

**CUSTOS DE MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO
CONTRATUAL**

CÁLCULO DO AJUSTAMENTO FINAL

Setembro de 2017

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
1	INTRODUÇÃO	5
1.1	Conteúdo do estudo	6
	PARTE I – ANÁLISE NA GENERALIDADE AO REGIME DOS CMEC	9
2	ANÁLISE COMPARATIVA DOS CAE E DO REGIME DOS CMEC	11
2.1	Breve enquadramento dos CAE	11
2.2	Breve descrição das diferentes parcelas que constituem os CMEC	13
2.3	Direitos e deveres dos produtores estabelecidos nos CAE e comparação com o regime dos CMEC	15
2.4	Condições suspensivas da cessação dos CAE	20
2.5	Resolução do contrato e indemnização prevista no CAE	21
3	ANÁLISE DOS ASPETOS FINANCEIROS SUBJACENTES À TRANSIÇÃO PARA O REGIME DOS CMEC	23
3.1	Taxas de remuneração do imobilizado dos centros electroprodutores	23
3.2	Taxa de atualização dos encargos fixos e dos rendimentos líquidos	24
3.3	Taxa utilizada no cálculo da anuidade a incluir nas tarifas	24
3.4	Taxa de juro para descontar os <i>cash flows</i> associados ao cálculo do ajustamento final dos CMEC	25
3.5	Taxa de juro para calcular a anuidade correspondente ao valor do ajustamento final dos CMEC	25
3.6	Análise das opções tomadas em 2004, 2007 e 2013	26
3.7	Recomendações e Implicações para o cálculo do ajustamento final	31
4	IMPACTOS DIRETAMENTE QUANTIFICÁVEIS DECORRENTES DA TRANSIÇÃO PARA O REGIME DOS CMEC	33
4.1	Extensão da utilização do domínio público hídrico	33
4.2	Testes de disponibilidade	34
4.3	Fator de correção das produções resultantes do modelo VALORÁGUA	37
4.4	Custos com licenças de emissão de CO ₂	37
4.5	Outros custos	38
5	ANÁLISE RETROSPETIVA DO PARECER DA ERSE AO PROJETO DO DECRETO-LEI N.º 240/2004	39
6	CONCLUSÕES SOBRE O IMPACTO DOS CMEC	43
	PARTE II – APURAMENTO DO VALOR DO AJUSTAMENTO FINAL	45
7	METODOLOGIA DE APURAMENTO	47
7.1	Apuramento do ajustamento final	47
7.2	Estimativa das produções	53

7.3	Valorização económica	57
8	SITUAÇÕES ESPECÍFICAS PARA O CÁLCULO DA REVISIBILIDADE FINAL.....	59
8.1	Interligação e curvas de preços para sistemas externos ao SEN	59
8.2	Regimes hidrológicos e aflúências consideradas para o estudo.....	63
8.3	Produção de outros produtores	65
8.4	Prestação de serviços de sistema	66
8.5	Curvas de preços finais.....	67
8.6	Custos de produção	69
8.7	Resgate de <i>Windfall Profits</i> das centrais com cmec	70
9	RESULTADOS DA ESTIMAÇÃO DO MODELO VALORAGUA	73
9.1	Síntese de pressupostos e valores de entrada do modelo	73
9.2	Síntese de resultados do modelo VALORAGUA	80
10	VALORIZAÇÃO ECONÓMICA DA REVISIBILIDADE FINAL	83
10.1	Síntese e demonstração da valorização económica.....	83
10.2	Valor do ajustamento final dos CMEC	90
11	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES SOBRE A REVISIBILIDADE FINAL DOS CMEC.....	97

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

A Lei do Orçamento do Estado para 2017 estabeleceu que, durante o ano de 2017, o Governo procede, ao ajustamento final dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), de acordo com o estabelecido no n.º 7 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro. A mesma Lei vem atribuir à ERSE a realização de um estudo que apure e fundamente o mencionado valor do ajustamento final.

Este estudo compreende uma análise na generalidade ao regime dos CMEC, no âmbito da qual é realizada uma avaliação ao impacto da transição dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) para o regime dos CMEC no período compreendido entre 2007 e 2017; bem como, o cálculo do valor do ajustamento final. Relativamente ao apuramento deste valor, o estudo considera a informação relevante referente ao período entre 1 de julho de 2007 e 30 de junho de 2017 (definido como período I), sustentando que o período II, a que se refere este ajustamento, decorre entre 1 de julho de 2017 e 31 de dezembro de 2027.

ANÁLISE NA GENERALIDADE AO REGIME DOS CMEC

Uma primeira parte do estudo pretende fazer uma análise abrangente ao regime dos CMEC, desde o momento da cessação dos CAE até ao último ajustamento anual dos CMEC que foi determinado até à presente data (referente ao ano de 2016). Neste sentido, são reavaliados alguns dos parâmetros e metodologias estabelecidas, quer no Decreto-Lei n.º 240/2004 e demais legislação associada ao regime dos CMEC, quer nos Acordos de Cessação dos CAE e suas Adendas, sendo estimados os impactos que resultariam de uma aplicação de parâmetros ou metodologias técnico-economicamente mais racionais. Esta parte inclui ainda uma revisão das principais questões identificadas e recomendações realizadas pela ERSE nos seus pareceres ao projeto do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Nesta parte do estudo são evidenciadas algumas das alterações ao regime vigente aquando da introdução do regime dos CMEC, designadamente obrigações ou direitos das partes contratantes dos CAE, que cessaram com a introdução daquele novo regime. Estas alterações resultaram num quadro menos restritivo para os detentores dos centros electroprodutores do que o que vigorava inicialmente. Ainda neste âmbito procura-se, quando possível, quantificar os efeitos decorrentes da passagem para o regime dos CMEC, revisitando alguns dos aspetos que haviam sido assinalados nos pareceres da ERSE ao diploma que instituiu este novo regime.

Em particular, são apresentados os efeitos da aplicação de taxas de juro diferentes para a atualização dos *cash-flows* associados aos CMEC e para as rendas anuais a pagar pelos consumidores entre 2007 e 2013, já referidos no passado pela ERSE. O acréscimo de custos associado à aplicação de taxas diferentes nesse período foi avaliado em cerca de 125 milhões de euros. Contudo, grande parte desse efeito poderá

ser revertido sem pôr em causa os princípios económicos e financeiros, com a publicação de uma nova taxa para a renda anual da parcela fixa dos CMEC igual à taxa a aplicar à renda anual do ajustamento final dos CMEC. A aplicação de uma nova taxa para parcela fixa dos CMEC poderá diminuir esse efeito em cerca de 85 milhões de euros.

Para além desse efeito da aplicação do regime dos CMEC, foram igualmente apurados os impactes decorrentes doutros efeitos, como sejam (i) ausência de testes de disponibilidade dos centros eletroprodutores durante o período de 2007 a 2013, (ii) a aplicação de um fator de correção das produções resultantes do modelo Valorágua ou ainda (iii) a metodologia de apuramento dos custos com licenças de emissão de CO₂.

Atendendo a todos estes efeitos avaliados para o período I, estima-se que tenham existido custos acrescidos para o sistema na ordem dos 510 milhões de euros.

APURAMENTO DO VALOR DO AJUSTAMENTO FINAL

Tomando em consideração aquela avaliação crítica e uma perspetiva economicamente racional e sustentável do regime CMEC, a ERSE procedeu, nesta segunda parte do estudo, à avaliação do cálculo do ajustamento final, tidas em consideração as disposições constantes do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro

Atendendo a que, o estudo apresenta um conjunto de situações específicas que impactam no cálculo do valor do ajustamento final, que, na sua maioria, têm subjacente a necessidade de fundamentação de opções de simulação ou de cálculo económico, que se encontram omissas ou insuficientemente tratadas no Decreto-Lei n.º 240/2004, este cálculo incorpora cenários e variações, que dependem de alteração do quadro legal aplicável aos CMEC ou, pelo menos, da sua clarificação.

Do ponto de vista operativo, a elaboração do cálculo socorre-se de uma estimativa das produções das centrais CMEC para o período entre 1 de julho de 2017 e 31 de dezembro de 2027, a qual é efetuada a partir do modelo Valorágua (*software* de simulação imposto no Decreto-Lei n.º 240/2004), que a ERSE requereu à REN (cópia funcional e operativa deste *software*), o que permitiu a condução autónoma pela ERSE do processo de simulação.

O estudo da ERSE apurou um valor de ajustamento final dos CMEC de cerca de 154 milhões de euros (ou seja, em média 15,4 milhões de euros por ano a pagar ao produtor durante os próximos 10 anos), a que acresce uma parcela fixa anual de 67,5 milhões de euros, já definida.

Numa perspetiva técnica foram considerados cenários e variações que dependem de ponderação da viabilidade da introdução de alterações ao quadro legal aplicável aos CMEC ou, pelo menos, da sua clarificação, o que poderá reduzir o valor apurado, entre os quais estão:

1. A operacionalização de um cenário hidrológico alternativo ao que é estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004 (média de 10 anos anteriores ao cálculo), considerando os mesmos pressupostos do cálculo inicial dos CMEC (regime hidrológico médio de série longa), com um efeito de cerca de 170 milhões de euros a reverter em benefício dos consumidores;
2. O resgate de *windfall profits* com a aplicação do regime do equilíbrio concorrencial no caso das centrais CMEC, na medida em que estas deixam de observar um acerto da sua margem de mercado, como sucede na revisibilidade anual. Este efeito corresponde a cerca de 100 milhões de euros a reverter em benefício dos consumidores;
3. A consideração de encargos fixos correspondentes a coeficientes de disponibilidade das centrais iguais à unidade (os que foram verificados), o que representa um efeito de cerca de 81 milhões de euros a reverter em benefício dos consumidores.
4. A publicação de uma nova taxa para a renda anual da parcela fixa dos CMEC igual à taxa a aplicar à renda anual do ajustamento final dos CMEC, o que permitirá poupar aos consumidores um valor dependente do valor do ajustamento final fixado.

1 INTRODUÇÃO

A Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017 estabeleceu, no n.º 1 do seu artigo 170.º que durante “(...) o ano de 2017, o Governo procede, ao ajustamento final dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, de acordo com o estabelecido no n.º 7 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 24 de julho, e 32/2013, de 26 de fevereiro”. Em sequência, o n.º 2 do mesmo artigo vem atribuir à ERSE a realização de um estudo que apure e fundamente o mencionado valor do ajustamento final.

Em complemento às disposições do artigo 170.º da Lei do Orçamento do Estado para 2017, no âmbito dos trabalhos conducentes à determinação do ajustamento final dos CMEC e sua posterior repercussão nas tarifas de eletricidade, foi solicitada pelo membro do Governo responsável pela área da energia a seguinte informação adicional:

1. Por Despacho de 12 de julho de 2017, a ERSE deverá realizar um estudo que permita aferir se os pressupostos que suscitaram as dúvidas apresentadas no parecer da ERSE de maio de 2004 se confirmam, ou não, de modo a apurar o impacto efetivo do regime aprovado pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro;
2. Por Despacho de 12 de julho de 2017, a ERSE deverá avaliar se a fórmula do cálculo da indemnização compensatória devida pela extinção dos CAE e o modo do respetivo pagamento e repercussão sobre os consumidores dá lugar a uma indemnização ou compensação de valor não superior à prevista nos respetivos CAE;
3. Por Despacho de 7 de setembro de 2017, a ERSE deverá elaborar uma proposta com vista ao cálculo do valor correto da taxa nominal aplicável ao cálculo da anuidade da parcela fixa dos CMEC. Esta solicitação decorre do número 2 da Resolução da Assembleia da República n.º 158/2017, aprovada no dia 14 de junho de 2017, que recomendou ao Governo que: *“Tome as iniciativas necessárias à eliminação das rendas excessivas no setor elétrico, em particular nos CMEC, e faça essa eliminação refletir -se na formação das tarifas para o ano 2018 e seguintes, seja por renegociação direta no âmbito do processo de revisibilidade do mecanismo de ajustamento final”*.

Neste quadro, o presente documento constitui o estudo da ERSE relativamente ao apuramento do valor do ajustamento final dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), tendo presente e fazendo uso da informação relevante referida ao período entre 1 de julho de 2007 e 30 de junho de 2017.

1.1 CONTEÚDO DO ESTUDO

O estudo agora concretizado pela ERSE obedece, necessariamente, ao disposto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro¹, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 24 de julho, e 32/2013, de 26 de fevereiro, fazendo uso das ferramentas de simulação nele previstas (modelo VALORAGUA) e de metodologia concordante com aquela que presidiu à definição dos CMEC. Todavia, neste estudo pretende-se identificar as questões metodológicas mais questionáveis, algumas já referenciadas em 2004, valorizar o seu impacto no passado e apresentar soluções para que estes efeitos não perdurem até ao final do mecanismo dos CMEC. O presente estudo está portanto, dividido em duas partes: numa primeira reservada à análise alargada do regime dos CMEC e uma outra destinada ao apuramento da revisibilidade final.

ANÁLISE NA GENERALIDADE AO REGIME DOS CMEC ENTRE 2007 E 2017

Na análise abrangente ao regime dos CMEC, desde o momento da cessação dos CAE até ao último ajustamento anual dos CMEC que foi determinado até à presente data (ano de 2016), são reavaliados alguns dos parâmetros e metodologias estabelecidas, quer no Decreto-Lei n.º 240/2004 e demais legislação associada ao regime dos CMEC, quer nos Acordos de Cessação dos CAE e suas Adendas, e estimados os impactos. Esta análise compreende ainda uma revisão dos principais problemas e recomendações identificados pela ERSE no seu parecer de maio de 2004 ao projeto do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

O capítulo 2 apresenta um breve enquadramento dos CAE, da motivação para a sua cessação e para o estabelecimento do regime dos CMEC, bem como a comparação dos principais direitos e deveres dos produtores enquanto vigoraram os CAE e após a introdução dos CMEC. Neste capítulo, são ainda comparados a soma dos valores residuais dos centros electroprodutores à data da sua cessação com o valor atualizado dos contratos calculado à data de cessação dos CAE, que foi incorporado nos CMEC.

No capítulo 3 são analisados os aspetos financeiros subjacentes à transição para os CMEC e apresentados os impactos caso tivessem sido tomadas opções diferentes, em coerência com os princípios de garantia da neutralidade financeira, designadamente em relação à taxa de atualização dos *cash-flows* previstos no cálculo do valor bruto dos CMEC e à taxa utilizada no cálculo da anuidade fixa a incluir nas tarifas em cada ano associado à estimativa inicial do valor dos CMEC, assim como os impactes da aplicação, ou não, desses princípios no cálculo da parcela fixa do ajustamento final

No capítulo 4 são analisados os impactos decorrentes de algumas alterações decorrentes da aplicação do regime dos CMEC face à situação em vigor com os CAE, como seja o efeito nos encargos fixos da

¹ Na redação da Declaração de Rectificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro de 2015.

disponibilidade declarada pelos centros electroprodutores face à disponibilidade garantida nos CAE, a utilização do domínio público hídrico cuja extensão do prazo decorreu de condições impostas nos Acordos de Cessação dos CAE e a metodologia de cálculo dos custos com CO₂ considerados no cálculo dos CMEC. São igualmente referidos outras alterações, que poderão ter impactes económicos não quantificáveis.

No capítulo 5 é revisitado o parecer da ERSE ao projeto do Decreto-Lei n.º 240/2004, elaborado em maio de 2004, procurando verificar se os problemas e recomendações associadas aos impactes diretos no nível tarifário identificados pela ERSE nessa ocasião tiveram as consequências que se previam. Nesse particular, importa sublinhar que, para além desse parecer, a ERSE tem alertado para os efeitos do regime noutros pareceres, tais como os pareceres ao ajustamento anual dos CMEC, e ainda noutros relatórios e documentos da sua responsabilidade.

CÁLCULO DO VALOR DO AJUSTAMENTO FINAL

Uma segunda parte do estudo apresenta o cálculo do ajustamento final dos CMEC, propriamente dito. Nesta parte do estudo são, necessariamente, tidas em consideração as disposições constantes do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente.

Neste contexto, o capítulo 0 apresenta uma descrição breve da metodologia utilizada para apuramento do valor do ajustamento final, concretizando-se a sua abrangência temporal (períodos I e II), bem como a formulação do próprio cálculo que se encontra prevista no Decreto-Lei n.º 240/2004. Ainda neste capítulo é descrita brevemente a forma de operacionalização do modelo VALORAGUA, que é empregue para apuramento do despacho a considerar para as centrais com CMEC, bem como a subsequente valorização económica dos resultados do referido modelo.

O capítulo 8 apresenta um conjunto de situações específicas que impactam no cálculo do valor do ajustamento final, que, na sua maioria, têm subjacente a necessidade de fundamentação de opções de simulação ou de cálculo económico, que se encontram omissas ou insuficientemente tratadas no Decreto-Lei n.º 240/2004.

O capítulo 9 explicita a aplicação do modelo VALORAGUA, concretizando os pressupostos que foram utilizados nos exercícios de simulação do mapa de produções e a descrição dos correspondentes resultados. Por sua vez, o capítulo 10 apresenta a correspondente valorização económica dos resultados da simulação, a qual depende de variáveis que se encontram previstas no Decreto-Lei n.º 240/2004 e que, em parte, são abordadas na avaliação prospetiva de pressupostos.

PARTE I – ANÁLISE NA GENERALIDADE AO REGIME DOS CMEC

2 ANÁLISE COMPARATIVA DOS CAE E DO REGIME DOS CMEC

2.1 BREVE ENQUADRAMENTO DOS CAE

O Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho, estabeleceu o quadro legal para a produção de eletricidade, baseado num regime vinculativo para a maioria dos centros electroprodutores existentes à data. Os CAE, celebrados ao abrigo do artigo 15.º do referido, estabeleceram a obrigação dos produtores vinculados venderem a sua produção de energia elétrica à entidade concessionária da RNT (REN), que assumia o papel de comprador único no enquadramento legal da Diretiva n.º 96/92/EC.

Estes contratos estabeleciam as condições operacionais e financeiras a que deveriam obedecer as partes envolvidas, incluindo todos os detalhes necessários para o relacionamento técnico e comercial entre o produtor e a REN. Em particular, os CAE estabeleciam a formulação para o cálculo dos pagamentos aos produtores pela energia produzida e injetada na rede pública, pela disponibilidade de potência da central e pelos serviços especiais prestados à rede pública (similar aos atuais serviços de sistema). Estes pagamentos deveriam cobrir os custos variáveis do produtor e a remuneração do investimento com uma taxa de rentabilidade garantida (ver ponto 3.1).

Adicionalmente, no caso das centrais termoelétricas, os CAE incluíam diversas disposições a cumprir pelos produtores no aprovisionamento de combustíveis, quer para garantir níveis adequados de segurança do abastecimento de energia elétrica, quer visando a melhoria de eficiência dos custos de aquisição de combustíveis. Para as centrais hidroelétricas, os CAE obrigavam os produtores a condições especiais de gestão dos aproveitamentos para garantia de caudais ecológicos dos rios e para minimizar os efeitos de cheias a montante e a jusante dos aproveitamentos em situações de elevadas afluências.

Pela sua relevância, importa também referir que os CAE das centrais hídricas e térmicas incluíam disposições para a negociação da extensão do contrato (cláusula 25.^a), bem como cláusulas com os direitos e obrigações a observar na resolução do mesmo (cláusula 26.^a). Numa situação de resolução do CAE, estava disposto, no caso das centrais hídricas, que deveriam ser realizados concursos para o reequipamento do aproveitamento e sua exploração, enquanto no caso das térmicas, o CAE previa a opção pela concessionária da RNT, da REN, de (i) tomar posse da central e do local onde se encontra, (ii) propor ao produtor a extensão dos direitos de superfície sobre o local e a exploração da central, embora como produtor não vinculado, (iii) transferir a propriedade do local para o produtor que passará a produtor não vinculado. Como se verá no ponto 4, a transição para os CMEC implicou uma alteração substancial de algumas destas condições, tendo colocado, no caso das centrais hídricas, o produtor numa posição privilegiada perante potenciais concorrentes na atividade de produção de energia elétrica.

No contexto legislativo em que os CAE foram estabelecidos, foram ainda atribuídas à ERSE algumas competências direta ou indiretamente ligadas a estes contratos. Desde logo, a necessidade de

recuperação dos custos com os CAE foi incorporada em disposições do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, que estabeleceu as tarifas a aplicar ao longo da cadeia de valor e aos clientes finais de eletricidade, de modo a recuperar os encargos de potência e os encargos de energia associados a estes contratos. Na vertente comercial, o quadro legal vigente à data incumbia a ERSE de assegurar o cumprimento das condições comerciais de funcionamento do Sistema Elétrico Público, em particular entre os produtores detentores de CAE e a sua contraparte, a entidade concessionária da RNT. Na vertente técnica, por via do Regulamento de Despacho e Redes, a ERSE foi incumbida de definir as regras para a realização do despacho centralizado da produção e para a programação coordenada da exploração dos centros electroprodutores com potência superior a 10MVA, o que foi realizado de forma consistente com as disposições técnicas constantes nos CAE.

Nota-se também que os CAE propriamente ditos incorporavam disposições no seu clausulado que previam a intervenção da Entidade Reguladora, que viria a ser instituída em 1997, para as seguintes matérias:

- Resolução de diferendos entre os Produtores e a entidade concessionária da RNT (cláusulas 22.^a, 25.^a, 26.^a e Anexo 9 – Parte 3 dos CAE);
- Emissão de pareceres sobre a modificação dos contratos ou prorrogação do prazo (cláusulas 23.^a, 24.^a, 25.^a, 26.^a e 27.^a dos CAE);
- Emissão de pareceres à modificação de coeficientes técnicos dos encargos de energia das centrais hidroelétricas (Anexo 2 dos CAE das centrais hidroelétricas);

Com as alterações legais do setor energético a nível Europeu introduzidas pela Diretiva n.º 2003/54/EC, a figura de comprador único de energia elétrica deixou de existir, implicando a necessidade de extinguir os CAE por força da primazia da legislação comunitária sobre a legislação nacional. Na transição do regime dos CAE para o regime dos CMEC, a ERSE foi consultada para emitir parecer sobre a proposta legislativa desse regime, que viria a ser publicada pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro. Nessa ocasião foi emitido o parecer a que se refere o capítulo 0 do presente documento, que identificou diversos problemas associados a esta transição, que serão revisitados nesse capítulo.

Este diploma previu ainda nos seus artigos 9.º e 10.º que na transição para o regime dos CMEC fossem assinados, entre o produtor e a entidade concessionária da RNT, Acordos de Cessação dos CAE. Estes acordos, assinados em janeiro de 2005, incluíram diversas condicionantes e especificações, a observar na cessação dos CAE, que vão para além das disposições do Decreto-Lei n.º 240/2004. Após o longo processo de negociação entre Portugal e Espanha para o estabelecimento das bases para o arranque do mercado Ibérico de eletricidade, foram assinadas em junho de 2007 as Adendas aos Acordos de Cessação dos CAE.

2.2 BREVE DESCRIÇÃO DAS DIFERENTES PARCELAS QUE CONSTITUEM OS CMEC

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na sua redação de 18 de maio de 2007, estabelece a metodologia de cálculo dos CMEC e de integração dos respetivos encargos nas tarifas.

Em termos de cálculo, os CMEC correspondem à diferença para cada centro electroprodutor entre os *cash flows* associados à remuneração dos seus ativos, nos termos definidos nos CAE cessados, e a margem líquida decorrente da venda em mercado da energia elétrica produzida por esses centros electroprodutores.

Deste modo, os CMEC correspondem à soma dos montantes compensatórios a pagar aos centros electroprodutores cujos CAE foram cessados antecipadamente, de modo a garantir o equilíbrio contratual e os direitos económicos equivalentes aos existentes antes da cessação dos CAE.

O valor dos CMEC subentende o cálculo de três parcelas:

- A primeira parcela corresponde ao apuramento, numa primeira fase, da estimativa do montante total dos CMEC, calculada à data de 1 de julho de 2007. Este primeiro cálculo corresponde ao cálculo do valor inicial (CVI). O seu montante é recuperado na tarifa de UGS em 20 anos;
- Os ajustamentos efetuados anualmente ao valor inicial dos CMEC são calculados com base nos valores verificados das variáveis inicialmente previstas. Estes ajustamentos anuais são efetuados nos 10 primeiros anos de vigência do regime, isto é até junho de 2017, e são recuperados na tarifa de UGS;
- O ajustamento final ao valor inicial, calculado no 10.º ano com base em estimativas para os restantes 10 anos. O ajustamento final é recuperado em 10 anos na tarifa de UGS.

CÁLCULO DO VALOR INICIAL

Assim, num primeiro momento o cálculo dos CMEC corresponde ao apuramento do valor inicial. O valor inicial corresponde à soma do valor bruto de cessação de cada CAE. Por sua vez, o valor bruto de cada CAE corresponde ao valor da soma para cada ano do período remanescente contratado no respetivo CAE dos encargos fixos² previstos subtraídos dos rendimentos previstos decorrentes da venda de energia em mercado, líquidos dos custos variáveis de produção (ou margem operacional sobre as vendas). Os *cash flows* anuais são descontados à data de 1 de julho de 2007.

² Nos termos dos CAE, o encargo fixo é a remuneração anual do ativo ajustada de forma a ter em conta um prémio (ou penalidade) decorrente da disponibilidade do centro electroprodutor para produzir energia elétrica.

O valor inicial calculado à data de 1 de julho de 2007 para o conjunto de centros electroprodutores abrangidos pelo mecanismo dos CMEC é negativo, em 833 milhões de euros. Assim, caso se verificassem as previsões implícitas nesse primeiro cálculo, a passagem dos centros electroprodutores com CAE para o regime de mercado implicaria um custo acrescido de 833 milhões de euros para estes centros electroprodutores.

AJUSTAMENTOS ANUAIS DOS CMEC

Os ajustamentos anuais aos CMEC, ou revisibilidades anuais são calculados nos 10 primeiros anos de aplicação do regime. Para cada um desses anos, estes ajustamentos anuais permitem incorporar no apuramento dos CMEC os valores verificados das variáveis utilizadas no cálculo do valor inicial dos CMEC e alterações de circunstâncias ocorridas cujos impactes possam ser considerados nos termos da legislação aplicável ao regime dos CMEC.

Estes ajustamentos anuais resultam da soma de duas parcelas: o ajustamento anual aos encargos fixos e o ajustamento anual à margem operacional.

Os encargos fixos são ajustados de modo a considerar, entre outros fatores, investimentos efetuados nos termos do CAE cessado posteriormente à sua cessação e as disponibilidades verificadas dos centros electroprodutores. A margem operacional é ajustada tendo em conta os resultados da inclusão no modelo VALORÁGUA, modelo de otimização económica do sistema electroprodutor nacional, dos valores verificados das variáveis determinantes do apuramento da margem operacional (preços de mercado, custos dos combustíveis, preços das licenças de emissão de CO₂, afluências hidrológicas, etc.)

AJUSTAMENTO FINAL DOS CMEC

O ajustamento final dos CMEC aplica-se aos centros electroprodutores cujo termo do CAE ultrapasse os 10 anos posteriores à data de cessação antecipada³. Tendo em conta que a cessação antecipada se efetivou no 2.º semestre de 2007, o ajustamento final dos CMEC aplicar-se-á às centrais cujo CAE termine após 1 de julho de 2017.

Tal como o ajustamento anual, o ajustamento final incorpora um acerto aos encargos fixos e à margem operacional. Contudo, ao contrário do ajustamento inicial este ajustamento é apenas calculado uma vez. O período sobre o qual incide o ajustamento final inicia-se a 1 de julho de 2017 e termina em 2027, que corresponde ao ano de terminação do CAE com o prazo mais longo. Deste modo, os valores dos ajustamentos apurados para cada um desses anos são descontados à data de 1 de julho de 2017.

³ O período temporal compreendido entre o fim do 10.º ano posterior à cessação antecipada (1 de julho de 2017) e a data de término de cada CAE, designa-se por “período II”.

RECUPERAÇÃO DOS CMEC

Tal como foi anteriormente referido, o regime dos CMEC estabelece que o valor inicial dos CMEC, calculado com base num conjunto de pressupostos e de previsões para custos, receitas e outras variáveis, seja ajustado ao longo da vigência do regime, para que o seu valor garanta, de facto, a manutenção dos direitos económicos inerentes aos CAE, independentemente das contingências dos mercados ou de alterações de circunstância.

