
**Prestação de serviços de auditoria em
conformidade com a Portaria n.º
4694/2014**

Terceiro Relatório, Versão Final

(Relatório D3)

ELABORADO PARA

Comissão de Acompanhamento, nos termos
do Despacho 10622/2014, de 18 de agosto

ELABORADO POR

Serena Hesmondhalgh

José Antonio García

Yeray Pérez

8 de Junho de 2016

Este relatório foi elaborado para a Comissão de Acompanhamento, nos termos do Despacho 10622/2014, de 18 de agosto, a partir do Gabinete do Secretário de Estado da Energia. Todos os resultados e eventuais erros são responsabilidade dos autores e não representam a opinião da empresa The Brattle Group nem dos seus clientes.

Agradecimentos: agradecemos as valiosas contribuições de diversos indivíduos para este relatório e para a análise subjacente, incluindo membros da empresa The Brattle Group na avaliação pelos pares.

Copyright © 2015 The Brattle Group Limited

Índice

I.	Sumário Executivo e Conclusões	1
II.	Introdução e Âmbito de Trabalho	7
III.	O Mercado de Reserva Secundária antes de 2010.....	8
IV.	Avaliação do Comportamento do Mercado.....	12
	IV.A.Avaliação da quantidade oferecida ao mercado.....	13
	IV.B.Avaliação do preço das ofertas.....	20
	IV.C.Avaliação dos resultados do mercado.....	27
V.	Quantificação da Potencial Sobrecompensação	30
	V.A. Efeito da quantidade	31
	V.B. Efeito total	32
Anexo A.	Margens e Impactos Estimados	34

Lista de tabelas

Tabela 1: Reserva secundária estimada menos a reserva secundária real contratada em 2009.	28
Tabela 2: Impactos estimados dos resultados que refletem os custos nas unidades. Efeito da quantidade	32
Tabela 3: Impactos estimados dos resultados que refletem os custos nas unidades. Efeito total	33
Tabela 4: Impacto estimado nas margens das unidades. Efeito de quantidade	35
Tabela 5: Impacto estimado nas margens das unidades. Efeito total	36
Tabela 6: Margens estimadas das unidades com resultados do mercado real	37
Tabela 7: Receitas estimadas das unidades com resultados do mercado real	38
Tabela 8: Custos estimados das unidades com resultados do mercado real.....	39
Tabela 9: Banda e energia de regulação secundária real	40
Tabela 10: Margens estimadas das unidades (efeito de quantidade).....	41
Tabela 11: Receitas estimadas das unidades (efeito de quantidade)	42
Tabela 12: Custos estimados das unidades (efeito de quantidade).....	43
Tabela 13: Banda e energia de regulação secundária estimadas (efeito de quantidade e total).	44
Tabela 14: Margens estimadas das unidades (efeito total)	45
Tabela 15: Receitas estimadas das unidades (efeito total)	46
Tabela 16: Custos estimados das unidades (efeito total)	47

Lista de figuras

Figura 1: Reserva secundária: requisitos, ofertas e contratação.....	9
Figura 2: Energia ativada a partir de reserva secundária	10
Figura 3: Preços de reserva secundária em Portugal e Espanha	11
Figura 4: Receitas no mercado de reserva secundária.....	12
Figura 5: Energia ativada a partir de reserva secundária proveniente de capacidade não contratada, por área de balanço.....	14
Figura 6: Reserva de regulação secundária oferecida no mercado por unidades CCGT	15
Figura 7: Reserva de regulação secundária oferecida no mercado por unidades de carvão	15
Figura 8: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas sem CMEC.....	16
Figura 9: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas com CMEC	17
Figura 10: Geração e reserva secundária oferecidas pelas unidades hidroelétricas com CMEC18	
Figura 11: Geração e reserva secundária oferecidas e fornecidas pelas unidades CCGT.....	18
Figura 12: Geração e reserva secundária oferecidas e fornecidas pelas unidades de carvão	19
Figura 13: Geração e reserva secundária oferecidas pelas unidades hidroelétricas com CMEC19	
Figura 14: Preço de reserva secundária, maio e junho de 2009.....	20
Figura 15: Ofertas médias no mercado de reserva secundária da unidade hidroelétrica <i>Aguieira</i> , abaixo de 100 €/MW.....	21
Figura 16: Oferta de capacidade de reserva secundária no mercado.....	22
Figura 17: Preço médio de reserva secundária por hora em junho de 2009	23
Figura 18: Geração média de eletricidade de uma unidade na segunda metade de junho de 2009.....	24
Figura 19: Preço de reserva secundária, outubro e novembro de 2009.....	25
Figura 20: Ofertas médias no mercado de reserva secundária das unidades CCGT, abaixo de 100 €/MW.....	26
Figura 21: Ofertas médias no mercado de reserva secundária da unidade Alqueva, abaixo de 100 €/MW.....	26

Figura 22: Ofertas médias no mercado de reserva secundária das unidades hidroelétricas com CMEC, abaixo de 100 €/MW	27
Figura 23: Distribuição mensal simulada da reserva secundária	29
Figura 24: Distribuição mensal real da reserva secundária.....	29
Figura 25: Preço médio mensal simulado e real da reserva secundária.....	30

I. Sumário Executivo e Conclusões

Redes Energéticas Nacionais, REN, contratou o *The Brattle Group* para realizar um estudo de acordo com o Despacho 4694/2014 do Secretário de Estado da Energia. Este relatório é o terceiro resultado do estudo e amplia a análise realizada no nosso primeiro relatório até aos anos de 2008 e 2009.¹ O objetivo desta análise é avaliar e quantificar o impacto de potenciais distorções do mercado de reserva secundária devido à forma como as unidades abrangidas pelos *Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual*, CMEC, participaram neste mercado.

Este relatório baseia-se no quadro analítico e na metodologia que desenvolvemos no nosso primeiro relatório. Contudo, acrescentamos uma análise adicional que considera as características específicas do mercado durante este período e as limitações em termos de disponibilidade dos dados.² Em particular, apenas conseguimos estimar as ofertas que refletem os custos e simular o mercado de reserva secundária de 2009.

Contexto do mercado de reserva secundária anterior a 2010

O mercado de reserva secundária foi criado na segunda metade de 2007 como parte da liberalização do mercado de eletricidade grossista português. Por essa razão, este estudo abrange os primeiros anos de atividade do mercado, durante os quais o operador do sistema, a REN e os agentes participantes do mercado não tinham qualquer experiência relativamente à forma como o mercado deveria operar. A REN também nos informou que houve um período de implementação de transição para o mercado que durou até setembro de 2009.³

¹ The Brattle Group, primeiro relatório do projeto *Prestação de serviços de auditoria em conformidade com a Portaria n.º 4694/2014*. Este abrangeu o período compreendido entre janeiro de 2010 e março de 2014.

² Apenas há dados disponíveis sobre os resultados de mercado a partir de janeiro de 2008; relativamente às ofertas, apenas há dados disponíveis a partir de julho de 2009; e relativamente à programação de geração desagregada de unidades, apenas há dados disponíveis a partir de janeiro de 2009. Além disso, fomos informados de que as informações disponíveis antes de maio de 2009 podem apresentar inconsistências no que toca às regras estabelecidas nos manuais de procedimentos.

³ De acordo com a REN, este período de transição foi estabelecido a fim de permitir que os operadores do mercado e da REN tivessem tempo suficiente para adaptar as suas plataformas de TI às novas exigências do mercado e dar formação aos seus profissionais.

Durante este período, o mercado de reserva secundária apresenta algumas características distintas comparativamente ao período posterior a 2010, o qual analisamos em relatórios anteriores. Durante grande parte de 2008 e 2009, a capacidade de reserva secundária oferecida ao mercado era insuficiente para cumprir os requisitos de reserva da REN. Em novembro de 2008, por exemplo, apenas era possível contratar 42% dos requisitos de reserva secundária da REN através do mercado. Contudo, a REN conseguiu cumprir os seus requisitos de regulação secundária despachando as unidades para fora do mercado de reserva secundária. Do mesmo modo, durante a primeira metade de 2009, pelo menos 34% da energia de regulação secundária ascendente era fornecida por essas unidades não contratadas no mercado.⁴ Não podemos estimar a reserva secundária estas unidades fornecida na realidade, e se eles teria fornecido a mesma reserva se tivessem participado no mercado.⁵ A REN confirmou que durante o período de transição as unidades que fornecem capacidade de reserva fora do mercado de reserva secundária não receberam qualquer remuneração relativa a esta capacidade.⁶

O volume de ofertas de reserva aumentou gradualmente, sendo que, em julho de 2009, era já possível cumprir a maioria dos requisitos de reserva através do mercado. Contudo, a REN continuou a utilizar unidades não contratadas para fornecer regulação até aumentar os requisitos de reserva em 32% em outubro de 2009.⁷ Assim, a utilização de unidades não contratadas parece estar relacionada com o volume de reserva exigido pela REN, e não com o baixo nível de participação das unidades no mercado

Por último, em junho de 2009, o preço de reserva secundária quase duplicou e, por volta da mesma altura, dissociou-se do preço de reserva secundária praticado em Espanha. A nossa avaliação do mercado de reserva secundária considera todos estes eventos.

⁴ A REN explicou que tal foi possível porque durante o período de transição as unidades CMEC capazes de fornecer reserva permaneceram diretamente sob o controlo do operador do sistema.

⁵ Verificamos que os programas de geração de unidades não contratadas foram comumente modificados a fim de fornecer reserva secundária.

⁶ A REN afirmou que os acordos CMEC significaram que não houve qualquer benefício para unidades CMEC relativamente a remuneração por prestação de reserva secundária.

⁷ According to REN, it increased its secondary reserve requirements in response to complaints that it received from neighbouring System Operators regarding the quality of its frequency regulation.

Avaliação das ofertas de quantidade no mercado

Em primeiro lugar, analisamos o fornecimento de capacidade de reserva secundária ao mercado. Comparamos a oferta de reserva real no mercado às nossas estimativas da capacidade de reserva realmente disponível. Também verificamos qual o nível de regulação secundária que foi, de facto, fornecido e comparamos a evolução dos perfis de geração das unidades à sua participação no mercado de reserva secundária.

Encontramos provas de que as unidades ofereciam menos capacidade ao mercado do que aquela que tinham disponível para fornecer regulação secundária e que este comportamento não estava limitado às unidades com CMEC. É importante destacar o facto de as unidades hidroelétricas com CMEC poderem claramente ter oferecido mais capacidade ao mercado de reserva secundária do que realmente ofereceram, pois a REN utilizou consistentemente estas unidades para fornecer regulação secundária, mesmo que não tivessem oferecido reserva ao mercado.

As unidades térmicas não abrangidas pelos CMEC, nomeadamente as CCGT da EDP e a central termoelétrica a carvão do *Pego* operada pela REN Trading, também parecem ter oferecido menos capacidade ao mercado de reserva do que estimamos que tivessem disponível. Estas também oferecem menos capacidade de reserva do que em outros períodos onde apresentavam níveis de geração semelhantes, o que é relevante pois a capacidade de fornecimento de reserva de uma unidade está intimamente ligada ao facto de esta apresentar, ou não, geração.

Pensamos que a baixa participação das unidades hidroelétricas com CMEC no mercado não se pode dever ao desejo de dar lugar a que outras unidades da EDP forneçam reserva. Isto deve-se ao seguinte:

- (a) A REN não conseguiu adquirir todos os seus requisitos de reserva secundária no mercado; e
- (b) As outras unidades da EDP também ofereceram menos capacidade do que estimamos que tivessem disponível. Isto significa que poderiam ter aumentado as suas receitas oferecendo mais capacidade.

Em vez disso, pensamos que o comportamento das unidades hidroelétricas seria consistente com o facto de estas terem um incentivo para não participarem, pois o ajuste anual dos CMEC não incluiu qualquer margem de segurança para os custos potencialmente mais elevados que poderiam ter contraído ao fornecer reserva secundária. Reconhecemos que não é óbvio se os

custos das unidades hidrelétricas aumentariam ao fornecer reserva, mas pelo menos é possível que as unidades hidrelétricas receassem que seria o caso.

Avaliação dos preços de oferta

Também analisamos as ofertas de preço e o custo de fornecimento de reserva comparando o comportamento real das unidades no mercado à nossa estimativa de qual teria sido o seu comportamento eficiente (refletindo os custos). Também tentamos compreender a lógica da alteração do nível dos preços de reserva desde junho de 2009 através da análise dos preços por hora em momentos diferentes para identificar como foi formado o preço.

Consideramos que, durante a primeira metade de 2009, as ofertas das unidades estavam em consonância com a nossa estimativa de custos. O aumento de preço de junho deveu-se à subida de preço que ocorreu em relativamente poucas horas e foi causado unicamente pelas ofertas da unidade hidroelétrica *Aguieira*.⁸ Posteriormente, as unidades da EDP aumentaram gradualmente as suas ofertas acima dos níveis que refletem os custos nos meses subsequentes. Não encontramos qualquer justificação que explique as ofertas da *Aguieira* ou das unidades da EDP durante este período. Pensamos que estas ofertas resultaram num preço de reserva que excedeu o nível competitivo.

Avaliação dos resultados do mercado

Também concebemos um conjunto alternativo de resultados de mercado de hora em hora utilizando as nossas estimativas do nível das ofertas refletindo os custos, e comparamos estes resultados alternativos aos resultados reais do mercado. Em consonância com as nossas conclusões anteriores, descobrimos que as unidades hidroelétricas abrangidas pelos CMEC poderiam ter fornecido uma maior percentagem da capacidade de regulação, deslocando outras unidades de geração. Esta deslocação teria ocorrido principalmente no último trimestre de 2009. Além disso, as unidades mais afetadas não teriam sido as outras unidades da EDP, mas sim as unidades operadas pela REN Trading. Os preços de reserva abrangidos pelas ofertas que refletem os custos também teriam sido mais baixos do que realmente foram.

Quantificação do impacto sobre as unidades prestadoras de reserva secundária

Por último, utilizamos as nossas estimativas de um conjunto de ofertas que refletem os custos e os resultados de mercado por hora em hora para quantificar o impacto que tal

⁸ A *Aguieira* é uma unidade hidroelétrica que pertence à EDP, mas foi operada pela empresa espanhola Iberdrola entre abril de 2009 e março de 2014.

comportamento de oferta alternativo poderia ter tido sobre nas unidades que participaram no mercado de reserva secundária durante o ano de 2009.⁹ Medimos este impacto com base na diferença entre as margens reais e estimadas entre receitas e custos das unidades. Não incluímos os custos das unidades não contratadas que fornecem regulação secundária, pois não sabemos a quantidade de reserva fornecida implicitamente.¹⁰

Os nossos resultados sugerem que o comportamento de oferta das unidades apenas afetou as suas margens a partir do terceiro trimestre de 2009, pois foi neste momento que as ofertas estavam acima dos níveis que refletem os custos. A nossa principal conclusão é que as ofertas que refletem os custos teriam resultado em preços mais baixos, principalmente porque pressupomos que teria sido oferecida mais capacidade no mercado. Contudo, durante a maior parte dos primeiros três trimestres de 2009, os preços reais parecem refletir os custos das unidades que participaram no mercado, sendo que tanto as ofertas reais como a contratação real de capacidade de reserva são semelhantes às nossas estimativas dos custos.

Se apenas considerarmos as variações da quantidade fornecida, estimamos que as unidades da EDP que não fazem parte do âmbito dos CMEC teriam ganho mais 2,9 milhões de euros com ofertas que refletem os custos do que no mundo real, com base nos nossos pressupostos (incluindo um prémio de risco de 10 €/MW). Embora estas unidades fornecessem menos reserva com ofertas que refletem os custos, os custos das unidades diminuiriam mais do que as receitas, pelo que as margens estimadas seriam superiores às margens reais. A situação é semelhante se assumirmos diferentes valores de prémio de risco. Também estimamos que, com base nos pressupostos do nosso caso de base sobre os custos, as unidades associadas aos CMEC teriam ganho mais cerca de 5,1 milhões de euros com ofertas que refletem os custos, pois teriam fornecido mais reserva secundária.

Se considerarmos os efeitos do preço e os efeitos da quantidade, estimamos que, em 2009, as margens obtidas pelas unidades da EDP não associadas aos CMEC teriam ganho menos 12,9 milhões de euros (incluindo um prémio de risco de 10 €/MW) e 24,9 milhões de euros (sem prémio de risco) com ofertas que refletem os custos. Este resultado é maioritariamente explicado pela diferença entre o preço e os custos destas unidades no quarto trimestre. As unidades da EDP associadas aos CMEC também teriam ganho menos 0,8 a 2,6 milhões de euros com ofertas que refletem os custos. O impacto é pequeno, apesar de estimarmos que as unidades teriam fornecido muito mais reserva, pois o aumento da quantidade de reserva

⁹ Apenas podemos quantificar o impacto em 2009 devido às limitações dos dados.

¹⁰ Verificamos que as programações de geração de unidades não contratadas foram modificadas de forma geral para fornecer reserva secundária.

fornecida é compensado por uma redução do preço que estas teriam recebido por fornecerem essa reserva.

II. Introdução e Âmbito de Trabalho

Redes Energéticas Nacionais, REN, o operador do sistema de transmissão de energia elétrica, contratou o *The Brattle Group* para realizar um estudo do mercado de reserva secundária de eletricidade português, conforme estabelecido no Despacho 4694/2014, de 1 de abril de 2014, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia. Este é o terceiro relatório deste estudo e é um resultado opcional solicitado pela Comissão de Acompanhamento.

O objetivo deste relatório é ampliar a análise realizada no primeiro resultado de modo a abranger o período compreendido entre julho de 2007 e dezembro de 2009. Estas análises têm como objetivo avaliar e quantificar o impacto de potenciais distorções do mercado de reserva secundária devido à forma como as unidades abrangidas pelos *Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual*, CMEC, participaram neste mercado.

A análise que consta neste relatório baseia-se nos mesmos princípios, quadros analíticos, metodologias e pressupostos desenvolvidos no nosso primeiro relatório. Por essa razão, não descrevemos a nossa abordagem em detalhe neste relatório.

Embora o mercado de reserva secundária tenha sido criado na segunda metade de 2007, a REN apenas começou a fornecer informações públicas sobre o mercado através da sua plataforma Web em maio de 2009. A REN confirmou que as informações disponíveis até então tinham sido obtidas através dos sistemas intermediários do mercado. Consequentemente, as informações relativas ao período antes de maio de 2009 estão incompletas e podem não ser totalmente compatíveis com as regras estabelecidas nos manuais de procedimentos.¹¹ Adaptamos a nossa análise tendo em conta estas limitações.¹²

O relatório está estruturado da seguinte forma:

- A secção III analisa a operação do mercado de reserva secundária antes de 2010 e destaca algumas características que são relevantes para a análise subsequente;

¹¹ Solicitámos à REN se é possível obter mais informações sobre o período anterior a 2009, mas a REN respondeu que não há possibilidade de compilar informações adicionais relativas a este período.

