

**ANÁLISE DA APLICAÇÃO DA REVISIBILIDADE
EM 2012**

Fevereiro 2014

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

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
2	ANÁLISE DO CÁLCULO DO AJUSTAMENTO ANUAL.....	3
2.1	Valores apurados.....	3
2.2	Fatores determinantes nos ajustamentos aos CMEC.....	6
2.2.1	Quantidades de energia vendida	6
2.2.2	Receita	9
2.2.3	Custos variáveis	11
2.2.4	Margem de exploração.....	15
3	COMPARAÇÃO ENTRE CUSTOS DOS CAE COM CMEC E SEM CMEC	19
4	COMENTÁRIOS FINAIS	23

1 ENQUADRAMENTO

Com o fim dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) os produtores de energia elétrica detentores destes contratos adquirem o direito de receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), a qual se manterá até ao ano 2027.

Os CMEC são constituídos por uma parcela fixa e por uma parcela de acerto:

- Parcela fixa – corresponde a uma renda fixa anual, de forma a permitir o alisamento dos custos com os CAE, isto é, os consumidores atuais são “subsidiados” pelos consumidores do futuro;
- Parcela de acerto¹ – corresponde aos ajustamentos aos valores dos CMEC, incluindo o valor anual dos ajustamentos correspondentes à revisibilidade.

O ajustamento anual dos CMEC, ou revisibilidade, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, resulta da soma de duas parcelas: o ajustamento sobre os encargos fixos e o ajustamento sobre a margem de mercado. A margem de mercado é dada pela diferença entre as receitas e os custos de exploração.

Os encargos fixos são calculados tendo por base a remuneração, em cada ano, do investimento nas centrais, tal como definido nos respetivos CAE, tendo em conta um valor teórico de disponibilidade, sendo ajustados de modo a considerar, entre outros, os investimentos extraordinários e alterações de legislação que impliquem o aumento dos custos fixos.

As receitas são calculadas com base num conjunto de pressupostos (rendimentos de centrais, emissões de CO₂, etc.) definidos *a priori*, através da aplicação de um modelo de simulação do sistema electroprodutor (Valorágua).

O presente documento, relativo ao ano de 2012, pretende dar continuidade ao trabalho desenvolvido em anos anteriores, com vista a:

- Analisar o cálculo do ajustamento anual com base na aplicação do modelo Valorágua previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, comparando os seus resultados com os que se obteriam caso fossem considerados no modelo dados reais de produção;
- Monitorizar a evolução dos custos dos centros electroprodutores sujeitos a CMEC.

¹ A parcela de acerto inclui a parcela de ajustamentos anuais (corresponde à revisibilidade), a parcela de acertos de faturação e a parcela de ajustamento final (que será aplicada 11 anos após o início da implementação dos CMEC).

2 ANÁLISE DO CÁLCULO DO AJUSTAMENTO ANUAL

Neste ponto pretende-se comparar o valor do ajustamento anual calculado com base em dados do modelo Valorágua previsto na legislação, com o valor do ajustamento anual que se obteria com base em dados reais face ao valor inicialmente previsto, aquando do apuramento do valor inicial dos CMEC.

2.1 VALORES APURADOS

Recalcularam-se os custos que teriam sido obtidos, caso o mecanismo de revisibilidade aplicado com base no modelo de simulação do sistema electroprodutor e nos pressupostos para as emissões de CO₂, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, fosse substituído pelo seguinte conjunto de pressupostos:

- Vendas de energia elétrica ocorridas em cada hora nos mercados diário e intradiário, determinado pela ERSE com base em dados OMEL (corresponde à produção líquida de cada central, deduzida de bombagem no caso das centrais hídricas);
- Custos de produção ocorridos, calculados através do produto dos custos unitários semanais por central, utilizados no cálculo da revisibilidade², pelas respetivas produções, conforme definido no ponto anterior;
- Custos de CO₂ ocorridos, determinados através da diferença entre as licenças atribuídas no âmbito do PNALE II e as licenças de emissão consumidas no ano, multiplicada pelo preço médio ponderado de mercado do ano;
- Receitas com serviços de sistema e encargos fixos de acordo com valores considerados no cálculo da revisibilidade (assinalados a vermelho no Quadro 2-1)³.

Estes pressupostos foram já utilizados nas análises efetuadas nos anos anteriores, permitindo assim a comparabilidade dos resultados apurados na presente análise para 2012, com os resultados apurados para o 2.º semestre de 2007 e para os anos de 2008 a 2011.

Por uma questão de simplificação, ao longo do presente documento, os resultados baseados nos pressupostos da revisibilidade são referidos nas figuras como “Revisibilidade” ou ainda como “Modelo”, enquanto os resultados baseados nos pressupostos anteriormente referidos são apresentados como “Ocorrido”.

² Estes dados são indicados no documento conjunto da EDP e REN designado “Determinação do montante de ajustamento do CMEC – ano de 2012”.

³ Os encargos fixos não foram analisados, embora mereçam ser melhores estudados, designadamente no que diz respeito à disponibilidade das centrais, pela sua variação ser de menor impacto do que a variação dos encargos variáveis.

No Quadro 2-1 pode observar-se que o ajustamento apurado em 2012 entre o valor inicial e o valor calculado com o modelo de simulação do sistema electroprodutor é superior ao ajustamento que seria obtido com base nos valores ocorridos, em cerca de 11,0 milhões de euros.

Quadro 2-1 – Resumo dos valores apurados para a revisibilidade e dos valores ocorridos

Unidade: 10³ Eur

		2012				
		Cálculo valor inicial dos CMEC	Valor apurado para a revisibilidade de 2012 com o modelo	Valor definido para Ajustamento	Valores ocorridos	Novo valor definido para Ajustamento
		(a)	(b)	(c)=(b)-(a)	(d)	(e)=(d)-(a)
Receitas de mercado						
1.1	Centrais hídricas	518 465	241 013	-277 452	259 848	-258 617
1.2	Centrais térmicas	486 949	447 108	-39 841	430 446	-56 503
1 = 1.1+1.2	Total	1 005 414	688 121	-317 293	690 293	-315 121
Custos de exploração (CE) + CO₂						
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	177 938	285 920	107 982	279 018	101 080
2.2	Centrais térmicas CO ₂	-5 010	8 124	13 134	6 232	11 242
2 = 2.1+2.2	Total	172 928	294 044	121 116	285 249	112 321
Margem de exploração						
3.1=1.1	Centrais hídricas	518 465	241 013	-277 452	259 848	-258 617
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	314 021	153 064	-160 957	145 197	-168 824
3 = 1-2	Total	832 486	394 077	-438 409	405 044	-427 442
Receitas de serviço de sistema						
4.1	Centrais hídricas	0	37 648	37 648	37 648	37 648
4.2	Centrais térmicas	0	6 701	6 701	6 701	6 701
4 = 4.1+4.2	Total	0	44 349	44 349	44 349	44 349
Encargo fixo (EF) e Outros Encargos (OE)						
5.1	Centrais hídricas EF	521 781	545 511	23 730	545 511	23 730
5.2	Centrais térmicas EF	289 709	341 876	52 167	341 876	52 167
5.3	Centrais hídricas OE	756	6 571	5 815	6 571	5 815
5.4	Centrais térmicas OE	4 154	15 446	11 292	15 446	11 292
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	Total	816 400	909 404	93 004	909 404	93 004
Ajustamento total do montante dos CMEC						
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	4 072	273 421	269 349	254 586	250 514
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	-20 158	197 557	217 715	205 424	225 582
6 = 6.1+6.2	Total	-16 086	470 978	487 064	460 011	476 097

Fonte: EDP e ERSE

Da análise deste quadro, verifica-se que as receitas das centrais térmicas e hídricas determinadas com base nos valores do modelo Valorágua têm diferenças em relação às receitas ocorridas. Enquanto nas centrais térmicas as receitas com dados do modelo são superiores às ocorridas (receita ocorrida inferior em cerca de 16,7 milhões de euros), no caso das centrais hídricas verifica-se o contrário, sendo as receitas com dados do modelo inferiores às ocorridas (receita ocorrida superior em cerca de 18,8 milhões de euros). Deste modo, a receita de mercado na totalidade das centrais com CMEC é superior no cálculo com os valores ocorridos face ao cálculo com os valores do modelo, em cerca de 2,2 milhões de euros.

No que respeita aos custos de exploração das centrais térmicas, também se registam diferenças entre os valores obtidos pelo modelo Valorágua e os valores ocorridos, para as rubricas de custos de combustível e O&M e para os custos com CO₂. Para a primeira, os valores ocorridos são inferiores em

cerca de 6,9 milhões de euros aos resultantes do modelo, enquanto para a segunda esta diferença é de 1,9 milhões de euros com os valores ocorridos também inferiores ao que é dado pelo modelo. Para o agregado dos custos de exploração constata-se assim que os valores ocorridos estão 8,8 milhões de euros abaixo do cálculo com o modelo Valorágua.