O perfil de recuperação destes custos nas tarifas de UGS foi definido de forma a diminuir, até um certo ponto, o seu impacto imediato nessas tarifas. Nesse sentido, a recuperação dos CMEC na tarifa de UGS é efetuada através das seguintes parcelas:

- Parcela fixa aplicada ao valor inicial dos CMEC – corresponde a uma renda fixa anual que recupera o montante, apurado à data de 1 de julho de 2007, do valor inicial dos CMEC. Esta parcela é paga ao longo dos 20 anos de aplicação do regime dos CMEC.
- Parcelas de acertos anuais⁴ – correspondem aos ajustamentos anuais ao valor inicial dos CMEC, calculado para os 10 primeiros anos de vigência dos CMEC. Estes ajustamentos são incorporados anualmente na tarifa.
- Parcela de acerto final – corresponde a uma renda anual que recupera o montante, apurado à data de 1 de julho de 2017, do ajustamento final estimado para o período remanescente de vigência dos CMEC dos centros electroprodutores cujo termo do CAE ultrapasse um período superior a 10 anos após a sua cessação antecipada. Esta parcela é paga ao longo dos 10 anos remanescentes de aplicação do regime dos CMEC.

2.3 DIREITOS E DEVERES DOS PRODUTORES ESTABELECIDOS NOS CAE E COMPARAÇÃO COM O REGIME DOS CMEC

Neste ponto pretende-se verificar a correspondência entre as principais disposições associadas aos direitos e deveres dos produtores enquanto o CAE vigorou, com as disposições estabelecidas no novo regime.

Importa sublinhar que a legislação associada aos dois regimes e, muito em particular ao regime dos CMEC, é vasta e dispersa dificultando qualquer exercício de comparação, pelo que o exercício efetuado desta feita não é exaustivo e deverá ser analisado de forma ponderada.

⁴ A parcela de acerto inclui a parcela de ajustamentos anuais (corresponde à revisibilidade) e a parcela de acertos de faturação.

O quadro seguinte apresenta um resumo dos principais direitos e deveres, comuns aos produtores termoelétricos e aos produtores hidroelétricos, que estavam consagrados nos CAE, e alterações resultantes da transição para o regime dos CMEC.

Quadro 2-1 – Principais disposições estabelecidas nos CAE

CAE		Regime CMEC	
Disposição	Clausulado	Disposição	Enquadramento
Tomar energia a partir de qualquer dos pontos de entrega à RNT (consumos próprios das centrais)	6.	i) Acordo de Acesso e Operação das Redes ii) Fornecimento de energia para consumo próprio através de comercializador	i) Decorreu das condições suspensivas dos Acordos de Cessação ii) Relacionamento comercial aplicável aos clientes do mercado liberalizado
A RNT tem o direito de requerer testes de disponibilidade a um grupo da central em qualquer altura em que o produtor a tenha declarado disponível	7.6.1.	Não obstante o disposto no n.º 7 do Anexo IV prevê do DL 240/2004, os acordos de cessação são omissos quanto à realização de testes e sua metodologia. Regime de testes veio a ser definido novamente pela Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio	
O produtor tem o direito de requerer testes de disponibilidade e ensaios de rendimento	7.6.2.	Omisso	A opção do produtor pedir um teste de disponibilidade ou de rendimento não foi prevista no enquadramento legal dos CMEC
Receber da RNT os pagamentos dos encargos de energia correspondentes aos testes de disponibilidade	7.6.6.	i) Os testes de disponibilidade foram efetuados no regime dos CMEC (até à Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio) ii) A Portaria n.º 172/2013 repôs os testes de disponibilidade e o direito do produtor receber os encargos de energia deles decorrentes	i) Para ambas as partes, os Acordos de Cessação extinguiram os direitos e obrigações decorrentes dos CAE (cláusula 2.ª, n.º 3) ii) Direito a receber a energia produzida e os encargos resultantes do teste foram previstos no artigo 6.º da Portaria n.º 172/2013

CAE		Regime CMEC	
Disposição	Clausulado	Disposição	Enquadramento
Realizar os testes de parâmetros dinâmicos requeridos pela RNT (antecedência de 24 horas e no máximo uma vez por trimestre)	7.10.	Eliminado	
Receber da RNT os pagamentos dos encargos de potência	8.3.	<p>i) O encargo de potência estipulado pelos CAE foi incorporado no encargo fixo dos CMEC, tendo o valor previsional resultante do CVI sido incluído na parcela fixa dos CMEC.</p> <p>ii) A parcela de acerto inclui os ajustamentos anuais do encargo fixo, realizados entre o 1.º e o 10.º ano, e o ajustamento final do encargo fixo, respeitante ao período do 10.º ano em diante</p>	O artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 dispôs que são efetuados pagamentos mensais ao produtor, correspondentes à parcela fixa e à parcela de acerto,
Receber da RNT os pagamentos dos encargos de energia e dos serviços especiais, excluindo os serviços complementares (exceto <i>ilotage</i> das centrais termoelétricas) que não conferem direito a pagamentos adicionais	9.	<p>i) O encargo de energia estipulado pelos CAE foi incorporado na margem de mercado dos CMEC, tendo o valor previsional resultante do CVI sido incluído na parcela fixa dos CMEC.</p> <p>ii) A parcela de acerto inclui os ajustamentos anuais da margem de mercado, realizados entre o 1.º e o 10.º ano, e o ajustamento final da margem de mercado, respeitante ao período do 10.º ano em diante</p>	O artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 dispôs que são efetuados pagamentos mensais ao produtor, correspondentes à parcela fixa e à parcela de acerto,
Invocar motivos de Força Maior	15.3.	Em caso de motivos de força maior o coeficiente de disponibilidade considerado no cálculo dos ajustamentos anuais do encargo fixo é o coeficiente previsional ajustado (que desconsidera eventuais indisponibilidades ocorridas devido aos motivos de força maior)	A alínea d) do número 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, prevê a anulação dos efeitos na disponibilidade resultantes de motivos de força maior

CAE		Regime CMEC	
Disposição	Clausulado	Disposição	Enquadramento
“Impostos Relevantes” que surjam são incluídos como encargos dos CAE	21.1.	O regime dos CMEC não é expresso em relação a este aspeto, designadamente quando se cruza o estabelecido nos Acordos de Cessação e no próprio DL 2040/2004.	Para ambas as partes, os Acordos de Cessação extinguiram os direitos e obrigações decorrentes dos CAE (cláusula 2. ^a , n.º 3), contudo o DL 240/2004 define que os encargos fixos deverão ser ajustados para contemplar outras alterações legais (artigo 4.º do anexo I)
Indica que à data de início do contrato o produtor está isento do pagamento da contribuição autárquica, taxa de utilização da água de refrigeração, imposto sobre produtos petrolíferos no caso das termoelétricas (e caso fique sujeito serão incluídos nos encargos da central)	21.3.	Idem	Idem
Receber indemnização em caso de resolução do contrato, correspondente ao valor residual da central e caso haja incumprimento contratual por parte do produtor em 85% do valor residual	26.3.	Este direito foi extinto com a passagem para o regime dos CMEC, dado que o regime dos CMEC e o contexto em que foi estabelecido alterou as circunstâncias indemnizatórias previstas nos CAE Em caso de incumprimento, o produtor poderá ter que entregar um montante financeiro igual a parte ou a todas as compensações ainda não recebidas de CMEC, sem prejuízo de continuar a receber os montantes de compensação recuperados por aplicação da tarifa UGS	Os artigos 2.º e 3.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 definiu as bases para a atribuição da compensação associada à cessação do CAE
Após a resolução do contrato, o produtor não é obrigado e não tem responsabilidade em relação ao desmantelamento da central ou outros trabalhos de acondicionamento do local impostos por lei, os quais são por conta da RNT.	26.5.	Omisso no regime dos CMEC	

O quadro seguinte apresenta os aspetos específicos dos produtores termoelétricos.

Quadro 2-2 – Principais disposições estabelecidas nos CAE dos produtores termoelétricos

CAE		Regime CMEC	
Disposição	Clausulado	Disposição	Enquadramento
À data do fim do contrato, a RNT poderá optar por tomar posse da central, propor ao produtor a extensão de direito de superfície (podendo funcionar como produtor não vinculado) ou transferir a propriedade do sítio para o produtor sem prazo, passando a ser produtor não vinculado	26.1.	A cessação antecipada dos CAE nos termos previstos no presente diploma depende da atribuição aos produtores de licenças de produção não vinculadas de energia elétrica para os centros electroprodutores afetados, em conformidade com o disposto nos Decretos-Leis nos 182/95 e 183/95, ambos de 27 de Julho.	O artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 previu a substituição da licença de produção vinculada por licença de produção não vinculada

O quadro seguinte apresenta um resumo dos direitos dos produtores hidroelétricos consagrados nos CAE e alterações resultantes da transição para o regime dos CMEC.

Quadro 2-3 – Principais disposições estabelecidas nos CAE dos produtores hidroelétricos

Contrato de Aquisição de Energia		Regime CMEC	
Disposição	Clausulado	Disposição	Enquadramento
A RNT pode requerer ensaios de rendimento uma vez em cada 10 anos.	4.2.2.	Omisso	
Possibilidade de negociação da extensão do contrato, com uma antecedência mínima de 5 anos em relação ao seu término	25.	Na hipótese de os produtores pretenderem manter a exploração até ao termo da concessão do domínio hídrico, ao valor do CAE é deduzido o valor residual dos bens que, nos termos do respetivo título de concessão, não devessem reverter gratuitamente para o Estado no final do contrato;	Estava implícito na subalínea vii), da alínea a), do número 1, do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 e das condições suspensivas dos Acordos de Cessação. Foi posteriormente concretizado com a publicação o Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio

Contrato de Aquisição de Energia		Regime CMEC	
Disposição	Clausulado	Disposição	Enquadramento
		(Prazo de utilização do domínio público hídrico veio a ser estendido até ao fim da vida útil dos elementos de construção civil)	
À data de fim do contrato a RNT deverá, com antecedência de 1 ano, colocar a concurso o reequipamento e exploração da central	26.1.	Omisso	

2.4 CONDIÇÕES SUSPENSIVAS DA CESSAÇÃO DOS CAE

Os Acordos de Cessação dos CAE, assinados a 25 de janeiro de 2005 entre a EDP⁵ e REN, e as suas Adendas, assinadas a 15 de junho de 2007, incluem diversas especificações e detalhes, de índole financeira, administrativa e operacional, algumas das quais não se encontram explicitadas no Decreto-Lei n.º 240/2004. Adicionalmente, estes Acordos estabeleceram no seu clausulado um conjunto de condições suspensivas da cessação dos CAE, a maioria das quais já se encontravam inscritas no Decreto-Lei n.º 240/2004, que teriam de ser cumpridas cumulativamente e para todas as centrais cujo CAE iria cessar. Estas condições suspensivas são diferentes entre centrais termoelétricas e centrais hidroelétricas e, em geral, visavam assegurar que todos os passos necessários à transição de operação das centrais para regime de mercado, bem como os parâmetros necessários ao cálculo do valor inicial dos CMEC e dos respetivos ajustamentos anuais fossem publicados pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Pelo valor económico que têm associado, consideram-se da maior relevância as seguintes:

- Substituição das licenças de produção vinculadas, com um prazo coincidente com o dos CAE, por licenças de produção não vinculadas sem termo. Esta substituição de licenças de produção foi prevista no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 e não contradiz o que estabelecia os CAE;
- Concessão à entidade concessionária da RNT dos direitos de utilização do domínio público hídrico por um prazo não inferior à vida útil dos equipamentos e das obras de engenharia civil dos

⁵ Mais precisamente a CPPE, atual EDP Produção.

centros hidroelétricos cujo CAE foi cessado, e subsequente subconcessão destes direitos pela entidade concessionária da RNT ao produtor por prazo idêntico. Esta condição, que contradiz o estabelecido nos CAE, não foi prevista no Decreto-Lei n.º 240/2004 e viria a ser concretizada pelo Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio, e legislação complementar. No ponto 4.1 do presente estudo aprofunda-se a análise a este tópico;

- Para ambas as partes, extinção de todos os direitos e obrigações decorrentes dos CAE, sendo referido a atribuição de direitos pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, sem menções a obrigações. Decorrente desta cláusula, os testes de disponibilidades, previstos nos CAE, ficaram sem provimento legal ou contratual. No ponto 4.2 identificam-se os efeitos da abolição destes testes.

Os Acordos de Cessação referem ainda que durante a execução dos CAE houve diversas alterações ao clausulado e respetivos anexos, concretizadas em registos de alteração e adendas que foram listados no Anexo II dos Acordos de Cessação, alterações estas que têm repercussão no cálculo das compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE.

Juntamente com os Acordos de Cessação foi ainda assinada uma Declaração Complementar entre a REN e a CPPE (atual EDP Produção), datada de janeiro de 2005, relativa a aspetos técnicos e de negócio que impactam nas compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE. Esta Declaração Complementar inclui em anexo o cálculo do valor inicial dos CMEC determinado nessa data, cujo montante ascendia a 3 356 milhões de euros, e os procedimentos de cálculo da revisibilidade anual dos CMEC. As Adendas aos Acordos de Cessação, assinadas em julho de 2007, incluíram a alteração do cálculo do valor inicial dos CMEC, determinado em junho de 2007, no montante total de 833 milhões de euros e incluíram detalhes adicionais sobre as metodologias e parâmetros de cálculo dos ajustamentos anuais e do ajustamento final dos CMEC.

2.5 RESOLUÇÃO DO CONTRATO E INDEMNIZAÇÃO PREVISTA NO CAE

Os CAE incluíam cláusulas específicas para a resolução do contrato, nas seguintes situações:

1. Incumprimento de condições contratuais:
 - o Direito de resolução por parte do produtor, caso se verifiquem faltas de pagamento da RNT, falhas da RNT que produzam efeitos materiais relevantes, perda de concessão da exploração da rede pela concessionária da RNT;

- o Direito de resolução por parte da entidade concessionária da RNT, caso se verifiquem indisponibilidades⁶ de produção de energia ativa por períodos ininterruptos superiores a 1 ano.
2. Resolução unilateral por parte da entidade concessionária da RNT, até 5 anos antes do término do contrato, mediante proposta da Entidade de Planeamento, confirmada pela Entidade Reguladora, quando se verificassem as seguintes circunstâncias: i) degradação tecnológica do centro electroprodutor, que torne a sua exploração inviável, ou ii) alterações legislativas que obriguem a investimentos vultuosos no centro electroprodutor.

Registe-se, igualmente, que caso a resolução do contrato decorresse de incumprimento do produtor, o montante da indemnização a pagar pela RNT ao produtor seria o equivalente a 85 % do valor residual. Nos restantes casos acima referidos a resolução do contrato obrigava ao pagamento do valor residual do centro electroprodutor.

No entanto, a cessação dos CAE efetivada no dia 1 de julho de 2007 não se enquadra em nenhuma das situações acima descritas. Conforme anteriormente referido, a necessidade de cessação dos CAE resultou de uma alteração do contexto legal a nível Europeu, consubstanciada na publicação da Diretiva n.º 2003/54/CE, de 26 de junho, que estabeleceu as novas regras aplicáveis ao mercado interno de eletricidade, alterando por esse motivo o quadro legal que justificava os direitos e deveres explicitados nos referidos contratos. Por força desta Diretiva, os CAE, celebrados ao abrigo do Decreto-Lei n.º 183/95, deixaram de poder vigorar na ordem jurídica nacional, implicando a sua caducidade, por motivo que se sobrepôs objetivamente quer à vontade do Estado Português, quer à vontade das partes contratantes.

Assim, citando o Parecer da ERSE ao projeto de diploma que daria origem ao Decreto-Lei n.º 240/2004: “Esta realidade altera significativamente as circunstâncias legais e factuais em que as partes fundaram a celebração do CAE. Ora, a modificação das circunstâncias em que as partes celebraram os CAE tem previsão na disciplina do artigo 437.º do Código Civil. Ou seja: a extinção dos CAE por força da transposição da Diretiva 2003/54/CE, ou pela sua invocação, altera as circunstâncias indemnizatórias previstas no Decreto-Lei n.º 183/95”.

Finalmente, importa referir que caso, houvesse incumprimento dos deveres estabelecidos no acordo de cessação, perda de licença de produção ou insolvência, o produtor continuaria a receber a compensação pela cessação antecipada através da aplicação da tarifa UGS, pese embora possa ter que pagar o montante remanescente da compensação ainda não recebida, mediante decisão do membro do Governo responsável pela área de energia que fixe os termos e as condições para o respetivo pagamento, ouvida a Direcção-Geral de Geologia e Energia e a ERSE.

⁶ Exceto se as indisponibilidades forem evidenciadas pelo produtor e tais evidências sejam certificadas pela Entidade Reguladora.

3 ANÁLISE DOS ASPETOS FINANCEIROS SUBJACENTES À TRANSIÇÃO PARA O REGIME DOS CMEC

O ponto 2.2 descreve, sumariamente, a metodologia de cálculo dos CMEC, quer do seu valor inicial, quer das parcelas anuais a recuperar através das tarifas. Essa metodologia pressupõe, entre outras componentes, a atualização e capitalização de diversos *cash flows*.

As taxas de juros são assim uma componente essencial na determinação do valor dos CMEC (tanto do valor inicial como dos valores que são pagos anualmente através das tarifas). Na metodologia definida no Decreto-Lei n.º 240/2004 para cálculo dos CMEC (tal como explicitada no capítulo 3) estão previstas diversas taxas de juros. As taxas com maior impacte material são as seguintes:

- Taxas de remuneração do imobilizado dos centros electroprodutores implícitas nos CAE, utilizadas para cálculo do encargo fixo anual esperado;
- Taxa de atualização dos encargos fixos e dos rendimentos líquidos dos centros electroprodutores que permite determinar o valor atual dos CMEC, ou seja, da compensação devida pela cessação antecipada dos CAE;
- Taxa utilizada no cálculo da anuidade a incluir nas tarifas, a partir do valor inicial;
- Taxa de atualização dos *cash flows* associados ao cálculo do ajustamento final dos CMEC;
- Taxa de juro para calcular as anuidades correspondentes ao valor do ajustamento final dos CMEC.

Estas taxas são utilizadas de uma forma faseada na determinação dos CMEC e, embora a sua utilização e metodologia tivessem sido previstas em 2004 com a aprovação do Decreto-Lei n.º 240/2004, como se verá adiante neste capítulo o seu efetivo valor apenas ficou definido posteriormente, designadamente em 2007 e em 2013.

3.1 TAXAS DE REMUNERAÇÃO DO IMOBILIZADO DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

A recuperação dos CMEC por parte dos produtores processa-se através do pagamento de anuidades referentes aos valores brutos de cessação antecipada dos CAE. Como referido anteriormente, o valor bruto da cessação antecipada de um CAE resulta da diferença entre o valor atual do encargo fixo anual do centro electroprodutor, estimado para todo o período contratado no CAE, e os rendimentos decorrentes da estimativa de venda de energia elétrica a um preço médio de mercado de 50 €/MWh, líquidos dos encargos variáveis anuais de produção estimados para o mesmo período. A quase totalidade dos encargos fixos corresponde à remuneração e à amortização do ativo líquido dos centros electroprodutores aos quais dizem respeito.

As taxas de remuneração dos ativos líquidos afetos aos centros electroprodutores que celebraram acordos de cessação dos CAE foram estabelecidas em meados da década de 90 do século passado, aquando da celebração dos respetivos CAE, refletindo as condições de mercado de capitais existentes na época. Estas taxas correspondem a 8,5% reais, sendo a sua evolução indexada a um conjunto de deflatores.

3.2 TAXA DE ATUALIZAÇÃO DOS ENCARGOS FIXOS E DOS RENDIMENTOS LÍQUIDOS

Como foi referido anteriormente, o valor bruto da compensação corresponde ao valor atual para cada centro electroprodutor dos encargos fixos subtraídos dos rendimentos líquidos dos custos variáveis de produção, estimados para todo o período contratado no respetivo CAE. A taxa de atualização a utilizar para o cálculo deste valor atual, tal como determinado no Decreto-Lei n.º 240/2004, corresponde à taxa de rendimento do mercado da dívida pública portuguesa com maturidade residual mais próxima da vida média remanescente dos CAE, acrescida de 0,25 pontos percentuais. Tendo em conta a taxa das Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos, ocorrida em julho de 2004, esta taxa correspondeu a 4,85%, refletindo as condições vigentes no mercado de capitais àquela data. Registe-se, contudo, que esta taxa é muito inferior à taxa de remuneração do imobilizado líquido implícita nos CAE, referida no ponto anterior (8,5%), e à taxa referenciada ao custo de capital do produtor que foi definida na mesma data em 7,55%.

3.3 TAXA UTILIZADA NO CÁLCULO DA ANUIDADE A INCLUIR NAS TARIFAS

No Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, prevê-se que o encargo correspondente ao montante inicial dos CMEC calculado em 1 de julho de 2007 (833 milhões de euros) fosse integrado anualmente na tarifa UGS, até à data de cessação originalmente prevista para o CAE com o prazo mais longo (2027), através de uma componente denominada “parcela fixa”, que corresponderia ao cálculo de uma anuidade para esse período de tempo. De acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, a taxa de juro a utilizar para o cálculo da anuidade (“parcela fixa”) a ser recuperada através das tarifas de eletricidade, deveria ser a menor das seguintes taxas:

- A taxa nominal referenciada ao custo médio de capital do produtor, a definir pelo Governo com antecedência mínima de 15 dias em relação à data de cessação antecipada dos CAE;
- A taxa de juro anual associada aos pagamentos aos detentores de valores mobiliários titularizados, caso o CMEC inicial fosse titularizado, ou seja, caso a EDP cedesse a terceiros, para efeitos de titularização, o direito a receber a anuidade correspondente à parcela fixa através da tarifa (possibilidade essa prevista nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004).

Uma vez que o montante inicial de CMEC não foi titularizado, no cálculo da anuidade em julho de 2007 utilizou-se uma taxa baseada no custo de capital da atividade de produção de eletricidade, a qual foi

definida nessa data, através da Portaria n.º 611/2007, de 15 de junho, em 7,55% para a EDP – Gestão de Produção de Energia, S.A. (anteriormente CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade). Para esta taxa de juro, o valor da anuidade corresponde a 81 milhões de euros. Note-se que esta taxa é significativamente superior à taxa de 4,85% utilizada na mesma data para descontar os *cash flows* que incorporam o cálculo do valor inicial dos CMEC.

Em 2013, com efeitos reportados ao início desse ano, a taxa utilizada no cálculo da anuidade foi alterada para 4,72%, através do Decreto-Lei nº 32/2013, de 26 de fevereiro, e da Portaria nº 85-A/2013, de 27 de fevereiro, pelo que o valor da anuidade a incorporar na parcela fixa dos CMEC a ser recuperada pelas tarifas passou de 81 milhões de euros para 68 milhões de euros até ao final do período de vigência dos CMEC.

3.4 TAXA DE JURO PARA DESCONTAR OS CASH FLOWS ASSOCIADOS AO CÁLCULO DO AJUSTAMENTO FINAL DOS CMEC

À semelhança do que se aplicou ao cálculo do valor inicial dos CMEC, e de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, a taxa de juro a utilizar para calcular o valor atual dos *cash flows* futuros referentes ao ajustamento final dos CMEC, corresponde à taxa de rendimento do mercado da dívida pública portuguesa com maturidade residual mais próxima da vida média remanescente dos CAE em vigor no início do 1.º ano civil a que se reporta o ajustamento final (ou seja, 2017), acrescida de 0,25 pontos percentuais. Esta taxa dependerá da maturidade média ponderada pelos valores dos *cash flows* remanescentes a descontar. A determinação desta taxa dependerá, assim, do cálculo do ajustamento final.⁷

3.5 TAXA DE JURO PARA CALCULAR A ANUIDADE CORRESPONDENTE AO VALOR DO AJUSTAMENTO FINAL DOS CMEC

Nos artigos 7.º e 8.º do anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004 encontra-se explicitado o método de cálculo do ajustamento final e do montante a integrar na parcela de acerto. Relativamente à taxa de juro a utilizar para o cálculo da renda anual correspondente ao montante do ajustamento final dos CMEC, o artigo 8.º acima mencionado remete para a alínea b) do número 4 do artigo 5.º do mesmo Decreto-Lei, a qual acaba por remeter para “*portaria do membro do Governo responsável pela área da energia*”. Atualmente está em vigor a Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, que fixou a taxa de cálculo da renda anual a integrar na

⁷ Considerando o cálculo efetuado no estudo preliminar elaborado pela REN e pela EDP titulado “Cálculo da componente energética do valor do ajustamento final para as centrais térmicas e hídricas da EDP Produção”, o qual segue a metodologia estabelecida no Decreto-lei nº 240/2004, essa taxa será de 2,04%, tendo por base uma vida média dos *cash flows* remanescentes de cerca de 4 anos e meio.

parcela fixa em 4,72%, taxa esta que neste momento é bastante superior à taxa das OTs de médio prazo que será utilizada para calcular o valor atual do ajustamento final dos CMEC e que deverá estar próxima de 2%, pelos motivos explicitados no ponto anterior.

3.6 ANÁLISE DAS OPÇÕES TOMADAS EM 2004, 2007 E 2013

A necessidade de definir taxas para o cálculo do valor atualizado dos CMEC, à data da cessação antecipada dos CAE, e para o cálculo da respetiva renda anual a repercutir nas tarifas até 2027, prende-se com a opção de tentar alisar o impacto dos *cash flows* dos CMEC a repercutir nas tarifas, de modo a evitar uma elevada variabilidade tarifária associada a este mecanismo e, de certo modo, com a intenção inicial de permitir a titularização destes *cash flows*. Caso não se pretendesse alterar o perfil de pagamentos dos *cash flows* dos CMEC, não teria sido necessário calcular o valor atual destes *cash flows*.

A escolha das diferentes taxas de juro a utilizar para o cálculo do valor atualizado dos CMEC e para o cálculo da respetiva renda anual, não foi a mais adequada. Em particular, não se encontra fundamento para a escolha de uma taxa utilizada para descontar os *cash flows* dos CMEC no cálculo do valor inicial (4,85%) significativamente inferior à taxa utilizada para o cálculo das rendas anuais (7,55%) aplicadas a esses mesmos *cash flows* no mesmo momento. Tal prática não garante a manutenção do equilíbrio económico do regime dos CMEC face aos CAE. Esta opinião já tinha sido anteriormente apontada e fundamentada pela ERSE tanto no seu Parecer de maio de 2004 como no documento “Análise da aplicação do Decreto-Lei nº. 240/2004” de março de 2005. Nesse documento a ERSE estimou o impacto financeiro de se utilizarem taxas significativamente diferentes para a atualização dos *cash flows* e para o cálculo da renda anual. No entanto, algumas das variáveis ainda não eram conhecidas à data (designadamente a taxa para o cálculo da renda anual) e determinados pressupostos (como a data de cessação e o preço estimado de mercado, e consequentemente o valor inicial dos CMEC) alteraram-se desde então, pelo que os valores aí apresentados se encontram desatualizados. Esta opinião da ERSE será revisitada de seguida.

A neutralidade económica da passagem do regime dos CAE para o regime dos CMEC corresponde à manutenção do valor desses contratos com a passagem para o regime dos CMEC. A valorização desses contratos consiste, na prática, na avaliação dos *cash flows* expeáveis associados a estes contratos, processo que é em tudo semelhante à avaliação de um qualquer investimento.

A avaliação de um investimento tem subjacente: i) o risco associado ao investimento, isto é, a incerteza quanto ao recebimento no futuro dos ganhos previstos para o investimento: ii) o tempo associado ao investimento, desde do momento inicial em que se realiza o investimento, até ao do fim dos fluxos financeiros associados ao projeto. Estes dois fatores (o efeito risco e o efeito temporal) devem estar incorporados na taxa de atualização de *cash flows*, tais como os *cash flows* associados ao cálculo do valor inicial dos CMEC.

Uma renda anual paga durante um determinado período consiste igualmente num conjunto de *cash flows* a serem recuperados durante um determinado período, embora de montante fixo. Assim, a taxa a aplicar a esses *cash flows* deverá igualmente incluir o efeito risco e o efeito temporal.

Tendo em conta que a taxa aplicada à atualização dos *cash flows* e a taxa usada para calcular a renda anual de recuperação do valor descontado desses *cash flows* incidem sobre os mesmos fluxos económicos (as previsões dos encargos fixos subtraídos das centrais com CAE dos rendimentos líquidos dos custos varáveis de produção) e para horizontes semelhantes⁸, não se justifica que essas taxas tenham diferenças materialmente relevantes.

Quanto à escolha específica desta combinação de taxas, poder-se-ia ter tomado duas opções. Uma primeira opção corresponderia a optar por considerar os *cash flows* associados aos CMEC, a receber através das tarifas, como *cash flows* com pouco risco (risco do sistema elétrico português, próximo do risco Estado), isolados dos restantes negócios da EDP, entendendo-se então que a taxa utilizada para o desconto dos *cash flows* e cálculo do respetivo valor inicial, bem como para o cálculo da anuidade, deveria ter sido próxima de 4,85%. Esta parece ser a opção implícita na legislação aplicável, até porque foi prevista a possibilidade de titularização destes *cash flows*.