¹² Por exemplo, o *Manual De Procedimentos Do Gestor Do Sistema*, dezembro de 2008, 1.7.2: Para o estabelecimento dos níveis de reserva de regulação secundária ter-se-ão em consideração os critérios e recomendações que sejam publicados para estes efeitos pela UCTE.

- A secção IV avalia o risco de sobrecompensação com base no comportamento de oferta real dos participantes do mercado e uma comparação entre o comportamento real das unidades e a nossa estimativa do seu comportamento refletindo os custos;
- Por último, a secção V quantifica qual poderá ser esta sobrecompensação com base nas nossas estimativas da quantidade e do custo de fornecimento de reserva.

III. O Mercado de Reserva Secundária antes de 2010

No nosso primeiro relatório, descrevemos o que é o mercado de reserva secundária e discutimos preocupações relativamente ao mercado de reserva secundária entre 2010 e 2013 que levaram ao *Despacho* 4694/2014. Esta secção analisa o mercado de reserva secundária entre a sua criação e o ano de 2010 e identifica algumas características do mercado durante este período que são relevantes para a análise.

O mercado de reserva secundária foi criado na segunda metade de 2007 no contexto da liberalização do mercado de eletricidade grossista português. As regras que regem o mercado de reserva secundária foram aprovadas em agosto de 2007, juntamente com outros regulamentos significativos necessários para a operação de um sistema liberalizado.¹³¹⁴ Por essa razão, este estudo abrange os primeiros anos de atividade do mercado. Consequentemente, este abrange um período em que tanto a REN como os agentes que participavam no mercado estavam a ganhar experiência relativamente à forma como o mercado deveria operar. Por este motivo, não é surpreendente que o mercado tenha mudado ao longo deste período.

Antes da abertura do mercado, a REN operava o sistema de eletricidade de Portugal Continental a nível central, despachando as centrais elétricas conforme necessário de modo a fornecer a energia necessária em tempo real. A maioria das centrais era abrangida por contratos de aquisição de energia, CAE, que regiam a compensação dessas centrais pelos serviços fornecidos.¹⁵ Por esta razão,

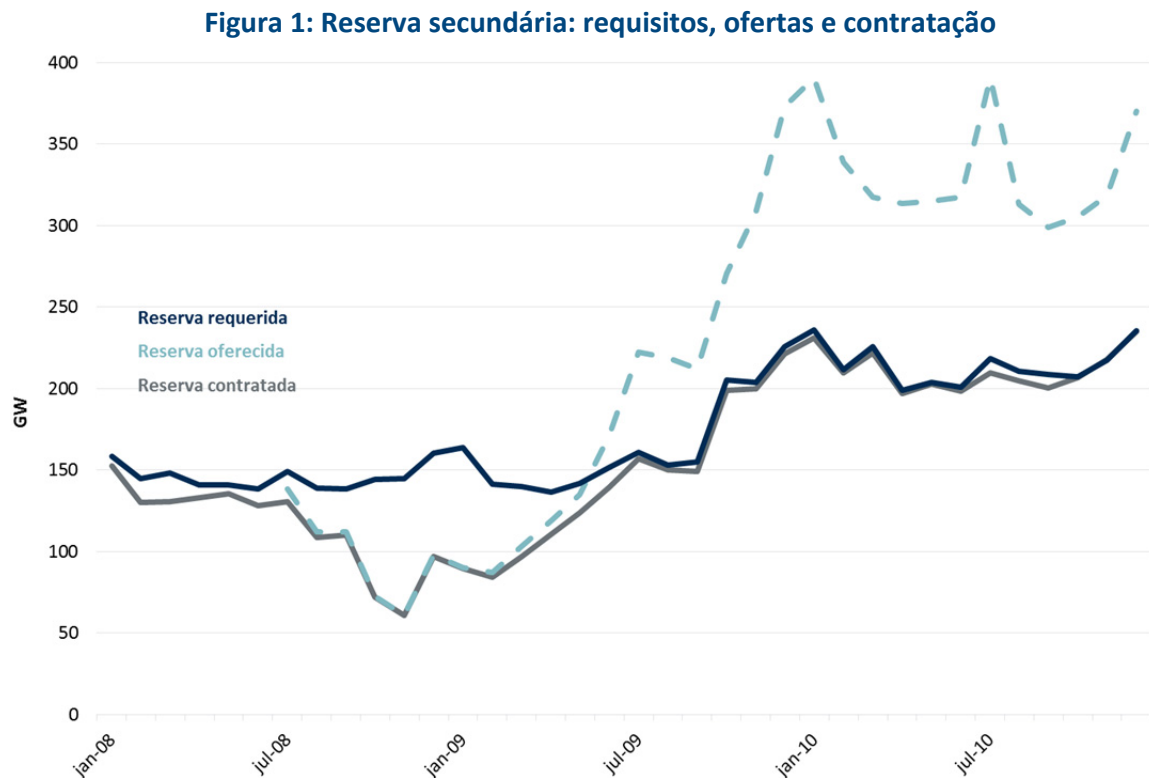
¹³ O mercado de reserva secundária era regido pelo *Manual De Procedimentos Do Gestor Do Sistema*, aprovado pelo *Despacho* n.º 17744-A/2007, de 10 de agosto.

¹⁴ O *Despacho* n.º 17744-A/2007 também aprovou outros regulamentos relevantes, tais como o *Regulamento de Operação das Redes*, o *Manual de Procedimentos do Acerto de Contas* e o *Manual de Procedimentos do Agente Comercial*, e modificou, entre outros, o *Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações*.

¹⁵ Uma parte mais pequena do sistema de eletricidade, que não era abrangida por um CAE, criou o chamado *Sistema de Eletricidade Independente* e não estava vinculada por obrigações de serviço público.

antes de 2007 não havia necessidade nem experiência com a gestão de um mercado específico para adquirir no mercado de reserva secundária.

A primeira característica digna de nota é que, até julho de 2009, a quantidade de reserva oferecida no mercado era insuficiente para cumprir os requisitos de reserva da REN, conforme ilustrado na Figura 1. Em novembro de 2008, por exemplo, a REN apenas conseguiu contratar 42% da reserva secundária necessária.

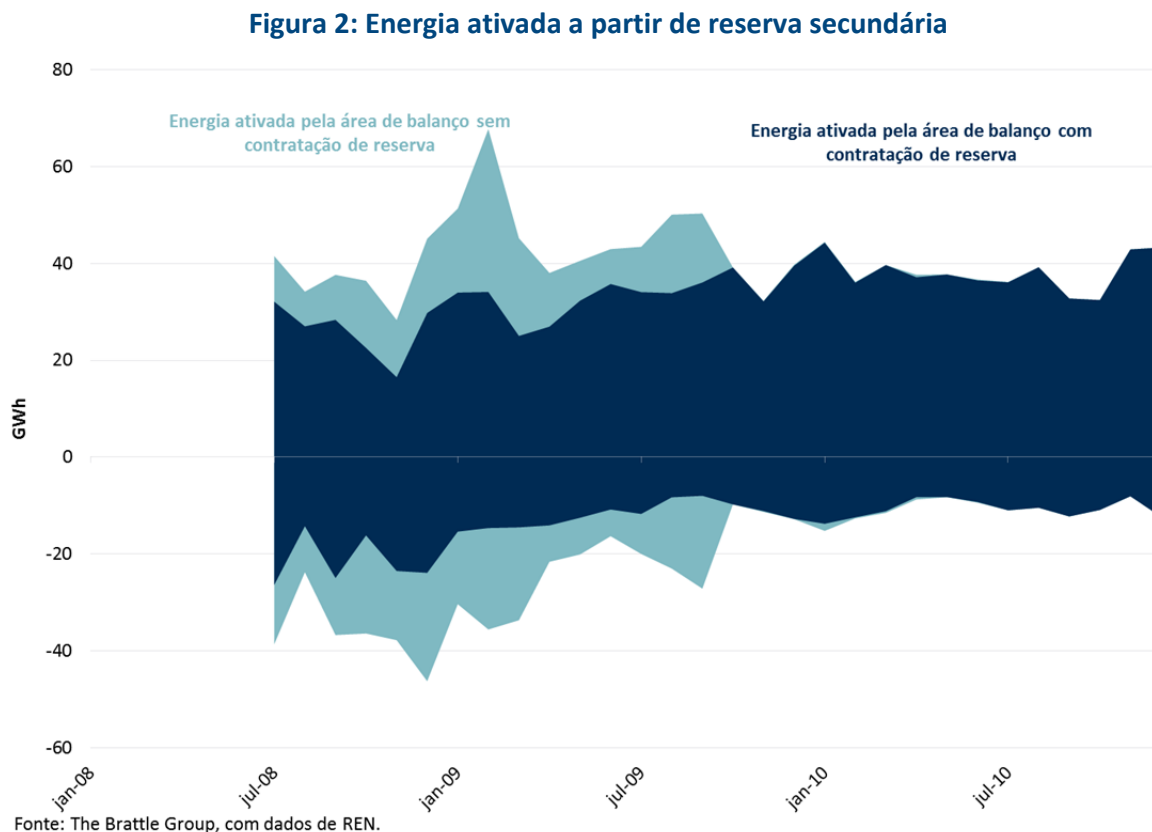


Fonte: The Brattle Group, com dados de REN.

Três meses após o nível da oferta de reserva começar a exceder o nível necessário, em outubro de 2009, a REN aumentou em 32% a quantidade de reserva secundária que pretendia adquirir no mercado. A REN informou-nos que aumentou as suas exigências de reservas em resposta às queixas sobre a qualidade da sua regulação de frequência recebidas por parte de TSOs vizinhas. É simplesmente uma coincidência que o aumento do requisito de reserva tenha ocorrido ao mesmo tempo do fim do período de transição.

Contudo, mesmo quando a REN não podia adquirir toda a reserva secundária que tinha solicitado no mercado, esta conseguiu fornecer regulação secundária suficiente. A empresa fê-lo despachando as unidades para fora dos mercados de reserva (unidades "não contratadas"). Na primeira metade de

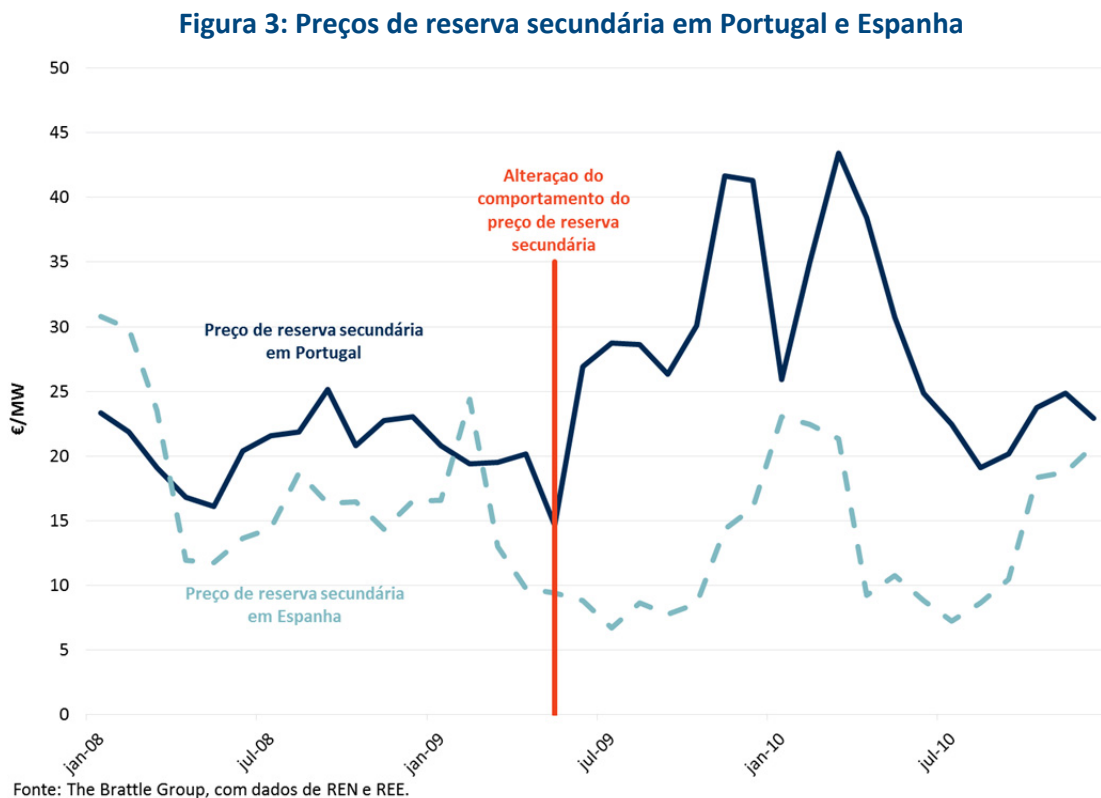
2009, pelo menos 34% da energia de regulação secundária ascendente era fornecida por essas unidades não contratadas.¹⁶ A REN continuou a utilizar unidades não contratadas para fornecer reserva até outubro de 2009, embora pudesse ter contratado todos os seus requisitos no mercado a partir de julho de 2009. A Figura 2 mostra a quantidade de energia de regulação secundária fornecida pelas áreas de balanço em que pelo menos uma unidade tinha vendido reserva secundária no mercado e por áreas de balanço em que não havia unidades que tivessem vendido reserva.



Os regulamentos do operador do sistema que estavam em vigor em 2009 permitiam que a REN adquirisse reserva fora do mercado se a profundidade de mercado fosse insuficiente para satisfazer a procura. A REN confirmou que durante o período de transição as unidades que forneceram reserva sem uma alocação de reservas anterior no mercado não receberam qualquer remuneração relativa a esta capacidade. Estas unidades foram cobertas pelos CMEC e a REN afirma que os acordos CMEC significaram que não havia qualquer benefício para as unidades CMEC em serem remuneradas pelo fornecimento de reserva secundária.

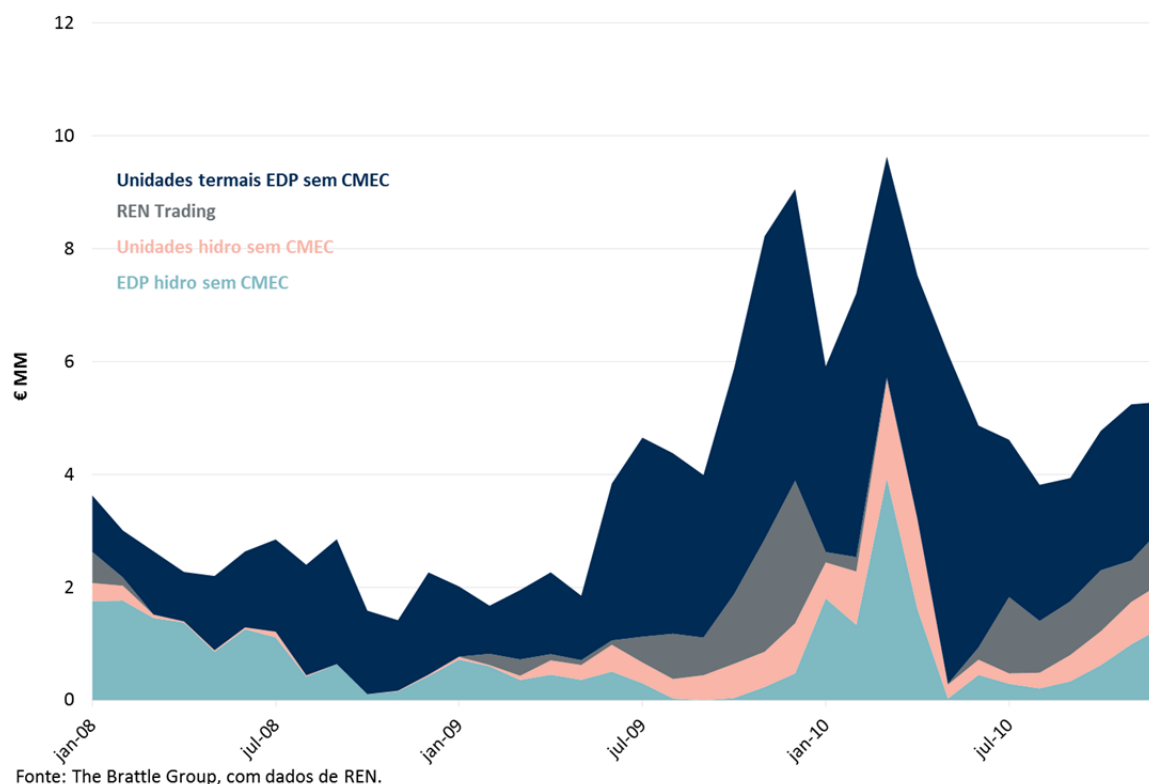
¹⁶ Este valor pode ser mais elevado pois não inclui a regulação fornecida por unidades que participaram no mercado de reserva mas que estão situadas em áreas de balanço em que pelo menos uma unidade estava comprometida a fornecer reserva.

Por último, também se verificou uma alteração perceptível do comportamento do preço de reserva secundária a partir de junho de 2009. O preço aumentou de uma média de 18,9 €/MW entre janeiro de 2008 e maio de 2009 para 32,0 €/MW; não houve qualquer alteração correspondente do preço de reserva secundária em Espanha, pelo que os preços dos dois mercados começaram a desviar-se significativamente. A Figura 3 mostra o preço médio mensal da reserva secundária em Portugal e Espanha entre 2008 e 2010.



Como consequência do aumento do preço e da quantidade de reserva contratada no mercado, o custo mensal para os consumidores de eletricidade do serviço de reserva secundária mais que duplicou, conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4: Receitas no mercado de reserva secundária



IV. Avaliação do Comportamento do Mercado

A nossa avaliação do comportamento do mercado e do risco de sobrecompensação durante o período em estudo neste relatório baseia-se principalmente numa comparação entre o comportamento real das unidades geradoras no mercado e a nossa estimativa de qual teria sido o seu comportamento eficiente (competitivo), com base numa série de pressupostos sobre as características técnicas e económicas das unidades. Devido à particularidade do mercado de reserva secundária antes de 2010, também realizamos uma análise adicional para corroborar a nossa avaliação. Utilizamos estas análises para avaliar se há alguma evidência de que a EDP, na prática, modificou o funcionamento das suas unidades.

Os nossos resultados sugerem que as unidades com e sem CMEC apresentaram uma participação inferior no mercado de reserva do que seria consistente com a sua capacidade de fornecer reserva durante 2009. No entanto, a participação no mercado aumentou significativamente a partir do momento em que o preço do mercado de reserva aumentou em junho de 2009.¹⁷ Embora este

¹⁷ A participação no mercado começou a aumentar mais cedo em 2009, mas em muito menor escala.

aumento tenha sido inicialmente causado pelas ofertas de uma única unidade, este foi seguido por um aumento das ofertas da maioria das unidades.

