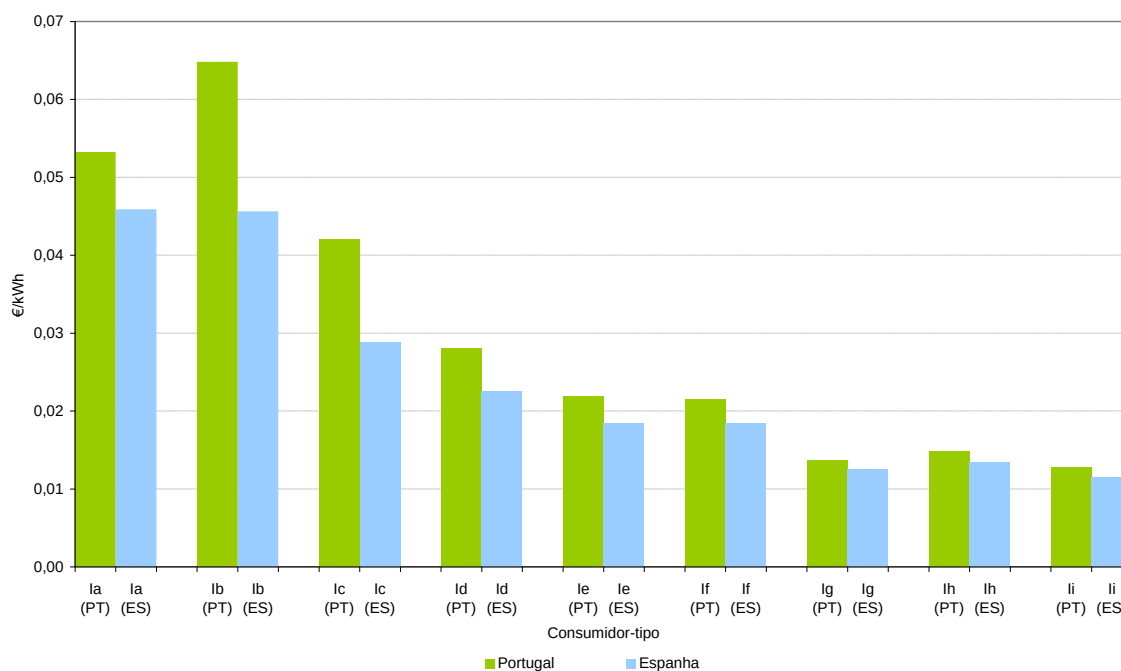
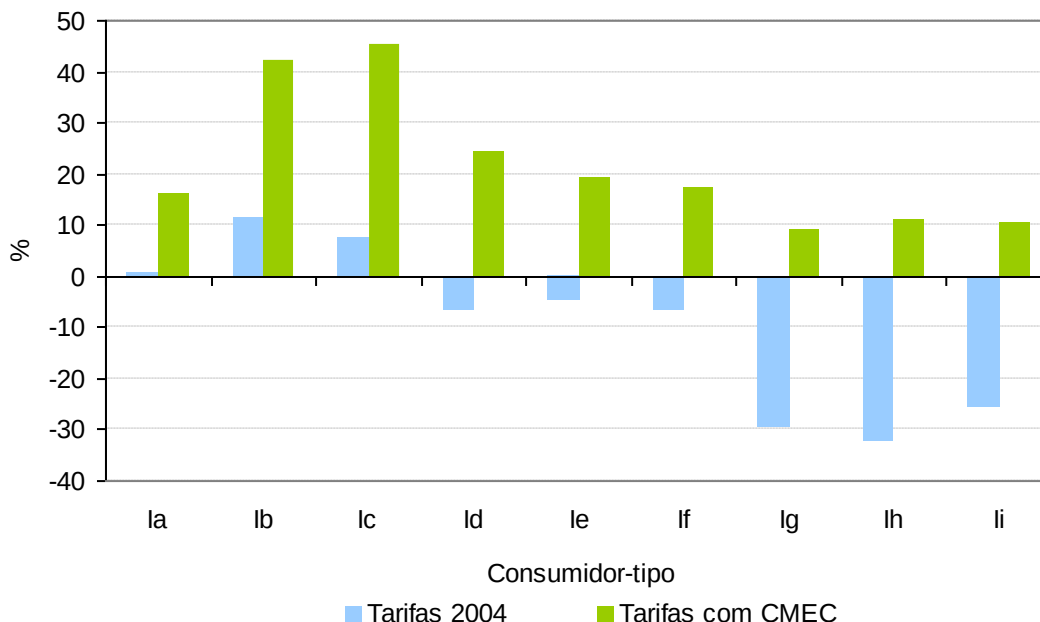


Figura 11-41 - Diferença entre os preços médios a pagar pelo acesso às redes pelos consumidores-tipo industriais em Portugal e em Espanha
Tarifas 2004 e Tarifas com CMEC



A possibilidade de acesso a um mercado de energia ibérico, em igualdade de circunstâncias, pelos consumidores portugueses e espanhóis, permite que estes acedam a preços de energia eléctrica idênticos. Assim, consumidores portugueses e espanhóis com idênticas características eléctricas têm acesso a preços médios de energia eléctrica iguais.

Para além do preço pago pela energia eléctrica, estes consumidores têm que pagar tarifas em Portugal e em Espanha pelo acesso às redes. Nestas circunstâncias, as diferenças observadas nos preços finais pagos pelos consumidores em Portugal e em Espanha serão determinadas pelas diferenças que se venham a observar nos preços pagos pelo acesso às redes.

Da análise dos resultados apresentados verifica-se que, através dos CMEC, os consumidores domésticos e, em particular, os consumidores industriais em Portugal são penalizados face aos seus congéneres espanhóis.

Com efeito, com os CMEC os preços pagos pelo uso das redes em Portugal serão substancialmente superiores aos de Espanha. Adicionalmente, atendendo à alteração da estrutura tarifária introduzida pelos CMEC, serão os consumidores de menor dimensão, quer domésticos quer industriais, os que observarão diferenças mais acentuadas.

12 PROBLEMAS SUSCITADOS PELO PROJECTO DE DECRETO-LEI E RECOMENDAÇÕES DA ERSE

12.1 BASE LEGAL DO REGIME INDEMNIZATÓRIO

Como referido no capítulo 4.2, a extinção dos CAE por força da transposição da Directiva 2003/54/CE, ou pela sua invocação, altera as circunstâncias indemnizatórias previstas no Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de Julho.

O respeito pelos direitos legitimamente constituídos, ainda que modificáveis de acordo com as circunstâncias associadas ao artigo 437.º do Código Civil constitui uma obrigação que deve ser cumprida por um Estado de direito democrático. A esta luz, tem plena justificação legal a previsão dos CMEC e a sua consequente consagração legislativa. Todavia:

- a) No quadro das disposições legais enunciadas no capítulo 4.2 e das circunstâncias modificativas ditas pela Directiva 2003/54/CE, esta obrigação legal cumpre-se em absoluto pela manutenção do equilíbrio associado à reparação dos danos emergentes decorrentes da extinção dos CAE. Esta é, à luz do direito, a obrigação legal do Estado.
- b) O interesse público subjacente aos CMEC, com tradução na funcionalidade desonerada do sistema eléctrico nacional, justifica a adopção da lei específica que regule o necessário equilíbrio de composição de interesses com assento nos direitos constituídos. Esta é uma preocupação que tem expressa afirmação na justificação preambular do Projecto de Decreto-Lei. Todavia, não resulta claro que, do ponto de vista estritamente jurídico, este equilíbrio tenha plena tradução no normativo do projecto. Ou seja, não existirá equilíbrio se o diploma conferir prerrogativas que não resultem do mero cumprimento dos CAE. Sobre este aspecto, as dúvidas de interpretação que decorrem da complexidade do diploma são legítimas. Para evitar interpretações que não sejam as que tenham tradução no espírito preambular, importaria, em geral, conferir clareza e simplicidade de redacção ao diploma. Ganharia em eficácia e evitaria problemas de interpretação que, no futuro, podem condicionar a sua adequada aplicação.

12.2 A COMPENSAÇÃO E A DETERMINAÇÃO DOS CMEC NOS TERMOS DOS ARTIGOS 2.º E 3.º DO PROJECTO DE DECRETO-LEI

O projecto que consagra a compensação devida pela cessação dos CAE tem pleno cabimento legal na óptica das disposições do Decreto-Lei n.º 183/95, interpretadas à luz das circunstâncias modificativas determinadas pela obrigatoriedade da transposição da Directiva 2003/54/CE. Embora o princípio enunciado no preâmbulo de que a compensação devida pela cessação dos CAE não pode exceder o

que resultaria do cumprimento dos termos destes contratos, ganharia eficácia normativa se tivesse consagração expressa no artigo 2.º do Projecto de Decreto-Lei em análise. Para além de se tratar de uma consagração normativa ao nível de um princípio legal, teria o mérito e a vantagem de evitar no futuro interpretações duvidosas que possam prejudicar a justiça do sistema.