As diferenças por excesso nas receitas de mercado e por defeito nos custos de exploração dos valores ocorridos face aos valores do modelo justificam uma margem de exploração ocorrida superior em cerca de 11,0 milhões de euros comparativamente com a determinada pelo modelo, o que, por sua vez, justifica a diferença obtida no valor dos ajustamentos anuais.

2.2 FATORES DETERMINANTES NOS AJUSTAMENTOS AOS CMEC

Tal como no trabalho desenvolvido nos anos anteriores, são analisadas as diferenças entre o apuramento do ajustamento anual dos CMEC calculado com base nos pressupostos da revisibilidade e com base nos pressupostos expostos no ponto anterior, nas componentes que se seguem:

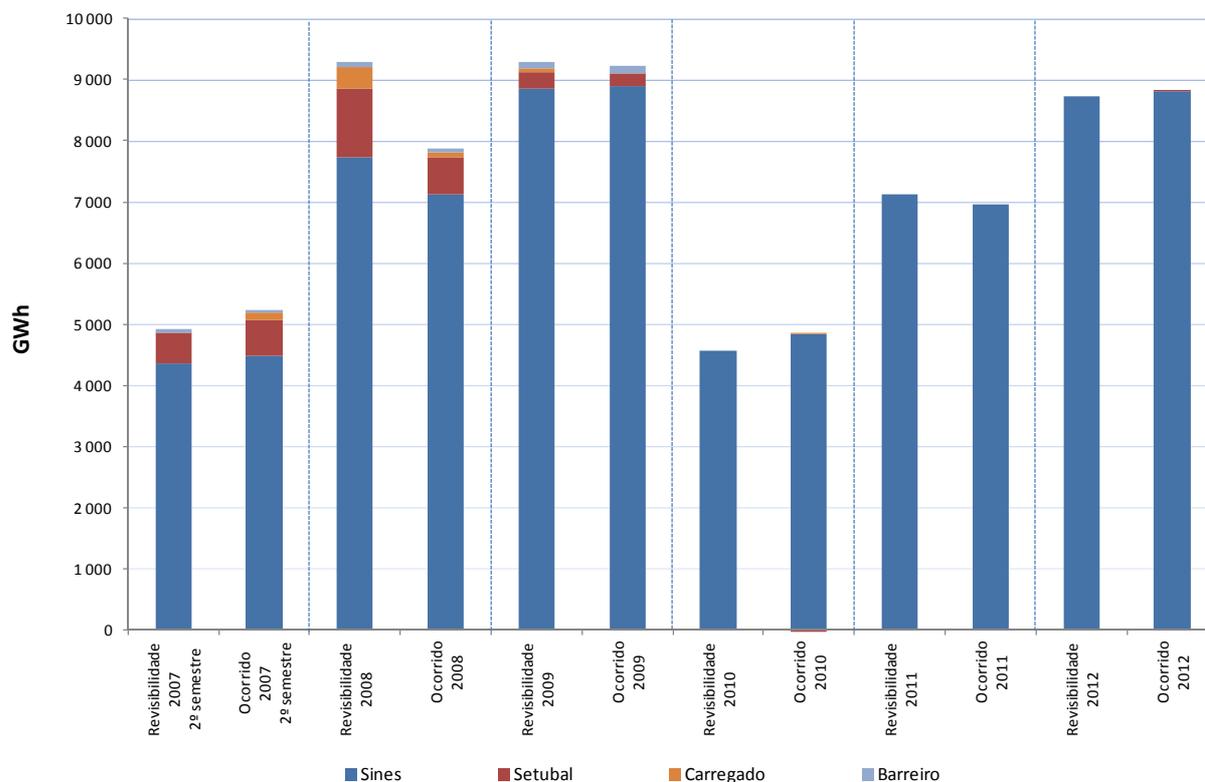
- Quantidades de energia vendida;
- Receita unitária;
- Custos variáveis por unidade produzida;
- Margem de exploração, sobre os custos variáveis, bem como sobre os custos totais.

Como anteriormente referido, os resultados desta análise são comparados com os obtidos para os anos de 2008 a 2011, sendo que em 2007 o Decreto-Lei n.º 240/2004 apenas foi aplicado no 2.º semestre.

2.2.1 QUANTIDADES DE ENERGIA VENDIDA

Nos anos de 2008, 2009 e 2011, as quantidades de energia vendida pelas centrais térmicas nos mercados diários e intradiários foram inferiores ao definido no mecanismo de revisibilidade. Em 2010 e 2012, verificou-se o inverso, com as quantidades vendidas em mercado pelas centrais térmicas a serem superiores às determinadas pelo modelo Valorágua, tal como é ilustrado na Figura 2-1. O ano de 2012 foi um ano seco, o que justifica o crescimento da produção térmica face aos anos anteriores.

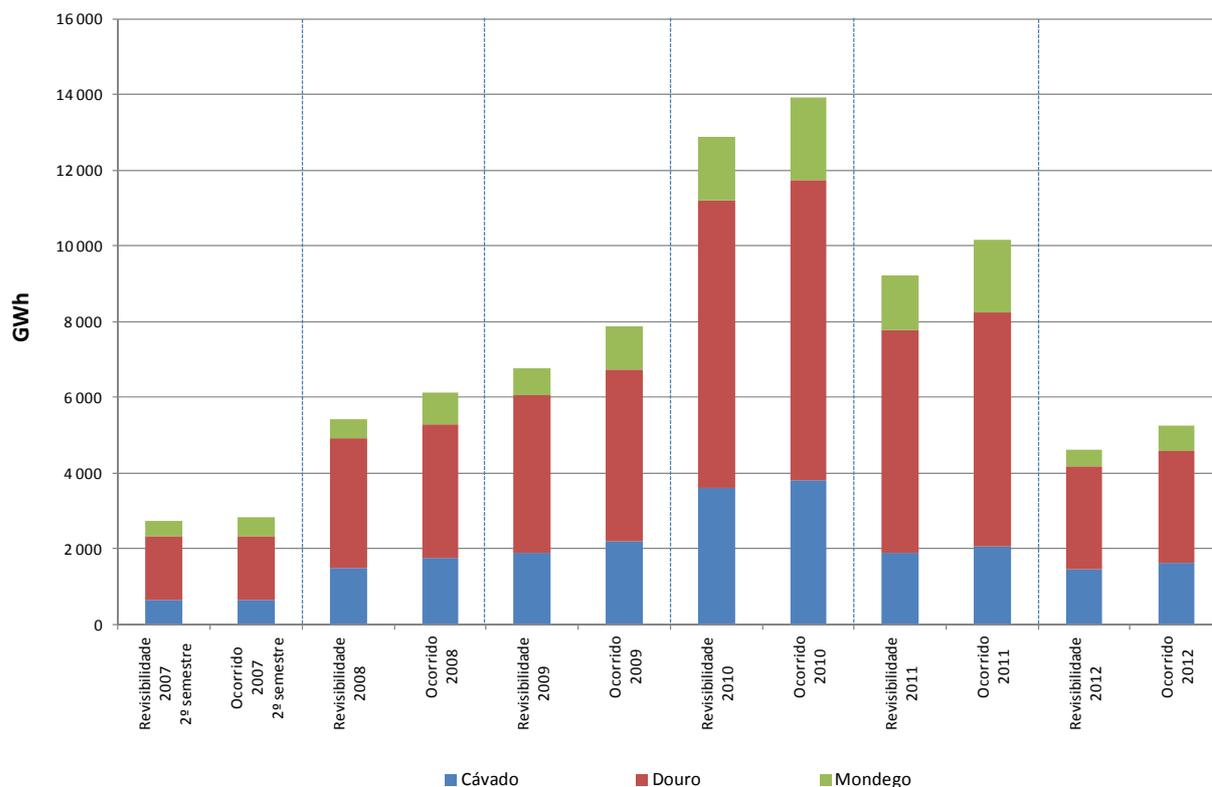
Figura 2-1 – Quantidades vendidas pelas Centrais Térmicas



Fonte: EDP e ERSE

No que diz respeito às centrais hídricas, tem-se verificado sistematicamente que as quantidades reais de energia elétrica vendida no mercado são superiores às produções obtidas com o modelo Valorágua, conforme é apresentado na Figura 2-2. O grande acréscimo de produção hídrica ocorrida em 2010 foi consequência da elevada hidraulicidade verificada nesse ano (segundo melhor dos últimos 10 anos apenas superado em 2003). Em sentido contrário, a queda substancial que se observa em 2012 decorreu da hidraulicidade extremamente reduzida (a segunda mais baixa dos últimos 10 anos, sendo que apenas o ano de 2005 foi inferior).