O baixo nível de participação das unidades hidroelétricas com CMEC no mercado não pode ser explicado pelo desejo de dar lugar a que outras unidades da EDP forneçam reserva por dois motivos.¹⁸ Em primeiro lugar, pelo facto de a REN não ter conseguido contratar toda a reserva que pretendia no mercado, pelo que a EDP poderia ter aumentado a quantidade oferecida pelas suas unidades com CMEC sem afetar a contratação das suas restantes unidades. Em segundo lugar, porque as unidades térmicas sem CMEC da EDP também ofereceram menos capacidade no mercado do que a capacidade que estimamos que tivessem disponível, limitando, assim, as receitas que poderiam ter ganho através do fornecimento de reserva. Em vez disso, este comportamento seria consistente com a sugestão do nosso primeiro relatório de que as unidades associadas aos CMEC poderiam ser incentivadas a participar no mercado de reserva secundária se o ajuste anual dos CMEC não incluísse qualquer margem de segurança para os custos potencialmente mais elevados que poderiam ter contraído ao fornecer reserva secundária. Reconhecemos que não é óbvio se os custos das unidades hidroelétricas teriam aumentado ao fornecer reserva, mas pelo menos é possível que as unidades hidroelétricas receassem que seria o caso.

IV.A. AVALIAÇÃO DA QUANTIDADE OFERECIDA AO MERCADO

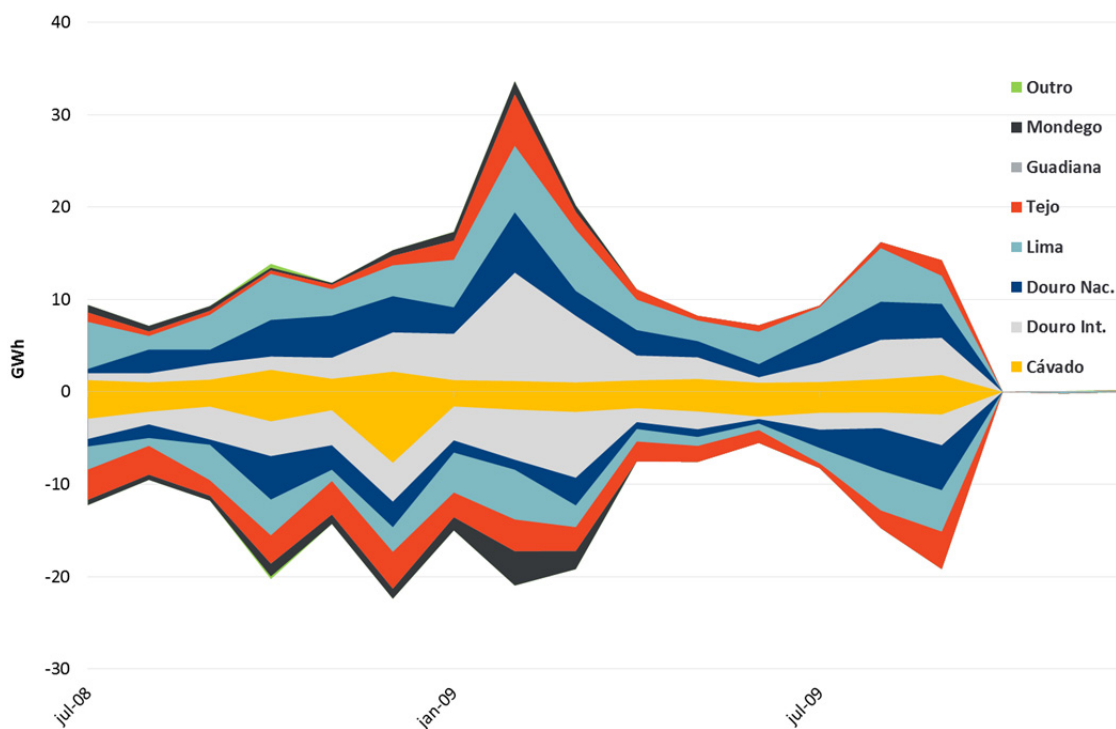
Na secção III, identificamos que, até julho de 2009, a REN não conseguiu cumprir todos os seus requisitos de reserva secundária no mercado devido à falta de capacidade do mesmo. Visto que a REN conseguiu compensar o défice de capacidade que não tinha sido oferecida no mercado, não há qualquer dúvida de que as unidades ofereceram menos capacidade do que aquela que tinham disponível.

Para identificar as unidades que não participaram totalmente no mercado, analisamos primeiro a energia de regulação secundária fornecida fora do mercado. Determinamos que a capacidade despachada para fornecer regulação secundária pertencia quase exclusivamente às unidades hidroelétricas com CMEC. As unidades hidroelétricas têm menos limitações operacionais, visto que apresentam tempos de arranque mais curtos e taxas de aumento de produção mais rápidas, e, por isso, podem ser um recurso valioso de regulação ascendente em situações de emergência. Por outro lado, as unidades térmicas conseguem fornecer regulação descendente de emergência tão

¹⁸ Conforme realçado no nosso primeiro relatório, as unidades associadas aos CMEC são fornecedores centrais de reserva secundária - sem a sua capacidade de reserva, não haveria reserva suficiente para fornecer o serviço de regulação necessário - e, por isso, um aumento da oferta não significaria uma redução do preço.

eficientemente como as unidades hidroelétricas e regulação ascendente, se forem alertadas com antecedência suficiente. Consequentemente, o facto de a REN apenas ter utilizado as unidades hidroelétricas não parece ter justificação. É especificamente este o caso, pois a necessidade de centrais não contratadas para fornecer regulação era conhecida. A Figura 5 mostra a discriminação da energia de regulação secundária proveniente de áreas de equilíbrio não contratadas.

Figura 5: Energia ativada a partir de reserva secundária proveniente de capacidade não contratada, por área de balanço

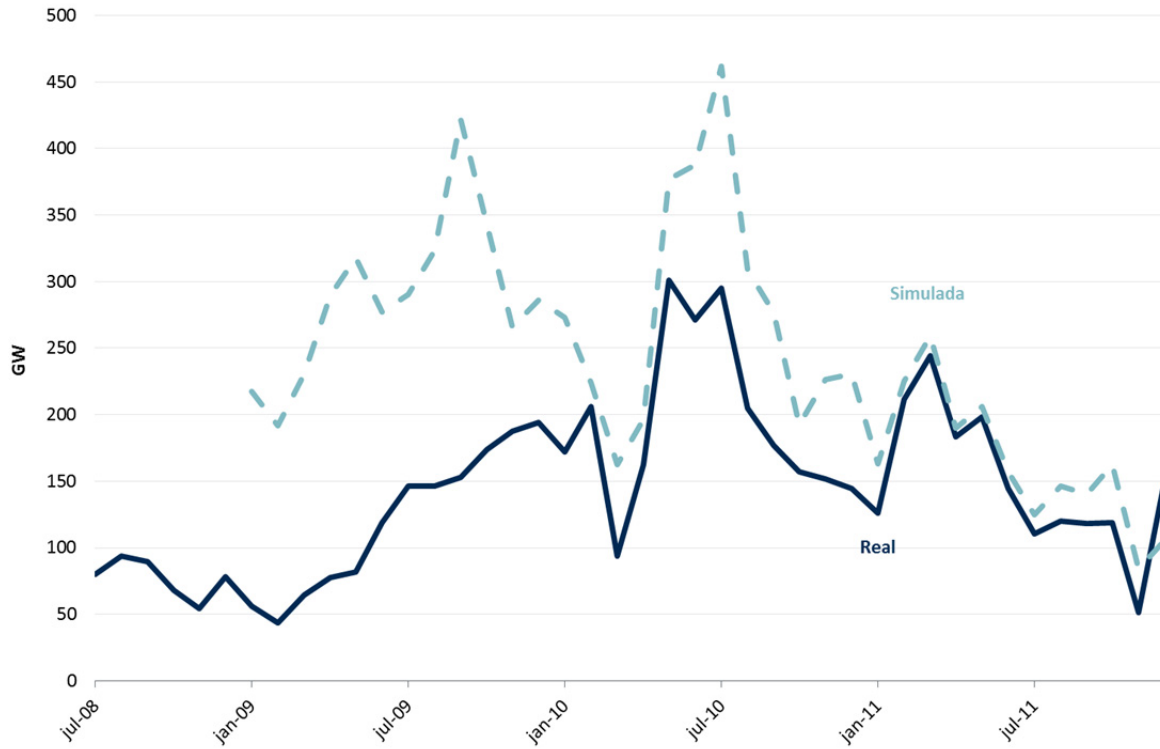


Fonte: The Brattle Group, com dados de REN.

Também analisamos o fornecimento de capacidade de reserva secundária ao mercado. Comparamos a oferta de reserva real no mercado à nossa estimativa da capacidade de reserva realmente disponível. Determinamos que todas as unidades parecem ter oferecido menos capacidade do que tinham disponível para fornecer regulação secundária. O mesmo se verifica em relação às unidades não abrangidas pelos CMEC — CCGT (Figura 6), unidades de carvão (Figura 7) e unidades hidroelétricas sem CMEC (Figura 8).¹⁹ Incluímos dados até ao final de 2011 para demonstrar que, durante o período posterior a 2009, as nossas estimativas relativas à maioria dos tipos de centrais são comparáveis à capacidade realmente oferecida no mercado.

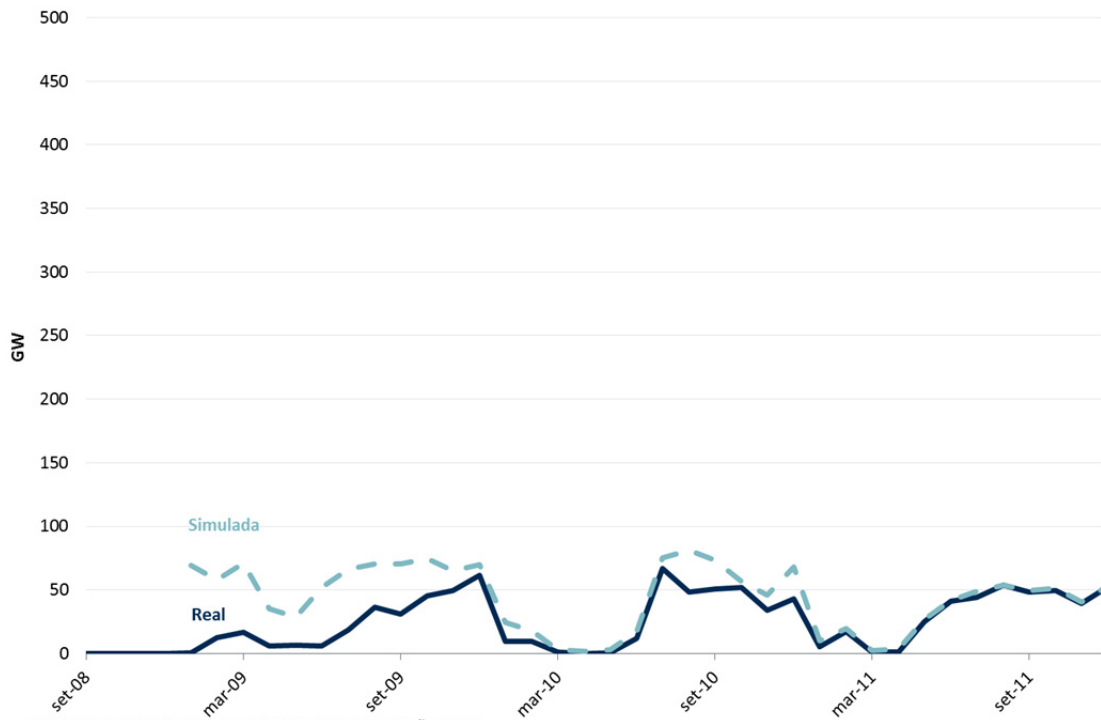
¹⁹ As unidades de carvão correspondem aos dois grupos da central termoelétrica do Pego.

Figura 6: Reserva de regulação secundária oferecida no mercado por unidades CCGT



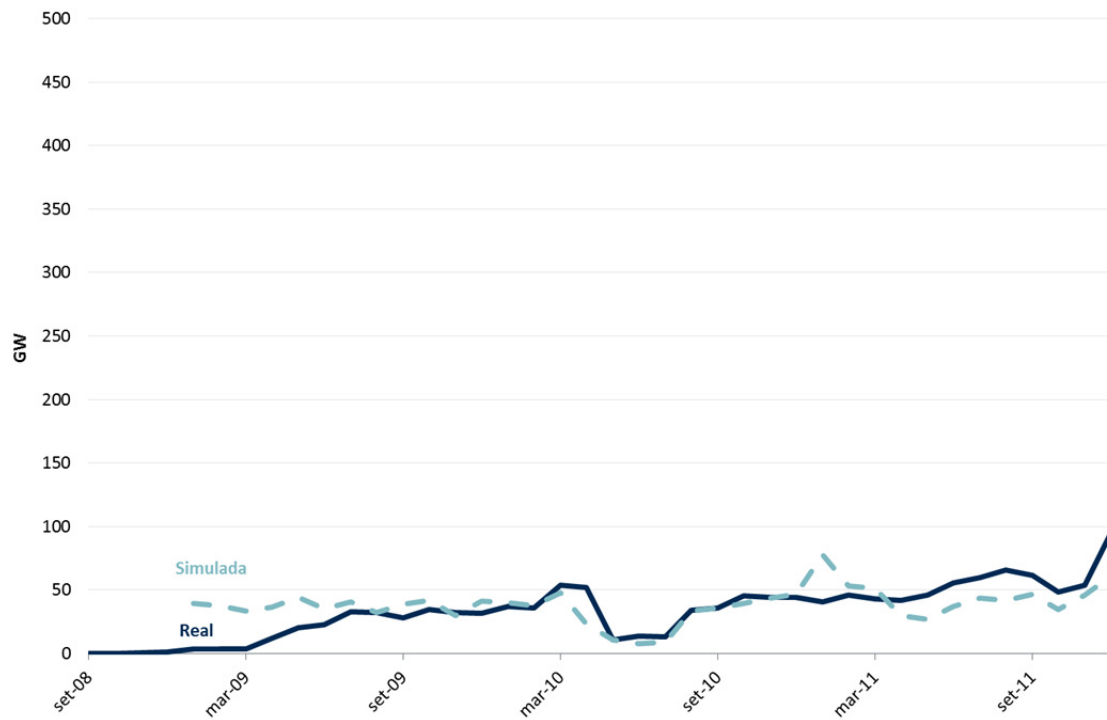
Fonte: The Brattle Group, com dados de REN e elaboração própria.

Figura 7: Reserva de regulação secundária oferecida no mercado por unidades de carvão



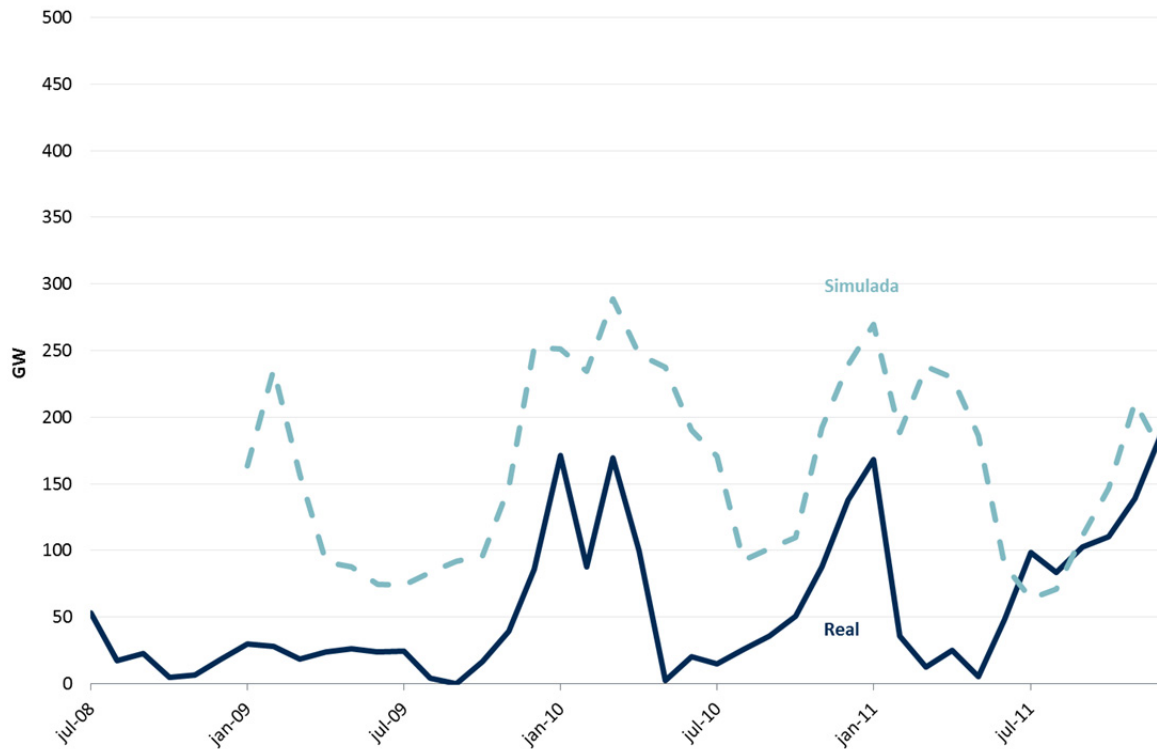
Fonte: The Brattle Group, com dados de REN e elaboração própria.

Figura 8: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas sem CMEC



Contudo, embora para o resto dos tipos de unidades essa lacuna entre a reserva realmente oferecida no mercado e a nossa estimativa de reserva secundária diminua até 2010, conforme discutido no nosso primeiro relatório, as unidades hidroelétricas com CMEC continuaram a oferecer menos capacidade do que estimamos que tivessem disponível (Figura 9 abaixo).

Figura 9: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas com CMEC



Fonte: The Brattle Group, com dados de REN e elaboração própria.

Por último, desenvolvemos um modo adicional de determinar se a capacidade real oferecida no mercado era consistente com a capacidade que deveria estar disponível. Comparamos a reserva real oferecida por uma unidade ao mercado à sua produção. Espera-se que, se uma unidade gerar a mesma quantidade de eletricidade em dois momentos diferentes, esta deve ter, em teoria, praticamente a mesma capacidade de fornecimento de reserva secundária. Determinamos que, antes de 2010, à exceção das unidades hidroelétricas sem CMEC (Alqueva e, a partir de abril de 2009, *Aguieira*), todos os outros tipos de unidades parecem ter oferecido menos reserva secundária ao mercado do que seria esperado tendo em conta o seu nível de geração.

As figuras seguintes mostram a evolução da oferta de capacidade de reserva e da produção das unidades no que diz respeito às unidades hidroelétricas com CMEC (Figura 10), unidades CCGT (Figura 11), unidades de carvão (Figura 12) e unidades hidroelétricas sem CMEC (Figura 13). As unidades de carvão correspondem aos dois grupos da central termoelétrica do *Pego*.