A compensação só é devida enquanto o produtor cumprir com as condições contratuais e legais a que está sujeito. Para atender a esta circunstância, os n.ºs 4 e 5 do artigo 2.º prevêem, em caso de revogação da licença, ou do incumprimento do Acordo de Cessação, a restituição da totalidade ou de parte do montante da compensação remanescente devida. Justifica-se plenamente esta disposição, mas torna-se necessário que o diploma acautele esta medida no caso da transmissibilidade do direito ao recebimento da Parcela Fixa e da Parcela de Acerto, designadamente através das operações de titularização de créditos. Ora, a titularização de crédito, tal como se encontra estabelecida no artigo 7.º, não permite aplicar com eficácia as disposições dos n.ºs 4 e 5 do artigo 2.º. Importa, assim, que a aplicação destas disposições tenham correspondência na aplicação do artigo 7.º. Em coerência, sugere-se que o artigo 7.º tenha uma disposição remissiva para os n.ºs 4 e 5 do artigo 2.º.

Quanto ao n.º 6 do artigo 2.º, sugere-se, por desnecessidade, a sua eliminação, ou, a manter-se, a adopção de uma redacção mais clara e que evite qualquer confusão interpretativa, que na actual redacção existe.

O artigo 3.º estabelece as disposições aplicáveis à determinação do montante dos CMEC e dos respectivos ajustamentos. Sem prejuízo das considerações formuladas neste parecer quanto aos resultados da sua aplicação, importa esclarecer normativamente o alcance e as consequências da aplicação do disposto na alínea e) do n.º 6, relativamente à desclassificação antecipada do centro electroprodutor. Duas situações são previsíveis:

- a) Quando a desclassificação resulte da iniciativa da Administração.
- b) Quando resulte da iniciativa do produtor.

Consoante os casos, a desclassificação merece um tratamento diferenciado.

12.3 OS PARÂMETROS E A METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CMEC E A PRORROGAÇÃO DO PRAZO DAS LICENÇAS

O artigo 4.º do Projecto de Decreto-Lei estabelece os parâmetros e a metodologia de cálculo dos CMEC. Sem prejuízo dos comentários sobre a aplicação destas disposições e a sua repercussão nas tarifas, impõe-se, do ponto de vista estritamente jurídico, chamar a atenção para a subalínea vii da alínea a) do n.º 1 que se reporta aos centros electroprodutores hidroeléctricos.

Conforme resulta do artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 183/95, o prazo de duração da licença de produção coincide com o prazo de utilização do domínio hídrico. Embora o n.º 2 do mesmo artigo disponha que o prazo do contrato de vinculação deva ser igual ao prazo de duração da licença, a verdade é que o prazo de utilização do domínio hídrico é muito superior ao prazo de duração dos contratos de vinculação. Resulta daqui que, na prática, os termos de formulação da citada alínea traduzem uma prorrogação implícita da licença de produção. Assim sendo, esta prorrogação deve ter uma tradução económica a favor do sistema eléctrico, devendo ser levada em linha de conta na determinação dos CMEC. A não ser assim, está-se a conferir aos produtores, sem qualquer correspondência no sistema eléctrico, vantagens que não resultam dos CAE se estes contratos fossem cumpridos nos seus precisos termos. Ora, para além da imediata prorrogação da licença ser questionável à luz dos princípios da Directiva 2003/54/CE, já que não confere aos interessados igualdade de oportunidades e de tratamento, a ausência de correspondência económica no sistema eléctrico torna este acto ilegítimo. Onde, importaria adoptar uma disposição expressamente aplicável à prorrogação das licenças.

12.4 A TRANSMISSIBILIDADE DO DIREITO AO RECEBIMENTO DA PARCELA FIXA E DA PARCELA DO ACERTO

A transmissibilidade do direito ao recebimento da Parcela Fixa e da Parcela de Acerto é expressamente admitida pelo artigo 7.º do Projecto de Decreto-Lei. Em si mesma, a consagração do princípio da transmissão não tem qualquer objecção jurídica.

Nos termos do n.º 1 deste artigo, a transmissão é livre, não carecendo de notificação ou de aceitação por entidade administrativa ou pessoa. Todavia, esta liberdade tem uma excepção, tornando necessária a autorização do Ministro da Economia para efeitos dos encargos referidos na alínea b), subalínea ii do n.º 4 do artigo 5.º. Estão, neste caso, os encargos com a titularização de créditos. Ora, se o princípio da transmissão de créditos através das operações de titularização de créditos não merece reservas jurídicas, já a aceitação dos encargos decorrentes destas operações se mostra infundada e ilegítima, porquanto se traduz numa vantagem que ultrapassa as obrigações que decorrem do cumprimento dos CAE e que oneram o sistema eléctrico.

Para adequada interpretação e aplicação do diploma, o n.º 2 carece de ser clarificado, em especial na forma como se harmoniza com os n.ºs 4 e 5 do artigo 2.º. Ou seja, no caso de revogação da licença as referidas disposições são igualmente aplicáveis ao titular dos créditos cedidos? Obviamente que a resposta terá de ser positiva, mas tal não resulta de imediato da letra do n.º 2 conjugada com a letra do n.º 4 do artigo 5.º.

A previsão do n.º 4 do artigo 7.º oferece dúvidas de legalidade, sendo difícil sustentar a sua admissibilidade face ao que dispõe a lei geral sobre esta matéria, sendo que a excepção não pode ser estabelecida por mero decreto-lei.

12.5 REGIME DE COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS

O n.º 6 do artigo 5.º do Projecto de Decreto-Lei proíbe a compensação dos créditos relativos às compensações que sejam devidas à entidade concessionária da RNT, segundo a previsão do n.º 3 do mesmo artigo.

O regime geral da compensação é regulado pelo artigo 847.º do Código Civil. O artigo 853.º exclui do regime geral da compensação:

- a) Os créditos provenientes de factos ilícitos dolosos.
- b) Os créditos impenhoráveis, excepto se ambos forem da mesma natureza.
- c) Os créditos do Estado ou de outras pessoas colectivas públicas, excepto quando a lei o autorize.
- d) Quando houver prejuízo de direitos de terceiro, constituídos antes de os créditos se tornarem compensáveis, ou se o devedor a ela tiver renunciado.

Ora, ao arrepio deste regime geral, o diploma (artigos 5.º e 6.º) inverte os termos da compensação, proibindo-a à entidade concessionária da RNT. Do ponto de vista da reciprocidade de direitos e obrigações, esta proibição não faz justiça, já que a permite ao produtor, não existindo qualquer razão especial que justifique um tratamento diferenciado. Para além de não ter razão legislativa, este regime de compensação não atende às obrigações sinalagmáticas que decorrem do cumprimento dos CAE.

Nestes termos, advoga-se que a proibição da compensação de créditos a favor da entidade concessionária da RNT seja eliminado do diploma.

12.6 DISTORÇÃO DE CONCORRÊNCIA NO MERCADO GROSSISTA

A proposta apresentada para o cálculo dos montantes a pagar ou a receber dos produtores de energia eléctrica detentores de CAE, que pretende assegurar “a apropriada equivalência económica relativamente à posição de cada parte no CAE”, introduz distorções no mercado grossista, adiando a possibilidade de constituição de um mercado eficiente por um período de tempo que pode alcançar os 24 anos.

A análise do Projecto de Decreto-Lei permitiu identificar algumas causas para a distorção de concorrência que irá ocorrer no mercado, nomeadamente:

- O ajustamento anual dos valores a pagar, durante 10 anos.
- A duração do período de pagamento aos produtores (24 anos).
- O nivelamento do perfil dos pagamentos aos produtores.

O AJUSTAMENTO ANUAL

A metodologia proposta apresenta semelhanças com a metodologia aprovada em Espanha para o pagamento dos CTC. Em Espanha, o pagamento destes custos tem condicionado fortemente o funcionamento do mercado diário. Com efeito, ao longo dos últimos anos, os preços que se têm formado no mercado diário têm sido, em média, iguais ao preço de referência do mercado, estabelecido para o mercado diário Espanhol, ou seja, cerca de 36 €/MWh. Na base deste condicionamento dos preços de mercado está o ajuste que é efectuado, em base anual, aos pagamentos devidos por CTC aos produtores. Um mercado assim constituído não é concorrencial e não permite extrair as vantagens da criação de um mercado – preços competitivos.

