



Comissão Parlamentar de Inquérito ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de Eletricidade

João Manso Neto

Lisboa, 18 de dezembro 2018

Enquadramento

- I. O termo “rendas excessivas” surge tipicamente associado a 3 aspetos: (i) passagem do regime de CAE para o mecanismo CMEC; (ii) extensão do Domínio Público Hídrico; (iii) e Renováveis
 - Importa referir que o conceito errado das “rendas excessivas” surge antes da existência de qualquer estudo ou análise a algum destes temas, com o envio de uma carta de intenções do Governo à “Troika” em dezembro 2011 para endereçar este tema

- II. Esta apresentação cobre estes 3 temas de forma a expor os factos e a fornecer elementos objetivos que ajudem ao esclarecimento das diversas questões que têm sido levantadas

- III. É meu objetivo hoje tentar contribuir para o esclarecimento de que não existem “rendas excessivas” associadas a nenhum destes 3 aspetos e que este conceito não tem fundamento de existir. Todo o processo foi desenvolvido com absoluta transparência e objetividade

CAE/CMEC

DPH

Renováveis

Agenda

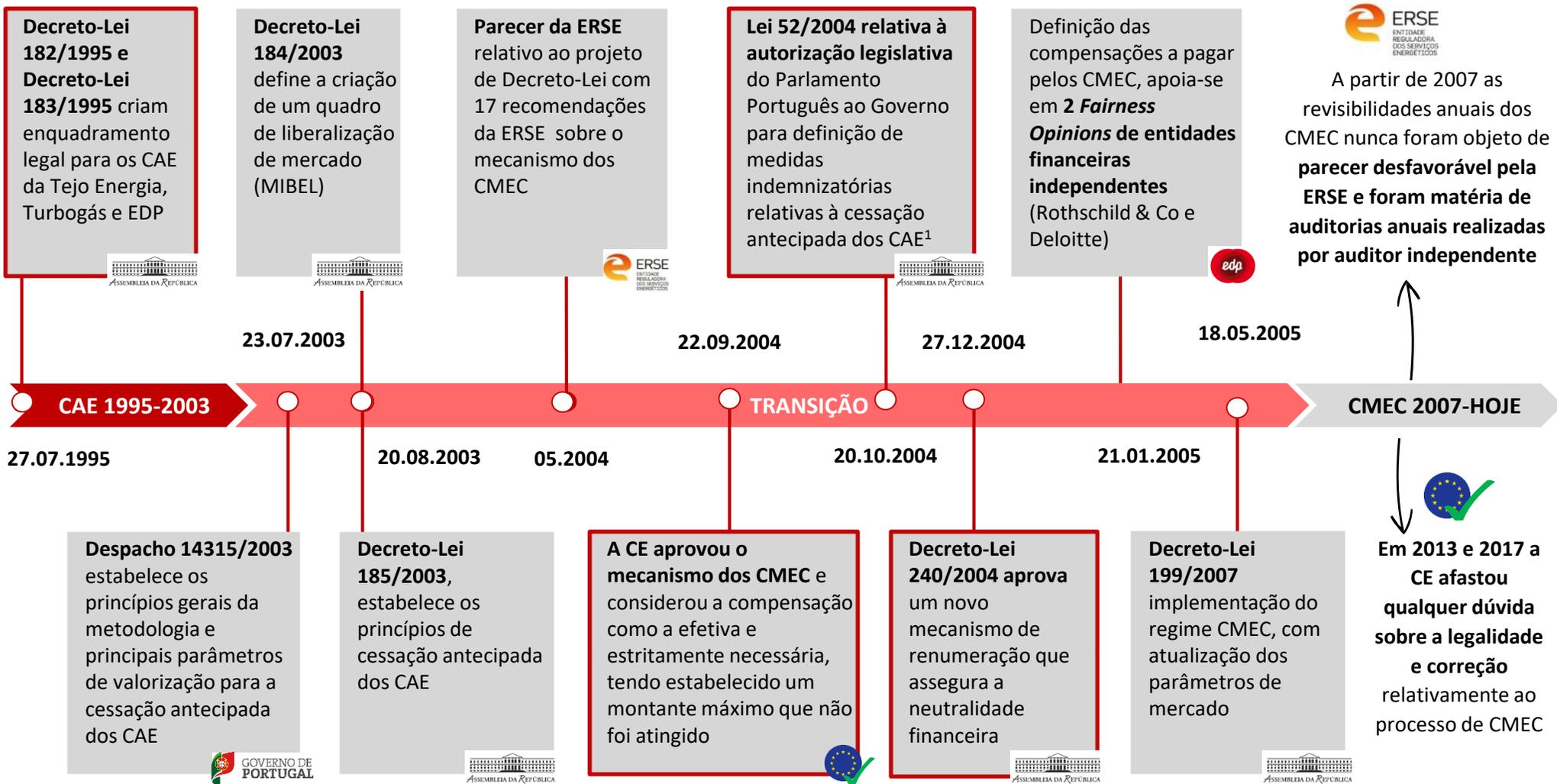
CAE/CMEC

- > A passagem CAE/CMEC resulta de imposições europeias e de compromissos governamentais no âmbito da criação do MIBEL e foi implementada através de um processo auditado e escrutinado com total transparência
- > Além do cumprimento da lei, a adoção dos CMEC pela EDP teve em conta a vontade dos acionistas (nomeadamente o Estado) no quadro de uma inevitável transição do setor elétrico para um regime de mercado, tendo desde sempre sido fixado como condição para a adoção desse novo regime o respeito do princípio da neutralidade financeira
- > Os exercícios de demonstração de supostas “rendas excessivas” não tem fundamento legal e económico

DPH

Renováveis

O mecanismo dos CMEC surge na sequência de negociações diretas entre o Governo Português e a Comissão Europeia (CE) e a sua adoção foi um processo transparente e amplamente participado

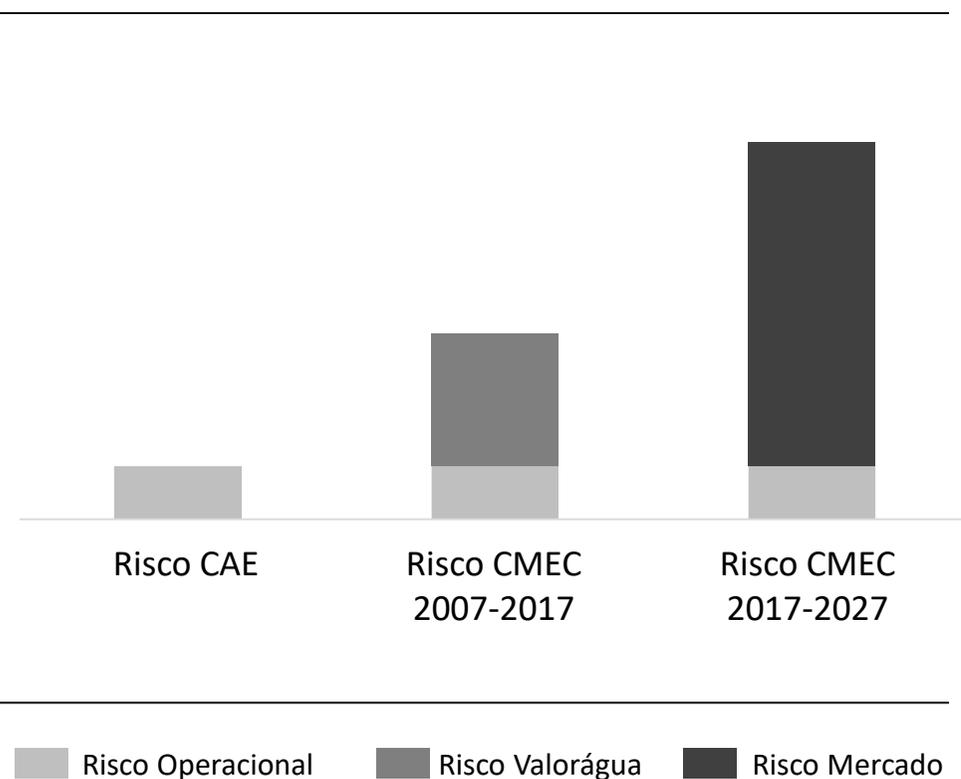


¹ O draft do Decreto-Lei n.º 240/2004 foi apresentado à Assembleia da República juntamente com o pedido de autorização legislativa