Figura 10: Geração e reserva secundária oferecidas pelas unidades hidroelétricas com CMEC

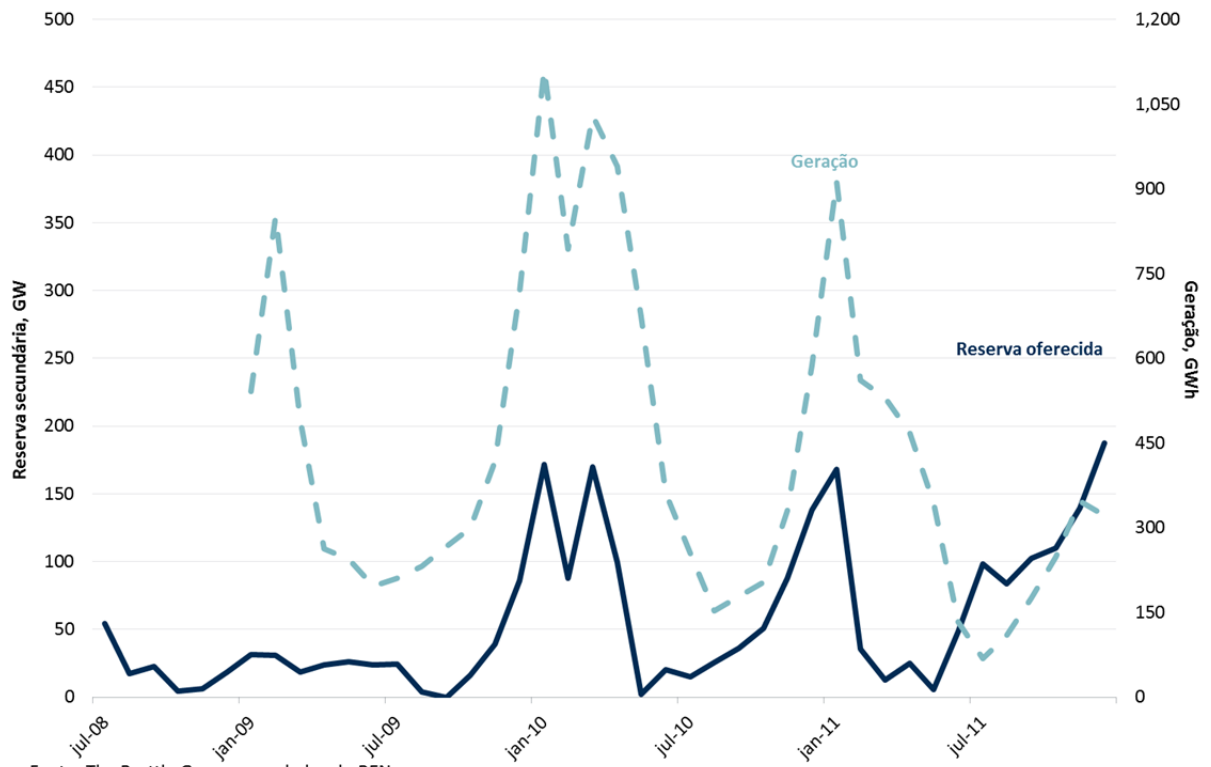


Figura 11: Geração e reserva secundária oferecidas e fornecidas pelas unidades CCGT

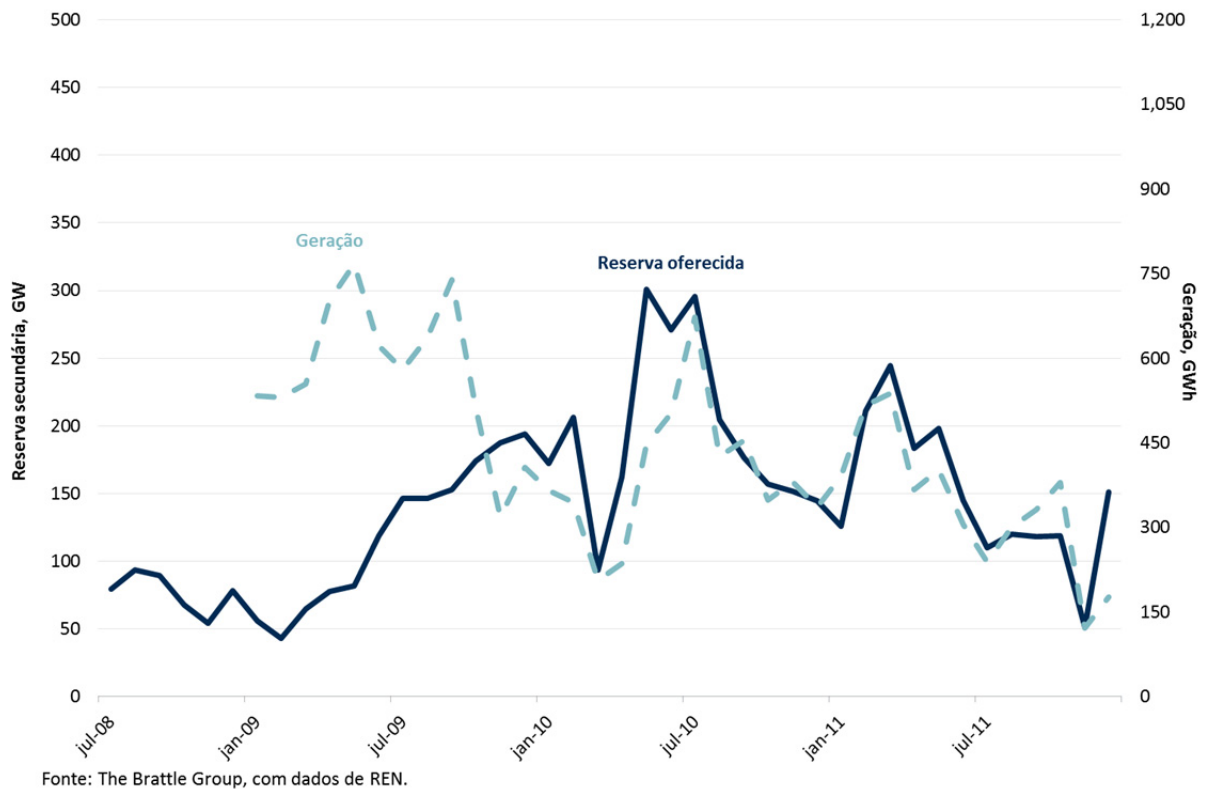
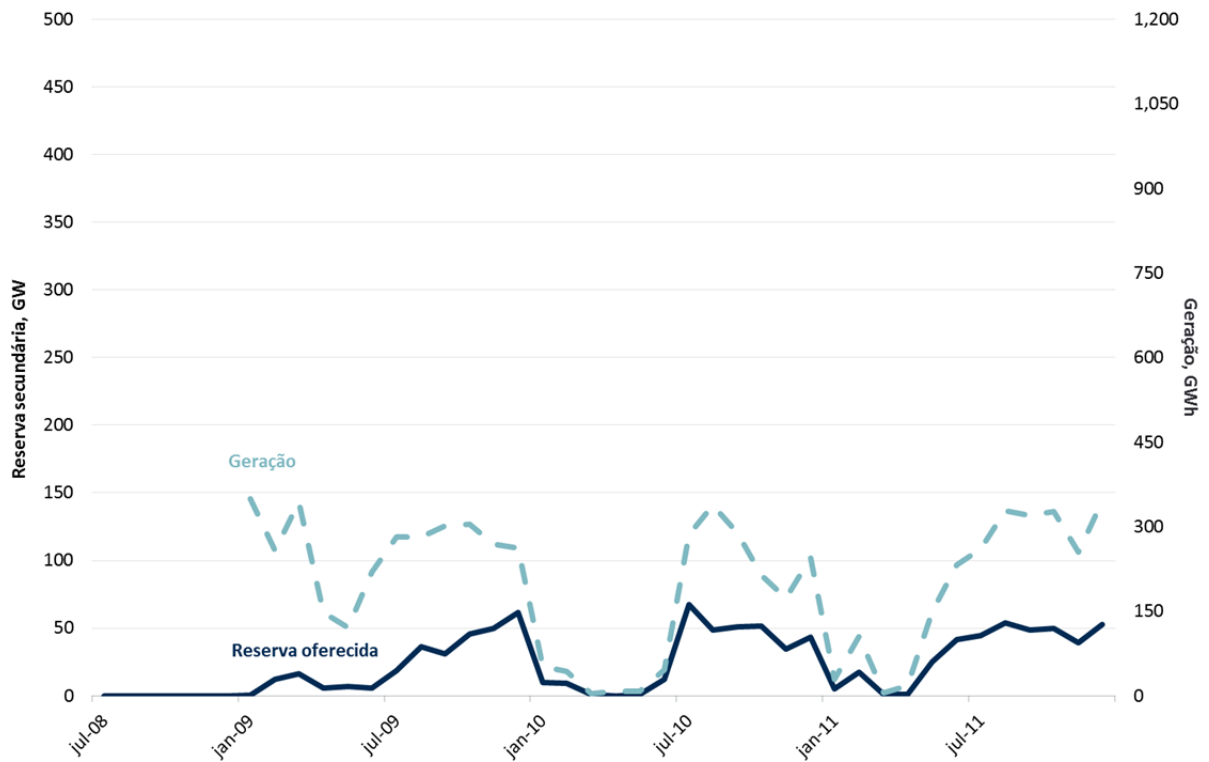
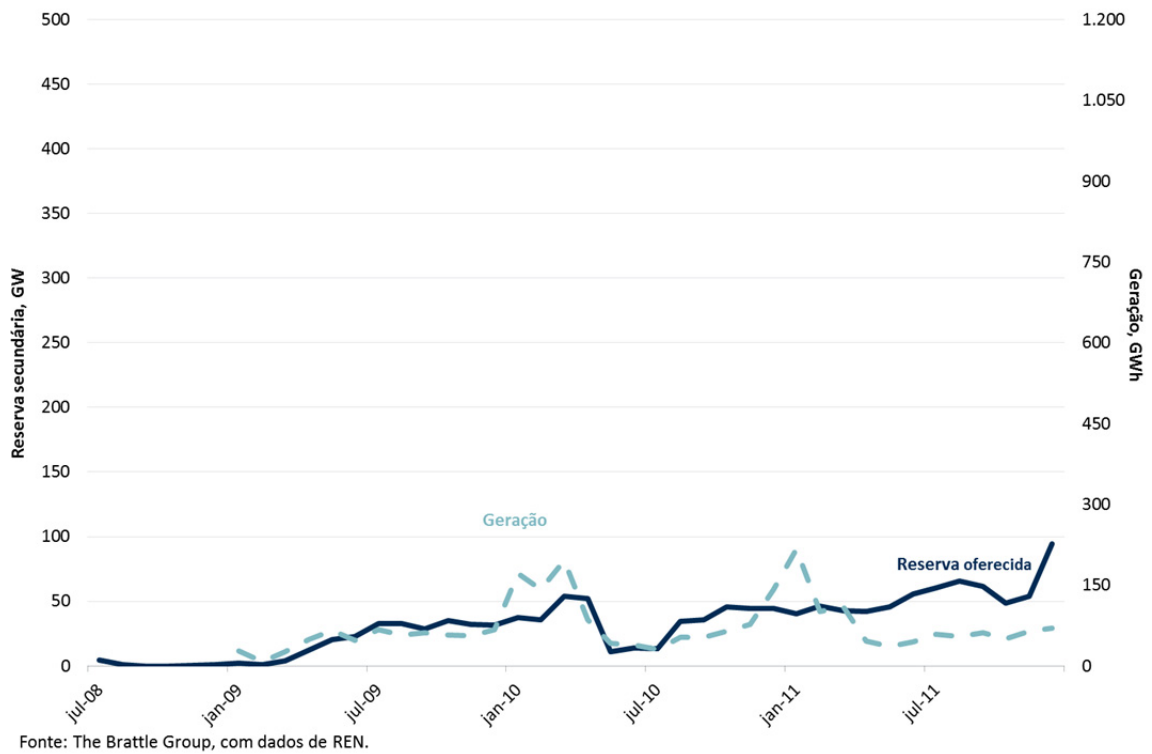


Figura 12: Geração e reserva secundária oferecidas e fornecidas pelas unidades de carvão



Fonte: The Brattle Group, com dados de REN.

Figura 13: Geração e reserva secundária oferecidas pelas unidades hidroelétricas com CMEC



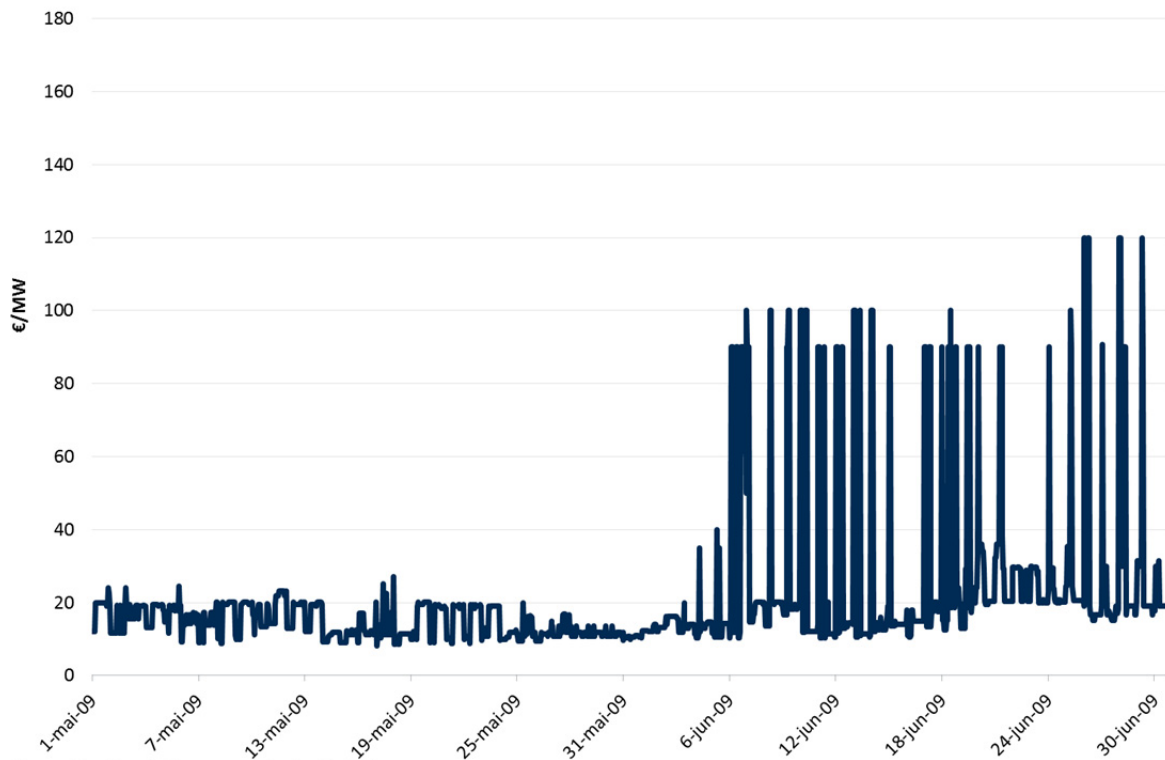
Fonte: The Brattle Group, com dados de REN.

IV.B. AVALIAÇÃO DO PREÇO DAS OFERTAS

Na secção III, identificamos que o preço do mercado de reserva secundária sofreu uma alteração estrutural em junho de 2009. Para investigar este efeito, examinamos primeiro as ofertas e os preços por hora do mercado de reserva secundária em momentos diferentes antes e depois de junho de 2009. Também estimamos (de hora a hora) o preço que cada unidade deveria ter oferecido pela capacidade de reserva secundária que tinha disponível. Estas estimativas baseiam-se no quadro analítico apresentado no nosso primeiro relatório. Calculámos ofertas mensais médias agregadas para diferentes tipos de unidades para comparar os dados reais e os dados simulados desta forma agregada.

Conforme ilustrado na Figura 14, o aumento do preço de reserva em junho de 2009 deveu-se a uma série de subidas de preço, sendo que a maioria das horas em junho de 2009 ainda apresentava níveis de preço comparáveis aos de maio de 2009.

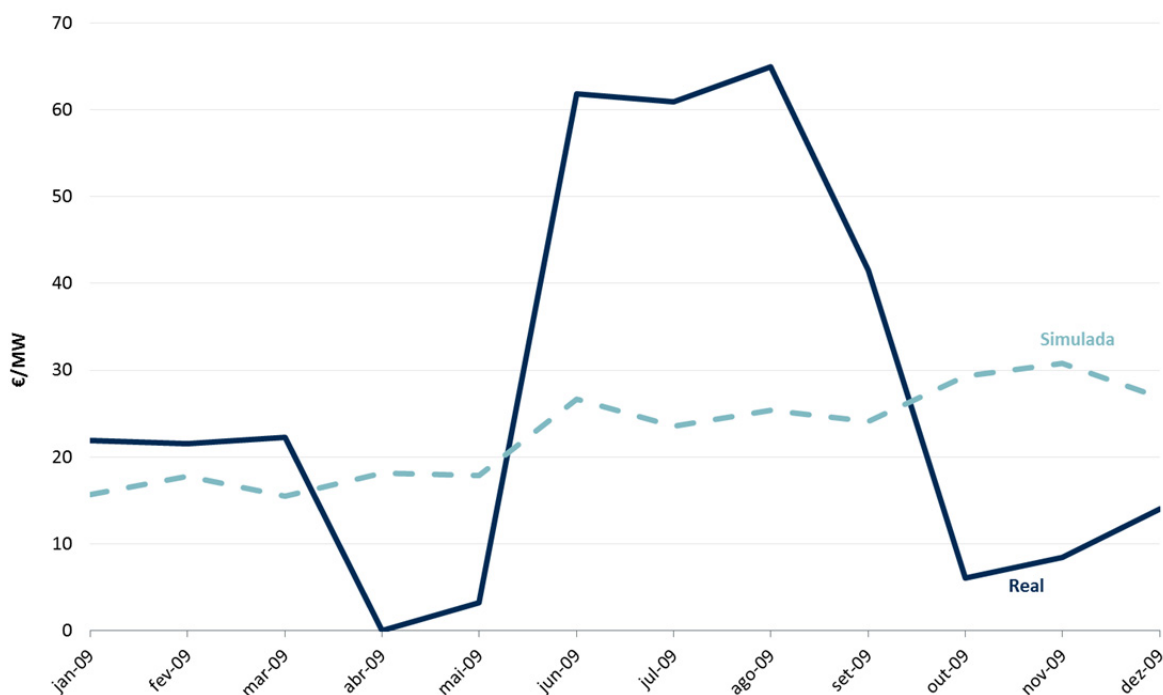
Figura 14: Preço de reserva secundária, maio e junho de 2009



Determinamos que todos estes preços se deveram às ofertas da *Aguieira*, uma unidade hidroelétrica que pertence à EDP, mas que foi operada pela empresa espanhola Iberdrola entre abril de 2009 e março de 2014. Conforme ilustrado na Figura 15, não encontramos qualquer justificação de custo para o aumento das ofertas da *Aguieira* durante o mês de junho de 2009, embora na ausência de informações detalhadas sobre os seus custos não seja possível descartar decisivamente a

possibilidade de que as suas ofertas possam ser justificadas. Observamos que as ofertas das restantes unidades da EDP não se alteraram substancialmente em junho de 2009 em comparação aos níveis apresentados em meses anteriores.

