

**ANÁLISE DA APLICAÇÃO DA REVISIBILIDADE  
EM 2009**

Dezembro/2010

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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ANÁLISE DO CÁLCULO DO AJUSTAMENTO ANUAL.....</b>	<b>5</b>
2.1	Valores apurados.....	5
2.2	Factores determinantes nos ajustamentos aos CMEC.....	7
2.2.1	Quantidades de energia vendida .....	7
2.2.2	Receita .....	10
2.2.3	Custos variáveis .....	12
2.2.4	Margem de exploração.....	15
<b>3</b>	<b>COMPARAÇÃO ENTRE CUSTOS DOS CAE COM CMEC E SEM CMEC.....</b>	<b>19</b>
<b>4</b>	<b>COMENTÁRIOS FINAIS .....</b>	<b>23</b>



## 1 ENQUADRAMENTO

Com o fim dos Contratos de Aquisição de Energia (CAEs) os produtores de energia eléctrica detentores destes contratos adquirem o direito de receber, a partir da data da respectiva 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 actuais são “subsidiados” pelos consumidores do futuro.
- Parcela de acerto<sup>1</sup> – corresponde aos ajustamentos aos valores dos CMEC, incluindo o valor anual dos ajustamentos correspondentes à revisibilidade.

O ajustamento anual dos CMEC, ou revisibilidade, decorre da aplicação da fórmula que se segue.

Ajustamento sobre o encargo fixo: Produto do encargo fixo ocorrido e da diferença entre os factores de disponibilidades ocorridos e os ajustados de modo a considerar variações dos factores que definem o encargo fixo.

$$Revisão_{ki} = \left[ \sum_{m=1}^{12} EF_{kmi} \times (Km_{kmi} - Kp_{kmi}) \right] + \left\{ \left[ \sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}} - \left[ \sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VV_{kimh} \times PV_{imh}) - VV_{kim} \times EVV_{kim} \right] + GP_{ki} + SS_{ki} \right\}$$

Ajustamento sobre a margem de mercado: Diferença entre a margem de mercado prevista e ocorrida tendo em conta as simulações do modelo Valoragua

Como se pode observar este ajustamento 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 de exploração 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 respectivos CAE, tendo em conta um valor teórico de disponibilidade, sendo ajustados de modo a considerar, entre outras coisas, os investimentos extraordinários e alterações de legislação que implique o aumento dos custos fixos.

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

As receitas são calculadas com base num conjunto de pressupostos (rendimentos de centrais, emissões de CO<sub>2</sub>, etc.) definidos *a priori*, através da aplicação do modelo Valoragua.

O presente trabalho, relativo ao ano de 2009, pretende continuar o trabalho iniciado o ano passado para o 2º semestre de 2007 e para 2008, com vista a:

- Analisar a aplicação do modelo previsto na legislação, comparando os seus resultados, isto é a revisibilidade apurada, com os resultados que se obteriam caso fossem considerados no modelo dados mais próximos dos realmente ocorridos.
- Monitorizar a evolução dos custos dos centros electroprodutores sujeitos a 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 Valoragua (Decreto-Lei n.º 240/2004), com os valores calculados com base em dados reais face ao valor inicialmente previsto.

### 2.1 VALORES APURADOS

Recalcularam-se os custos que teriam sido obtidos, caso o mecanismo de revisibilidade não fosse aplicado com base no modelo Valoragua e nos pressupostos para as emissões de CO<sub>2</sub>, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004 para efeitos de cálculo da revisibilidade, mas antes com base num conjunto de pressupostos

- Produção e vendas ocorridas em cada hora (cálculo ERSE com base em dados Omel - produção líquida, deduzida de bombagem).
- Custos de produção ocorridos (custos unitários semanais por central utilizados no cálculo da revisibilidade multiplicados pelas respectivas produções definidas no ponto anterior).
- Custos de CO<sub>2</sub> ocorridos (diferença entre as licenças atribuídas e as consumidas no ano multiplicada pelo preço médio ponderado de mercado do ano).
- Receitas do sistema e encargos fixos de acordo com valores considerados no cálculo da revisibilidade (assinalados a vermelho no Quadro 2-1)<sup>2</sup>.

Estes pressupostos foram já utilizados na análise efectuada o ano anterior, permitindo assim a comparabilidade dos resultados apurados na presente análise para 2009, com os resultados apurados o ano anterior para o 2.º semestre de 2007 e para 2008.

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 “Valoragua”, enquanto os resultados baseados nos pressupostos apresentados no ponto anterior como “Ocorrido”.

No Quadro 2-1, pode observar-se que o ajustamento apurado em 2009 entre o valor inicial e o valor calculado com o modelo Valoragua é superior ao ajustamento com base nos valores ocorridos em cerca de 31,1 milhões de euros.

---

<sup>2</sup> 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 impacte do que a variação dos encargos variáveis.

## Quadro 2-1 – Valores apurados

Unidade: 10<sup>3</sup> Eur

		2009				
		Cálculo valor inicial dos CMEC	Valor apurado para a revisibilidade de 2009 com o Valorágua	Valor definido para Ajustamento	Valores ocorridos	Novo valor definido para Ajustamento
		(a)	(b)	(c)=(b)-(a)	(d)	(e)=(d)-(a)
<b>Receitas de mercado</b>						
1.1	Centrais hídricas	496 567	280 629	-215 938	318 513	-178 054
1.2	Centrais térmicas	471 591	369 578	-102 013	356 107	-115 484
1 = 1.1+1.2	Total	968 158	650 207	-317 951	674 620	-293 538
<b>Custos de exploração (CE) + CO<sub>2</sub></b>						
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	188 147	220 301	32 154	220 775	32 628
2.2	Centrais térmicas CO <sub>2</sub>	-18 046	14 560	32 606	7 351	25 397
2 = 2.1+2.2	Total	170 101	234 861	64 760	228 126	58 025
<b>Margem de exploração</b>						
3.1=1.1	Centrais hídricas	496 567	280 629	-215 938	318 513	-178 054
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	301 490	134 717	-166 773	127 981	-173 509
3 = 1-2	Total	798 057	415 346	-382 711	446 494	-351 563
<b>Receitas de serviço de sistema</b>						
4.1	Centrais hídricas	0	24 933	24 933	24 933	24 933
4.2	Centrais térmicas	0	4 342	4 342	4 342	4 342
4 = 4.1+4.2	Total	0	29 275	29 275	29 275	29 275
<b>Encargo fixo (EF) e Outros Encargos (OE)</b>						
5.1	Centrais hídricas EF	521 231	520 343	-888	520 343	-888
5.2	Centrais térmicas EF	402 635	430 150	27 515	430 150	27 515
5.3	Centrais hídricas OE	781	2 238	1 457	2 238	1 457
5.4	Centrais térmicas OE	15 933	26 628	10 695	26 628	10 695
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	Total	940 580	979 359	38 779	979 359	38 779
<b>Ajustamento total do montante dos CMEC</b>						
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	25 446	217 019	191 573	179 135	153 689
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	117 079	317 719	200 640	324 455	207 376
6 = 6.1+6.2	Total	142 525	534 738	392 213	503 590	361 065

Fonte: EDP SU e ERSE

Duas rubricas contribuem para a diferença entre o valor da revisibilidade e o valor obtido com valores ocorridos. Em primeiro lugar, a diferença decorre das receitas de venda de energia eléctrica em mercado pelas centrais com CMEC, 24,4 milhões de euros, terem sido, de facto, superiores ao calculado através do modelo Valorágua. Porém, para esta diferença não contribuíram da mesma forma as centrais hídricas e térmicas. As vendas das centrais hídricas foram superiores ao definido no cálculo da revisibilidade em 37,9 milhões de euros, enquanto as vendas das centrais térmicas foram inferiores em cerca de 13,5 milhões de euros. Em segundo lugar, os custos de exploração apurados pela metodologia apresentada neste documento são inferiores ao definido na revisibilidade em 6,7 milhões de euros. Este facto deve-se à forma como os custos com CO<sub>2</sub> são avaliados na metodologia seguida pela ERSE, descrita mais adiante, sendo por essa via inferiores em 7,2 milhões de euros ao apurado através da revisibilidade.