O regime dos CMEC impõe ao produtor um nível de risco bastante superior ao que este enfrentava no regime de CAE

Risco inerente a CAE vs CMEC

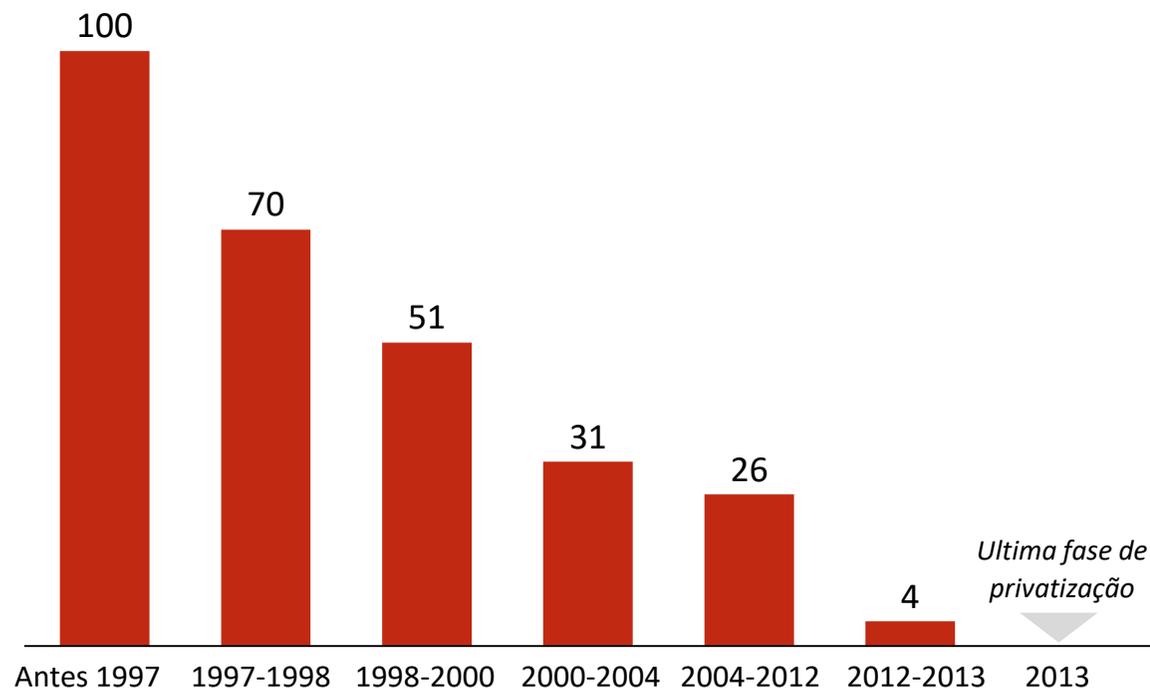
(Ilustrativo)



- Em regime de CAE o produtor apenas enfrenta o risco operacional/técnico, que se traduz em maximizar a disponibilidade da central
- Em regime dos CMEC o produtor:
 - Nos primeiros 10 anos, para além do risco operacional, assume o risco de gestão da energia (mercados, preço, quantidade, horas de produção, aquisição de combustíveis,...) apenas recebendo a remuneração dos CAE em condições de gestão eficiente, avaliadas pelo modelo de otimização Valorágua
 - Nos 10 anos finais, para além do risco operacional, o produtor assume na íntegra o risco de mercado. Mesmo com uma gestão eficiente, se as variáveis de mercado forem adversas, o produtor não será compensado e não atingirá a remuneração que obteria em regime de CAE
 - Enfrenta risco regulatório acrescido

Para além do cumprimento da Lei, a adesão da EDP ao mecanismo dos CMEC foi coerente com a vontade dos acionistas (nomeadamente o Estado) e com a inevitabilidade da evolução para um modelo de mercado liberalizado

Participações do Estado na EDP (%)



Alargamento do mercado e novo contexto para o sector

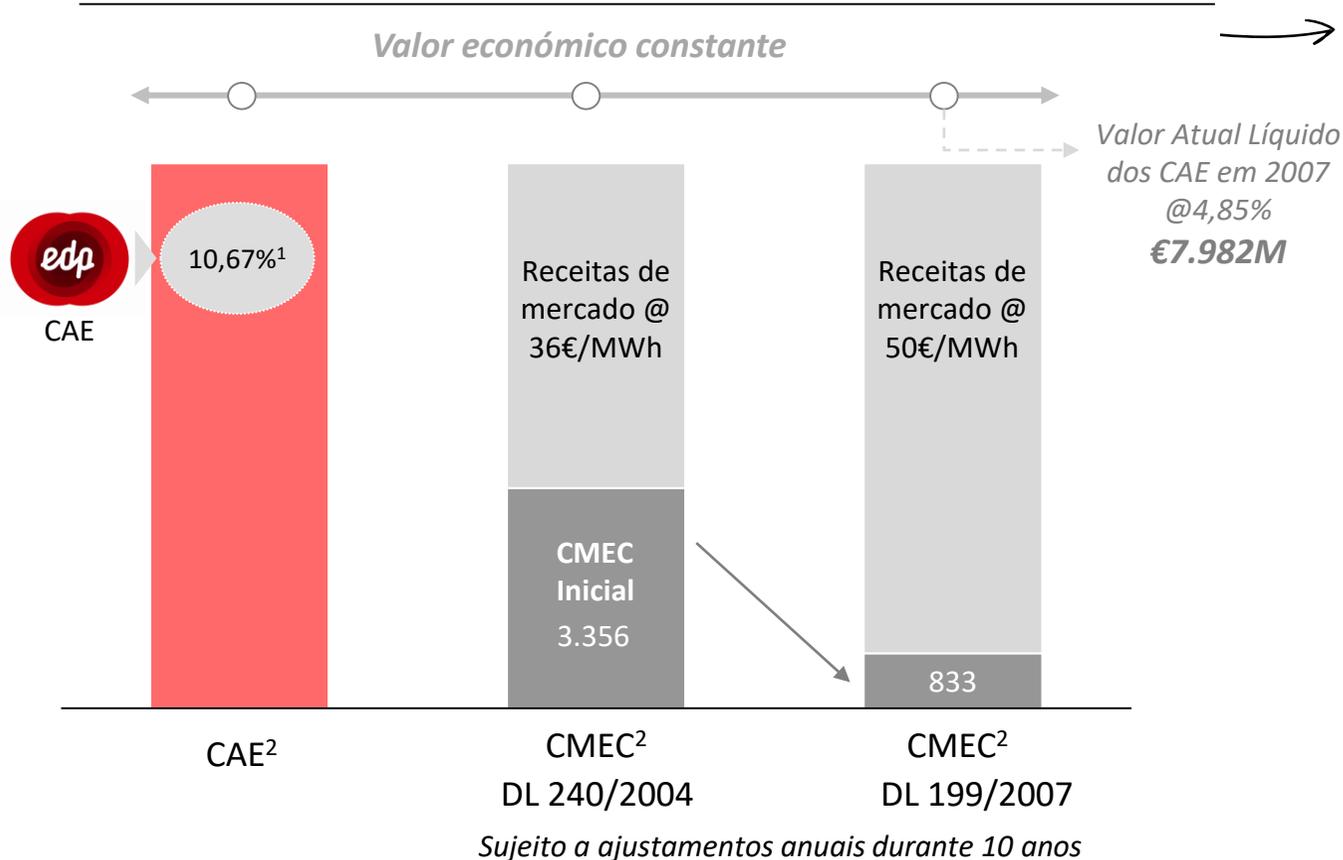
As decisões tomadas pelo Estado tiveram em conta a sua posição relevante enquanto acionista da EDP e as fases de privatização da empresa