Em Portugal, o valor de referência proposto no Projecto de Decreto-Lei é igualmente de 36 €/MWh e estão previstos, tal como em Espanha, ajustamentos a efectuar aos pagamentos, em base anual. Assim, o mercado diário irá continuar a apresentar preços condicionados pelo preço de referência pré-estabelecido, pelo menos durante os próximos 10 anos, por ser este o período considerado para se efectuarem os ajustamentos anuais.

O facto de os preços serem condicionados pelos ajustamentos anuais introduz diversas distorções de concorrência, nomeadamente:

- Uma vez que têm a remuneração assegurada, os produtores vinculados podem oferecer preços baixos evitando assim a entrada de novos agentes no mercado. Esta estratégia de oferta no mercado constitui uma barreira à entrada, o que, para além de tornar o mercado não competitivo, pode acarretar, a prazo, problemas ao nível da segurança de abastecimento.
- Os produtores não correm risco de preço nem de volume. O mecanismo de recuperação dos CMEC proposto retira integralmente o risco de mercado aos produtores. Não incorrem no risco de preço, porque o valor do CAE está revertido no valor do CMEC e é integralmente assegurado através dos ajustamentos *a posteriori*. Desta forma os produtores recebem o mesmo independentemente do preço que se forme no mercado. Não incorrem no risco de volume porque podem oferecer a preços baixos, garantindo a sua colocação na ordem de mérito estabelecida pelo mercado.
- Os produtores não têm incentivos a operar no mercado de forma eficiente, nem necessitam de definir estratégias de operação no mercado, porque o ajustamento aos pagamentos compensa integralmente os produtores relativamente ao que recebem através do mercado. Com efeito, o valor dos CMEC é ajustado em função do valor real que assuma qualquer variável que se afaste dos valores inicialmente considerados e os ajustes são repercutidos imediatamente nas tarifas, acrescidos de juros. Os produtores apenas têm um incentivo a estarem disponíveis, sendo este o único motivo pelo qual o valor que recebem pode ser diferente do previsto inicialmente.

O ajustamento anual não seria necessário caso se permitisse que fosse o próprio mercado a valorizar os CAE. Adicionalmente, esta solução permitiria criar, desde já, um mercado competitivo e eficiente onde os preços não seriam condicionados e onde não haveria distorções de concorrência.

A valorização pelo mercado dos contratos seria obtida através de um leilão desses contratos, na sequência do qual a REN cederia a sua posição contratual a terceiros que, por sua vez, ficariam detentores de uma capacidade de produção virtual. Os produtores continuariam a receber o valor contratado no CAE. Esta solução garantiria a manutenção do equilíbrio contratual e permitiria aos agentes que adquirissem a posição contratual da REN actuar livremente no mercado.

O valor dos CMEC seria automaticamente estabelecido pela diferença entre o valor do contrato e o valor que resultasse do leilão. Nesta situação, não se tornaria necessário proceder a ajustes *a posteriori* em função dos preços reais de mercado, o que evitaria que os preços de mercado fossem condicionados à partida.

A solução dos leilões virtuais de capacidade teria ainda a vantagem de aumentar o número de agentes a operar no mercado da produção de energia eléctrica, tornando o mercado mais eficiente e competitivo, também e sobretudo durante os próximos meses, período em que se prevê a separação frequente do sistema português do mercado ibérico, devido a congestionamentos nas interligações.

A DURAÇÃO DOS PAGAMENTOS

A distorção de concorrência terá uma longa duração, dado que os pagamentos aos produtores se realizam por um período equivalente ao tempo de vida da central de maior duração de cada produtor. Com efeito, se os pagamentos tivessem uma duração menor, os produtores receberiam os montantes acordados nos CAE num intervalo de tempo menor e, ao fim desse tempo, passariam a fazer ofertas de acordo com estratégias de mercado, permitindo a introdução de concorrência efectiva. Tendo em conta o período de tempo previsto para o pagamento dos CMEC, o presente Projecto de Decreto-Lei introduz diversas distorções de concorrência, nomeadamente:

- Distorção da concorrência entre produtores com direito ao recebimento dos CMEC e produtores sem esse direito. Ao longo do tempo, irão surgindo no mercado outros produtores sem direito a pagamentos por CMEC, que têm de recuperar todos os seus custos através dos preços que se formem no mercado e que coexistirão com produtores com direito ao recebimento dos CMEC, por 24 anos.
- Quando terminarem os ajustamentos anuais, os produtores que recebem CMEC podem, por um lado, oferecer a preços baixos, garantindo sempre o escoamento da sua produção e, por outro lado, receber o valor do CMEC adicionado do pagamento pela sua produção valorizada ao preço de mercado. Este preço corresponde, na maioria das situações, ao preço oferecido por um

produtor sem direito ao recebimento dos CMEC, sendo seguramente superior ao preço por este oferecido.

- Os pagamentos devidos a CTC em Espanha, que terminam em 2010, introduzem o mesmo tipo de distorções da concorrência. Após esta data, a distorção de concorrência será mais significativa entre os produtores de energia eléctrica de Portugal e Espanha, na medida em que os produtores portugueses continuam a receber por CMEC numa altura em que os pagamentos em Espanha já terminaram.

Quanto menor for a duração dos pagamentos pelos CMEC, mais depressa será possível o desenvolvimento de um mercado competitivo.

Na perspectiva da construção de um mercado ibérico da electricidade, seria desejável que o período de pagamento dos CMEC coincidisse com o tempo previsto para o pagamento dos CTC em Espanha.

O NIVELAMENTO DO PERFIL DOS PAGAMENTOS

O Projecto de Decreto-Lei prevê que os pagamentos dos CMEC sejam anualizados por um período que poderá alcançar os 24 anos.

Actualmente, o perfil de pagamento previsto nos CAE tem uma duração média de 14 anos e é decrescente no tempo, acompanhando o ritmo de amortização das centrais de produção. Com este perfil, o valor pago por cada unidade de potência instalada nestas centrais de produção de energia eléctrica mantém-se aproximadamente constante.

Com o perfil de pagamento anualizado, os consumidores pagam sempre o mesmo, mas vão dispondo de uma capacidade de produção inferior de ano para ano. Nesta situação, o valor pago por cada unidade de potência instalada é crescente no tempo. A partir de certo momento, os consumidores estarão a pagar aos produtores uma capacidade de produção de energia eléctrica que já não existe. Os produtores com direito a estes pagamentos, por capacidades não existentes, apresentam uma vantagem competitiva relativamente aos restantes produtores, o que se traduz claramente numa distorção da concorrência no mercado grossista.

Os sinais económicos transmitidos aos consumidores de energia eléctrica através das tarifas devem traduzir os custos incorridos pelo sistema eléctrico necessários ao abastecimento desses consumidores.

Os custos relacionados com a produção de energia eléctrica devem ser transferidos para os consumidores à medida que ocorrem. O perfil destes custos deve ser decrescente no tempo, acompanhando o perfil de amortização dos activos, mantendo-se constante o valor que os consumidores pagam por cada unidade de potência instalada na produção de energia eléctrica.

Recomenda-se que o perfil de pagamentos por CMEC que passa à tarifa seja mais consentâneo com o perfil dos custos que lhe estão associados.

12.7 AGRAVAMENTO DE CUSTOS PROVOCADOS PELA ALTERAÇÃO DA ESTRUTURA DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema é, actualmente, uma tarifa monómia com um único termo variável, ou seja, um único preço de energia activa, independente do período horário. Esta tarifa é aplicável aos clientes não vinculados e está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis exclusivamente aos clientes do SEP. Assim, todos os consumidores pagam esta tarifa, contribuindo para a recuperação dos custos associados com a actividade de gestão global do sistema.

Nos termos do Projecto de Decreto-Lei, a tarifa de Uso Global do Sistema deve adoptar uma estrutura binómia, constituída por um termo fixo e outro variável, dependente da potência contratada pelo cliente.

Nestas circunstâncias, o Projecto de Decreto-Lei, para além de impor uma transferência de custos do SEP para o SENV, impõe uma alteração na estrutura tarifária, com consequências nos pagamentos individuais dos vários clientes, quer do SEP, quer do SENV.

Conforme analisado anteriormente os consumidores não vinculados observarão acréscimos tarifários globais muito significativos. A introdução na tarifa de Uso Global do Sistema de um novo preço de potência contratada originará acréscimos de facturação muito diferenciados por cliente e dependentes da utilização da potência contratada por cada cliente.

Os consumidores do SEP observarão reduções tarifárias globais. Contudo, a transferência de custos da tarifa de Energia e Potência, com variáveis de facturação de potência média em horas de ponta e energia activa consumida por período horário, para a tarifa de Uso Global do Sistema e em particular através da variável de facturação de potência contratada, originará variações de facturação muito diferenciadas por cliente e dependentes da utilização da potência contratada e da potência média em horas de ponta por cada cliente.