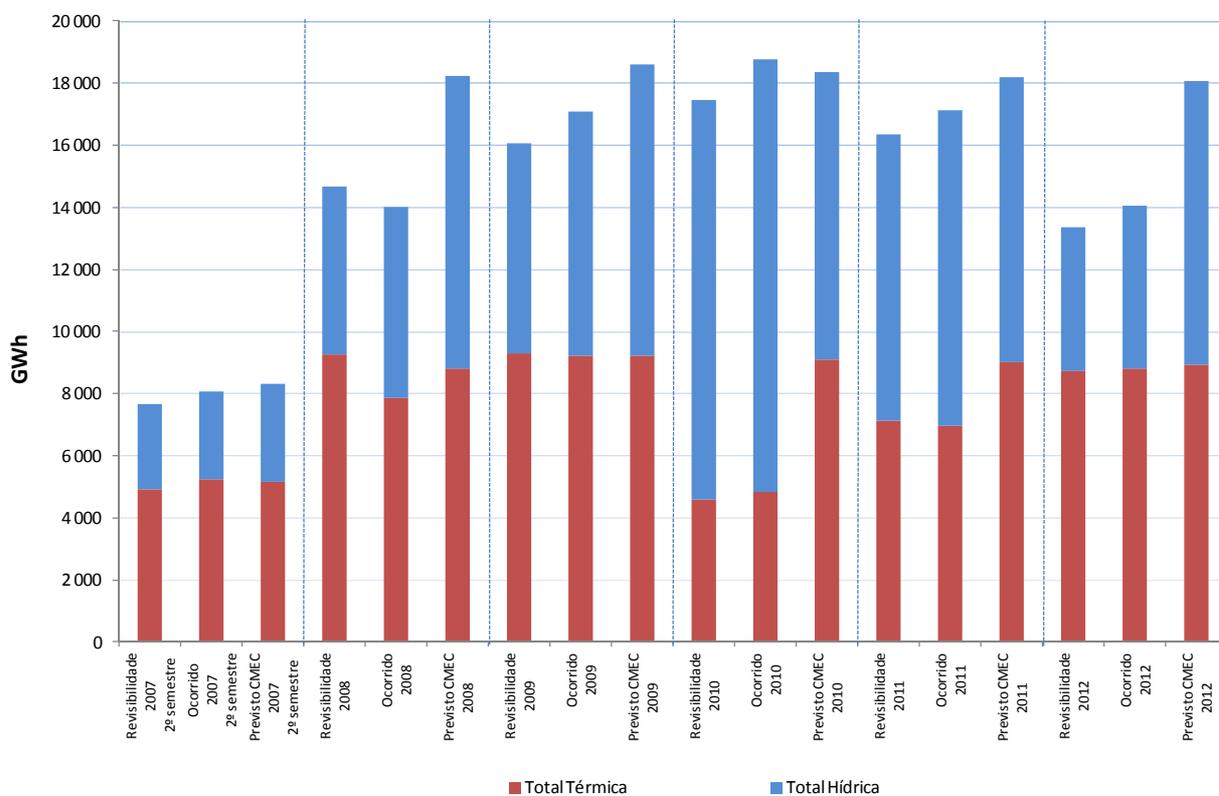
Figura 2-2 – Quantidades vendidas pelas Centrais Hídricas



Fonte: EDP e ERSE

Em comparação com as produções obtidas com o modelo Valorágua, verifica-se que as quantidades vendidas em mercado são superiores, neste caso devido a uma maior produção real da hídrica face ao determinado pelo modelo. A Figura 2-3 mostra que em 2012 o total das quantidades vendidas em mercado pelas centrais com CMEC foi substancialmente inferior aos valores previstos vender neste ano aquando da negociação dos CMEC em 2007, facto que se justifica maioritariamente pela componente hídrica.

Figura 2-3 – Quantidades vendidas totais



Fonte: EDP e ERSE

No agregado das produções das centrais hídricas e térmicas, verifica-se que em 2008 as quantidades decorrentes da aplicação do modelo de simulação foram superiores às quantidades vendidas nos mercados diário e intradiário, sendo que esta tendência se inverteu de 2009 a 2012. No cálculo feito através do modelo, o nível de consumo considerado é o realmente ocorrido e a produção em regime especial é igualmente a produção verificada, enquanto as importações são estimadas pelo modelo. Por outro lado, existe um desajuste entre as quantidades realmente vendidas no mercado diário e intradiário e as quantidades produzidas, que é compensado no mercado de serviços de sistema, facto que não é incorporado no modelo Valórágua.

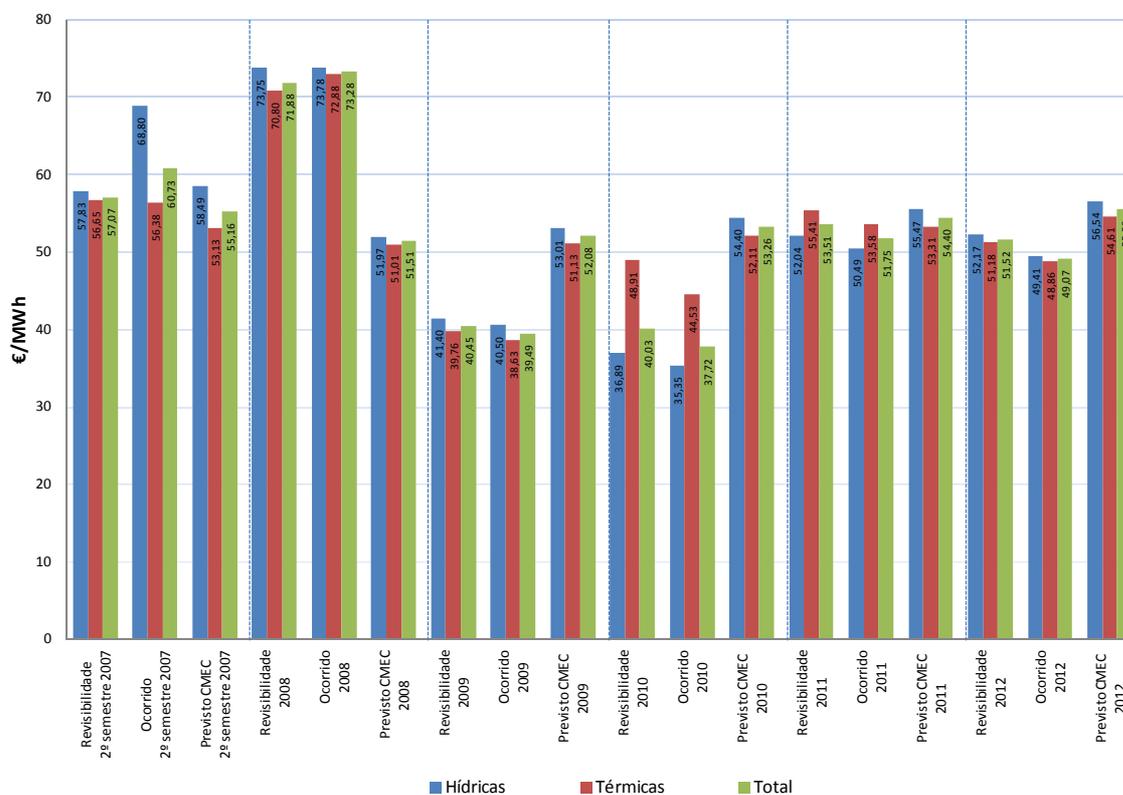
Deste modo, a diferença entre as quantidades vendidas dadas pelo modelo e as quantidades realmente vendidas em mercado são refletidas, por um lado, nas diferenças entre os valores de importação estimados pelo modelo e os ocorridos e, por outro lado, nos desvios de produção valorizados no mercado de serviços de sistema.

2.2.2 RECEITA

Tanto nas centrais hídricas como nas centrais térmicas, o valor das receitas unitárias com base nos valores ocorridos é, em 2012, inferior ao valor resultante do cálculo da revisibilidade, o que aliás se tem

verificado desde 2009. Comparativamente com a receita unitária prevista no cálculo inicial dos CMEC esta diferença acentua-se. A figura seguinte ilustra o referido.