Este processo teve como objetivo a preparação do Sistema Nacional Eléctrico para o alargamento do mercado e o futuro do setor

A EDP respeitou o quadro legal em vigor e apenas quis garantir que a transição era feita num contexto de neutralidade financeira, alinhado com a liberalização do mercado definida a nível comunitário e nacional

O mecanismo dos CMEC foi implementado com base no princípio de neutralidade financeira e em linha com os parâmetros de mercado

Definição dos parâmetros do mecanismo dos CMEC



- Apesar de um maior risco, a EDP, no âmbito do cumprimento da lei, foi o único produtor que **aceitou cessar o regime de CAE**, na condição de **neutralidade financeira**
- A decisão da EDP de aceitar os CMEC foi suportada em **2 *fairness opinions* de entidades independentes** (Rotschild & Co e Deloitte)
-  Em 2004, aprovou o mecanismo dos CMEC, tendo considerado a compensação como efetiva e estritamente necessária
-  Parecer favorável da ERSE em 2007 sobre a alteração dos preços de referência

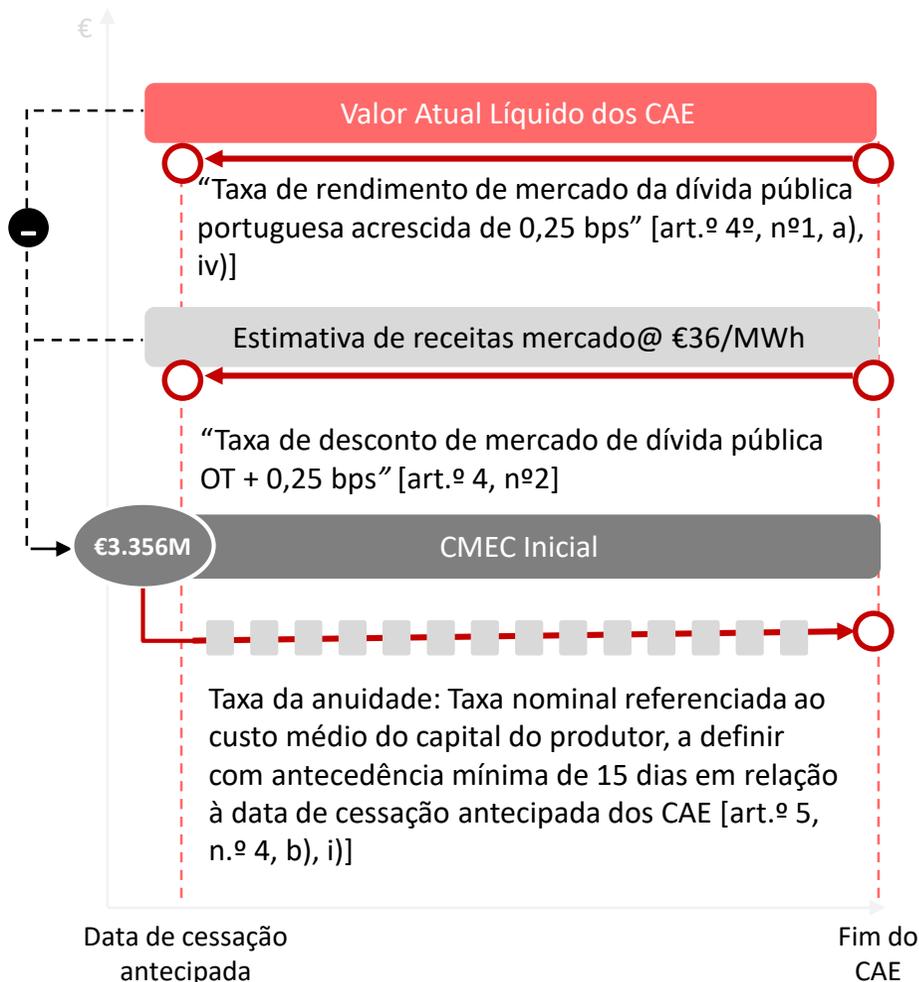
Em 2007, com a atualização dos parâmetros de mercado, a EDP viu reduzido o valor do CMEC inicial

¹ As taxas de remuneração decorrem dos Contratos de Aquisição de Energia; Remuneração da Tejo Energia e Turbogás foi fixada em 12,2%

² A este valor acresce o valor residual ou, no caso dos CMEC, a sua incorporação no valor do DPH

Em 2004 o Decreto-Lei 240/2004 estabeleceu todas as regras para garantir o princípio da neutralidade financeira, não tendo esta sido posta em causa em 2007

Em 2004, o Decreto-Lei 240/2004 definiu:



Em 2007, as alterações efetuadas foram:

Decreto-Lei 199/2007 - Atualização de custos de combustíveis e preço de mercado com referência a 2007:

Aumenta preço de mercado de referência de **€36/MWh para €50/MWh**, o que reduz valor do CMEC inicial de **€3.356M para €833M**

- Esta alteração **mantém o princípio da neutralidade financeira existente** – EDP recebe menos inicialmente e as revisibilidades anuais asseguram a neutralidade



✓ De acordo com o parecer de 2007, a **ERSE emite parecer favorável**

Portaria 611/2007 – concretiza o valor obtido recorrendo à metodologia do Decreto-Lei 240/2004 [art.º 5, n.º 4, b), i)] fixando uma **taxa nominal de 7,55% antes de impostos (5,47% depois de impostos¹)**

✓ O Anexo da *Cambridge Economic Policy Associates* (CEPA) valida em 2012 este valor

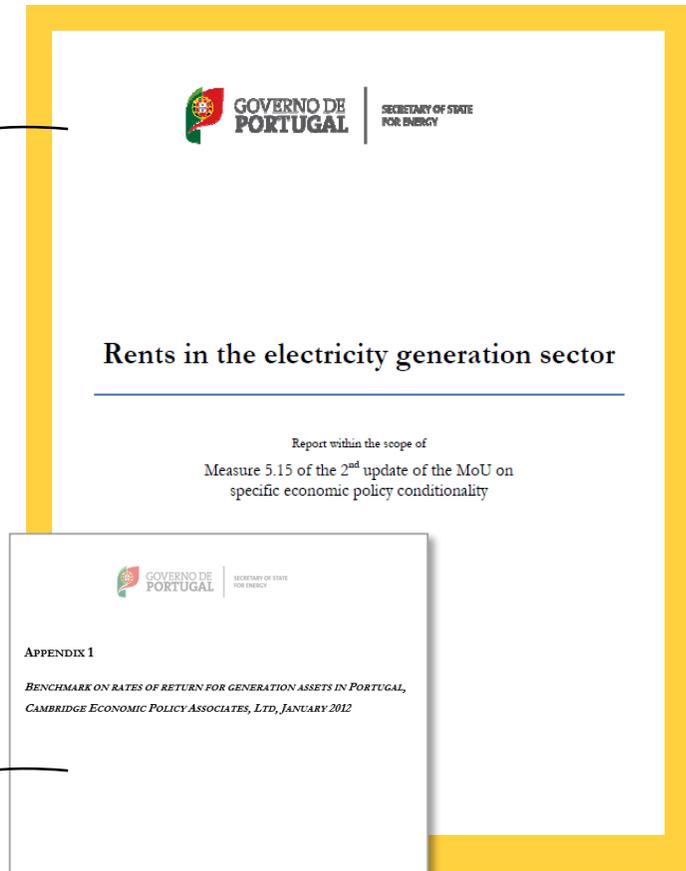
O conceito errado das “rendas excessivas” fundamentou-se em dois relatórios