Na segunda opção, os *cash flows* associados aos CMEC seriam considerados parte integrante do negócio da EDP, de modo a complementarem o negócio de produção de energia em mercado, por forma a manterem a EDP numa situação semelhante àquela em que operava enquanto vigoraram os CAE. Neste caso, a taxa apropriada para descontar os *cash flows* dos CMEC seria a taxa que refletisse o custo médio de capital da EDP para a atividade de produção de eletricidade, nas condições de mercado de julho de 2007, taxa essa que foi definida em 7,55%. Nesta opção, poder-se-ia considerar que a taxa utilizada para calcular a renda anual também seria cerca de 7,55%, representando o custo de oportunidade da EDP de prescindir do investimento desses montantes no seu negócio, ao recebê-los mais tarde por via do regime dos CMEC.

O Quadro 3-1 e a Figura 3-1 demonstram o efeito de se utilizar as várias combinações de taxas, tanto na atualização dos *cash flows* do valor inicial, como no cálculo da renda anual. Nesta análise incluiu-se também uma alternativa que reflete as condições potencialmente aplicáveis ao cálculo do ajustamento final dos CMEC, tendo-se optado para esse efeito descontar e anualizar esses fluxos com a taxa de 2,04%.

⁸ A vida média remanescente dos CAE à data era cerca de 7 anos, enquanto o período médio de aplicação das rendas é de 10 anos.

Quadro 3-1 – Impacte das taxas de juro no valor dos CMEC atualizado a 1 de julho de 2007 e na renda anual a pagar até 2027

		Taxa renda anual			
		10 ³ EUR	2.04%	4.85%	7.55%
Tx NPV		Valor Inicial CMEC	Renda anual		
	2.04%	1 078 402	64 896	84 188	105 043
	4.85%	833 456	50 156	65 066	81 184
	7.55%	660 703	39 760	51 580	64 357

Figura 3-1 – Evolução da renda anual para diferentes taxas de desconto e de capitalização



Face ao exposto, considera-se que a utilização de taxas muito diferentes para a atualização e capitalização dos CMEC na mesma data, pressupõe que se estivessem a considerar pressupostos muito diferentes para os mesmos *cash flows* (designadamente quanto ao risco a eles associado), consoante o objetivo (desconto ou capitalização), o que não se afigura correto pelos motivos já expostos.

Em 2013, com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, e da Portaria nº 85-A/2013, de 27 de fevereiro, os quais estabeleceram uma nova taxa de 4,72% para o cálculo das rendas anuais remanescentes, esta divergência de taxas foi parcialmente corrigida, reduzindo-se a renda anual

até ao final do período de vigência do mecanismo dos CMEC de 81 milhões de euros para 68 milhões de euros, com o efeito demonstrado na seguinte figura:

Figura 3-2 – Impacte da revisão da taxa de juro em 2013 (4,72%) na renda da parcela fixa dos CMEC



O Quadro 3-2 apresenta o montante de rendas totais para as combinações de taxas de juro (de atualização e capitalização) consideradas razoáveis, e compara-as com a situação inicial (taxa de atualização de 4,85% e taxa de capitalização de 7,55%) e com a situação ocorrida desde 2013 (taxa de atualização de 4,85% e taxa de capitalização de 7,55% até 2013 e de 4,72% a partir daí).

Quadro 3-2 – Impacte das combinações de taxa de juro no montante de renda total

		Taxa renda anual					
		10 ³ EUR	2,04%	4,85%	7,55%	7,55%	7,55% e 4,72%
		Valor Inicial CMEC	Renda total				
			Alternativas		Situação inicial	Situação atual	
Tx NPV	2,04%	1 078 402	1 330 209				
	4,85%	833 456	1 333 469		1 663 536	1 458 734	
	7,55%	660 703	1 318 729				

Como se observa no Quadro 3-3, assumindo o valor inicial de 833 milhões de euros, se se considerar a hipótese de que no cálculo inicial (em 2007), a taxa utilizada para cálculo da renda anual deveria ter sido 4,85% (igual à taxa de desconto na altura), então a renda total deveria ser cerca de 330 milhões de euros inferior ao montante definido inicialmente e que resultou das taxas definidas à data. A nova taxa de 4,72% introduzida em 2013 permitiu reduzir o montante total de renda anual em cerca de 205 milhões de euros,

face ao valor total de renda anual (parcela fixa) para o período de duração dos CMEC definida inicialmente, pelo que o montante que faltaria ainda recuperar face à situação desejável seria de 125 milhões de euros⁹.

Quadro 3-3 – Montantes de renda anual em excesso

10⁶ EUR

	Taxa renda	Renda total
V inicial 833 M euros (@ 4,85%)	A 7,55% (2007)	1 663 536
	B 4,85% (igual taxa val 2007)	1 333 469
	C= A - B	330 066
	D 7,55% e 4,72% (real 2013)	1 458 734
	E= A - D	204 802
	F= C - E	125 264
V inicial 1 078 M euros (@ 2,04%)	G 2,04%	1 330 209
	H= D - G	128 525

Em alternativa, tal como observado no Quadro 3-3, caso considerasse que a opção correta seria recalcular o valor atual e a renda anual utilizando a taxa sugerida para o ajustamento final (2,04%), atingir-se-ia um montante total de rendas a pagar pelo sistema de cerca de 1 330 milhões de euros ou seja, haveria ainda cerca de 128 milhões de euros a recuperar face ao montante total de rendas (parcela fixa) a pagar atualmente pelo sistema. Deste modo, a aplicação de uma taxa igual a 2,04% ou de uma taxa igual a 4,85%, tanto para o cálculo do valor inicial como para o cálculo da renda, resulta, como seria de esperar, em valores muito próximos¹⁰ de rendas totais a pagar (1330 milhões de euros, versus 1333 milhões de euros).

⁹ Caso se considerasse que a nova taxa de 4,72% definida em 2013 deveria ter sido utilizada desde o início, então o montante ainda a recuperar relativamente à situação definida em 2007 seria de 140 milhões de euros.

¹⁰ As diferenças resultam dos perfis dos *cash flows* do valor inicial e das rendas não serem exatamente iguais.

3.7 RECOMENDAÇÕES E IMPLICAÇÕES PARA O CÁLCULO DO AJUSTAMENTO FINAL

De acordo com a metodologia definida no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, no processo de avaliação do valor do ajustamento final em curso, têm novamente de ser aplicadas taxas tanto para o cálculo do valor atual como para a determinação da renda anual a incluir na parcela de acerto. Tal como acima exposto, se fossem seguidas as orientações da legislação em vigor, deveria escolher-se uma taxa de cerca de 2% para o desconto dos *cash-flows* estimados para o ajustamento final, que não reflete nem a taxa aplicada no cálculo do valor inicial dos CMEC, de 4,85%, nem a taxa atualmente em vigor de definição da renda anual a refletir na parcela de acerto, de 4,72%. Esta situação cria mais uma vez o desfasamento de taxas questionado pela ERSE, levando a um agravamento desnecessário dos custos para o sistema elétrico. A solução poderia passar pela publicação de uma nova Portaria, equivalente à Portaria 85-A/2013, de 27 de fevereiro, que definisse uma nova taxa de capitalização. Esta taxa deveria ser próxima da taxa de rendimento do mercado da dívida pública portuguesa com maturidade residual mais próxima da vida média remanescente dos CAE, em vigor no início do 1.º ano civil a que se reporta o ajustamento final, acrescida de 0,25 pontos percentuais, ou seja cerca de 2%, como se viu no ponto 3.4.

Uma nova taxa determinada por esta via poderia aplicar-se também à parcela fixa dos CMEC até ao final do período de vigência dos CMEC, permitindo a recuperação pelo sistema de grande parte do diferencial de aproximadamente 125 milhões de euros que se considera terem sido indevidamente cobrados, como foi acima explicado. Por exemplo, a utilização de uma taxa de 2,04% para cálculo da renda da parcela fixa a partir de 2018 levaria a uma redução do diferencial de renda anual total face à situação considerada adequada para cerca de 40 milhões de euros¹¹. Este cenário encontra-se representado no Quadro 3-4¹².

Quadro 3-4 – Montantes de renda anual em excesso com nova taxa de 2,04% em 2018

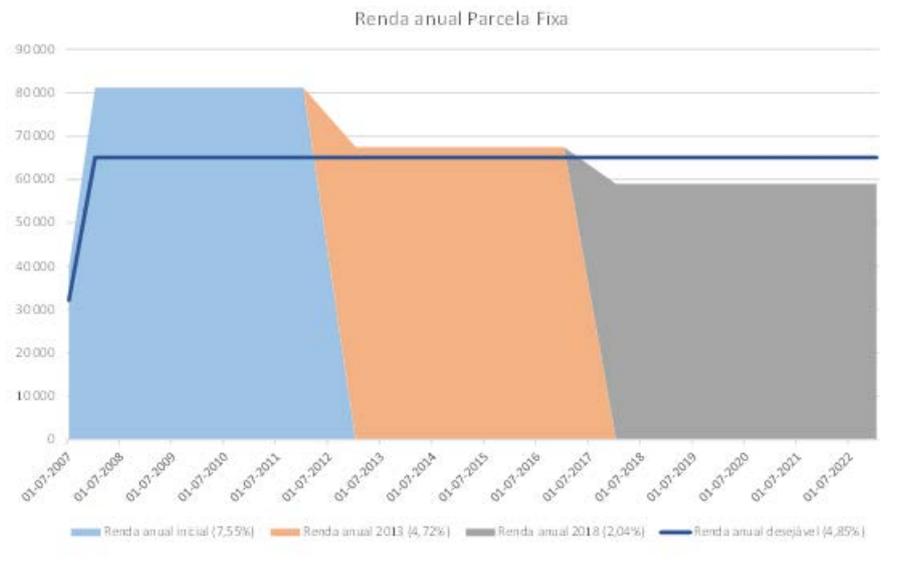
	10 ³ EUR	
	Taxa renda	Renda total
A	7,55% (2007)	1 663 536
B	4,85% (igual taxa val 2007)	1 333 469
C=	A - B	330 066
D	7,55%, 4,72% (2013), 2,04% (2018)	1 373 151
E=	A-D	290 384
F=	C - E	39 682

Valor inicial 833 milhões euros (@ 4,85%)

¹¹ O que representa uma recuperação de cerca de 86 milhões de euros face à situação atual.

¹² Para se recuperarem a totalidade dos 125 milhões de euros, teria que se aplicar uma taxa de cerca de 0,75%.

Figura 3-3 – Impacte de uma nova taxa de juro (2,04%) a partir de 2018 na renda da parcela fixa dos CMEC



4 IMPACTOS DIRETAMENTE QUANTIFICÁVEIS DECORRENTES DA TRANSIÇÃO PARA O REGIME DOS CMEC

Neste ponto, são apresentados um conjunto de impactes decorrentes da cessação antecipada dos CAE e da consequente passagem para o regime dos CMEC que não digam respeito aos aspetos financeiros, referidos no ponto anterior. Os impactes aqui referidos são os que se consideram ser diretamente quantificáveis. As implicações da aplicação do regime dos CMEC e da cessação dos CAE não se esgota aos aspetos aqui mencionados. Outros impactes poderiam ser referidos tais como a atribuição de licenças de produção não vinculadas¹³ ou a não aplicação da metodologia de aprovisionamento do carvão de Sines previsto no seu CAE¹⁴, que não são diretamente quantificáveis.

4.1 EXTENSÃO DA UTILIZAÇÃO DO DOMÍNIO PÚBLICO HÍDRICO

Os CAE das centrais hídricas e térmicas tinham cláusulas para a negociação da extensão do contrato (cláusula 25.^a), bem como cláusulas com direitos e obrigações a observar na resolução do contrato (cláusula 26.^a). Previam igualmente, no caso das hídricas a realização de concursos para o reequipamento do aproveitamento e sua exploração, enquanto no caso das térmicas previa a opção, pela concessionária da RNT, de (i) tomar posse da central e do local onde se encontra, (ii) propor ao produtor a extensão dos direitos de superfície sobre o local e a exploração da central, embora como produtor não vinculado, (iii) transferir a propriedade do local para o produtor que passará a produtor não vinculado.

A atribuição da extensão da utilização do domínio público hídrico como condição obrigatória para a celebração dos Acordos de Cessação, em janeiro de 2005, antecedeu a publicação do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio, que concretizou esta pretensão da EDP Produção para cada um dos centros hidroelétricos até ao fim da vida útil dos elementos de construção civil. A negociação deste diploma entre a EDP Produção e o Estado Português, foi concluída com um pagamento de 759 milhões de euros. Este valor foi calculado com princípios de cálculo financeiro similares aos usados nos CMEC, com taxas de atualização e de capitalização diferenciadas, com os quais a ERSE discorda, conforme descrito no ponto 3.6.

¹³ A passagem de uma licença de produção vinculada com um prazo igual ao do CAE, para uma licença de produção não vinculada sem termo em consequência da aplicação do regime dos CMEC, configura um benefício económico.

¹⁴ O CAE incluía uma metodologia de cálculo dos custos de aprovisionamento de carvão que promovia a diversificação das fontes e a eficiência na aquisição. Com os CMEC, esta metodologia foi anulada, porque o custo do carvão considerado para o cálculo dos CMEC passou a ser indexado a um índice.

4.2 TESTES DE DISPONIBILIDADE

Os Acordos de Cessação referem no número 3 da cláusula 2.^o que todos os direitos e obrigações para a entidade concessionária da RNT e para o Produtor são extintos, tendo sido atribuídos os direitos e obrigações para ambas as partes que foram previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, com especificadas pelos Acordos de Cessação e suas Adendas.

Desta forma, os testes de disponibilidade às centrais acabaram com o início dos CMEC, dado que o Decreto-Lei n.º 240/2004 não incorporou quaisquer disposições a este respeito. Sem enquadramento legal para testar a disponibilidade das centrais com CMEC, a disponibilidade declarada pelo produtor tem um reflexo direto no cálculo dos coeficientes de disponibilidade (k_m) e conseqüentemente nos encargos fixos anuais. Nota-se que o simples facto de existirem testes de disponibilidade, com penalidades associadas em caso de incumprimento, promovem a prudência e a aderência à realidade nas declarações de disponibilidade feitas pelo produtor. Pelo contrário, a ausência total deste tipo de testes, por não terem sido previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004 nem nos Acordos de Cessação, cria condições de impunidade para as centrais que não produzem, particularmente as que não colocam ofertas de venda no mercado ou fazem ofertas que não são “casadas”, sendo assim impossível verificar se a disponibilidade declarada é real. Como a remuneração da central está diretamente associada à disponibilidade, o fim dos testes à disponibilidade das centrais incentiva as mesmas a declararem uma disponibilidade superior à que efetivamente se verificava.

Nestes casos não é possível assegurar que os encargos fixos que foram pagos aos produtores, muitas vezes corrigidos por excesso por via dos coeficientes k_m , corresponda a uma disponibilidade efetiva das centrais. A ausência de enquadramento legal para a verificação da disponibilidade das centrais cujo CAE iria cessar foi identificada no parecer da ERSE de maio de 2004, nomeadamente no ponto 12.11. Nessa ocasião, para além de se recomendar a introdução de mecanismos de verificação de disponibilidade foi também sugerida a criação de incentivo que promovesse disponibilidades reais elevadas.

Por outro lado, as disponibilidades garantidas inscritas nos CAE impactam neste coeficiente de forma inversamente proporcional, isto é, a diminuição da disponibilidade garantida aumenta o coeficiente k_m . Nos casos em que este coeficiente é superior a 1, a central declarou uma disponibilidade superior à garantida no contrato original (CAE), acrescentando valor ao encargo fixo na mesma proporção.

Como se pode ver nas seguintes figuras, algumas centrais tiveram aumentos substanciais dos coeficientes k_m nos últimos anos em que tiveram CMEC, como são disso exemplo a central de Setúbal e as centrais hidroelétricas do Douro Internacional. Estas últimas estiveram condicionadas devido a reforço de potência, o que limitou a disponibilidade/produção das mesmas.

Conforme acima referido, a evolução dos coeficientes k_m depende não só das disponibilidades declaradas, mas também das disponibilidades garantidas, que foram definidas no momento da assinatura dos CAE.

Figura 4-1 – Disponibilidade garantida e coeficiente de disponibilidade da central de Setúbal

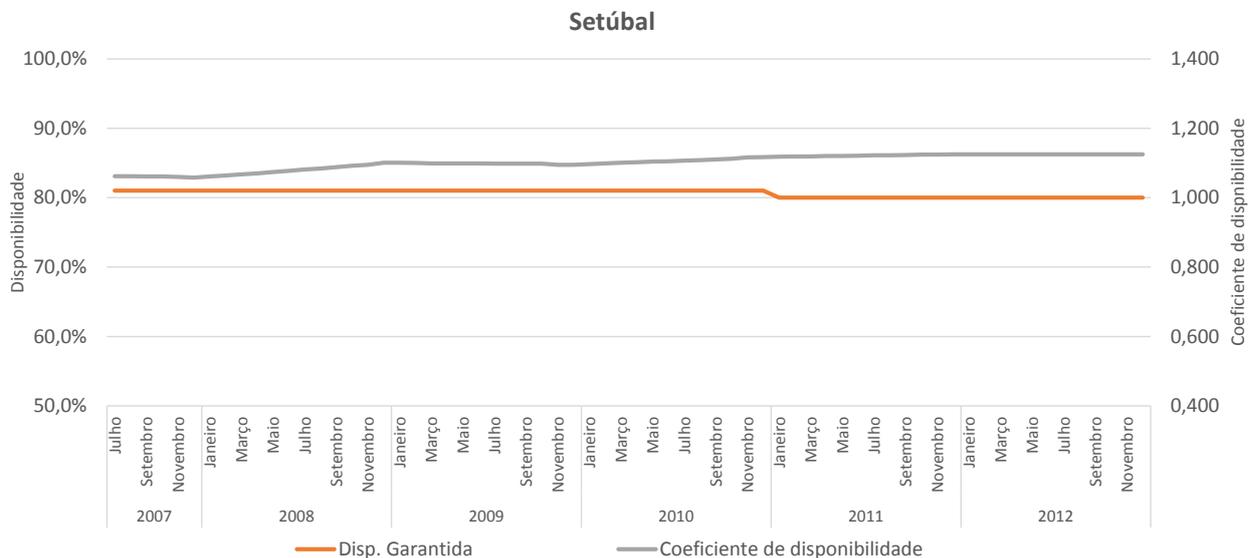
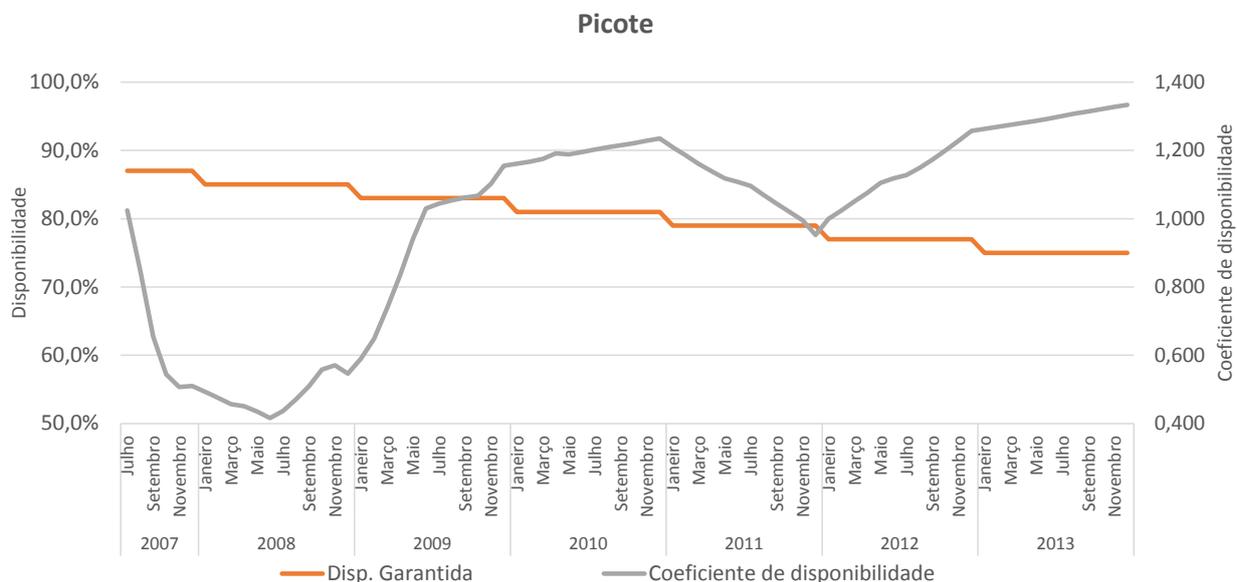


Figura 4-2 – Disponibilidade garantida e coeficiente de disponibilidade da central do Picote



O quadro seguinte apresenta as diferenças entre os encargos fixos corrigidos pelos coeficientes k_m , resultantes das declarações de disponibilidade do produtor entre o 2.º semestre de 2007 e o ano de 2016,

e os encargos fixos que resultariam de disponibilidade declarada igual à disponibilidade garantida prevista nos CAE, ou seja, com k_m igual a 1. As diferenças acumuladas ascendem a cerca de 361 milhões de euros até ao final de 2016, a que corresponde um valor médio anual de acréscimo dos encargos fixos da totalidade das centrais com CMEC de 38 milhões de euros.

Quadro 4-1 – Diferenças nos encargos fixos assumindo a disponibilidade garantida nos CAE ($k_m=1$)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total Central
Sines	1 717	2 654	11 603	13 572	15 102	13 457	9 828	11 467	14 955	10 870	105 225
Setúbal	3 024	7 980	9 601	10 388	11 999	12 040	0	0	0	0	55 032
Carregado	5 591	12 130	11 623	11 592	0	0	0	0	0	0	40 936
Barreiro - eletricidade	1 057	1 795	1 451	0	0	0	0	0	0	0	4 303
Tunes	112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112
Alto Lindoso	2 390	2 045	1 985	3 768	6 763	1 742	2 240	3 659	3 290	2 950	30 833
Touvedo	147	183	125	224	221	59	79	247	236	167	1 687
Alto Rabagão	129	130	679	319	527	963	1 184	803	1 059	0	5 792
Venda Nova	235	635	630	627	761	-1 300	-3 201	811	746	0	-56
Frades	207	396	-5 199	-2 238	-3 419	159	434	-304	-1 526	947	-10 542
Paradela	424	1 446	1 336	-319	-75	965	1 201	-1 060	-875	0	3 044
Salamonde	214	114	317	781	557	281	334	320	0	0	3 198
Vilarinho Furnas	-141	-522	610	583	462	1 231	1 299	604	485	426	5 037
Caniçada	172	420	339	277	394	423	210	273	494	0	3 003
Miranda I	327	853	759	778	1 213	2 057	2 661	0	0	0	8 649
Miranda II	-1 680	-1 404	760	-4 168	158	1 110	598	0	0	0	-4 626
Picote	-1 911	-6 181	-710	2 305	1 062	1 474	3 397	0	0	0	-564
Bemposta	1 061	1 946	2 033	141	844	3 558	5 053	0	0	0	14 635
Pocinho	744	1 268	1 014	1 171	1 700	1 669	989	770	1 044	1 221	11 590
Valeira	667	1 793	1 792	1 583	1 040	1 073	1 351	1 021	1 155	1 219	12 694
Tabuaço	194	471	143	663	1 427	813	453	448	279	344	5 235
Régua	571	-501	-1 013	1 194	1 786	1 925	2 896	3 839	2 557	921	14 174
Carrapatelo	1 101	1 635	1 278	1 425	1 868	2 262	1 800	2 864	4 649	4 937	23 818
Torrão	286	807	1 115	970	846	979	1 113	912	656	1 110	8 793
Crestuma	516	650	542	544	558	888	1 748	973	705	544	7 667
Caldeirão	70	122	212	228	197	136	117	415	392	177	2 067
Aguieira	127	993	-1 518	-4 263	-4 689	-97	953	785	992	1 167	-5 549
Raiva	23	13	63	381	388	143	167	260	150	96	1 684
Cabril	-34	-70	-169	-75	23	4	332	630	501	0	1 141
Bouça	-6	16	-49	-596	-130	52	188	291	280	0	47
Castelo Bode	189	451	497	620	586	351	389	525	497	0	4 104
Pracana	11	45	101	83	38	36	73	105	89	62	643
Fratel	353	667	530	387	510	769	959	911	911	1 048	7 045
Soma Ano	17 888	32 979	42 480	42 944	42 717	49 222	38 789	31 583	34 044	28 205	

Caso se assuma o pagamento do encargo fixo correspondente à disponibilidade garantida pelo CAE apenas no período em que o gestor de sistema não teve enquadramento legal ou contratual para a sua verificação, isto é entre julho de 2007 e julho de 2014 (data de operacionalização da Portaria n.º 172/2013, com início dos testes em Agosto de 2014), as diferenças acumuladas acima referidas reduzem-se para 285 milhões de euros. Neste sentido, a ERSE recomenda que se considere ser este o impacto da ausência de testes de disponibilidade após a transição dos CAE para o regime dos CMEC¹⁵.

¹⁵ Caso se altere apenas os coeficientes k_m que se situaram acima de 1 para a determinação deste impacto, mantendo para efeitos do cálculo do encargo fixo os casos em que a disponibilidade declarada foi inferior à garantida, esta diferença aumenta para 336 milhões de euros para o período entre julho de 2007 e julho de 2014.

4.3 FATOR DE CORREÇÃO DAS PRODUÇÕES RESULTANTES DO MODELO VALORÁGUA

O fator de correção das produções resultantes do modelo VALORÁGUA, definido na Portaria n.º 228/2005, de 28 de fevereiro, para 0.99, estava previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, e nos Acordos de Cessação. Este fator tem por objetivo ajustar os resultados das produções provenientes do modelo VALORÁGUA às produções reais das centrais de Sines e hidroelétricas, tendo em conta a comparação dos dados históricos. No entanto, o facto de as quantidades serem simuladas por um modelo teórico (VALORÁGUA), que tem outras imperfeições face à realidade, estas poderiam ser aceites sem correção, isto é, igualando este fator a 1.

A aplicação deste fator, utilizado em todos os cálculos dos CMEC (como o cálculo do valor inicial e os ajustamentos anuais), origina uma diminuição das receitas de mercado das centrais de Sines e hidroelétricas, e uma diminuição dos custos variáveis da central de Sines. Para averiguar o impacto deste fator, foi recalculado o valor inicial dos CMEC, dividindo as receitas das centrais hídricas e de Sines, e os custos variáveis de Sines, por 0.99. De seguida, os valores usados para os ajustamentos anuais (os dados do modelo VALORÁGUA) foram também alterados da mesma forma.

Se apenas se considerar o seu impacto no cálculo do valor inicial, este fator de correção levou a um aumento do valor da renda anual de 5,8 milhões de euros (considerando a alteração da taxa anual em 2013, para 4,72%), o que corresponde a um impacto acumulado em 20 anos de 116 milhões de euros. No caso da revisibilidade anual estima-se que o efeito nos primeiros 10 anos tenha sido de cerca de 27 milhões¹⁶ de euros a menos. No total, este fator de correção contribuiu com cerca de 90 milhões de euros a favor da empresa.

4.4 CUSTOS COM LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

Os custos com licenças de CO₂ são determinados em base trimestral, baseados em preços de CO₂ verificados nos últimos 5 dias úteis de cada trimestre¹⁷, produções simuladas do VALORÁGUA e fator anual de emissão de CO₂ teórico (0,912 toneladas CO₂/MWh), sujeito a correção por degradação do rendimento da central (estabelecido nos procedimentos de cálculo da revisibilidade anual dos CMEC).

¹⁶ Este cálculo foi efetuado com base em vários pressupostos, por prudência optou-se por divulgar os resultados mais conservadores.

¹⁷ Relativamente ao preço de CO₂ usado para o cálculo dos custos com licenças de emissão, foi identificada uma inconsistência entre o disposto na cláusula 5.ª das Adendas aos Acordos de Cessação e no documento de "Procedimentos para o cálculo da revisibilidade anual dos CMEC" (preço de CO₂ correspondente à média aritmética dos preços spot do ano a que respeita o cálculo da revisibilidade), face à metodologia usada no cálculo dos ajustamentos anuais já ocorridos, que se baseia no disposto no ponto 3.9 do Anexo B das Adendas aos Acordos de Cessação (cálculo dos custos com licenças é efetuado em base trimestral e o preço usado para esse efeito corresponde à média do preço do CO₂ verificado nos últimos 5 dias úteis de cada trimestre). O impacto de utilização destas duas metodologias de apuramento dos preços de CO₂ não foi determinado

A utilização dos fatores de emissão de CO₂ ocorridos, que na maioria dos anos foi inferior ao fator de emissão teórico usado no cálculo do valor dos ajustamentos anuais dos CMEC, implicaria uma diminuição deste encargo entre 7,5 e 11 milhões de euros entre o ano 2007 e 2016.