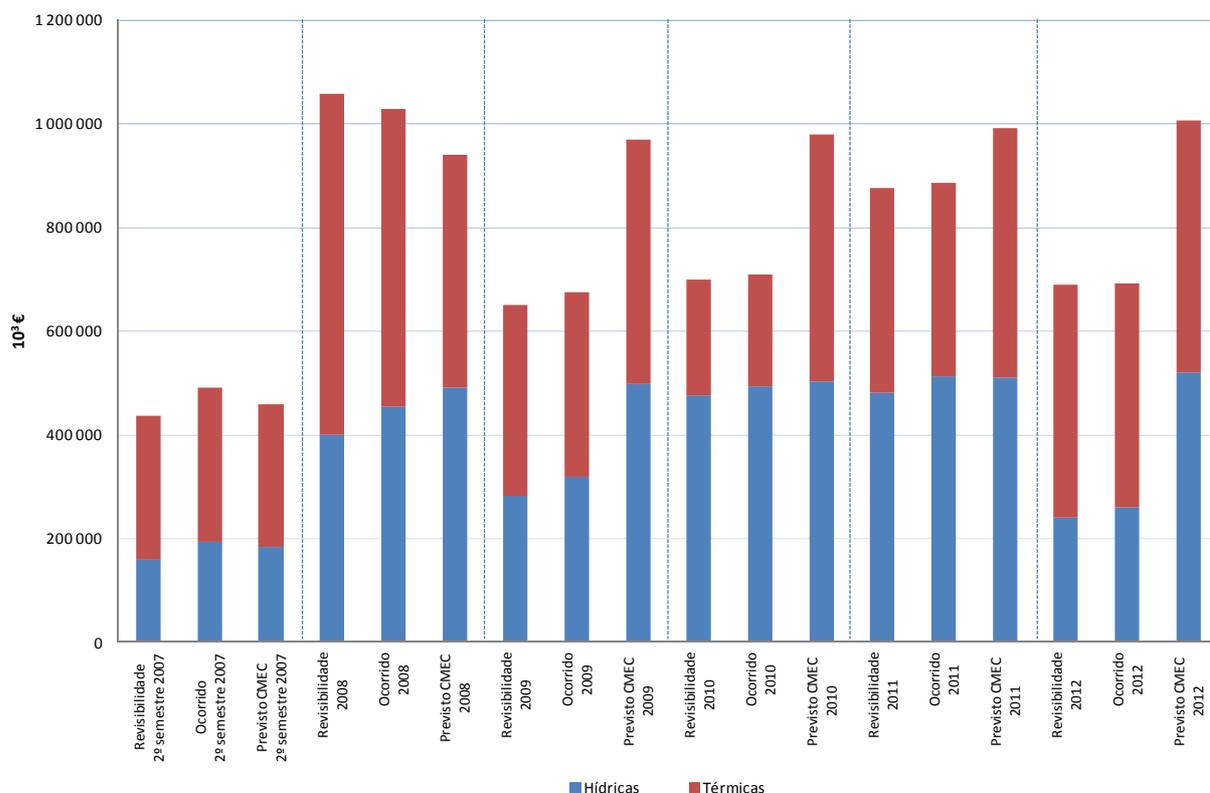
Figura 2-4 – Receita unitária das centrais



Fonte: EDP e ERSE

A maior quantidade produzida face ao implícito no cálculo da revisibilidade, teve então, como contrapartida, a venda de energia elétrica em horas com preço de mercado mais baixo, refletindo-se numa redução da receita unitária média no ano de 2012. No que respeita às receitas totais, verifica-se contudo que estes dois efeitos de sentido contrário se compensam, sendo o valor ocorrido muito próximo do obtido com o modelo Valorágua para o ano de 2012 (diferença de 2 milhões de euros, num total de cerca de 700 milhões de euros, conforme se pode constatar no Quadro 2-1).

Figura 2-5 – Receitas totais



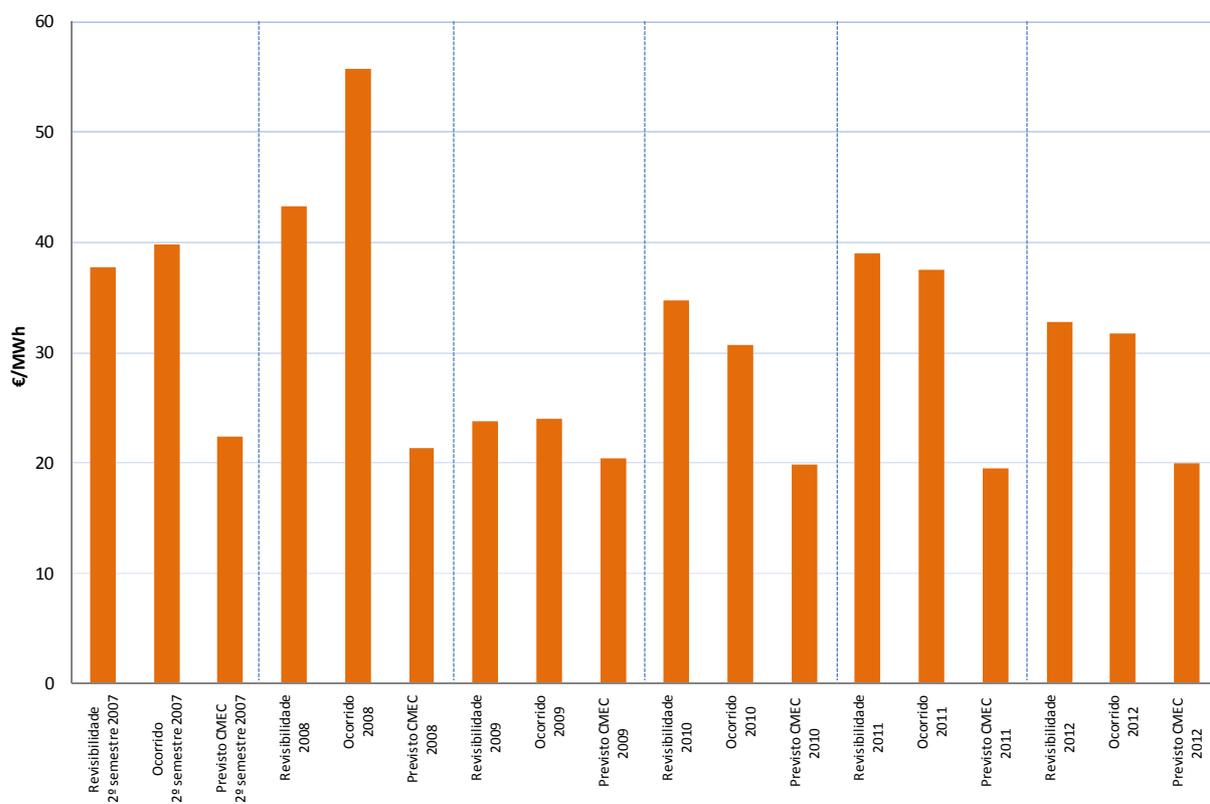
Fonte: EDP e ERSE

2.2.3 CUSTOS VARIÁVEIS

Os custos variáveis unitários ocorridos (com e sem CO₂) foram inferiores em 2012 do que os valores implícitos na revisibilidade, conforme mostram a Figura 2-6 e a Figura 2-7. O crescimento que se observa nos custos variáveis sem CO₂ em 2011 decorre essencialmente do aumento do preço do carvão consumido na central de Sines, observando-se contudo uma queda em 2012 resultante também da evolução dos preços do carvão, neste caso em sentido descendente. Adicionalmente, em 2011 entrou em exploração o sistema de tratamento de gases da central de Sines, que originou uma subida superior a 60% dos custos unitários de O&M da central, que representa um aumento de cerca de 1,2% dos encargos variáveis desta central. Além disso, o fator de utilização da central térmica de Sines aumentou em 2012 face aos anos anteriores, em resultado da baixa hidraulicidade, o que fez com que os encargos variáveis unitários (com e sem CO₂) também se tenham reduzido devido aos regimes de funcionamento mais estáveis, que permitiram reduzir o consumo específico de combustível.