## **2.2 FACTORES DETERMINANTES NOS AJUSTAMENTOS AOS CMEC**

Tal como na análise efectuada o ano anterior, são analisadas as diferenças entre o apuramento do ajustamento anual dos CMEC, com base nos pressupostos da revisibilidade e com base nos pressupostos expostos no ponto anterior, nas componentes que se seguem:

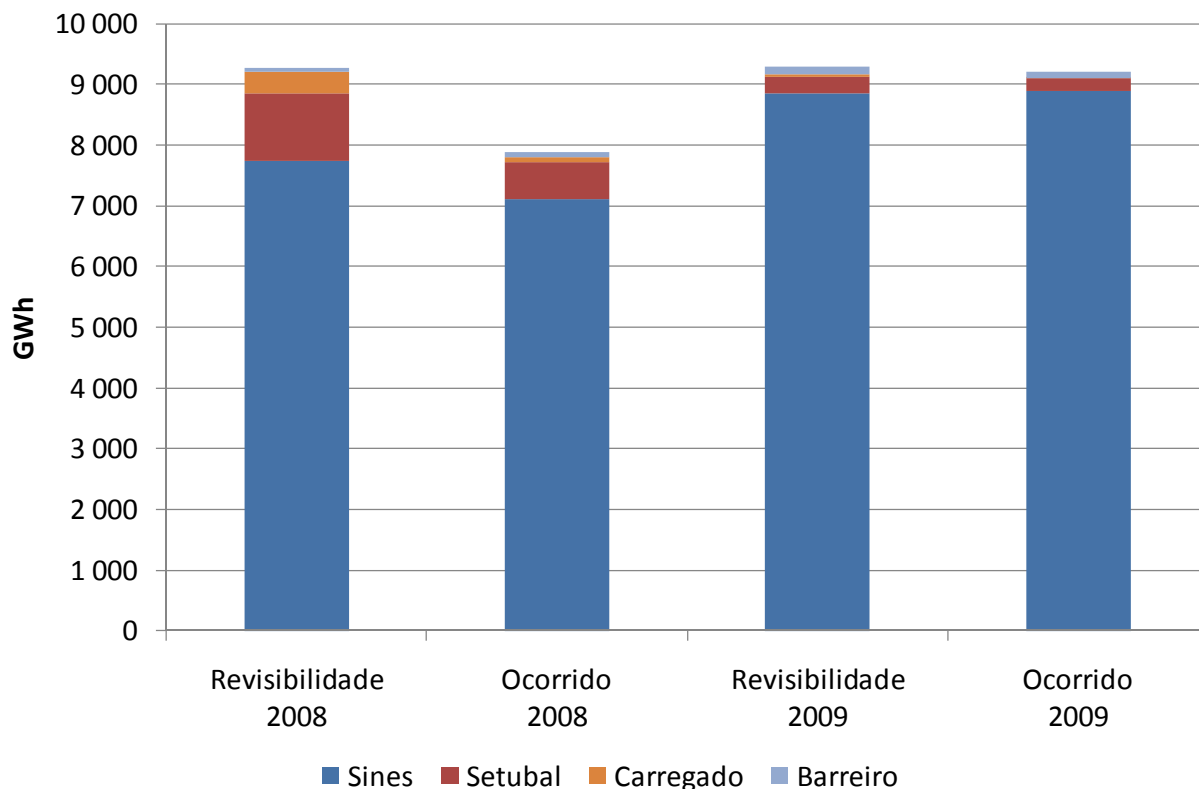
- Quantidades de energia vendida.
- Receita unitária.
- Valores médios ponderados dos custos variáveis por unidade produzida.
- Licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.
- Finalmente, margem de exploração, sobre os custos variáveis, bem como sobre os custos totais.

Os resultados desta análise são comparados com os resultados obtidos na análise efectuada no ano anterior para 2008, primeiro ano completo de aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004.

### **2.2.1 QUANTIDADES DE ENERGIA VENDIDA**

Tanto em 2008, como em 2009, as quantidades produzidas pelas centrais térmicas foram inferiores ao definido no mecanismo de revisibilidade, sendo que em 2009 esta diferença foi bastante menor conforme mostra a Figura 2-1.

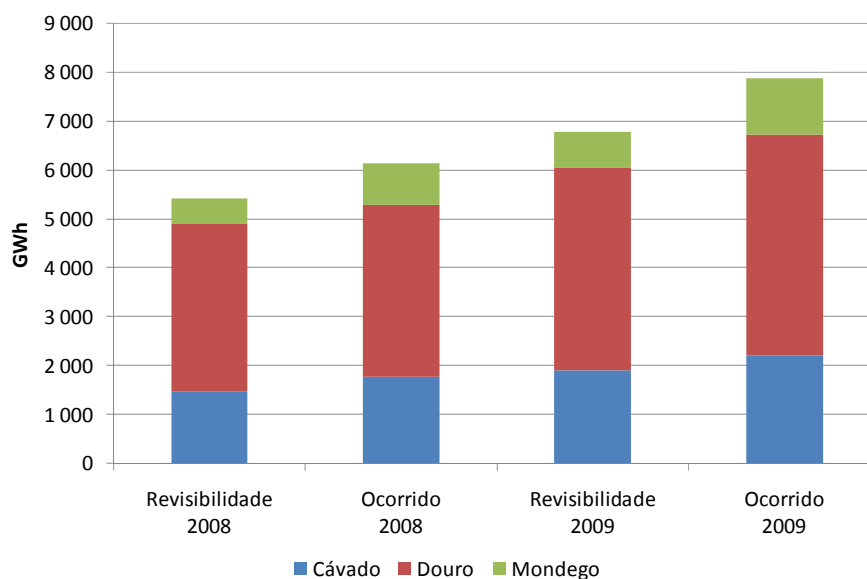
Figura 2-1 – Quantidades Centrais Térmicas



Fonte: EDP SU e ERSE

No que diz respeito às centrais hídricas, ocorreu o oposto, tendo em conta que em 2008 e em 2009 as produções ocorridas das centrais hídricas foram superiores ao estipulado pelo modelo Valoragua.

