

ANÁLISE DA APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 240/2004

Março 2005

Rua D. Cristóvão da Gama nº 1 – 3.º
1400-113 Lisboa
Tel: 21303 32 00
Fax: 21303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 1 |
| 2 | CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA | 3 |
| 3 | O DECRETO-LEI N.º 240/2004..... | 7 |
| 3.1 | Pressupostos..... | 8 |
| 3.2 | Sobrecustos previstos no projecto de decreto-lei..... | 17 |
| 3.3 | Investimentos adicionais relativos ao cumprimento dos limites de emissões de determinados poluentes atmosféricos a realizar nas centrais térmicas de Sines e do Pego | 19 |
| 3.4 | Impacte dos custos previstos no Decreto-Lei sobre no valor da renda..... | 20 |
| 3.5 | Fim do mecanismo de correcção de hidraulicidade | 21 |
| 3.6 | Alteração do perfil de pagamento aos produtores..... | 24 |
| 3.7 | Transferência de custos da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema | 29 |
| 3.8 | Transferência de custos dos consumidores dos comercializadores regulados para os consumidores que participam no mercado | 33 |
| 4 | EFEITO DA APLICAÇÃO DOS CMEC NAS TARIFAS DE 2005..... | 37 |
| 4.1 | Tarifas de venda a Clientes Finais | 38 |
| 4.1.1 | Fornecimentos em MAT e em AT | 40 |
| 4.1.2 | Fornecimentos em MT e em BTE | 41 |
| 4.1.3 | Fornecimentos em BTN | 42 |
| 4.2 | Tarifas de Acesso..... | 45 |
| 4.2.1 | Entregas em MAT e em AT..... | 46 |
| 4.2.2 | Entregas em MT e em BTE..... | 47 |
| 4.2.3 | Entregas em BTN..... | 49 |
| 5 | CONCLUSÕES | 53 |
| | ANEXO - CARACTERIZAÇÃO FÍSICA DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES DO SEP | 59 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 2-1 - Potência contratada no SEP..... | 5 |
| Figura 2-2 - Encargos fixos e variáveis das centrais do SEP de 1999 a 2027 | 6 |
| Figura 3-1 - Análise da evolução dos preços médios mensais do fuelóleo 1% de enxofre..... | 12 |
| Figura 3-2 - Evolução dos principais preços dos petróleos determinantes do preço do gás natural..... | 13 |
| Figura 3-3 - Evolução do preço médio do carvão spot CIF, NW Europa..... | 13 |
| Figura 3-4 - Consumo referido à emissão no Continente | 15 |
| Figura 3-5 - Taxas de juro ^[1] e de remuneração | 17 |
| Figura 3-6 – Impacte dos custos previstos no Decreto-Lei..... | 20 |
| Figura 3-7 - Diferencial da correcção de hidraulicidade..... | 22 |
| Figura 3-8 - Efeito da correcção de hidraulicidade nos custos médios unitários de aquisição ao SEP..... | 23 |
| Figura 3-9 - Comparação dos perfis de pagamentos anuais dos encargos totais com os CAE e com os CMEC..... | 26 |
| Figura 3-10 - Subsídio inter-temporal anual em percentagem..... | 28 |
| Figura 3-11 - Diferença acumulada dos encargos com os CMEC face aos encargos com os CAE | 29 |
| Figura 3-12 - Variação de proveitos a recuperar nas tarifas TEP e UGS em 2005 por efeito da renegociação dos CAE..... | 30 |
| Figura 3-13 - Partilha dos sobrecustos na tarifa UGS entre os clientes do Comercializador Regulado e os clientes no mercado, em 2005..... | 31 |
| Figura 3-14 - Componentes da variação de proveitos da tarifa UGS em 2005 por efeito da renegociação dos CAE..... | 32 |
| Figura 3-15 - Proveitos das Tarifas de Venda a Clientes Finais do Comercializador Regulado em 2005 e após consideração do CMEC..... | 34 |
| Figura 3-16 - Proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais no SEPA e no SEPM em 2005 e após consideração do CMEC..... | 35 |
| Figura 3-17 - Proveitos das Tarifas de Acesso pagas pelos clientes que participam no mercado em 2005 e após consideração do CMEC..... | 36 |
| Figura 4-1 - Variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais por nível de tensão (TVCF 2005 vs TVCF CMEC) | 39 |
| Figura 4-2 - Variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT e AT | 40 |
| Figura 4-3 - Variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT | 41 |
| Figura 4-4 - Variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE..... | 42 |
| Figura 4-5 - Variação do preço médio da tarifa BTN ≤ 20,7 kVA (escalão 3,45 kVA) em função da utilização da potência contratada | 43 |
| Figura 4-6 - Variação do Preço médio na tarifa BTN > 20,7 kVA (escalão 34,5 kVA) em função da utilização da potência contratada | 44 |
| Figura 4-7 - Variação do preço médio a pagar pelo acesso às redes por nível de tensão (Tarifas Acesso 2005 vs Tarifas Acesso CMEC) | 45 |
| Figura 4-8 - Variação do preço médio das tarifas de acesso em MAT e AT | 46 |

| | |
|--|----|
| Figura 4-9 - Variação do preço médio das tarifas de acesso em MT | 48 |
| Figura 4-10 - Variação do preço médio das tarifas de acesso em BTE | 49 |
| Figura 4-11 - Variação do preço médio das tarifas de acesso em BTN $\leq 20,7$ kVA (escalão 3,45 kVA), em função da utilização da potência contratada | 50 |
| Figura 4-12 - Variação do preço médio das Tarifas de Acesso em BTN $>20,7$ kVA (escalão 34,5 kVA), em função da utilização da potência contratada | 51 |

ÍNDICE DE QUADROS

| | |
|---|----|
| Quadro 3-1 - Variáveis referidas no Decreto-Lei n.º 240/2004 | 9 |
| Quadro 3-2 - Custos de combustíveis previstos no Projecto de Decreto-Lei (preços constantes da data de extinção dos CAE) | 10 |
| Quadro 3-3 - Comparação dos custos médios dos combustíveis: CMEC e valores verificados de 1999 a 2003 | 11 |
| Quadro 3-4 - Custos de manuseamento e transporte (preços constantes da data de extinção do CAE) | 11 |
| Quadro 5-1 - Síntese dos efeitos distributivos associados à aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004 | 56 |

1 INTRODUÇÃO

O presente documento analisa o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, relativo à cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) celebrados ao abrigo do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, na redacção introduzida pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, avaliando o seu impacte sobre as tarifas a pagar pelos clientes finais e pelos clientes que operam no mercado liberalizado.

Pretende-se, com a avaliação do impacte tarifário do mecanismo previsto neste diploma, alertar o Conselho Tarifário para as consequências da regulamentação exigida no diploma, no que respeita ao impacte nos preços médios por nível de tensão, e no valor da factura mensal a pagar por cada cliente individualmente. Esta última avaliação consiste na determinação da banda de variação máxima e mínima da factura a pagar pelos clientes de cada nível de tensão de acordo com o seu consumo anual e potência contratada.

Os dados de base utilizados no cálculo dos custos com a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) resultam da informação mais actualizada disponível na ERSE pelo que, não sendo ainda conhecidos os valores definitivos de todos os pressupostos necessário à determinação dos montantes finais dos CMEC, estes cálculos carecem de uma actualização posterior.

O presente documento está estruturado da seguinte forma:

No capítulo 2 descrevem-se sucintamente os CAE do ponto de vista técnico-económico, nomeadamente, o valor dos pagamentos fixos previstos, sua duração, a potência contratada e outros pressupostos e variáveis dos contratos e do ponto de vista jurídico.

No capítulo 3 faz-se uma breve descrição do Decreto-Lei, identificando os objectivos, os critérios e a metodologia propostos no diploma.

No ponto 3.1 analisam-se os pressupostos mais relevantes utilizados na metodologia de cálculo, nomeadamente, os preços previstos para os principais combustíveis (carvão, fuel e gás natural), as previsões do consumo de energia eléctrica e das taxas de juro consideradas para efeito de actualização dos montantes a receber pelos produtores e utilizados no cálculo das rendas a pagar pelos clientes.

No ponto 3.2 identificam-se os sobrecustos considerados no Decreto-Lei face aos custos actualmente previstos nos CAE, nomeadamente os valores referentes a terrenos dos centros electroprodutores, os investimentos relativos ao cumprimento dos limites de emissão respeitantes às grandes instalações de combustão, os custos com a titularização dos CMEC positivos e o prémio de risco.

No ponto 3.3 descreve-se a alteração do perfil de pagamentos aos produtores implícito na determinação dos CMEC face à metodologia subjacente aos CAE.

No ponto 3.4 identifica-se o montante de custos transferidos da actividade de aquisição de energia eléctrica actualmente recuperados através da tarifa de Energia e Potência paga pelos clientes do comercializador regulado para a actividade de Gestão Global do Sistema (GGS) recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), paga por todos os clientes, conforme estabelecido no Decreto-Lei. Identificam-se também os sobrecustos adicionais relativos à produção em regime especial (PRE) e aos custos com a convergência tarifária com as Regiões Autónomas induzidos pela alteração regulamentar imposta pelo Decreto-Lei.

No ponto 3.5 identificam-se os custos transferidos dos clientes dos comercializadores regulados para os clientes que participam no mercado.

No capítulo 4 avalia-se o efeito da aplicação dos CMEC nas tarifas de 2005, combinando o impacte da alteração da estrutura tarifária, do perfil de pagamento aos produtores e dos sobrecustos relativos à PRE e aos custos com a convergência tarifária com as Regiões Autónomas.

Em Anexo, apresenta-se a caracterização física dos centros electroprodutores do Sistema Eléctrico de Serviço de Público (SEP) e a evolução da potência contratada das centrais térmicas e hídricas.

2 CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

O modelo de organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), enquadrado pelo pacote legislativo de Julho de 1995, tem sido caracterizado pela coexistência de dois subsistemas: o Sistema Eléctrico de Serviço de Público, onde as actividades de produção, transporte e distribuição se exercem num quadro de serviço público ao qual se encontram associadas a obrigatoriedade de fornecimento, qualidade serviço e uniformidade tarifária; e o Sistema Eléctrico Independente (SEI), onde o acesso às actividades de produção e distribuição é livre.

Os produtores englobados no SEP tiveram, assim, que estabelecer contratos fornecimento de energia eléctrica de longo prazo (CAE) com a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, concessão atribuída à REN, tendo sido celebrado um contrato por cada um dos seus centros electroprodutores, ficando deste modo vinculados ao fornecimento de energia eléctrica, em exclusivo, para abastecimento dos consumos do SEP.

Estes contratos, de duração não inferior a 15 anos, 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 os encargos variáveis de produção de energia eléctrica.

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 de sistema, 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 termoeléctricas 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.

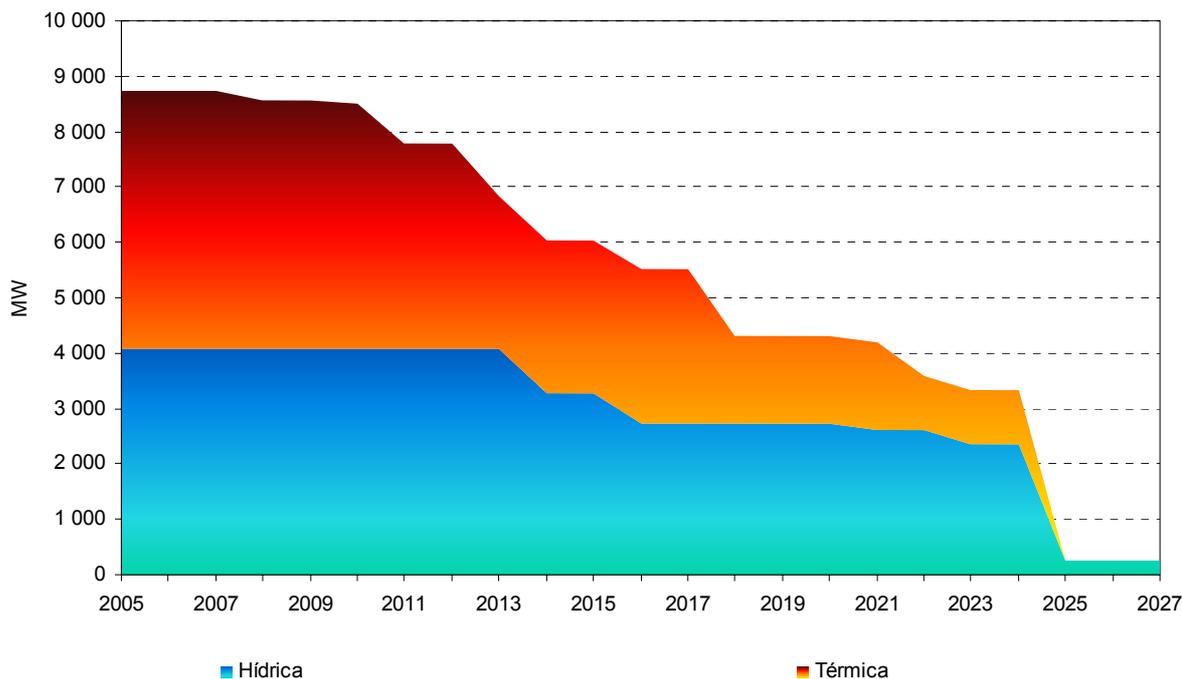
Os custos de O&M são pagos de acordo com os valores contratados em cada CAE, o que responsabiliza o produtor pela operação da central.

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

A evolução da potência contratada subjacente a estes contratos, desde o início de 2005 até à data de cessação do último CAE, é apresentada na Figura 2-1. O perfil da potência contratada é o resultado do cronograma de desclassificação de cada uma das centrais que compõem o parque electroprodutor do SEP¹.

¹ Em Anexo apresenta-se uma breve caracterização técnica dos centros electroprodutores do SEP e o cronograma de desclassificação desagregado por centrais térmicas e centrais hídricas

Figura 2-1 - Potência contratada no SEP

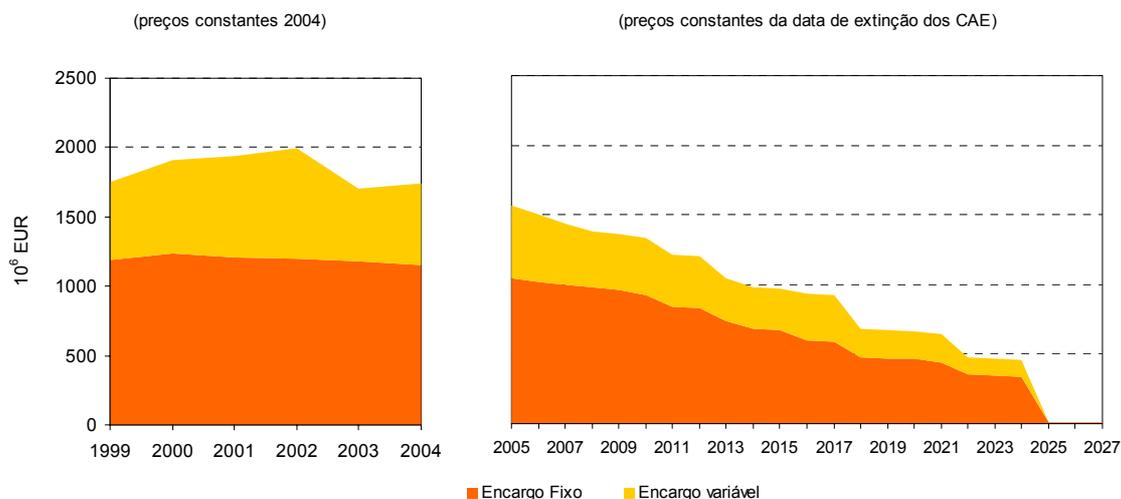


Fonte: CAE

Ao perfil de potência contratada do SEP apresentado na Figura 2-1 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 2-2 mostra os encargos fixos e os encargos variáveis suportados pelos clientes do SEP, de 1999 a 2004, sendo os valores do último ano estimados, e o perfil do pagamento do conjunto de todos os CAE (centrais térmicas e hídricas) de 2005 a 2027.

Os valores apresentados para o período 2005 a 2027 foram calculados com base nos pressupostos subjacentes ao Decreto-Lei n.º 240/2004, nomeadamente em relação ao preço dos combustíveis e respectivos custos de transporte (Anexo V do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro) e às produções líquidas das centrais.

Figura 2-2 - 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 2-2, os encargos do SEP associados aos CAE diminuem com o tempo. Esta evolução resulta da conjugação de dois factores:

A diminuição da potência contratada (ver Figura 2-1).

O perfil de remuneração dos encargos fixos, que acompanha a amortização do activo das centrais.

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 clientes, sendo igualmente o mais adequado face ao perfil adoptado de amortização dos investimentos.

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 clientes do SEP, nestes últimos anos, teria sido inferior.

3 O DECRETO-LEI N.º 240/2004

O Decreto-Lei n.º 240/2004 prevê a cessação antecipada dos 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 clientes de energia eléctrica através das tarifas. Deste modo, a cessação dos CAE dá origem a fluxos de pagamento dos clientes para os produtores (através da REN) ou em sentido contrário, dependente do contrato relativo ao centro electroprodutor em causa.