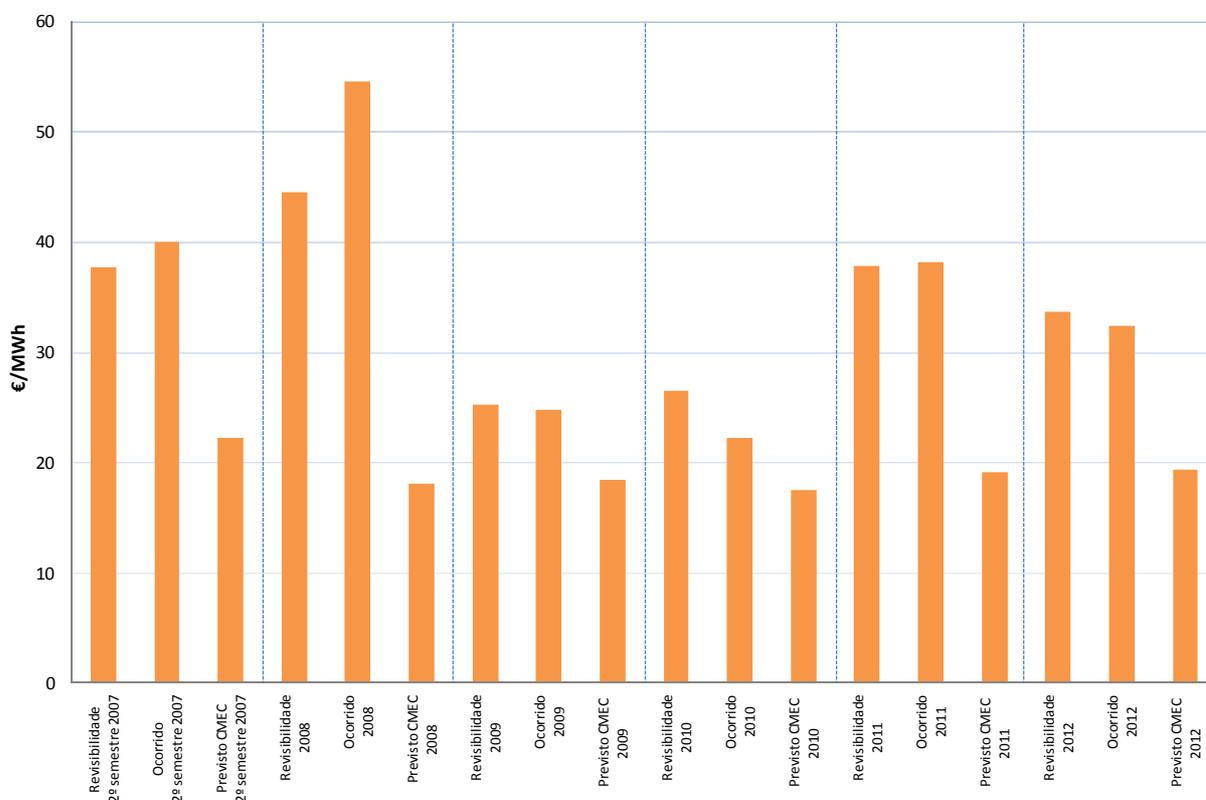
Figura 2-6 – Custos variáveis unitários

(sem CO₂)



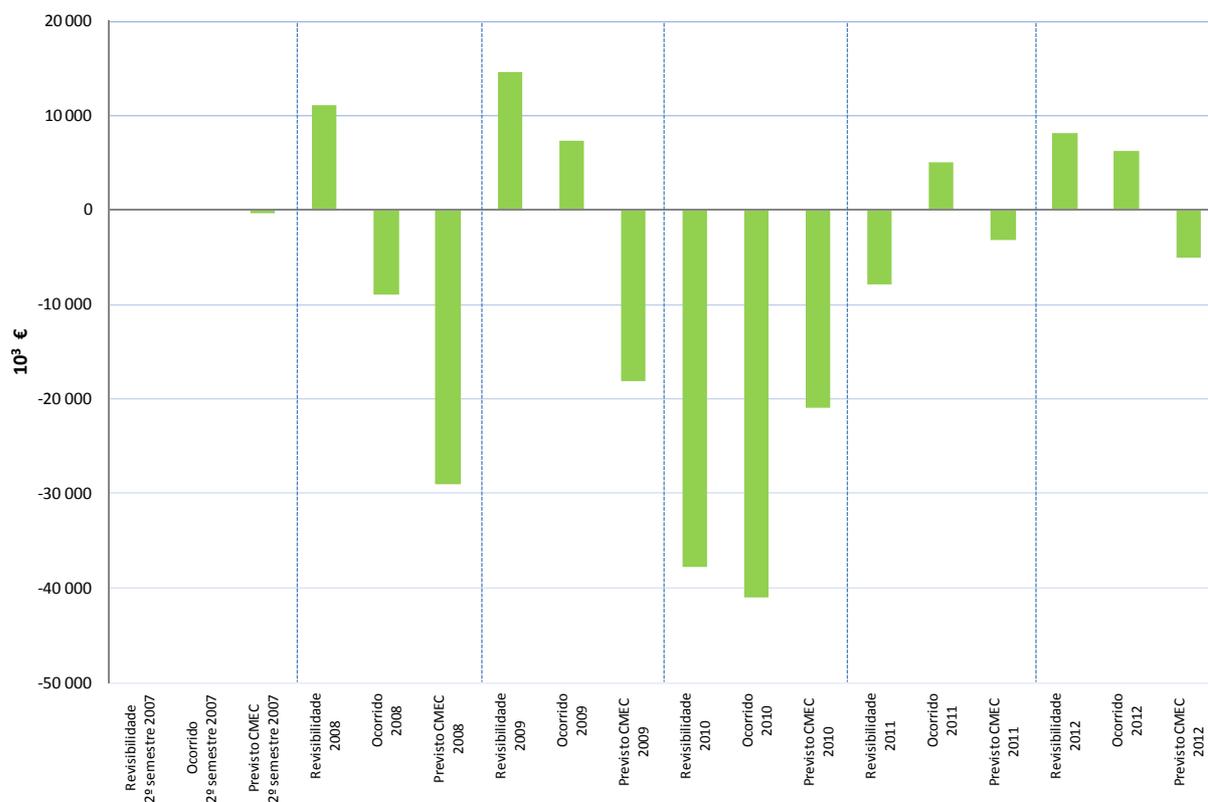
Fonte: EDP e ERSE

Figura 2-7 – Custos variáveis unitários

(com CO₂)

Fonte: EDP e ERSE

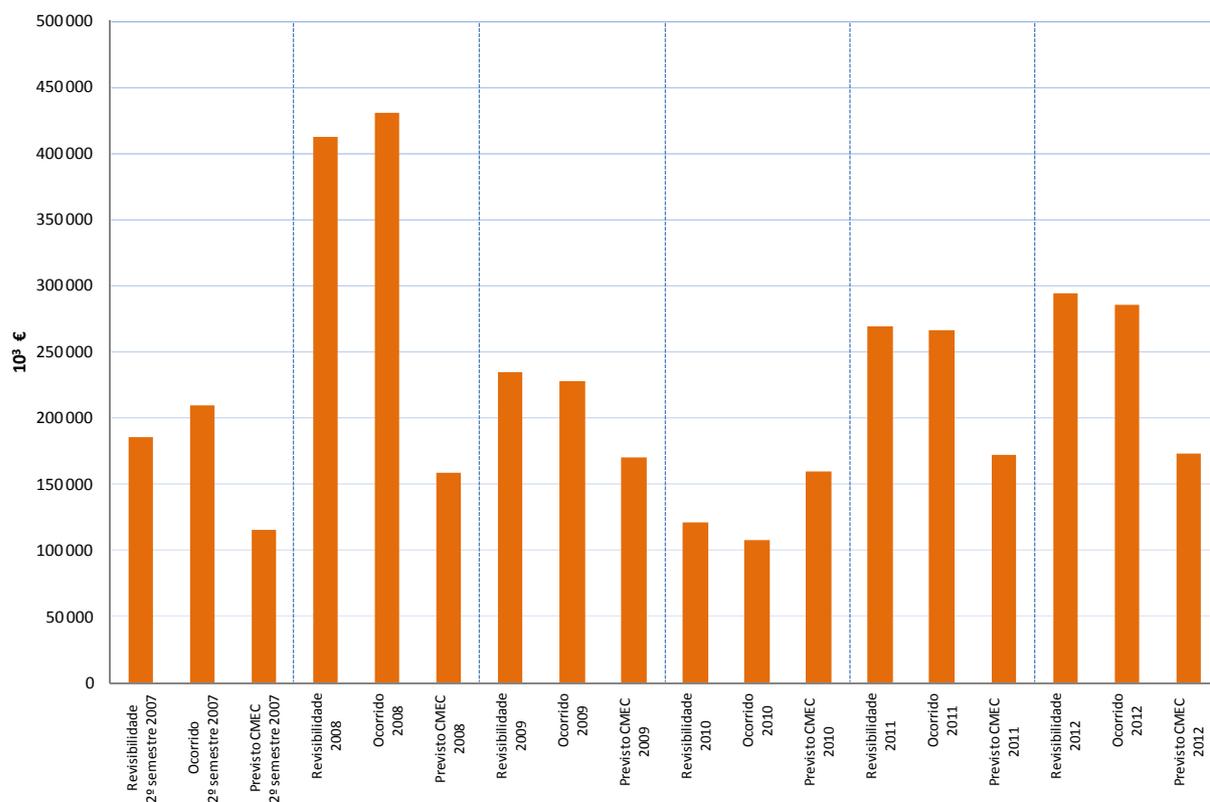
Na análise destes custos importa perceber o efeito dos custos com as licenças de emissão de CO₂. Como se pode verificar na Figura 2-8, em 2012 os encargos com licenças de CO₂ ocorridos foram inferiores aos que resultam do modelo Valorágua e superiores aos previstos no cálculo inicial dos CMEC. A diferença entre os custos de CO₂ ocorridos e os valores resultantes da simulação resulta das diferentes quantidades de CO₂ implícitas, mas também decorre das diferentes metodologias utilizadas para a valorização do saldo entre as licenças consumidas e as gratuitas. Com a metodologia seguida pela ERSE, os custos com CO₂ são calculados tendo por base um preço médio anual das licenças de emissão de CO₂ e as quantidades realmente emitidas. Na metodologia aplicada para o apuramento da revisibilidade o saldo das licenças de emissão de CO₂ é determinado pela diferença entre as quantidades teóricas de emissão (decorrentes do modelo Valorágua) e as gratuitas, sendo a valorização calculada em base trimestral aplicando ao saldo de cada trimestre o preço médio das licenças de CO₂ nos últimos cinco dias úteis desse cada trimestre.