Os impactes na facturação de cada cliente do SEP e do SENV poderão ser muito significativos, situando-se em torno das variações tarifárias globais. Importa esclarecer que as diferenças nas variações de facturação observadas pelos clientes do mesmo nível de tensão ou tipo de fornecimento serão substancialmente superiores às variações tarifárias globais. Tal conduzirá, mesmo para o SEP, à observação, por alguns clientes, de acréscimos de facturação significativos, apesar de ocorrerem num cenário de redução tarifária generalizada.

As variáveis de facturação da tarifa de Energia e Potência foram definidas por forma a traduzirem ou reflectirem os custos efectivamente causados no sistema. Adicionalmente os seus preços apresentam uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais. Nestas circunstâncias relacionam-se os pagamentos dos consumidores com os custos que estes efectivamente causam no sistema, transmitindo-se os sinais económicos adequados à utilização racional dos recursos. Os preços das energias de vazio são estabelecidos por forma a igualarem os respectivos custos marginais. Os preços da energia em horas de ponta e em horas cheias diferem dos custos marginais na medida em que são escalados para que a tarifa de Energia e Potência proporcione os proveitos permitidos na actividade de aquisição de energia eléctrica. Os escalamentos a incidirem nos preços da energia em horas de ponta, energia em horas cheias e potência média em horas de ponta são inversamente proporcionais à elasticidade da procura preço associada a cada variável com o objectivo de assim promover a maximização do bem estar social.

A metodologia de cálculo desta tarifa encontra-se estabelecida no Regulamento Tarifário. Nos diversos documentos justificativos de determinação das tarifas e preços anuais da energia eléctrica, divulgados na página de Internet da ERSE, os cálculos referidos são apresentados e justificados.

Importa referir que esta metodologia teve por base estudos e propostas apresentados à ERSE pela EDP Distribuição e pela REN. Estes estudos e propostas motivaram a introdução de alterações à estrutura tarifária estabelecidas através dos Despachos n.º 24 556 A/2000 e n.º 18 413 A/2001, as quais foram precedidas de consulta pública.

Considera-se que qualquer alteração de estrutura tarifária deve ser acompanhada, não só de estudos justificativos, como também de uma análise dos impactes causados nos consumidores. Adicionalmente não devem ser ignorados os seus efeitos na modificação das características da procura. Com efeito, a alteração da estrutura tarifária proposta pelo Projecto de Decreto-Lei com a transferência de preços de potência e energia em horas de ponta e de preços de energia em horas cheias, para preços de potência contratada, dificilmente controlada pelos consumidores, provavelmente conduzirá a crescimentos da potência em ponta, com consequências negativas em termos das necessidades futuras, capacidade de produção e capacidade de transporte e de distribuição das redes. A procura do sector eléctrico apresenta elasticidade aos preços. A alteração tarifária proposta conduz a que os consumidores venham a utilizar mais a potência em horas de ponta e cheias, situação geradora de problemas de escassez de oferta.

Por último, importa acrescentar que a transferência de preços de potência em horas de ponta e preços de energia activa em horas de ponta e cheias, para preços de potência contratada, dada a actual configuração do sistema electroprodutor, pode provocar, ainda que transitoriamente, que os preços nos períodos horários de ponta e cheias se situem abaixo do respectivo custo marginal de médio e longo prazo. A existência de preços abaixo dos custos marginais conduz à transmissão de sinais

desadequados aos consumidores, geradores de ineficiência na utilização dos recursos e afectando negativamente o bem estar social.

12.8 AGRAVAMENTO DE CUSTOS DE CLIENTES ELEGÍVEIS

O Projecto de Decreto-Lei considera que parte dos custos actualmente associados com a actividade de aquisição de energia eléctrica, afectos exclusivamente aos fornecimentos do SEP e recuperados através da tarifa de Energia e Potência, integrada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, sejam transferidos para a tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os fornecimentos (isto é: do SEP e do SENV, em termos do modelo de organização ainda vigente).

Nestas condições, os actuais clientes do SENV observarão substanciais acréscimos tarifários, na medida em que deverão partilhar encargos da actividade de aquisição de energia eléctrica no âmbito do SEP, actualmente suportados exclusivamente pelos consumidores do SEP.

O sobrecusto da PRE é calculado pela diferença entre os custos unitários desta produção e os custos unitários da actual actividade de aquisição de energia eléctrica no âmbito do SEP. Na medida em que se reduz o custo unitário de aquisição de energia eléctrica do SEP, por transferência de custos para a tarifa de Uso Global do Sistema, o sobrecusto da PRE incluído na tarifa de Uso Global do Sistema irá também aumentar.

O acréscimo tarifário observado na tarifa de Uso Global do Sistema terá impactes significativos nos preços pagos pelos consumidores elegíveis pelo acesso às redes.

No Quadro 12-1 apresentam-se os acréscimos da tarifa de Uso Global do Sistema a observar pelos clientes não vinculados em MAT, AT, MT, BTE e BTN. Os clientes em BTN ainda não podem escolher o seu fornecedor. Contudo, quando puderem exercer esse direito, pagarão pelo acesso às redes preços superiores comparativamente com a situação de inexistência de CMEC. Este acréscimo tarifário será diferenciado por nível de tensão.

O acréscimo tarifário a observar na tarifa de Uso Global do Sistema será significativo (162%), mesmo considerando o efeito de alteração do perfil de pagamento dos CMEC com a consequente transferência de custos para os consumidores futuros.

Quadro 12-1 - Variação da tarifa de Uso Global do Sistema
Tarifas com CMEC em 2004

Nível de tensão	Acréscimo tarifário
MAT	126%
AT	125%
MT	159%
BTE	165%
BTN	172%
Global	162%

Tomando em consideração as características do SENV previstas para 2004, a variação do preço de acesso às redes a observar pelos clientes não vinculados será de 41%. As variações serão diferenciadas por nível de tensão e tipo de fornecimento, conforme se apresenta no Quadro 12-2. É nos níveis de tensão mais elevados que se observam as maiores variações em valor percentual.

Quadro 12-2 - Variação de preços a pagar pelo acesso às redes em 2004

Nível de tensão	Acréscimo tarifário
MAT	93%
AT	109%
MT	40%
BTE	35%
BTN	30%
Global	41%

Num mercado ibérico em que consumidores portugueses e espanhóis estão em igualdade, é possível o acesso a preços de energia eléctrica idênticos. Em particular, os consumidores com características eléctricas iguais podem obter preços médios de energia iguais.

Neste cenário, o nível de preços pagos pelos consumidores, pelo uso das redes e pelo uso global do sistema, em Portugal e em Espanha, assume uma importância primordial, na medida em que sendo diferentes, originam preços médios finais pagos pelos consumidores em Portugal e em Espanha diferentes.

Com os CMEC verifica-se que os preços a pagar pelo uso de redes e uso global do sistema passam de uma situação favorável para os consumidores portugueses para uma situação desfavorável, comparativamente com os seus congéneres espanhóis. São sobretudo os consumidores domésticos e industriais de menor dimensão os mais penalizados.

O impacte na facturação dos clientes seria minimizado se a tarifa de Uso Global do Sistema adoptasse uma estrutura binómia com um termo de potência em horas de ponta e termos variáveis de energia activa.

Seria também desejável poder efectuar em cada ano uma afectação dos encargos da parcela fixa ou da parcela variável dos CMEC individualmente a cada um dos termos da tarifa, por forma a minimizar impactes na facturação dos consumidores. Se a referida afectação for mantida, em cada ano serão observados impactes significativos na estrutura tarifária, registando-se grandes variações de facturação diferenciadas por cliente.

12.9 INCERTEZA ASSOCIADA À DISCRICIONARIDADE DE DECISÕES FUTURAS

A taxa utilizada para o cálculo das rendas a pagar aos produtores não está definida no Projecto de Decreto-Lei, permitindo que seja diferente da taxa com que foram actualizados os pagamentos devidos pelos CAE.

A discricionaridade introduzida pela definição futura desta taxa, por portaria do Ministro da Economia, ou em alternativa, como sendo “[...] a taxa de juro associada aos pagamentos realizados aos titulares de valores mobiliários titularizados em cada operação de titularização dos activos referidos [...]”, confere ao pagamento dos CMEC um grau de incerteza adicional.