O diploma prevê a cessação de todos os CAE, determina a forma de pagamento de compensações aos produtores e a correspondente forma de pagamento pelos consumidores, estabelecendo os procedimentos de revisão periódica dos montantes em causa.

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, podendo ir até 23 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 clientes em função da potência contratada.

3.1 PRESSUPOSTOS

O Decreto-Lei n.º 240/2004 refere um vasto conjunto de variáveis necessárias ao cálculo dos CMEC. No entanto, só os valores de muito poucas são estabelecidos no próprio diploma, remetendo a fixação dos valores das restantes para os acordos de cessação ou para legislação posterior (portarias e despachos) da responsabilidade do membro do Governo pela área da energia.

No Quadro 3-1 apresentam-se as variáveis referidas no Decreto-Lei n.º 240/2004, indicando a sua utilização, bem como os valores utilizados pela ERSE nos cálculos dos CMEC referindo, igualmente, a sua origem.

Quadro 3-1 - Variáveis referidas no Decreto-Lei n.º 240/2004

| Variável | Utilização | Valor estabelecido no DL 240/2004 | Valor do acordo de cessação (Pressuposto ERSE) | Valor a definir por Portaria / Despacho (Pressuposto ERSE) |
|--|--|---|---|---|
| Valor dos CAE repoptado à data prevista para cessação antecipada | Cálculo da parcela fixa | | Valores utilizados no cálculo dos encargos dos CAE para as tarifas de 2005 | |
| Produção de energia eléctrica de cada centro electroprodutor até ao final da sua vida útil, anual e por posto horário, correspondente à melhor expectativa face à evolução estrutural do mercado e tendo em conta a disponibilidade garantida no CAE, calculada com base em simulações do sistema electroprodutor do sistema eléctrico com o modelo de VALORÁGUA, da REN | Cálculo da parcela fixa | | Valores anuais enviados pela REN em Abril de 2004, correspondente ao Plano de Expansão do SEP- 2003 (PESEP 03) | |
| Receitas expectáveis com base num preço de referência de mercado, incluindo os pagamentos associados à garantia de potência e aos serviços de sistema | Cálculo da parcela fixa | Anexo III - Valores mensais do preço de referência, diferenciados por posto horário, tendo como valor médio anual um preço de mercado de referência de 36,00 €/kWh. | | |
| Consumos de combustíveis | Cálculo da parcela fixa | | Valores anuais enviados pela REN em Abril de 2004, correspondente ao Plano de Expansão do SEP- 2003 (PESEP 03) | |
| Custos de combustíveis | Cálculo da parcela fixa | Anexo V | | |
| Outros custos variáveis de operação e manutenção | Cálculo da parcela fixa | | Valores anuais definidos nos CAE | |
| Índices de preços internacionais utilizados conforme referidos nos CAE | Cálculo da parcela fixa | | Valores utilizados no cálculo dos encargos dos CAE para as tarifas de 2005 | |
| Calendarização e valor dos investimentos previstos efectuar nos centros electroprodutores de Sines e do Pego, relativos ao cumprimento dos limites de emissão respeitantes às grandes instalações de combustão estabelecidos na Directiva n.º 2001/80/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Outubro | Cálculo da parcela fixa | | Valores previsionais comunicados pela DGGE em Julho de 2003: Sines (2008): 234 milhões de euros Pego (2008): 108 milhões de euros | |
| Valor de aquisição dos terrenos dos centros electroprodutores ou, no caso de o produtor ter optado pela opção de arrendamento, os custos anuais resultantes dos correspondentes contratos de arrendamento | Cálculo da parcela fixa | | Valores previsionais enviados pela REN em Junho de 2004 para o processo de tarifas para 2005, complementados com valores enviados pela REN, em Setembro de 2004, correspondente à situação, central a central, em 31-12-2003 | |
| Valor residual dos bens que, nos termos da concessão do domínio hídrico, não devem reverter gratuitamente para o Estado no final do CAE | Cálculo da parcela fixa | | Valores previsionais enviados pela REN em Junho de 2004 para o processo de tarifas para 2005, complementados com valores enviados pela REN, em Setembro de 2004, correspondente à situação, central a central, em 31-12-2003 | |
| Taxa de juro para cálculo da remuneração anual dos terrenos: taxa swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização dos terrenos em causa, acrescida de 0,50 pontos percentuais (DL 96/2004) | Cálculo da parcela fixa | | Taxa Swap a 30 anos, com referência a 2005/01/01, acrescida de 0,5 pontos percentuais: 4,882% | |
| Custos incorridos com a montagem e manutenção da operação de titularização pela cedência do produtor a terceiros do direito de recebimento do montante das compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE (CMEC) | Cálculo da parcela fixa | | Não tendo sido disponibilizada qualquer informação sobre os custos associados a uma operação de titularização, a ERSE não considerou estes custos no cálculo dos CMEC | |
| Taxa de juro anual estimada associada a cada operação de titularização dos CMEC | Cálculo da parcela fixa | | | Não tendo sido disponibilizada qualquer informação sobre os custos associados a uma operação de titularização, a ERSE não considerou estes custos no cálculo dos CMEC |
| Taxa de rendimento de mercado das Obrigações do Tesouro com maturidade residual mais próxima da vida média remanescente dos CAE de cada produtor, em vigor no 5.º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação, acrescido de 0,25 pontos percentuais | Cálculo da parcela fixa e do ajustamento final | | | A ERSE considerou o valor de 3,78% referido pela EDP como valor utilizado como taxa de actualização no cálculo dos montante das compensações devidas na assinatura dos acordos de cessação antecipada dos CAE da CPPE |
| Taxa de juro nominal referenciada ao custo de capital de cada produtor a definir com uma antecência mínima de 15 dias úteis à data de cessação antecipada dos respectivos CAE | Cálculo do valor anual da parcela fixa (rendal) e do valor anual do ajustamento final (renda do ajustamento final) | | Não tendo sido disponibilizada qualquer informação sobre a taxa de juro nominal referenciada ao custo de capital de cada produtor, a ERSE considerou o mesmo valor de 3,78% utilizado como taxa de actualização no cálculo dos montante das compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE | |
| Taxa de juro Euribor a 1 ano | Cálculo dos ajustamentos anuais | | Não considerado pela ERSE | |

Seguidamente, apresenta-se uma breve caracterização das principais variáveis referidas, de modo a enquadrar os valores utilizados no cálculo dos CMEC, nomeadamente:

- Preços dos combustíveis utilizados nas centrais térmicas.
- Quantidades de energia eléctrica produzidas por cada central.
- Taxas de juro.

COMBUSTÍVEIS

O Quadro 3-2 apresenta os custos dos combustíveis considerados no Decreto-Lei n.º 240/2004 para determinação dos CMEC à data de cessação antecipada dos CAE.

Como se pode observar, o Decreto-Lei n.º 240/2004 não contempla qualquer variação do preço do carvão entre 2005 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 3-2 - Custos de combustíveis previstos no Projecto de Decreto-Lei
(preços constantes da data de extinção dos CAE)**

| | Carvão CIF Litoral (€/ton) | Fuelóleo CIF Litoral (€/ton) | Gasóleo CIF Litoral (€/kl) | Gás Natural | |
|------|----------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|---|---------|
| | | | | T. Variável (€/10 ³ m ³ N) | T. Fixo |
| 2004 | 38,02 | 139,77 | 616,05 | 155,53 | 29,93 |
| 2005 | 38,02 | 139,36 | 615,64 | 163,03 | 29,93 |
| 2006 | 38,02 | 139,77 | 612,65 | 164,12 | 29,93 |
| 2007 | 38,02 | 140,17 | 609,70 | 165,38 | 29,93 |
| 2008 | 38,02 | 140,57 | 606,84 | 166,88 | 29,93 |
| 2009 | 38,02 | 141,37 | 605,77 | 168,14 | 29,93 |
| 2010 | 38,02 | 141,78 | 599,61 | 169,64 | 29,93 |
| 2011 | 38,02 | 142,18 | 597,03 | 170,90 | 29,93 |
| 2012 | 38,02 | 142,58 | 592,87 | 172,16 | 29,93 |
| 2013 | 38,02 | 143,38 | 595,03 | 173,66 | 29,93 |
| 2014 | 38,02 | 143,79 | 593,95 | 175,42 | 29,93 |
| 2015 | 38,02 | 144,19 | 592,89 | 176,84 | 29,93 |
| 2016 | 38,02 | 144,59 | 590,61 | 178,35 | 29,93 |
| 2017 | 38,02 | 145,39 | 591,25 | 179,85 | 29,93 |
| 2018 | 38,02 | 145,80 | 587,25 | 181,61 | 29,93 |
| 2019 | 38,02 | 146,60 | 584,93 | 183,53 | 29,93 |
| 2020 | 38,02 | 147,00 | 581,16 | 185,21 | 29,93 |
| 2021 | 38,02 | 147,81 | 579,11 | 187,13 | 29,93 |
| 2022 | 38,02 | 147,81 | 574,04 | 189,06 | 29,93 |
| 2023 | 38,02 | 147,81 | 571,07 | 191,23 | 29,93 |
| 2024 | 38,02 | 147,81 | 565,49 | 193,40 | 29,93 |

Fonte: Decreto-Lei n.º 240/2004

O Quadro 3-3 compara os custos médios dos combustíveis previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004 com os valores verificados entre 1999 e 2003.

Quadro 3-3 - Comparação dos custos médios dos combustíveis: CMEC e valores verificados de 1999 a 2003

| | | Valor médio DL 240/2004 ^[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 Decreto-Lei n.º 240/2004 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: Decreto-Lei n.º 240/2004 e REN

Aos valores dos custos médios dos combustíveis devem ser acrescidos os custos de manuseamento portuário, transporte e outros custos associados à colocação dos combustíveis nas centrais apresentados no Decreto-Lei n.º 240/2004, indicados no Quadro 3-4.

**Quadro 3-4 - Custos de manuseamento e transporte
(preços constantes da data de extinção do CAE)**

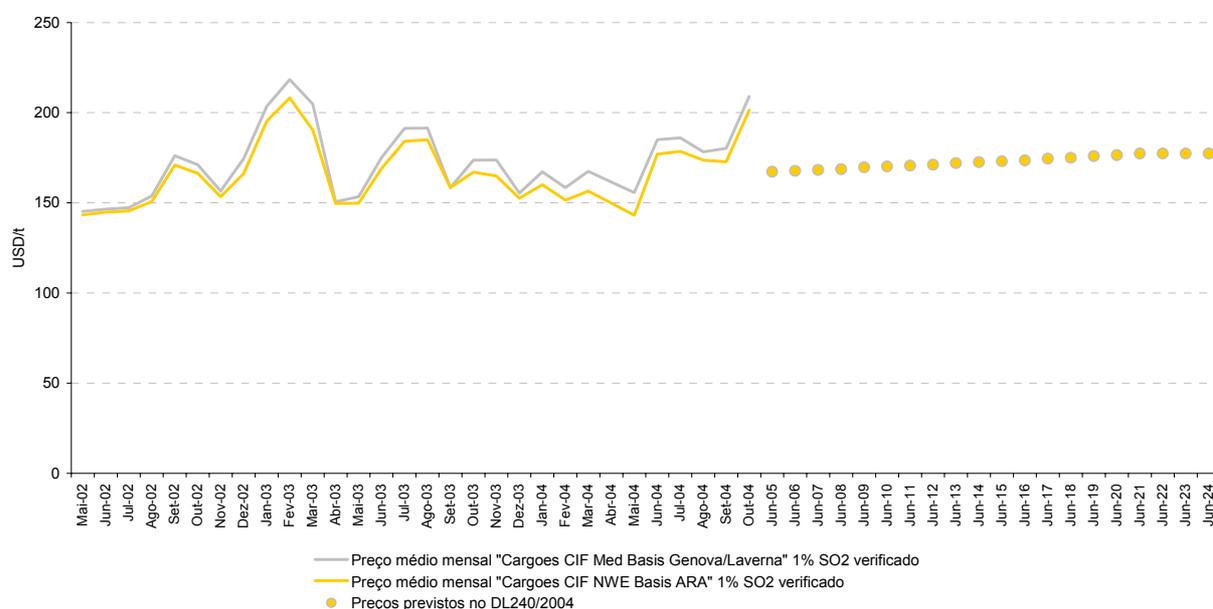
| Central | Combustível | Acréscimo de preço €/ton |
|-------------------|-------------|-----------------------------|
| Setúbal | Fuelóleo | 0,91 |
| Carregado | Fuelóleo | 9,29 |
| Barreiro | Fuelóleo | 5,06 |
| Tapada do Outeiro | Fuelóleo | 16,95 |
| Sines | Carvão | 2,72 |
| Pego | Carvão | 12,81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

Fonte: Decreto-Lei n.º 240/2004

Na Figura 3-1 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.

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

Figura 3-1 - Análise da evolução dos preços médios mensais do fuelóleo 1% de enxofre

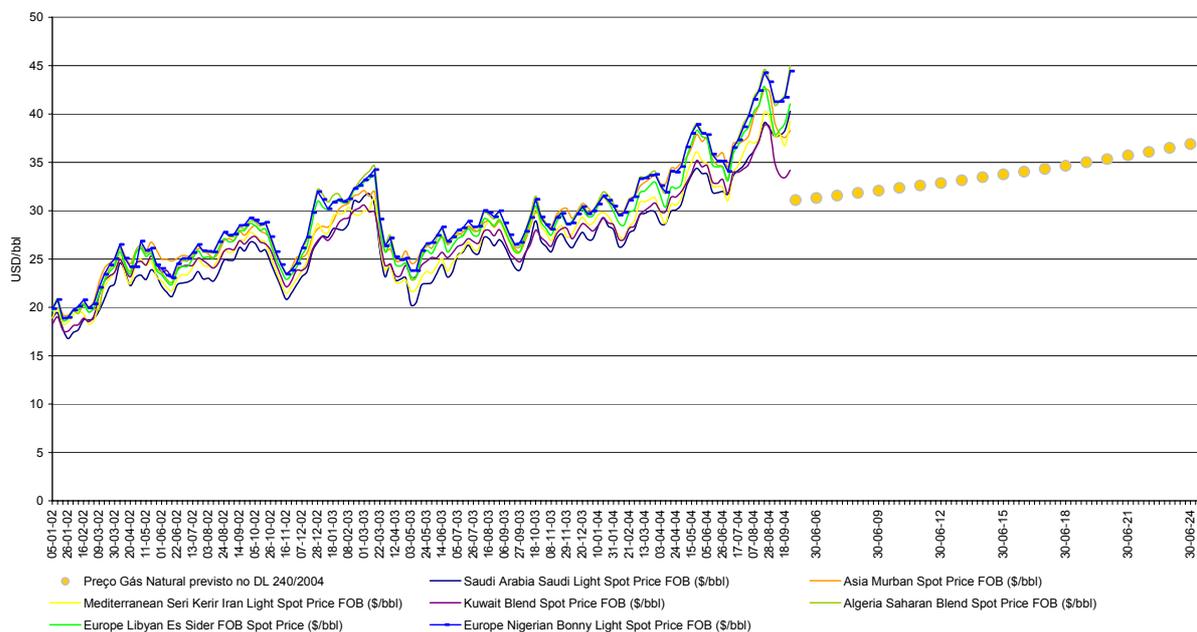


Fonte: Projecto de Decreto-Lei, Platt's e Banco de Portugal

Na Figura 3-2 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 2002 e Setembro de 2004. Os preços do gás natural apresentam, normalmente, um desfasamento de cerca de seis meses, em relação aos preços do petróleo, facto que não se encontra perfeitamente reflectido na evolução do preço do gás natural considerada no Decreto-Lei n.º 240/2004 uma vez que os preços previstos não se coadunam com a evolução recente.

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

Figura 3-2 - Evolução dos principais preços dos petróleos determinantes do preço do gás natural



Fonte: EIA e Decreto-Lei n.º 240/2004

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



Fonte: Platts e Decreto-Lei n.º 240/2004

CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A Figura 3-4 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 2005;
- 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 Decreto-Lei n.º 240/2004 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.

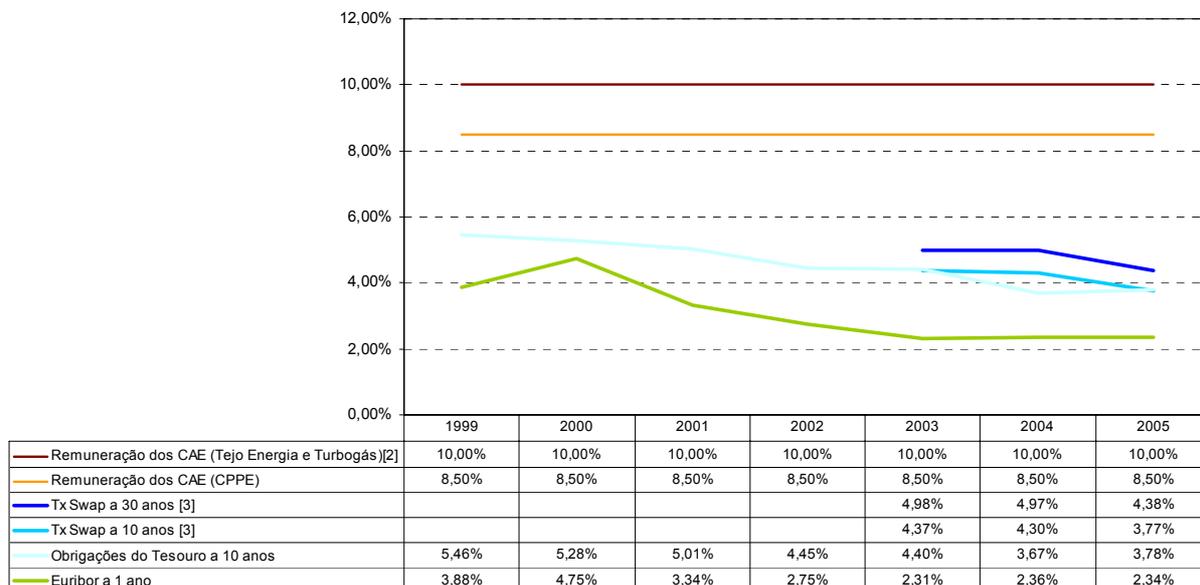
Este cenário implica uma retoma no crescimento global dos consumos, em relação ao comportamento observado no ano 2002. O consumo verificado em 2004 e as taxas de crescimento para 2005 e 2006 previstas pela REN, em Janeiro, (3,5% e 4,1%, respectivamente) apontam nesse sentido.