Figura 2-8 – Custos com licenças de emissão de CO₂

Fonte: EDP e ERSE

A Figura 2-9 permite verificar que, em termos totais, os custos variáveis, incluindo CO₂, apresentam uma tendência e posição relativa (entre valores ocorridos, valores do modelo Valorágua e valores previstos no cálculo inicial) semelhantes ao que se observa para os custos variáveis unitários. Ocorreu uma exceção com o valor previsto para 2010, que se deve ao facto das quantidades de produção térmica previstas no cálculo inicial dos CMEC para 2010 serem muito superiores ao verificado (como se pode observar na Figura 2-3).

Figura 2-9 – Custos variáveis totais

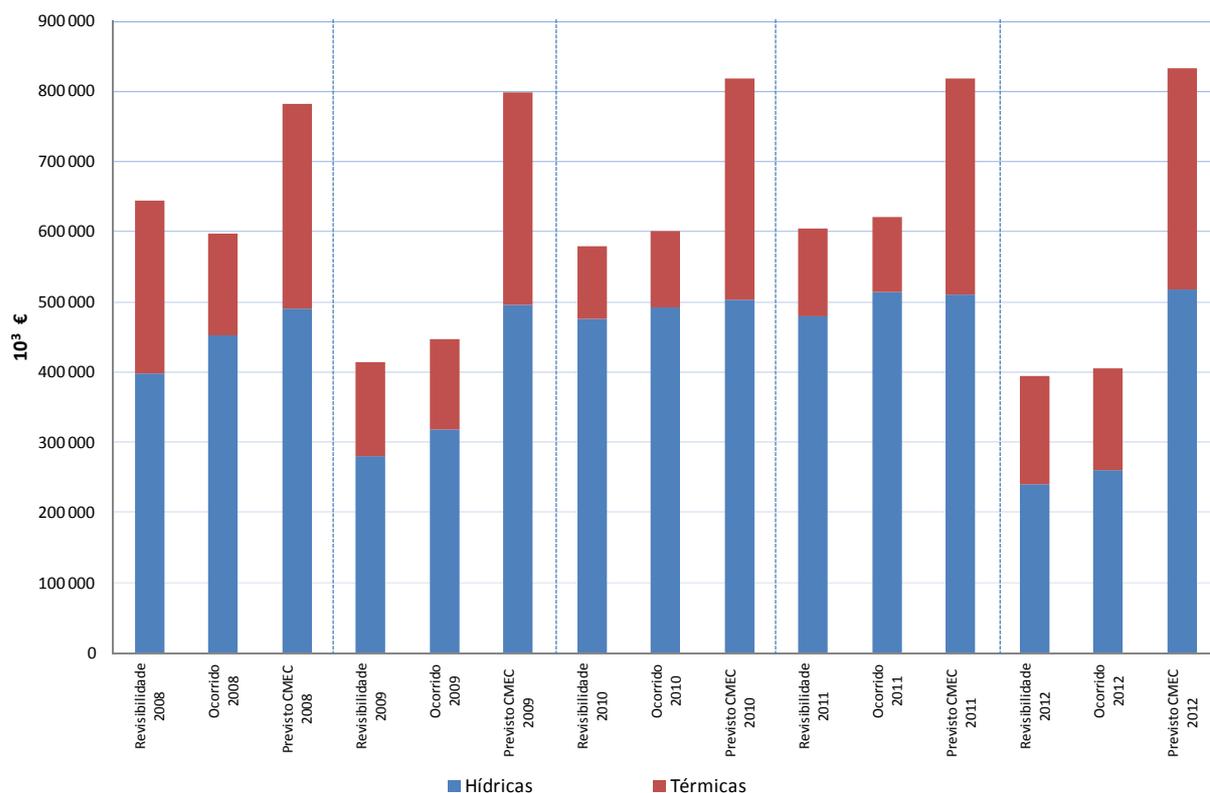


Fonte: EDP e ERSE

2.2.4 MARGEM DE EXPLORAÇÃO

A margem de exploração, calculada através da diferença entre as receitas e os custos variáveis, é uma boa medida para avaliar a capacidade das centrais abrangidas pelos CMEC colocarem a energia que produzem em mercado.

Figura 2-10 – Margem de exploração

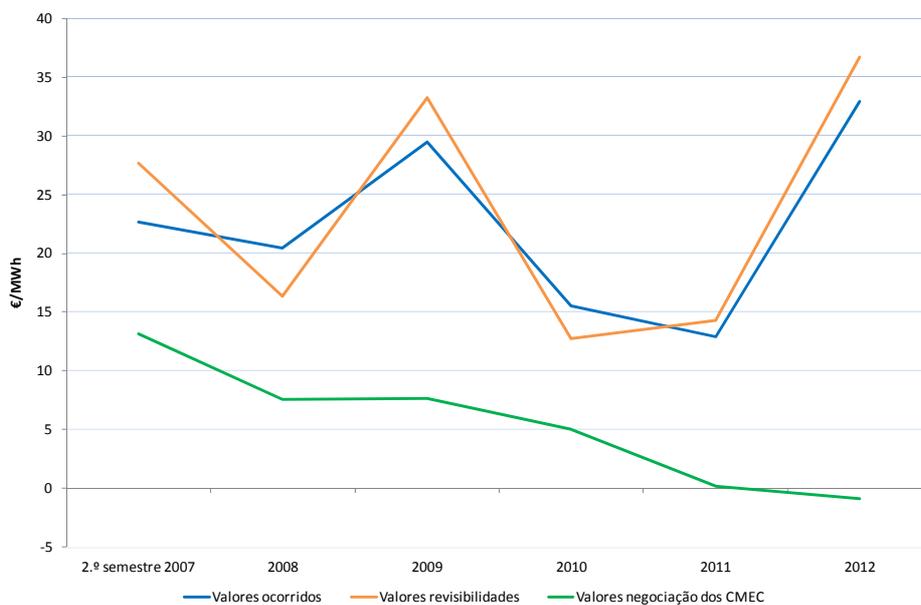


Fonte: EDP SU e ERSE

As margens de exploração calculadas com os valores ocorridos entre 2009 a 2011 foram superiores aos implícitos no cálculo da revisibilidade. Em 2012, a margem de exploração determinada com os valores ocorridos continua a ser superior à determinada no cálculo da revisibilidade, embora a diferença se tenha esbatido.

Porém, esta margem é muito inferior ao que era inicialmente previsto aquando da negociação dos CMEC, bem como também é muito inferior ao que seria necessário para cobrir os encargos fixos das centrais com CMEC.

Figura 2-11 – Custos unitários das centrais com CMEC deduzidos das receitas unitárias



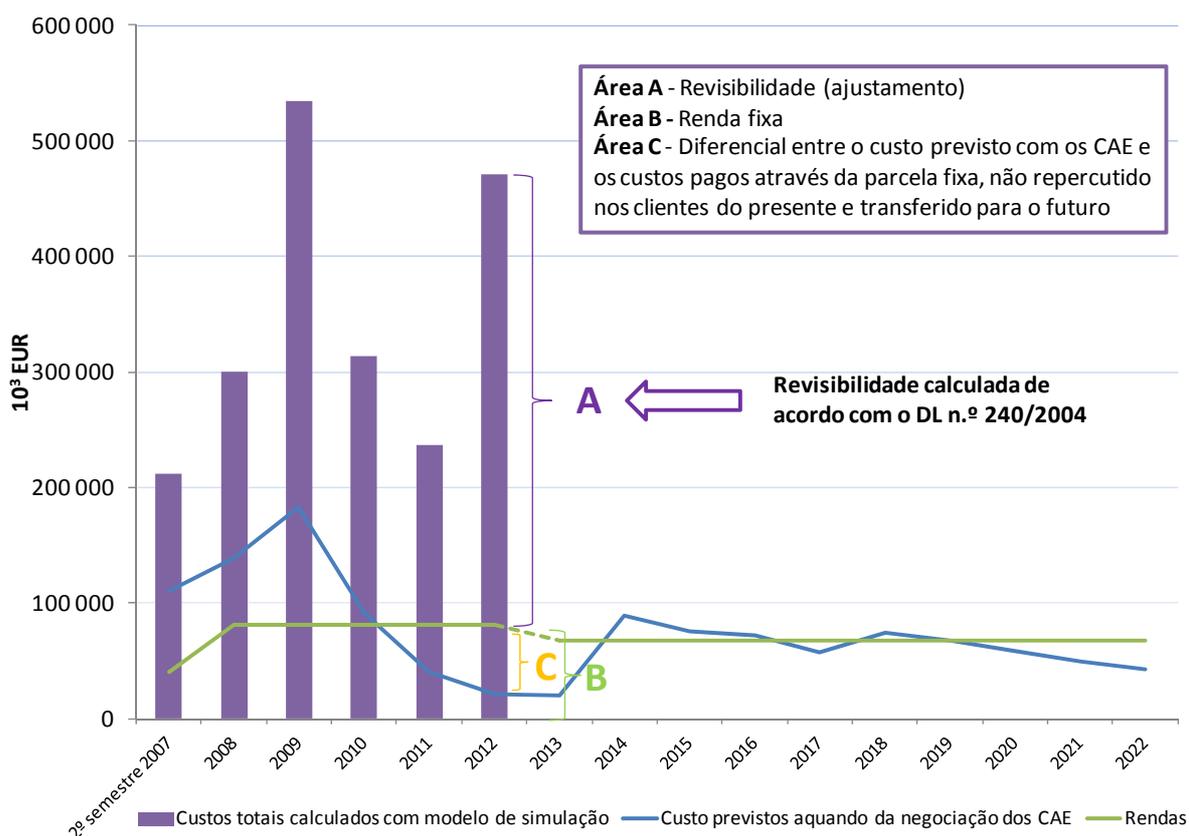
A Figura 2-11 mostra, assim, que os custos totais (encargo fixo e variável) com as centrais abrangidas pelos CMEC deduzidos das receitas de mercado, por unidade vendida, têm sido substancialmente superior ao previsto desde a recuperação dos CMEC.