Figura 15: Ofertas médias no mercado de reserva secundária da unidade hidroelétrica *Aguieira*, abaixo de 100 €/MW

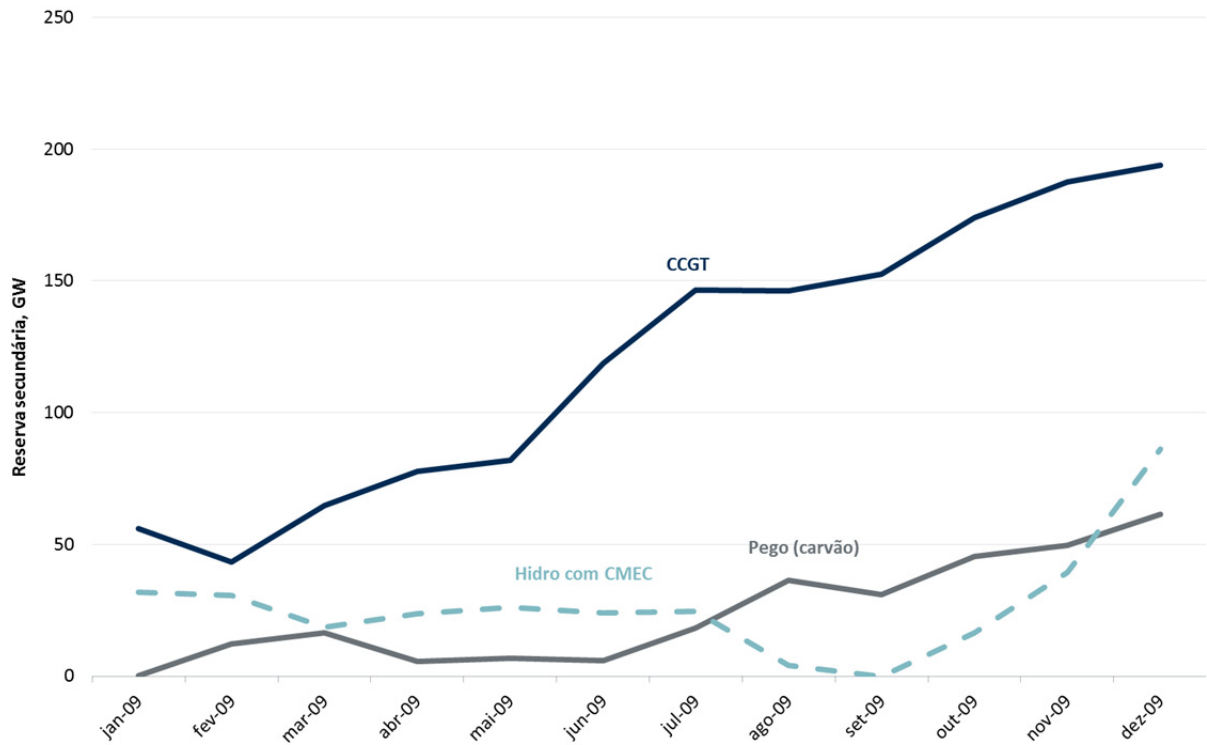


Fonte: The Brattle Group, com dados de REN e elaboração própria.

A *Aguieira* tornou-se a unidade marginal do mercado e estabeleceu preços marginais tão elevados devido à falta de ofertas alternativas. Apesar de ter apresentado algum crescimento em termos da capacidade de reserva secundária global oferecida no mercado (consulte a Figura 16), a REN ainda não conseguia adquirir reserva suficiente no mercado para 32% das horas em junho de 2009.²⁰

²⁰ A reserva contratada era inferior ao requisito de reserva em 230 de 720 horas em junho de 2009.

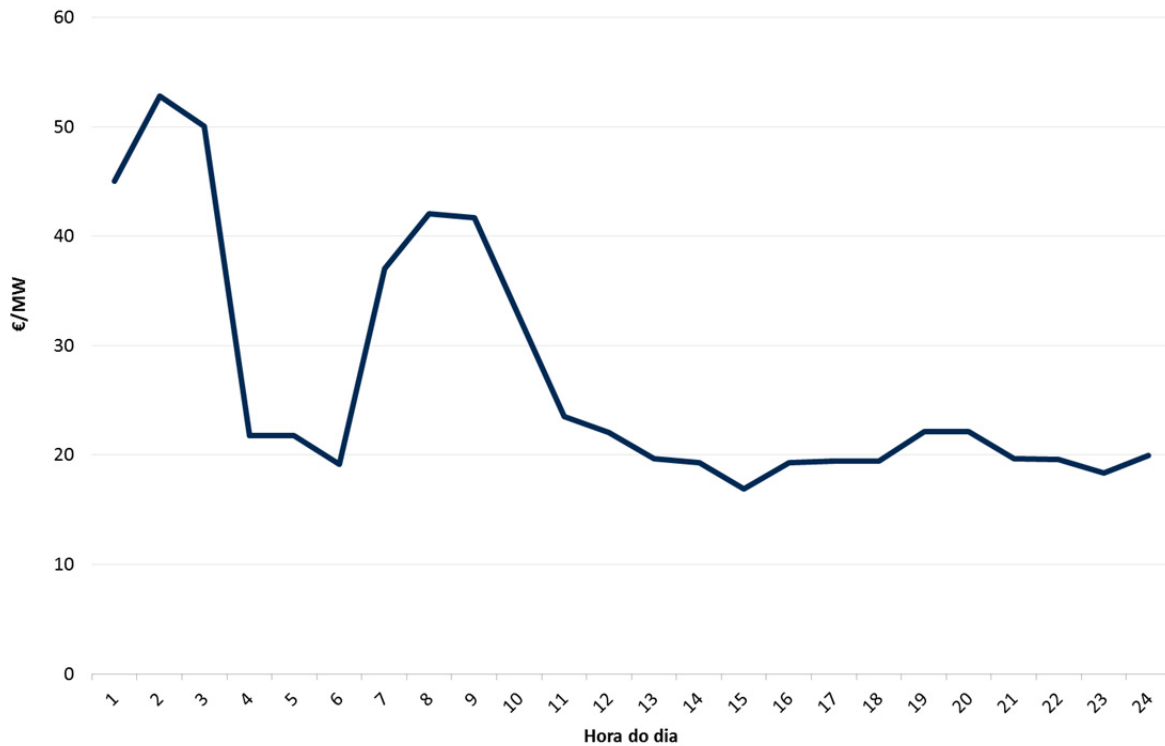
Figura 16: Oferta de capacidade de reserva secundária no mercado



Fonte: The Brattle Group, com dados de REN e elaboração própria.

No entanto, a quantidade de reserva oferecida no mercado e, portanto, as horas em que as ofertas da *Aguieira* tiveram impacto no preço do mercado, não estavam distribuídas uniformemente pelo dia. A Figura 17 mostra o preço médio em junho de 2009 por cada hora do dia, demonstrando que as subidas de preço ocorreram principalmente entre as 00:00 e as 02:00 e entre as 06:00 e as 08:00.

Figura 17: Preço médio de reserva secundária por hora em junho de 2009



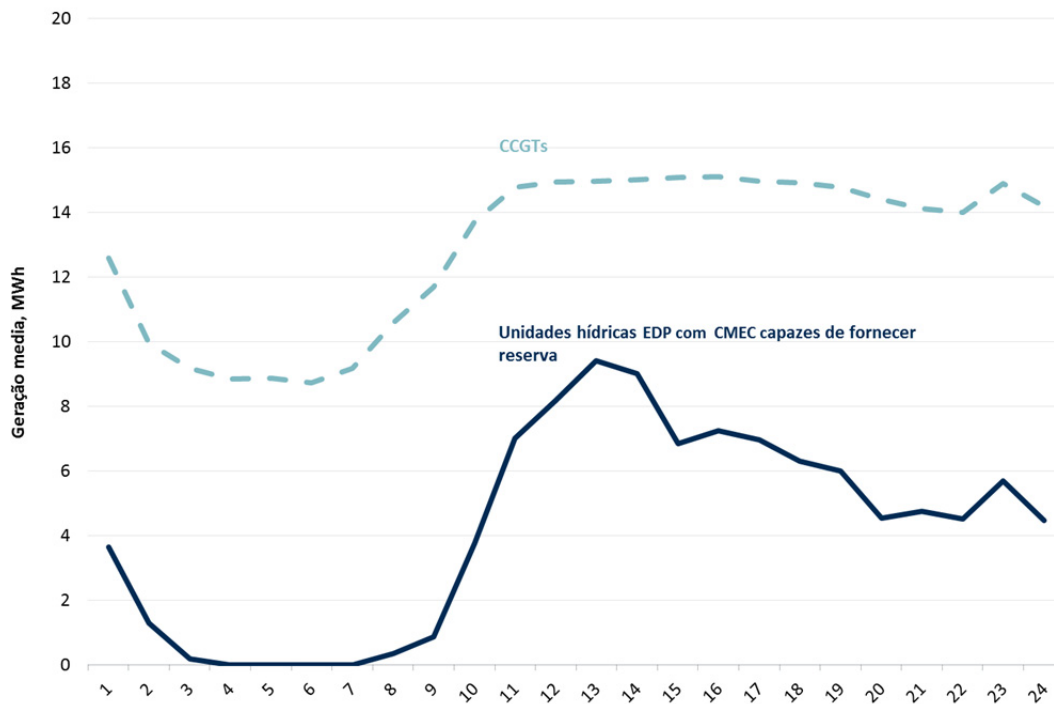
Fonte: The Brattle Group, com dados de REN.

Estas horas coincidem com a transição de horas de elevada procura para horas de baixa procura. Durante estes períodos, as unidades aumentam ou diminuem o seu nível de geração, o que pode afetar a sua capacidade de fornecer reserva secundária, pelo menos no caso das unidades térmicas.²¹ O custo de fornecimento de reserva a estas horas também seria diferente de outras horas, pois o fornecimento de reserva no momento em que a produção de uma unidade está a mudar pode afetar a sua capacidade de cumprir a sua programação de geração em horas adjacentes.²² A Figura 19 mostra a geração de hora a hora destas unidades hidroelétricas CCGT e com CMEC detidas pela EDP que conseguem fornecer reserva secundária durante a última quinzena de junho. Esta mostra como estas unidades aumentaram e diminuíram a produção durante as horas em que a *Aguieira* conseguiu estabelecer o preço marginal.

²¹ A regulação secundária é fornecida pelo aumento ou redução da energia ativa de uma unidade em resposta a um sinal do operador do sistema. Se uma unidade já estiver a aumentar ou diminuir a sua produção, há menos capacidade restante para fornecer regulação.

²² Isto pode resultar em custos adicionais, tal como o custo de desvios ou um custo de oportunidade adicional em horas subsequentes.

Figura 18: Geração média de eletricidade de uma unidade na segunda metade de junho de 2009

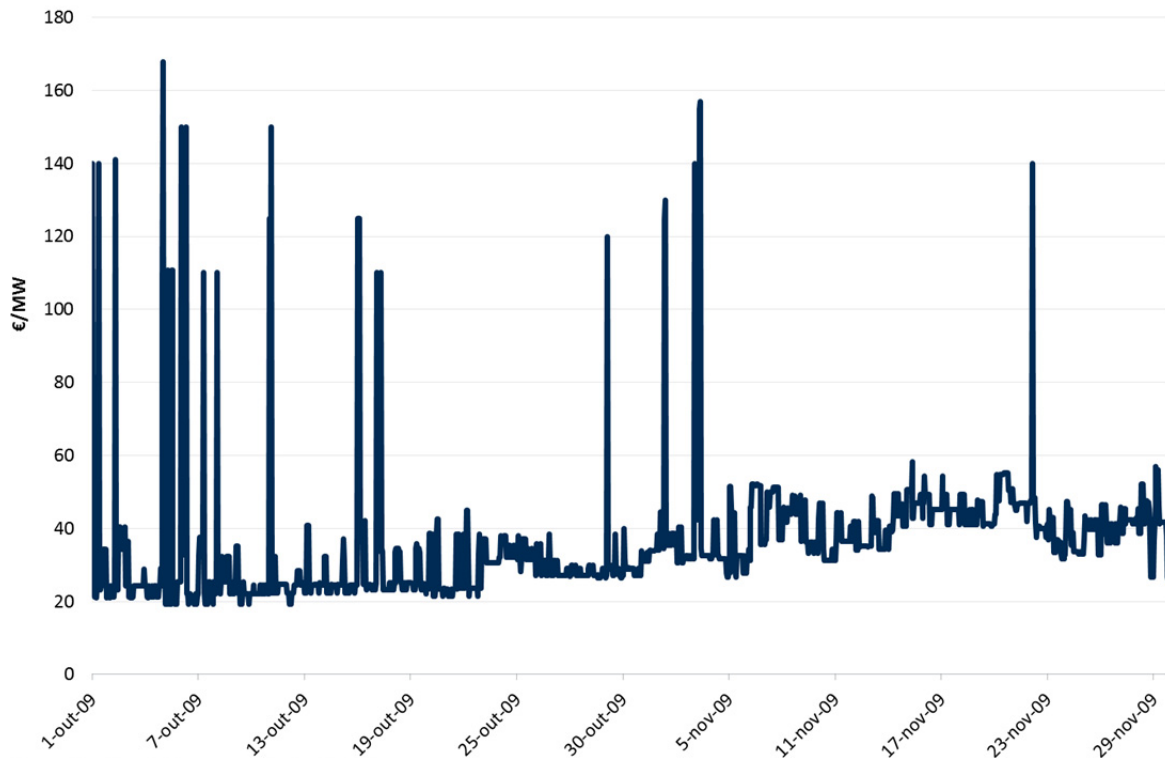


Fonte: The Brattle Group, com dados de REN.

Contudo, no momento em que as unidades enviam as suas ofertas ao mercado de reserva secundária, ainda têm a capacidade de modificar a sua programação de geração e, por conseguinte, modificar a sua capacidade para fornecer regulação. Esperava-se que um participante competitivo respondesse rapidamente a estes elevados preços de mercado, aumentando a oferta do mercado e evitando subidas de preço. No entanto, a EDP não aumentou o fornecimento de imediato quando estes picos de preços ocorreram e a sua demora em responder aos sinais de preços seria consistente com a hipótese de que estava a obter rendimentos através do comportamento *da Aguireira*.

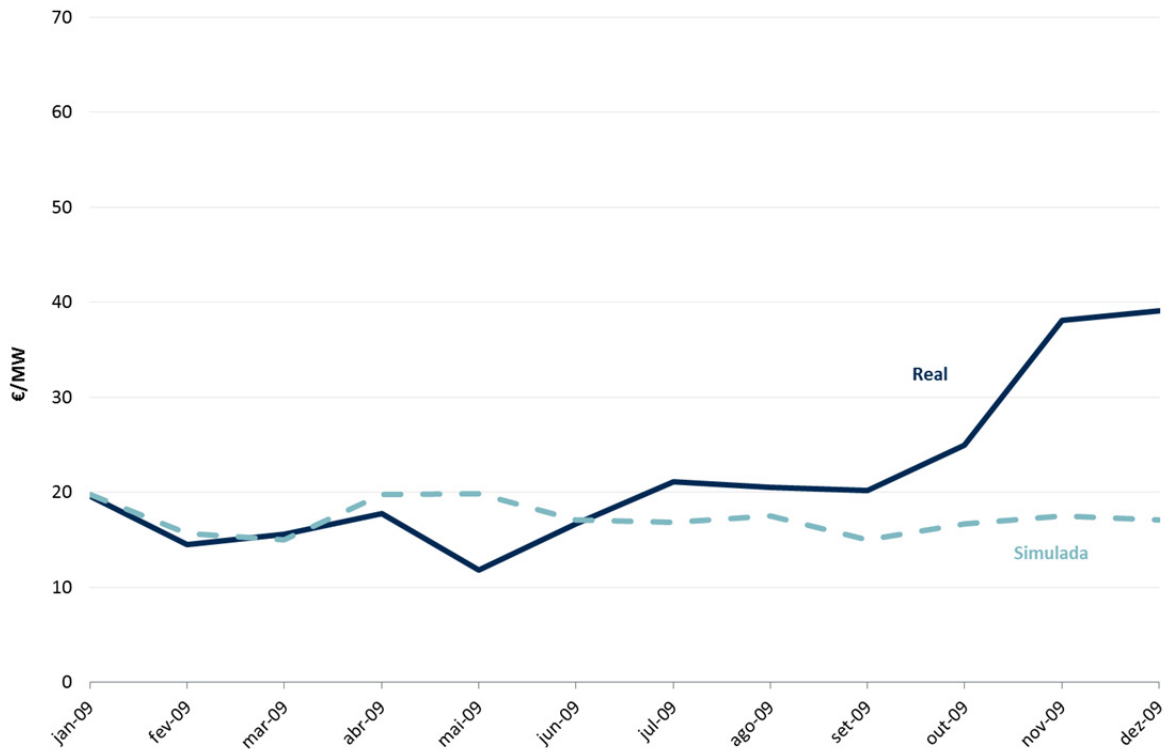
O número de subidas de preço diminuiu nos meses seguintes. Contudo, o preço médio manteve-se aproximadamente ao mesmo nível, pois os preços das horas restantes aumentaram, conforme ilustrado na Figura 19.

Figura 19: Preço de reserva secundária, outubro e novembro de 2009



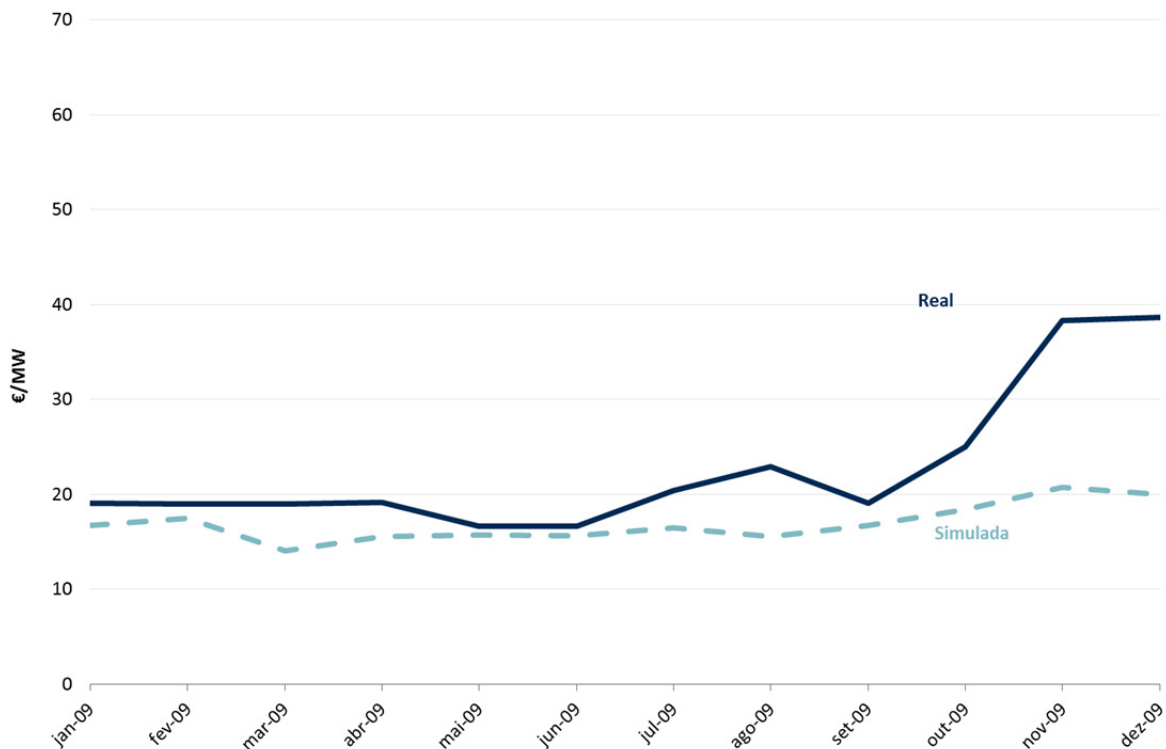
O aumento dos preços por hora a partir do final de outubro deveu-se ao aumento das ofertas de todas as restantes unidades, exceto a unidade de carvão do *Pego*, operada pela REN Trading. Não encontramos qualquer justificação de custo para o aumento das ofertas. As figuras seguintes comparam as médias mensais das ofertas reais com preços abaixo de 100 €/MW e as nossas ofertas simuladas, ponderadas pela capacidade oferecida, em relação a unidades CCGT (Figura 20), unidades hidroelétricas sem CMEC (Figura 21) e unidades hidroelétricas com CMEC (Figura 22).