Figura 2-2 – Quantidades Centrais Hídricas

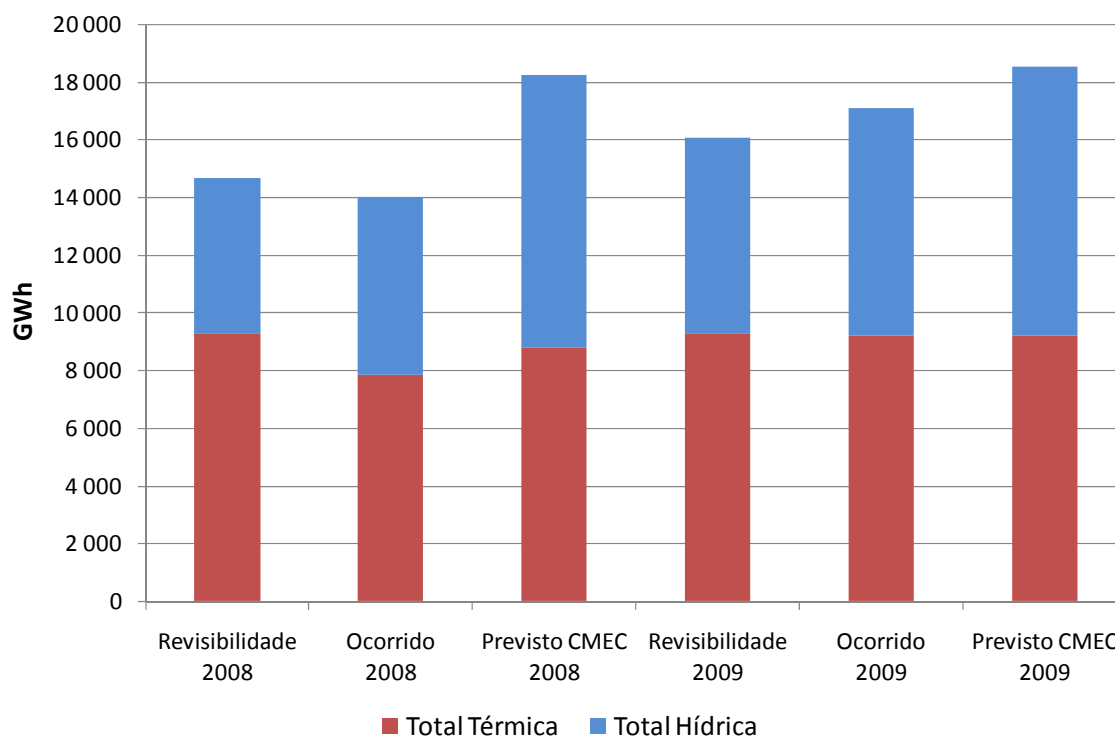


Fonte: EDP SU e ERSE

Se for considerado o conjunto das centrais hídricas e térmicas, em 2008 as quantidades de energia eléctrica produzidas decorrentes da aplicação do modelo Valoragua foram inferiores às quantidades realmente vendidas, sendo que esta tendência inverteu-se em 2009. No cálculo feito através do modelo Valoragua, o nível de consumo considerado é o realmente ocorrido e as produções das renováveis são igualmente as produções verificadas. Deste modo, a diferença entre as quantidades vendidas dadas pelo modelo Valoragua e as quantidades realmente vendidas em mercado são compensadas por um maior valor de importações conforme estimado pelo próprio modelo.

A Figura 2-3 mostra igualmente que as quantidades vendidas foram, apesar do referido, inferiores aos valores previstos vender aquando da negociação dos CMEC em 2007, sobretudo na componente hídrica, fruto, como se verá, da hidraulicidade ocorrida.

Figura 2-3 – Quantidades totais

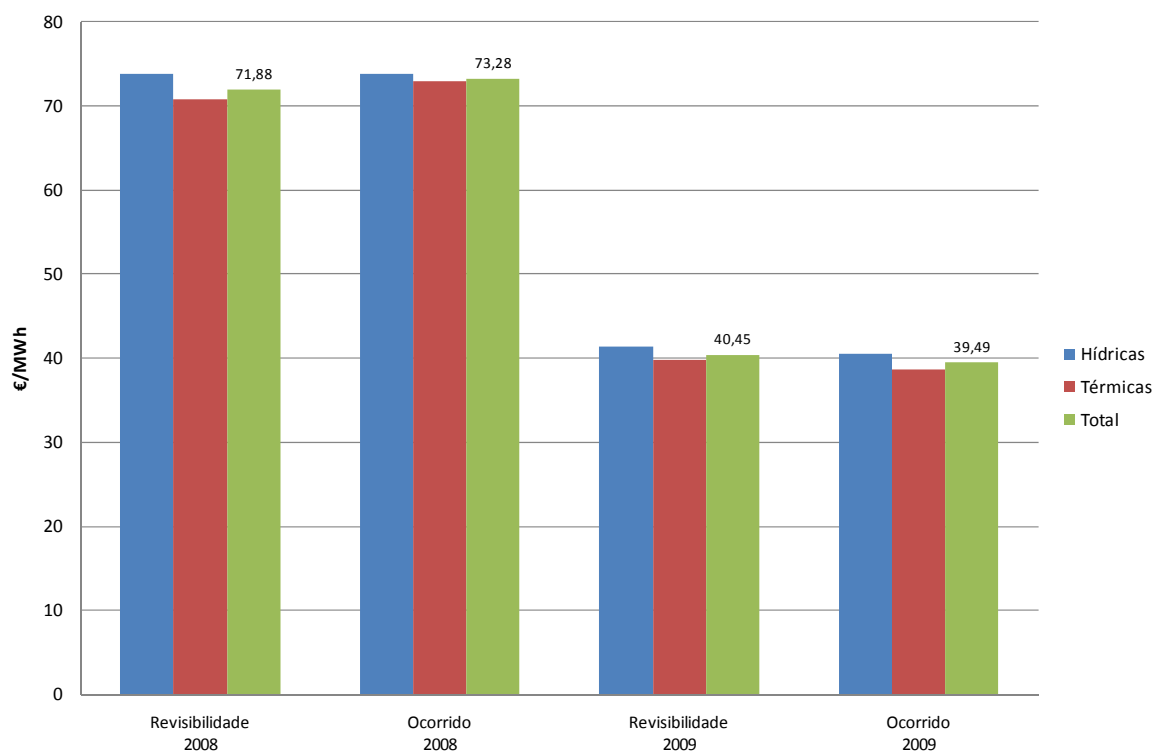


## 2.2.2 RECEITA

Nas centrais hídricas, tal como verificado o ano anterior, o valor apurado em 2009 das receitas unitárias com base nos valores ocorridos é muito próximo do valor constante do cálculo da revisibilidade. No que diz respeito às centrais térmicas, a receita unitária foi menos elevada, ao contrário do sucedido no ano anterior, contribuindo assim para que, no compute global, a receita unitária média do conjunto das centrais, implícita no cálculo da revisibilidade tenha sido inferior em 2009, relativamente ao ocorrido em 2008.

A figura seguinte ilustra o referido.