Caso o valor que venha a ser definido seja superior ao valor estabelecido para a actualização dos pagamentos pelos CAE (taxa de remuneração das Obrigações do Tesouro) ocorrerá um sobrecusto a ser pago pelos consumidores de energia eléctrica em benefício dos produtores, sem que tal seja devidamente justificado. De facto, os perfis de pagamento previstos nos CAE e nos CMEC devem ser financeiramente equivalentes o que só é possível utilizando a mesma taxa na actualização dos valores a pagar pelos CAE e no cálculo das rendas previstas nos CMEC.

Como demonstrado no capítulo 10, uma discrepância de 2 pontos percentuais nas taxas aplicadas conduz a um aumento da renda anual a pagar pelos consumidores de 57% (cerca de 347 milhões de euros).

Sendo o perfil de pagamento dos CMEC anualizado, recomenda-se que a taxa utilizada para a definição da renda a pagar (ou a receber) aos produtores de energia eléctrica seja a mesma que é utilizada na actualização dos montantes anuais dos pagamentos previstos nos CAE, como está definido no artigo 4º. Só desta forma se garante a equivalência financeira entre os valores de pagamento previstos nos CAE e os valores previstos nos CMEC e se retira a incerteza inerente à não definição a priori desta taxa.

Outra incerteza associada à discricionaridade de decisões futuras prende-se com as disposições estabelecidas nos n.ºs 3 a 5 do artigo 11.º que permitem à DGGE proceder a uma comparação entre os

custos e proveitos dos centros electroprodutores com os de outras centrais de tecnologia equivalente, permitindo a redução discricionária em 20% dos montantes de compensação.

Neste sentido, recomenda-se também que os n.ºs 3, 4 e 5 do artigo 11.º sejam eliminados.

12.10 FUNDO DE CORRECÇÃO DE HIDRAULICIDADE

O mecanismo de correcção de hidraulicidade permite estabilizar as tarifas face à variação que se verifica de ano para ano na produtibilidade de origem hídrica e à variação dos encargos variáveis de produção de origem térmica de substituição.

A hidraulicidade é um fenómeno de carácter cíclico, podendo-se verificar períodos secos alternados com períodos húmidos de duração variável. No entanto, a prazo, é possível identificar o valor médio destes custos e repercutir nos consumidores este valor desde que seja estabelecido um mecanismo apropriado que permita absorver as variações anuais.

A ausência de um mecanismo de correcção de hidraulicidade terá um grande impacte na variabilidade das tarifas, transferindo para os consumidores variações de custos que num ano podem ser num sentido e no ano seguinte no sentido oposto, podendo confundir os sinais económicos que verdadeiramente importa transmitir aos consumidores e aos agentes económicos.

Relativamente às decisões de longo prazo tomadas pelos agentes económicos (de investimento ou de mudança de fornecedor) com base nos sinais económicos que lhes são transmitidos pelas tarifas, estas variações representam um “ruído” de curto prazo que importa atenuar.

Recorda-se também que o actual valor do Fundo de Correcção de Hidraulicidade foi integralmente pago pelos consumidores de energia eléctrica através da incorporação nas tarifas do ex-Fundo de Apoio Térmico, pertencendo consequentemente aos consumidores e devendo ser utilizado em seu benefício.

O Projecto de Decreto-Lei é omissivo quanto ao destino do Fundo de Correcção de Hidraulicidade cujo valor actual é de cerca de 387,5 milhões de euros. A sua não inclusão no mecanismo de determinação do valor dos CMEC suscita preocupação.

Dada a relevância de um mecanismo que permita estabilizar as tarifas face a variações dos custos de produção de energia eléctrica de origem hídrica, recomenda-se que, no presente Projecto de Decreto-Lei, a continuidade de um mecanismo desta natureza seja convenientemente clarificada. O texto do projecto não é claro quanto à manutenção do mecanismo actualmente em vigor ou de outro que tenha o mesmo objectivo.

Convém referir que este fundo é património dos consumidores de energia eléctrica. A extinguir-se, sem qualquer mecanismo similar de substituição, é forçoso que o seu saldo disponível reverta integralmente a favor das tarifas.

12.11 VERIFICAÇÃO DA DISPONIBILIDADE DAS CENTRAIS

Nos CAE existem mecanismos que permitem à REN verificar a disponibilidade dos grupos electroprodutores, nomeadamente através da:

- Realização de testes de disponibilidade.
- Obrigação dos produtores fazerem declarações de disponibilidade dos grupos, que a REN verifica automaticamente através das instruções de despacho que emite para a entrada em funcionamento dos grupos electroprodutores.

Para além disso, a REN tem um incentivo natural a fiscalizar a disponibilidade dos grupos das centrais na medida em que é parte interessada no contrato.

No novo enquadramento, os produtores passam a fazer auto-despacho através das ofertas que colocam no mercado diário. O papel da REN irá estar limitado a dar as instruções que permitam cumprir o programa que resulta da contratação no mercado diário. Desta forma, as declarações de disponibilidade que os produtores façam à REN são inúteis, uma vez que o programa de funcionamento das centrais não depende da REN. Por outro lado, desaparece a possibilidade de a REN fazer testes de disponibilidade. Adicionalmente, a REN deixa de ter incentivos à fiscalização da disponibilidade das centrais.

Desta forma, o disposto na alínea a) v. do n.º1 do artigo 4.º do Projecto de Decreto-Lei que refere que os parâmetros de cálculo do valor do CAE sejam ponderados pelos factores de correcção relativos à disponibilidade de cada centro electroprodutor, revela-se inútil neste novo contexto.

Caso não sejam definidos os mecanismos necessários à verificação da disponibilidade dos grupos electroprodutores, os produtores poderão fazer declarações de disponibilidade superiores às acordadas nos CAE. Não podendo estas declarações ser verificadas *a posteriori*, traduzir-se-ão em pagamentos fixos pelos CMEC mais elevados.

Recomenda-se que o Projecto de Decreto-Lei defina a metodologia de verificação da disponibilidade das centrais que permita em simultâneo:

- Criar incentivos aos produtores de energia eléctrica para que mantenham os seus grupos electroprodutores com disponibilidades elevadas, tal como previsto nos actuais CAE.

- Definir os mecanismos necessários à REN para proceder à fiscalização da disponibilidade dos grupos das centrais, tal como previsto nos actuais CAE.

12.12 PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS

Através dos CAE, os produtores de energia eléctrica têm incentivos a adquirir os combustíveis de forma eficiente, dado que o preço aceite dos combustíveis que adquirem (e os respectivos custos que são transferidos para as tarifas) é função de índices internacionais de preços. Ao ser pago por índices internacionais pré-estabelecidos, o produtor sabe que, se adquirir o combustível a preços inferiores aos do índice internacional, é-lhe permitido reter o ganho respectivo. Para os consumidores este mecanismo tem a vantagem de assegurar que o valor pago pelos combustíveis através das tarifas é um valor estabelecido pelos mercados internacionais, não estando sujeito a arbitrariedade dos produtores.

O Projecto de Decreto-Lei prevê que o valor dos preços de combustíveis diga respeito a “[...] preços internacionais CIF [...]” sem especificar o índice a utilizar nos cálculos dos ajustamentos anuais. Esta formulação é demasiado vaga, permite interpretações divergentes pelos diversos agentes intervenientes neste processo e não incentiva os produtores a adquirirem os combustíveis de forma eficiente transferindo para os consumidores o encargo total com a aquisição de combustíveis, qualquer que seja o preço pago pelos produtores.

Recomenda-se que o Projecto de Decreto-Lei defina os mecanismos necessários que permitam:

- Incentivar os produtores de energia eléctrica a adquirir combustíveis de forma eficiente.
- Definir indicadores internacionais de preço dos combustíveis de forma a assegurar a razoabilidade dos valores que serão pagos pelos consumidores de energia eléctrica.

12.13 SOBRECUSTOS PREVISTOS NO PROJECTO DE DECRETO-LEI

O Projecto de Decreto-Lei introduz os seguintes sobrecustos, relativamente aos custos previstos nos CAE, a serem pagos por todos os consumidores de energia eléctrica:

- Prémio de risco no valor de 0,25%, a adicionar à taxa utilizada no cálculo do valor actualizado do CAE - taxa de rendimento das Obrigações do Tesouro. Não havendo risco de preço nem de volume de produção de energia eléctrica, não se compreende a existência deste prémio de risco.
- Remuneração adicional dos terrenos, incluindo a compensação relativa a valores não recebidos pela entidade concessionária da RNT nos anos de 1999 a 2003.
- Investimentos a efectuar nas centrais de Sines e Pego, remunerados a uma taxa de 8,5% real, que claramente está desajustada dos valores de mercado. De facto, um CAE assinado hoje teria

uma taxa de remuneração do activo semelhante à que no próprio Projecto de Decreto-Lei é reconhecida como um valor actual de mercado - taxa de rendimento das Obrigações do Tesouro.