4.5 OUTROS CUSTOS

O regime dos CMEC incorporou os “custos resultantes dos contratos de arrendamento de terrenos afetos ao centro electroprodutor e às suas instalações de apoio, de acordo com o disposto na Portaria n.º 96/2004, de 23 de janeiro”, de acordo com o estipulado pela subalínea vi) da alínea a) do número 1) do artigo 4.º, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Estes custos correspondem aos direitos de superfície das centrais termoelétricas de Setúbal e do Barreiro, e às rendas das zonas de proteção hídrica, que correspondem a terrenos fora do domínio público hídrico (DPH), das centrais hidroelétricas com CMEC, cujos valores incluídos no cálculo do valor inicial dos CMEC, atualizados a 1 de julho de 2007, são de 10,9 e 7,7 milhões de euros, respetivamente, para o período de vigência dos CMEC do 2.º semestre de 2007 a 2027. Os valores reais destas rubricas, incorporados nos ajustamentos anuais dos CMEC até ao ano de 2016, não se alteraram substancialmente face às previsões usadas no cálculo inicial. Este aspeto já tinha sido anteriormente apontados pela ERSE no documento “Análise da aplicação do Decreto-Lei n.º. 240/2004”, de março de 2005. Os valores estimados neste documento para estas rubricas foram de 10,7 milhões de euros para os restantes terrenos. Nota-se que estes valores foram estimados para o período de vigência dos CMEC de 2004 a 2027.

No caso dos terrenos do DPH, a Portaria n.º 96/2004, de 23 de janeiro, estabeleceu que os mesmos se deveriam manter afetos à entidade concessionária da RNT, com a qual os produtores deveriam celebrar contratos de concessão da utilização do domínio público hídrico, tendo a primeira direito ao recebimento de uma remuneração anual enquanto a concessão vigorar por via da tarifa. Até essa data estes custos faziam parte do ativo da REN sendo apenas a parte relativa a amortização paga através das tarifas. Com a inclusão da remuneração os custos acrescidos situaram-se entre 34 milhões de euros e 13 milhões de euros a partir de 2004, dependendo das taxas de remuneração aplicadas¹⁸.

¹⁸ Este aspeto também tinha sido referido no documento da ERSE de 2005, “Análise da aplicação do Decreto-Lei n.º. 240/2004”, no entanto com uma estimativa anual de um impacte maior, 43 milhões de euros, tendo em conta as taxas praticadas à data.

5 ANÁLISE RETROSPETIVA DO PARECER DA ERSE AO PROJETO DO DECRETO-LEI N.º 240/2004

Adicionalmente, por Despacho do Secretário de Estado da Energia, de 12 de Julho de 2017, foi solicitado à ERSE a realização de um estudo que permita aferir se os pressupostos que suscitaram as dúvidas apresentadas no parecer da ERSE de maio de 2004¹⁹ se confirmam, ou não, de modo a apurar o impacto efetivo do regime aprovado pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Neste contexto, os pontos seguintes revisitam o Parecer da ERSE elaborado em maio de 2004, nos principais aspetos, materialmente relevantes, relativos ao nível tarifário²⁰, indicando o impacto dos mesmos entre 2007 e 2016.

FUNDO DE CORREÇÃO DE HIDRAULICIDADE

A hidraulicidade é um fenómeno de carácter tendencialmente aleatório e de difícil, se não impossível, previsão no longo prazo. O mecanismo de correção de hidraulicidade permitia absorver as variações de custo observadas no sistema electroprodutor resultantes destas variações de hidraulicidade anuais, de modo a alisar os custos de produção repercutidos nas tarifas. Este mecanismo, pensado para um sistema verticalmente integrado, não se ajustava ao funcionamento das centrais num mercado grossista. Contudo, a passagem para o regime dos CMEC garantiu aos centros electroprodutores a anulação de todo e qualquer risco associado à volatilidade das afluências hidráulicas, uma vez que o cálculo do valor inicial dos CMEC foi realizado com um cenário de hidraulicidade média, transferindo-se assim para as tarifas e, conseqüentemente, para os consumidores de energia esse risco. A ausência de um mecanismo de alisamento dos efeitos da hidraulicidade implicava, deste modo, uma vulnerabilidade a estas oscilações que tinha sido assinalada pela ERSE no parecer de maio de 2004. Outra preocupação registada pela ERSE nesse parecer era o destino do Fundo de Correção de Hidraulicidade, património dos clientes de energia elétrica. Este fundo foi gradualmente revertido para os clientes entre 2007 e 2017, contribuindo para a diminuição das tarifas, embora de forma bastante mitigada devido à sua menor dimensão. Por outro lado, a extinção do mecanismo, determinada no artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, não permitiu atenuar as variações dos ajustamentos anuais dos CMEC, como verificado mais adiante no documento.

VERIFICAÇÃO DA DISPONIBILIDADE DAS CENTRAIS

Este ponto foi analisado no capítulo 4.2 do presente documento.

¹⁹ O parecer ao projeto de diploma que deu origem ao Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, foi solicitado pelo Ministério da Economia no mês de abril desse ano.

²⁰ Não são abordados aspetos relativos à estrutura tarifária e ao funcionamento do mercado referidos nesse parecer.

PREÇO DOS COMBUSTÍVEIS

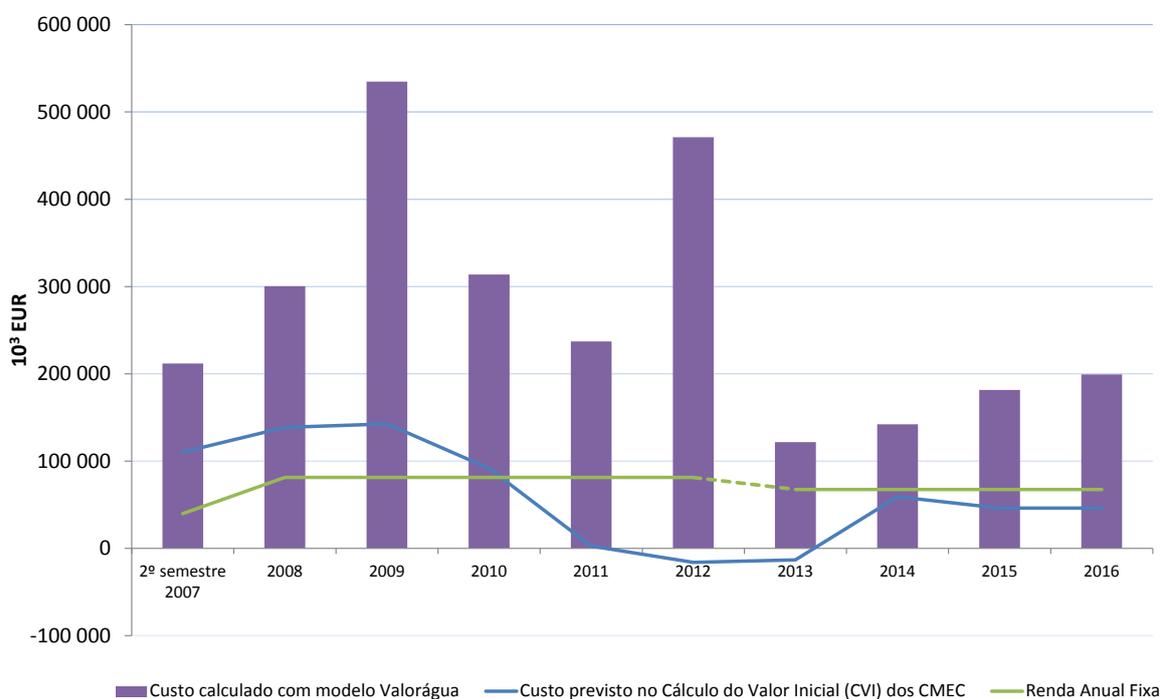
Relativamente ao preço dos combustíveis presentes nos cálculos dos CMEC, a ERSE identificou duas situações distintas. Por um lado, não estavam definidos os índices internacionais que serviriam de base para os preços. No documento “Procedimentos para o cálculo da revisibilidade anual dos CMEC” são determinados, no Anexo I, os índices a usar para os combustíveis.

Por outro lado, receava-se que o preço definido não incentivasse o produtor a adquirir combustíveis de forma eficiente. Neste caso, o regime dos CMEC não prevê um incentivo explícito à aquisição eficiente de combustíveis. Este estabeleceu, apenas, um valor alvo de gastos unitários com combustível ao fixar os preços através dos índices internacionais acima referidos. Caso o custo real do produtor for superior ao preço definido por este índice, o produtor incorre em perdas e vice-versa.

ELEVADA VARIABILIDADE DOS AJUSTAMENTOS ANUAIS

Outra preocupação da ERSE era a grande variação que os ajustamentos anuais poderiam trazer para as tarifas pagas pelos consumidores. De facto, a apreensão vinha de dois fatores: por um lado, o preço de mercado de energia elétrica; e por outro lado, os preços reais dos combustíveis face aos valores considerados no cálculo do valor inicial dos CMEC. Verifica-se, no entanto, que, apesar de haver uma elevada variabilidade dos ajustamentos anuais, esta variação foi sempre no mesmo sentido, a pagar ao produtor. A figura seguinte mostra o sentido e a amplitude dos ajustamentos anuais (parcela de acerto), bem como a renda fixa.

Figura 5-1 – Valores para cálculo dos ajustamentos anuais



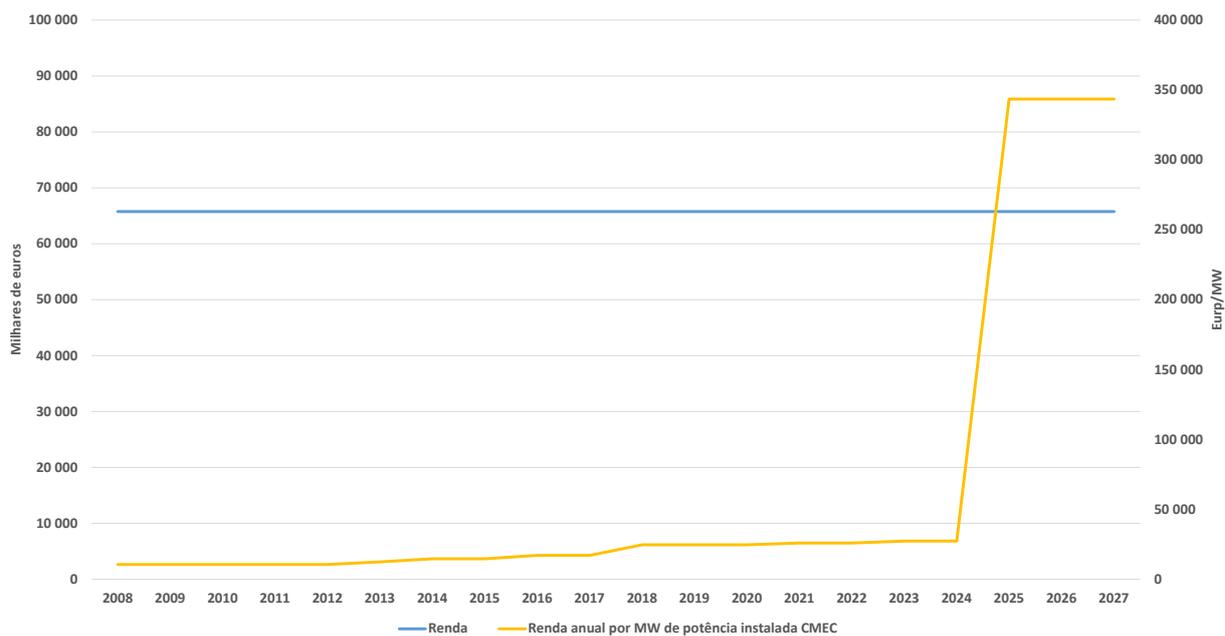
O ajustamento anual é definido como a diferença entre as colunas e a linha azul. Até 2016 não houve ajustamento a pagar pela empresa.

As oscilações dos custos com os CAE resultantes da hidraulicidade eram mitigadas pela existência do fundo de correção de hidraulicidade, que permitiam um alisamento dos custos de produção repercutidos nas tarifas. A extinção deste fundo sem a sua substituição por um mecanismo de amortização das oscilações tarifárias resultantes dos CMEC, designadamente dos efeitos dos ajustamentos anuais, originou uma elevada volatilidade dos custos associados a estes centros electroprodutores que foram transferidos anualmente para as tarifas de eletricidade.

SUBSIDIAÇÃO INTER-TEMPORAL

A renda anual permite a minimização do impacto tarifário dos CMEC uma vez que reparte o custo de forma igual pelos anos restantes dos contratos. Existe, pois, uma subsídio de custos inter-temporal, isto é, os consumidores do futuro vão estar a pagar custos que são do presente. Esta preocupação foi reiterada no documento “Análise da aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004” onde se fala numa transferência de custos pagos pelos clientes do presente para os clientes do futuro. A figura que se segue apresenta o valor da renda anual, e o seu valor por MW de potência instalada das centrais com CMEC. Verifica-se que este último é crescente, atingindo o pico nos últimos 3 anos de CMEC, quando existir apenas uma central.

Figura 5-2 – Renda anual por unidade de potência instalada das centrais com CMEC



6 CONCLUSÕES SOBRE O IMPACTO DOS CMEC

Na presente parte do estudo apresentou-se um resumo de impactos da aplicação do regime dos CMEC, tendo por base a informação conhecida pela ERSE até à presente data, os quais, apesar de não dizerem diretamente respeito ao ajustamento final dos CMEC, importa ponderar na decisão do montante do ajustamento pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Estes impactos resultam de decisões de parametrização do regime dos CMEC, estabelecidos em legislação complementar ao Decreto-Lei n.º 240/2004 e nos Acordos de Cessação em 2007, bem como de incorporação nos ajustamentos anuais dos CMEC de dados cuja verificação nem sempre foi possível no enquadramento legal dos CMEC. Refira-se, em particular, os aspetos financeiros associados ao cálculo do valor inicial dos CMEC e sua repartição em anuidades (que constituem a parcela fixa dos CMEC) e a afetação dos encargos fixos pelos coeficientes k_m , que dependem de declarações dos produtores cuja verificação é difícil ou mesmo impossível.

O quadro seguinte resume os principais impactos que a ERSE determinou e que resultariam da consideração de diferentes decisões em cada um dos temas analisados nos capítulos anteriores, representando um total de cerca de 510 milhões de euros. Considera-se que este valor é um minorante do conjunto dos possíveis impactes associados a este regime, por dois motivos. Por um lado, optou-se, por prudência, por incluir as avaliações mais conservadoras desses impactes, por outro lado, nem todos os possíveis impactes puderam ser avaliados por serem dificilmente quantificáveis.

Quadro 6-1 – Resumo dos impactos respeitantes à aplicação do regime dos CMEC até 2016

Aspeto analisado pela ERSE	Enquadramento após início do regime dos CMEC	Racional para a análise de impactos realizada pela ERSE	Análise de impactos realizada pela ERSE	Montante do impacto
Taxa de juro para o cálculo da anuidade da Parcela Fixa e sua comparação com a taxa de atualização usada na determinação do montante total dos CMEC	A taxa de atualização utilizada para o cálculo do valor inicial dos CMEC foi de 4,85%, enquanto a taxa de juro de cálculo da anuidade foi de 7,55% (até 2012) e 4,72% (de 2013 em diante)	A ERSE mantém para este estudo a posição já expressa no seu Parecer de 2004, de que as taxas utilizadas para a atualização e capitalização devem ser semelhantes (ver fundamentação no capítulo "Análise dos aspetos financeiros subjacentes à transição para o regime dos CMEC")	A alteração da taxa de 7,55% para 4,72% em 2013 teve um impacto na parcela fixa de cerca de 13,6M€ por ano, ou seja, cerca de 205M€ até 2027. Caso fosse efetuado o recálculo da parcela fixa anuidade desde o início dos CMEC, com a taxa de 4,85% (taxa de atualização do CVI), a diferença seria de 330M€, pelo que, na perspetiva da ERSE, para o regime dos CMEC convergir para uma situação de neutralidade financeira, o produtor deveria devolver ao SEN um adicional de cerca de 125M€	125 M€
Efeito da disponibilidade declarada das centrais nos montantes dos encargos fixos	Até à publicação da Portaria n.º 172/2013, as disponibilidades verificadas que foram usadas no cálculo dos ajustamentos anuais dos CMEC foram as declaradas pelos produtores, sem possibilidade de sujeição a testes de disponibilidade	A ausência de testes de disponibilidade, por não terem sido previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, nem nos Acordos de Cessação, cria a possibilidade das declarações de disponibilidade efetuadas pelo produtor não corresponderem à disponibilidade realmente disponível, em particular para as centrais que produzem menos. O facto de existirem testes de disponibilidade, com penalidades associadas em caso de incumprimento, promove a prudência e a aderência à realidade das declarações de disponibilidade que são feitas pelo produtor	Assumir que no período em que não existiram testes de disponibilidade das centrais, se considere uma disponibilidade verificada igual à disponibilidade garantida prevista nos CAE (corresponde a km=1). Tendo em conta que o gestor de sistema não teve a possibilidade de realizar estes testes até julho de 2014 (data de operacionalização da Portaria 172/2013, com início dos testes em Agosto de 2014), a consideração de km=1 no cálculo do ajustamento anual dos encargos fixos de todas as centrais com CMEC origina uma redução de cerca de 285M€ nos montantes dos ajustamentos anuais do 2.º semestre de 2007 ao ano de 2014	285 M€
Fator para ajustar os resultados das produções provenientes do modelo Valorágua às produções reais das centrais, tendo em conta a comparação com dados históricos	A necessidade de aplicação deste fator foi disposta no n.º 4 do anexo IV do Decreto-Lei n.º 240/2004. Este fator foi fixado pela portaria Portaria n.º 228/2005 e tem um valor de 0,99 para a central de Sines e para os aproveitamentos hidroelétricos	Tratando-se de um fator determinado com base em dados históricos, não haveria evidências fortes para uma eventual revisão deste fator. No entanto, o regime dos CMEC recorre a um modelo teórico para simular o sistema eletroprodutor (Valorágua), que tem outras imperfeições face à realidade, desconhecendo-se a eventual necessidade de introduzir outras correções nas produções simuladas	Caso tivessem sido utilizadas as produções simuladas de Sines e das centrais hidroelétricas sem correção por este fator, as receitas da participação no mercado destas centrais teria sido superior. Este efeito ocorre quer no cálculo do valor inicial (CVI) dos CMEC, quer no cálculo dos ajustamentos anuais. No que respeita ao CVI o impacto seria de cerca de 70M€ no valor bruto dos CMEC determinado a 1 de julho de 2007, o que corresponderia a uma diferença na parcela fixa de cerca de 5,8M€ por ano, em média, assumindo as taxas de juro de cálculo da anuidade de 7,55% até 2012 e de 4,72% de 2013 em diante. Em relação aos ajustamentos anuais, o impacto seria de 27M€ a acrescentar ao valor da revisibilidade. No total, este fator de correção contribuiu com 90M€ a favor da empresa.	90 M€
Determinação dos custos com licenças de emissão de CO ₂	Os custos com licenças de CO ₂ são determinados em base trimestral, com base em preços de CO ₂ verificados nos últimos 5 dias úteis de cada trimestre, produções simuladas do Valorágua e fator anual de emissão de CO ₂ teórico (0,912tonCO ₂ /MWh), sujeito a correção por degradação do rendimento da central (estabelecido nos Procedimentos de Cálculo do Ajustamento Anual).	Estando disponível desde 2005 o mecanismo europeu de comércio de emissões, onde foram registadas os valores das emissões verificadas nos centros eletroprodutores, é possível calcular um fator de emissão de CO ₂ real, não havendo racional que justifique o cálculo do custo das licenças de CO ₂ com quantidades obtidas através de fatores de emissão e rendimentos teóricos	Foi simulado o impacto da consideração de fatores de emissão reais ao invés de fatores de emissão teóricos na central de Sines, que se deverá ser de cerca de 10M€ para o período de 2010 a 2016. No que respeita aos preços de CO ₂ , a metodologia prevista na Adenda ao Acordo de Cessação (média anual dos preços spot) é diferente da estabelecida no Procedimento de Cálculo dos Ajustamentos Anuais dos CMEC (base trimestral, com preço médio dos últimos 5 dias úteis do trimestre). Esta última é a que tem sido usada no cálculo, não sendo expectável um impacto relevante em resultado da aplicação destas metodologias	10 M€

PARTE II – APURAMENTO DO VALOR DO AJUSTAMENTO FINAL

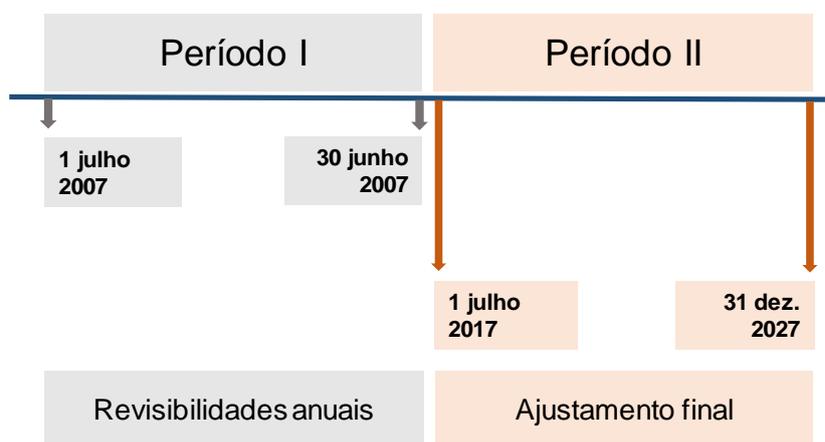
7 METODOLOGIA DE APURAMENTO

7.1 APURAMENTO DO AJUSTAMENTO FINAL

O mencionado Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 24 de julho, e 32/2013, de 26 de fevereiro, estabelece que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por CMEC. Esta compensação destina-se a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respetivo CAE, nomeadamente garantindo a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado (n.º 2 do artigo 2.º).

Ainda de acordo com o referido diploma, a compensação prevista nos termos dos CMEC é repercutida por todos os consumidores do SEN, através de uma parcela fixa e de uma parcela de acerto, que corresponde, de forma simplificada, à aplicação de condições de revisibilidade do cálculo inicial. O quadro legal estabelece ainda que a aplicação do mecanismo de revisibilidade considera dois períodos distintos, correspondendo, respetivamente, aos 10 primeiros anos de aplicação do mecanismo de CMEC (período I) e o período que decorre desde o cumprimento destes 10 anos e o final dos CAE em causa (período II).

Figura 7-1 – Períodos temporais previstos nos CMEC



Tendo o período I sido determinado, no seu início, pela entrada em operação do mercado diário do MIBEL para a área portuguesa, que ocorreu a 1 de julho de 2007, este teve o seu término a 30 de junho de 2017. Daí decorre que o período II, para o qual se efetua o cálculo do ajustamento final, se inicia a 1 de julho de 2017. Esta interpretação decorre do facto de a ERSE considerar que o espírito da lei se refere a 10 anos

completos decorridos sobre o início da aplicação dos CMEC à luz do disposto no regime legal aplicável²¹, o que, indubitavelmente, sucedeu a 1 de julho de 2007 aquando da referida entrada em exploração do mercado de contratação à vista (vulgo, mercado diário e intradiário) do MIBEL para Portugal.

O ajustamento final dos CMEC incide sobre os centros eletroprodutores mencionado no Anexo II do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, respeitando-se as datas de cessação do Contrato de Aquisição de Energia (CAE) que origina o CMEC de cada central.

O conjunto de centrais abrangidas pelo cálculo do valor final é o que consta da Tabela 7-1.

Tabela 7-1 – Lista das centrais abrangidas no cálculo do ajustamento final

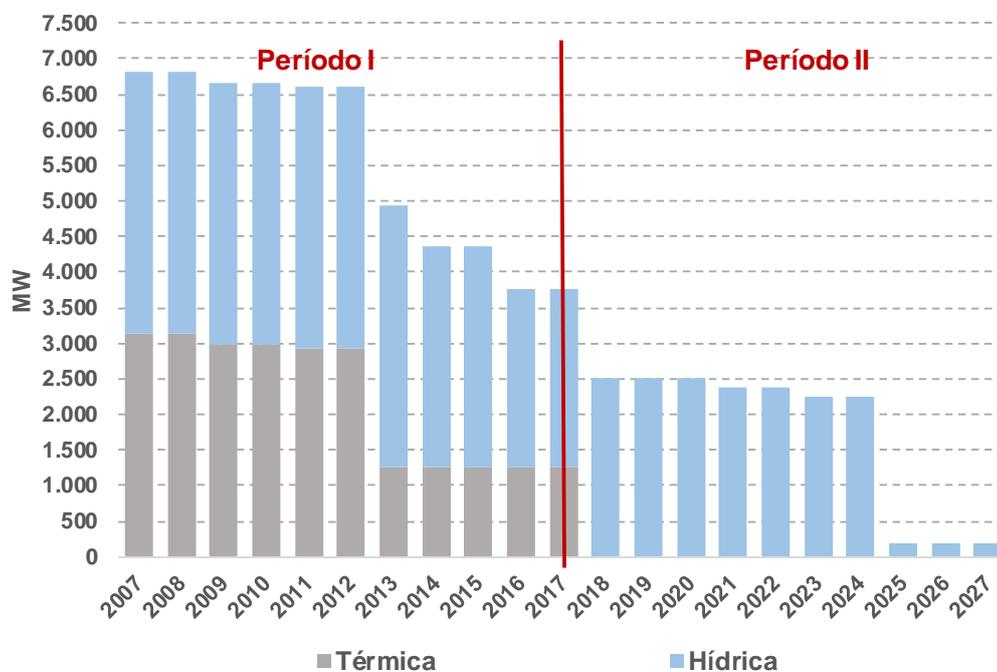
Central	Tecnologia	Data de fim do CAE/CMEC
Sines	Carvão	31 de dezembro de 2017
Agueira	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Alto Lindoso	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Caldeirão	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Carrapatelo	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Crestuma-Lever	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Frades	Hídrica	31 de dezembro de 2027
Fratel	Hídrica	31 de dezembro de 2020
Pocinho	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Pracana	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Raiva	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Régua	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Tabuaço	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Torrão	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Touvedo	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Valeira	Hídrica	31 de dezembro de 2024
Vilarinho das Furnas	Hídrica	31 de dezembro de 2022

Importa recordar que, subjacente ao conjunto de centrais abrangidas pelo mecanismo de CMEC, se encontram associados os valores de potência instalada que, por sua vez, conferem ao mecanismo de CMEC um perfil temporal de potência subjacente que é o que consta da Figura 7-2. É observável que, no

²¹ *Vd.* artigo 3.º, n.º 6, al. d) e n.º 3, bem como artigo 7.º, n.º 4 do Anexo I, todos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

decurso do período II se extingue logo em 2017 (final do ano) toda a base térmica (central de Sines) e que uma redução substancial se opera no final de 2024, com a saída do mecanismo de 13 centrais hídricas.

Figura 7-2 – Perfil temporal de potência adstrita ao mecanismo de CMEC



O valor do ajustamento final por centro electroprodutor é determinado pela diferença entre o montante dos CMEC relativo ao “período II” calculado à data de cessação antecipada dos CAE, aquando do cálculo do valor inicial dos CMEC, e o montante dos CMEC relativo a esse mesmo período calculado no final do 10.º ano subsequente à data de cessação desses contratos.

O apuramento do montante dos CMEC em cada um dos momentos referidos, à data de cessação dos CAE e 10 anos após a cessação dos CAE, deve seguir o mesmo princípio metodológico e considerar a diferença entre o valor do CAE, à data de atualização, e o valor atualizado das receitas expectáveis de mercado, deduzidas dos encargos variáveis de exploração. O valor do ajustamento final resulta da diferença entre ambos os montantes dos CMEC assim apurados.

O cálculo do ajustamento final obriga à atualização de todos os valores monetários para a data de início do ajustamento final, o que implica que o montante dos CMEC relativo ao “período II” calculado à data de cessação antecipada dos CAE tenha de ser atualizado para a data de início do ajustamento final.

O ajustamento em preço dos valores anuais do «período II», nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, deve considerar a taxa de inflação anual média dos últimos cinco anos, apurada com a variação do Índice de

Preços no Consumidor (IPC) no Continente, sem habitação. Para cálculo dessa taxa de inflação média de 5 anos²² anteriores ao momento do cálculo do ajustamento final é utilizada a seguinte expressão:

$$i_{m5} = \left[\left(\frac{IPC_t}{IPC_{t-6}} \right)^{\frac{1}{5}} - 1 \right] \times 100$$

Em que:

i_{m5} – representa a taxa de inflação média entre o ano t-6 e o ano t (5 anos de variação);

IPC_t – representa o IPC no continente, sem habitação, para o ano t, correspondente ao que termina no momento do cálculo do ajustamento final, logo de julho de 2016 a junho de 2017;

IPC_{t-6} – representa o IPC no continente, sem habitação, para o ano t-6, correspondente a julho de 2011 a junho de 2012;

O artigo 7.º do Anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004 determina a expressão de acordo com a qual se procede ao apuramento do valor do ajustamento final do centro electroprodutor “k”, referido a preços do início do 11.º ano após a data de cessação do respetivo CAE. O cálculo associado a esta expressão está dependente, por um lado, das quantidades resultantes da simulação do sistema electroprodutor pelo modelo VALORAGUA, cuja metodologia será vista em detalhe na secção 7.2 e, por outro lado, de uma série de variáveis que serão vistas em maior detalhe na secção 7.3 e capítulo 8, relativas à valorização económica e à avaliação das variáveis com impacto no cálculo do ajustamento final.