Figura 2-4 – Receita unitária das centrais

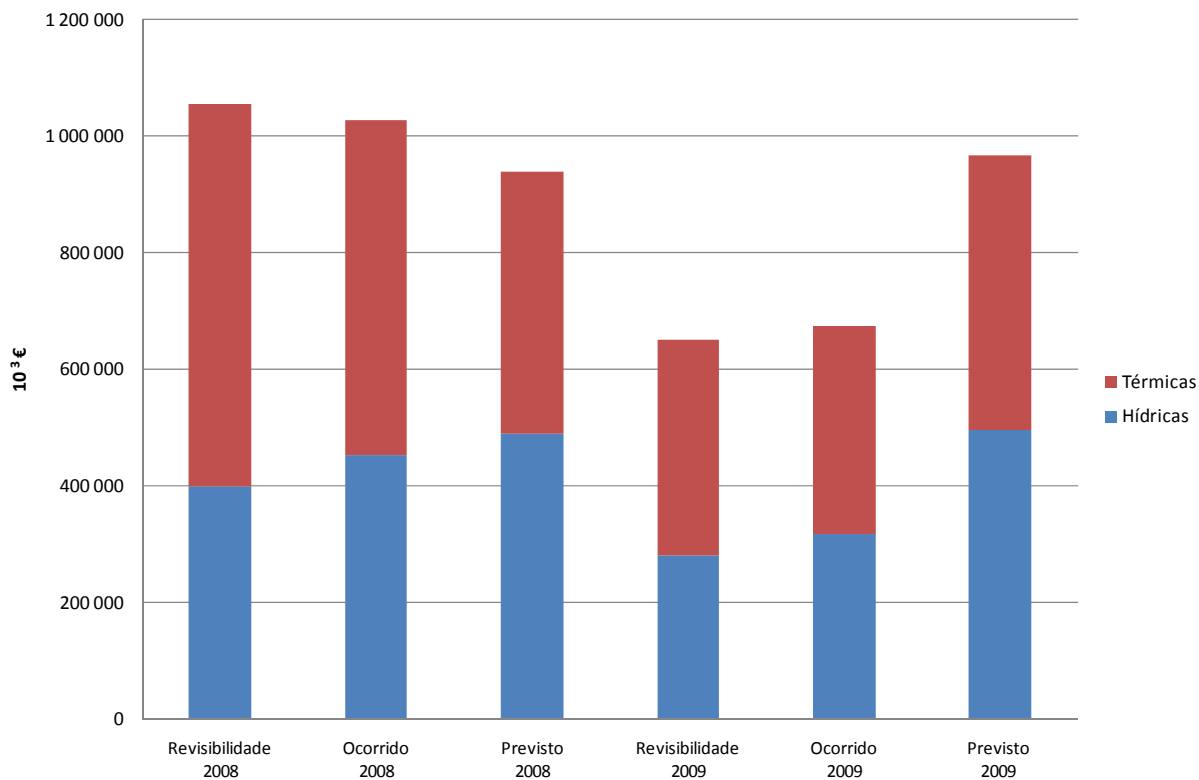


Fonte: EDP SU e ERSE

A maior quantidade produzida face ao implícito no cálculo da revisibilidade, teve então, como contrapartida, a venda de energia eléctrica em horas com preço de mercado mais baixo.

O maior valor das receitas unitárias em 2009, conjugado com a maior quantidade vendida face ao definido no cálculo da revisibilidade, resultou num maior valor das receitas totais ocorridas face à revisibilidade, ao contrário do verificado em 2008.

Figura 2-5 – Receitas totais

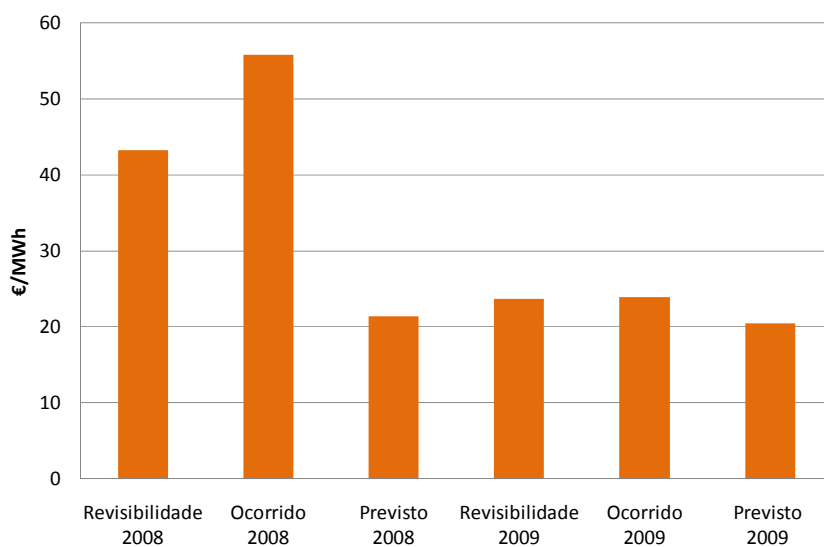


Fonte: EDP SU e ERSE

### 2.2.3 CUSTOS VARIÁVEIS

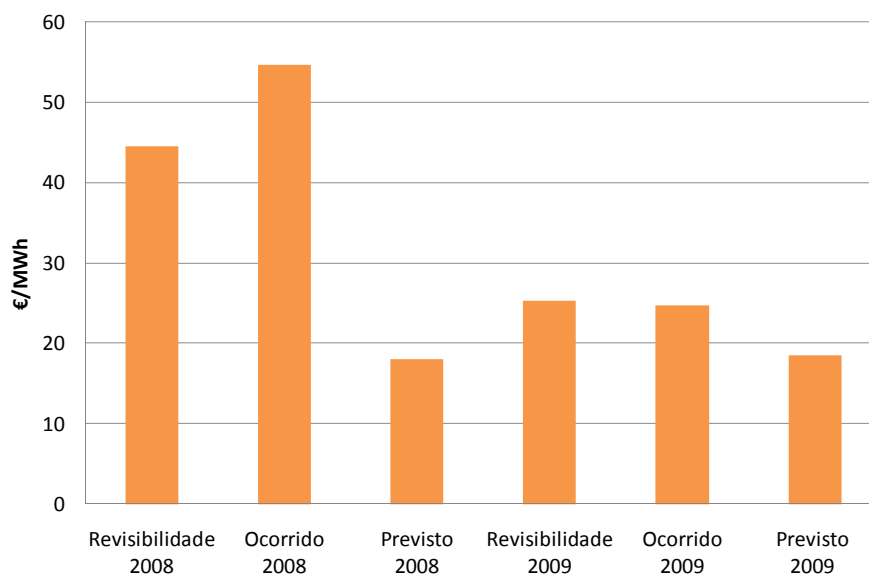
Os custos unitários ocorridos (com e sem CO<sub>2</sub>) foram superiores em 2008 aos valores implícitos na revisibilidade, conforme mostram as Figura 2-6 e Figura 2-7. Em 2009 esta diferença não foi tão acentuada, sendo que os custos unitários sem CO<sub>2</sub> ocorridos foram ligeiramente inferiores aos custos implícitos no cálculo da revisibilidade.