- Encargos com a titularização dos CMEC. A titularização dos CMEC não está directamente relacionada com a cessação dos CAE, uma vez que estes poderiam cessar e os produtores serem devidamente compensados sem que houvesse lugar a titularização. A titularização é uma opção do produtor que em nada deve afectar os consumidores de energia eléctrica que lhe são totalmente alheios, não retirando benefícios desta operação.

Relativamente aos sobrecustos anteriormente identificados recomenda-se que:

- Seja eliminado o “prémio de risco” a adicionar à taxa utilizada no cálculo do valor actualizado do CAE.
- Não seja considerada a remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores.
- Os custos relativos aos novos investimentos a considerar nas centrais de Sines e do Pego sejam devidamente justificados após terem sido efectuados, podendo haver lugar a ajustamentos caso os custos revelem ser inferiores aos actualmente previstos. A taxa a utilizar na remuneração destes novos activos deve corresponder a valores actuais de mercado da remuneração de activos sem risco, podendo, por exemplo, ser utilizada a taxa considerada no Projecto de Decreto-Lei para a actualização dos pagamentos previstos nos CAE - taxa de remuneração das Obrigações do Tesouro.
- Não sejam considerados para efeito de cálculo dos pagamentos dos CMEC os custos relativos à titularização desses pagamentos.

12.14 ELEVADA VARIABILIDADE DOS AJUSTAMENTOS ANUAIS

Os preços pagos pelos consumidores de energia eléctrica devem reflectir, tanto quanto possível, os custos relacionados com a produção, o transporte, a operação do sistema, a distribuição e a comercialização de energia eléctrica. A transferência destes custos e das suas variações para os consumidores deve ser feita num período de tempo relativamente curto, de forma a permitir que as decisões sobre a utilização dos recursos disponíveis seja feita em função dos sinais económicos que vão sendo transmitidos pelas tarifas. É o caso, por exemplo, dos custos de aquisição dos combustíveis necessários à produção de energia eléctrica e dos custos relacionados com a escassez ou o excesso de oferta face à procura.

Existem, no entanto, outros custos cuja variação tem um carácter cíclico e cujo valor médio ao longo do tempo apresenta alguma estabilidade. Relativamente a estes custos, não se considera, em geral, ser necessário o seu reflexo imediato nos consumidores, podendo encontrar-se mecanismos que permitam absorver estas variações, transferindo para os consumidores o seu valor médio. Trata-se, por exemplo,

dos custos relacionados com a hidraulicidade. Pode haver também variações de curto prazo no preço de mercado que não sejam o reflexo, nem de variações dos custos dos combustíveis, nem de desajustes entre a oferta e a procura e cuja tradução nas tarifas possa ser em parte absorvida através de regras específicas de passagem destes custos às tarifas.

Existem ainda outras variações de custo que são artificialmente introduzidas pelas regras estabelecidas para a sua recuperação. Trata-se, por exemplo, dos ajustamentos calculados *a posteriori* aos pagamentos pelos CMEC. De facto, os ajustamentos anuais aos pagamentos pelos CMEC estabelecidos *a priori* podem apresentar grandes variações de ano para ano que se traduzirão em variações acentuadas das tarifas pagas pelos consumidores, ocasionadas pelas regras propostas no presente Projecto de Decreto-Lei, nomeadamente:

- Os ajustamentos que ocorrem quando o preço de mercado de energia eléctrica se afastar do preço de referência.

Conforme analisado anteriormente, caso o preço de mercado se afaste do valor de referência, os ajustamentos a considerar na Parcela de Acerto, no ano seguinte, podem assumir valores consideravelmente elevados num ano e em sentido contrário no ano seguinte, sem que isso represente variações nos preços dos combustíveis ou um desajuste entre a oferta e a procura, ou ainda qualquer outra razão directamente relacionada com o funcionamento eficiente do mercado. Como indicado no capítulo 10, uma variação de 1€/MWh no preço do mercado acarreta uma variação de 14% no montante da renda anual.

- Os ajustamentos devidos a variações dos preços reais dos combustíveis face aos valores considerados no Projecto de Decreto-Lei para o cálculo do CMEC.

Os valores dos preços dos combustíveis, conforme já analisado, podem apresentar variações substanciais face aos valores estabelecidos, principalmente o preço do carvão que se encontra actualmente ao dobro do valor estabelecido. Este facto pode originar desvios acentuados designadamente no primeiro ano de funcionamento do mecanismo proposto. Como explicado no capítulo 10, uma variação de 10% no preço do carvão traduz-se numa variação de 8,3% na renda anual.

Caso não seja adoptada a metodologia dos leilões de capacidade virtual, descrita no capítulo 3, recomenda-se que os ajustes sejam calculados para um período de tempo mais alargado, por exemplo de quatro anos. O cálculo do ajustamento de quatro em quatro anos permitiria absorver as variações de preços de mercado de curto prazo, transferindo para os consumidores preços mais estáveis.

Recomenda-se também que os valores dos preços dos combustíveis estabelecidos no Anexo V sejam revistos, nomeadamente para os primeiros anos, e que sejam considerados valores mais próximos dos actuais valores de mercado, principalmente os valores relativos ao carvão. Refira-se que esta alteração

não alteraria a ordem de mérito das centrais determinada pelo modelo VALORAGUA, permitindo em simultâneo reduzir o valor do desvio que irá ocorrer no primeiro ano de funcionamento dos CMEC.

12.15 SUBSIDIAÇÃO INTER-TEMPORAL

O Projecto de Decreto-Lei prevê que os pagamentos fixos dos CAE, cujo perfil apresenta um andamento descendente, seja substituído pelo pagamento dos CMEC com um perfil constante durante um período de 24 anos.

O nivelamento dos pagamentos corresponde a um exercício de engenharia financeira através do qual é possível baixar as tarifas nos primeiros anos à custa de as fazer descer menos (do que o que os CAE permitiriam) nos anos seguintes. A escolha do perfil de pagamentos aos produtores permite que o fluxo dos pagamentos a exigir aos consumidores seja constante, crescente ou decrescente, preservando o seu valor actual.

Em qualquer uma destas situações, os produtores recebem o mesmo e os consumidores também pagam o mesmo. Como o conjunto de consumidores se altera ao longo do período de pagamento, isto é, os consumidores não são exactamente os mesmos ao longo de 24 anos, o mecanismo de pagamento dos CMEC proposto irá determinar descidas nas tarifas dos próximos anos, favorecendo os actuais consumidores, e tarifas mais elevadas nos anos futuros, penalizando os consumidores da geração seguinte. Trata-se de uma subsidiação no tempo, através da qual os consumidores do futuro irão pagar custos que, na realidade, são custos do presente. Para que não haja subsídios, os preços devem reflectir os custos; para tal, basta definir um perfil de pagamentos decrescente que acompanhe o valor, também decrescente no tempo, dos activos das respectivas centrais de produção de energia eléctrica.

A subsidiação inter-temporal prevista pelo mecanismo dos CMEC penaliza os consumidores do futuro em benefício dos consumidores actuais. Refira-se que os produtores de energia eléctrica não são prejudicados por esta alteração do perfil de pagamento, dado o mecanismo conter a possibilidade de os produtores titularizarem os pagamentos dos CMEC, recebendo-os integralmente já.

Recomenda-se que o perfil de pagamento dos CMEC seja decrescente no tempo permitindo que cada consumidor, de um dado período, pague os custos do sistema eléctrico desse mesmo período.

12.16 SERVIÇOS DE SISTEMA

Os actuais CAE incluem a contratação de serviços de sistema com cada um dos produtores. Para cada produtor do SEP foram estabelecidos, no respectivo CAE, os serviços de sistema obrigatórios, os serviços de sistema complementares e os serviços especiais.

Para os serviços obrigatórios, estão estabelecidas penalidades relativas à sua não disponibilização. Sempre que o produtor for chamado a fornecer um serviço de sistema obrigatório e não cumpra o estabelecido no contrato, sofre uma penalização nos pagamentos fixos previstos no CAE, sob a forma de uma percentagem de redução no pagamento.

Para os restantes serviços, está acordada no CAE, para cada produtor, e de acordo com os serviços de que dispõem, a forma como estes serviços são disponibilizados e os preços correspondentes.

Os serviços de sistema são fundamentais à operação do sistema eléctrico, quer em termos de fiabilidade do sistema, quer relativamente à qualidade e continuidade do serviço. São também os serviços de sistema que permitem fazer o encontro instantâneo da oferta e da procura de energia eléctrica e fazer face a contingências no funcionamento do próprio sistema. A sua disponibilização é fundamental tanto em situação de funcionamento estável como em situações de emergência.