A expressão do artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 é a que se segue.

$$AF_k = \left[\sum_{i=11}^v \frac{EF_{ki}}{(1+j)^{i-10}} \times (Km_k - Kp_k) \right] + \sum_{i=11}^v \left(\frac{[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki}] \times \frac{I_i}{I_{ref}}}{(1+j)^{i-10,5}} \right) -$$

$$- \sum_{i=11}^v \left(\frac{[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VTF_{kimh} \times PTF_{mh}) - VTF_{ki} \times EVTF_{ki}] \times \frac{I'_i}{I'_{11}}}{(1+j)^{i-10,5}} \right)$$

Em que:

i – representa o ano civil em causa, contado a partir da data de cessação antecipada dos CAE;

²² Para cálculo de uma taxa de inflação média de 5 anos é necessário utilizar 6 pontos de observação do IPC, já que a inflação corresponde à variação do IPC entre dois valores adjacentes deste indicador.

v – representa o número de anos que, à data de cessação antecipada do CAE, faltam para a data de fim do contrato inicialmente prevista para o centro eletroprodutor k ;

m – representa o mês dentro de cada ano

h – representa o posto horário de cada mês;

EF_{ki} – representa o encargo fixo do centro eletroprodutor k no final do ano i , convertido para preços correntes pelos índices previstos no CAE, conhecidos à data do ajustamento final, e considerando que esses índices têm implícita uma taxa de inflação anual média dos últimos cinco anos, medida pela evolução correspondente do IPC (continente) sem habitação, e ajustado conforme o clausulado e anexos do CAE relativamente ao cumprimento de disposições neles definidas;

Km_k – representa, para o centro eletroprodutor k , a média dos coeficientes de disponibilidade, de acordo com a definição do respetivo CAE, verificados nos últimos 10 anos históricos disponíveis à data da realização do cálculo;

Kp_k – representa, para o centro eletroprodutor k , o coeficiente de disponibilidade implícito no CAE utilizado para o cálculo do montante da compensação devida ao produtor pela cessação antecipada do contrato e ajustado, em termos e condições a definir no acordo de cessação, de modo a ter em conta o efeito das variações no encargo fixo;

VT_{kimh} – representa a produção estimada, em MWh, do centro eletroprodutor k para o posto horário h do mês m do ano i que foi utilizada para o cálculo do valor dos CMEC;

PT_{mh} – representa o preço de mercado, incluindo o pagamento de garantia de potência e serviços de sistema, em €/MWh, no posto horário h do mês m , que se admitiu que o centro eletroprodutor k auferiria quando operado em mercado e que foi considerado no cálculo do valor inicial dos CMEC;

VT_{ki} – representa a produção estimada, em MWh, do centro eletroprodutor k no ano i que foi utilizada para o cálculo do valor inicial dos CMEC;

EVT_{ki} – representa o encargo variável, em €/MWh, do centro eletroprodutor k no ano i que foi considerado no cálculo do valor inicial dos CMEC;

VTF_{kimh} – representa a produção estimada, em MWh, do centro eletroprodutor k para o posto horário h do mês m do ano i , calculada por aplicação do modelo VALORAGUA, conforme definido no Anexo IV do Decreto-Lei n.º 240/2004, num cenário baseado na média da energia produzida, da disponibilidade real desse centro eletroprodutor e de simulações da exploração do sistema eletroprodutor com as afluências mensais aos aproveitamentos hidroelétricos verificadas nos últimos 10 anos históricos disponíveis à data da realização do cálculo;

PTF_{mh} – representa o preço médio de mercado, em €/MWh, no posto horário h do mês m, que se admita que o centro eletroprodutor k venha a auferir quando operado em mercado, calculado como a média dos valores verificados nos últimos 10 anos disponíveis à data da realização do cálculo, desagregados por mês e posto horário, de acordo com a estrutura definida no n.º 2 do Anexo III do Decreto-Lei n.º 240/2004; PT_{mh} – representa o preço de mercado, incluindo o pagamento de garantia de potência e serviços de sistema, em €/MWh, no posto horário h do mês m, que se admitiu que o centro eletroprodutor k auferiria quando operado em mercado e que foi considerado no cálculo do valor inicial dos CMEC;

VTF_{ki} – representa a produção estimada do centro eletroprodutor k no ano i, nas condições definidas para VTF_{kimh} ;

EVT_{ki} – representa o encargo variável, em €/MWh, do centro eletroprodutor k no ano i, considerando o preço do combustível respetivo, em vigor no mercado, baseado em índices internacionais de acordo com o Anexo V do Decreto-Lei n.º 240/2004, bem como os outros custos variáveis de O & M (operação e manutenção) previstos no CAE e, caso existam, outros encargos variáveis reconhecidos à data da revisibilidade nos termos previstos em cada CAE;

I'_i – representa o índice IPC (continente) sem habitação de final de Junho do ano i, admitindo uma taxa de inflação anual correspondente à taxa de inflação média dos últimos cinco anos;

I_{11} – representa o IPC (continente) sem habitação do início do 1.º ano a que se reporta o ajustamento final, ou seja, o 11.º ano;

I_i – representa o índice IPC (continente) sem habitação no final de Junho do ano i, admitindo uma taxa de inflação anual de 2% a partir da data de cessação antecipada do CAE;

I_{ref} – representa o IPC (continente) sem habitação à data de cessação antecipada do CAE;

j – representa, para cada produtor, a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa em vigor no início do 1º ano civil a que se reporta o ajustamento final, ou seja, o 11º ano, acrescida de 0,25 pontos percentuais.

O valor do ajustamento final no que respeita ao encargo fixo (correspondente à primeira componente da expressão anterior) é dado pela seguinte expressão:

$$\sum_{i=11}^v \frac{EF_{ki}}{(1+j)^{i-10}} \times (Km_k - Kp_k) = \sum_{i=11}^v \frac{EF_{ki} \times Km_k - EF_{cvi_{ki}}}{(1+j)^{i-10}} + \sum_{i=11}^v \frac{OE_{ki} - OE_{cvi_{ki}}}{(1+j)^{i-10,5}} + \sum_{i=11}^v \frac{RT_{ki} - RT_{cvi_{ki}}}{(1+j)^{i-11}}$$

Em que:

$EF_{cvi_{ki}}$ – representa o encargo fixo do centro electroprodutor k no final do ano i, conforme calculado para o valor inicial dos CMEC;

OE_{ki} – representa outros encargos explicitamente referidos nos CAE referentes ao ano i do centro electroprodutor k, convertidos para preços correntes através de uma taxa de inflação anual média dos últimos cinco anos;

$OE_{cvi_{ki}}$ – representa outros encargos explicitamente referidos nos CAE referentes ao ano i do centro electroprodutor k conforme calculado para o valor inicial dos CMEC;

RT_{ki} – representa as rendas, a pagar pelo produtor à REN, dos terrenos do centro electroprodutor k relativas ao ano i;

$RT_{cvi_{ki}}$ – representa as rendas, a pagar pelo produtor à REN, dos terrenos do centro electroprodutor k relativas ao ano i, de acordo com o cálculo inicial dos CMEC;

As restantes variáveis têm o mesmo entendimento que na expressão anterior.

Por fim, cabe referir que o processo de apuramento do ajustamento final dos CMEC envolve, conceptualmente, três fases distintas:

- a) A recolha, tratamento e preparação dos dados de entrada a utilizar no cálculo, os quais requerem, como em capítulo adiante se verá, a formulação de pressupostos de tratamento e operação;
- b) A simulação das produções para as centrais CMEC e para o período em causa, por aplicação do modelo VALORAGUA; e
- c) A análise e tratamento dos resultados da simulação referida no ponto anterior, mediante a aplicação dos parâmetros de valorização que darão origem ao valor económico do ajustamento final.

7.2 ESTIMATIVA DAS PRODUÇÕES

Importa, desde logo, referir que o modelo de simulação que se utiliza para apuramento do ajustamento final dos CMEC assenta na mesma ferramenta que vem sendo utilizada para apuramento do valor inicial e das sucessivas revisibilidades anuais – o já mencionado modelo VALORAGUA. Este modelo encontra-se registado na ASOFT (Associação Portuguesa de Software) com o n.º 1182/D/04, sendo que as simulações para a revisibilidade anual são realizadas por uma versão específica deste *software*.

O modelo VALORAGUA é uma ferramenta de apoio à tomada de decisão para a análise de despacho ótimo de centros electroprodutores, a médio e longo prazo, tendo como objetivo a minimização dos encargos globais de operação do sistema. Do lado da oferta considera as centrais termoelétricas e as hidroelétricas bem como as diferentes tecnologias de produção renovável e permite a simulação de

distintas áreas de consumo/oferta (nós elétricos) interligadas por uma rede de transporte equivalente. O modelo simula o sistema electroprodutor em ambiente de mercado perfeito, para um período de 1 ano, em base mensal ou semanal, não cronológica e discretizada em postos horários. A gestão integrada do sistema electroprodutor tem em conta as condições físicas, técnicas, económicas e operacionais das diferentes componentes do sistema.

O modelo VALORAGUA apresenta algumas limitações de funcionamento, designadamente ao não simular cronologicamente o sistema eletroprodutor em cada hora do período de simulação, e pela ausência de simulação dinâmica dos centros eletroprodutores conjugada com a prestação de serviços de sistema. No decurso da preparação do presente estudo, a ERSE solicitou à REN uma cópia funcional do modelo VALORAGUA, o que foi assegurado por aquela entidade.

Do ponto de vista operacional, o apuramento do valor do ajustamento final dos CMEC obriga à simulação do sistema electroprodutor através do modelo VALORAGUA para a obtenção das produções expectáveis durante o período sujeito a revisibilidade (que afetam as variáveis VTF_{kimh} e VTF_{ki}), as quais são objeto de um processo de valorização económica. Para a simulação do sistema electroprodutor tem de ser tomado em consideração um conjunto de informação que serve de dados de entrada para o modelo.

Na operacionalização do modelo VALORAGUA e para efeitos de cálculo do ajustamento final, há a necessidade de tratar 10 anos num único exercício, o que contrapõe ao exercício de tratamento de um único ano que se vinha realizando para as revisibilidades anuais. Decorrente do aumento do volume de dados a simular, tornou-se necessário proceder a algumas simplificações na operação do próprio VALORAGUA, a mais relevante das quais consiste em apurar (no ajustamento final) resultados em base mensal, desagregada por postos horários, por contraponto a um apuramento em base semanal desagregado por postos horários (que se empregou nas revisibilidades anuais).

Por um lado, ao nível dos dados de entrada do modelo, existe informação relativa à caracterização do sistema e das centrais que o compõem que é uma informação de natureza mais exata e, como tal, menos sujeita a variações com alterações de pressupostos. Relativamente a esta informação, a única componente que pode estar mais sujeita a alterações em função do cenário que se entenda mais adequado, são as datas de entrada e de saída de algumas centrais.

A caracterização do sistema inclui, para cada ano, informação relativa a cada uma das centrais sujeitas as despacho económico sendo que para as centrais com direito a CMEC a caracterização foi feita de acordo com o estipulado nos respetivos CAE enquanto para as centrais não abrangidas pelos CMEC a caracterização foi efetuada pela equipa de trabalho constituída pela REN e pela EDP Produção com base em indicadores de referência e em informação pública disponível. Relativamente aos valores de capacidade comercial na interligação para importação e exportação, foi considerado o cenário previsto no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E 2016).

No que diz respeito às centrais hídricas os dados de caracterização do sistema incluem um conjunto detalhado de informação como seja, a descrição da bacia em que se encontra a barragem, nomeadamente com a indicação das barragens para onde determinada central turbina ou descarrega a água armazenada, os valores de cotas máximas e mínimas de armazenamento, uma caracterização da curva de rendimentos em função das cotas de armazenamento, entre outras.

Para além dos dados de entrada relativos à caracterização do sistema, é também necessário introduzir outro tipo de dados que podem estar mais sujeitos a alterações em função dos pressupostos que se considerem. Estes dados podem ser dados gerais do sistema com um impacto indireto na produção das centrais ou dados que afetam diretamente as centrais sujeitas a simulação.

Assim na primeira categoria (impacto indireto) inscrevem-se dados como a evolução da procura, a evolução da PRE ou os preços de importação e exportação. A evolução da procura e da potência instalada da PRE considerada para efeitos das simulações foi a que consta na trajetória A do RMSA-E 2016. Para cada um destes dados foi apurada a correspondente distribuição por posto horário e por mês tendo em conta os padrões históricos de consumo, a produtividade da produção PRE e os preços de mercado históricos.

Na segunda categoria (impacto direto) inscrevem-se os dados relativos à valorização dos combustíveis e das emissões de CO₂, os montantes de consumos mínimos de gás natural na central da Turbogás associados a cláusulas de *take or pay*, a que a central da Turbogás deve estar sujeita, as indisponibilidades de cada central e as afluências históricas. No que diz respeito às indisponibilidades foi tomado em consideração o valor das indisponibilidades históricas e, no caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, uma indisponibilidade relacionada com as condições de temperatura, uma vez que a potência máxima que estas centrais podem injetar em cada momento depende da temperatura ambiente que se verifique em cada momento.

O processo de simulação do VALORAGUA faz-se em duas etapas. Numa primeira etapa é obtida uma simulação das produções sem imposição de quaisquer restrições relativas à prestação de serviços de sistema. Nesta etapa o modelo otimiza a produção de forma a satisfazer a procura nacional e tendo em consideração o aprovisionamento a partir de Espanha ou o fornecimento da procura em Espanha, em função dos preços de importação e exportação. De um modo genérico, o modelo utiliza a produção disponível nas hídricas concentrando a produção nas horas de maior consumo e/ou de maior preço de exportação. A produção a partir de centrais termoelétricas é mobilizada quando o seu custo marginal é inferior ao custo de importação ou, quando a capacidade de importação esteja esgotada, até estar satisfeita toda a procura nacional e até esgotar a capacidade de exportação, quando o preço de exportação seja superior ao custo marginal da central. Em relação à colocação da produção para garantir as cláusulas *take or pay* de consumo de gás natural, esta ocorre sempre que a produção mobilizada na Turbogás a preço marginal não seja suficiente para garantir os consumos associados ao *take or pay*. O aumento da

produção para cumprimento do *take or pay* tem por consequência desalojar as centrais mais caras que haviam sido programadas.

Com base nos resultados obtidos após esta primeira etapa é atribuída a obrigação de prestação de serviços de sistema às centrais que resultaram programadas, nos termos do Despacho n.º 4694/2014 de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia, e procede-se à segunda etapa de simulação. Assim, é atribuída a prestação do serviço de banda de regulação secundária de forma proporcional à produção programada²³ e, para garantir que a prestação do serviço de banda é exequível são impostas, para efeitos desta segunda etapa de simulação, restrições de funcionamento às centrais, nos postos horários PH1 a PH3, de forma a garantir que as centrais não produzem nestes postos horários mais que a potência disponível na central deduzida de 2/3 da banda de regulação fornecida por esta. As produções obtidas após esta segunda etapa de simulação servem de base para o apuramento do VTF_{kimh} e VTF_{ki} contidos na expressão descrita no ponto 7.1 e para a valorização económica afeta à revisibilidade.

A consideração das afluências para efeitos da simulação do sistema electroprodutor é feita, para cada ano, simulando as produções para esse ano assumindo um armazenamento inicial de 50%, tomando em consideração o registo de afluências reais verificadas nos vários anos considerados para efeitos da simulação, e terminando com um armazenamento igual ao armazenamento inicial. Uma vez que a simulação de um ano considera as afluências encadeadas de vários anos, é obtida uma produção anual para cada “afluência anual”, sendo que a produção final considerada para efeitos de apuramento do montante do CMEC é a que resulta das médias de produções obtidas nas várias “afluências anuais”. A título de exemplo, uma simulação para o ano Z que considere as afluências encadeadas verificadas nos anos A, B e C vai gerar três produções distintas para a central k correspondentes às afluências de A, B e C sendo que a produção final considerada para a central k no ano z corresponde à média dessas três produções²⁴.

Há ainda a referir que, o documento de procedimentos referido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, previa duas hipóteses com abordagens de simulação distintas. Uma das abordagens consistia numa simulação dos dois nós elétricos (Portugal e Espanha) com as produções das centrais em cada um dos sistemas. A outra abordagem consistia na simulação de um nó elétrico único (Portugal) sendo a utilização da capacidade comercial de interligação tratada de acordo com os preços de importação e de exportação que se considerem na simulação. Para efeitos deste estudo foi adotada a abordagem de

²³ Esta opção poderia ser diferenciada entre as centrais térmicas e hídricas, valorizando-se as centrais hídricas face às térmicas na prestação dos serviços de sistema. De facto as centrais hídricas apresentam uma maior apetência e conformidade para a prestação de serviços de sistema comparativamente com as centrais térmicas.

²⁴ De acordo com o disposto conjugadamente no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro e com a Portaria n.º 228/2005, de 28 de fevereiro, a produção obtida através do modelo VALORÁGUA é afetada de um coeficiente de 0,99 que se assume refletir o ajustamento para condições mais efetivas da simulação obtida no modelo.

simulação de um nó elétrico único pelo facto de se verificar inexequível realizar a simulação incluindo o nó elétrico de Espanha.

7.3 VALORIZAÇÃO ECONÓMICA

Após a obtenção das produções de acordo com a metodologia detalhada da secção 7.2 procede-se à valorização económica destas centrais tendo em consideração o disposto no Decreto-Lei n.º 240/2004 e na expressão descrita na secção 7.1.

Assim, para efeitos da obtenção da receita a considerar para efeitos da revisibilidade final, toma-se a produção resultante da simulação do VALORAGUA para cada central *k* abrangida por CMEC no “período II” em cada um dos anos para os quais a central *k* ainda está abrangida pelo regime de CMEC, que é depois multiplicada pelo preço médio de cada posto horário²⁵ tendo em consideração as médias históricas verificadas nos últimos 10 anos.

Para além das receitas relativas à valorização da produção são também tidas em conta as receitas relativas à prestação de serviços de sistema. Para efeitos da valorização da prestação de serviços de sistema considerou-se que, dentro do espírito do Despacho n.º 4694/2014 de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia, cada central presta serviços de sistema na proporção das quantidades vendidas. A valorização dos serviços de sistema considerou os valores históricos contratados desde 1 de abril de 2014.

No que diz respeito aos encargos variáveis a considerar para efeitos da revisibilidade final, são consideradas as quantidades obtidas através da metodologia descrita anteriormente (secção 7.2), que são multiplicadas pelo encargo variável, em €/MWh do centro electroprodutor *k* no ano *i*, considerando o preço do combustível respetivo. Esta disposição é relevante apenas para a central de Sines, dado ser a única central térmica abrangida pelo regime CMEC durante o “período II”, e apenas durante o 2º semestre de 2017.

Assim, o valor da revisibilidade final associado à parte variável do CMEC (receitas e encargos variáveis), é obtido deduzindo das receitas menos encargos variáveis estimados à data de início do “período II” o valor das receitas menos encargos variáveis durante o “período II”, calculados à data da cessação antecipada dos CAE e atualizados para a data de início do “período II”.

²⁵ Estes preços de energia por posto horário determinam a receita de mercado obtida pelas centrais. Em particular nas centrais hídricas com bombagem a receita de mercado da bombagem é determinada pela diferença entre os preços de energia nos postos horários (patamares de potência) de preços mais baixos (PH5) e os postos horários de preços mais elevados (PH1). Quanto maior esta diferença maior será a receita de mercado das centrais hídricas, quer pelo efeito de uma maior valorização da bombagem, quer pelo efeito de uma maior valorização das afluências, na medida em que as mesmas são direcionadas para serem colocadas nos períodos de preços mais elevados.

No que diz respeito ao apuramento do valor da revisibilidade final associado aos encargos fixos é necessário tomar em consideração a segunda expressão descrita em 7.1 e que decorre da aplicação da expressão que consta do Anexo IX dos Acordos de Cessação.

8 SITUAÇÕES ESPECÍFICAS PARA O CÁLCULO DA REVISIBILIDADE FINAL

Neste capítulo são apresentadas situações específicas que, impactando no apuramento do valor do ajustamento final, requerem uma ponderação conceptual, por força de se encontrarem omissas, insuficientemente tratadas ou até economicamente incoerentes no instrumental previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, demais legislação ou documentação que lhe é complementar.

8.1 INTERLIGAÇÃO E CURVAS DE PREÇOS PARA SISTEMAS EXTERNOS AO SEN

A simulação do sistema electroprodutor português num nó elétrico único através do modelo VALORAGUA necessita que sejam fornecidos como dados de entrada o valor esperado da capacidade comercial de interligação com sistemas externos bem como a curva de preços de importação e exportação para cada um dos postos horários em cada um dos meses do cálculo. Neste contexto, a interligação é tratada como se de uma central virtual se tratasse (na situação importadora do sistema português) ou um ponto de carga virtual do Sistema Elétrico Nacional (SEN) (na situação exportadora).

Neste contexto, sendo o modelo VALORAGUA um algoritmo que considera as condições de procura residual dirigida ao conjunto de centrais do SEN, o tratamento que é dado tanto ao valor da capacidade de interligação considerada para fins comerciais, como ao vetor de preços que representa os sistemas externos tem impacto não negligenciável na simulação e, conseqüentemente, deve ser analisado de forma detalhada e ajustada às reais condições de mercado existentes.

É expectável que variações do valor da capacidade de interligação para fins comerciais não tenham efeitos significativos sobre a produção total das centrais hídricas, líquida de bombagem, dado que este valor está fundamentalmente dependente das aflúncias. No entanto, é de esperar que variações da capacidade de interligação possam ter algum efeito sobre a composição da produção por posto horário sendo que aumentos quer da capacidade de importação quer da capacidade de exportação potenciam uma maior utilização da bombagem. No caso das centrais térmicas, a sua produção é influenciada positivamente por aumentos da capacidade de exportação ou por diminuições da capacidade de importação. Dado que a produção térmica abrangida por CMEC se limita a Sines durante o segundo semestre de 2017, os aumentos de produção térmica tendem a reduzir o ajustamento final do CMEC, em 2017, e a ter o efeito contrário nos restantes anos do “Período II”.

Assim, não sendo linear a avaliação dos efeitos de variações das capacidades comerciais de interligação sobre o montante da revisibilidade final dos CMEC é de esperar que a consideração de valores mais elevados de interligação possa ter um efeito conjugado de redução do montante do CMEC pelo facto de estes parecerem beneficiar a utilização da bombagem.

Relativamente a estes valores foram utilizados os valores de capacidade comercial na interligação constantes do RMSA.

No que diz respeito aos preços considerados para o nó externo ao SEN, existem dois aspetos que devem ser considerados:

- a) O **nível de preços** que se considera para o nó externo ao SEN, o qual determina, no confronto com o custo marginal das centrais nacionais, o fluxo na interligação e o seu respetivo volume;
- b) A **amplitude banda de incerteza** considerada para efeitos da determinação dos fluxos da interligação, a qual é aplicada ao nível de preços que se utiliza para o nó externo ao SEN.

No que respeita ao nível de preços, no algoritmo de cálculo do ajustamento final consideram-se apenas as médias²⁶ de preços relativos ao sistema espanhol (única interligação do sistema português e que beneficia de um nó de preço único), apuradas com base nos preços em mercado diário, sendo utilizados as séries de preços dos cinco anos corridos anteriores ao cálculo - o que determina que o período a considerar corresponda ao que decorre entre o segundo semestre de 2012 e o final do primeiro semestre de 2017.

Para o período considerado, as condições de formação de preço para o sistema espanhol não podem considerar-se inteiramente niveladas, o que pode objetivamente corromper o apuramento de uma média de preços que se pretende representativa das condições de simulação para o período do ajustamento final. Com efeito, a introdução de um regime fiscal em Espanha, que veio determinar o agravamento das condições de formação do custo marginal das centrais neste país, conduz a que tenha ocorrido um efeito de *pass through* às ofertas de mercado e, com isso, ao preço de mercado daí resultante. Neste quadro, o segundo semestre de 2012 resulta claramente distinto dos demais períodos até 30 de junho de 2017, na medida em que os efeitos da fiscalidade referida eram inexistentes.

De modo a considerar-se um apuramento dos preços médios por posto horário para o sistema espanhol em condições niveladas, os preços horários para o sistema espanhol, em mercado diário do MIBEL, relativos ao segundo semestre de 2012 devem ser acrescidos da estimativa de *pass through* ao preço de mercado no período em que o regime fiscal é aplicável²⁷. Esta opção é justificável pelo facto de não existir, à data de apuramento do valor do ajustamento final, informação que permita afastar a aplicação do regime fiscal existente em Espanha, ou a sua alteração. Deste modo, a simulação do VALORAGUA integra, a respeito do nível de preços externo ao SEN, a melhor informação disponível para a estimação das condições futuras até final do regime de CMEC.

²⁶ Desagregadas pelos postos horários considerados no modelo VALORAGUA.

²⁷ Esta estimativa é efetuada pela ERSE para efeitos de aplicação do disposto no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, e demais legislação que o complementa. Nos termos da proposta da ERSE, o valor do *pass through* ao preço de mercado, a aprovar por Despacho do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, foi de 4,75 €/MWh.

No que diz respeito às variações dos preços de importação e de exportação, estas têm impactos semelhantes aos descritos anteriormente, quando exista suficiente capacidade de interligação que permita aumentar a exportação ou a importação. Assim, preços mais elevados de importação ou de exportação tornam a produção nacional mais competitiva o que pode levar a um aumento da produção térmica com os impactos vistos anteriormente (redução do montante de revisibilidade em 2017, potencial aumento do montante de revisibilidade nos anos seguintes). Os aumentos do preço de importação tornam a utilização de bombagem menos atrativa enquanto o aumento do preço de exportação torna a utilização de bombagem mais atrativa.

Assim, também aqui não é direto o apuramento dos efeitos das variações dos preços da importação e de exportação. No entanto, se se admitir que estas variações impactam principalmente na utilização da bombagem então o aumento dos preços de importação tendem a aumentar o montante de revisibilidade enquanto o aumento dos preços de exportação tende a ter o efeito contrário.

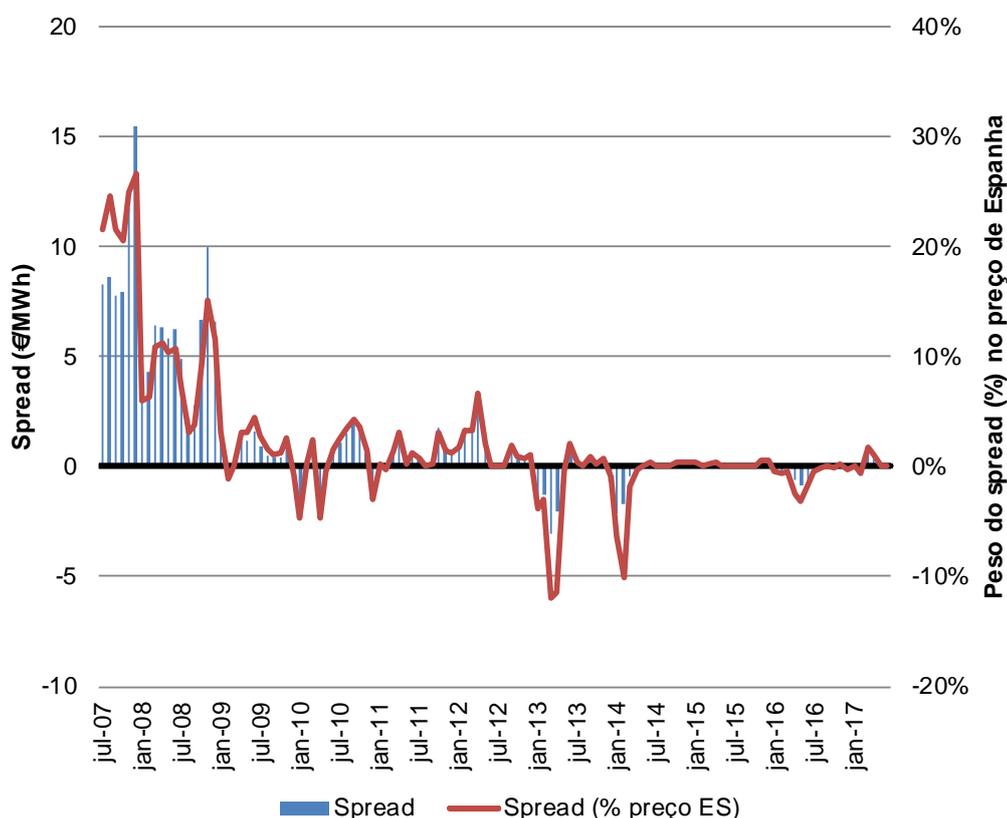
No que respeita ao segundo aspeto referenciado para a definição do preço a atribuir ao nó externo ao SEN, importa considerar que, no quadro das revisibilidades anuais, tem vindo a ser utilizada uma banda de incerteza do preço que se fixou em 15%. Daqui decorre que, uma vez apurado o preço médio, as condições de simulação apenas consideram como preço que determina a importação para o SEN o valor da média acrescido de 15% e, como preço de exportação, essa mesma média deduzida de 15%

Tal assunção de preços – com a existência de uma amplitude de preços bastante elevada - determina condições de utilização da interligação distintas das que realmente se verificam. Com efeito, se, no início do funcionamento do mercado diário para Portugal, se poderiam esperar níveis de separação de preços elevados e mais voláteis, estas não são de todo as condições atualmente existentes no funcionamento do mercado ibérico.