3 COMPARAÇÃO ENTRE CUSTOS DOS CAE COM CMEC E SEM CMEC

Os custos totais dos CMEC correspondem à soma da parcela fixa e da parcela de acerto⁴. Em 2007, a parcela fixa foi de 39,854 milhões de euros, a partir desse ano a parcela passou para 81,185 milhões de euros. Em 2013, a taxa nominal aplicada no cálculo da parcela fixa dos CMEC foi alterada por via do Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro e da Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, de 7,55% para 4,72%, resultando na alteração da parcela fixa para 67,5 milhões de euros. A estes valores é somada a parcela da revisibilidade.

Na Figura 3-1, pode-se observar a evolução ocorrida e prevista dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Registe-se que os custos dos ajustamentos não incluem os encargos financeiros calculados para efeitos de ajustamentos.

**Figura 3-1 – Custos com CMEC
(preços correntes)**



Fonte: EDP e REN

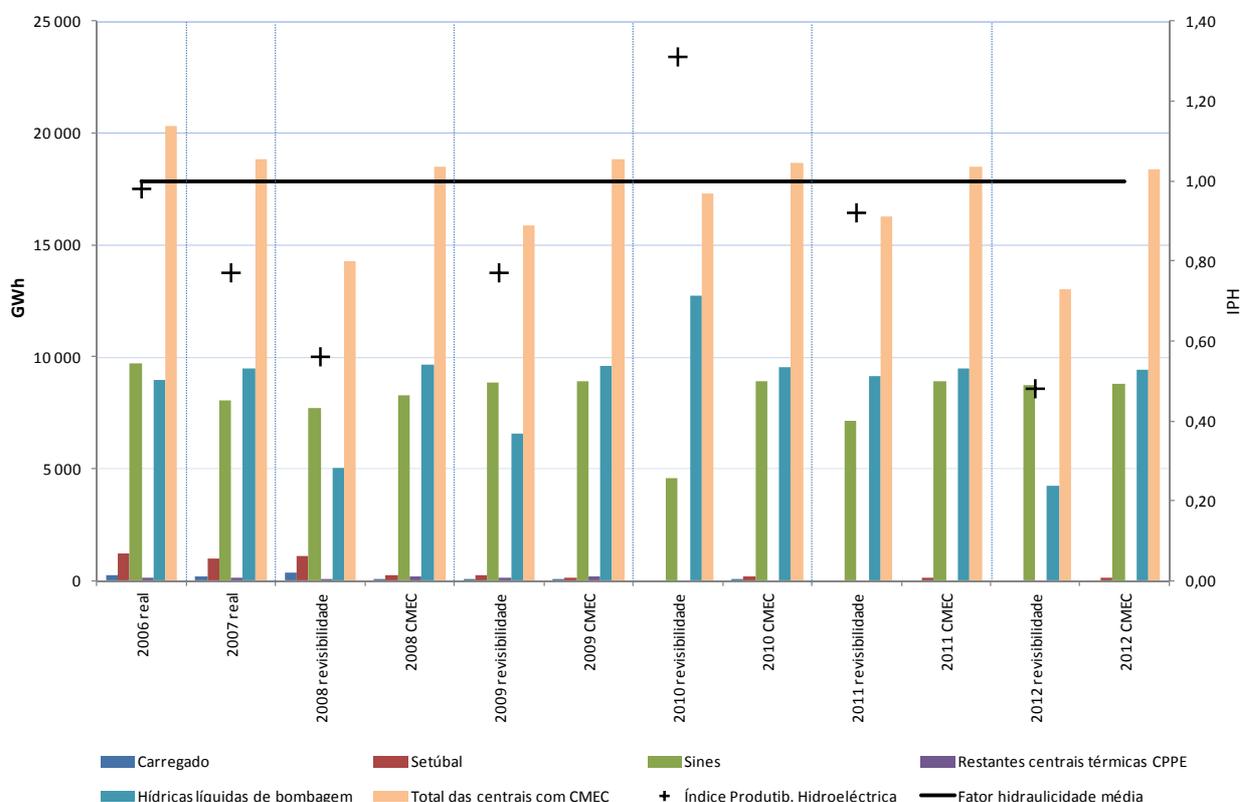
⁴ A parcela de acerto inclui a parcela de ajustamentos anuais (corresponde à revisibilidade), a parcela de acertos de faturação e a parcela de ajustamento final (que será aplicada 11 anos após o início da implementação dos CMEC).

Aquando da negociação dos CMEC, previa-se o fim dos CMEC resultaria numa diminuição dos custos com os CAE logo a partir de 2007, dado pela área C. No entanto, tal não se verificou.

Registe-se que o grande aumento dos custos previsto a partir de 2014 (linha azul) deve-se ao fim dos CAE dos aproveitamentos hidroelétricos de Miranda, Picote e Bemposta. A redução prospetivada para a margem das centrais hídricas é muito superior à redução dos respetivos encargos fixos, o que não permite uma redução de custo total.

Aquando da definição dos CMEC, previa-se que em 2011 e 2012 os custos com os CAE fossem inferiores ao termo fixo dos CMEC. No entanto, verifica-se que tal situação não ocorreu, o que pode ser explicado pela fraca competitividade de algumas centrais enquadradas pelos CMEC, pelo crescimento acentuado da produção em regime especial (PRE) e também por fatores conjunturais, designadamente a evolução da procura. Refira-se que a tendência de estagnação ou mesmo redução da procura verificada após 2010, associada ao crescimento da PRE, reduziu significativamente a procura que vai a mercado (consumo referido à emissão deduzido da PRE), diminuindo as possibilidades de venda da produção das centrais com CMEC. No ano de 2012, acresce a estes fatores a reduzida hidraulicidade, que reduziu substancialmente a produção das centrais hídricas face ao previsto para 2012 no cálculo inicial dos CMEC. Na figura que se segue podem constatar-se alguns destes aspetos.

Figura 3-2 – Produção das centrais abrangidas pelos CMEC e evolução da hidraulicidade