Dada a importância destes serviços, considera-se que os CAE não devem cessar sem que esteja devidamente acautelada a manutenção da disponibilização destes serviços à entidade concessionária da RNT. Assim, recomenda-se que, em simultâneo com a cessação dos CAE, seja definido o relacionamento entre a REN e os produtores para o fornecimento de serviços de sistema através de mecanismos de mercado ou contratuais adequados.

12.17 COMO PROCEDER NA AUSÊNCIA DE ACORDO SOBRE A CESSAÇÃO DOS CAE

A extinção antecipada dos CAE, por motivos não imputáveis ao produtor, está sujeita à celebração do Acordo de Cessação. Tratando-se de um acordo, o que representa um encontro de vontades, pode suceder que nem todos os produtores acordem na extinção dos CAE.

Nestas circunstâncias, como face à Directiva 2003/54/CE não é possível manter os actuais CAE, o diploma deve prever o mecanismo de extinção imperativa dos CAE quando o produtor se recuse a celebrar o Acordo de Cessação.

12.18 IMPRECISÕES SEMÂNTICAS

O texto do Projecto de Decreto-Lei está dividido em corpo principal e anexos. No corpo principal descrevem-se o mecanismo de cessação dos CAE e a metodologia de compensação aos produtores com CAE. No Anexo I apresentam-se as fórmulas de cálculo correspondentes ao referido mecanismo e à metodologia utilizada no cálculo da compensação aos produtores. Nos restantes anexos identificam-se as entidades produtoras beneficiárias das compensações, definem-se os preços do mercado de referência, descrevem-se os processos de cálculo da produção a considerar no cálculo das

compensações e definem-se os valores base para o cálculo dos encargos com a aquisição de combustível.

A leitura deste Projecto de Decreto-Lei suscita várias dúvidas, resultado de alguma falta de clareza com que os conceitos, a definição da metodologia e as fórmulas de cálculo são apresentadas. Havendo uma distinção entre corpo principal e anexos, a relação entre o estabelecido no corpo principal e nos anexos deve ser inequívoca. As disposições do presente articulado e a sua relação com as fórmulas apresentadas no Anexo I são, em geral, de difícil interpretação, mesmo por quem possua um conhecimento profundo do clausulado dos CAE e dos mecanismos alternativos para a sua cessação.

Tendo em conta o elevado número de intervenientes, no futuro, no cálculo e na supervisão da aplicação destes mecanismos – Ministério da Economia, DGGE, ERSE, REN e produtores –, e ainda os interesses das entidades directamente envolvidas, sejam produtores, entidades financeiras, ou consumidores, importa que o texto do presente Projecto de Decreto-Lei seja melhorado, no sentido de o tornar mais claro e de aplicação inequívoca evitando potenciais conflitos devidos a diferentes interpretações dos mecanismos definidos.

O texto do corpo principal, onde se definem as parcelas que constituem determinado montante, devem fazer referência às expressões numéricas do Anexo I que permitem o seu cálculo, identificando claramente a fórmula a utilizar em cada caso.

Refira-se a título de exemplo o disposto no artigo 4º, relativamente aos parâmetros e metodologia de cálculo dos CMEC. Nas diversas alíneas deste artigo são definidas as variáveis que constam da fórmula definida no artigo 1.º do anexo I; cada alínea deveria ter uma referência explícita à correspondente variável estabelecida na fórmula. Assim:

- No final do corpo principal do artigo deve ser acrescentado: “[...], calculado de acordo com a expressão definida no artigo 1.º do anexo I para a variável CP_k aí definida”
- Na alínea a) deve ser acrescentado: “[...] constituindo o valor a atribuir à variável EF_{ki} constante da fórmula definida no artigo 1.º do Anexo I”
- Na alínea iv) da mesma alínea a) deve ser acrescentado: “[...] que constitui o valor a atribuir à variável j constante da fórmula definida no artigo 1.º do Anexo I”
- Na alínea b) deve ser acrescentado: “[...], constituindo respectivamente os valores a atribuir às variáveis PT_{mh} e VT_{kimh} constantes da fórmula definida no artigo 1.º do Anexo I”

Este raciocínio deve ser repetido para as restantes alíneas deste artigo e para todas as alíneas dos artigos 5.º e 6.º com o objectivo de introduzir maior clareza no articulado e facilitar a compreensão do mecanismo.

Seria também útil que todas as fórmulas constantes dos anexos fossem numeradas, com vista a facilitar as referências cruzadas.

Não devem existir referências cruzadas em sentido contrário, isto é, todas as variáveis a calcular devem ser definidas no corpo principal e o seu cálculo deve ser estabelecido no anexo através de uma fórmula de cálculo que permita determinar o seu valor de forma inequívoca; não pode haver variáveis a calcular sem a correspondente fórmula, cujo “cálculo” remete para um texto meramente explicativo o corpo principal do Projecto de Decreto-Lei. É o caso, por exemplo, das variáveis A_i que aparecem nos artigos 3.º, 6.º e 9.º do Anexo I, cuja formulação do cálculo remete para alíneas de texto do corpo principal do Decreto-Lei, não existindo a sua fórmula de cálculo. Qualquer uma das variáveis A_i deve ser identificada e explicada no corpo principal do Projecto de Decreto-Lei e, no anexo, deve ser apresentada a fórmula que permite o seu cálculo. Com a remissão da formulação do cálculo destas variáveis para um texto explicativo do corpo principal, o cálculo destas variáveis fica sujeito a interpretações diversas e a potenciais conflitos. Por outro lado, as variáveis A_i não têm o mesmo significado nos três artigos referidos: o valor de A_i nos artigos 6.º e 9.º têm um significado semelhante entre si mas a variável A_i do artigo 3.º tem um significado diferente; nesta situação, deviam ser utilizadas designações diferentes.

O texto principal do Decreto-Lei contém ainda lapsos e incorrecções que dificultam a sua compreensão:

- No preâmbulo do Projecto de Decreto-Lei é referido que o impacte económico da solução encontrada será representado nas tarifas por um período “[...] de (?) até 23 anos[...]”. Este número máximo de anos de aplicação dos CMEC não está conforme o número de anos de vida restante da última central do SEP (Venda Nova) que, de acordo com a tabela constante no Anexo VI, será de 24 anos.
- No artigo 5.º relativo ao mecanismo de repercussão dos CMEC nas tarifas. Neste artigo é estabelecida a metodologia de cálculo das compensações anuais dos produtores (e da REN) e é feita uma referência genérica aos artigos do anexo onde constam as fórmulas, mas o mecanismo propriamente dito não é explicado (o que devia ser o objectivo do corpo principal do Decreto-Lei). Não é, por exemplo, referido o cálculo de uma anuidade a pagar (receber) ao produtor, apesar de a fórmula correspondente do Anexo I corresponder ao cálculo de uma anuidade em função de um valor actual.
- Na alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º são referidos “encargos” como sendo na realidade taxas de juro a utilizar no cálculo da anuidade atrás referida. Também no n.º 4 do mesmo artigo são referidos valores nas alíneas a), b) e c) que posteriormente, no Anexo I, constam de fórmulas diferentes e que estão incluídas em artigos diferentes. A falta de referência cruzada entre o texto principal e as fórmulas dos anexos dificulta ainda mais a compreensão dos mecanismos descritos.
- Não é claro a que valor se referem as alíneas b) e e) do número 5 do artigo 5.º. Supomos que correspondam respectivamente aos valores das variáveis j'_a e A_i constantes das fórmulas dos artigos 5.º e do n.º1 do artigo 6.º, do Anexo I. A incerteza em torno destas alíneas pode ser

corrigida facilmente através das referências explícitas entre o texto principal e as variáveis que constam das fórmulas dos anexos, tal como já referido.

No Anexo I constam as fórmulas de cálculo e estão definidas também as variáveis que as integram. Verifica-se, no entanto, que variáveis que constam de fórmulas diferentes, tendo o mesmo significado, não têm a mesma definição. A definição é semelhante mas não é igual, havendo, contudo referências cruzadas de umas para outras. Sugere-se que as variáveis sejam definidas apenas uma vez, havendo referências cruzadas quando as variáveis surgem pela segunda vez, ou, em alternativa, que todas as variáveis sejam sempre definidas mas, neste caso, a definição deve ser rigorosamente igual.