A Figura 8-1 apresenta a evolução, desde julho de 2007 até final do primeiro semestre de 2017 do diferencial de preço registado entre Portugal e Espanha, bem como do peso relativo deste mesmo diferencial no valor absoluto do preço que se observou para Espanha. Desta figura é possível retirar que a amplitude das diferenças de preço entre os dois sistemas ibéricos é, no presente, substancialmente diferente da que se observou nos primeiros anos de mercado diário integrado para os dois países. O peso relativo do diferencial de preço entre os dois sistemas é, no presente, tendencialmente nulo e com uma variabilidade reduzida, quando comparado com os períodos iniciais do MIBEL. Daqui decorre que as condições de previsibilidade do preço que determina os trânsitos na interligação é hoje efetuada dentro de uma banda de variação muito estreita, o que, de resto, é até patente nos valores do prémio que os agentes

de mercado têm pago para assegurar capacidade na interligação isenta de risco nos leilões de produtos de colocação a prazo que se têm concretizado²⁸.

Figura 8-1 – Evolução do diferencial de preço (spread) entre Portugal e Espanha e peso relativo do diferencial no preço de mercado para Espanha



Fonte: OMIE; elaboração ERSE

Neste sentido, parece fazer sentido que a margem inicialmente considerada para a determinação dos preços de importação e de exportação – que se admite pudesse representar as condições de incerteza de 2007 – seja corrigida para um valor mais representativo da situação atual de mercado, sendo que um valor em torno de 1% já parece compreender toda a incerteza sobre a formação do preço em mercado integrado. Tratando-se de um valor a utilizar na projeção dos próximos 10 anos e meio, e havendo condições que objetivamente apontam para um reforço da integração dos mercados nacionais do MIBEL e até destes

²⁸ Nos leilões (explícitos) de contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal - Espanha, para cobrir o risco decorrente do diferencial de preços do mercado diário entre Portugal e Espanha (leilões IPE), cujos resultados podem ser consultados no portal da internet da ERSE, em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/leiloesIPE.aspx>, o prémio pago pelos agentes, num ou outro sentido, raramente excede os 0,10 €/MW, o que para um preço horário de cerca de 50 €/MWh corresponde a cerca de 0,2% desse mesmo preço.

com os restantes mercados europeus, a adoção de uma margem mais estreita é francamente recomendável para a concretização do propósito deste documento.

8.2 REGIMES HIDROLÓGICOS E AFLUÊNCIAS CONSIDERADAS PARA O ESTUDO

A simulação do modelo VALORAGUA pondera, de forma muito significativa, o regime de aflúncias hídricas subjacente ao regime hidrológico que se pretenda considerar para efeitos do apuramento das produções de cada centro eletroprodutor. Esta componente foi, naturalmente, tida em consideração no cálculo inicial, tendo, para tal efeito, sido considerado um regime hidrológico médio, que corresponde a uma série longa de hidrologia (40 anos). Importa lembrar que, nas revisibilidades anuais do valor dos CMEC, se considerou o valor realmente ocorrido para o regime hidrológico, o que compara com as condições médias do cálculo inicial.

Já para apuramento do ajustamento final, nos termos do artigo 7.º do Anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 24 de julho, e 32/2013, de 26 de fevereiro, devem ser consideradas as “simulações da exploração do sistema electroprodutor com as aflúncias mensais aos aproveitamentos hidroelétricos verificadas nos últimos 10 anos históricos disponíveis à data da realização do cálculo”. Daqui decorre, desde logo, uma distinção face ao que se operacionalizou para cada um dos exercícios de revisibilidade anual: os ajustamentos anuais foram efetuados sempre com base num ano civil completo, quando o ajustamento final se pretende agora considerar uma série de 10 anos corridos anteriores ao cálculo desse mesmo ajustamento, facto que implica a existência de apenas um semestre para os anos de 2007 (segundo semestre do ano) e de 2017 (primeiro semestre).

No tratamento desta circunstância (inexistência de 10 anos civis completos), o produtor (EDP Produção) e o gestor global do sistema (REN) propõem a utilização de onze anos completos de aflúncias (1 de Janeiro de 2007 e fim em 31 de Dezembro de 2017) para a incorporação do regime hidrológico na estimação do modelo VALORAGUA. Neste cenário resulta necessário estimar as aflúncias para o restante do ano de 2017, já que estas não correspondem a um valor que seja já observado, pelo que tal constitui uma adaptação ao disposto no artigo 7.º do Anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Num segundo plano, importa sublinhar que a utilização do regime de “aflúncias mensais aos aproveitamentos hidroelétricos verificadas nos últimos 10 anos históricos disponíveis à data da realização do cálculo” se destina a concretizar as condições de hidrologia que se esperam para o período final dos CMEC (10 anos e meio – até final de 2027), pelo que se poderá questionar da representatividade objetiva deste valor histórico, ademais adaptado com pressupostos para parte ponderação do futuro imediato (segundo semestre de 2017). Ora a utilização deste cenário de tratamento das aflúncias implica, em sede de cálculo do ajustamento final, uma comparação do valor estimado inicialmente com a realidade

observada uma segunda vez – a que foi sendo efetuada ao longo das revisibilidades anuais a que se soma a média histórica para o período futuro.

Neste contexto, parece ser económica e operacionalmente mais aceitável que o regime de aflúncias a considerar na estimação do ajustamento final decorra da ponderação de um regime médio em série longa e sem extrapolação de qualquer valor para futuro imediato. Entende-se que, nestas condições, a previsão daquelas que possam vir a ser as condições hidrológicas dos 10 anos e meio a que reporta o período final dos CMEC se faria no mesmo pressuposto do apuramento do valor inicial (utilização de série longa que ajuste para o regime hidrológico médio). Daqui decorreria, por um lado, a utilização de apenas anos civis inteiros (o que elimina a necessidade de estimação do futuro imediato) e, por outro lado, a ponderação de um regime mais alisado de informação para a estimação do ajustamento final, ademais síncrono com o critério seguido no apuramento do valor inicial.

Importa referir que, do ponto de vista metodológico, a ponderação desta abordagem técnica (considerar um regime hidrológico alisado) é defensável e modo a que o cálculo do ajustamento final não seja enviesado quer pela ocorrência de um regime húmido ou seco, consoante o que se verifique numa partição temporal mais limitada. Em acréscimo, metodologicamente, a ERSE, na explanação de pressupostos que acompanham o processo tarifário efetua as suas estimativas em regime hidrológico médio.

É entendimento da ERSE que a ponderação desta alternativa metodológica requer a ponderação da viabilidade de uma alteração legislativa, no sentido de conformar o cálculo e operação do modelo VALORAGUA com o preceituado no regime CMEC. De resto, esta alteração, por razões de segurança jurídica, é desde logo necessária para acomodar a circunstância do cálculo não envolver anos civis completos, o que vem sendo considerado um critério operativo para o modelo VALORAGUA em sede de apuramento das revisibilidades anuais.

Ainda a respeito do tratamento das aflúncias, foram identificadas pela equipa técnica constituída pela REN e EDP Produção, um conjunto de outras circunstâncias, que importa tratar, e que se prendem com os descarregamentos a considerar e os caudais de restituição a considerar para o mesmo efeito. A opção metodológica de EDP Produção e de REN não são inteiramente convergentes nestes pontos, tendo a REN proposto resumidamente a seguinte abordagem:

- a) “Considerar, nos fios-de-água do Douro Nacional e Internacional, os valores dos descarregamentos ocorridos na realidade, pressuposto este assumindo que atendendo às restrições técnicas, volumétricas, orográficas ou geométricas destes aproveitamentos com reduzidas albufeiras sem capacidade de armazenamento face à dimensão dos volumes afluentes, a respetiva gestão do produtor não poderia ter sido diferente da que de facto aconteceu”; e
- b) “Considerar, na Aguieira e Pracana, os valores dos descarregamentos turbináveis e não-turbináveis impostos pela APA ou outras autoridades, no âmbito das suas funções como Autoridade Nacional da Água na gestão de situações normais ou extremas, em todos os aproveitamentos em que ocorram,

nomeadamente para prevenção e proteção contra riscos de cheias e inundações, deduzindo-os às afluências reais”.

Entendeu a REN propor também que se deva considerar os valores das cotas de restituição do cálculo do Valor Inicial dos CMEC e não considerar os descarregamentos turbináveis e não-turbináveis, à exceção dos impostos pela APA.

Ponderados os aspetos aduzidos pelas citadas entidades, entende a ERSE que, para cenário base de apuramento do ajustamento final dos CMEC, se deva utilizar a metodologia proposta pela REN, sendo que, á semelhança do que acontece com a série temporal a utilizar para a estimação da hidrologia do período final, haveria toda a vantagem em clarificar legislativamente o tratamento a dar a efeitos não considerados no apuramento do valor inicial e que decorrem, ainda que parcialmente, da formulação e execução de outras políticas públicas.

8.3 PRODUÇÃO DE OUTROS PRODUTORES

À semelhança do que atrás se caracterizou para a ponderação do uso da interligação entre Portugal e Espanha, a simulação do sistema electroprodutor português num nó elétrico único através do modelo VALORAGUA necessita que sejam fornecidos, como dados de entrada, a informação relativa às centrais que não estão abrangidas por CMEC durante o “período II”, nomeadamente no que diz respeito às datas de entrada em funcionamento ou datas de descomissionamento desses mesmos centros eletroprodutores.

Do ponto de vista conceptual, dado que a partir de 2018 as centrais abrangidas por CMEC são exclusivamente centrais hídricas cuja produção (excluindo bombagem) depende quase exclusivamente do regime hidrológico que seja considerado, não seria expectável que a entrada ou saída de funcionamento de centrais sem CMEC afete de forma significativa as produções das centrais integradas neste regime.

Por exemplo, a consideração de um maior número de anos de funcionamento da central de Sines terá por efeito que esta central desaloje, nos anos de prolongamento, a produção de centrais térmicas mais caras ou que contribua para o aumento da exportação. Em qualquer uma das situações o impacto sobre a produção das centrais com CMEC parece ser residual. A influência do prolongamento numa central deste tipo pode ser maior ao nível das oportunidades de bombagem mas mesmo aqui o efeito não é linear, dado que o efeito do prolongamento deve reduzir os preços em períodos de vazio e de fora de vazio. Caso se verifique que o efeito de redução é mais marcado nas horas de vazio, então o *spread* vazio/fora de vazio aumenta e alargam-se as oportunidades de bombagem.

Situação diversa poderia colocar-se a respeito dos centros eletroprodutores que tenham que respeitar restrições específicas de produção – por exemplo, a existência de contratos de aprovisionamento de energia primária do tipo *take or pay*. Neste caso, como disso é exemplo a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro (Turbogás), a imposição de quantidades de produção mandatórias (por força da

necessidade de cumprir restrições de consumo de energia primária) pode, em determinadas condições, afetar o despacho de centrais CMEC.

Atendendo ao histórico, poderia, para efeitos de modulação da simulação VALORAGUA, operacionalizar-se diferentes patamares de produção por parte destas centrais – em rigor, apenas a Turbogás -, com potencial impacte na estimação dos valores de produção das centrais CMEC. Em todo o caso, a ponderação de valores de produção correspondentes a consumos de energia primárias diferentes dos que se encontram contratualizados (por exemplo, média de valores históricos, que é afetada de uma redução negociada das quantidades contratualizadas de gás natural) pode não ser necessariamente representativa do regime que venha a ocorrer no período final (“período II). Ademais, entende a ERSE que, em condições niveladas de funcionamento, a produção, por exemplo de centrais como a Turbogás, tende a desalojar do despacho de mercado outras centrais térmicas não inseridas no regime CMEC e apenas em situações de franja as centrais de albufeira com CMEC.

Neste contexto, e porque também não existe informação que permita, à data deste estudo, assegurar para a central da Turbogás outros volumes de consumo de energia primária em regime de *take or pay* que não os contratualizados, é convicção da ERSE que se deve considerar na estimação do VALORAGUA os valores de produção correspondentes às quantidades anuais contratadas (QAC) de gás natural para a central da Turbogás.

8.4 PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Na operação do sistema elétrico, o gestor global de sistema socorre-se de um conjunto de serviços, prestados pelos agentes de mercado, e que se destinam, no essencial, a manter o equilíbrio do sistema e a continuidade da sua operação. Estes serviços podem resumir-se nas seguintes três vertentes:

- Banda de regulação secundária;
- Energia de regulação secundária; e
- Reserva de regulação e resolução de restrições técnicas.

Sendo estes serviços operados através de um mercado, em que participam principalmente os centros eletroprodutores, há a conseqüente geração de receitas de mercado (de forma simplista, o produto do preço de mercado pela quantidade adjudicada) para esses agentes. No caso específico das centrais CMEC, a prestação do serviço encontrava-se prevista no CAE que lhes deu origem, razão pela qual, a formulação seguida no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 24 de julho, e 32/2013, de 26 de fevereiro, impõe a devolução das receitas líquidas em que o produtor incorra neste mercado.

No caso específico do mercado de banda de regulação secundária, o Despacho n.º 4694/2014 de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia, impõe um regime específico para as centrais inseridas no

mecanismo de CMEC, determinando, de forma simplificada, que exista proporcionalidade entre a receita obtida pelas centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária e a receita dos demais centros eletroprodutores do mesmo produtor, quando aferida por comparação com o mercado de energia. O citado Despacho estabelece ainda condições para a formação do preço da banda de regulação secundária, determinando que o preço em Portugal não deva exceder aquele que se verifica para o serviço correspondente no sistema espanhol.

O cálculo do ajustamento final implica, pois, a estimação das receitas de serviços de sistema das centrais em regime de CMEC, para que sejam devolvidas no âmbito da respetiva revisibilidade. Ora, para operacionalização deste cálculo, e no caso particular da banda de regulação de secundária, não são conhecidas as condições de preço futuras para a prestação deste serviço (incluindo o preço para o serviço correspondente prestado em Espanha) que afetam o apuramento das receitas. Do mesmo modo, podem identificar-se dois períodos distintos se se pretender a aferição das receitas históricas com a prestação do serviço de banda de regulação secundária: i) antes de 1 de abril de 2014 (data da entrada em vigor das condições do Despacho n.º 4694/2014) e ii) depois dessa data.

É entendimento da ERSE que, para efeitos do cálculo do ajustamento final, se devem considerar as receitas históricas do conjunto de centrais da EDP Produção habilitadas a prestar o serviço de banda de regulação secundária (telerregulação), consideradas a partir de 1 de abril de 2014, sendo estas afetadas do rácio entre a produção dessas centrais em regime CMEC e a produção global das centrais do produtor com capacidade para telerregular. A atribuição da receita a cada uma das centrais com CMEC dever-se-á efetuar em conjunto com a validação das condições técnicas para que o serviço seja fornecido, assegurando-se a redistribuição que garanta o cumprimento da regra da proporcionalidade determinada no Despacho n.º 4694/2014.

Havendo regras específicas para a determinação da receita das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária, é entendimento da ERSE que se deverá observar o mesmo critério genérico para as receitas com os restantes serviços de sistema (energia de regulação secundária, reserva de regulação e resolução de restrições técnicas). A estas rúbricas do mercado de serviços de sistema, o apuramento dos valores históricos de receita deverá abranger o mesmo período considerado para a banda de regulação secundária.

8.5 CURVAS DE PREÇOS FINAIS

Uma das componentes associadas à valorização económica é a curva de preços finais que são aplicados às produções resultantes da simulação do VALORAGUA. Tudo o resto constante, caso a curva de preços considerada para efeitos de apuramento do valor final for idêntica à curva de preços utilizada no apuramento do valor inicial, então o valor do ajustamento deveria ser nulo. Neste caso, pode sustentar-se

que existe uma neutralidade financeira dos preços considerados, na medida em que os mesmos são afetos de uma mesma valorização temporal.

Em concreto, verifica-se que, no cálculo do valor inicial dos CMEC, foi considerada uma curva de preços com base num preço médio de 50 €/MWh, que foi sujeito a atualização pela inflação durante todo o período de cálculo do CMEC.

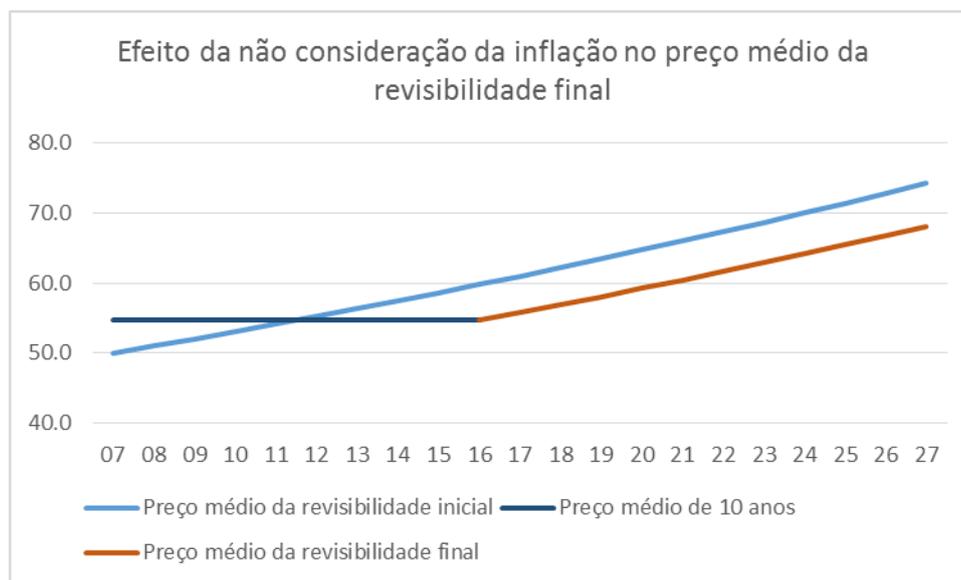
Já no que se refere ao apuramento do ajustamento final, o n.º 7 do artigo 7.º do Anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, estabelece que a média de preços a partir da qual deve ser apurada a curva de preços corresponde ao preço médio de mercado disponível nos últimos 10 anos anteriores ao momento do cálculo do ajustamento final.

Coloca-se, nesta sede, uma questão interpretativa relativa à aplicação da formulação prevista no artigo 7.º do Anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, no que respeita às variáveis de preço. Não obstante no plano literal possa verificar-se uma aparente dissonância entre a previsão do cálculo do valor inicial (com atualização pela taxa de inflação para todo o período) e o apuramento do ajustamento final (em que se não se menciona, no apuramento da média, qualquer efeito de atualização pela taxa de inflação). Cumpre interpretar esta disposição à luz da lógica subjacente ao diploma, ao seu espírito, designadamente no que respeita ao cálculo da revisibilidade final.

Acresce que, todo o modelo de cálculo dos CMEC tem associada a existência de inflação pelo que parece lógico e subjacente ao espírito das normas aplicáveis que, ao utilizar como metodologia de previsão para futuro os preços históricos verificados, a previsão de preços futuros tenha em conta esses mesmos preços históricos atualizados pela inflação verificada, independentemente de se poder discutir a adequação ou não da metodologia para efeitos de previsão.

A Figura 8-2 ilustra a diferença entre a curva de preços médio considerado durante o “período II” na revisibilidade final e aquele considerado na revisibilidade inicial numa circunstância em que o preço médio verificado nos primeiros dez anos após a cessação dos CAE corresponde exatamente à média da curva de preços considerada durante o “período I” na revisibilidade inicial.

Figura 8-2 – Efeito de não atualização de preços



8.6 CUSTOS DE PRODUÇÃO

A simulação do sistema electroprodutor português num nó elétrico único através do modelo VALORAGUA necessita que sejam fornecidos como dados de entrada o custo dos combustíveis e das emissões de CO₂ para que seja determinado o custo marginal de produção das centrais térmicas.

Tal como já foi referido anteriormente, a única central térmica abrangida pelo regime CMEC durante o “período II” é a central de Sines, e apenas durante o segundo semestre de 2017. Assim, à exceção desse semestre, o efeito da variação dos combustíveis no montante final do CMEC é principalmente indireto. Com efeito, dado que a produção das centrais hídricas (excluindo bombagem) está limitada às aflúências consideradas, então, não é expectável que as variações dos preços dos combustíveis ou das licenças de emissão induzam variações significativas nos valores de produção das centrais hídricas. Essas variações refletir-se-ão principalmente em variações da produção de centrais térmicas que impactam o saldo comercial na interligação. Assim, preços de combustíveis ou de licenças de emissão mais reduzidos diminuem o montante da revisibilidade do CMEC de Sines, no segundo semestre de 2017 e, a partir dessa data, a expectativa é que possam aumentar o montante da revisibilidade do CMEC das restantes centrais por via de as centrais não CMEC se tornarem mais competitivas e ficarem com uma maior fatia da prestação de serviços de sistema. O aumento do preço dos combustíveis ou das licenças de emissão tem o efeito contrário.

Em relação ao efeito da variação do preço dos combustíveis e das licenças de emissão sobre a utilização da bombagem, este é dúbio pois a redução dos custos marginais de funcionamento das centrais térmicas que funcionam em vazio, potenciam o aumento da bombagem embora se verifique a situação oposta quando se reduz o custo marginal de produção de uma central com produção fora do período de vazio.

Em relação à definição dos preços de combustíveis ou de licenças de emissão, o aspeto mais importante para se obterem resultados coerentes é o de que a metodologia de definição dos preços dos combustíveis seja, quer em termos de horizonte temporal considerado, quer em termos de fatores de atualização de médias históricas, coerente com a metodologia de definição dos preços de mercado.

8.7 RESGATE DE *WINDFALL PROFITS* DAS CENTRAIS COM CMEC

Na sequência da entrada em vigor em Espanha de um regime fiscal²⁹ que veio onerar o custo de produção das centrais elétricas nesse país, com reflexo nas suas ofertas em mercado grossista, o Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, veio estabelecer o regime legal para criação de “um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal”. No quadro deste diploma, cabe à ERSE efetuar um estudo “sobre o impacte na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da UE e os seus efeitos redistributivos nas diversas rubricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica”.

No objeto de aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, pretenderia o legislador constituir um mecanismo pelo qual os eventuais efeitos na formação do preço de mercado grossista, decorrentes de eventos que constituam um fator externo à operação dos agentes de mercado portugueses (de que o regime fiscal em Espanha é exemplo), não resultassem em *windfall profits* para os produtores, por contrapartida de um preço mais elevado suportado pela generalidade dos consumidores.

Durante o “período I”, não existia o risco de as centrais inseridas em regime de CMEC obterem *windfall profits* decorrentes dos eventos que o Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho pretendeu corrigir. Com efeito, por força de revisibilidade anual, se o preço de mercado que determina a receita dos produtores subir por fatores exógenos, não existirá, para as centrais CMEC, um acréscimo de receita líquida, na medida em que se deduzem essas receitas ao valor de referência considerado.

Contrariamente ao que acontece na revisibilidade anual, na revisibilidade final as condições de receita das centrais com CMEC não são ajustadas para as condições de mercado efetivamente observadas, mas antes para as condições médias de preço do passado, as quais, pelo menos até 2013, não incorporam o efeito no preço dos referidos eventos exógenos ao sistema nacional.

Dado que existe a dúvida sobre a aplicabilidade do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, e da correspondente tarifa de equilíbrio concorrencial, às centrais abrangidas por regime CMEC durante o “período II”, se nada fosse feito, existiria o risco de apropriação por parte destas centrais dos já descritos *windfall profits*. Por esta razão, a ERSE entende que deve identificar no presente estudo o valor potencial

²⁹ Ley 15/2012, de 27 de dezembro e Ley 9/2013, de 13 de julho

dos *windfall profits* que devem ser resgatados na revisibilidade final caso não exista uma clarificação ou alteração do enquadramento legislativo do qual resulte inequívoca a aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, às centrais com CMEC durante o “período II”.

Para proceder ao cálculo dos *windfall profits* potenciais a ERSE entende que deve ser utilizado o valor dos efeitos dos eventos extramercado externos ao mercado português sobre o preço da área portuguesa do MIBEL, a definir por Despacho do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, e que não estejam incorporado nos preços históricos verificados. Para proceder ao cálculo a ERSE utilizará a melhor informação disponível à data de elaboração deste estudo³⁰.

³⁰ Na ausência do referido Despacho, a ERSE considerou, para este efeito, o valor que foi apurado e proposto à Secretaria de Estado da Energia, que se fixou em 4,75 €/MWh.

9 RESULTADOS DA ESTIMAÇÃO DO MODELO VALORAGUA

O presente capítulo apresenta os resultados de estimação do modelo VALORAGUA, o qual, recorde-se, é utilizado para encontrar os valores de produção das centrais abrangidas pelo cálculo do ajustamento final dos CMEC. Prévias à apresentação dos resultados de simulação sistema electroprodutor, são explicitados os principais pressupostos que condicionam tal simulação.

9.1 SÍNTESE DE PRESSUPOSTOS E VALORES DE ENTRADA DO MODELO

Nesta secção são apresentados os principais pressupostos que afetam objetivamente o modelo de simulação do parque eletroprodutor, os quais, dependendo do seu valor, afetam o volume de energia a ser produzido pelas centrais abrangidas pelo cálculo do ajustamento final, bem como a sua repartição.

PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

No apuramento das produções das centrais abrangidas pelo ajustamento final dos CMEC é necessário estimar a procura dirigida ao sistema, que deva por este ser satisfeita. Tal corresponde a determinar, para cada ano do ajustamento final, o consumo de eletricidade que se estima para Portugal Continental, o qual será satisfeito a partir das redes SEN (consumo referido à produção líquida). Este consumo tem necessariamente uma desagregação mensal, já que a própria simulação, como descrito na metodologia, tem essa discretização temporal. Importa recordar que o volume de exportação que o SEN efetue é, na realidade um acréscimo de procura no sistema português (e a importação será um decréscimo), mas, como se referiu atrás, os fluxos na interligação são tratados como se correspondessem a uma central (na importação) ou um ponto de carga adicional (na exportação).

Para efeitos da estimação da procura para o período do ajustamento final, foi considerada a melhor informação existente e devidamente fundamentada, à data da realização da simulação. Neste contexto, utilizou-se o cenário central do RMSA 2016, para estimar o consumo anual em Portugal Continental, sendo este afetado pelos coeficientes de perdas nas redes (que são obtidos por interpolação linear entre o fator de perdas de 2016 e o valor previsto de 9% para 2030).

Neste âmbito, o valor de procura anual utilizada para simulação do modelo VALORAGUA até 2027 é a que consta da Tabela 9-1. O valor de procura anual é, posteriormente, repartido por meses de cada ano e por postos horários considerados no próprio modelo VALORAGUA por força do disposto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Tabela 9-1 – Procura anual em Portugal Continental 2017-2017
Por aplicação do cenário central do RMSA-E 2016

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Procura (GWh)	49.653	49.954	50.240	50.415	50.717	51.019
		2023	2024	2025	2026	2027
Procura (GWh)		51.321	51.623	51.924	52.226	52.527

A modulação do consumo anual por mês (por fatores de consumo), bem como a sua repartição por posto horário (fatores de potência a aplicar à potência média), é efetuada com base nas repartições constantes da Tabela 9-2.

Tabela 9-2 – Diagrama mensal de consumo e fatores de potência por período horário

		PH1	PH2	PH3	PH4	PH5	
Consumo (%)		Peso (%)	6,0	28,0	18,0	21,0	27,0
		PH1	PH2	PH3	PH4	PH5	
Jan	9,265	Jan	1,361	1,179	1,067	0,909	0,760
Fev	8,496	Fev	1,339	1,163	1,066	0,917	0,776
Mar	8,655	Mar	1,319	1,163	1,057	0,915	0,789
Abr	7,842	Abr	1,320	1,166	1,042	0,918	0,792
Mai	7,938	Mai	1,243	1,160	1,055	0,919	0,807
Jun	7,864	Jun	1,289	1,155	1,046	0,919	0,807
Jul	8,623	Jul	1,274	1,159	1,047	0,920	0,805
Ago	8,007	Ago	1,252	1,142	1,045	0,932	0,820
Set	8,035	Set	1,267	1,162	1,048	0,917	0,805
Out	8,120	Out	1,291	1,159	1,058	0,914	0,799
Nov	8,271	Nov	1,367	1,170	1,054	0,912	0,775
Dez	8,884	Dez	1,354	1,174	1,051	0,912	0,776

AFLUÊNCIAS E REGIME HIDROLÓGICO

Conforme se referiu na breve explanação metodológica, um dos pressupostos mais importantes para a simulação do modelo VALORAGUA corresponde ao regime hidrológico que é imposto ao modelo e que, por conseguinte, determina as afluições aos centros eletroprodutores hídricos. Este pressuposto assume, no período II, uma importância acrescida, na medida em que, à exceção da central de Sines no segundo

semestre de 2017, todo o período apresenta apenas centrais hídricas no cálculo do ajustamento final (vide Tabela 7-1).