TAXAS DE JURO E DE REMUNERAÇÃO

O Decreto-Lei n.º 240/2004 referencia, explicita ou implicitamente, diversas taxas de juro para o cálculo dos CMEC e respectivos encargos:

- Taxa Euribor a 1 ano - utilizada no acerto de contas relativo à ajustamento anual das compensações devidas pela cessação antecipada do CAE.
- Taxa Swap interbancária - remuneração anual dos terrenos, a partir de 2004.
- Taxa das Obrigações do Tesouro - utilizada para cálculo do valor dos CMEC (compensação devida pela cessação antecipada dos CAE) e do valor do ajustamento final.
- Taxa nominal referenciada ao custo médio de capital do produtor 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 (renda anual dos CMEC) e no cálculo do valor anual do ajustamento final (ajustamento final a integrar na renda anual dos CMEC) 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 3-5 apresenta a evolução dessas taxas desde 1999.

Figura 3-5 - Taxas de juro^[1] e de remuneração

Nota:

[1] - De 1999 a 2003, taxas de juro a 31 de Dezembro, excepto as taxas de rendimento das Obrigações do Tesouro que correspondem a taxas médias do mês de Dezembro. Em 2004, as taxas de rendimento das Obrigações do Tesouro correspondem ao valor da taxa de actualização utilizada no cálculo do montante bruto das compensações consideradas nos acordos de cessação dos CAE assinados pela CPPE e pela REN, em 27 de Janeiro de 2005. De acordo com o DL 240/2004 este valor já incluirá um acréscimo de 0,25 pontos percentuais sobre o valor da taxa de rendimento de mercado das Obrigações do Tesouro.

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

[3] - As taxas *Swap* reportam ao início de cada ano

3.2 SOBRECUSTOS PREVISTOS NO PROJECTO DE DECRETO-LEI

O Decreto-Lei n.º 240/2004 introduz os seguintes sobrecustos não previstos nos CAE que serão pagos por todos os clientes:

1. Remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores.
2. Custos com a titularização dos CMEC.
3. Custos resultantes da não conformidade de utilização da mesma taxa de juro para actualização do valor das compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE e para cálculo da renda anual dos CMEC.

REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

O decreto-lei em apreço refere explicitamente (Artigo 4.º) 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, ...».

Esta portaria determina a remuneração retroactiva dos terrenos correspondentes aos sítios das centrais, respeitante ao período entre 1999 e 2003. Estes custos, no valor de cerca de 173 milhões de euros, não foram considerados no cálculo dos CMEC efectuado pela ERSE, uma vez que não são um aspecto específico dos CMEC.

A remuneração dos terrenos das centrais térmicas e os das centrais hídricas pertencentes ao domínio público hídrico respeitantes a 2004 e 2005 não foi, igualmente, incluída no cálculo dos CMEC tendo, no entanto, sido adicionada para efeitos da análise do impacte nas tarifas. O valor deste sobrecusto para 2004 e 2005 é de 43 milhões de euros. Até final da vigência dos CMEC, o valor global deste sobrecusto que será pago por todos os clientes de energia eléctrica representa, a preços de 2005, 246 milhões de euros.

Em resumo, no cálculo dos CMEC foi considerado unicamente o valor dos terrenos das centrais hídricas não pertencentes ao domínio público hídrico, num montante de 10,7 milhões de euros, que representa um impacte de 0,1% sobre o valor actual dos CAE.

CUSTOS COM A TITULARIZAÇÃO DOS CMEC

O Decreto-Lei prevê que os produtores possam ceder a cedência a terceiros, o direito de recebimento do valor anual (renda) dos montantes relativos à cessação antecipada dos CAE. Para esse efeito, poderão os produtores recorrer à titularização daqueles activos sendo os encargos financeiros associados à referida operação de titularização bem como os custos a incorrer com a sua montagem e manutenção da operação incluído no cálculo dos CMEC.

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.

Além disso, lembre-se que estes contratos têm subjacente taxas de remuneração dos activos fixos com valores de 8,5% e 10%, respectivamente, para as centrais da CPPE e da Tejo Energia e Turbogás, pelo que estes produtores irão usufruir de uma “almofada” financeira decorrente do diferencial entre estas taxas e as taxas consideradas para cálculo do valor anual da parcela fixa (renda).

Pelas razões expostas, e não existindo qualquer informação sobre estas operações, não se considerou qualquer valor para este sobrecusto nas simulações efectuadas no presente documento.

CUSTOS RESULTANTES DA NÃO CONFORMIDADE DE UTILIZAÇÃO DA MESMA TAXA DE JURO PARA ACTUALIZAÇÃO DO VALOR DAS COMPENSAÇÕES DEVIDAS PELA CESSAÇÃO ANTECIPADA DOS CAE E PARA CÁLCULO DA RENDA ANUAL DOS CMEC

A introdução de uma diferenciação entre a taxa de actualização dos montantes anuais dos encargos fixos e variáveis previstos pagar aos produtores ao longo do tempo de vida da central e a taxa de juro utilizada no cálculo da renda anual dos CMEC gera, necessariamente, um sobrecusto a suportar por todos os clientes. O valor da taxa a utilizar no cálculo da renda anual será o menor das seguintes taxas:

- Taxa nominal referenciada ao custo de capital do produtor, a definir por portaria do Ministro responsável pela área da energia.
- Taxa de juro associada à operação de titularização, caso o produtor ceda o direito de recebimento do montante das compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE.

Não sendo ainda conhecida o valor desta taxa, simulou-se o cálculo da renda anual utilizando taxas com valores, respectivamente, 2% e 4% acima da taxa de actualização, o que se traduz num aumento do valor actual líquido dos pagamentos de cerca de 48 milhões de euros e de 101 milhões de euros, o que equivale a uma renda anual superior em 20% e 41% à renda correspondente aos pagamentos previstos nos CAE.

3.3 INVESTIMENTOS ADICIONAIS RELATIVOS AO CUMPRIMENTO DOS LIMITES DE EMISSÕES DE DETERMINADOS POLUENTES ATMOSFÉRICOS A REALIZAR NAS CENTRAIS TÉRMICAS DE SINES E DO PEGO

O Decreto-Lei é igualmente claro na inclusão, no cálculo da parcela fixa, dos custos associados aos investimentos adicionais relativos ao cumprimento dos limites de emissões de determinados poluentes atmosféricos nas centrais do Pego (Tejo Energia) e de Sines (CPPE), ao referir que nos casos específicos destes dois centros electroprodutores, 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 ...».

Estes investimentos extraordinários que resultam de imperativos legais encontram-se previstos no clausulado dos respectivos contratos.

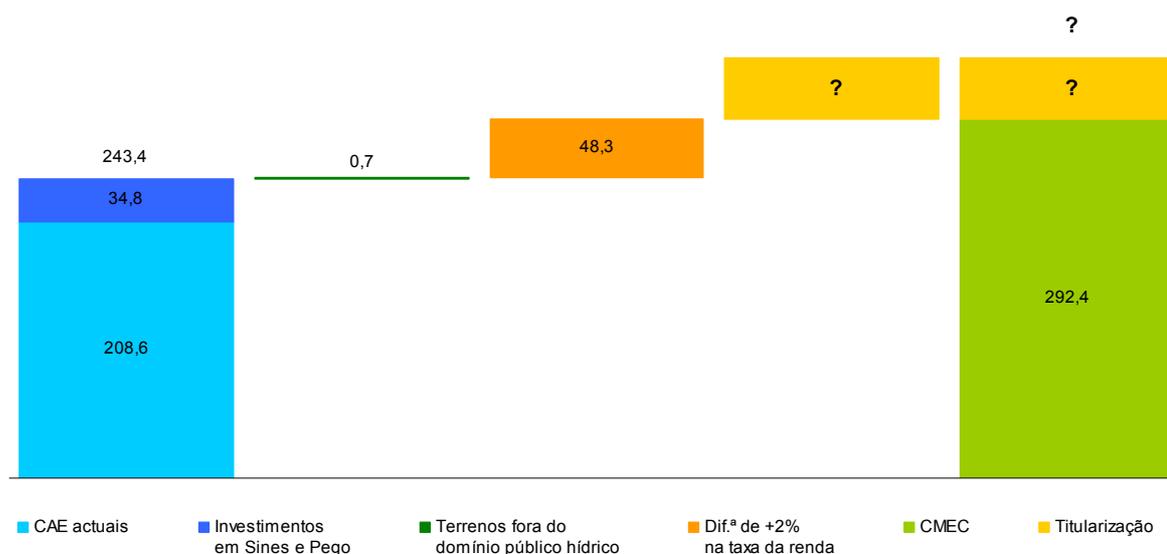
O comprometimento de Portugal em assegurar o cumprimento daquela Directiva, a partir de 2010, impõe a realização deste tipo de investimentos e da sua entrada em exploração com a antecedência mínima necessária à prossecução daquele objectivo, a qual se prevê, no caso presente, para o início de 2008. Isto significa que se os CAE continuassem em vigor, os custos a associados àqueles investimentos só produziram impacto nas tarifas de energia eléctrica a partir de 2008. Ao serem considerados, desde já como custos integrantes dos CMEC, originam um sobrecusto para todos os clientes, pelo que a oportunidade da sua inclusão não nos parece oportuna. Acresce, para que este processo esteja devidamente concluído, a afectação dos valores limites de emissões às referidas instalações de produção de energia eléctrica carece ainda de publicação.

Com base na informação disponibilizada pela DGGE o impacto financeiro induzido por estes os investimentos adicionais previstos realizar nas centrais do Pego e de Sines elevam-se a cerca de 485 milhões de euros, montante que representa um acréscimo de 4,8% face ao valor actual dos CAE.

3.4 IMPACTE DOS CUSTOS PREVISTOS NO DECRETO-LEI SOBRE NO VALOR DA RENDA

Na Figura 3-6 apresenta-se o impacto de cada um dos custos referidos anteriormente no valor da renda anual a suportar pelos clientes no futuro face ao que pagariam se os CAE se mantivessem em vigor, tendo em conta a metodologia prevista no Decreto-Lei para cálculo dos CMEC.

Figura 3-6 – Impacte dos custos previstos no Decreto-Lei



Fonte: ERSE

3.5 FIM DO MECANISMO DE CORRECÇÃO DE HIDRAULICIDADE

O Decreto-Lei n.º 240/2004 determina a extinção do mecanismo de correcção de hidraulicidade com a conclusão do processo de cessação antecipada dos CAE, nomeadamente, dos centros produtores hidroeléctricos, e remete para regulamentação a emitir posteriormente o destino a dar ao saldo do Fundo de Correcção de Hidraulicidade.

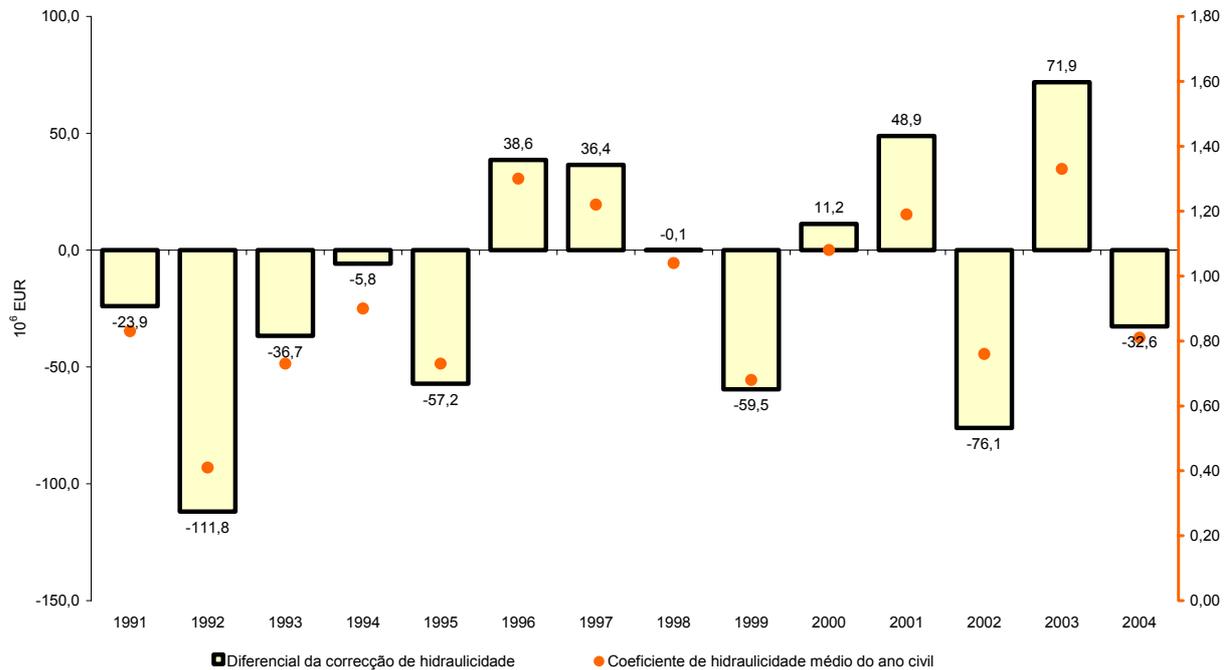
O mecanismo de correcção de hidraulicidade permite estabilizar as tarifas face à variação que se verifica de ano para ano na produtividade de origem hídrica e à variação dos encargos variáveis de produção de origem térmica de substituição.

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 nas tarifas 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 tarifas aos clientes finais 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 clientes e aos agentes económicos.

A Figura 3-7 ilustra a variabilidade que os valores do diferencial da correcção de hidraulicidade podem tomar consoante se registe um ano hidrológico seco (coeficiente de hidraulicidade menor do que 1) ou húmido (coeficiente de hidraulicidade superior a 1).

Figura 3-7 - Diferencial da correcção de hidraulicidade

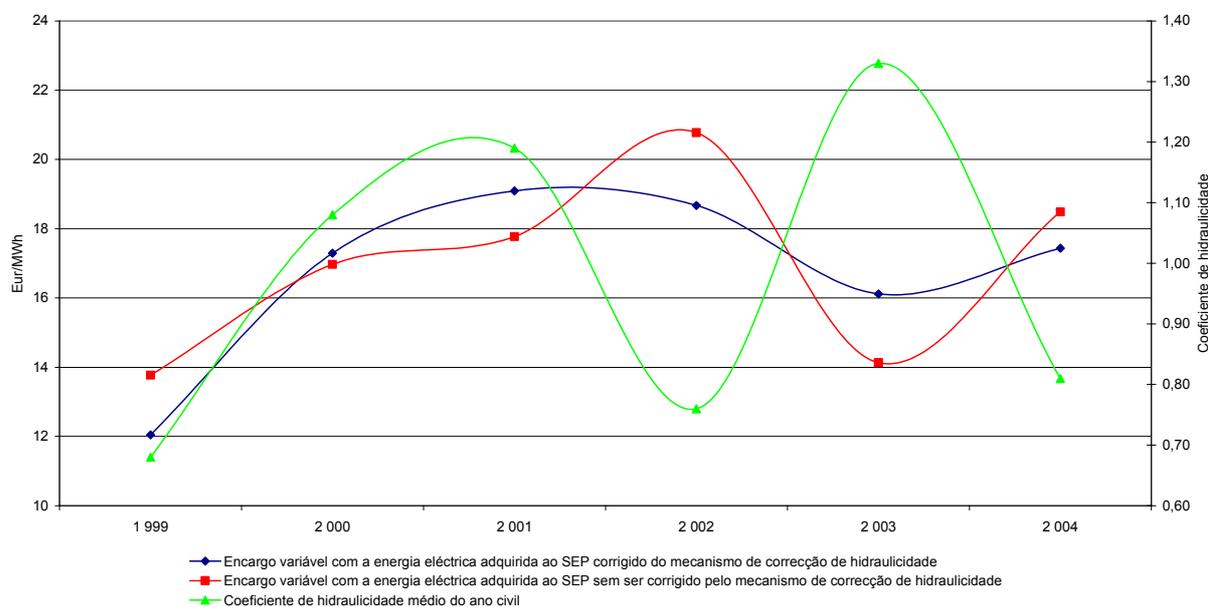


Fonte: ERSE

Os anos 2002 e 2003 são um bom exemplo de quanto poderá variar o custo variável de produção em anos dois anos seguidos. Os valores verificados nesses anos significam que os encargos totais dos CAE reflectidos nas tarifas sofreram uma diminuição de 4%, em 2002, e um aumento de 4,3%, em 2003.