A Relatório da Secretaria de Estado da Energia (SEE) de 2012

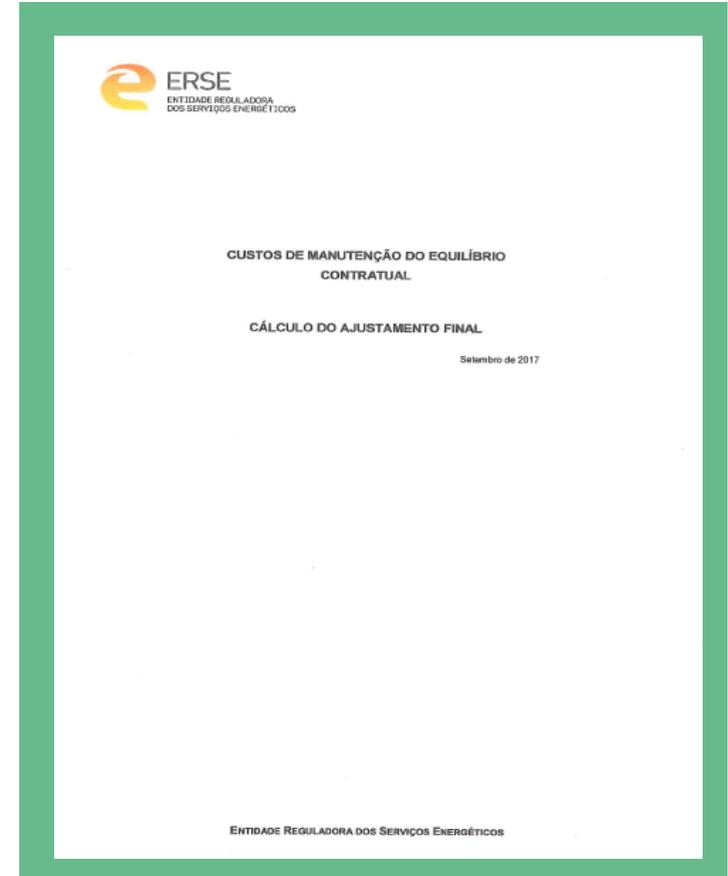
B Relatório da ERSE sobre o Cálculo do Ajustamento Final de 2017

Não existe relatório de Cambridge (CEPA), sendo este apenas **um anexo** que, aliás, valida uma das taxas utilizadas neste processo

O anexo da CEPA limita-se a uma análise sobre taxas de juro onde conclui **que a taxa de 7,55% de custo médio do capital do produtor usada para efeitos de cálculo da anuidade do CMEC inicial (nominal pre-tax que corresponde a 5,47% post-tax) é adequada**



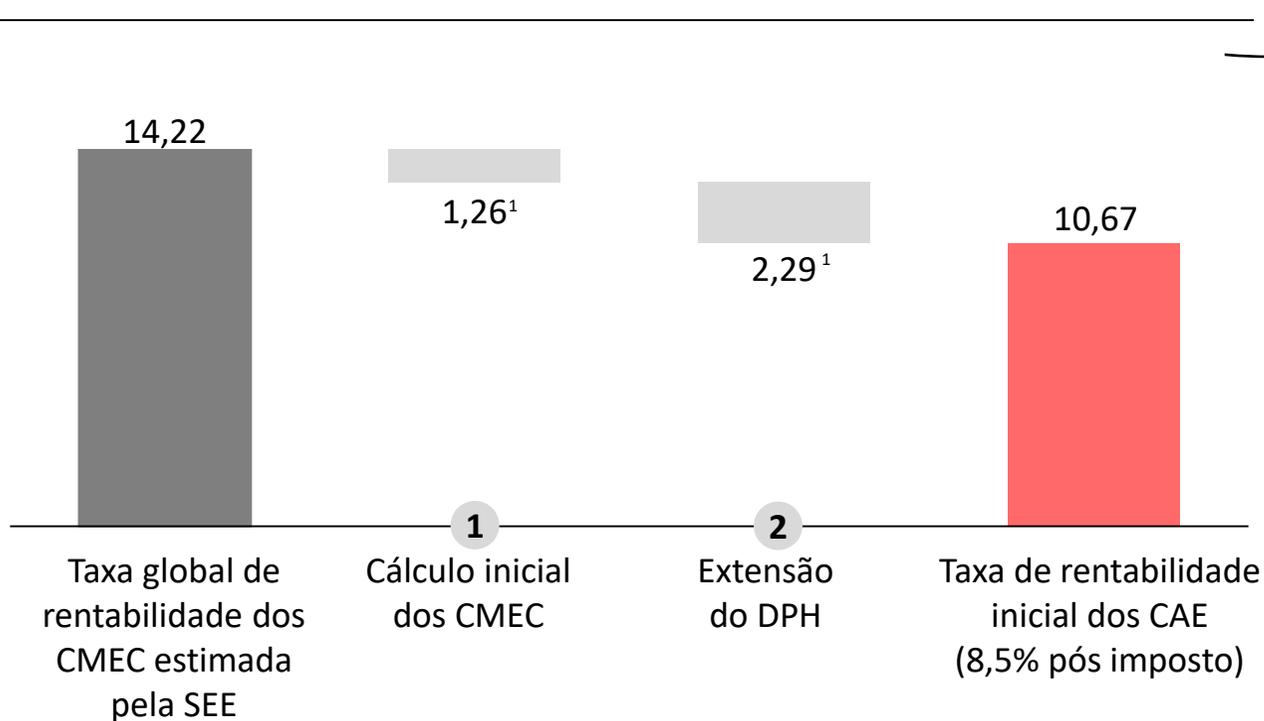
In 2007, we show for the 'medium asset lives' base case a pre-tax real WACC of 5.8%, based on data for that year. At this point in time our yearly WACC data was on an upward trend, but we note the Regulator allowed a pre-tax nominal WACC of 8% for EDP or about 5.2% real. We therefore believe that our 2007 base case estimate of the WACC is not unreasonable.



O Relatório da SEE de 2012, com base em pressupostos errados, defende que a taxa global de rentabilidade dos CMEC é de 14,22%

Taxa de rentabilidade dos CMEC segundo o SEE

%, valores nominais antes de impostos



- Além de uma estimativa errada da taxa de rentabilidade dos CMEC, o relatório da SEE pretende comparar diretamente a taxa de rentabilidade dos CMEC com a dos CAE, o que academicamente está errado dado os diferentes perfis de risco entre os contratos e o novo mecanismo
- O que é correto e relevante fazer será a **comparação direta do Valor Atual Líquido dos CAE face ao dos CMEC**

O Relatório da SEE de 2012 padece de erros graves, na avaliação da passagem de CAE para CMEC e na determinação do valor da extensão do DPH

Relatório da Secretaria de Estado da Energia

1

Cálculo do CMEC inicial

Os *cash flows* futuros do CMEC inicial deveriam ter sido descontados à **taxa de remuneração dos CAE de 10,67%, ao invés da taxa de desconto de 4,85%** (OT + 25 bps) que foi utilizada em 2007 e definida em 2004



2

Extensão do DPH

O valor residual dos CAE e dos *cash flows* em mercado **deveria ter sido descontado à taxa equivalente ao custo de capital de referência do ano de 2007, 7,55% (pre-tax)** e não a taxas distintas



Porque não está correto?