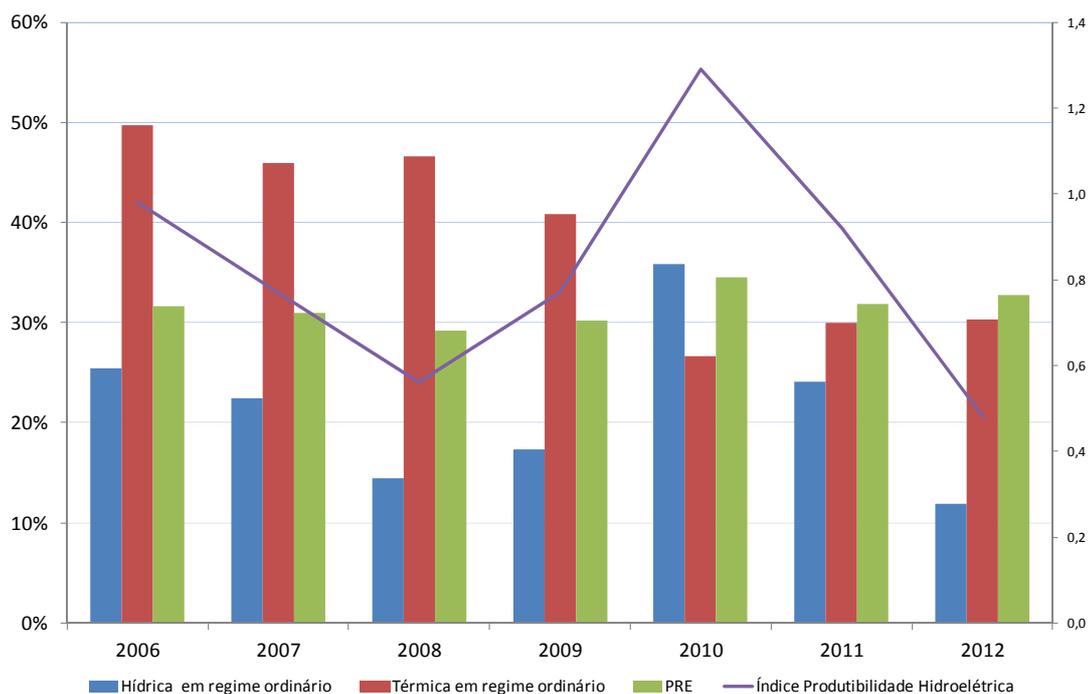
Fonte: REN

Observa-se na Figura 3-2 que a produção das centrais com CMEC, por aplicação do modelo de simulação do sistema electroprodutor, tem vindo a decrescer de 2010 até 2012, sempre com produções determinadas pelo modelo inferiores às verificadas no cálculo inicial dos CMEC. As alterações que se observam na produção hídrica está claramente ligada ao índice de produtividade hidroelétrica. Nesta figura também se verifica a redução da influência da hidráulicidade nas centrais térmicas.

Refira-se também a progressiva redução das produções das centrais do Barreiro (restantes centrais), Carregado e Setúbal, até ao seu descomissionamento das mesmas que ocorreu no final dos anos de 2008, 2011 e 2012, respetivamente.

A figura que se segue ilustra a evolução do fator de utilização por tecnologia comparando-o com a evolução da hidráulicidade. Observa-se que a PRE está imune à evolução da hidráulicidade e que a utilização das centrais térmicas em regime ordinário (nas quais se incluem as centrais abrangidas pelo CMEC), não deixa de apresentar uma tendência decrescente.

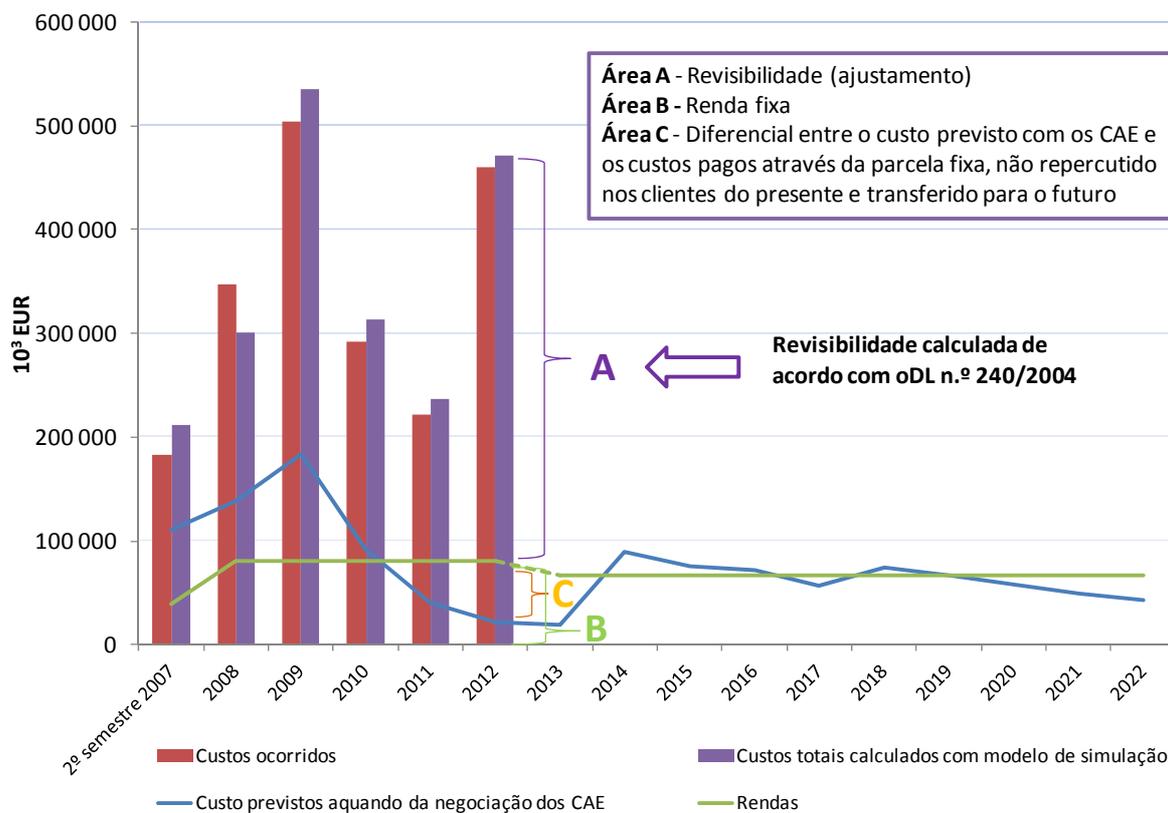
Figura 3-3 – Evolução do fator de utilização por tipo de tecnologia



Fonte: REN

Na Figura 3-4 comparam-se os custos com os CMEC e os respetivos ajustamentos calculados através do modelo e com os dados ocorridos.

Figura 3-4 – Custos com CMEC versus custos com CAE



Fonte: EDP, REN e ERSE

Esta figura mostra, mais uma vez, que a aplicação do modelo de simulação do sistema electroprodutor, que inclui a aplicação do modelo Valorágua, conduz a valores de revisibilidade diferentes do que se obteriam com dados reais. Estas diferenças apresentam, com exceção do ano de 2008, os mesmos sinais, verificando-se que no decorrer dos anos as diferenças têm vindo a reduzir-se. No período em análise, os valores reais foram inferiores aos resultantes da aplicação do modelo de simulação em 54,1 milhões de euros.

4 COMENTÁRIOS FINAIS

Algumas das conclusões apresentadas nos anos anteriores saem reforçadas com o alargamento da análise até 2012. A análise efetuada evidencia os seguintes aspetos:

1. O cálculo da revisibilidade através da simulação do Sistema Electroprodutor pelo modelo Valorágua não garante custos menores para o sistema. Entendendo-se a necessidade de simular o funcionamento otimizado das centrais abrangidas pelos CMEC para o conjunto do sistema elétrico nacional⁵, observa-se após cinco anos e meio que a aplicação do modelo apresenta valores de revisibilidade superiores aos que se obteriam com dados reais. Agregando os resultados desses anos, os ajustamentos anuais calculados com os valores ocorridos foram inferiores aos implícitos no cálculo da revisibilidade em cerca de 54,1 milhões de euros, isto é, 2,7% do total. Este facto decorreu, em geral, dos seguintes aspetos:
 - A energia vendida em mercado ser maior do que o obtido através do modelo de simulação do sistema electroprodutor (exceto em 2008). Sublinhe-se que as importações são estimadas pelo modelo e não correspondem aos valores ocorridos.
 - O momento de colocação da produção no modelo Valorágua, que é alheio ao preço de mercado.
 - Os custos ocorridos com as licenças de CO₂ são menores do que os custos determinados pelo modelo Valorágua (exceto em 2011). Esta diferença está relacionada não só com as diferenças das produções das centrais térmicas ocorridas e determinadas pelo modelo, como também com as diferentes metodologias de valorização das licenças de CO₂.
2. A integração no modelo de valorização da produção das centrais com CMEC da produção das restantes centrais não abrangidas por este enquadramento, mas integradas no grupo empresarial das centrais com CMEC, pode gerar benefícios em termos de limitação de estratégias anti-competitivas que não foram objeto da presente análise.
3. Os custos com os CMEC são, em geral, superiores ao inicialmente previstos. Com efeito, a falta de competitividade das centrais com CMEC leva certamente a que os custos com os CMEC (parcela fixa + revisibilidade) apenas possam ser inferiores aos custos reais destas centrais muito depois de 2011, data inicialmente prevista para se inverter a subsidiação.
4. O crescimento da PRE associado à estagnação do consumo tem um impacto acentuado na colocação da produção das centrais com CMEC em mercado, particularmente das térmicas, e conseqüentemente na receita obtida.
5. A importante diferença entre o termo fixo e o termo variável dos CMEC, que se supõe se deva manter, reforça a noção de que os pressupostos subjacentes ao cálculo inicial dos CMEC não se

⁵ Recriando um sistema electroprodutor sujeito a despacho económico centralizado.

enquadram com o atual contexto, sendo de ponderar o figurino definido para a recuperação dos CMEC.