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. A Figura 3-8 apresenta para o período compreendido entre 1999 e 2004 a evolução dos custos variáveis unitários de aquisição ao SEP com e sem mecanismo de correcção de hidraulicidade, bem como a evolução do coeficiente de hidraulicidade durante esse período.

Figura 3-8 - Efeito da correcção de hidraulicidade nos custos médios unitários de aquisição ao SEP



Fonte: ERSE

A Figura 3-8 permite observar que em anos particularmente anómalos em termos de afluência hidrológica como seja 2003, particularmente húmido, e o ano de 1999, particularmente seco, o efeito do mecanismo de correcção de hidraulicidade consistiu num ajustamento para cima ou para baixo dos custos variáveis de produção de cerca de 2 €/MWh.

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

O mecanismo de correcção de hidraulicidade cumpre, assim, um importante papel na estabilização das tarifas face a variação dos custos de produção de energia eléctrica de origem hídrica. O seu funcionamento corresponde a um mecanismo de seguro inter-temporal. Os clientes realizam um pagamento adicional e antecipado, através das tarifas, em anos húmidos para reduzirem os pagamentos que seriam necessários em anos secos. A sua extinção, sem qualquer mecanismo similar de substituição que proceda a igual alisamento inter-temporal dos pagamentos a realizar, constitui uma perda líquida de bem-estar para os clientes.

Sendo o mecanismo de correcção de hidraulicidade um sistema de estabilização de preços financiado pelos clientes enquanto grupo, actuando como um sistema de auto-seguro inter-temporal, o saldo

disponível deverá reverter a favor dos clientes, porquanto o serviço de alisamento inter-temporal que motivou esse pagamento deixou de ser prestado.

No final de 2004, o valor do saldo do Fundo de Correção de Hidraulicidade situava-se em cerca de 387,5 milhões de euros.

3.6 ALTERAÇÃO DO PERFIL DE PAGAMENTO AOS PRODUTORES

Uma das principais alterações propostas no Decreto-Lei n.º 240/2004 consiste na modificação do perfil de pagamentos a efectuar aos produtores vinculados (CPPE, Tejo Energia e Turbogás).

Como já se referiu anteriormente, 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 Decreto-Lei n.º 240/2004, 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 3-9 apresenta a representação gráfica da alteração do perfil de pagamentos entre a metodologia actual dos CAE e a subjacente à determinação dos CMEC.

O perfil de pagamentos associado aos CAE encontra-se representado pela linha verde.

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, representada na figura pela área amarela.

b) Renda anual

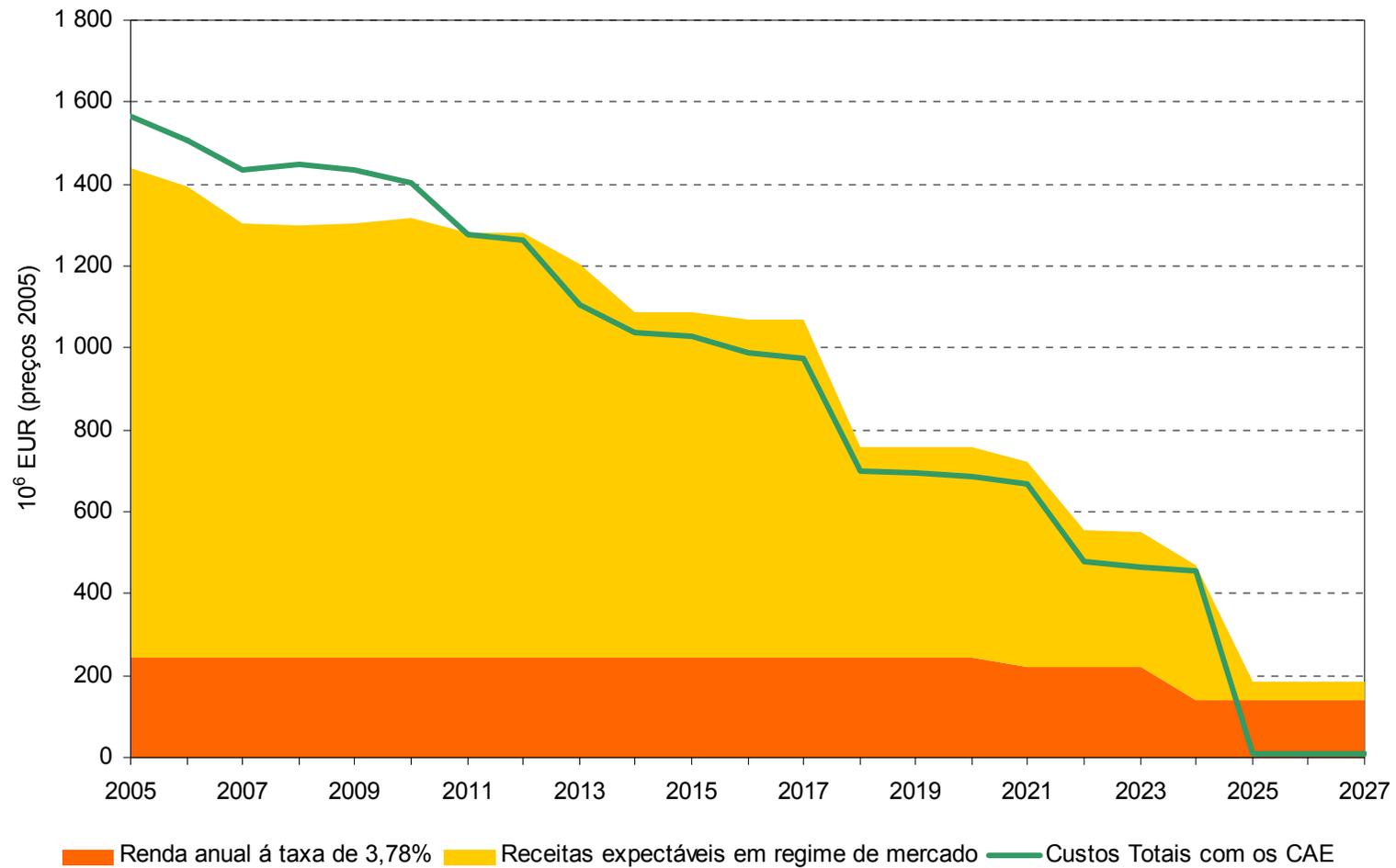
A parcela remanescente face aos custos totais expectáveis com os CAE será recuperada através da tarifa de Uso Global do Sistema, sob a forma de uma renda anual de termo constante, calculada para um período de 23 anos, representada na figura pela área cor de laranja.

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 Decreto-Lei n.º 240/2004 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 27 de Janeiro de 2005, a EDP publicou na sua página na Internet como “facto relevante” uma notícia dando conta ao mercado da assinatura da dos acordos de cessação dos CAE dos centros electroprodutores da CPPE, referindo que no cálculo do montante das compensações devidas foi utilizado o valor de 3,78% como taxa de actualização. Com base nesta informação assumiu-se igualmente este valor no cálculo dos CMEC devidos aos restantes produtores.

O limite superior da área amarela representa, assim, o perfil de pagamento decorrente desta nova metodologia.

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.

Figura 3-9 - Comparação dos perfis de pagamentos anuais dos encargos totais com os CAE e com os CMEC



Fonte: ERSE e Decreto-Lei n.º 240/2004

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 23 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.

A Figura 3-10 apresenta os valores do subsídio inter-temporal em percentagem (referida ao valor decorrente dos CAE).

Na Figura 3-11 apresenta-se o efeito acumulada desse subsídio onde se pode observar que o valor acumulado dos custos não previstos nos CAE e do efeito de se considerar os investimentos nas centrais do Pego e de Sines desde já, atingirá em 2027 o valor de 637 milhões de euros.

Figura 3-10 - Subsídio inter-temporal anual em percentagem

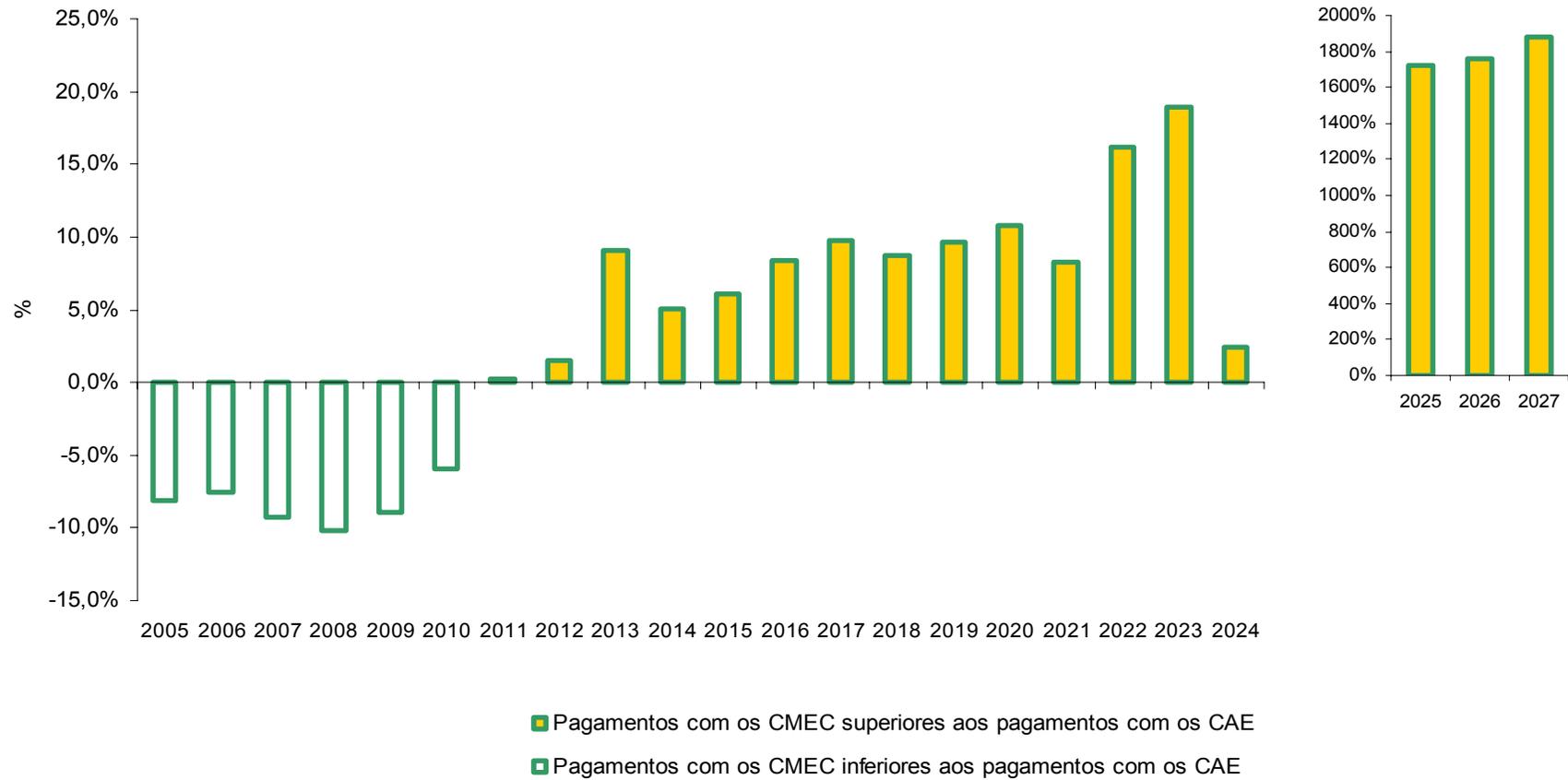
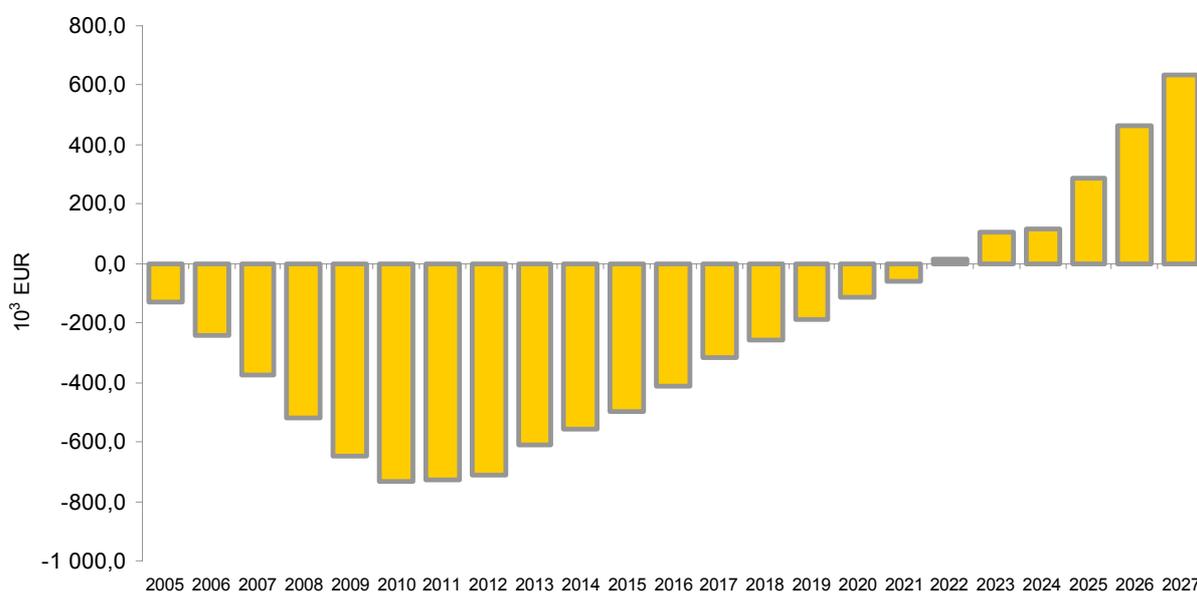


Figura 3-11 - Diferença acumulada dos encargos com os CMEC face aos encargos com os CAE

Fonte: ERSE

3.7 TRANSFERÊNCIA DE CUSTOS DA TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA PARA A TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

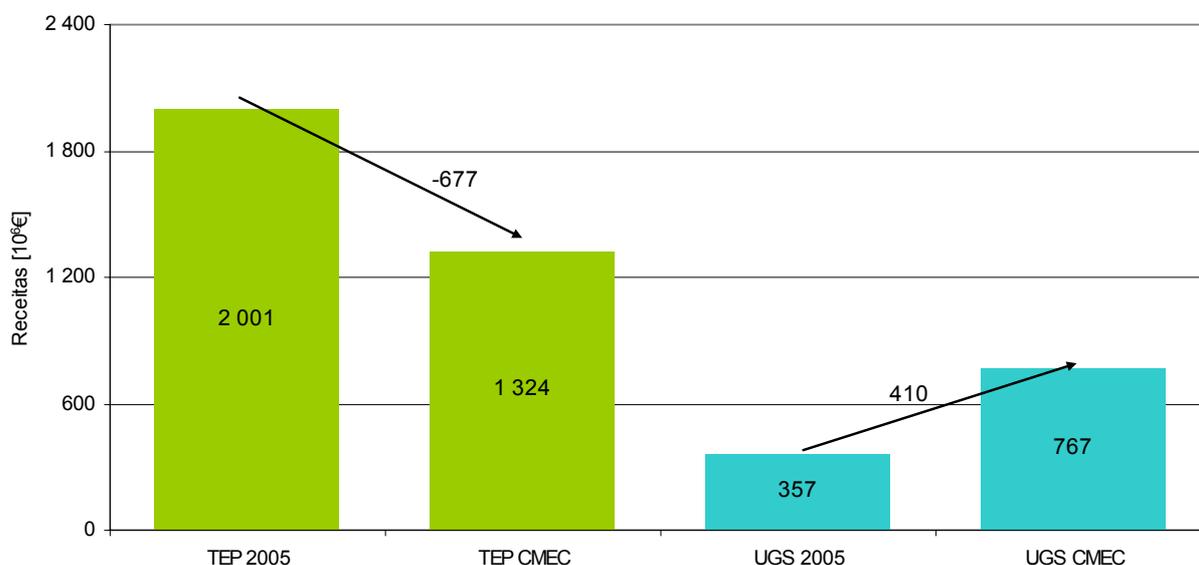
O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, e a consequente renegociação dos CAE vieram alterar significativamente a estrutura de proveitos das tarifas de Energia e Potência (TEP) e de Uso Global do Sistema (UGS). Com efeito, a parte dos custos dos CAE relativa aos CMEC actualmente integrada na tarifa de Energia e Potência passa a ser integrada na tarifa de Uso Global do Sistema.

Neste novo quadro regulamentar, a tarifa de Energia e Potência passa a recuperar exclusivamente os custos de aquisição de energia eléctrica do Comercializador Regulado no mercado organizado. Em contrapartida, a diferença entre as receitas obtidas no mercado organizado pelos produtores que renegociaram os seus contratos de aquisição de energia e as receitas previstas no âmbito da aplicação desses contratos são considerados custos “afundados” a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema segundo um valor anualizado ou renda.