Figura 20: Ofertas médias no mercado de reserva secundária das unidades CCGT, abaixo de 100 €/MW



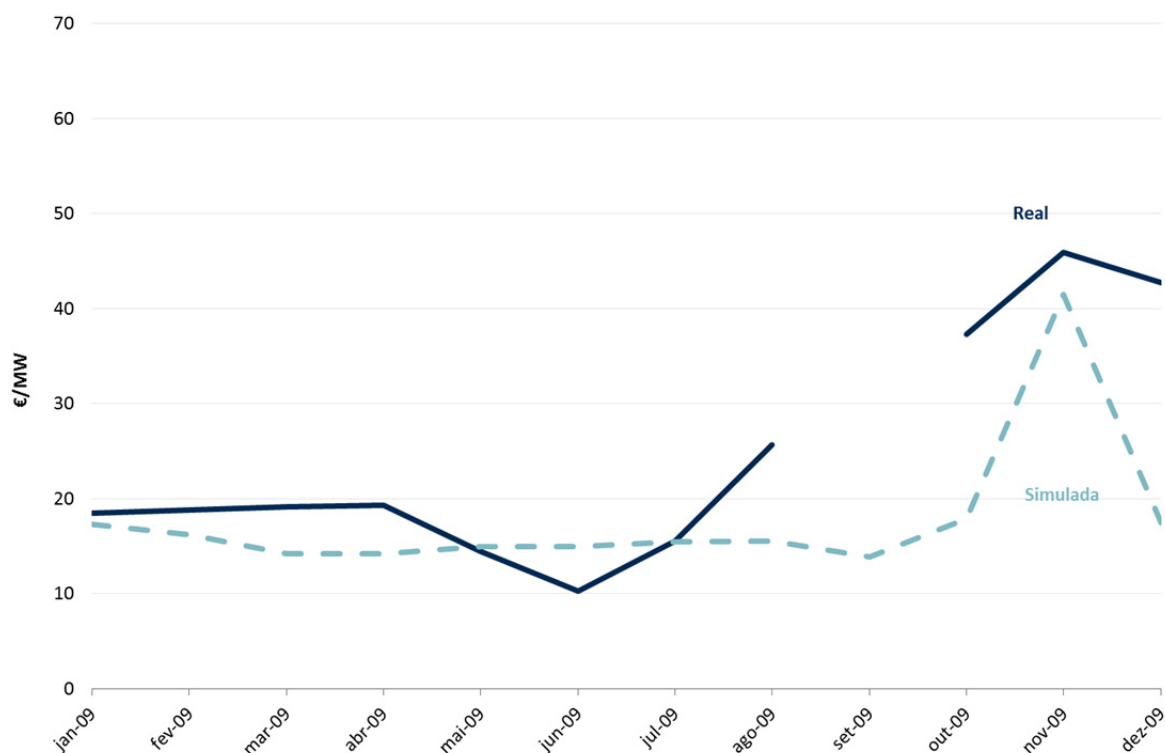
Fonte: The Brattle Group, com dados de REN e elaboração própria.

Figura 21: Ofertas médias no mercado de reserva secundária da unidade Alqueva, abaixo de 100 €/MW



Fonte: The Brattle Group, com dados de REN e elaboração própria.

Figura 22: Ofertas médias no mercado de reserva secundária das unidades hidroelétricas com CMEC, abaixo de 100 €/MW



Fonte: The Brattle Group, com dados de REN e elaboração própria.

IV.C. AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DO MERCADO

Estimamos um conjunto alternativo de resultados do mercado por hora utilizando as nossas estimativas do nível de ofertas refletindo os custos. Estes resultados consistem: (a) num preço ajustado para reserva secundária e (b) numa distribuição ajustada de reserva entre as diferentes unidades.

Em primeiro lugar, simulamos o resultado de mercado que reflete os custos pressupondo que a quantidade global de reserva secundária contratada no mercado teria sido igual à que foi, de facto, fornecida, e não aos requisitos de reserva divulgados pela REN. Também simulamos qual teria sido o preço e a contratação de reserva pressupondo que a procura de reserva da REN fosse totalmente cumprida e determinamos que os resultados não variam significativamente.

Tal como se verifica nas comparações anteriores, as nossas conclusões dependem dos pressupostos estabelecidos e não devem ser interpretadas como uma estimativa precisa do que as distribuições de mercado e preços deveriam ter sido, mas sim como um ponto de referência que podemos utilizar para avaliar as ofertas das unidades.

Em consonância com as conclusões apresentadas nas secções anteriores, os nossos resultados sugerem que as unidades hidroelétricas com CMEC poderiam ter fornecido uma percentagem maior da capacidade de regulação do que aquela que realmente forneceram e que, se o tivessem feito, teriam deslocado outras unidades de geração. Segundo as nossas estimativas, as unidades mais afetadas teriam sido as duas unidades da central termoelétrica a carvão do *Pego*. As unidades da EDP sem CMEC apenas teriam sido afetadas significativamente no segundo trimestre de 2009. No entanto, durante este trimestre, havia uma quantidade significativa de procura não satisfeita por capacidade de reserva, pelo que, mesmo que as unidades hidroelétricas tivessem fornecido mais reserva, estas poderiam ter vendido a sua capacidade de reserva se assim o pretendessem. A Tabela 1 mostra a diferença entre as nossas estimativas de contratação de reserva e a contratação real.

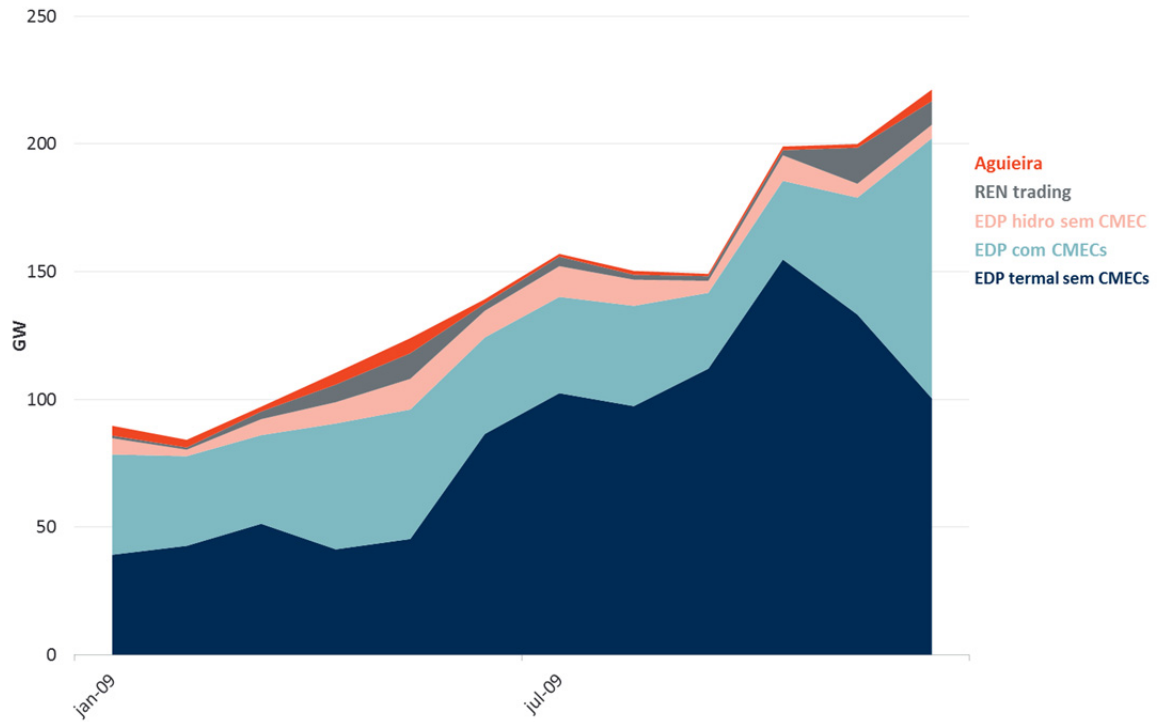
Tabela 1: Reserva secundária estimada menos a reserva secundária real contratada em 2009

Unidade	T1 GW	T2 GW	T3 GW	T4 GW	Total GW
EDP com CMEC	40	70	91	161	363
EDP sem CMEC	-18	-66	-4	-11	-99
REN Trading	-22	5	-73	-129	-220
Outros	0	-9	-15	-21	-45
Total	0	0	0	0	0

Fonte: The Brattle Group.

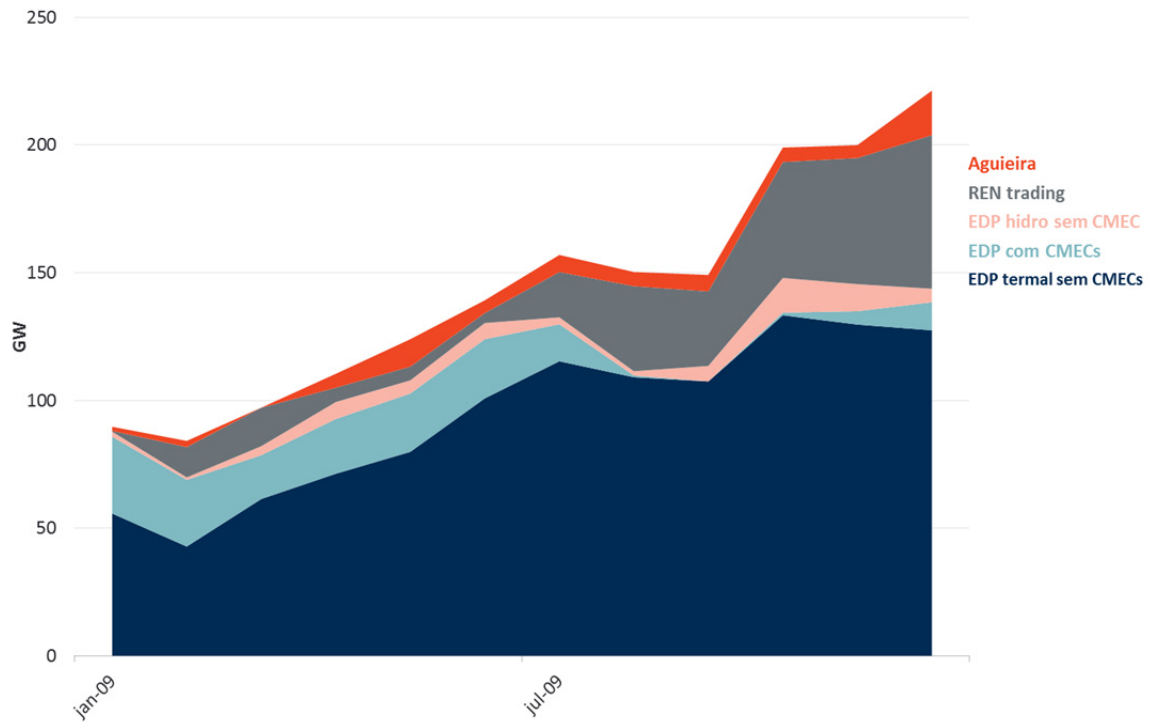
A Figura 23 mostra a distribuição simulada da reserva secundária, enquanto a Figura 24 mostra a distribuição de reserva real.

Figura 23: Distribuição mensal simulada da reserva secundária



Fonte: The Brattle Group.

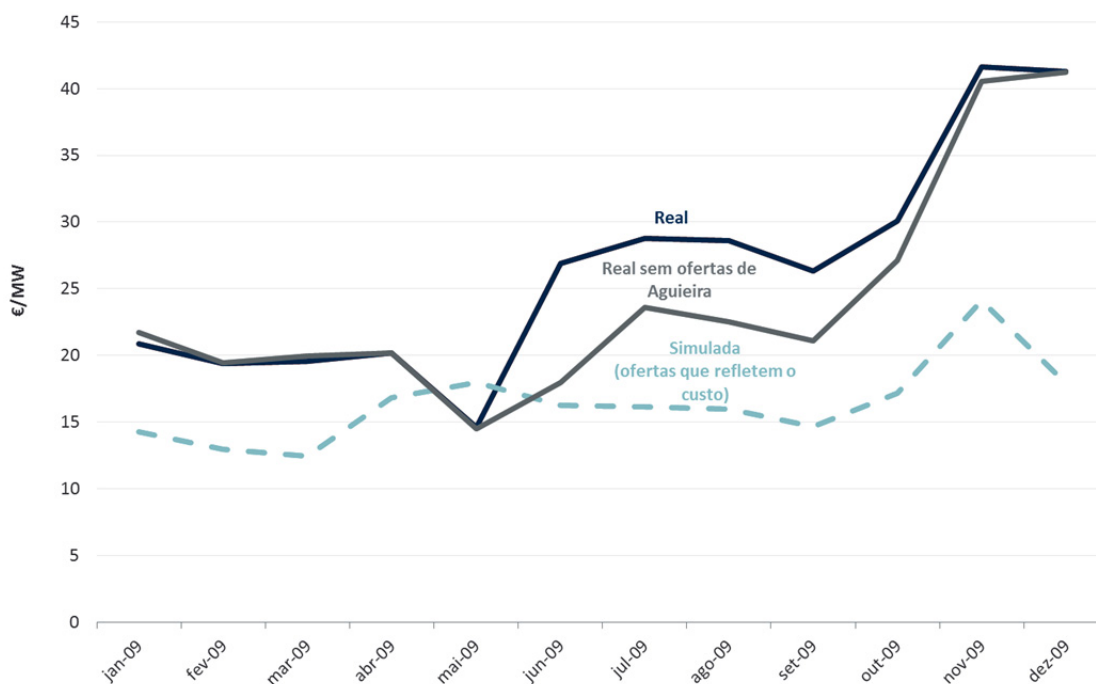
Figura 24: Distribuição mensal real da reserva secundária



Fonte: The Brattle Group, dados de REN.

A nossa simulação de um resultado que reflita os custos também mostra uma redução significativa dos preços do mercado; consulte a Figura 25. Nesta figura, também incluímos a nossa estimativa de qual teria sido o preço sem as elevadas ofertas da *Aguieira*.

Figura 25: Preço médio mensal simulado e real da reserva secundária



Fonte: The Brattle Group, com dados de REN e elaboração própria.

V. Quantificação da Potencial Sobrecompensação

Utilizamos as nossas estimativas de um conjunto de ofertas que refletem os custos e os resultados do mercado de hora em hora para quantificar o impacto que tal comportamento de oferta alternativo poderia ter tido sobre nas unidades que fornecem reserva secundária. Note-se que apenas podemos quantificar o impacto em 2009 devido às limitações dos dados descritas na secção II. Em concordância com os nossos resultados apresentados em secções anteriores, estimamos que este impacto apenas teria sido significativo no segundo e terceiro trimestres de 2009.

Ao efetuar estes cálculos, não incluímos os custos das unidades que forneciam reserva fora do mercado, pois não sabemos qual foi a quantidade de reserva implicitamente fornecida, pelo que nos focamos no caso em que a quantidade global de reserva secundária contratada no mercado era a mesma que a contratação real.

O impacto estimado combina o efeito de três fatores diferentes sobre os preços de reserva secundária e a contratação de reserva: 1) o impacto do baixo nível de participação da maioria das

unidades no mercado de reserva secundária; *ii*) o impacto do comportamento de oferta da *Aguieira* sobre os preços; e *iii*) o impacto do comportamento de oferta das unidades da EDP não associadas aos CMEC sobre os preços. Portanto, estes impactos não são totalmente imputáveis ao comportamento de oferta das unidades da EDP com CMEC.

Calculamos a possível sobrecompensação para a reserva secundária determinando a diferença entre a margem real que uma unidade parece ter obtido no mercado de reserva secundária e a sua margem sob o nosso cenário que reflete os custos. Consequentemente, um impacto positivo significa que as unidades obtiveram uma margem maior no mundo real em comparação às nossas estimativas das ofertas que refletem os custos. A margem é fornecida pela diferença entre o rendimento e o custo de uma unidade.²³

V.A. EFEITO DA QUANTIDADE

O efeito da quantidade apenas considera as alterações das margens das unidades devido às mudanças da quantidade de reserva secundária fornecida. Utilizamos o preço de mercado real associado à reserva secundária para calcular as margens reais e alternativas.

A margem total produzida por uma unidade consiste no resultado das diferentes margens produzidas pela unidade a cada hora. Assim, a variação da margem total depende tanto da quantidade total de reserva fornecida como das horas em que a contratação estimada de reserva secundária entre unidades difere da contratação real.

Se apenas considerarmos o efeito da quantidade, estimamos que, com base na suposição de um prémio de risco de 10 €/MW, a margem obtida pelas unidades da EDP sem CMEC teria sido 2,9 milhões de euros superior com ofertas que refletem os custos do que realmente foram²⁴. Embora estas unidades tivessem fornecido menos 8% de reserva secundária com ofertas de capacidade refletindo os custos, consideramos que a redução dos seus custos seria superior à redução das receitas que teriam obtido. Este resultado depende significativamente das nossas suposições do prémio de risco, pois a reserva secundária fornecida por estas unidades na realidade e no nosso cenário que reflete os custos é muito semelhante.

²³ O impacto é fornecido através da seguinte expressão:

$$\text{Impacto nas margens}_i = \sum_h^N [\text{Margem}_{\text{Real}} - \text{Margem}_{\text{Alternativa}}]$$

²⁴ Estes são os resultados pressupondo-se um prémio de risco de 10 €/MW, próximo ao valor utilizado na PJM. Se considerarmos

A Tabela 2 abaixo resume os resultados do efeito de quantidade, enquanto o Anexo A apresenta um conjunto detalhado de resultados. Um valor negativo indica que a margem teria sido superior com uma oferta que refletisse os custos.