No apuramento do valor do ajustamento final, e com a fundamentação que se apresentou na secção 8.2 deste documento, a ERSE considerou duas abordagens distintas para o regime hidrológico e para as correspondentes aflúências:

Cenário base - Regime médio dos 10 anos anteriores ao cálculo do ajustamento final, conforme é previsto na redação do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro; e

Cenário alternativo - Regime médio longo, semelhante ao que foi utilizado no apuramento do cálculo inicial dos CMEC e que, por essa razão, constitui, no entender da ERSE, uma metodologia mais robusta à luz de condições economicamente racionais.

Em qualquer dos casos, para as centrais inseridas no mecanismo de CMEC no período II e de modo a minimizar possíveis inconsistências na corrida do modelo VALORAGUA, são utilizados mapas de aflúências com base em ano civil, isto apesar do período II abranger, na realidade, 10 anos móveis de julho a junho. Neste sentido, são utilizados no caso do Cenário base onze anos civis completos (de 1 de janeiro de 2007 a 31 de dezembro de 2017), o que obriga a extrapolar os valores para o segundo semestre de 2017 (com base no regime médio dos dez semestres anteriores).

Já no caso do Cenário alternativo, havendo o interesse em aproximar o regime hidrológico a estimar no período II daquele que foi considerado para o cálculo inicial (regime médio), este valor é aproximado do regime obtido entre 2009 e 2016, sendo, então as aflúências apuradas com base nos valores destes anos de referência.

As aflúências tidas em consideração em cada cenário são apresentadas em Anexo a este documento.

TRATAMENTO DA INTERLIGAÇÃO

Como referido anteriormente, a simulação do modelo VALORAGUA trata a interligação Portugal-Espanha como um nó de produção ou consumo. A determinação do fluxo (importador ou exportador) faz-se por aplicação de preços para Espanha, os quais são apresentados para o sentido importador e para o sentido exportador e por posto horário.

No quadro das revisibilidades anuais, tem vindo a ser utilizada uma banda de incerteza do preço verificado em Espanha que se fixou em 15% decorrendo daqui que, uma vez apurado o preço médio verificado em cada posto horário, as condições de simulação consideram como preço de importação para o SEN o valor do preço médio verificado nesse posto horário acrescido de 15% e, como preço de exportação, esse mesmo preço deduzido de 15%.

Tal como referido no ponto 8.1, as condições atualmente existentes no funcionamento do mercado ibérico não sustentam a utilização de uma banda de incerteza tão alargada pelo que a ERSE optou pela aplicação de uma média de 1%, mais consentânea com as atuais condições de mercado.

Relativamente nível de preços, foram tomadas em consideração as médias de preços relativos ao sistema espanhol apuradas com base nos preços em mercado diário, utilizando as séries de preços dos cinco anos corridos anteriores ao cálculo - o que determina que o período a considerar corresponda ao que decorre entre o segundo semestre de 2012 e o final do primeiro semestre de 2017. Tal como foi explicado anteriormente, incorporou-se no segundo semestre de 2012 uma correção incremental (4,75 €/MWh) correspondente ao efeito dos eventos extramercado externos ao sistema português (fiscalidade em Espanha) sobre a formação do preço na área portuguesa do MIBEL pelo facto de se esperar que no futuro o efeito da fiscalidade em Espanha se mantenha sendo que o mesmo não se encontrava totalmente refletido na média de preços passada.

Os preços de importação e exportação considerados para efeitos de simulação foram os que são apresentados nas tabelas seguintes.

Tabela 9-3– Preços de exportação considerados na simulação

Preços Exp (€/MWh)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
PH1	63.2	52.2	45.0	36.8	45.1	52.5	55.7	54.7	57.2	62.4	60.9	72.1
PH2	58.4	43.6	38.2	36.8	45.1	51.3	55.6	54.3	56.5	57.5	56.2	65.9
PH3	54.4	42.0	36.7	34.8	42.6	48.7	53.9	51.8	55.1	56.4	51.9	55.7
PH4	44.0	32.3	29.9	27.6	37.7	44.3	48.3	46.4	48.3	49.3	45.3	50.1
PH5	33.6	25.0	24.8	25.4	35.1	41.0	43.2	43.4	42.9	41.1	36.4	38.0

Tabela 9-4– Preços de importação considerados na simulação

Preços Imp (€/MWh)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
PH1	64.4	53.3	45.9	37.6	46.0	53.6	56.8	55.8	58.3	63.7	62.1	73.6
PH2	59.5	44.4	39.0	37.6	46.0	52.4	56.8	55.4	57.6	58.7	57.3	67.2
PH3	55.5	42.9	37.5	35.5	43.4	49.6	55.0	52.9	56.2	57.5	52.9	56.8
PH4	44.9	32.9	30.5	28.1	38.5	45.2	49.3	47.3	49.2	50.3	46.3	51.1
PH5	34.3	25.5	25.3	25.9	35.8	41.8	44.1	44.2	43.7	41.9	37.1	38.8

Relativamente aos valores de capacidade comercial de interligação foram utilizados os valores constantes do RMSA e que se apresentam na tabela seguinte.

Tabela 9-5– Valores de capacidade comercial de interligação

Ano	Exportação [MW]	Importação [MW]
2016-2018	2 600.0	2 000.0
2019-2022	3 000.0	3 000.0
2023-2027	3 200.0	3 600.0

EVOLUÇÃO E PERFIL DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Tratando-se de uma variável com cada vez mais peso na satisfação da procura no SEN, a evolução da Produção em Regime Especial (PRE) tem óbvias consequências na determinação das produções para as centrais CMEC no período II. A evolução da PRE para o período II segue a que se encontra inscrita no RMSA-E 2016, Trajetória A, e é apresentada na Tabela 9-6.

De acordo com a proposta inicial da REN e EDP Produção, o perfil de PRE é modulado através de diagramas mensais de duração de cargas equivalentes nos 5 postos horários, à semelhança da abordagem seguida para o consumo. Para a modulação dos postos horários foi considerado o histórico verificado dos quatro anos completos anteriores ao cálculo do ajustamento final (i.e., 2013 a 2016). As tabelas com as modulações dos vetores de PRE são apresentadas na Tabela 9-7.

**Tabela 9-6 – Evolução da PRE
RMSA-E 2016 (em MW instalados)**

	Cogeração	RSU	Biomassa	Biogás	Fotovoltaica	Fotovoltaica concent.	Mini-hídricas	Eólica	Ondas
2016	1.423	77	123	74	522	16	607	5.202	0
2017	1.439	77	137	74	554	16	607	5.206	0
2018	1.459	77	143	75	826	19	608	5.245	0
2019	1.459	77	203	75	1.456	19	608	5.349	8
2020	1.459	77	284	75	1.773	43	609	5.483	8
2021	1.459	77	284	75	1.773	43	610	5.483	8
2022	1.459	77	284	75	1.773	43	610	5.581	8
2023	1.459	77	284	75	1.773	43	610	5.606	8
2024	1.459	77	284	75	1.773	43	610	5.606	8
2025	1.459	77	284	75	1.773	43	610	5.606	8

Fonte: RMSA-E 2016

Tabela 9-7 – Perfil de PRE
Eólica, Solar e PRE Térmica (inclui cogeração renovável, RSU, biomassa e biogás)

Eólica												
Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
PH1	0,4080	0,4247	0,3994	0,3895	0,2549	0,1185	0,1206	0,1804	0,1583	0,2683	0,4278	0,3124
PH2	0,3610	0,4078	0,3505	0,2492	0,2508	0,1831	0,1608	0,2039	0,1901	0,2417	0,3075	0,2709
PH3	0,3403	0,3891	0,3308	0,2536	0,2778	0,2050	0,2056	0,1989	0,1801	0,2389	0,3123	0,3333
PH4	0,3804	0,4301	0,3545	0,2732	0,2575	0,2062	0,2001	0,2167	0,1812	0,2529	0,3420	0,3095
PH5	0,3802	0,4408	0,3679	0,2545	0,2888	0,2247	0,2179	0,2327	0,1889	0,2760	0,3159	0,3502
Solar												
Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
PH1	0,0127	0,0189	0,0993	0,1725	0,4350	0,6368	0,6918	0,5616	0,3763	0,0349	0,0725	0,0300
PH2	0,1910	0,2637	0,3323	0,3801	0,4187	0,4279	0,4846	0,4306	0,4356	0,3663	0,2572	0,2315
PH3	0,1170	0,1592	0,1913	0,2070	0,2211	0,2382	0,2167	0,3098	0,1911	0,1572	0,2039	0,1689
PH4	0,1235	0,1782	0,1818	0,2151	0,2623	0,2450	0,2425	0,2859	0,2094	0,1671	0,1433	0,1841
PH5	0,0235	0,0240	0,0431	0,0565	0,0487	0,0583	0,0569	0,0302	0,0399	0,0277	0,0338	0,0269
PRE Térmica												
Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
PH1	0,6151	0,6303	0,6351	0,6015	0,5952	0,5921	0,5831	0,5857	0,5988	0,5903	0,5961	0,6137
PH2	0,6045	0,6216	0,6252	0,5978	0,5983	0,5950	0,5998	0,5883	0,6062	0,5830	0,5806	0,5963
PH3	0,5604	0,5922	0,5942	0,5599	0,5620	0,5486	0,5755	0,5472	0,5777	0,5563	0,5489	0,5522
PH4	0,4858	0,5197	0,5118	0,4793	0,4750	0,4746	0,4880	0,4858	0,4981	0,4822	0,4818	0,4917
PH5	0,4576	0,4808	0,4821	0,4556	0,4553	0,4529	0,4645	0,4737	0,4688	0,4490	0,4474	0,4665

Fonte: Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual, Versão preliminar; Junho 2017; REN e EDP Produção

TAXA DE CÂMBIO EUR/USD E CUSTOS VARIÁVEIS DE EXPLORAÇÃO

O modelo de simulação do VALORAGUA considera, para efeitos de determinação dos custos de produção das centras térmicas, o valor da cotação da taxa de câmbio EUR/USD, na medida em que uma parte importante das energias primárias são cotadas, em mercado internacional, na divisa norte-americana. As cotações médias mensais da taxa de câmbio EUR/USD são apresentadas na Tabela 9-8, para o período entre julho de 2007 e junho de 2017.

Tabela 9-8 – Taxa de câmbio EUR/USD
Cotação média mensal

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2007	---	---	---	---	---	---	1,3707	1,3618	1,3897	1,4232	1,4676	1,4568
2008	1,4720	1,4744	1,5503	1,5746	1,5550	1,5557	1,5768	1,4978	1,4350	1,3330	1,2723	1,3495
2009	1,3290	1,2771	1,3050	1,3211	1,3641	1,4026	1,4080	1,4277	1,4561	1,4810	1,4898	1,4614
2010	1,4263	1,3658	1,3567	1,3415	1,2605	1,2210	1,2779	1,2887	1,3051	1,3897	1,3664	1,3218
2011	1,3366	1,3645	1,3998	1,4453	1,4358	1,4382	1,4278	1,4332	1,3782	1,3717	1,3556	1,3187
2012	1,2904	1,3226	1,3204	1,3161	1,2815	1,2516	1,2293	1,2384	1,2859	1,2975	1,2820	1,3111
2013	1,3280	1,3366	1,2966	1,3019	1,2984	1,3181	1,3079	1,3309	1,3349	1,3640	1,3493	1,3702
2014	1,3619	1,3649	1,3824	1,3816	1,3735	1,3594	1,3539	1,3319	1,2892	1,2676	1,2465	1,2323
2015	1,1638	1,1350	1,0839	1,0777	1,1161	1,1219	1,1004	1,1135	1,1227	1,1230	1,0742	1,0888
2016	1,0867	1,1107	1,1109	1,1340	1,1309	1,1220	1,1076	1,1217	1,1216	1,1025	1,0800	1,0534
2017	1,0619	1,0647	1,0683	1,0714	1,1052	1,1217	---	---	---	---	---	---

Fonte: Thomson-Reuters; elaboração ERSE

Os encargos variáveis unitários de exploração, designadamente aqueles associados à central térmica de Sines (que se encontra integrada no cálculo do ajustamento final), correspondem ao somatório dos custos com combustível (no qual inclui o transporte de combustível), dos custos variáveis de operação e manutenção (O&M) e dos custos com os direitos de emissão de CO₂. A alínea g) do n.º 2 do artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, refere que devem ser considerados os preços dos combustíveis, em vigor no mercado, baseado em índices internacionais constantes dos CAE ou, na falta destes, em outros índices a estabelecer entre as partes no Acordo de Cessação.

Para o carvão, o preço a utilizar resulta dos valores semanais do índice API#2, com o poder calorífico de 6000 kcal/kg, publicado pela Argus / McCloskey's Coal Price Index Report, em USD/ton.

O preço dos direitos de emissão de CO₂ resulta dos preços *spot* publicados em base diária pela plataforma de mercado ICE, à exceção dos valores de 2012 que até 5 de dezembro são da Bluenext.

Quanto ao rendimento líquido da central térmica de Sines foi considerado o valor base assumido para a revisibilidade anual do CMEC, ajustado pela projeção da evolução do fator de degradação, tendo por base a informação constante no respetivo CAE.

Para efeitos do cálculo do ajustamento final, considerou-se a média dos últimos 5 anos para todas as componentes do encargo variável de exploração associados à central térmica de Sines para os quais foi efetuada a revisão anual dos CMEC.

MODELIZAÇÃO DO CONTRATO DE TAKE-OR-PAY DA TURBOGÁS

No modelo VALORÁGUA foi imposto o consumo das quantidades anuais contratuais associadas às cláusulas de take-or-pay da central de ciclo combinado a gás natural Turbogás, não tendo sido impostas restrições ao nível do consumo de gás natural das restantes centrais de ciclo combinado a gás natural. Os

volumes associados às quantidades anuais contratuais assumem os seguintes valores: [CONFIDENCIAL] Mm3 em 2017, [CONFIDENCIAL] Mm3 entre 2018 e 2023 e em 2024, o valor foi ajustado tendo em conta o fim do Acordo de Gestão de Consumos (AGC) a [CONFIDENCIAL].

9.2 SÍNTESE DE RESULTADOS DO MODELO VALORAGUA

Nesta secção são apresentados os resultados da simulação do sistema electroprodutor nacional, recorrendo ao modelo VALORAGUA. Necessariamente, cada uma das simulações tem em linha de conta os pressupostos atrás mencionados, diferindo entre si pelo tratamento a dar ao regime hidrológico, como atrás também se explicitou.

RESULTADOS NO CENÁRIO BASE

Convém reter que, no cenário base, é considerado um regime hidrológico médio dos 10 anos anteriores ao cálculo do ajustamento final, conforme é previsto na redação do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro. Neste cenário, a produção total estimada para o período II é de cerca de 39.604 GWh, com a desagregação anual e por central que se apresenta na Tabela 9-9.

Tabela 9-9 – Produção para o período II das centrais CMEC (GWh)
Cenário 1

Central	Produção anual de centrais com CMEC [GWh] - Total dos PH										
	2017 (S2)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Sines	4.789,4										
Agueira	8,6	126,3	94,4	96,9	96,7	95,2	88,0	89,7			
Alto Lindoso	328,0	768,7	715,6	729,6	733,3	716,5	728,8	732,8			
Caldeirão	8,2	35,3	35,1	35,3	35,2	35,1	35,1	35,3			
Carrapatelo	251,8	726,7	725,4	725,8	726,6	724,1	725,6	727,3			
Crestuma	92,1	292,2	286,8	289,6	290,2	287,1	287,0	289,1			
Frades	249,9	347,0	341,8	335,2	335,4	335,3	359,7	349,6	344,2	349,0	348,6
Fratel	124,4	292,4	285,2	290,1							
Pocinho	135,0	406,0	400,4	403,9	402,9	400,4	399,0	401,9			
Pracana	11,8	37,4	36,8	38,5	38,5	36,8	37,8	37,3			
Raiva	11,9	43,7	42,3	43,0	43,2	41,6	42,6	43,4			
Régua	205,7	601,3	598,3	599,9	599,6	598,4	598,4	599,6			
Vilar-Tabuaço	45,8	106,7	107,7	106,7	104,5	107,1	108,9	109,3			
Torrão	47,5	215,9	196,0	196,7	196,4	197,6	190,8	202,7			
Touvedo	29,6	66,9	69,3	68,8	68,9	68,0	66,2	69,4			
Valeira	212,2	643,4	638,2	640,1	640,0	638,1	639,1	639,3			
Vilarinho Furnas	87,7	166,2	160,6	162,0	163,3	160,2					
TOTAL	6.639,7	4.876,2	4.733,8	4.762,0	4.474,7	4.441,4	4.307,1	4.326,8	344,2	349,0	348,6

Importa sublinhar que, da produção estimada para este cenário, cerca de 12,1% corresponde a produção térmica (central de Sines) realizada num único semestre (segundo semestre de 2017).

RESULTADOS NO CENÁRIO ALTERNATIVO

No caso do cenário alternativo, este corresponde a aproximar o regime hidrológico daquele que é o regime médio longo, semelhante ao que foi utilizado no apuramento do cálculo inicial dos CMEC. Como atrás se referiu, este regime é aproximado – na estimação com o VALORAGUA – pelas afluências entre os anos 2009 a 2016, inclusive.

Neste cenário, a produção total estimada para o período II é de cerca de 43.014 GWh, com a desagregação anual e por central que se apresenta na Tabela 9-10. Da produção estimada para o cenário alternativo, cerca de 10,7% corresponde a produção térmica central de Sines realizada num único semestre (segundo semestre de 2017).

**Tabela 9-10 - Produção para o período II das centrais CMEC (GWh)
Cenário 2**

Central	Produção anual de centrais com CMEC [GWh] - Total dos PH										
	2017 (S2)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Sines	4.613,1										
Agueira	20,7	150,7	120,9	124,7	123,9	123,3	110,8	111,1			
Alto Lindoso	369,8	872,4	827,1	837,5	838,3	829,0	824,5	829,2			
Caldeirão	10,0	41,2	40,9	41,3	41,2	41,0	40,9	40,9			
Carrapatelo	262,1	775,5	773,0	774,7	774,3	773,8	771,9	774,6			
Crestuma	97,6	316,1	312,6	314,7	312,9	311,7	310,2	312,4			
Frades	242,9	396,2	385,7	391,9	394,0	386,6	405,9	390,5	394,3	377,5	381,7
Fratel	127,1	312,5	308,0	310,0							
Pocinho	137,2	439,5	433,3	435,6	434,6	433,1	431,9	433,7			
Pracana	13,4	43,8	43,2	44,2	43,0	43,1	42,2	42,6			
Raiva	13,4	49,6	49,2	49,0	48,2	47,9	48,1	49,1			
Régua	212,7	643,6	641,4	643,3	646,3	641,9	639,1	642,0			
Vilar-Tabuaço	61,9	125,7	128,4	129,3	125,9	129,6	130,0	128,9			
Torrão	57,8	243,1	226,6	227,6	226,9	229,6	221,2	234,6			
Touvedo	33,3	75,8	77,2	79,2	76,4	76,5	73,1	75,7			
Valeira	217,3	692,9	688,3	689,9	689,2	688,3	685,9	688,1			
Vilarinho Fumas	109,4	181,8	182,9	184,0	183,1	182,1					
TOTAL	6.599,8	5.360,2	5.238,5	5.276,9	4.958,3	4.937,5	4.735,7	4.753,4	394,3	377,5	381,7

10 VALORIZAÇÃO ECONÓMICA DA REVISIBILIDADE FINAL

De forma simplificada, a valorização económica da revisibilidade final, objeto deste capítulo, considera os resultados de simulação do sistema eletroprodutor para o período II e, mediante a aplicação das variáveis de mensuração económica, calcula o valor do ajustamento final dos CMEC. Ainda de forma simplificada, a valorização económica tem duas componentes principais:

- O ajustamento do encargo fixo; e
- O ajustamento do encargo variável.

Importa reter que, no cálculo do ajustamento do encargo fixo, a modulação do parâmetro associado às indisponibilidades tem uma materialidade direta, por força do que se encontra previsto na formulação do artigo 7.º do Anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Já no caso do ajustamento do encargo variável, são tidas em consideração um conjunto mais alargado de variáveis, desde logo os preços tidos para valorização das receitas de mercado ou a valorização das receitas obtidas em mercado de serviços de sistema.

Por fim, importa considerar que, com as razões equacionadas anteriormente, a cada cenário de estimação das produções do parque eletroprodutor inserido em CMEC, assim se terá a correspondente valorização económica.

10.1 SÍNTESE E DEMONSTRAÇÃO DA VALORIZAÇÃO ECONÓMICA

ÍNDICE DE PREÇOS NO CONSUMIDOR

Como atrás se referiu, o cálculo do ajustamento final considera a taxa de inflação média dos últimos 5 anos, a qual, por sua vez, é determinada através da variação do Índice de Preços no Consumidor (IPC) para Portugal Continental e sem habitação. Os valores do IPC entre julho de 2007 e junho de 2017 (período decorrido de aplicação do mecanismo CMEC) são apresentados na Tabela 10-1.

**Tabela 10-1– Índice de Preços no Consumidor, sem habitação
Portugal Continental**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2007	---	---	---	---	---	---	91,2920	90,8350	91,2620	91,7850	92,1090	92,2080
2008	92,0420	92,0380	93,4580	93,7430	94,1660	94,6730	94,0680	93,5620	94,0730	93,9110	93,2590	92,7800
2009	92,1490	92,0810	92,8350	93,0670	92,8760	92,9480	92,4250	92,1480	92,3220	92,3780	92,6050	92,6520
2010	92,1740	92,2080	93,2930	93,6780	93,8180	94,0010	94,1630	93,9770	94,1490	94,5550	94,7190	95,0000
2011	95,5850	95,5850	97,1620	97,5600	97,5050	97,2690	97,1720	96,7370	97,5660	98,6350	98,5460	98,5140
2012	99,0210	99,0890	100,2560	100,4980	100,1350	99,8960	99,8450	99,6920	100,3200	100,6410	100,3030	100,3060
2013	99,0210	98,9070	100,5640	100,5930	100,7770	100,8260	100,5720	99,8110	100,4030	100,3690	100,1460	100,4610
2014	98,9840	98,6750	100,0750	100,3180	100,1990	100,2650	99,5310	99,3030	99,9020	100,2490	100,0410	99,9650
2015	98,4790	98,4360	100,3820	100,7260	101,1660	101,0670	100,2690	99,9190	100,7690	100,8790	100,6600	100,3830
2016	99,2760	98,7610	100,7870	101,1580	101,4590	101,6060	100,8900	100,6570	101,3670	101,7280	101,1610	101,1970
2017	100,5580	100,3270	102,1670	103,1920	102,9530	102,4990	---	---	---	---	---	---

Fonte: INE

Considerando um valor médio dos IPC mensais entre cada ano seguido de cálculo (entre julho de cada ano e junho do ano seguinte), pelas razões expostas na descrição metodológica, apura-se uma taxa de inflação média para os últimos 5 anos que é de 0,544%. Os IPC médios que servem a esse cálculo, bem como as taxas de variação são apresentadas na Tabela 10-2.

Tabela 10-2– IPC médio entre junho de 2011 e junho de 2017 e taxas de variação, incluindo taxa de inflação média para 5 anos

	Jul.2011 a Jun.2012	Jul.2012 a Jun.2013	Jul.2013 a Jun.2014	Jul.2014 a Jun.2015	Jul.2015 a Jun.2016	Jul.2016 a Jun.2017	Taxa média de inflação de 5 anos (Jul.2011 a Jun.2017)
IPC médio (s/habitação)	98,8388	100,1496	100,0232	99,9373	100,4938	101,5580	---
Taxa de variação	---	1,326%	-0,126%	-0,086%	0,557%	1,059%	0,544%

Fonte: INE; elaboração ERSE

Relativamente à atualização dos valores médios de preços de mercado verificados nos últimos 10 anos pela inflação verificada tomando em consideração os IPC apresentados, para efeitos do cálculo previsto no n.º 7 do artigo 7.º do Anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004, subsiste a dúvida se esta deve ou não ser tomada em consideração. No entender da ERSE, e de acordo com o referido no ponto 8.5, para assegurar a coerência da metodologia utilizada no cálculo do valor inicial do CMEC e no cálculo do ajustamento final, essa atualização deve ser tida em consideração.

Cabe ainda referir que a ERSE, no tratamento dos custos associados à tarifa URT suportada pelos produtores, considerou que, dada a sua natureza, o valor futuro da mesma não é atualizado pela inflação.

TAXA DE ATUALIZAÇÃO

Nos termos do regime legal dos CMEC, todos os fluxos monetários anuais são objeto de atualização para uma data referência que é considerada. No cálculo do ajustamento final, os fluxos anuais têm a característica de se iniciarem, pelas razões já expostas, a 1 de julho de 2017, razão pela qual se torna necessário reinterpretar esse momento de atualização dos fluxos financeiros.

Atenta a expressão inserida no do n.º 1 do artigo 7.º do Anexo I ao Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, decorre que o momento para o qual os fluxos financeiros são atualizados não é o mesmo para todas as rúbricas do cálculo. Com efeito, o regime de atualização do encargo fixo atualiza os fluxos financeiros para o final do ano correspondente, na medida em que considera $i-10$ como expoente de atualização. Ora, como o período se inicia a 1 de julho, o encargo fixo é atualizado para essa data. Já no que sucede com os demais fluxos (encargo variável, rendas, e outros custos, bem como receitas de mercado) o expoente previsto na mesma fórmula é de $i-10,5$, o que implica que os fluxos são atualizados para 31 de dezembro de 2017.

Por outro lado, nos termos, a taxa de atualização representa a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa em vigor no início do 1.º ano civil a que se reporta o ajustamento final, ou seja, o 11.º ano, acrescida de 0,25 pontos percentuais. Para tal é considerada a taxa de rendimento das obrigações do Tesouro com maturidade de 5 anos, por se tratar daquela que é a maturidade mais próxima da vida média residual dos CAE que dão origem aos CMEC. Neste sentido, a taxa considerada para efeitos de atualização dos fluxos monetários no cálculo do ajustamento final é de 2,04%.

RESGATE DE *WINDFALL PROFITS* DAS CENTRAIS COM CMEC

Tal como explicado no ponto 8.7, a dúvida sobre a aplicabilidade da tarifa de equilíbrio concorrencial às centrais abrangidas por CMEC durante o “período II” leva à necessidade de identificação dos potenciais *windfall profits* obtidos por estas centrais que devem ser resgatados em sede do mecanismo de revisibilidade final caso não exista uma clarificação ou revisão sobre a aplicabilidade do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.

No cálculo dos potenciais *windfall profits* a ERSE tomou em consideração que os efeitos dos eventos extramercado externos identificados (fiscalidade em Espanha) já se encontram refletidos, desde 2013, na média histórica de preços dos últimos dez anos que serve de base para a determinação das receitas de mercado das centrais com CMEC durante o “período II”. Assim o valor dos potenciais *windfall profits* a serem resgatados foi calculado tendo em conta o efeito dos eventos extramercado externos ao sistema português sobre o preço da área portuguesa do MIBEL não capturado pela média histórica de preços (anos de 2007 a 2012), que se estima ser de 2,61 €/MWh.

RECEITAS DE SERVIÇOS DE SISTEMA

As receitas obtidas pelos centros eletroprodutores abrangidas pelo regime CMEC na prestação de serviços de sistema, onde se inclui a banda de regulação secundária, a energia de regulação secundária, a reserva de regulação e a resolução de restrições técnicas, são reconhecidas como ganhos para o sistema, tendo que ser devolvidas no mecanismo de revisibilidade.

A restrição de oferta de produção referente à participação dos centros eletroprodutores com capacidade de telerregulação no mercado de banda de regulação secundária foi imposta ao modelo VALORAGUA por via da definição de indisponibilidade incremental imputável ao condicionamento de banda de regulação secundária, adicional à indisponibilidade histórica verificada.