O articulado apresenta ainda algumas incorrecções (para além dos erros que são enviados numa errata em anexo), que tornam algumas disposições incompatíveis com outras. O n.º 4 do artigo 3.º refere que “[...] o montante global bruto dos CMEC no conjunto dos CAE afectos a cada produtor é calculado nos termos do [...], havendo sempre lugar à realização de compensação entre os montantes dos CMEC positivos e negativos determinados em relação a cada CAE, [...]”. O texto do artigo 6.º refere que não é permitida a compensação entre os montantes que integram a Parcela Fixa e a Parcela de Acerto e os valores correspondentes aos montantes de CMEC negativos pagos pelo Produtor à entidade concessionária da RNT. Estas disposições são incompatíveis na medida em que, por um lado refere-se a existência de compensação entre CMEC positivos e negativos e por outro lado proíbe-se a compensação entre CMEC negativos e a Parcela Fixa (que é calculado por adição dos CMEC positivos e negativos de acordo com a expressão do artigo 2.º do anexo).

Suscitam ainda dúvidas os prazos de entrega de informação, de cálculo, e de repercussão das diversas parcelas de ajuste nas tarifas. Em anexo a este documento apresenta-se uma interpretação possível do fluxograma do funcionamento do mecanismo proposto. Não é também clara qual a responsabilidade de cada interveniente no processo – Ministro da Economia, DGGE, ERSE, REN e produtores.

A entrada em funcionamento do mecanismo não está estabelecida. Actualmente, os consumidores estão a pagar a energia eléctrica que consomem através de tarifas baseadas no estabelecido nos CAE. A cessação dos CAE implica mudanças nos pagamentos aos produtores e na repercussão destes montantes nos clientes. A entrada em funcionamento deste mecanismo e o início dos pagamentos dos CMEC aos produtores deve ser simultânea com a entrada em vigor do novo tarifário. A revisão das tarifas e da estrutura tarifária imposta pelo presente Projecto de Decreto-Lei só pode ser efectiva após a revisão do Regulamento Tarifário, precedida de consulta pública e de consulta ao Conselho Tarifário. Posteriormente à aprovação do Regulamento Tarifário é feita uma proposta de tarifas com base em informação enviada pelas empresas, pela DGGE e pelo Ministério da Economia que deverá ser apresentada ao Conselho Tarifário. Após análise do parecer do Conselho Tarifário, calculam-se as tarifas e publicam-se no Diário da República. Tendo em conta o procedimento atrás descrito, recomenda-se que sejam previstos no presente Projecto de Decreto-Lei, os mecanismos que permitam a sua entrada em vigor após estar completo todo o quadro regulamentar necessário à sua aplicação.

13 CONCLUSÕES

A cessação antecipada dos CAE e a introdução de um mecanismo que sujeita todos os consumidores de energia eléctrica ao pagamento de uma indemnização aos produtores vinculados (CPPE, Tejo Energia e Turbogás) durante 24 anos configura uma profunda transformação do sistema eléctrico nacional. A solução definida no Projecto de Decreto-Lei tem um impacte significativo em vários aspectos, nomeadamente:

- Eficiência do mercado grossista de energia eléctrica a desenvolver no âmbito ibérico, quer no curto prazo (em que o congestionamento das interligações levará à separação frequente do mercado português), quer no longo prazo.
- Viabilidade do sistema eléctrico liberalizado (SENV) - e dos respectivos fornecedores - que hoje representa cerca de 20% do consumo nacional.
- Competitividade do preço de acesso às redes face a Espanha.
- Factura de energia eléctrica de vários consumidores, em particular dos consumidores domésticos e empresariais com menor consumo.

A análise do Projecto de Decreto-Lei apresentada neste documento permite concluir que o referido projecto suscita numerosos problemas que devem ser cuidadosamente ponderados, nomeadamente:

1. Distorce a concorrência no mercado grossista de energia eléctrica com consequências negativas ao nível dos preços e da segurança de abastecimento.
2. Aumenta a receita dos produtores vinculados e da entidade concessionária da RNT face à situação actualmente existente (CAE) à custa dos consumidores. O sobrecusto a suportar pelos consumidores será, no mínimo, de 7,5%, podendo ser substancialmente superior, em função de decisões discricionárias que serão tomadas posteriormente à entrada em vigor do Decreto-Lei.
3. Relativamente à situação actualmente configurada nos CAE, promove a descida do preço médio das tarifas a clientes finais a pagar pelos consumidores actualmente abastecidos pelo SEP, até 2010, e o aumento, de 2011 até 2027, através de uma simples solução de engenharia financeira.
4. Apesar de proporcionar à maioria dos clientes actualmente abastecidos pelo SEP uma descida tarifária no curto prazo – à custa de aumentos posteriores – provoca variações de grande amplitude da factura de energia eléctrica de um grande número de clientes. Apenas dois exemplos: 10% dos clientes de MAT e AT terão aumentos superiores a 35%; os clientes domésticos de menores consumos terão aumentos de dois dígitos.
5. Inviabiliza a sobrevivência dos fornecedores que actuam no mercado liberalizado (SENV) e promove a passagem dos clientes não vinculados ao Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), dificultando a manutenção e o desenvolvimento da liberalização do sector eléctrico iniciada em 1999 e que hoje beneficia cerca de 3000 empresas, representando cerca de 20% do consumo nacional.

6. Agrava o preço médio de acesso às redes em 41%, sendo particularmente penalizador para os consumidores de alta tensão (109%), muito alta tensão (93%) e média tensão (40%) que vêem assim a competitividade da sua factura de electricidade degradar-se face a Espanha. 18% dos consumidores industriais portugueses passam a ter um preço de acesso às redes superior em 45% ao que é pago pelos congéneres espanhóis. Dependendo do diagrama individual de consumo, alguns clientes observarão acréscimos na factura de acesso às redes muito superiores às variações médias indicadas.

No sentido de atenuar as dificuldades acima referidas, respeitando simultaneamente os três critérios estabelecidos no Projecto de Decreto-Lei – assegurar a “[...] apropriada equivalência económica relativamente à precisão de cada parte no CAE[...]”, não conduzir “[...] a um acréscimo de custos para os consumidores [...]” em fomentar a eficiência –, a ERSE sugere um conjunto de soluções de que se destacam:

1. A organização de leilões virtuais de capacidade.

Este mecanismo evita, nomeadamente, o condicionamento dos preços do mercado de electricidade.

2. A aplicação, à tarifa de Uso Global do Sistema, de uma estrutura binómia com um termo de potência em horas de ponta e termos variáveis de energia activa.

Esta solução permite, nomeadamente, atenuar as variações de facturação dos consumidores individuais.

14 SIGLAS

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CE	Comissão Europeia
CIF	Cost, Insurance and Freight
CMEC	Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
CTC	Custos de Transição para a Concorrência (Espanha)
DGGE	Direcção-Geral de Geologia e Energia
EDP Distribuição	EDP Distribuição de Energia, SA
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro
FOB	Free on board
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
O&M	Operação e Manutenção
PRE	Produção em Regime Especial
REN	Rede Eléctrica Nacional, SA

RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
TVCF	Tarifa de Venda a Clientes Finais do SEP
UGS	Uso Global do Sistema
USD	Dólar dos EUA

ANEXOS

ANEXO I
FLUXOGRAMA DOS PRINCIPAIS PROCEDIMENTOS ESTABELECIDOS NO
PROJECTO DE DECRETO-LEI - INTERPRETAÇÃO DA ERSE

ANEXO I - FLUXOGRAMA DOS PRINCIPAIS PROCEDIMENTOS ESTABELECIDOS NO PROJECTO DE DECRETO-LEI - INTERPRETAÇÃO DA ERSE

[illegible]

ANEXO II
ERRATA

Anexo II - ERRATA

n.º do artigo	parágrafo/alínea	onde se lê	deve-se ler
artigo 3.º	n.º 4	número 3 do artigo 1.º	número 4 do artigo 1.º
artigo 5.º	alínea a) do n.º 5	referido no número 6 do artigo 3.º	referido na alínea d) do no número 6 do artigo 3.º
	alínea b) do n.º 5	encargos correspondentes aos ajustamentos anuais	encargos correspondentes aos juros dos ajustamentos anuais
	alínea b) do n.º 7	ajustamentos anuais positivos	ajustamentos anuais negativos
artigo 6.º	alínea b) do n.º 4	alínea b) do número 5	alínea c) do número 5
	n.º 6	previstos no número 7	previstos no número 6
artigo 11.º	n.º 10	número anterior	número 8 deste artigo
artigo 12.º	n.º 2	alínea d) do número 5	alínea e) do número 5
Anexo I			
artigo 1º	n.º 1	na formula "lref"	lref
artigo 2.º	alínea a) do n.º 2	número 3 do artigo 1.º	número 4 do artigo 1.º
artigo 4.º	alínea m)	definidos no Anexo IV	definidos no Anexo V?
artigo 6.º	alínea b) do n.º 2	alínea d) do número 5	alínea e) do número 5
artigo 9.º	alínea b) do n.º 2	alínea d) do número 5	alínea e) do número 5