Confunde o conceito de taxa de rentabilidade com o de taxa de desconto

- Descontar em 2004 ou em 2007 os fluxos financeiros a uma taxa de desconto que na verdade é uma taxa de rentabilidade, que, ainda por cima, está reportada a 1995 e não ao contexto económico de 2007, não tem qualquer fundamento económico
- Dever-se-á, pelo contrário, no cálculo do CMEC inicial, aplicar uma taxa de desconto que espelhe o risco dos fluxos financeiros futuros, o qual sendo inequivocamente baixo no caso dos CAE, **foi definida em 2004 como sendo OTs mais 25bps, tendo-se, por simplificação, aplicado esta taxa também aos *cash-flows* em mercado**
 - *Em rigor, para o período após o ajustamento final, deveria ter-se aplicado uma taxa superior para refletir o maior risco dos cash flows, em linha com a metodologia aplicada para a extensão do DPH (validado pela CE)*

Não tem em conta que para fluxos de caixa futuros com perfis de risco diferentes (CAE vs. risco de mercado) devem ser utilizadas taxas de desconto diferentes

- Para o DPH, o desconto do valor residual dos CAE tem de estar associado a uma taxa de baixo risco [de 4,57 – 4,55%] (OT + prémio) e para os fluxos em mercado, uma taxa de atualização com maior risco [de 7,73 - 7,89%], de acordo com o estudo da Caixa BI e Crédit Suisse First Boston respetivamente (encomendados pelo Governo) e validado pela CE

Ao concluir que houve rendas excessivas, o Relatório da SEE incorre em erros metodológicos graves que, a serem corrigidos, conduziram a conclusões opostas

O alegado benefício económico invocado pela ERSE na passagem de CAE para CMEC não tem fundamento legal e económico

Argumentos ERSE

€125M

Taxas de Juro

- Defende o uso de **taxas de juro semelhantes** para descontar os *cash flows* com diferentes perfis de risco e cálculo de anuidade

€285M

Testes à Disponibilidade das centrais

- Considera que a EDP tinha **incentivos para comunicar uma disponibilidade das centrais superior à real**. Refere que a ausência de quadro legal para a realização de testes não permitiu uma verificação real de disponibilidade das centrais

€90M

Coefficientes de ajustamento ao Valorágua

- Defende que o **modelo Valorágua apresenta várias imperfeições** (não identificadas no estudo) que se corrigiriam caso as estimativas de produção do modelo Valorágua não fossem ajustadas

€10M

Licenças de CO2

- Refere que o **fator anual de emissão de CO2 teórico** previsto nos Acordos de Cessação não espelha a realidade, **criando ganhos à EDP nas revisibilidades anuais**

Porque não está correto?

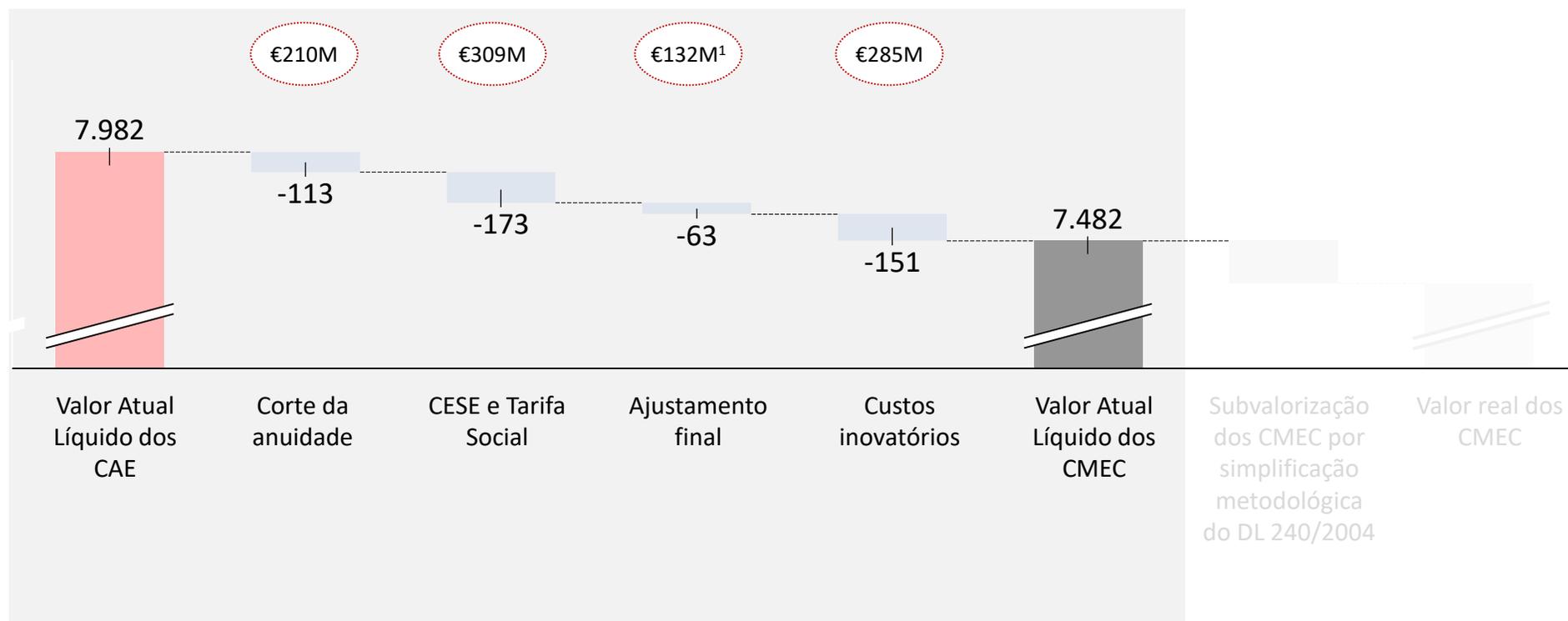
- Cash flows* com **maior perfil de risco** devem ser descontados com **taxas de juro mais elevadas**
- A CE **validou este entendimento** quando analisou o processo associado à queixa sobre a extensão do DPH
- A **atuação em mercado é o melhor controlo de que a disponibilidade declarada é a real**, uma vez que o produtor só pode oferecer se houver disponibilidade (além de estar sujeito a penalidades em caso de incumprimento)
- A **REN sempre pôde efetuar os testes de disponibilidade¹**
- As **disponibilidades verificadas no período com testes (obrigatórios pós-2013)** foram inclusivamente superiores às reportadas no período sem testes (em média Km > 1)
- O **modelo Valorágua tende a sobrestimar as produções das centrais, pelo que terá de ser corrigido**
- Este modelo usa informação *ex-post*, que os agentes não possuem quando operam, **pelo que é tecnicamente necessária a correção do modelo**
- O **fator de emissão de CO2 teórico** foi determinado pela **média histórica das emissões reais**
- O regime dos CMEC é **tipicamente baseado em valores teóricos e modelação**

A ERSE reconhece que, para se captarem os €510M, seriam necessárias alterações legais. O despacho de homologação do ajustamento final (SEE) considera que essas alterações a serem adotadas seriam de constitucionalidade duvidosa. Importa ainda referir que a partir de 2007 as revisibilidades anuais dos CMEC nunca foram objeto de parecer desfavorável por parte da ERSE

Dadas as diversas alterações legais e regulatórias ao longo do tempo, o valor dos CMEC é hoje efetivamente inferior ao valor dos CAE

Cálculo do Valor Atual Líquido dos CMEC (2007@4,85%)