Assim, como consequência directa da renegociação dos CAE ao abrigo do Decreto-Lei n.º 240/2004, os proveitos a recuperar pela tarifa de Energia e Potência deverão diminuir e os proveitos a recuperar pela UGS deverão aumentar. Este efeito é evidenciado na Figura 3-12.

Nesta figura apresentam-se os proveitos da Tarifa de Energia e Potência em 2005 (TEP 2005). Apresentam-se também os proveitos da futura TEP na qual se considera a renegociação integral dos CAE (TEP CMEC). Estes proveitos correspondem aos custos de aquisição da energia eléctrica no mercado organizado do comercializador regulado e foram estimados tendo por base o preço de 36€/MWh, previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, e a procura de energia eléctrica definida nas tarifas de 2005².

Figura 3-12 - Variação de proveitos a recuperar nas tarifas TEP e UGS em 2005 por efeito da renegociação dos CAE



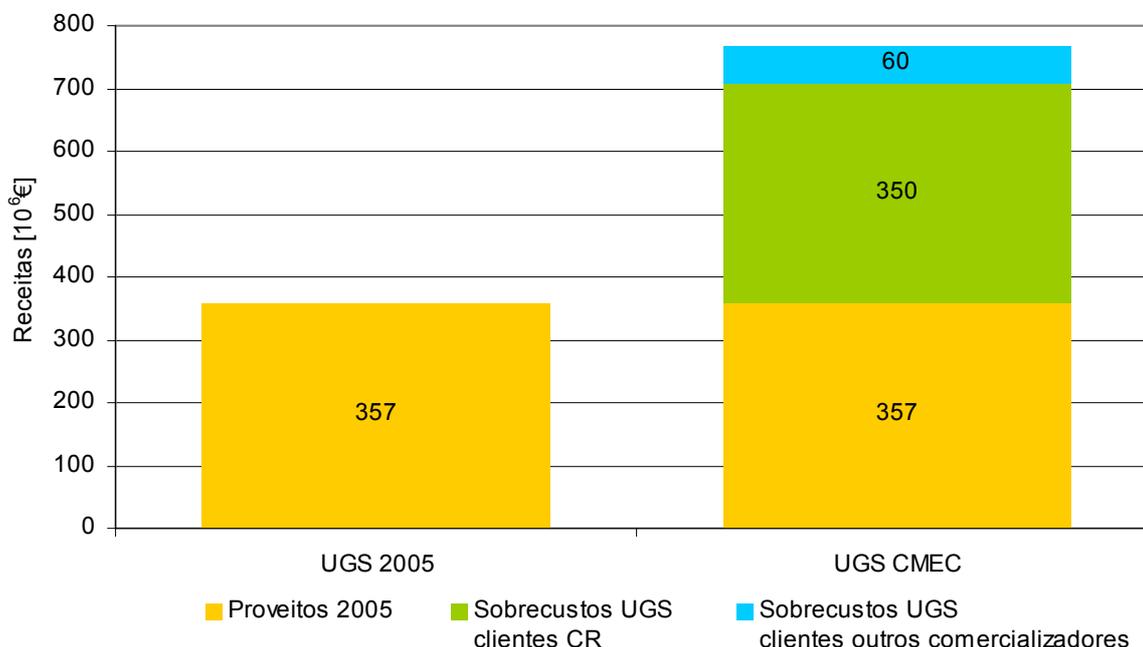
A transferência de custos da TEP para a UGS tem duas consequências fundamentais:

- Os custos afundados deixam de ser imputados apenas aos clientes do comercializador regulado para passarem a ser imputados a todos os clientes, uma vez que a tarifa UGS é aplicada a todos os clientes indiscriminadamente.
- A estrutura de pagamento dos custos afundados ao longo do tempo é alterada por efeito da renda o que transfere parte do pagamento dos primeiros anos para os anos futuros.

A Figura 3-13 apresenta a proporção do pagamento dos sobrecustos causados na UGS entre os clientes dos comercializadores regulados e os clientes dos restantes fornecedores. Esta proporção do pagamento dos sobrecustos depende da estrutura tarifária da UGS adoptada. Importa referir que o diploma 240/2004 define também a estrutura tarifária a adoptar na UGS, em particular no que respeita ao pagamento dos CMEC pelos consumidores. Esta questão será analisada em detalhe no ponto 4.

² Documento Parâmetros e Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros Serviços em 2005, ERSE, Dezembro de 2004.

Figura 3-13 - Partilha dos sobrecustos na tarifa UGS entre os clientes do Comercializador Regulado e os clientes no mercado, em 2005



O aumento dos proveitos a recuperar pela UGS é condicionado directamente pelos CMEC. Adicionalmente, verificam-se outros efeitos que contribuem para reforçar o referido aumento da UGS, a saber:

- Aumento do sobrecusto da produção em regime especial (PRE) - o sobrecusto da PRE é calculado pela diferença entre a remuneração desta produção e o preço médio de fornecimento da TEP. Atendendo a que o preço médio da TEP diminuiu o sobrecusto da PRE aumentará.
- Aumento do sobrecusto com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira - o sobrecusto com a convergência tarifária subsidia a diferença entre os proveitos permitidos às empresas nas Regiões Autónomas e os proveitos recuperados nas Regiões Autónomas pelas tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às do Continente. Atendendo a que as tarifas de Venda a Clientes Finais diminuem globalmente, este sobrecusto aumentará.

A Figura 3-14 apresenta a variação dos proveitos a recuperar pela tarifa UGS nas suas diversas componentes. Assim, são apresentadas variações de proveitos na tarifa UGS directa ou indirectamente condicionadas pelos CMEC:

- Custos com os CMEC, 244 milhões de euros.
- Variação do sobrecusto da produção em regime especial ("SPRE"), 102 milhões de euros.

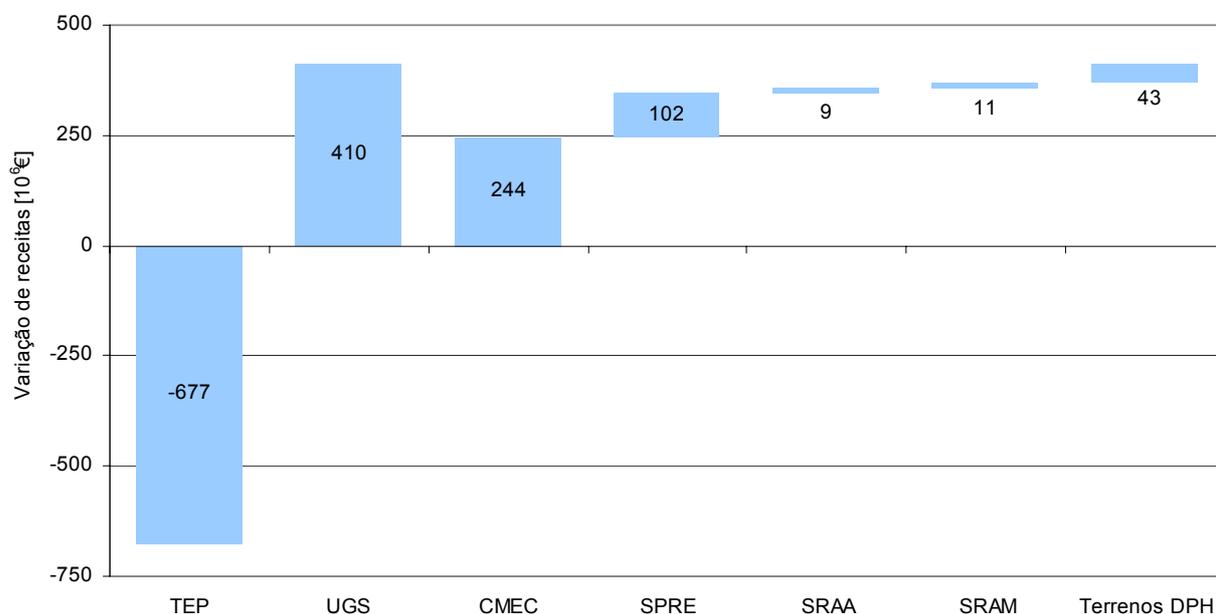
- Variação do sobrecusto com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores (“SRAA”), 9 milhões de euros.
- Variação do sobrecusto com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira (“SRAM”), 11 milhões de euros.

Consideram-se, ainda, os custos com a remuneração dos terrenos do Domínio Público Hídrico (“Terrenos DPH”), no valor de 43 milhões de euros, em consequência do Decreto-Lei n.º 153/2004 que veio reconhecer à entidade concessionária da RNT o direito a receber uma remuneração anual associada ao respectivo activo, paga através da tarifa regulada por todos os consumidores. No valor apresentado, é também considerada a remuneração dos terrenos de 2004.

Em resultado das variações apresentadas, a UGS observa uma variação global de proveitos de 410 milhões de euros.

Na figura apresenta-se ainda a redução de proveitos a recuperar pela tarifa TEP, no valor de 677 milhões de euros. Esta redução será, por um lado, compensada pelo aumento da tarifa UGS e por outro, será paga mais tarde em resultado da alteração do perfil de pagamento dos CMEC, que transfere pagamentos dos primeiros anos para os anos futuros.

Figura 3-14 - Componentes da variação de proveitos da tarifa UGS em 2005 por efeito da renegociação dos CAE



3.8 TRANSFERÊNCIA DE CUSTOS DOS CONSUMIDORES DOS COMERCIALIZADORES REGULADOS PARA OS CONSUMIDORES QUE PARTICIPAM NO MERCADO

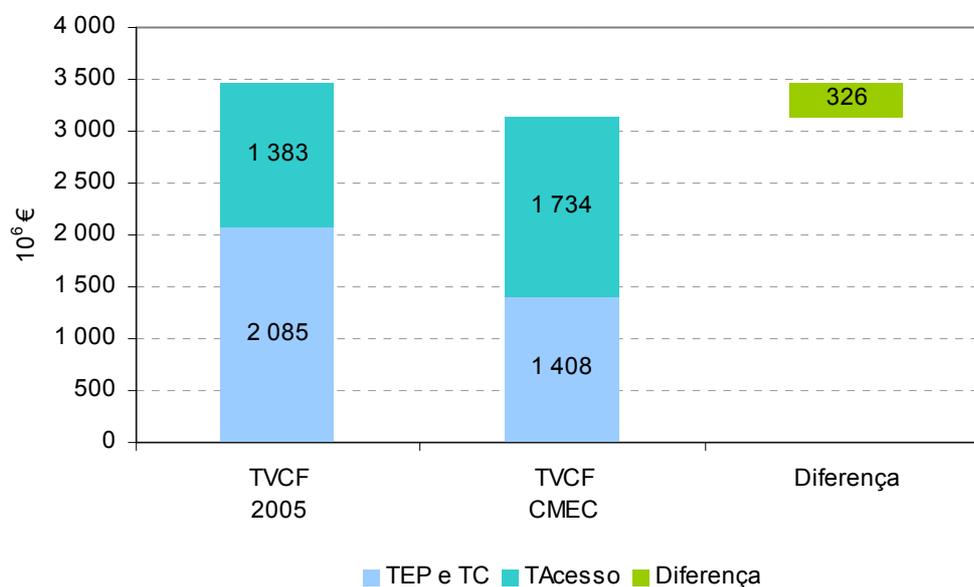
O Decreto-Lei n.º 240/2004 considera que parte dos custos actualmente associados com a actividade de aquisição de energia eléctrica, afectos exclusivamente aos fornecimentos do SEP e recuperados através da tarifa de Energia e Potência, integrada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP (TVCF), sejam 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.

Assim, os clientes dos comercializadores não regulados observarão substanciais acréscimos tarifários, na medida em que deverão partilhar encargos actualmente suportados pelos consumidores dos comercializadores regulados. Em consequência, os clientes dos comercializadores regulados observarão na tarifa de Venda a Clientes Finais reduções tarifárias.

Nas figuras seguintes analisa-se o impacte da transferência de custos dos clientes dos comercializadores regulados para os clientes dos comercializadores não regulados.

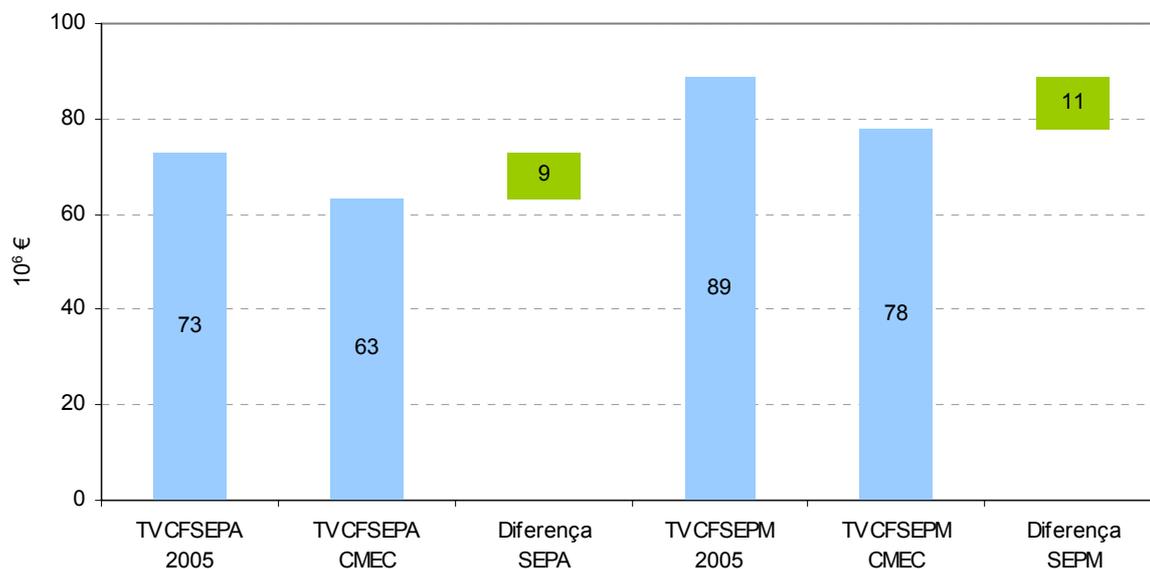
Na Figura 3-15 apresentam-se os proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais a serem pagos em 2005 pelos clientes do comercializador regulado. Nesta figura verifica-se que com os CMEC os proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais 326 milhões de euros. Nesta figura apresenta-se também a desagregação dos pagamentos pelos componentes tarifários relativos ao acesso às redes (TAcesso), no qual se inclui a tarifa de Uso Global do Sistema, e à energia eléctrica e comercialização, no qual se inclui as tarifas de Energia e Potência (TEP) e Comercialização (TC). A análise da figura permite concluir que a consideração dos CMEC nas TVCF dos comercializadores regulados conduz a uma redução nos proveitos destas tarifas face aos proveitos das TVCF em 2005.

Figura 3-15 - Proveitos das Tarifas de Venda a Clientes Finais do Comercializador Regulado em 2005 e após consideração do CMEC



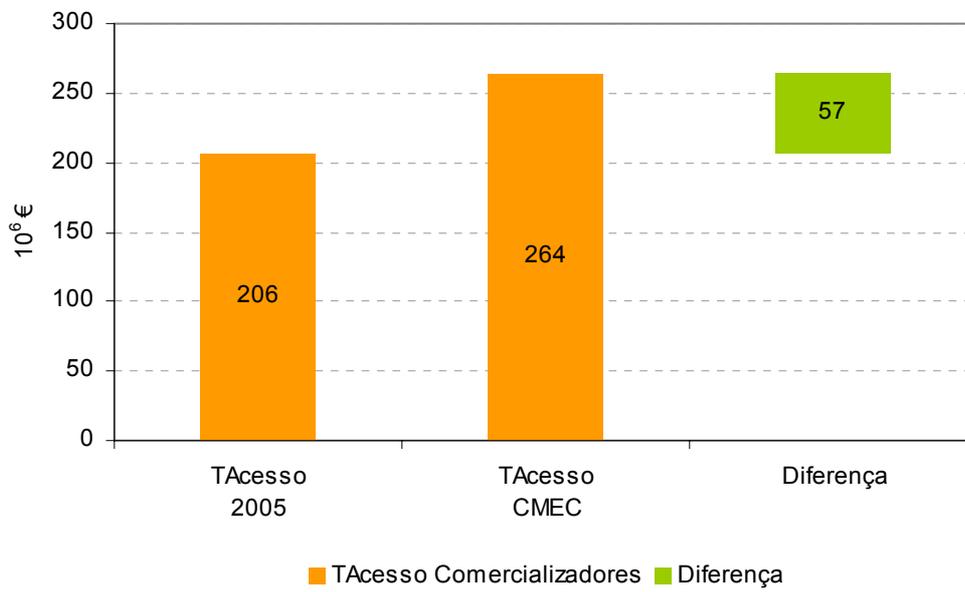
Na Figura 3-16 apresentam-se os proveitos das Tarifas de Venda a Clientes finais no SEPA e no SEPM a serem pagos em 2005 e após consideração do CMEC. A análise da figura permite concluir que a consideração dos CMEC conduz a uma redução das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA e do SEPM à semelhança do que acontece com as tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores regulados do Continente.

Figura 3-16 - Proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais no SEPA e no SEPM em 2005 e após consideração do CMEC



Na Figura 3-17 apresentam-se os proveitos das Tarifas de Acesso pagas pelos clientes dos comercializadores não regulados em 2005 e após consideração do CMEC. Verifica-se um aumento significativo dos actuais pagamentos pelo acesso às redes dos clientes que participam no mercado, contrariamente ao que acontece com as tarifas de Venda a Clientes Finais.