A metodologia de cálculo no modelo VALORAGUA segue os seguintes procedimentos iterativos:

1. Realização de uma primeira simulação no modelo, sem considerar os condicionamentos de banda de regulação secundária, em que se obtém as produções dos centros eletroprodutores que podem prestar o serviço de banda secundária;
2. Cálculo das necessidades de banda secundária de todo o sistema entre o período de 2 de abril de 2014 a 30 de junho de 2017;
3. Distribuição das necessidades de banda secundária pelos centros eletroprodutores que fornecem este serviço, na proporção das produções calculadas no procedimento 1, e tendo em consideração a restrição referente ao limiar técnico em potência na prestação do serviço;
4. Indisponibilização de 2/3 da Banda Secundária identificada por centro eletroprodutor;
5. Cálculo da indisponibilidade incremental por centro eletroprodutor com capacidade de prestar o serviço de banda de regulação secundária.
6. Realização de uma segunda simulação no modelo VALORAGUA, considerando os condicionamentos de banda de regulação secundária, por via da parametrização dos novos fatores associados à indisponibilidade.

A partir dos resultados do modelo para o mercado de banda de regulação secundária foi aplicado o Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril de 2014, aplicando às receitas de banda de regulação faturadas durante o período de 2 de abril de 2014 a 30 de junho de 2017, do agente de mercado EDP, sendo estas repartidas anualmente pelas centrais CMEC com base no quociente entre a produção das centrais com capacidade de telerregulação com CMEC e produção total das centrais com capacidade de telerregulação do produtor, incluindo o consumo em bombagem de Frades II.

Na prestação dos serviços de regulação secundária, reserva de regulação e resolução de restrições técnicas utilizou-se o mesmo critério de distribuição de receita aplicável ao mercado de banda de regulação

secundária e em condições proporcionais à participação das centrais em mercado do produtor, conforme referido no Despacho nº 4694/2014, de 1 de abril.

Todas as receitas anuais de serviços de sistema do período II são atualizadas à taxa de 2,04%.

O montante de receitas devidas à prestação de serviços de sistema a devolver pelas centrais CMEC varia ao longo do período subjacente ao cálculo do montante do ajustamento final dos CMEC, sendo que, em ambos os cenários, o valor mais elevado ocorre durante o 2.º semestre, devido, essencialmente, ao peso da central térmica de Sines.

O montante de receita de serviços de sistema a devolver na revisibilidade CMEC no Cenário base é de 148,8 milhões de euros. Já no Cenário alternativo, o montante a devolver é aproximadamente 163 milhões de euros.

As receitas anuais de serviços de sistema a devolver pelas centrais CMEC, em sede de ajustamento final, estão resumidas na Tabela 10-3 e na Tabela 10-4, para ambos os cenários de simulação considerados.

CUSTOS DE MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL - CÁLCULO DO AJUSTAMENTO FINAL

**Tabela 10-3 - Receitas em mercado de serviços de sistema
Cenário base – Valores descontados pela taxa de desconto de 2,04%**

[EUR]	TOTAL	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Sines	13.141.684	13.141.684	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Lindoso	51.514.873	3.167.988	7.388.029	7.060.363	6.998.284	6.921.820	6.799.148	6.659.171	6.520.069	0	0	0
Touvedo	3.444.847	209.231	462.148	486.421	485.092	461.753	460.217	437.353	442.633	0	0	0
Frades	24.531.199	1.294.354	2.351.032	2.475.155	2.398.345	2.386.647	2.316.794	2.353.936	2.127.654	2.104.307	2.357.496	2.365.480
Vilarinho Furnas	2.101.125	274.340	413.479	359.529	359.538	356.435	337.804	0	0	0	0	0
Pocinho	9.402.061	435.604	1.394.857	1.306.262	1.305.016	1.287.749	1.267.354	1.218.777	1.186.442	0	0	0
Valeira	14.905.028	690.156	2.198.840	2.074.730	2.067.141	2.042.398	2.014.186	1.935.247	1.882.330	0	0	0
Vilar-Tabuaço	733.715	55.009	100.896	99.966	98.814	94.907	96.492	94.704	92.928	0	0	0
Régua	13.932.051	675.704	2.042.339	1.933.345	1.927.472	1.915.193	1.878.445	1.803.261	1.756.292	0	0	0
Carrapatelo	4.329.697	233.014	622.689	601.644	591.920	583.928	576.017	562.162	558.323	0	0	0
Crestuma	1.743.349	86.779	253.777	243.310	240.420	235.925	232.062	225.940	225.136	0	0	0
Torrão	6.521.348	260.142	825.077	951.959	939.976	925.603	889.050	935.115	794.426	0	0	0
Caldeirão	687.842	24.738	99.552	96.906	96.234	94.900	93.229	91.615	90.669	0	0	0
Agueira	12.441.245	717.641	1.536.104	1.732.123	1.710.764	1.702.263	1.676.705	1.726.220	1.639.426	0	0	0
Raiva	366.772	15.540	61.617	51.391	50.738	48.925	48.057	44.671	45.834	0	0	0
Pracana	730.382	32.989	105.991	102.431	103.022	99.152	97.926	94.622	94.249	0	0	0
Fratel	2.521.703	313.025	755.684	729.975	723.020	0	0	0	0	0	0	0
Total	163.048.921	21.627.936	20.612.111	20.305.508	20.095.796	19.157.599	18.783.487	18.182.794	17.456.408	2.104.307	2.357.496	2.365.480

CUSTOS DE MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL - CÁLCULO DO AJUSTAMENTO FINAL

Tabela 10-4 - Receitas em mercado de serviços de sistema
Cenário alternativo – Valores descontados pela taxa de desconto de 2,04%

[EUR]	TOTAL	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Sines	12.708.029	12.708.029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Lindoso	48.077.215	3.007.392	6.888.349	6.567.720	6.529.904	6.442.497	6.317.552	6.233.559	6.090.243	0	0	0
Touvedo	3.511.259	209.075	463.077	502.791	484.019	474.862	472.410	446.930	458.095	0	0	0
Frades	21.901.660	1.339.478	2.099.149	2.106.313	2.104.635	2.062.100	2.044.174	2.039.732	1.958.103	1.912.752	2.137.221	2.098.005
Vilarinho Furnas	1.928.079	224.396	396.340	332.410	331.827	331.065	312.041	0	0	0	0	0
Pocinho	7.995.878	414.912	1.181.603	1.104.117	1.107.508	1.088.310	1.069.596	1.029.360	1.000.473	0	0	0
Valeira	12.713.710	652.209	1.872.416	1.759.866	1.755.375	1.728.817	1.704.713	1.648.833	1.591.480	0	0	0
Vilar-Tabuaço	655.525	43.981	92.667	90.365	87.844	84.830	85.894	85.233	84.711	0	0	0
Régua	11.931.844	632.192	1.749.975	1.649.740	1.645.201	1.619.718	1.598.498	1.543.870	1.492.651	0	0	0
Carrapatelo	4.380.631	241.597	631.232	608.400	597.617	589.610	580.665	567.931	563.578	0	0	0
Crestuma	1.735.482	88.322	253.837	240.534	238.417	235.451	230.256	224.684	223.981	0	0	0
Torrão	5.544.200	243.793	663.809	810.509	802.439	792.926	757.113	797.295	676.317	0	0	0
Caldeirão	688.983	23.517	99.622	97.798	96.728	95.121	94.163	91.217	90.819	0	0	0
Agueira	11.184.777	714.237	1.363.481	1.548.261	1.533.572	1.513.527	1.504.701	1.543.999	1.462.997	0	0	0
Raiva	345.224	14.588	59.224	47.425	47.500	46.939	44.408	42.089	43.051	0	0	0
Pracana	744.515	33.744	105.482	102.518	105.590	104.118	98.662	98.285	96.116	0	0	0
Fratel	2.769.815	354.777	825.128	794.360	795.550	0	0	0	0	0	0	0
Total	148.816.824	20.946.237	18.745.392	18.363.125	18.263.726	17.209.890	16.914.846	16.393.017	15.832.614	1.912.752	2.137.221	2.098.005

10.2 VALOR DO AJUSTAMENTO FINAL DOS CMEC

Como referido anteriormente, a ERSE, para efeitos do cálculo do ajustamento final dos CMEC considerou dois cenários de apuramento de valores:

Cenário base – que corresponde ao apuramento do ajustamento final com o regime hidrológico médio dos 10 anos anteriores ao cálculo do ajustamento final, conforme é previsto na redação do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro; e

Cenário alternativo - que corresponde ao apuramento do ajustamento final com o regime hidrológico médio longo, semelhante ao que foi utilizado no apuramento do cálculo inicial dos CMEC, que é aproximado pela média dos regimes entre 2009 e 2016.

Nos pontos seguintes são apresentados os valores apurados, sendo que se explicitam separadamente os efeitos decorrentes do resgate de *windfall profits*, e o regime de atualização de preços históricos pela taxa de inflação.

AJUSTAMENTO FINAL EM CENÁRIO BASE

Os resultados do cálculo do ajustamento final, aqui apresentados, compreendem todas as rubricas que constam da fórmula explicitada no n.º 1 do artigo 7.º do Anexo I ao Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, tendo em consideração as produções apuradas pelo modelo VALORAGUA, que geram receitas de mercado, bem como as receitas obtidas em mercado de serviços de sistema e, de forma autónoma, o impacte que se atribui ao resgate dos *windfall profits* e ao regime de atualização de custos e preços históricos.

O valor final dos fluxos não atualizados das diferentes componentes e para os anos em causa no cálculo do ajustamento final, é explicitado na Tabela 10-5. O ajustamento global base é, neste contexto, de cerca de 269 milhões de euros, (que não inclui ainda a dedução relativa a atualização de preços).

Aos valores atrás mencionados deve aplicar-se o regime de atualização previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, e que atrás se descreveu. A Tabela 10-6 apresenta a demonstração de apuramento do valor do ajustamento final, tendo em consideração as diferentes componentes e a taxa de atualização de 2,04%. O valor do ajustamento final a considerar no cenário base é apurado do seguinte modo:

- O ajustamento a efetuar no encargo fixo corresponde a -216.846 mil euros (valor a pagar pelo produtor);

- O ajustamento a efetuar na margem de mercado corresponde a 618.152 mil euros (valor a receber pelo produtor),
- As receitas em mercado de serviços de sistema ascendem a 148.817 mil euros, que o produtor deverá devolver ao sistema, nos termos do quadro legal dos CMEC
- O ajustamento relativo a atualização dos preços sobre o valor base ascende a 98.393 mil euros, que o produtor deverá devolver ao sistema,

Deste modo, o valor base do ajustamento final dos CMEC no cenário base, ascende a **154.095,7 mil euros**, a receber pelo produtor no período II.

O valor atualizado dos encargos imputáveis ao resgate de *windfall profits*, é de 96.648 mil euros, que o produtor deverá restituir ao sistema pelo efeito implícito no preço de mercado de que beneficia no período II. Por outro lado, o efeito de considerar no cálculo do ajustamento final com os encargos fixos correspondentes a uma disponibilidade igual à disponibilidade garantida nos CAE implica que o produtor deva restituir no cálculo base um valor de 81,5 milhões de euros.

CUSTOS DE MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL - CÁLCULO DO AJUSTAMENTO FINAL

**Tabela 10-5 – Cálculo do ajustamento final base por componente e por ano
Cenário base - Valores em milhares de euros, não descontados**

	TOTAL	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
[1] ENCARGO FIXO - CÁLCULO FINAL	2.758.040,6	292.218,0	379.452,6	373.851,5	366.390,8	340.019,2	335.172,3	318.492,6	310.537,4	14.714,8	13.963,6	13.227,7
[2] ENCARGO FIXO - CÁLCULO INICIAL	2.999.537,8	286.935,7	399.968,5	399.606,9	397.087,1	373.754,4	373.700,1	360.276,5	356.148,5	18.050,9	17.364,9	16.644,3
[3] = [1] - [2] AJUSTAMENTO DO ENCARGO FIXO	-241.497,3	5.282,3	-20.515,9	-25.755,4	-30.696,3	-33.735,3	-38.527,8	-41.783,8	-45.611,2	-3.336,1	-3.401,3	-3.416,6
[4] MARGEM DE MERCADO - CÁLCULO FINAL	1.979.935,9	200.519,3	254.658,5	252.694,0	255.535,7	241.302,4	241.185,5	235.523,4	237.573,7	20.748,4	20.070,8	20.124,3
[5] MARGEM DE MERCADO - CÁLCULO INICIAL	2.650.841,5	247.690,1	325.673,3	332.186,8	338.830,5	324.462,7	330.951,9	324.876,4	331.373,9	30.975,1	31.594,6	32.226,4
[6] = [5] - [4] AJUSTAMENTO DA MARGEM DE MERCADO	670.905,6	47.170,8	71.014,8	79.492,7	83.294,8	83.160,3	89.766,4	89.353,0	93.800,2	10.226,6	11.523,8	12.102,1
[7] RECEITAS DE SERVIÇOS DE SISTEMA	-160.088,4	-20.946,2	-19.127,8	-19.120,0	-19.404,4	-18.657,8	-18.712,0	-18.504,7	-18.236,7	-2.248,1	-2.563,2	-2.567,5
[8] = [3] + [6] + [7] AJUSTAMENTO FINAL (S/ ATUAL. PREÇOS)	269.319,9	31.506,9	31.371,1	34.617,4	33.194,1	30.767,3	32.526,6	29.064,5	29.952,4	4.642,4	5.559,3	6.118,1

**Tabela 10-6 - Cálculo do ajustamento final por componente e por ano
Cenário base - Valores em milhares de euros, descontados pela taxa de desconto de 2,04%**

	TOTAL	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
[1] ENCARGO FIXO - CÁLCULO FINAL	2.545.960,6	289.367,1	368.188,1	355.502,9	341.444,2	310.534,3	299.988,4	279.361,4	266.939,0	12.399,2	11.531,0	10.705,2
[2] ENCARGO FIXO - CÁLCULO INICIAL	2.762.807,2	284.062,8	388.040,1	379.938,7	369.994,9	341.291,6	334.419,5	315.961,4	306.096,8	15.203,8	14.333,6	13.464,1
[3] = [1] - [2] AJUSTAMENTO DO ENCARGO FIXO	-216.846,6	5.304,3	-19.852,0	-24.435,8	-28.550,8	-30.757,3	-34.431,1	-36.600,0	-39.157,8	-2.804,6	-2.802,6	-2.758,9
[4] MARGEM DE MERCADO - CÁLCULO FINAL	1.839.624,5	200.519,3	249.567,4	242.691,1	240.514,0	222.576,8	218.021,3	208.646,6	206.255,3	17.653,1	16.735,2	16.444,3
[5] MARGEM DE MERCADO - CÁLCULO INICIAL	2.457.776,7	247.690,1	319.162,4	319.037,1	318.912,3	299.283,7	299.166,3	287.803,1	287.690,2	26.354,1	26.343,8	26.333,5
[6] = [5] - [4] AJUSTAMENTO DA MARGEM DE MERCADO	618.152,2	47.170,8	69.595,0	76.346,0	78.398,3	76.706,9	81.145,0	79.156,5	81.434,9	8.701,0	9.608,6	9.889,1
[7] RECEITAS DE SERVIÇOS DE SISTEMA	-148.816,8	-20.946,2	-18.745,4	-18.363,1	-18.263,7	-17.209,9	-16.914,8	-16.393,0	-15.832,6	-1.912,8	-2.137,2	-2.098,0
[8] = [3] + [6] + [7] AJUSTAMENTO FINAL (S/ ATUAL. PREÇOS)	252.488,8	31.528,9	30.997,6	33.547,1	31.583,8	28.739,7	29.799,0	26.163,4	26.444,5	3.983,6	4.668,8	5.032,2
[9] EFEITO DE ATUALIZAÇÃO DE PREÇOS	-98.393,0											
[10] = [3] + [6] + [7] + [9] AJUSTAMENTO FINAL (COM ATUAL. PREÇOS)	154.095,7											
[11] EFEITO RESGATE DE WINDFALL PROFITS	-96.648,3											
[12] EFEITO DISPONIBILIDADE	-81.459,9											

AJUSTAMENTO FINAL EM CENÁRIO ALTERNATIVO

Para efeitos de cálculo do cenário alternativo do ajustamento final, são igualmente consideradas todas as rubricas que constam da fórmula explicitada no n.º 1 do artigo 7.º do Anexo I ao Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, nos moldes descritos para o cenário 1.

O valor final dos fluxos não atualizados das diferentes componentes e para os anos em causa no cálculo do ajustamento final, é explicitado na Tabela 10-7.

O ajustamento global base no cenário alternativo (que compreende revisão do regime hidrológico face ao que é expresso no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro) é, neste contexto, de cerca de 86,5 milhões de euros, (que não inclui ainda a dedução relativa a atualização de preços).

À semelhança do que se fez para o cenário base, aos valores atrás mencionados deve aplicar-se o regime de atualização previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, e que atrás se descreveu. A Tabela 10-8 apresenta a demonstração de apuramento do valor do ajustamento final, tendo em consideração as diferentes componentes e a taxa de atualização de 2,04%. O valor do ajustamento final a considerar no cenário 2 é apurado do seguinte modo:

- O ajustamento a efetuar no encargo fixo corresponde a -215.371 mil euros (valor a pagar pelo produtor);
- O ajustamento a efetuar na margem de mercado corresponde a 461.995 mil euros (valor a receber pelo produtor),
- As receitas em mercado de serviços de sistema ascendem a 163.049 mil euros, que o produtor deverá devolver ao sistema, nos termos do quadro legal dos CMEC.
- O ajustamento relativo a atualização dos preços sobre o valor base ascende a 105.782 mil euros, que o produtor deverá devolver ao sistema.

Deste modo, o valor base do ajustamento final dos CMEC no cenário alternativo, ascende a 22.208 mil euros, a pagar pelo produtor no período II.

O valor atualizado dos encargos imputáveis ao resgate de *windfall profits*, no cenário alternativo, é de 104.848 mil euros, que o produtor deverá restituir ao sistema pelo efeito implícito no preço de mercado de que beneficia no período II. Por outro lado, o efeito de considerar no cálculo do ajustamento final com os encargos fixos correspondentes a uma disponibilidade igual à disponibilidade garantida nos CAE implica uma dedução, em benefício do SEM, de 81,5 milhões de euros.

CUSTOS DE MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL - CÁLCULO DO AJUSTAMENTO FINAL

**Tabela 10-7 – Cálculo do ajustamento final base por componente e por ano
Cenário 2 - Valores em milhares de euros, não descontados**

	TOTAL	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
[1] ENCARGO FIXO - CÁLCULO FINAL	2.759.637,3	292.188,9	379.692,4	374.106,5	366.637,2	340.249,7	335.408,1	318.707,2	310.727,8	14.719,9	13.964,0	13.235,4
[2] ENCARGO FIXO - CÁLCULO INICIAL	2.999.537,8	286.935,7	399.968,5	399.606,9	397.087,1	373.754,4	373.700,1	360.276,5	356.148,5	18.050,9	17.364,9	16.644,3
[3] = [1] - [2] AJUSTAMENTO DO ENCARGO FIXO	-239.900,5	5.253,2	-20.276,1	-25.500,3	-30.449,8	-33.504,7	-38.291,9	-41.569,2	-45.420,8	-3.331,0	-3.400,9	-3.408,9
[4] MARGEM DE MERCADO - CÁLCULO FINAL	2.148.902,4	204.687,0	277.264,4	276.902,0	280.285,6	264.523,7	265.151,6	256.726,9	257.810,2	22.869,9	21.160,1	21.521,0
[5] MARGEM DE MERCADO - CÁLCULO INICIAL	2.650.841,5	247.690,1	325.673,3	332.186,8	338.830,5	324.462,7	330.951,9	324.876,4	331.373,9	30.975,1	31.594,6	32.226,4
[6] = [5] - [4] AJUSTAMENTO DA MARGEM DE MERCADO	501.939,2	43.003,1	48.408,8	55.284,7	58.544,9	59.939,0	65.800,3	68.149,5	73.563,7	8.105,2	10.434,5	10.705,4
[7] RECEITAS DE SERVIÇOS DE SISTEMA	-175.529,9	-21.627,9	-21.032,6	-21.142,4	-21.350,9	-20.769,3	-20.779,2	-20.525,0	-20.107,0	-2.473,3	-2.827,4	-2.894,8
[8] = [3] + [6] + [7] AJUSTAMENTO FINAL (S/ ATUAL. PREÇOS)	86.508,7	26.628,3	7.100,2	8.642,0	6.744,2	5.664,9	6.729,2	6.055,2	8.035,9	2.300,8	4.206,2	4.401,7

**Tabela 10-8 - Cálculo do ajustamento final por componente e por ano
Cenário 2 - Valores em milhares de euros, descontados pela taxa de desconto de 2,04%**

	TOTAL	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
[1] ENCARGO FIXO - CÁLCULO FINAL	2.547.435,6	289.337,9	368.423,1	355.747,8	341.676,1	310.747,0	300.201,6	279.551,5	267.104,3	12.403,4	11.531,3	10.711,5
[2] ENCARGO FIXO - CÁLCULO INICIAL	2.762.807,2	284.062,8	388.040,1	379.938,7	369.994,9	341.291,6	334.419,5	315.961,4	306.096,8	15.203,8	14.333,6	13.464,1
[3] = [1] - [2] AJUSTAMENTO DO ENCARGO FIXO	-215.371,6	5.275,2	-19.617,0	-24.190,8	-28.318,8	-30.544,6	-34.217,9	-36.409,9	-38.992,5	-2.800,3	-2.802,3	-2.752,6
[4] MARGEM DE MERCADO - CÁLCULO FINAL	1.995.781,7	204.687,0	271.721,4	265.940,9	263.809,0	243.996,1	239.685,6	227.430,5	223.824,1	19.458,1	17.643,4	17.585,6
[5] MARGEM DE MERCADO - CÁLCULO INICIAL	2.457.776,7	247.690,1	319.162,4	319.037,1	318.912,3	299.283,7	299.166,3	287.803,1	287.690,2	26.354,1	26.343,8	26.333,5
[6] = [5] - [4] AJUSTAMENTO DA MARGEM DE MERCADO	461.994,9	43.003,1	47.441,1	53.096,3	55.103,4	55.287,6	59.480,7	60.372,6	63.866,1	6.896,0	8.700,4	8.747,8
[7] RECEITAS DE SERVIÇOS DE SISTEMA	-163.048,9	-21.627,9	-20.612,1	-20.305,5	-20.095,8	-19.157,6	-18.783,5	-18.182,8	-17.456,4	-2.104,3	-2.357,5	-2.365,5
[8] = [3] + [6] + [7] AJUSTAMENTO FINAL (S/ ATUAL. PREÇOS)	86.508,7	86.508,7	86.508,7	86.508,7	86.508,7	86.508,7	86.508,7	86.508,7	86.508,7	86.508,7	86.508,7	86.508,7
[9] EFEITO DE ATUALIZAÇÃO DE PREÇOS	-105.782,3											
[10] = [3] + [6] + [7] + [9] AJUSTAMENTO FINAL (COM ATUAL. PREÇOS)	-22.207,9											
[11] EFEITO RESGATE DE WINDFALL PROFITS	-104.848,2											
[12] EFEITO DISPONIBILIDADE	-81.459,9											

11 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES SOBRE A REVISIBILIDADE FINAL DOS CMEC

Face às análises efetuadas, as principais recomendações da ERSE para o cálculo do ajustamento anual dos CMEC implicam a ponderação da viabilidade da introdução de alterações no plano legal que permitam:

- Utilização de uma taxa de atualização dos *cash flows* entre 2017 e 2027 semelhante à taxa de juro para o cálculo da anuidade correspondente ao valor do ajustamento final dos CMEC, de modo a garantir a neutralidade financeira;
- Assumir encargos fixos correspondentes a uma disponibilidade igual à disponibilidade garantida nos CAE, que corresponde a ter coeficientes de disponibilidade dos centros electroprodutores iguais à unidade ($k_m=1$);
- Assumir que as produções das centrais simuladas com o VALORAGUA não são corrigidas com os coeficientes definidos na Portaria n.º 228/2005, de 28 de Fevereiro (igual a 0,99 para a central de Sines e para as centrais hidroelétricas). Alternativamente, caso se mantenha esta correção das produções simuladas, tendo em conta os desvios historicamente verificados entre a produção real e os resultados de otimização com o modelo, deverão ser introduzidas outras correções nos procedimentos associados aos CMEC, que resultem numa convergência das simulações face à realidade (como não aconteceu, por exemplo, no ajustamento dos custos com licenças de CO₂ em que se usaram fatores de emissão teóricos, ao invés de fatores de emissão mais próximos dos reais).

Do ponto de vista do apuramento dos resultados, a ERSE quantificou neste estudo, de forma mais significativa com impacte na estimação dos valores, um conjunto de aspetos dependentes da viabilidade da promoção de alterações legais, que se resumem da seguinte forma:

- a) Regime hidrológico a considerar para o cálculo de produções e correspondente valor do ajustamento final (cenário base e cenário alternativo);
- a) Resgate de potenciais *windfall profits* relativos à não aplicação do regime do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, ao período II do regime CMEC, na medida em que as centrais integradas neste cálculo deixam de observar um acerto da sua margem de mercado, como sucede na revisibilidade anual, o que constitui uma potencial distorção em favor do produtor e destas centrais em particular;
- b) Aplicação de um regime de atualização de custos e preços históricos para efeitos de cálculo das correspondentes médias de valorização das grandezas físicas envolvidas; e
- c) Consideração de encargos fixos correspondentes a coeficientes de disponibilidade dos centros electroprodutores iguais à unidade ($k_m=1$).

No que respeita ao tratamento da hidrologia, considerou-se, assim, a existência de dois cenários hidrológicos distintos, sendo que aquele que se propõe como cenário de tratamento do regime hidrológico em condições semelhantes às do cálculo anual requer uma alteração legislativa que o permita. Tal será também o caso dos encargos fixos correspondentes a coeficientes de disponibilidade dos centros electroprodutores iguais à unidade, em que, de alteração legislativa depende a fórmula da valorização do encargo fixo em condições economicamente mais racionais.

Já no caso do regime de atualização de preços, com impactes não despreciados no apuramento do ajustamento final, a sua materialização depende apenas de interpretação do decisor quanto ao espírito do disposto no n.º 1 do artigo 7.º do Anexo I ao Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

A aplicação do regime introduzido com o Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, não depende objetivamente de qualquer alteração ou interpretação legislativa, mas a sua operacionalização depende de parâmetros cuja definição está no âmbito das competências do Governo. Ainda que o racional económico subjacente seja manifesto, importaria coordenar a definição de política nos dois regimes (CMEC e Decreto-Lei n.º 74/2013).

De forma resumida, o ajustamento final, nas abordagens do cenário base e do cenário alternativo, é apresentado na Tabela 11.1. Nesta tabela é observável que o cenário base de trabalho da ERSE apura um valor do ajustamento final de cerca de 154,1 milhões de euros, aos quais se podem deduzir cerca de 97 milhões de euros por resgate de *windfall profits* e 81,5 milhões de euros por incorporação de correção no tratamento do fator de disponibilidade das centrais. A consideração do cenário alternativo ao cenário base comporta uma diferença no ajustamento final de 176 milhões de euros, de sentido negativo (o que determina um valor a restituir ao SEN).

**Tabela 11-1 – Resumo de apuramento do ajustamento final
Cenários base e alternativo, sem correção de disponibilidade**

DESCRIÇÃO SÍNTESE DO CENÁRIO			CENÁRIO BASE	CENÁRIO ALTERNATIVO
			Cenário hidrológico que corresponde à média dos 10 anos anteriores ao cálculo do ajustamento final	Cenário hidrológico que corresponde ao regime hidrológico médio longo, semelhante ao que foi utilizado no apuramento do cálculo inicial dos CMEC
	PRODUÇÃO TOTAL	GWh	39.603,6	43.013,8
[1]	ENCARGO FIXO - CÁLCULO FINAL	mil €	2.545.960,6	2.547.435,6
[2]	ENCARGO FIXO - CÁLCULO INICIAL	mil €	2.762.807,2	2.762.807,2
[3] = [1] - [2]	AJUSTAMENTO DO ENCARGO FIXO	mil €	-216.846,6	-215.371,6
[4]	MARGEM DE MERCADO - CÁLCULO FINAL	mil €	1.839.624,5	1.995.781,7
[5]	MARGEM DE MERCADO - CÁLCULO INICIAL	mil €	2.457.776,7	2.457.776,7
[6] = [5] - [4]	AJUSTAMENTO DA MARGEM DE MERCADO	mil €	618.152,2	461.994,9
[7]	RECEITAS DE SERVIÇOS DE SISTEMA	mil €	-148.816,8	-163.048,9
[8] = [3] + [6] + [7]	AJUSTAMENTO FINAL (S/ ATUAL. PREÇOS)	mil €	252.488,8	86.508,7
[9]	EFEITO DE ATUALIZAÇÃO DE PREÇOS	mil €	-98.393,0	-105.782,3
[10] = [3] + [6] + [7] + [9]	AJUSTAMENTO FINAL (COM ATUAL. PREÇOS)	mil €	154.095,7	-22.207,9
[11]	EFEITO RESGATE DE <i>WINDFALL PROFITS</i>	mil €	-96.648,3	-104.848,2
[12]	EFEITO DISPONIBILIDADE	mil €	-81.459,9	-81.459,9