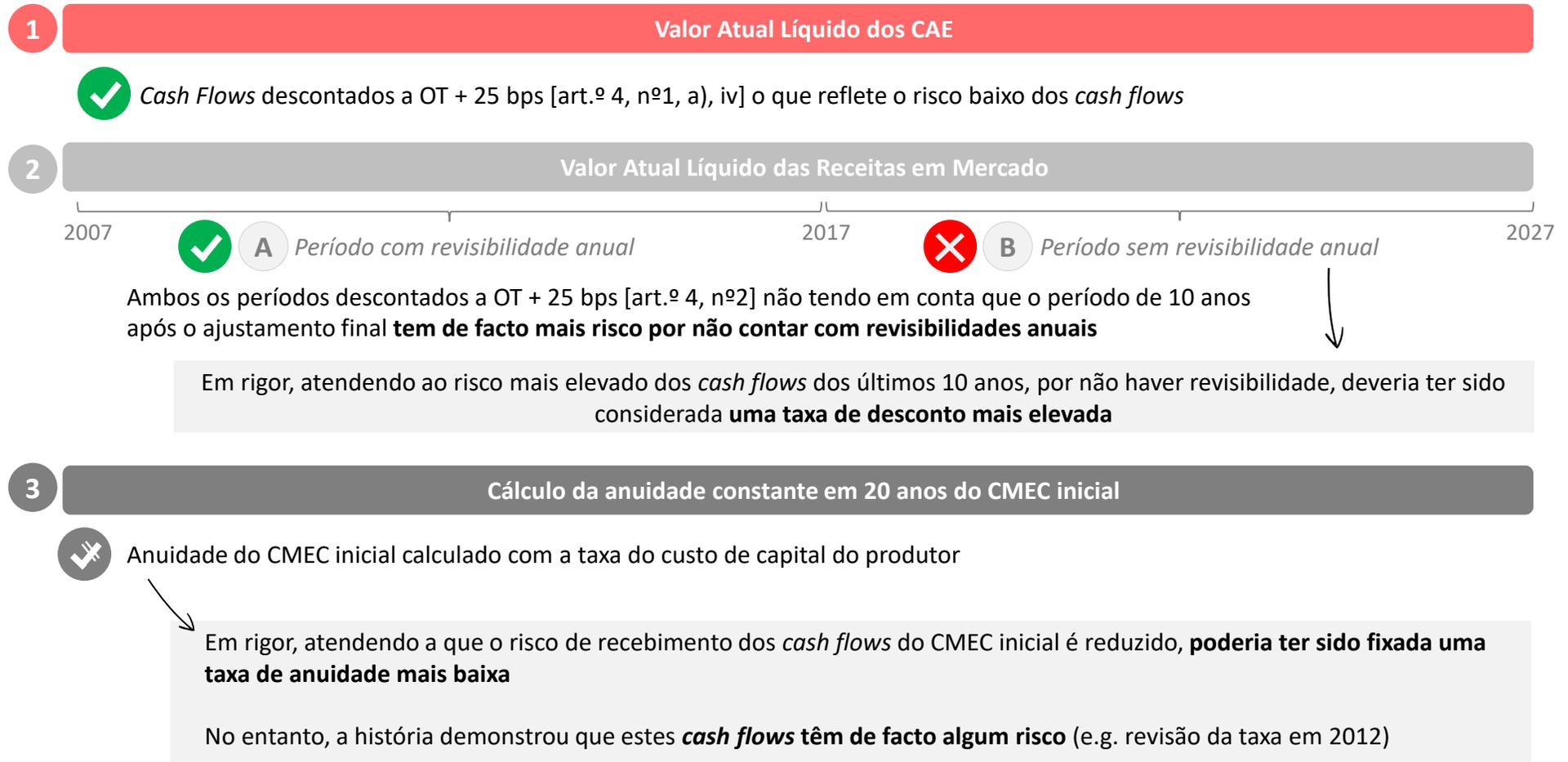
€M



Alterações regulatórias e legais desde 2012 com um impacto de ~€500M no valor dos CMEC

Em rigor, o Decreto-Lei 240/2004 efetuou uma simplificação na definição das taxas de desconto, que foi apenas em parte compensada na definição da taxa de anuidade

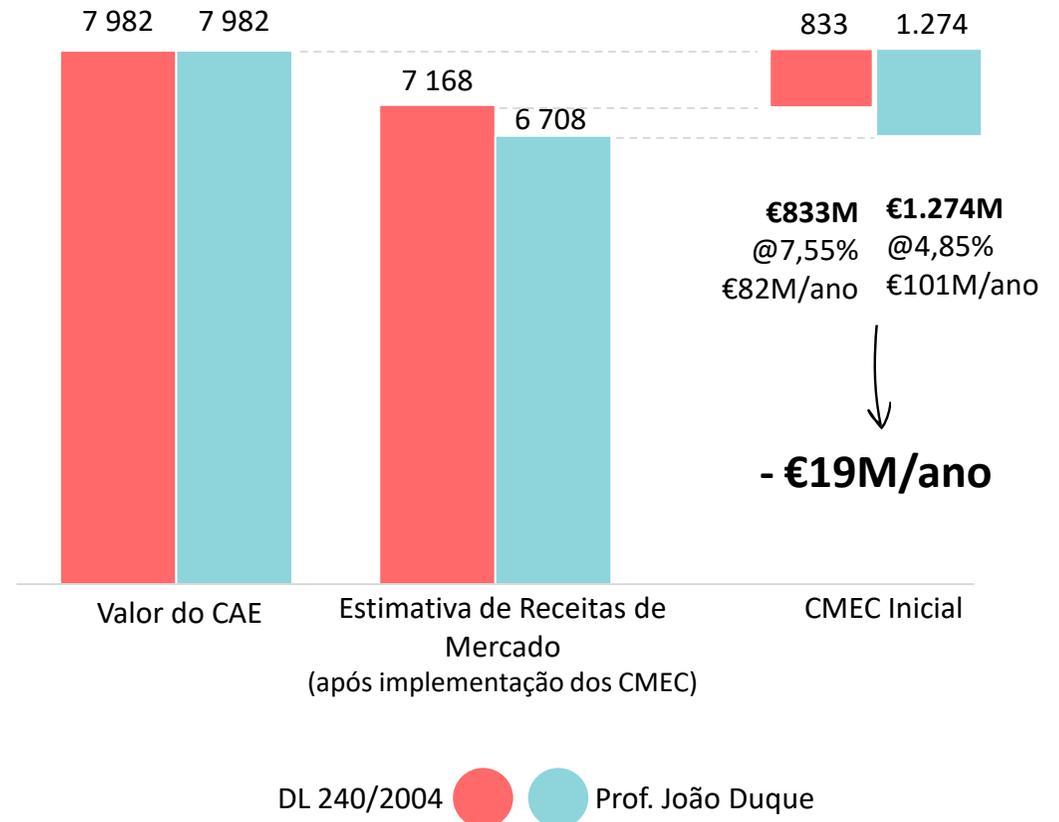
O Decreto-Lei 240/2004 simplificou o cálculo da compensação (CMEC) ao descontar o valor dos CAE e das estimativas de receitas de mercado à mesma taxa:



Segundo o Prof. João Duque (e a NERA), a simplificação do Decreto-Lei 240/2004 prejudicou o produtor

Análise do estudo do Prof. João Duque

- 1** Descontar valor dos CAE à taxa de juro sem risco
 - OT + 25 bps → 4,85%
- 2A** Descontar estimativas de receitas de mercado nos primeiros 10 anos a uma taxa de juro sem risco, por causa da revisibilidade
 - OT + 25 bps → 4,85%
- 2B** Descontar estimativas de receitas de mercado nos últimos 10 anos a uma taxa de juro com risco, atendendo a que não há mais ajustamentos
 - Risco de mercado → 7,55%
- 3** Calcular as anuidades baseadas numa taxa de juro sem risco, atendendo a que o recebimento das anuidades dos CMEC apresenta um baixo risco
 - OT + 25 bps → 4,85%