Figura 2-6 – Custos variáveis unitários

(sem CO<sub>2</sub>)

Fonte: EDP SU e ERSE

Figura 2-7 – Custos variáveis unitários

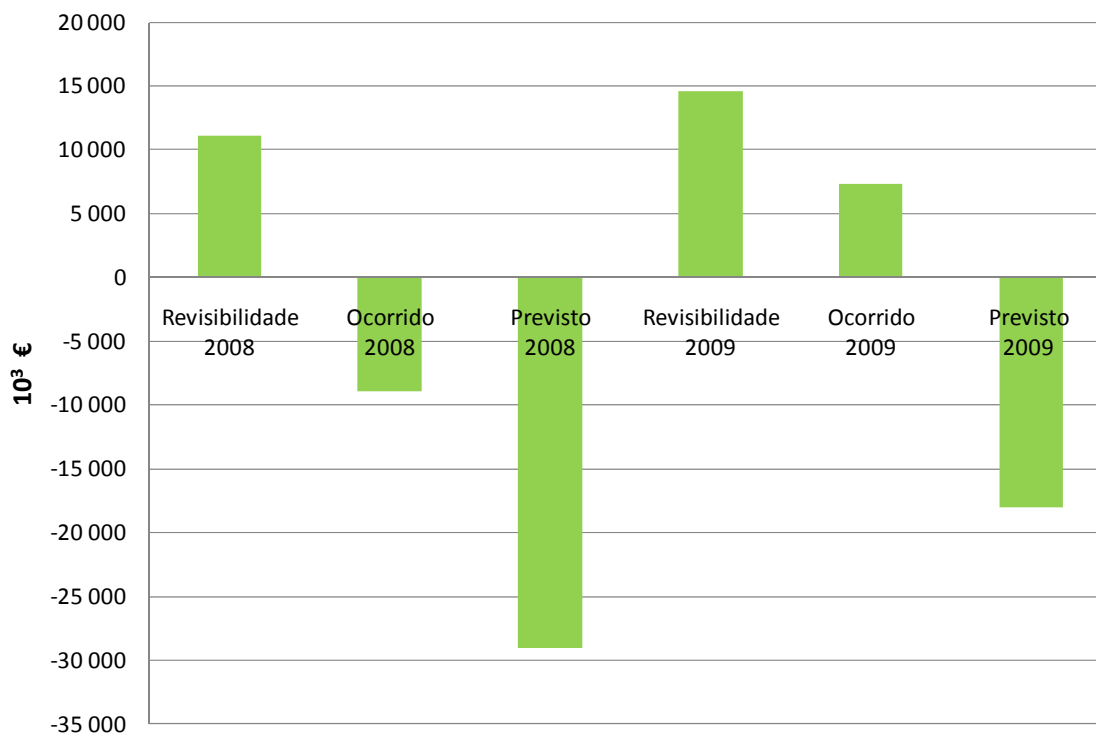
(Com CO<sub>2</sub>)

Fonte: EDP SU e ERSE

Na análise destes custos importa destacar o efeito das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>. Fruto da produção ser menor do que o previsto aquando do cálculo inicial dos CMEC, os custos com licenças de emissão de CO<sub>2</sub> foram igualmente menores em 2008 e em 2009. Importa também sublinhar que o cálculo dos

custos com CO<sub>2</sub>, baseado no valor médio anual das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e nas quantidades realmente emitidas e não na metodologia seguida para cálculo da revisibilidade, que corresponde ao preço médio nos cinco dias úteis de cada trimestre e nas quantidades teóricas de emissão (decorrentes do modelo Valoragua), resultou num menor custo. Face à pouca liquidez dos mercados de licença de emissão de CO<sub>2</sub>, considera-se que a metodologia aplicada neste documento é a mais adequada.

**Figura 2-8 – Custos com licenças de emissão de CO<sub>2</sub>**

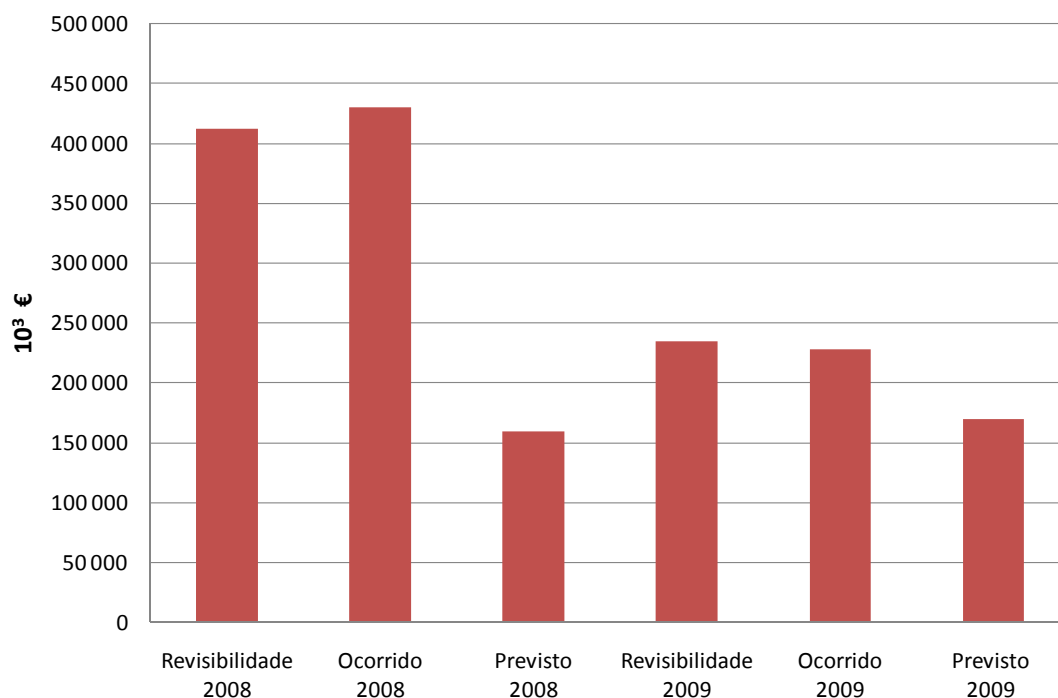


Fonte: EDP SU e ERSE

Em termos totais, os custos variáveis, incluindo CO<sub>2</sub>, apresentam a mesma tendência que os custos variáveis unitários, como se pode observar na Figura 2-9.