Figura 3-17 - Proveitos das Tarifas de Acesso pagas pelos clientes que participam no mercado em 2005 e após consideração do CMEC



4 EFEITO DA APLICAÇÃO DOS CMEC NAS TARIFAS DE 2005

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos consumidores do Comercializador Regulado resultam da soma de um conjunto de tarifas que incluem as tarifas a pagar pelo acesso às redes e as tarifas de Energia e Potência e de Comercialização do SEP.

As tarifas a pagar pelo acesso às redes incluem as tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição, Uso Global do Sistema e Comercialização de Redes.

Assim, a tarifa de Energia e Potência aplica-se exclusivamente aos consumidores do Comercializador Regulado. Em contrapartida a tarifa de Uso Global do Sistema aplica-se a todos os consumidores.

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 Comercializador Regulado e nos preços do acesso às redes.

A evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais será afectada, por um lado, pela redução dos custos de aquisição de energia eléctrica e consequentemente da redução da tarifa de Energia e Potência 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, 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). Adicionalmente, outra parte dos custos será suportada pelos consumidores futuros através do pagamento da tarifa de Uso Global do Sistema, por via da alteração do perfil de pagamento dos CMEC.

As tarifas a pagar pelo acesso às redes observarão acréscimos resultantes do aumento da tarifa de Uso Global do Sistema. Neste sentido, os actuais consumidores do SENV que participam no mercado observarão acréscimos globais de preços.

Seguidamente no ponto 4.1 apresentam-se as variações observadas nas tarifas de Venda a Clientes Finais. No ponto 4.2 apresentam-se as variações observadas nas tarifas de acesso.

4.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

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 Comercializador Regulado. 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 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 nas tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis exclusivamente aos clientes do Comercializador Regulado 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 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 dos CMEC são recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema através de um termo de potência contratada.

Nestas circunstâncias, o Decreto-Lei, para além de impor uma transferência de custos do Comercializador Regulado para as tarifas de acesso (ver capítulo anterior), impõe uma alteração na estrutura tarifária, com consequências nos pagamentos individuais dos vários clientes, quer do Comercializador Regulado, quer dos restantes consumidores, que importa analisar.

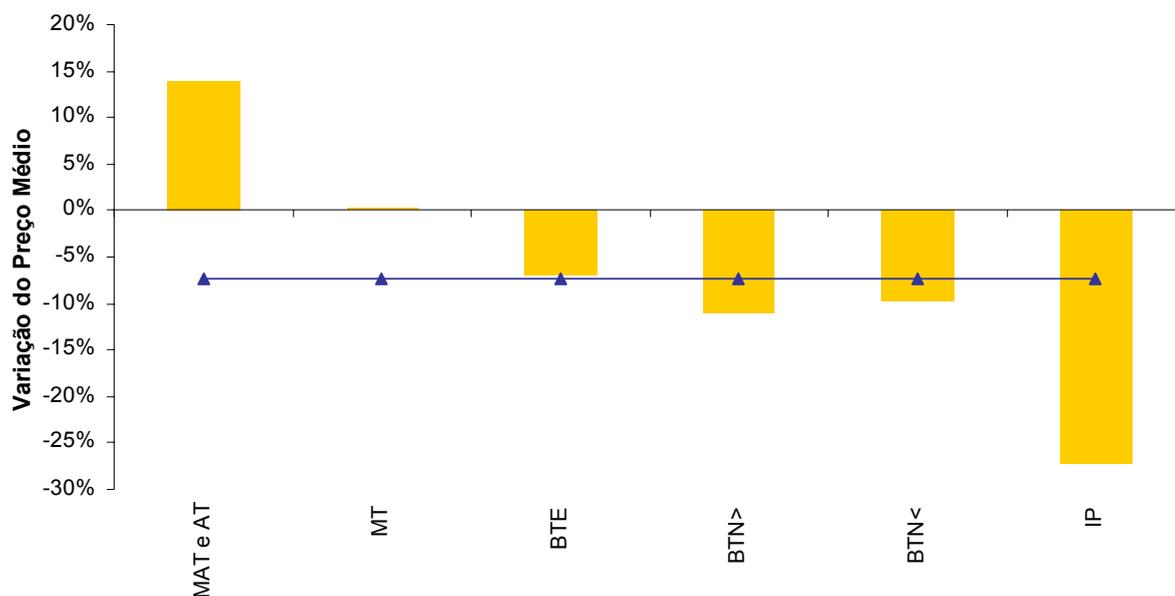
Nas tarifas de acesso, importa estudar o impacte da introdução de uma nova variável de facturação na tarifa de Uso Global do Sistema, dependente da potência contratada.

Nas tarifas a aplicar aos clientes do Comercializador Regulado, 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.

As situações referidas terão como consequência a observação de variações de preço médio diferenciadas por tipo de fornecimento e dentro de cada fornecimento, por cliente dependendo das suas características eléctricas.

Figura 4-1 - Variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais por nível de tensão (TVCF 2005 vs TVCF CMEC)



Legenda:

MAT- Muito Alta Tensão

AT - Alta Tensão

MT - Média Tensão

BTE - Baixa Tensão Especial

BTN> - Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)

BTN< - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)

IP - Iluminação Pública

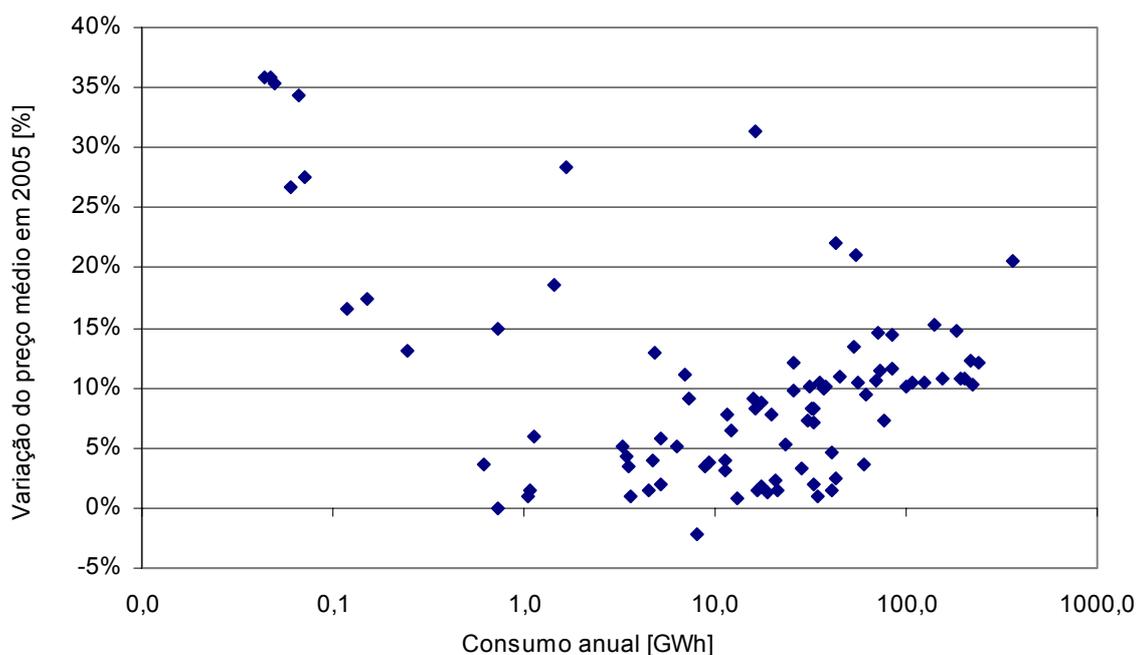
Na globalidade os clientes do SEP observam uma descida tarifária de 7,3%. Por tipo de fornecimento o maior acréscimo tarifário é verificado nos clientes de MAT e AT (14%) e o maior decréscimo na Iluminação Pública (27,3%).

4.1.1 FORNECIMENTOS EM MAT E EM AT

Para avaliar o impacto das alterações tarifárias, enunciadas nos capítulos anteriores, no preço médio dos clientes dos comercializadores regulados em MAT e AT, utilizou-se informação de 2001 relativa aos consumos destes clientes. Os resultados simulados foram devidamente ajustados de modo a ser obtida a variação média por nível de tensão, prevista com os consumos de 2005.

A Figura 4-2 apresenta a variação do preço médio observado pelos clientes em MAT e AT, por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, em função do seu consumo anual e decorrente dos CMEC. As tarifas de partida são as tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor em 2005, enquanto que as novas tarifas são as tarifas de Venda a Clientes Finais que resultam das alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 240/2004.

Figura 4-2 - Variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT e AT



A generalidade dos clientes em MAT e AT observará um aumento do preço médio. Estes aumentos centram-se em torno do valor médio do nível de tensão (17% em MAT e 10% em AT) mas variam fortemente de cliente para cliente. Alguns clientes destes níveis de tensão observarão reduções no seu preço médio. Em contrapartida, outros clientes observarão aumentos elevados.

4.1.2 FORNECIMENTOS EM MT E EM BTE

Nas figuras seguintes analisam-se as variações de facturação observadas pelos consumidores dos comercializadores regulados em MT e BTE.

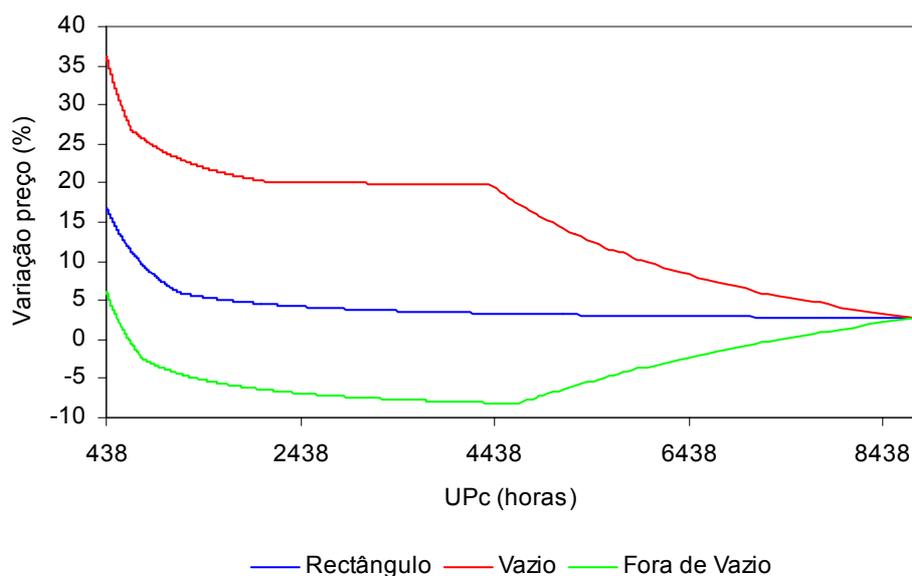
Nesta análise determinaram-se as variações de facturação para um domínio de consumidores com consumos idênticos ao do valor médio do consumo de cada tipo de fornecimento e com diferentes utilizações de potência contratada. Adicionalmente, analisa-se a influência do perfil de consumo em três situações de consumo distintas: diagrama rectangular (Rectângulo), consumo predominante nas horas Fora de Vazio (Fora de Vazio) e consumo dominante nas horas de Vazio (Vazio).

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.

Na Figura 4-3 apresentam-se as variações percentuais do preço médio observadas pelos consumidores em MT do comercializador regulado.

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.

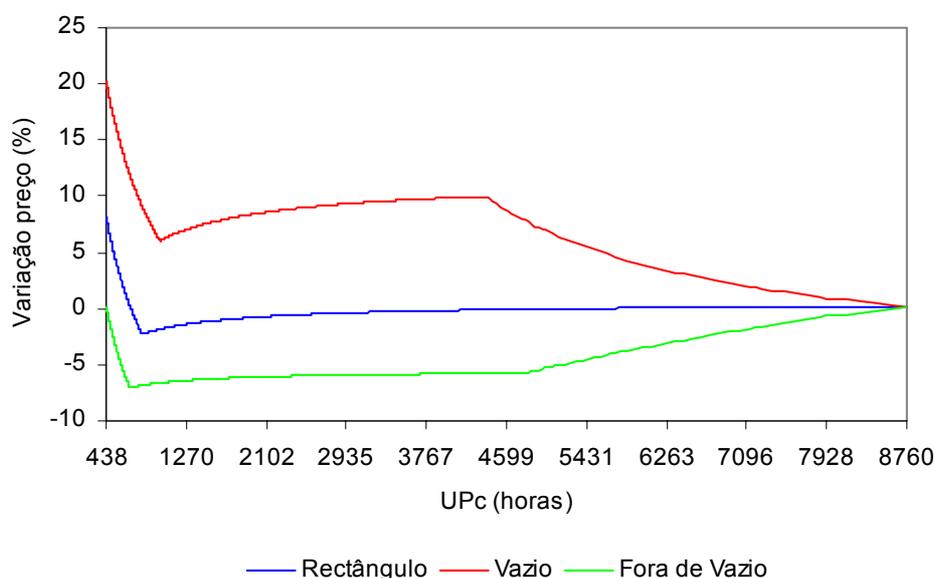
Figura 4-3 - Variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT



Na Figura 4-4 apresentam-se as variações percentuais do preço médio observadas pelos consumidores em BTE do comercializador regulado.

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 4-4 - Variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE



4.1.3 FORNECIMENTOS EM BTN

Os clientes de BTN são cerca de 5,88 milhões. Destes cerca de 5,82 milhões de clientes encontram-se nas opções tarifárias BTN \leq 20,7 kVA e cerca de 56 mil nas opções tarifárias BTN $>$ 20,7 kVA.

Das opções tarifárias BTN \leq 20,7 kVA a tarifa Simples é a que tem mais clientes (5,4 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.

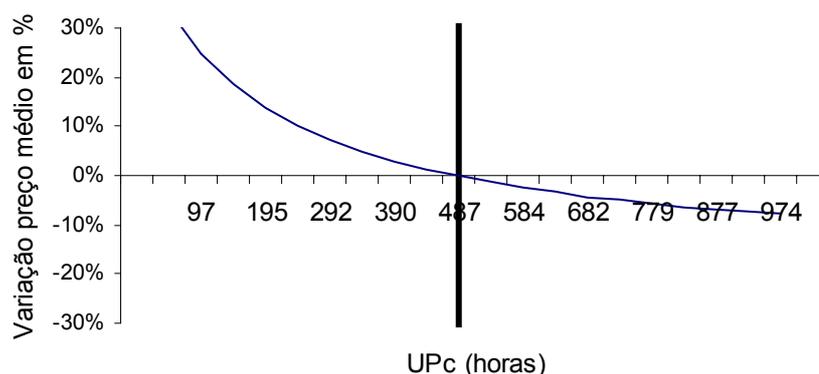
Das opções tarifárias BTN $>$ 20,7 kVA, a tarifa Simples é a que tem mais clientes (51 mil), representando 90% do total dos clientes. De entre os vários escalões desta opção tarifária o escalão de potência contratada dominante é o de 34,5 kVA com cerca de 18 mil clientes.

Nos pontos seguintes analisa-se o impacto 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.

Na Figura 4-5 são apresentados os impactos observados na facturação dos clientes da opção tarifária de $\text{BTN} \leq 20,7 \text{ kVA}$, escalão de 3,45 kVA, em resultado dos CMEC.

Nesta figura apresenta-se também um conjunto de informação caracterizadora desta opção tarifária. Estes clientes apresentam uma utilização média de 486 horas por ano evidenciada na figura, correspondente a um consumo anual de 1 680 kWh.

Figura 4-5 - Variação do preço médio da tarifa $\text{BTN} \leq 20,7 \text{ kVA}$ (escalão 3,45 kVA) em função da utilização da potência contratada



Dados da opção tarifária $\text{BTN} \leq 20,7 \text{ kVA}$ (Escalão de 3,45 kVA)

| | |
|---|-----------|
| N.º de Clientes | 3 040 412 |
| Energia anual por cliente [kWh] | 1 680 |
| Utilização da Potência Contratada [horas] | 487 |

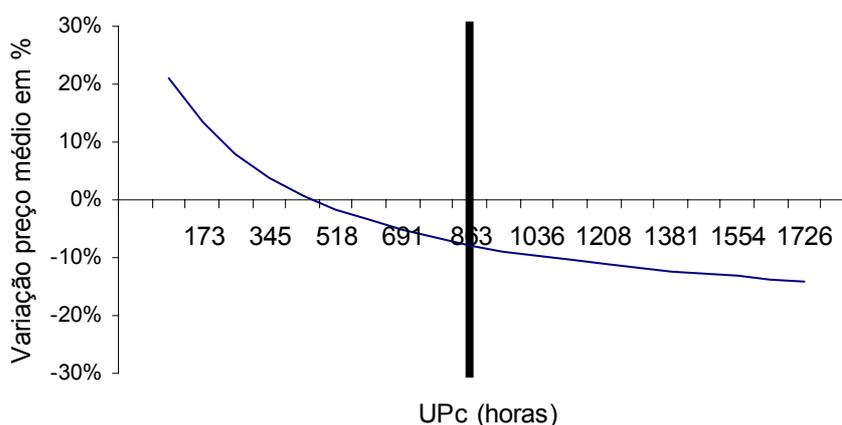
Os clientes deste escalão de potência e opção tarifária irão observar um decréscimo médio de 0,1%. No entanto, os impactos observados por estes clientes podem variar entre subidas de 47% do preço médio

até descidas de cerca de 17%. Um cliente com um consumo (ou utilização da potência) de cerca de 50% da média observa um acréscimo tarifário de 10,3%, correspondente a um acréscimo anual de 15€. Em contrapartida, um cliente que consuma o dobro da média observa uma redução de 7,9% correspondente a 31€. 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.