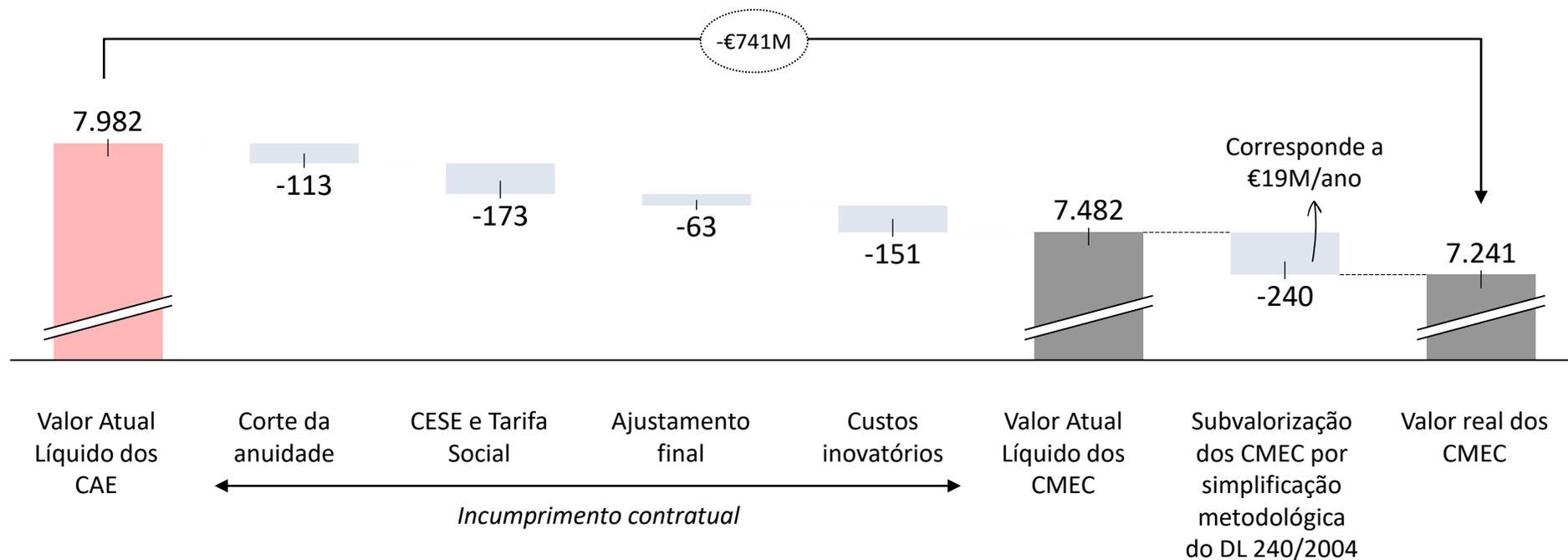


A EDP foi penalizada em €19M/ano (€240M em VAL) na componente da anuidade fixa dos CMEC em relação a um cálculo rigoroso do CMEC inicial

Em suma, é portanto estimado que o mecanismo dos CMEC tenha um valor inferior ao dos CAE em €741M

Cálculo do Valor Atual Líquido dos CMEC (2007@4,85%)

€M



Incumprimentos contratuais e simplificação metodológica impactaram a EDP em €501M e €240M, respetivamente

Agenda

CAE/CMEC

DPH

- > A exploração e possibilidade de extensão do DPH já estava prevista na legislação em vigor desde 1995 e nos CAE
- > O pagamento foi adequado e compatível com as condições de mercado
- > O processo seguiu estritamente a normativa legal e a opção escolhida foi a que se entendeu mais conveniente para o Estado

Renováveis

A exploração e possibilidade de extensão do DPH já estava prevista na legislação em vigor desde 1995 e nos CAE, tendo sido consagrada em 2003/2004

- Decreto-Lei 183/1995 consagrou o **direito de a EDP celebrar com a REN novas concessões de utilização privativa do DPH**, salvaguardando os direitos de utilização que, à data da sua entrada em vigor, fossem já detidos pelas entidades integradas no SEP
- Os **CAE já previam a possibilidade de extensão do contrato por proposta da RNT ou do Produtor**, logo, sem concurso
- **A EDP diligenciou junto do Estado a intenção de formalizar os contratos de concessão no prazo definido (1 ano)**, facto que apenas se consumou em 2008
- Despacho 14315/2003 já prevê que os **produtores possam optar por explorar os centros hidroelétricos até ao termo da concessão do DPH**
- Decreto-Lei 240/2004 reconhece o direito da EDP **optar entre receber o valor residual dos aproveitamentos ou abdicar deste montante e continuar a explorar os respetivos aproveitamentos hidroelétricos até ao termo da concessão do domínio público hídrico**
 - O montante a pagar pela EDP foi calculado em 2007 de acordo com as fórmulas que constavam nos CAE (anexo 10), muito embora em 2004 não se previsse pagamento de nenhum adicional (incluindo taxa de recursos hídricos)



Decreto-Lei 183/1995, artigo 6.º, n.º 3

“A entidade concessionária da RNT fica autorizada a subconceder o contrato de concessão de utilização do domínio hídrico à entidade por ela selecionada (...)”

Cláusula 25.1.1 dos CAE de 1996

- “(...) a RNT (...) notificará o Produtor do seu interesse ou não em negociar a extensão do Contrato (...)”

- “O Produtor poderá (...) apresentar à RNT uma proposta fundamentada para a extensão do Contrato (...)”

Anexo 10 dos CAE de 1996 → Tabela com valor anual residual das centrais hídricas com CAE

Despacho 14315/2003, artigo 1.º, n.º 2 alínea a)

Decreto-Lei 240/2004, artigo 4.º, n.º 1, alínea a) subalínea vii)

“No caso dos centros produtores hidroelétricos, e na hipótese de os respetivos 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”

A regularização dos títulos de utilização do DPH apenas foi formalizada em 2008

- Cláusula suspensiva dos acordos de cessação prevê a **concessão à RNT e subsequente subconcessão ao produtor dos direitos de utilização do DPH até ao termo do prazo da vida útil dos equipamentos**
- Trata-se não só de uma **cláusula administrativa** para poder oferecer em mercado e dar cumprimento à lei, como também de uma condição para assegurar a neutralidade financeira, pois a EDP prescindiu do valor residual em troca da extensão do direito de utilização do DPH. Os **CAE não podiam ser terminados sem essa condição estar satisfeita**
- Estabelece as regras aplicáveis à **regularização dos títulos de utilização do DPH** pois não se estava perante uma atribuição *ex novo* de direitos de exclusivo, mas antes perante a **regularização de uma situação jurídica constituída em 1995** que carecia apenas de formalização
- Reconhece a **existência do direito à utilização do DPH** pelas centrais CAE a partir da data da entrada em vigor do Decreto-Lei 183/1995 **mediante o pagamento de um valor de equilíbrio económico-financeiro**, valor este que veio a ser concretizado através do **Despacho 16982/2007 (€759M)**
- Com a introdução do equilíbrio económico-financeiro do DPH em 2007 – realidade não prevista em 2004 – **o Estado impediu que o produtor se apropriasse gratuitamente do acréscimo do valor do DPH que decorre do aumento dos preços de mercado**

Acordos de Cessação dos CAE

09.02.2005

Cláusula 2ª, ponto 1, alínea b)

“Concessão à Entidade Concessionária da RNT dos direitos de utilização do domínio público hídrico (...), por prazo não inferior ao correspondente a vida útil dos equipamentos e obras de engenharia civil (..) e subsequente subconcessão pela Entidade Concessionária da RNT a favor do Produtor dos aludidos direitos de utilização do domínio público hídrico, por prazo idêntico ao daquela concessão”

Decreto-Lei 226-A/2007

31.05.2007

Artigo 91º, nº 1 e nº 3

1.” A entidade concessionária da RNT e as empresas titulares dos centros electroprodutores a quem os artigos 6º e 7º do Decreto-Lei nº 183/95 de 27 de Julho, reconhecem o direito à utilização do domínio público hídrico afeto aos respetivos aproveitamentos hidroelétricos (...) poderão continuar a utilizar os recursos hídricos atrás referidos através de outorga de contrato de concessão (...)”