Tabela 2: Impactos estimados dos resultados que refletem os custos nas unidades. Efeito da quantidade

Unidade	T1	T2	T3	T4	Total
Prémio de risco 10 €/MW					
EDP com CMEC	-0,2	-0,3	-0,7	-3,9	-5,1
EDP sem CMEC	-0,6	-0,8	-0,9	-0,5	-2,9
Premio de risco 5 €/MW					
EDP com CMEC	-0,4	-0,6	-1,2	-4,7	-6,9
EDP sem CMEC	-0,5	-0,5	-0,9	-0,4	-2,4
Premio de risco 0 €/MW					
EDP com CMEC	-0,6	-1,0	-1,7	-5,5	-8,7
EDP sem CMEC	-0,4	-0,2	-0,9	-0,4	-1,9

Fonte: The Brattle Group

A Tabela 2 também mostra a nossa estimativa da mudança nas margens para as unidades CMEC da EDP antes da consideração dos ajustes dos CMEC. Assim, estas alterações das margens não devem ser vistas como alterações da margem real devido aos ajustes de receitas aos quais as unidades com CMEC estão sujeitas. Com base nos nossos pressupostos de custos, estimamos que as margens das unidades com CMEC teriam um valor superior de aproximadamente 5,1 milhões de euros com ofertas refletindo os custos, uma vez que teriam fornecido mais reserva secundária.

V.B. EFEITO TOTAL

O efeito total inclui as alterações das margens das unidades devido a alterações da quantidade e do preço da reserva secundária fornecida, ou seja, incluindo tanto o efeito da quantidade como o efeito do preço. Assim, neste caso, as margens do mundo real são calculadas utilizando o preço de mercado real e as margens do nosso caso "que reflete os custos" são calculadas utilizando a nossa estimativa dos preços de mercado associados à reserva secundária.

Uma vez que estimamos que os preços da reserva secundária que refletem os custos teriam sido inferiores aos preços reais, as margens médias no cenário que reflete os custos são mais baixas do que no mundo atual. Como consequência, a diferença entre as margens reais estimadas e as margens que refletem os custos são maiores do que se considerarmos apenas o efeito de quantidade.

Estimamos que, em 2009, as margens obtidas pelas unidades sem CMEC da EDP teriam sido cerca de 12,9 milhões de euros mais baixas com ofertas que refletem os custos quando incluímos um prémio de risco de 10 €/MW. Estas margens são 24,9 milhões de euros mais baixas se não incluirmos qualquer prémio de risco. Este resultado é maioritariamente explicado pela diferença entre o preço e os custos destas unidades no terceiro trimestre de 2009. As unidades da EDP associadas aos CMEC teriam ganho mais 0,8 milhões de euros com ofertas que refletem os custos. Embora estas unidades forneçam significativamente mais reserva num cenário refletindo os custos, estimamos que apenas teriam obtido uma pequena margem nessa reserva adicional, pois o aumento da quantidade de reserva que estas fornecem é compensado por uma redução do preço que teriam recebido por fornecerem essa reserva.

A Tabela 3 abaixo resume os resultados do efeito total, enquanto o Anexo A apresenta um conjunto detalhado de resultados. Mais uma vez, um valor positivo indica que a margem teria sido inferior com ofertas que refletissem os custos.

Tabela 3: Impactos estimados dos resultados que refletem os custos nas unidades. Efeito total

Unidade	T1	T2	T3	T4	Total
Prémio de risco 10 €/MW					
EDP com CMEC	0,7	0,2	0,0	0,0	0,8
EDP sem CMEC	0,4	0,5	4,3	7,7	12,9
Prémio de risco 5 €/MW					
EDP com CMEC	1,1	0,5	0,1	0,0	1,7
EDP sem CMEC	1,3	1,9	6,0	9,8	18,9
Prémio de risco 0 €/MW					
EDP com CMEC	1,4	0,9	0,2	0,1	2,6
EDP sem CMEC	2,1	3,2	7,7	11,9	24,9

Fonte: The Brattle Group

Nota: valores positivos indicam que as margens são mais elevadas com as ofertas reais do que com ofertas que refletem os custos nas unidades.

Anexo A. Margens e Impactos Estimados

Esta secção fornece uma descrição geral dos resultados detalhados que justificam a nossa estimativa da quantificação da potencial sobrecompensação apresentada na secção V.

A.I. SOBRECENSAÇÃO ESTIMADA

Tabela 4: Impacto estimado nas margens das unidades. Efeito de quantidade

Unidade	Margem total					Margem em capacidade					Margem em energia				
	T1	T2	T3	T4	Total	T1	T2	T3	T4	2009	T1	T2	T3	T4	2009
	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €
Aguieira	-0.1				-0.1	0.0				0.0	0.0				0.0
Alto Lindoso	-0.1	-0.1	-0.2	-1.5	-1.9	-0.1	-0.1	-0.2	-1.4	-1.7	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.2
Bemposta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cabril	0.0	0.0	0.0	-0.3	-0.3	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1
Castelo Bode	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.2	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote	0.0	0.1	0.0	-0.2	-0.2	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.3	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1
Pocinho	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.4	-0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.3	-0.1	0.0	0.0	0.0	-0.1
Regua	0.4	0.1	-0.1	-0.4	0.0	-0.1	0.0	-0.1	-0.4	-0.5	0.4	0.1	0.0	0.0	0.5
Torrao	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.2	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1
V.Nova II(Frades)	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.2	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1
Valeira	-0.3	-0.2	-0.2	-0.9	-1.5	-0.2	-0.1	-0.1	-0.8	-1.2	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.3
EDP com CMEC	-0.2	-0.3	-0.7	-3.9	-5.1	-0.5	-0.2	-0.6	-3.6	-4.9	0.3	-0.1	-0.1	-0.3	-0.2
Alqueva	-0.2	-0.1	-0.2	0.0	-0.5	-0.1	-0.1	-0.2	0.0	-0.3	-0.1	-0.1	0.0	0.0	-0.2
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	-0.1	0.0	0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.2	-0.1	-0.2	-0.6	0.0	0.1	0.2	0.1	0.4
CC. Ribatejo 2	-0.2	-0.3	-0.1	-0.2	-0.7	-0.1	-0.4	-0.2	-0.2	-1.0	-0.1	0.1	0.1	0.0	0.2
CC. Ribatejo 3	-0.2	-0.4	-0.1	0.5	-0.1	-0.3	-0.5	-0.3	0.4	-0.7	0.1	0.1	0.2	0.1	0.5
CC. Lares 1	0.0	0.0	-0.4	0.0	-0.5	0.0	0.0	-0.3	-0.1	-0.4	0.0	0.0	-0.1	0.0	-0.1
CC. Lares 2	0.0	0.0	-0.2	-0.7	-0.8	0.0	0.0	-0.1	-0.6	-0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1
EDP sem CMEC	-0.6	-0.8	-0.9	-0.5	-2.9	-0.5	-1.1	-1.3	-0.7	-3.7	-0.1	0.3	0.4	0.2	0.8
Pego coal 1	-0.1	-0.1	0.0	0.9	0.9	-0.1	0.0	-0.1	0.7	0.5	0.0	0.0	0.2	0.2	0.4
Pego coal 2	-0.1	0.0	0.1	1.0	1.0	-0.1	0.0	0.0	0.7	0.6	0.0	0.0	0.2	0.2	0.4
REN Trading	-0.1	-0.1	0.2	1.9	1.8	-0.2	-0.1	-0.2	1.5	1.1	0.1	0.0	0.3	0.4	0.8
Aguieira		0.1	0.4	0.2	0.7		0.1	0.3	0.2	0.5		0.0	0.1	0.1	0.1
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Outros	0.0	0.1	0.4	0.2	0.7	0.0	0.1	0.3	0.2	0.5	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
Total	-0.9	-1.1	-1.1	-2.3	-5.4	-1.2	-1.4	-1.7	-2.6	-6.9	0.3	0.3	0.6	0.3	1.5

Fonte: The Brattle Group.

Tabela 5: Impacto estimado nas margens das unidades. Efeito total

Unidade	Margem total					Margem em capacidade					Margem em energia				
	T1	T2	T3	T4	2009	T1	T2	T3	T4	2009	T1	T2	T3	T4	2009
	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €
Agueira	0.0				0.0	0.0				0.0	0.0				0.0
Alto Lindoso	0.1	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.2
Bemposta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cabril	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1
Castelo Bode	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote	0.1	0.2	0.0	0.0	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1
Pocinho	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	-0.1
Regua	0.5	0.2	0.0	0.0	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.4	0.1	0.0	0.0	0.5
Torrao	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1
V.Nova II(Frades)	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1
Valeira	0.0	-0.1	0.0	-0.1	-0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.3
EDP com CMEC	0.7	0.2	0.0	0.0	0.8	0.4	0.3	0.2	0.3	1.1	0.3	-0.1	-0.1	-0.3	-0.2
Alqueva	0.0	0.0	0.0	0.4	0.3	0.1	0.0	0.1	0.3	0.5	-0.1	-0.1	0.0	0.0	-0.2
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	0.2	0.1	1.3	1.4	2.9	0.2	0.0	1.0	1.3	2.5	0.0	0.1	0.2	0.1	0.4
CC. Ribatejo 2	0.2	0.3	1.5	1.1	3.2	0.3	0.2	1.4	1.1	3.0	-0.1	0.1	0.1	0.0	0.2
CC. Ribatejo 3	0.1	0.1	1.4	2.0	3.5	0.0	-0.1	1.2	1.9	3.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.5
CC. Lares 1	0.0	0.0	0.0	1.5	1.5	0.0	0.0	0.1	1.4	1.5	0.0	0.0	-0.1	0.0	-0.1
CC. Lares 2	0.0	0.0	0.0	1.4	1.4	0.0	0.0	0.0	1.5	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1
EDP sem CMEC	0.4	0.5	4.3	7.7	12.9	0.5	0.2	3.9	7.5	12.1	-0.1	0.3	0.4	0.2	0.8
Pego coal 1	-0.1	0.0	0.1	1.3	1.3	-0.1	0.0	0.0	1.1	0.9	0.0	0.0	0.2	0.2	0.4
Pego coal 2	0.0	0.0	0.2	1.3	1.5	-0.1	0.0	0.1	1.1	1.1	0.0	0.0	0.2	0.2	0.4
REN Trading	-0.1	0.0	0.4	2.5	2.8	-0.2	0.0	0.0	2.1	2.0	0.1	0.0	0.3	0.4	0.8
Agueira		0.2	0.4	0.3	0.9		0.1	0.4	0.3	0.8		0.0	0.1	0.1	0.1
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Outros	0.0	0.2	0.4	0.3	0.9	0.0	0.1	0.4	0.3	0.8	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
Total	1.0	0.8	5.1	10.5	17.4	0.7	0.6	4.5	10.2	15.9	0.3	0.3	0.6	0.3	1.5

Fonte: The Brattle Group.

A.II. ESTIMATIVA DE RESULTADOS REAIS

Tabela 6: Margens estimadas das unidades com resultados do mercado real

Unidade	Margem total				Margem em capacidade				Margem em energia			
	T1 milh. €	T2 milh. €	T3 milh. €	T4 milh. €	T1 milh. €	T2 milh. €	T3 milh. €	T4 milh. €	T1 €	T2 €	T3 €	T4 €
Aguieira	0.0				0.0				0.0			
Alto Lindoso	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0
Bemposta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cabril	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Castelo Bode	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0
Picote	0.1	0.3	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0
Pocinho	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Regua	0.6	0.3	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.5	0.2	0.0	0.0
Torrao	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V.Nova II(Frades)	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Valeira	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EDP com CMEC	1.0	0.6	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.9	0.4	0.1	0.0
Alqueva	0.0	0.1	0.1	0.4	0.0	0.0	0.1	0.4	0.0	0.1	0.0	0.0
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	0.2	0.2	1.3	1.5	0.1	-0.1	1.0	1.3	0.1	0.3	0.3	0.3
CC. Ribatejo 2	0.3	0.5	1.6	1.2	0.1	0.2	1.3	1.1	0.2	0.3	0.3	0.2
CC. Ribatejo 3	0.1	0.2	1.5	2.1	-0.1	-0.1	1.1	1.9	0.3	0.3	0.4	0.2
CC. Lares 1	0.0	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.2
CC. Lares 2	0.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.2
EDP sem CMEC	0.7	0.9	4.6	8.4	0.1	0.0	3.5	7.4	0.6	1.0	1.1	1.0
Pego coal 1	-0.1	0.0	0.1	1.3	-0.1	0.0	0.0	1.1	0.1	0.0	0.2	0.2
Pego coal 2	0.0	0.0	0.2	1.3	-0.1	0.0	0.0	1.1	0.1	0.0	0.2	0.2
REN Trading	-0.1	0.0	0.4	2.6	-0.2	0.0	0.0	2.2	0.1	0.0	0.3	0.4
Aguieira		0.2	0.4	0.4		0.1	0.4	0.3		0.1	0.1	0.1
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Outros	0.0	0.2	0.4	0.4	0.0	0.1	0.4	0.3	0.0	0.1	0.1	0.1
Total	1.6	1.8	5.5	11.7	0.0	0.3	4.0	10.1	1.6	1.5	1.6	1.6

Fonte: The Brattle Group.

Tabela 7: Receitas estimadas das unidades com resultados do mercado real

Unidade	Receitas totais				Receitas em capacidade				Receitas em energia			
	T1 milh. €	T2 milh. €	T3 milh. €	T4 milh. €	T1 milh. €	T2 milh. €	T3 milh. €	T4 milh. €	T1 €	T2 €	T3 €	T4 €
Aguieira	0.1				0.1				0.0			
Alto Lindoso	0.5	0.0	0.0	0.3	0.2	0.0	0.0	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0
Bemposta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cabril	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Castelo Bode	0.5	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0
Picote	0.3	1.1	0.2	0.0	0.2	0.7	0.2	0.0	0.1	0.4	0.0	0.0
Pocinho	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Regua	1.9	1.2	0.2	0.0	0.7	0.6	0.1	0.0	1.2	0.7	0.1	0.0
Torrao	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V.Nova II(Frades)	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Valeira	0.1	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
EDP com CMEC	3.5	2.5	0.5	0.8	1.7	1.3	0.3	0.7	1.9	1.2	0.1	0.1
Alqueva	0.2	0.5	0.3	1.1	0.1	0.4	0.3	1.0	0.0	0.1	0.1	0.1
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	1.2	2.4	3.9	3.9	0.9	1.7	3.0	3.2	0.3	0.6	0.8	0.7
CC. Ribatejo 2	1.6	2.7	4.2	3.2	1.1	2.0	3.2	2.7	0.5	0.7	1.0	0.5
CC. Ribatejo 3	1.9	2.3	4.4	4.4	1.3	1.7	3.4	3.7	0.5	0.6	1.0	0.7
CC. Lares 1	0.0	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	0.0	0.4
CC. Lares 2	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0	0.0	0.3
EDP sem CMEC	4.9	7.8	12.7	18.4	3.5	5.7	9.9	15.5	1.4	2.0	2.8	2.8
Pego coal 1	0.3	0.3	1.2	3.3	0.3	0.2	0.9	2.9	0.1	0.1	0.3	0.4
Pego coal 2	0.3	0.1	1.4	3.3	0.2	0.1	1.0	2.9	0.1	0.0	0.3	0.4
REN Trading	0.7	0.4	2.6	6.6	0.5	0.3	1.9	5.7	0.2	0.1	0.6	0.8
Aguieira		0.7	0.9	1.2		0.6	0.9	1.1		0.0	0.0	0.1
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Outros	0.0	0.7	0.9	1.2	0.0	0.6	0.9	1.1	0.0	0.0	0.0	0.1
Total	9.1	11.3	16.7	26.9	5.6	8.0	13.0	23.2	3.5	3.4	3.6	3.8

Fonte: The Brattle Group.

Tabela 8: Custos estimados das unidades com resultados do mercado real

Unidade	Custos totais				Custos de capacidade				Custos de energia			
	T1 milh. €	T2 milh. €	T3 milh. €	T4 milh. €	T1 milh. €	T2 milh. €	T3 milh. €	T4 milh. €	T1 €	T2 €	T3 €	T4 €
Aguieira	0.1				0.1				0.0			
Alto Lindoso	0.4	0.0	0.0	0.4	0.2	0.0	0.0	0.3	0.2	0.0	0.0	0.0
Bemposta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cabril	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Castelo Bode	0.4	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0
Picote	0.2	0.8	0.1	0.0	0.2	0.6	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0
Pocinho	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Regua	1.3	0.9	0.1	0.0	0.6	0.5	0.1	0.0	0.7	0.4	0.1	0.0
Torrao	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V.Nova II(Frades)	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Valeira	0.1	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	-0.1	0.1	0.0	0.0
EDP com CMEC	2.5	1.9	0.3	0.6	1.6	1.1	0.2	0.6	0.9	0.7	0.1	0.0
Alqueva	0.1	0.4	0.2	0.7	0.1	0.3	0.2	0.6	0.0	0.1	0.0	0.1
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	1.0	2.1	2.5	2.3	0.8	1.8	2.0	1.9	0.2	0.3	0.5	0.4
CC. Ribatejo 2	1.3	2.2	2.5	2.0	1.0	1.8	1.9	1.6	0.3	0.4	0.6	0.4
CC. Ribatejo 3	1.7	2.1	2.9	2.4	1.4	1.8	2.3	1.8	0.3	0.3	0.6	0.5
CC. Lares 1	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.2
CC. Lares 2	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.2
EDP sem CMEC	4.2	6.8	8.1	9.9	3.4	5.8	6.4	8.1	0.8	1.1	1.7	1.8
Pego coal 1	0.4	0.3	1.1	2.0	0.4	0.2	0.9	1.8	0.0	0.1	0.1	0.2
Pego coal 2	0.4	0.1	1.1	2.0	0.3	0.1	1.0	1.8	0.0	0.0	0.2	0.2
REN Trading	0.8	0.4	2.2	4.0	0.7	0.3	1.9	3.6	0.1	0.1	0.3	0.4
Aguieira		0.5	0.5	0.8	0.1	0.5	0.5	0.8		0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Outros	0.0	0.5	0.5	0.8	0.1	0.5	0.5	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	7.5	9.5	11.1	15.3	5.7	7.7	9.1	13.1	1.8	1.9	2.1	2.2

Fonte: The Brattle Group.