Figura 2-9 – Custos variáveis totais



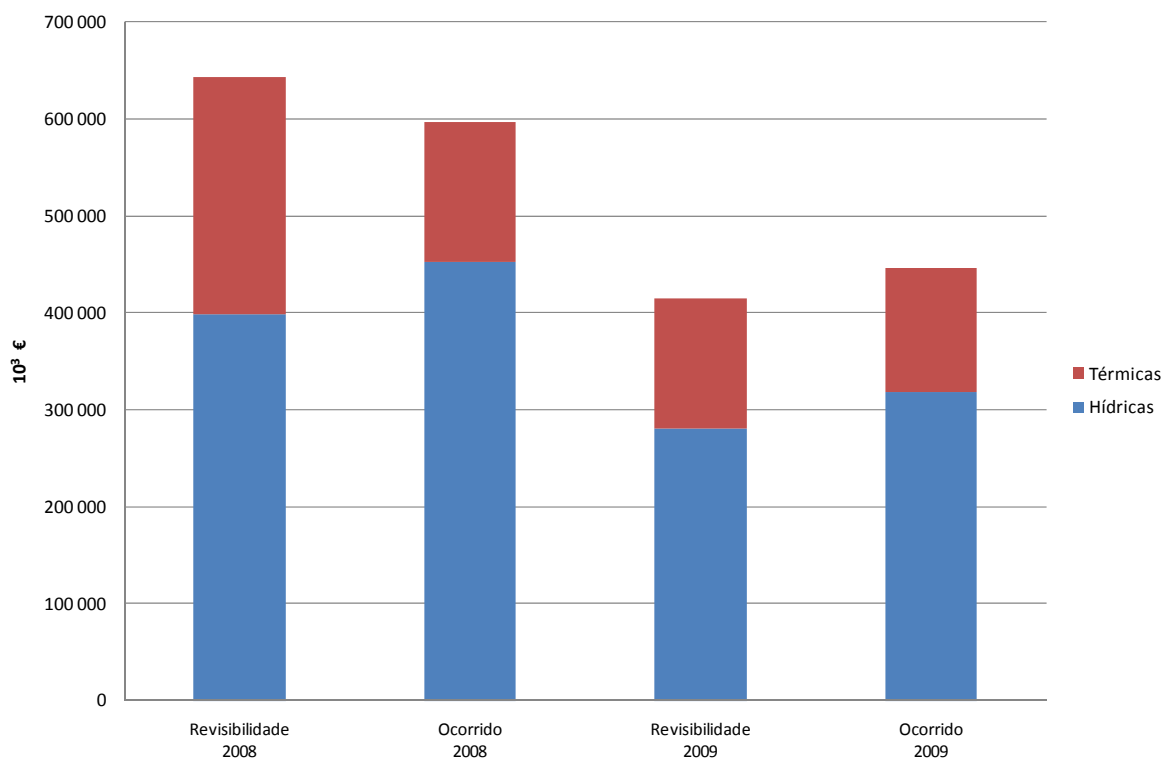
Fonte: EDP SU e ERSE

#### 2.2.4 MARGEM DE EXPLORAÇÃO

A margem de exploração é uma boa medida para avaliar a capacidade das centrais abrangidas pelos CMEC colocarem a energia que produzem a venda em mercado.

Em relação à margem de exploração, calculada através da diferença entre as receitas e os custos variáveis, os valores ocorridos em 2009 foram superiores aos implícitos no cálculo da revisibilidade. Em 2008 a margem de exploração ocorrida foi inferior à revisibilidade.

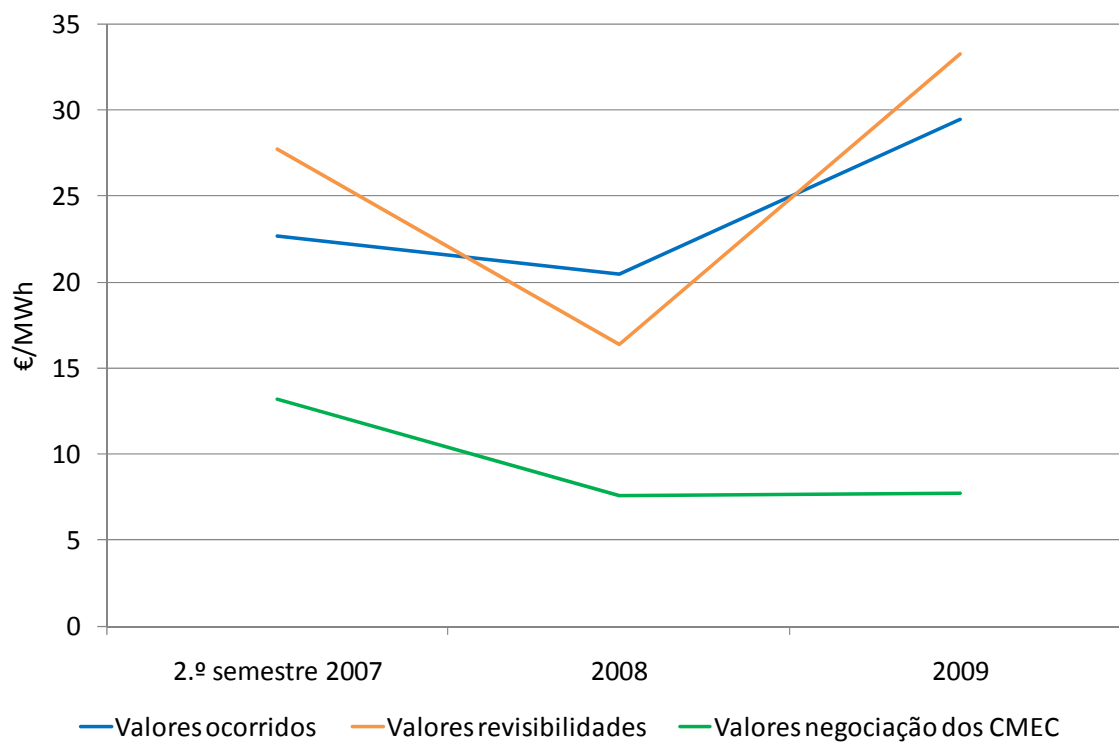
Figura 2-10 – Margem de exploração



Fonte: EDP SU e ERSE

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. 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. Observa-se igualmente que os custos unitários implícitos no cálculo da revisibilidade foram em dois dos três períodos considerados (2.º semestre de 2007 e em 2009) superiores ao ocorrido.

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



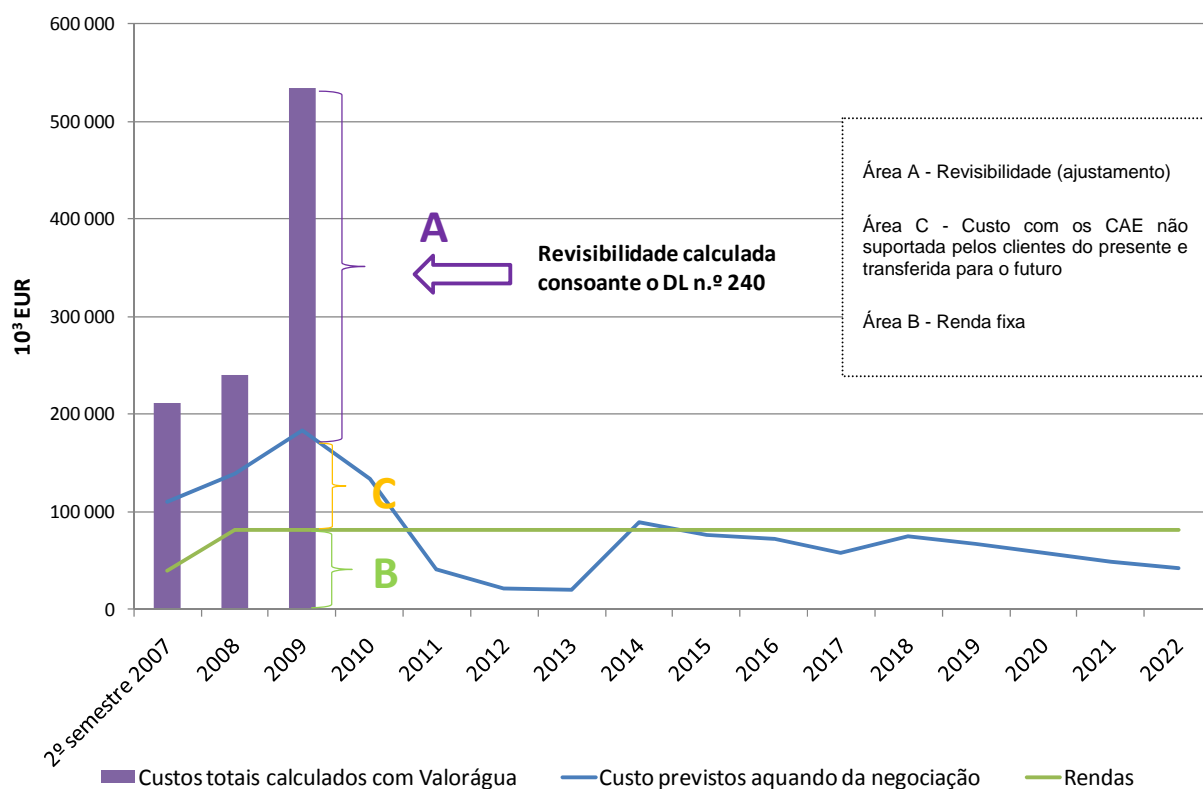


### 3 COMPARAÇÃO ENTRE CUSTOS DOS CAE COM CMEC E SEM CMEC

Os custos totais dos CMEC correspondem à soma da parcela fixa e da parcela de acerto<sup>3</sup>. Em 2007 a parcela fixa foi de 39,854 milhões de euros, a partir dessa data a parcela passou a 81,185 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 com os 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 Serviço Universal e REN