Na Figura 4-6 são apresentados os impactes observados na facturação dos clientes da opção tarifária de BTN >20,7 kVA, escalão de 34,5 kVA, tarifa simples, em resultado dos CMEC.

Os clientes deste escalão de potência contratada apresentam uma utilização média da potência contratada de 863 horas por ano, correspondente a um consumo anual de 29 779 kWh.

Figura 4-6 - Variação do Preço médio na tarifa BTN > 20,7 kVA (escalão 34,5 kVA) em função da utilização da potência contratada



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

| | |
|---|--------|
| N.º de Clientes | 18 147 |
| Energia anual por cliente [kWh] | 29 779 |
| Utilização da Potência Contratada [horas] | 863 |

Os clientes deste escalão de potência e opção tarifária irão observar um decréscimo médio de 7,8%, correspondente a uma redução anual de 274€. No entanto, da análise das figuras verifica-se que os impactes para estes clientes podem variar entre subidas de 33% do preço médio até descidas de cerca

de 21%. Um cliente com um consumo (ou utilização da potência) de cerca de 50% da média observará um acréscimo tarifário de 0,8%, correspondente a um acréscimo anual de 18€. Em contrapartida, um cliente que consuma o dobro da média observa uma redução de 14,1% correspondente a 857€.

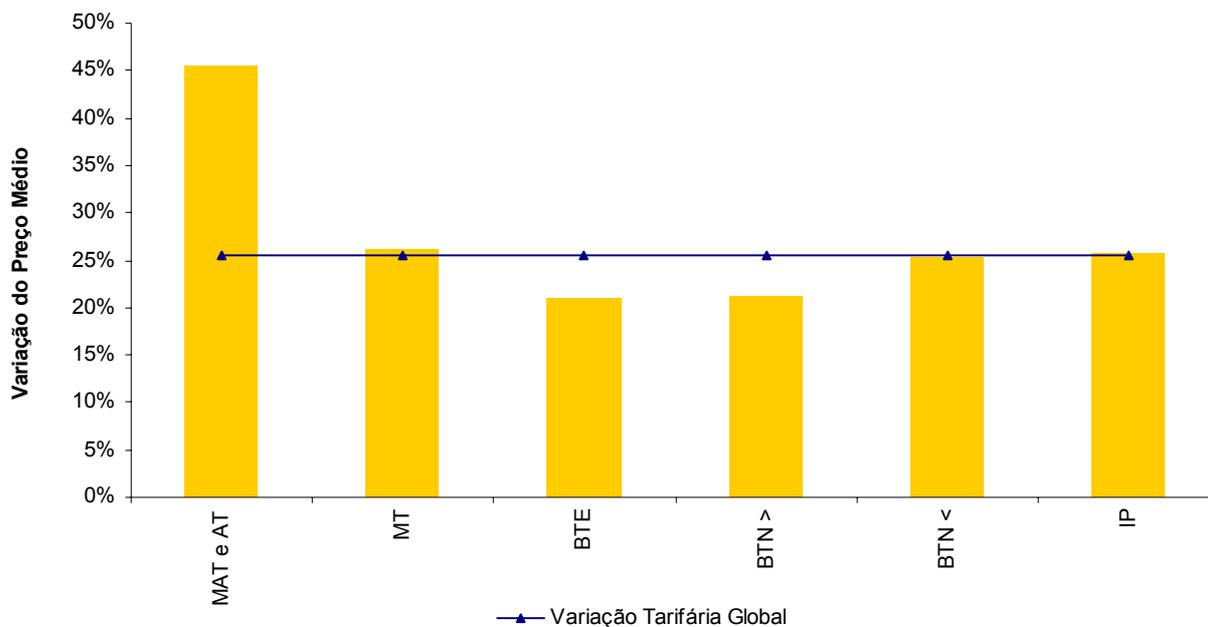
4.2 TARIFAS DE ACESSO

As tarifas a pagar pelo acesso às redes incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, Uso das Redes de Transporte e de Distribuição e Comercialização de Redes.

As tarifas a pagar pelo acesso às redes irão observar acréscimos acentuados em resultado das subidas na tarifa de Uso Global do Sistema. Por outro lado, e atendendo a que o Decreto-Lei impõe uma alteração na estrutura da tarifa de Uso Global do Sistema os acréscimos serão diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento. Adicionalmente, em cada tipo de fornecimento os acréscimos serão diferenciados por cliente dependendo das suas características eléctricas.

Na Figura 4-7 ilustra-se o impacte da aplicação dos CMEC nos pagamentos pelo acesso às redes dos clientes não vinculados, por nível de tensão e tipo de entrega. Observam-se acréscimos diferenciados por nível de tensão, sendo mais elevados nas entregas em MAT e AT. O acréscimo global é de 26%.

Figura 4-7 - Variação do preço médio a pagar pelo acesso às redes por nível de tensão (Tarifas Acesso 2005 vs Tarifas Acesso CMEC)



Legenda:

MAT- Muito Alta Tensão

AT - Alta Tensão

MT - Média Tensão

BTE - Baixa Tensão Especial

BTN> - Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)

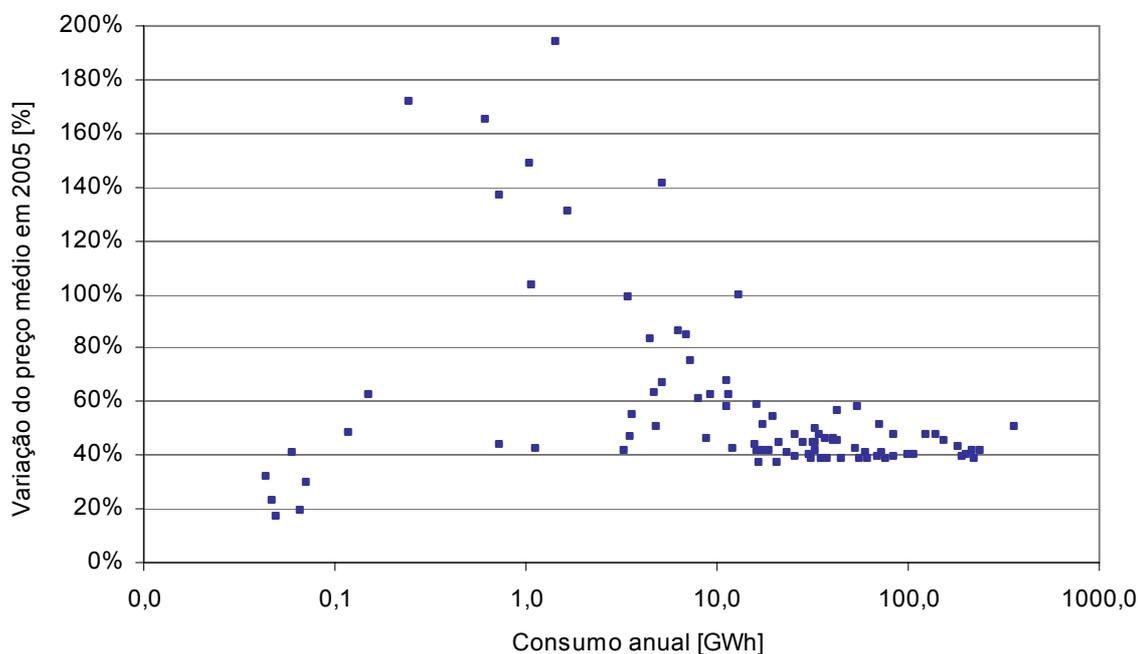
BTN< - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)

IP - Iluminação Pública

4.2.1 ENTREGAS EM MAT E EM AT

A Figura 4-8 apresenta a variação do preço médio observado pelos clientes em MAT e AT, por aplicação das tarifas de acesso, em função do seu consumo anual e decorrente dos CMEC. As tarifas de partida são as tarifas de acesso em vigor em 2005, enquanto que as novas tarifas são as tarifas de acesso que resultam das alterações impostas pelo Decreto-Lei n.º 240/2004.

Figura 4-8 - Variação do preço médio das tarifas de acesso em MAT e AT



A generalidade dos clientes em MAT e AT observará um elevado aumento do preço médio das tarifas de acesso em consequência do Decreto-Lei n.º 240/2004. Os valores médios destes aumentos são de 52% em MAT e 44% em AT, para os consumos previstos para 2005, mas variam fortemente de cliente para cliente. Uma vez que a variação de preços mais importante na tarifa de acesso se verificou no preço de

potência contratada, os clientes mais penalizados são os clientes com consumos menores, pois apresentam, tendencialmente, menores valores de utilização da potência contratada³.

4.2.2 ENTREGAS EM MT E EM BTE

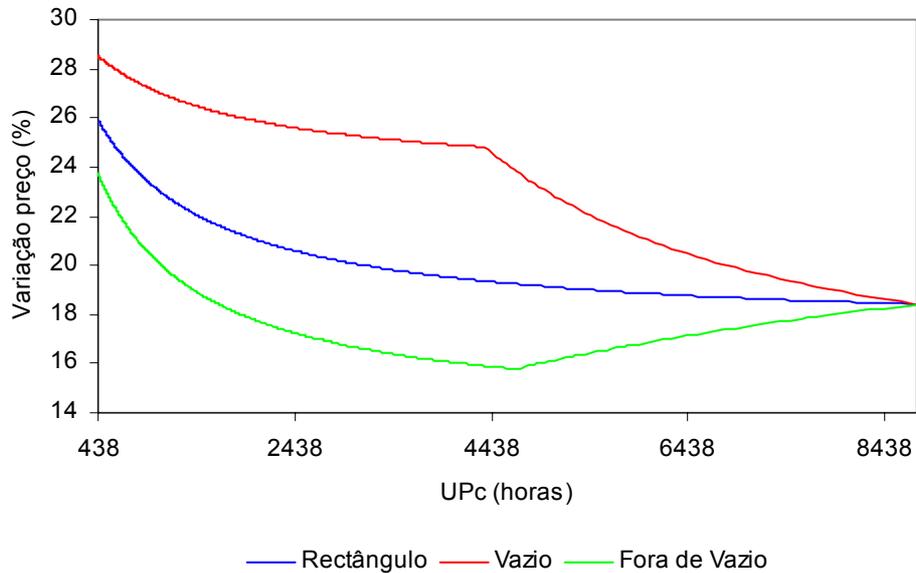
Nas figuras seguintes analisam-se os acréscimos do preço médio a pagar pelo acesso às redes em MT e BTE em resultado dos CMEC.

Esta análise é efectuada considerando um domínio de consumidores com consumos idênticos ao do valor médio do consumo de cada tipo de fornecimento e com diferentes utilizações de potência contratada. Adicionalmente, analisa-se a influência do perfil de consumo em três situações de consumo distintas: diagrama rectangular (Rectângulo), consumo predominante nas horas Fora de Vazio (Fora de Vazio) e consumo dominante nas horas de Vazio (Vazio).

Na Figura 4-9 apresentam-se os acréscimos percentuais de preço médio a pagar pelo acesso às redes observados pelos consumidores 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.

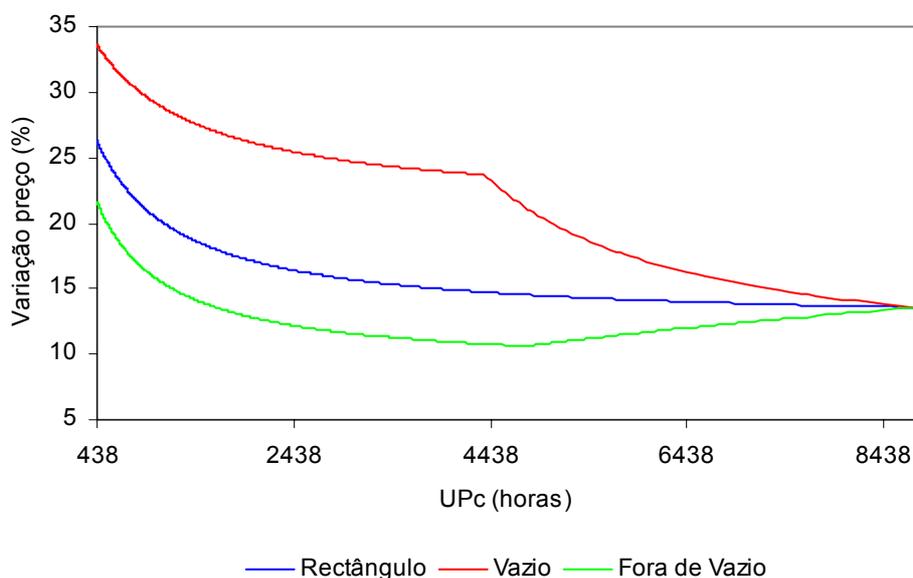
³ Um consumidor tem uma maior utilização da potência contratada do que outro quando, para o mesmo valor de consumo anual nos dois consumidores, o primeiro tem um valor inferior de potência contratada.

Figura 4-9 - Variação do preço médio das tarifas de acesso em MT

Na Figura 4-10 apresentam-se os acréscimos percentuais do preço médio a pagar pelo acesso às redes observados pelos consumidores 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 4-10 - Variação do preço médio das tarifas de acesso em BTE



4.2.3 ENTREGAS EM BTN

Os clientes em BTN poderão em breve exercer o direito de escolha de fornecedor de energia eléctrica. Os regulamentos do sector eléctrico foram já alterados após consulta pública estando-se a preparar a publicação de sub-regulamentação que estabelecerá as regras de detalhe que permitam o pleno exercício deste direito.

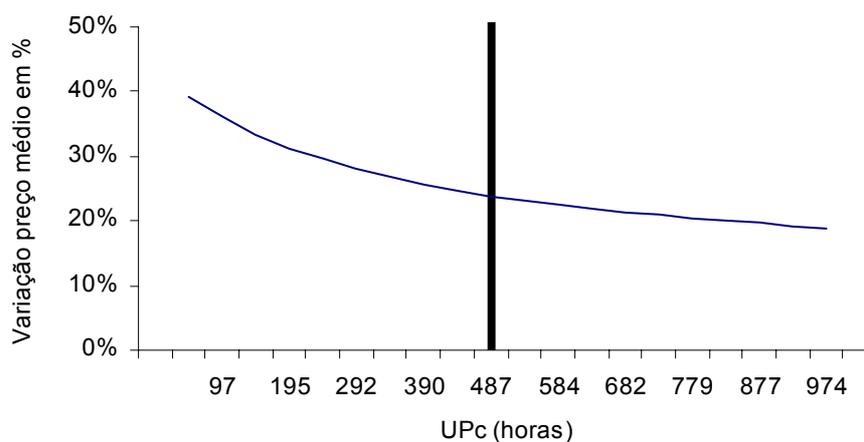
Nos pontos seguintes analisa-se o impacte da aplicação dos CMEC nos pagamentos pelo acesso às redes dos clientes das opções tarifárias e escalões de potência mais representativos de BTN, que são os escalões de 3,45 kVA para as entregas em BTN $\leq 20,7$ kVA e 34,5 kVA para as entregas em BTN $> 20,7$ kVA. 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.

Na Figura 4-11 apresentam-se os impactes nos pagamentos pelo acesso às redes para as entregas aos clientes elegíveis de BTN $\leq 20,7$ kVA, do escalão de potência contratada de 3,45 kVA da tarifa simples, em resultado dos CMEC. Os clientes deste escalão de potência e desta opção tarifária irão observar um acréscimo médio de 24%, correspondente a um aumento anual de 26€. No entanto, os impactes observados por estes clientes podem variar entre subidas de 12% e 44%. Um cliente com um consumo (ou utilização da potência) de cerca de 50% da média observa um acréscimo nos pagamentos de acesso

à rede de 30%, correspondente a um acréscimo anual de 22€. Em contrapartida, um cliente que consuma o dobro da média observa um acréscimo anual de 19% correspondente a 33€.

Na figura encontra-se marcada a utilização média da potência contratada deste conjunto de clientes que é de 487 horas por ano, a que corresponde um consumo anual de 1 680 kWh.