Tabela 9: Banda e energia de regulação secundária real

Unidade	Reserva secundária de capacidade				Reserva secundária de energia neta			
	T1 GW	T2 GW	T3 GW	T4 GW	T1 GWh	T2 GWh	T3 GWh	T4 GWh
Aguieira	4				-1			
Alto Lindoso	7	0	0	7	5	0	0	0
Bemposta	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabril	2	0	0	0	-1	0	0	0
Castelo Bode	13	0	0	0	4	0	0	0
Picote	11	33	7	0	1	5	0	0
Pocinho	2	0	0	0	-1	0	0	0
Regua	33	28	6	0	18	10	1	0
Torrao	0	0	0	0	0	0	0	0
V.Nova II(Frades)	0	0	1	10	0	0	0	0
Valeira	6	6	1	0	-2	2	0	0
EDP com CMEC	77.4	67.4	15.1	17.2	23.4	17.4	1.8	0.7
Alqueva	6.5	18.1	10.5	29.5	0.2	1.3	0.6	1.7
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	42.2	83.7	106.1	92.1	4.9	12.1	17.3	16.0
CC. Ribatejo 2	55.0	87.8	111.1	79.9	8.0	13.2	20.5	11.7
CC. Ribatejo 3	62.8	80.6	114.8	97.5	8.6	11.7	21.3	16.8
CC. Lares 1	0.0	0.0	0.0	56.8	0.0	0.0	0.0	6.6
CC. Lares 2	0.0	0.0	0.0	64.4	0.0	0.0	0.0	6.0
EDP sem CMEC	166.5	270.2	342.5	420.1	21.6	38.4	59.7	58.8
Pego coal 1	14.0	9.8	39.0	77.0	1.7	1.8	7.0	8.4
Pego coal 2	13.2	5.1	41.2	77.9	1.8	0.8	7.8	8.7
REN Trading	27.2	14.9	80.2	154.8	3.6	2.6	14.8	17.1
Aguieira		21.2	18.7	28.2	-0.9	-0.8	-0.3	0.6
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Outros	0.0	21.2	18.7	28.2	-0.9	-0.8	-0.3	0.6
Total	271.1	373.7	456.5	620.3	47.8	57.6	76.0	77.2

Fonte: The Brattle Group.

A.III. ESTIMATIVA DE RESULTADOS ALTERNATIVOS (EFEITO DE QUANTIDADE)

Tabela 10: Margens estimadas das unidades (efeito de quantidade)

Unidade	Margem total				Margem em capacidade				Margem em energia			
	T1 milh. €	T2 milh. €	T3 milh. €	T4 milh. €	T1 milh. €	T2 milh. €	T3 milh. €	T4 milh. €	T1 €	T2 €	T3 €	T4 €
Aguieira	0.1				0.0				0.1			
Alto Lindoso	0.2	0.1	0.2	1.4	0.1	0.1	0.2	1.3	0.1	0.0	0.1	0.1
Bemposta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cabril	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Castelo Bode	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote	0.1	0.2	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0
Pocinho	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Regua	0.2	0.2	0.1	0.4	0.1	0.1	0.1	0.4	0.1	0.1	0.0	0.0
Torrao	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
V.Nova II(Frades)	0.0	0.0	0.1	0.3	0.0	0.0	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
Valeira	0.3	0.2	0.2	0.9	0.2	0.1	0.1	0.8	0.1	0.1	0.0	0.1
EDP com CMEC	1.2	0.9	0.9	4.1	0.6	0.4	0.7	3.7	0.6	0.5	0.2	0.3
Alqueva	0.2	0.2	0.3	0.4	0.1	0.1	0.3	0.4	0.1	0.1	0.1	0.0
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	0.4	0.3	1.2	1.7	0.2	0.1	1.1	1.5	0.2	0.2	0.1	0.2
CC. Ribatejo 2	0.5	0.8	1.7	1.4	0.2	0.6	1.5	1.3	0.2	0.2	0.2	0.1
CC. Ribatejo 3	0.3	0.5	1.6	1.6	0.1	0.4	1.4	1.5	0.1	0.1	0.2	0.1
CC. Lares 1	0.0	0.0	0.4	1.6	0.0	0.0	0.3	1.4	0.0	0.0	0.1	0.2
CC. Lares 2	0.0	0.0	0.2	2.3	0.0	0.0	0.1	2.1	0.0	0.0	0.0	0.2
EDP sem CMEC	1.3	1.8	5.5	8.9	0.6	1.1	4.8	8.1	0.7	0.6	0.7	0.8
Pego coal 1	0.0	0.0	0.1	0.4	0.0	0.0	0.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Pego coal 2	0.0	0.0	0.1	0.4	0.0	0.0	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
REN Trading	0.0	0.1	0.2	0.8	0.0	0.0	0.2	0.7	0.0	0.1	0.0	0.1
Aguieira		0.1	0.0	0.2		0.1	0.0	0.2		0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Outros	0.0	0.1	0.0	0.2	0.0	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	2.6	2.9	6.6	13.9	1.2	1.7	5.7	12.7	1.4	1.2	1.0	1.2

Fonte: The Brattle Group.

Tabela 11: Receitas estimadas das unidades (efeito de quantidade)

Unidade	Receitas totais				Receitas em capacidade				Receitas em energia			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	€	€	€	€
Aguieira	0.3				0.2				0.2			
Alto Lindoso	0.6	0.3	0.9	2.7	0.3	0.2	0.5	2.3	0.3	0.1	0.3	0.4
Bemposta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cabril	0.1	0.1	0.2	0.5	0.1	0.1	0.1	0.4	0.1	0.0	0.0	0.1
Castelo Bode	0.2	0.1	0.1	0.4	0.1	0.1	0.1	0.4	0.1	0.0	0.0	0.1
Picote	0.3	1.0	0.4	0.4	0.2	0.7	0.3	0.4	0.1	0.3	0.1	0.1
Pocinho	0.6	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.0
Regua	0.7	0.8	0.5	0.8	0.4	0.5	0.3	0.7	0.2	0.3	0.2	0.1
Torrao	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0
V.Nova II(Frades)	0.1	0.2	0.3	0.6	0.1	0.2	0.3	0.5	0.1	0.1	0.1	0.1
Valeira	0.9	0.8	0.7	1.8	0.6	0.6	0.5	1.5	0.3	0.3	0.2	0.2
EDP com CMEC	4.0	3.9	3.4	7.8	2.5	2.6	2.3	6.7	1.5	1.3	1.1	1.1
Alqueva	0.5	0.9	0.9	0.8	0.3	0.6	0.7	0.7	0.2	0.3	0.2	0.1
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	1.4	1.6	2.8	3.4	0.9	1.2	2.3	2.8	0.5	0.5	0.5	0.5
CC. Ribatejo 2	1.8	2.2	3.8	2.8	1.2	1.6	3.1	2.4	0.7	0.6	0.7	0.4
CC. Ribatejo 3	1.1	1.7	3.4	3.2	0.7	1.3	2.9	2.7	0.5	0.4	0.6	0.5
CC. Lares 1	0.0	0.0	1.3	2.8	0.0	0.0	0.9	2.4	0.0	0.0	0.4	0.4
CC. Lares 2	0.0	0.0	0.5	4.5	0.0	0.0	0.4	3.9	0.0	0.0	0.1	0.5
EDP sem CMEC	4.9	6.4	12.8	17.5	3.1	4.6	10.3	15.0	1.8	1.7	2.5	2.5
Pego coal 1	0.1	0.4	0.2	0.7	0.0	0.2	0.2	0.6	0.0	0.1	0.0	0.1
Pego coal 2	0.1	0.2	0.2	0.6	0.1	0.1	0.2	0.6	0.0	0.1	0.0	0.1
REN Trading	0.2	0.6	0.4	1.3	0.1	0.4	0.3	1.1	0.1	0.2	0.0	0.1
Aguieira		0.4	0.1	0.4		0.3	0.1	0.3		0.2	0.0	0.1
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Outros	0.0	0.4	0.1	0.4	0.0	0.3	0.1	0.3	0.0	0.2	0.0	0.1
Total	9.1	11.3	16.7	26.9	5.6	8.0	13.0	23.2	3.5	3.4	3.6	3.8

Fonte: The Brattle Group.

Tabela 12: Custos estimados das unidades (efeito de quantidade)

Unidade	Custos totais				Custos de capacidade				Custos de energia			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	€	€	€	€
Agueira	0.3				0.2				0.1			
Alto Lindoso	0.4	0.2	0.7	1.3	0.3	0.1	0.4	1.0	0.2	0.1	0.3	0.3
Bemposta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cabril	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Castelo Bode	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote	0.2	0.8	0.3	0.2	0.2	0.6	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.0
Pocinho	0.4	0.3	0.2	0.1	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Regua	0.5	0.6	0.4	0.4	0.3	0.5	0.2	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1
Torrao	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
V.Nova II(Frades)	0.1	0.2	0.2	0.3	0.1	0.1	0.2	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1
Valeira	0.6	0.6	0.5	0.9	0.5	0.5	0.3	0.7	0.1	0.2	0.2	0.2
EDP com CMEC	2.8	3.0	2.5	3.8	1.9	2.2	1.7	3.0	0.9	0.8	0.9	0.8
Alqueva	0.3	0.6	0.6	0.4	0.3	0.5	0.4	0.3	0.1	0.2	0.2	0.1
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	1.0	1.4	1.6	1.7	0.7	1.1	1.2	1.3	0.3	0.3	0.4	0.3
CC. Ribatejo 2	1.3	1.4	2.0	1.4	0.9	1.1	1.6	1.1	0.4	0.4	0.5	0.3
CC. Ribatejo 3	0.9	1.1	1.8	1.6	0.5	0.9	1.4	1.2	0.3	0.3	0.4	0.4
CC. Lares 1	0.0	0.0	0.9	1.3	0.0	0.0	0.6	1.0	0.0	0.0	0.3	0.2
CC. Lares 2	0.0	0.0	0.4	2.2	0.0	0.0	0.2	1.8	0.0	0.0	0.1	0.4
EDP sem CMEC	3.6	4.6	7.3	8.5	2.4	3.5	5.5	6.9	1.2	1.1	1.8	1.7
Pego coal 1	0.1	0.3	0.1	0.3	0.0	0.2	0.1	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0
Pego coal 2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
REN Trading	0.1	0.5	0.2	0.5	0.1	0.4	0.1	0.4	0.0	0.1	0.0	0.1
Agueira		0.3	0.1	0.2		0.2	0.1	0.1		0.1	0.0	0.1
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Outros	0.0	0.3	0.1	0.2	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1
Total	6.5	8.4	10.0	13.0	4.4	6.3	7.4	10.4	2.1	2.1	2.7	2.6

Fonte: The Brattle Group.

Tabela 13: Banda e energia de regulação secundária estimadas (feito de quantidade e total)

Unidade	Reserva secundária de capacidade				Reserva secundária de energia neta			
	T1 GW	T2 GW	T3 GW	T4 GW	T1 GWh	T2 GWh	T3 GWh	T4 GWh
Aguieira	9				0			
Alto Lindoso	15	9	25	59	0	0	0	0
Bemposta	0	0	0	0	1	1	1	0
Cabril	3	5	5	11	0	0	0	0
Castelo Bode	5	4	3	10	0	0	0	0
Picote	10	37	13	11	0	0	0	0
Pocinho	15	13	9	7	0	0	0	0
Regua	22	29	16	20	0	0	0	0
Torrao	3	5	4	6	0	0	0	0
V.Nova II(Frades)	4	8	10	14	0	0	0	0
Valeira	31	29	22	42	0	0	0	0
EDP com CMEC	117.8	137.7	106.6	178.3	1.1	0.9	0.9	0.7
Alqueva	15.1	30.8	26.9	20.7	0.2	0.1	0.1	0.0
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.2	0.1
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.4	0.6	0.5
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	43.7	61.5	76.2	77.8	93.2	95.0	104.1	110.9
CC. Ribatejo 2	55.7	61.4	95.0	64.9	-44.5	-37.4	-28.0	-33.7
CC. Ribatejo 3	34.0	50.4	85.7	74.9	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Lares 1	0.0	0.0	39.2	61.1	3.5	3.4	3.6	3.8
CC. Lares 2	0.0	0.0	15.8	109.9	0.0	0.0	0.0	0.0
EDP sem CMEC	148.4	204.0	338.9	409.2	53.0	61.7	80.5	81.6
Pego coal 1	1.7	13.5	3.7	13.1	103.9	90.4	81.6	80.3
Pego coal 2	3.2	6.2	3.8	12.3	63.5	56.1	50.2	39.5
REN Trading	4.9	19.8	7.5	25.4	167.4	146.5	131.9	119.8
Aguieira		12.2	3.5	7.4		0.3	0.1	0.1
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1
Outros	0.0	12.2	3.5	7.4	0.1	0.5	0.2	0.2
Total	271.1	373.7	456.5	620.3	221.6	209.6	213.4	202.3

Fonte: The Brattle Group.

A.IV. ESTIMATIVA DE RESULTADOS ALTERNATIVOS (EFEITO TOTAL)

Tabela 14: Margens estimadas das unidades (efeito total)

Unidade	Margem total				Margem em capacidade				Margem em energia			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Aguieira	0.0				0.0				0.1			
Alto Lindoso	0.1	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	0.1	0.0	0.1	0.1
Bemposta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cabril	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Castelo Bode	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
Pocinho	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0
Regua	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0
Torrao	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V.Nova II(Frades)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valeira	0.1	0.1	0.0	0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1
EDP com CMEC	0.3	0.4	0.1	0.3	-0.3	-0.1	-0.1	-0.1	0.6	0.5	0.2	0.3
Alqueva	0.1	0.1	0.1	0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	0.1	0.1	0.1	0.2	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.2	0.2	0.1	0.2
CC. Ribatejo 2	0.1	0.1	0.1	0.1	-0.2	-0.1	-0.1	0.0	0.2	0.2	0.2	0.1
CC. Ribatejo 3	0.0	0.1	0.1	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1
CC. Lares 1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.1	0.2
CC. Lares 2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2
EDP sem CMEC	0.3	0.4	0.3	0.7	-0.4	-0.2	-0.4	-0.1	0.7	0.6	0.7	0.8
Pego coal 1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pego coal 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
REN Trading	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1
Aguieira		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Outros	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	0.6	0.9	0.5	1.1	-0.7	-0.3	-0.5	-0.1	1.4	1.2	1.0	1.2

Fonte: The Brattle Group.

Tabela 15: Receitas estimadas das unidades (efeito total)

Unidade	Receitas totais				Receitas em capacidade				Receitas em energia			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Aguieira	0.3				0.1				0.2			
Alto Lindoso	0.5	0.2	0.7	1.3	0.2	0.1	0.3	0.9	0.3	0.1	0.3	0.4
Bemposta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cabril	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.1
Castelo Bode	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.1
Picote	0.3	0.9	0.3	0.2	0.1	0.6	0.2	0.2	0.1	0.3	0.1	0.1
Pocinho	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0
Regua	0.5	0.7	0.4	0.4	0.3	0.5	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	0.1
Torrao	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
V.Nova II(Frades)	0.1	0.2	0.2	0.3	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Valeira	0.7	0.7	0.5	0.9	0.4	0.4	0.3	0.7	0.3	0.3	0.2	0.2
EDP com CMEC	3.2	3.5	2.7	4.0	1.6	2.2	1.6	2.9	1.5	1.3	1.1	1.1
Alqueva	0.4	0.8	0.7	0.5	0.2	0.5	0.4	0.4	0.2	0.3	0.2	0.1
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	1.1	1.5	1.7	1.9	0.6	1.0	1.2	1.4	0.5	0.5	0.5	0.5
CC. Ribatejo 2	1.4	1.6	2.1	1.5	0.7	1.0	1.5	1.1	0.7	0.6	0.7	0.4
CC. Ribatejo 3	0.9	1.2	1.9	1.7	0.4	0.8	1.3	1.2	0.5	0.4	0.6	0.5
CC. Lares 1	0.0	0.0	0.9	1.3	0.0	0.0	0.5	0.9	0.0	0.0	0.4	0.4
CC. Lares 2	0.0	0.0	0.3	2.4	0.0	0.0	0.2	1.8	0.0	0.0	0.1	0.5
EDP sem CMEC	3.8	5.0	7.6	9.3	2.0	3.3	5.1	6.8	1.8	1.7	2.5	2.5
Pego coal 1	0.1	0.4	0.1	0.3	0.0	0.2	0.1	0.3	0.0	0.1	0.0	0.1
Pego coal 2	0.1	0.2	0.1	0.3	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.1	0.0	0.1
REN Trading	0.2	0.5	0.2	0.6	0.1	0.3	0.1	0.5	0.1	0.2	0.0	0.1
Aguieira		0.4	0.1	0.2		0.2	0.1	0.2		0.2	0.0	0.1
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Outros	0.0	0.4	0.1	0.2	0.0	0.2	0.1	0.2	0.0	0.2	0.0	0.1
Total	7.1	9.4	10.5	14.1	3.7	6.0	6.9	10.3	3.5	3.4	3.6	3.8

Fonte: The Brattle Group.

Tabela 16: Custos estimados das unidades (efeito total)

Unidade	Custos totais				Custos de capacidade				Custos de energia			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Aguieira	0.3				0.2				0.1			
Alto Lindoso	0.4	0.2	0.7	1.3	0.3	0.1	0.4	1.0	0.2	0.1	0.3	0.3
Bemposta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cabril	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Castelo Bode	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote	0.2	0.8	0.3	0.2	0.2	0.6	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.0
Pocinho	0.4	0.3	0.2	0.1	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Regua	0.5	0.6	0.4	0.4	0.3	0.5	0.2	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1
Torrao	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
V.Nova II(Frades)	0.1	0.2	0.2	0.3	0.1	0.1	0.2	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1
Valeira	0.6	0.6	0.5	0.9	0.5	0.5	0.3	0.7	0.1	0.2	0.2	0.2
EDP com CMEC	2.8	3.0	2.5	3.8	1.9	2.2	1.7	3.0	0.9	0.8	0.9	0.8
Alqueva	0.3	0.6	0.6	0.4	0.3	0.5	0.4	0.3	0.1	0.2	0.2	0.1
Alqueva II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bemposta II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Picote II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Ribatejo 1	1.0	1.4	1.6	1.7	0.7	1.1	1.2	1.3	0.3	0.3	0.4	0.3
CC. Ribatejo 2	1.3	1.4	2.0	1.4	0.9	1.1	1.6	1.1	0.4	0.4	0.5	0.3
CC. Ribatejo 3	0.9	1.1	1.8	1.6	0.5	0.9	1.4	1.2	0.3	0.3	0.4	0.4
CC. Lares 1	0.0	0.0	0.9	1.3	0.0	0.0	0.6	1.0	0.0	0.0	0.3	0.2
CC. Lares 2	0.0	0.0	0.4	2.2	0.0	0.0	0.2	1.8	0.0	0.0	0.1	0.4
EDP sem CMEC	3.6	4.6	7.3	8.5	2.4	3.5	5.5	6.9	1.2	1.1	1.8	1.7
Pego coal 1	0.1	0.3	0.1	0.3	0.0	0.2	0.1	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0
Pego coal 2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
REN Trading	0.1	0.5	0.2	0.5	0.1	0.4	0.1	0.4	0.0	0.1	0.0	0.1
Aguieira		0.3	0.1	0.2		0.2	0.1	0.1		0.1	0.0	0.1
CC. Pego. G3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CC. Pego. G4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Outros	0.0	0.3	0.1	0.2	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1
Total	6.5	8.4	10.0	13.0	4.4	6.3	7.4	10.4	2.1	2.1	2.7	2.6

Fonte: The Brattle Group.

CAMBRIDGE
NEW YORK
SAN FRANCISCO
WASHINGTON
LONDON
MADRID
ROME



THE **Brattle** GROUP