Observa-se que o fim dos CMEC resultaria num aumento dos custos com os CAE a curto prazo, dado pela área C. Registe-se que o grande aumento dos custos a partir de 2014 deve-se ao fim dos CAE dos

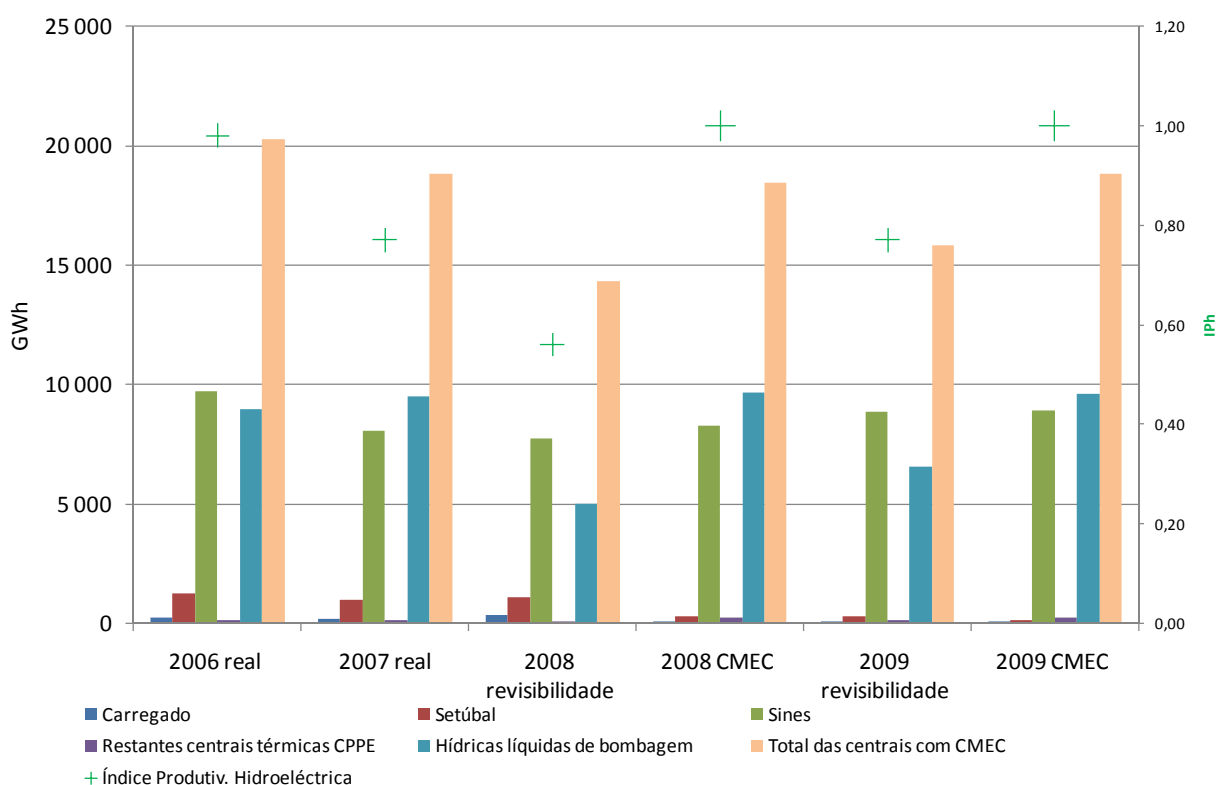
<sup>3</sup> A parcela de acerto inclui a parcela de ajustamentos anuais (corresponde à revisibilidade), a parcela de acertos de facturação e a parcela de ajustamento final (que será aplicada 11 anos após o início da implementação dos CMEC).

aproveitamentos hidroeléctricos de Miranda, Picote e Bemposta, que contribuem positivamente para a diminuição dos custos com os CMEC.

Aquando da definição dos CMEC, previa-se que em 2011 (ano que coincide com o fim do CAE do Carregado) os custos com os CAE fossem inferiores ao termo fixo dos CMEC, No entanto, face à fraca competitividade das centrais enquadradas pelos CMEC, assemelha-se pouco provável que tal situação se verifique.

A dificuldade em colocar as centrais com CMEC deve-se igualmente a factores conjunturais, designadamente a evolução da procura, bem como a evolução da hidraulicidade, como se pode observar na figura que se segue. Porém, observa-se na Figura 3-2 que a produção das centrais com CMEC, por aplicação do Valoragua, foi muito inferior em 2009 face ao ocorrido em 2007, apesar da hidraulicidade ter sido semelhante neste dois anos.