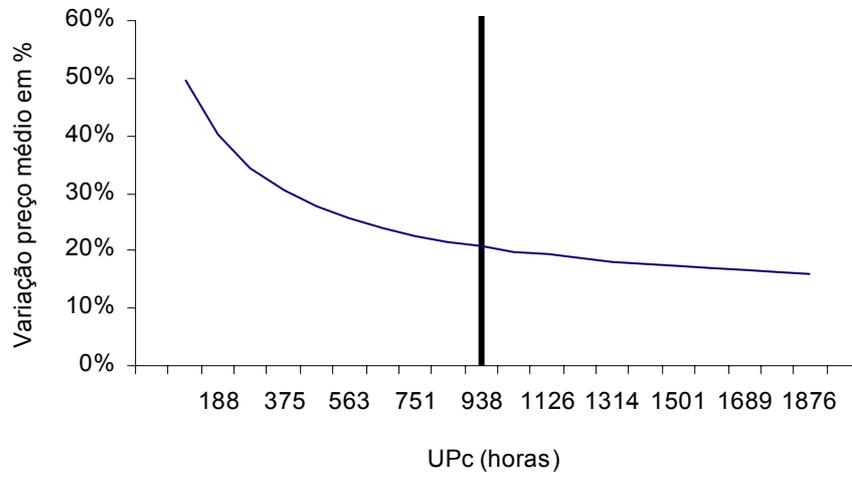
Figura 4-11 - Variação do preço médio das tarifas de acesso em BTN $\leq 20,7$ kVA (escalão 3,45 kVA), em função da utilização da potência contratada



Na Figura 4-12 apresentam-se os impactes nos pagamentos pelo acesso às redes para as entregas aos clientes elegíveis de BTN > 20,7 kVA, do escalão de potência contratada de 34,5 kVA em resultado dos CMEC. Estes clientes apresentam uma utilização média da potência contratada de 938 horas por ano, correspondente a um consumo anual de 32 370 kWh, que se encontra evidenciada na figura.

Os clientes deste escalão de potência e opção tarifária irão observar um acréscimo médio de 21%, correspondente a um aumento anual de 323€. No entanto, os impactes para estes clientes podem variar entre subidas de 10% a 67%. Um cliente com um consumo (ou utilização da potência) de cerca de 50% da média observará um acréscimo tarifário de 28%, correspondente a um aumento anual de 257€. Em contrapartida, um cliente que consuma o dobro da média observa um acréscimo anual de 16% correspondente a 457€.

Figura 4-12 - Variação do preço médio das Tarifas de Acesso em BTN >20,7 kVA (escalão 34,5 kVA), em função da utilização da potência contratada



5 CONCLUSÕES

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, e a consequente renegociação dos CAE vieram alterar significativamente o nível e a estrutura das tarifas de Energia e Potência (TEP) e de Uso Global do Sistema (UGS), com consequências para a generalidade dos consumidores de energia eléctrica, em termos dos custos médios que pagam, mas com consequências também no valor da factura paga por cada consumidor individualmente, em função do seu perfil individual de consumo. Os efeitos na factura individual de cada consumidor podem ser acentuadamente superiores aos efeitos determinados em termos médios.

A implementação da metodologia proposta no referido diploma tem, resumidamente, os seguintes efeitos:

1. Aumento global dos custos a serem pagos pelos consumidores de energia eléctrica ao longo do período de vigência dos CMEC, relativamente aos custos associados aos CAE, devido à:
 - Inclusão da remuneração dos terrenos afectos aos centros electroprodutores, no valor de 43 milhões de euros relativos aos terrenos do domínio público hídrico e de 10,7 milhões de euros relativos aos restantes terrenos.
 - Introdução de uma diferenciação entre a taxa de actualização dos montantes anuais dos encargos fixos e variáveis previstos pagar aos produtores ao longo do tempo de vida da central e a taxa de juro utilizada no cálculo da renda. O valor da taxa a utilizar no cálculo da renda anual será definida por portaria do Ministro pelo que ainda não é conhecida. A simulação da utilização de uma taxa de, respectivamente, 2% e 4% acima da taxa de actualização, traduz-se num aumento do valor actual líquido dos pagamentos de cerca de 48 milhões de euros e de 101 milhões de euros, o que equivale a uma renda anual superior em 20% e 41% à renda correspondente aos pagamentos previstos nos CAE.
 - Inclusão dos custos associados à titularização dos CMEC, cuja quantificação não é para já possível, por não se conhecerem os custos envolvidos nesta operação.
2. Influência indirecta em factores que originam custos e perda de benefícios para os consumidores no futuro, a saber:
 - Inclusão antecipada dos investimentos adicionais relativos ao cumprimento dos limites de emissões de determinados poluentes atmosféricos a realizar nas centrais do Pego e de Sines no montante de 485 milhões de euros.
 - Extinção do mecanismo de correcção de hidraulicidade que promove a estabilização das tarifas, face à variação dos custos de produção de energia eléctrica decorrente da variabilidade dos regimes hidrológicos, o que constitui uma perda líquida de bem-estar para os clientes. Associada a esta perda líquida de bem-estar para os clientes acresce a indefinição relativa ao resultado final

do saldo do mecanismo de correcção de hidraulicidade. Importa referir que sendo o mecanismo de correcção de hidraulicidade um sistema de estabilização de preços financiado pelos clientes enquanto grupo, actuando como um sistema de auto-seguro inter-temporal, o saldo disponível deverá reverter a favor dos clientes, porquanto o serviço de alisamento inter-temporal que motivou esse pagamento deixou de ser prestado.

3. Redução dos preços a pagar na tarifa de Energia e Potência pelos consumidores do comercializador regulado e aumento dos preços a pagar na tarifa de Uso Global do Sistema pela generalidade dos consumidores por:
 - Alteração do perfil de pagamentos dos CAE, passando de um perfil decrescente a uma renda constante, que reduz em cerca de 8,2% o pagamento relativo ao ano de 2005 e os pagamentos nos anos seguintes, que são compensados por aumentos após o ano 2011 até 2027.
 - Transferência de custos da tarifa de Energia e Potência para a tarifa de Uso Global do Sistema relativos aos CMEC, no valor de 244 milhões de euros.
 - Aumento do sobrecusto com a produção em regime especial em cerca de 102 milhões de euros, por redução do custo médio de aquisição de energia eléctrica para abastecer os consumidores do comercializador regulado.
 - Aumento dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em cerca de 20 milhões de euros por diminuição das tarifas de Venda aos Clientes finais.
4. Observação de impactes acentuados e diferenciados por cliente em resultado da aplicação às tarifas de 2005, do mecanismo proposto.

Foram efectuadas simulações da aplicação deste mecanismo às tarifas de 2005 de forma a quantificar os principais impactes. Refira-se que as simulações efectuadas não tomaram em consideração alguns dos impactes identificados no ponto 1 relativos aos quais não foi possível a sua quantificação por falta de dados, como sejam, o custo com a titularização dos CMEC e a diferenciação entre a taxa de actualização dos montantes anuais dos encargos fixos e variáveis e a taxa de juro utilizada no cálculo da renda.

São os seguintes os impactes gerais nas tarifas de 2005:

- Redução da tarifa de Energia e Potência em cerca de 34%
- Aumento da tarifa de Uso Global do Sistema em cerca de 115%.
- Redução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador regulado, em cerca de 9%, e das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma Madeira, em cerca de 12%, respectivamente.
- Aumento das tarifas de acesso pagas pelos consumidores que actualmente adquirem a energia que necessitam no mercado, em cerca de 28%.

Os impactes nas tarifas de Venda a Clientes Finais, pagas pelos consumidores do comercializador regulado, por nível de tensão, são os seguintes:

- Nos fornecimentos em MAT e AT o aumento médio dos preços ronda os 14%, podendo verificar-se variações por cliente entre -2,5% e 37%.
- Nos fornecimentos em MT o aumento médio dos preços ronda os 0,2%, podendo verificar-se variações por cliente entre -7,5% e 40%.
- Nos fornecimentos em BTE a redução média dos preços ronda os 7%, podendo verificar-se variações por cliente entre -7,5% e 25%.
- Nos fornecimentos em BTN ($\leq 20,7$ kVA) a redução média dos preços ronda os 10%, podendo verificar-se variações muito diferenciadas por cliente, que em particular, para o escalão de potência contratada dominante (3,45 kVA) podem-se situar entre -17% e 47%.
- Nos fornecimentos em BTN ($\geq 20,7$ kVA) a redução média dos preços ronda os 11%, podendo verificar-se variações muito diferenciadas por cliente, que em particular, para o escalão de potência contratada dominante (34,5 kVA) podem-se situar entre -21% e 33%.
- Na Iluminação Pública a redução média dos preços ronda os 27%.

Os impactes nas tarifas de acesso pagas pelos consumidores quando actuam no mercado, por nível de tensão, são os seguintes:

- Nas entregas em MAT e AT o aumento médio dos preços ronda os 45%, podendo verificar-se variações por cliente entre 20% e 200%.
- Nas entregas em MT aumento médio dos preços ronda os 26%, podendo verificar-se variações por cliente entre 16% e 30%.
- Nas entregas em BTE o aumento médio dos preços ronda os 21%, podendo verificar-se variações por cliente entre 12,5% e 35%.
- Nas entregas em BTN ($\leq 20,7$ kVA) o aumento médio dos preços ronda os 25%, podendo verificar-se variações muito diferenciadas por cliente, que em particular, para o escalão de potência contratada dominante (3,45 kVA) podem-se situar entre 12% e 44%.
- Nas entregas em BTN ($\geq 20,7$ kVA) o aumento médio dos preços ronda os 21%, podendo verificar-se variações muito diferenciadas por cliente, que em particular, para o escalão de potência contratada dominante (34,5 kVA) podem-se situar entre 12% e 67%.

Conforme apresentado neste documento a aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004 origina um conjunto vasto de efeitos distributivos que se resumem no quadro seguinte.

Quadro 5-1 - Síntese dos efeitos distributivos associados à aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004

| Efeitos Distributivos | Consequências | Justificação |
|--|--|---|
| Intertemporal | Transferência de custos pagos pelos clientes do presente para os clientes do futuro | É alterado o perfil de pagamentos dos CAE, passando de um perfil decrescente para uma renda constante. |
| Tipo de cliente | Transferência de custos dos clientes dos comercializadores regulados para os clientes que participam no mercado | São transferidos custos actualmente pagos através da tarifa de Energia e Potência, incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais, para a tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores. |
| Tipo de fornecimento das tarifas de Venda a Clientes Finais | Transferência de custos entre clientes de níveis de tensão e opções tarifárias diferentes dos comercializadores regulados | Na tarifa de Energia e Potência os custos eram recuperados através de preços de potência média em horas de ponta e preços de energia activa, sendo agora os CMEC integralmente recuperados na tarifa de Uso Global do sistema através de um preço de potência contratada. |
| Utilização da potência contratada (quociente entre a energia consumida anualmente por cada cliente e o valor da sua potência contratada) | Transferência de custos entre clientes dos comercializadores regulados de um mesmo tipo de fornecimento, consoante a sua utilização da potência contratada | Para os clientes dos comercializadores regulados os custos associados com os CMEC passam a ser recuperados por um preço de potência contratada quando anteriormente eram recuperados fundamentalmente por preços de energia activa. |
| | Pagamentos pelo acesso às redes, por unidade de energia consumida, mais acentuados para os clientes com menores utilizações da potência contratada | A tarifa de Acesso às Redes que inclui a tarifa de Uso Global do Sistema passa a incluir um pagamento adicional associado ao CMEC através de um preço de potência contratada. |

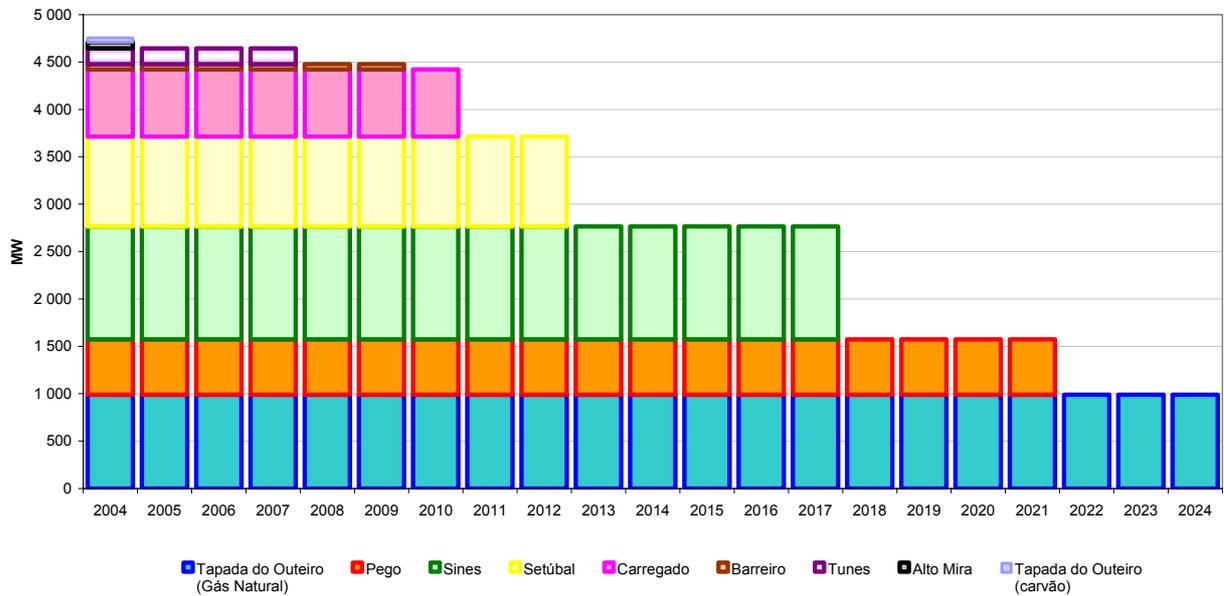
| Efeitos Distributivos | Consequências | Justificação |
|--|--|--|
| Período horário de consumo de energia activa | Transferência de custos entre clientes dos comercializadores regulados de um mesmo tipo de fornecimento, consoante o período horário de consumo da energia eléctrica | Para os clientes dos comercializadores regulados os CMEC passam a ser recuperados através de um preço de potência contratada quando anteriormente eram recuperados por preços diferenciados de energia consoante o período horário. Estes preços de energia são mais elevados nos períodos de maior procura. |

ANEXO - CARACTERIZAÇÃO FÍSICA DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES DO SEP

DESCRIÇÃO DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES DO SEP

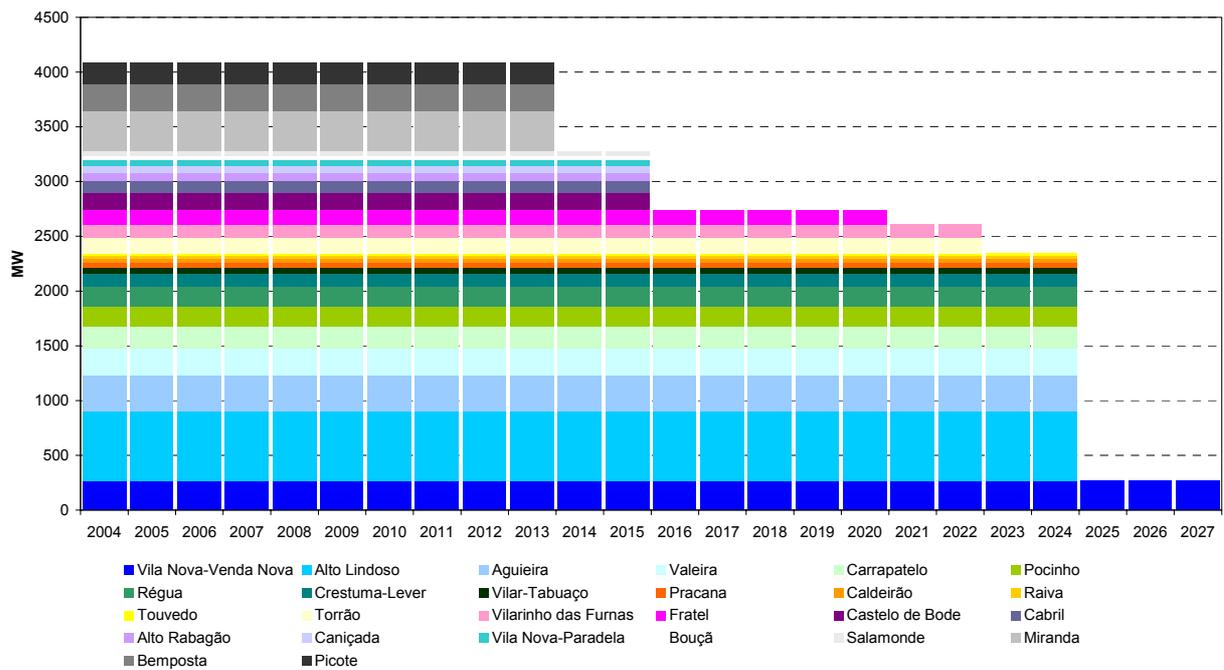
| Centrais | Entrada em serviço | Fim de vida útil | Tipo de aproveitamento/ Combustível | Nº de grupos | Potência instalada MW | |
|------------------------------------|--------------------|------------------|-------------------------------------|------------------------|--------------------------|-------|
| CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS | | | | | | |
| CPPE | | | | | | |
| Alto Lindoso | 1992 | 2024 | albufeira | 2 | 630 | |
| Touvedo | 1993 | 2024 | albufeira | 1 | 22 | |
| <i>Sistema Lima</i> | | | | 3 | 652 | |
| Alto Rabação | 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 | |
| <i>Carregado</i> | | | | | | |
| <i>Grupos 1, 2, 3 e 4</i> | | 1968 | 2010 | Fuelóleo | 4 | 473,8 |
| <i>Grupos 5 e 6</i> | | 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 | |
| <i>Tunes</i> | | | | | | |
| <i>Grupos 3 e 4</i> | | 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 | |

POTÊNCIA CONTRATADA DAS CENTRAIS TÉRMICAS DO SEP



Fonte: CAE

POTÊNCIA CONTRATADA DAS CENTRAIS HÍDRICAS DO SEP



Fonte: CAE