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

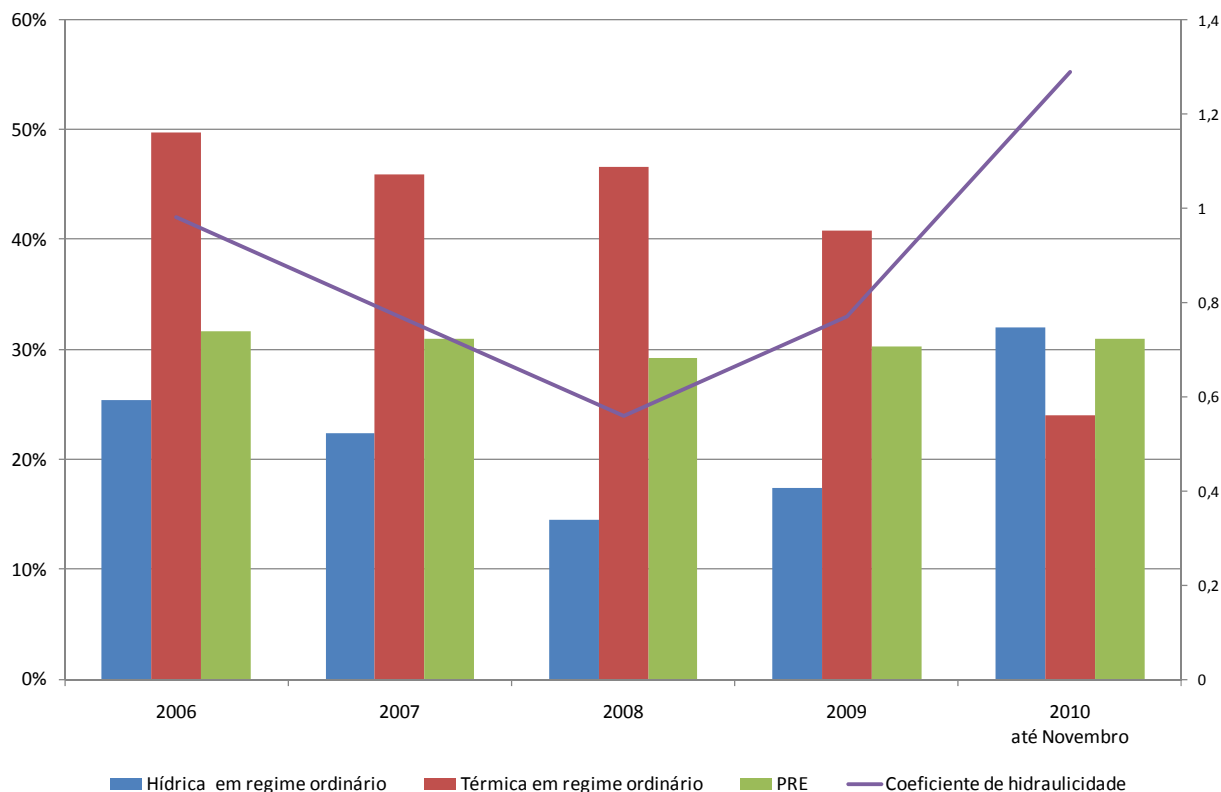


Fonte: REN

Assim, existem factores estruturais, relacionados com a maior produção das centrais em regime especial, que têm dificultado a colocação das centrais abrangidas com CMEC, assim como as restantes centrais com tecnologias convencionais.

A figura que se segue ilustra este facto, ao apresentar a evolução do factor de utilização por tipo de tecnologia comparando-o com a evolução da hidraulicidade. Observa-se que a PRE está imune à evolução da hidraulicidade e que as centrais térmicas em regime ordinário (nas quais se incluem as centrais abrangidas pelo CMEC), embora estejam inversamente relacionadas com hidraulicidade, não deixam de apresentar um tendência decrescente.

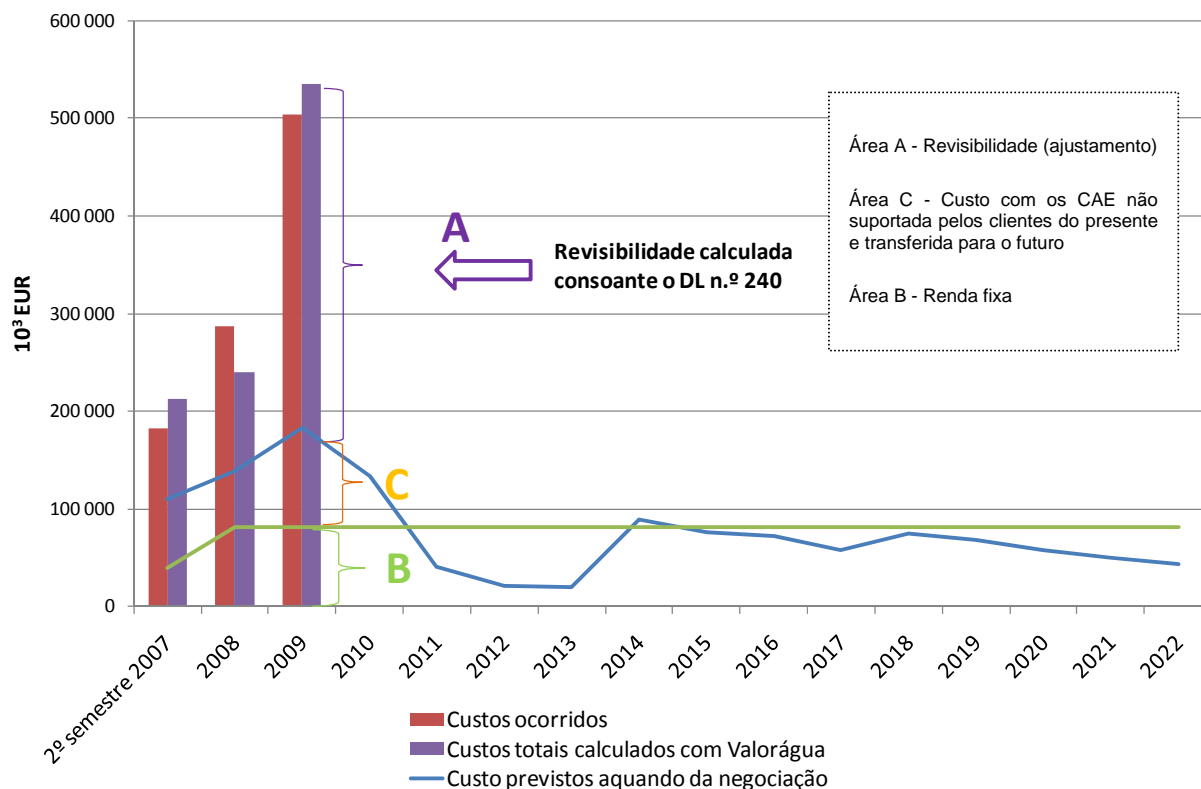
**Figura 3-3 – Evolução do factor de utilização por tipo de tecnologia**



Fonte: REN

Na Figura 3-4 comparam-se os custos com os CMEC e os respectivos ajustamentos calculados através do modelo Valoragua e com os valores que se obtêm utilizando os dados ocorridos.

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



Fonte: EDP SU, REN e ERSE

Esta figura mostra para os períodos anteriores que a aplicação do modelo Valorágua conduz a valores de revisibilidade diferentes do que se obteriam com dados reais. Estas diferenças apresentam sinais contrários em 2007 e 2009, por um lado, e em 2008, por outro lado. No entanto, no período acumulado de 30 meses, os valores ocorridos foram inferiores aos resultantes da aplicação do modelo Valorágua em 13,9 milhões de euros.



#### 4 COMENTÁRIOS FINAIS

Algumas das conclusões apresentadas no relatório do ano passado saem reforçadas com o alargamento da análise até 2009. A análise efectuada evidencia os seguintes aspectos:

1. O cálculo da revisibilidade através do modelo Valoragua não garante sempre custos menores. Após os primeiros 30 meses, a aplicação do modelo apresenta valores de revisibilidade diferentes dos que se obtêm com dados reais, sendo que as diferenças apresentam sinais contrários ao longo do período analisado. Agregando os resultados desses 30 meses, os custos incorridos foram inferiores aos implícitos no cálculo da revisibilidade em cerca de 13,9 milhões de euros, isto é, 1,4% do total. Este facto decorreu de:
  - A energia vendida em mercado ser maior do que o estimado através do modelo Valoragua. Sublinhe-se que no modelo Valoragua as importações são estimadas pelo modelo e não correspondem aos valores ocorridos.
  - Os custos com as licenças de CO<sub>2</sub> são menores do que o ocorrido. A metodologia de cálculo das licenças de CO<sub>2</sub> tem sobrestimado o custo com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.
2. Como a menor receita obtida através do modelo Valoragua é compensada através das tarifas, a empresa detentora dos centros electroprodutores enquadrados pelos CMEC pode ficar mais beneficiada do que o inicialmente pretendido no Decreto-Lei n.º 240/2004.
3. 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 objecto da presente análise.
4. Os custos com os CMEC estão a ser superiores ao inicialmente previsto. 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.
5. O período analisado, de 30 meses, é ainda curto para a construção de conclusões definitivas. Aspecto que é particularmente reforçado se considerar a extrema volatilidade dos mercados energéticos exibida nesse período. Assim, justifica-se a manutenção da monitorização periódica da evolução deste processo.
6. 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 enquadram com o actual contexto, realçando, conseqüentemente, o interesse de repensar o figurino definido para a recuperação dos CMEC.