3. “Serão consideradas como data inicial das utilizações dos recursos hídricos a data de entrada em vigor do Decreto-Lei nº 183/95, de 27 de Julho, e como datas finais as que correspondem ao termo da vida útil da construção civil de cada um dos centros electroprodutores (...)”

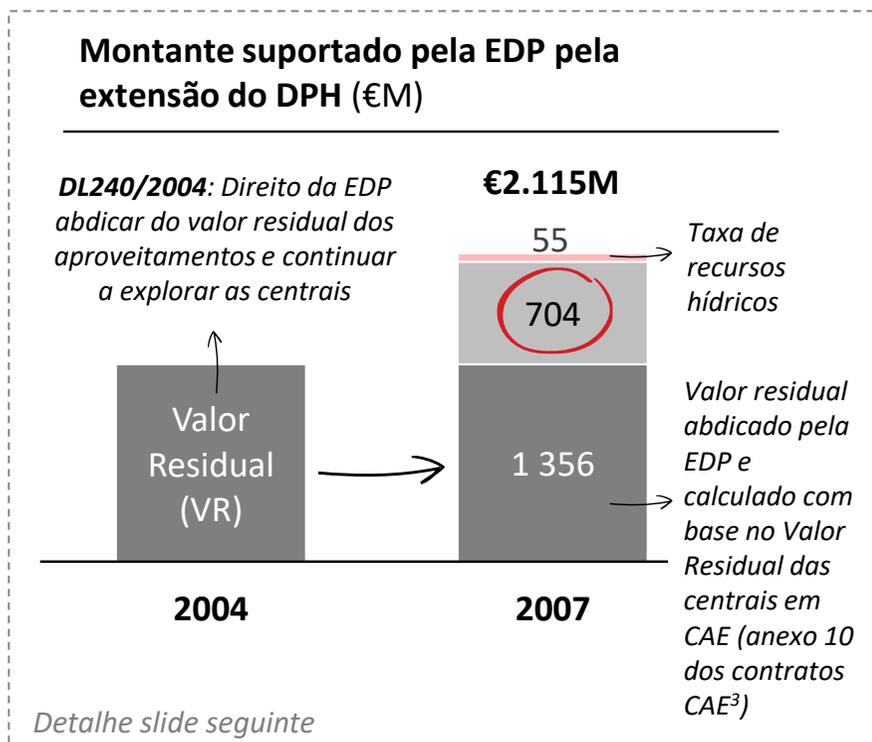
Artigo 92º, nº 2

2. “O valor do equilíbrio económico-financeiro (...) é definido mediante despacho (...)”

A compensação financeira paga pela EDP pela extensão do DPH foi adequada e compatível com as condições de mercado

O pagamento foi adequado e compatível com as condições do mercado:

- Em 2007, com a atualização dos parâmetros de mercado, para além de ter prescindido do recebimento do valor residual (€1.356M), a EDP procedeu ao pagamento de um valor de equilíbrio económico-financeiro de €759M (inclui €55M de Taxa de Recursos Hídricos):
 - ✓ Na definição deste montante, o Estado contou com o apoio de duas entidades financeiras independentes – Caixa BI e Credit Suisse
 - ✓ EDP contou com a Rothschild & Co como assessor financeiro
 - ✓ Este valor foi validado pela CE após 5 anos de investigação aprofundada: “compensação paga era compatível com as condições de mercado (...) e que a metodologia financeira utilizada para avaliar o preço (...) foi adequada e resultou num preço de mercado justo”¹
- €1.356M era o valor residual que a EDP receberia se não continuasse a explorar centrais, conforme definido nos CAE, confirmado pelo Decreto-Lei 240/2004 e calculado para 2007 de acordo com os parâmetros definidos nestes dois documentos. Ao contrário do que foi afirmado por outras pessoas ouvidas na CPI, as centrais não estavam amortizadas e o valor por amortizar era significativo



A EDP pagou no total €2.115M pela extensão de utilização do direito do DPH, valor justo com base em referências de mercado

O valor do DPH foi calculado com base em metodologias adequadas e tendo em conta referências de mercado

A fluxos de caixa futuros com perfis de risco distintos aplicam-se diferentes taxas

Fluxos	Valor residual DPH	Receitas mercado DPH
Perfil	<ul style="list-style-type: none"> Sem risco operacional e apenas o risco <i>default</i> da REN Valor Residual dos CAE (a preços de 1994) e convertidos para preços correntes, de acordo com a inflação de 2006 (inflação 2% /ano seguintes) 	<ul style="list-style-type: none"> Risco operacional e de mercado (preço/volume) Constitui uma opção de investimento para a EDP que competiu com outras oportunidades no grupo
Taxa	<ul style="list-style-type: none"> Obrigações do Tesouro a 10 anos + <i>spread</i> REN 	<ul style="list-style-type: none"> Custo de capital do produtor em mercado + prémio de risco de investimento

Fonte	Data	Taxas de atualização ¹		Valor DPH (€M)
		Valor residual	Receitas mercado	
DL 240/2004 -> Portarias	jun/07	n.a.	n.a.	704
Caixa BI	jan/07	4,57%	7,73%	703
Credit Suisse	fev/07	4,55%	7,89%	704
NERA	mar/07	4,38%	7,64 - 7,93%	757 - 628
REN	jan/07	6,60%	6,60%	1.673
EDP WACC + prémio	jan/07	4,70%	8,0 - 8,5% ²	650 - 467 →

Em 2007 foram revistas as referências de mercado o que aumentou o valor a ser entregue ao Estado pela EDP

	Previstos desde 2004 [DL 240/2004]	Revistos em 2007 [DL 226-A/2007]
Valor Residual	€1.356M ³	€1.356M ³
Preços de referência	€36/MWh	€50/MWh
Adicional entregue ao Estado	0	€704M
Taxa Recursos Hídricos	0	€55M

	Taxa de atualização fluxos de mercado ¹	X custo de capital
EDP WACC	6,6%	1,0 WACC
Implícita DPH final	7,85%	~1,2 WACC
EDP indicação de retorno exigido	8,0 - 8,5% ²	~1,3 WACC

O estudo da REN assenta em pressupostos errados conforme demonstrado por entidades independentes. Este entendimento foi também confirmado pela própria Comissão Europeia

A decisão de realizar um concurso público e atribuir a concessão da utilização do DPH a terceiros resultaria na necessidade de o Estado efetuar um pagamento à EDP que seria inoportuno

4 OPÇÕES DISPONÍVEIS PARA O GOVERNO



Realizar concurso em 2007 para todas as centrais para exploração imediata

Implicaria pagar à EDP o valor residual de €1.356M e valor atual líquido dos lucros cessantes (€7.982M)

O pagamento do valor à EDP seria de ~€9,3BN



Realizar um concurso em 2007 para exploração das centrais, mas salvaguardando os direitos de exploração até que os CMEC/CAE terminassem

Implicaria pagar à EDP o valor residual de €1.356M, sendo que a terceira parte teria o inconveniente de estar a pagar, em 2007, por um ativo que só começaria a explorar à medida que os CMEC/CAE fossem cessando

O pagamento do valor à EDP seria de ~€1,4BN

Risco de o concurso ficar deserto



Realizar concursos para exploração das centrais à medida que os CMEC/CAE terminassem

Implicaria pagar à EDP o valor residual de €1.356M

O pagamento do valor à EDP seria de ~€1,4BN

Risco de o concurso ficar deserto



Conceder à EDP a exploração das centrais até ao fim da vida útil das mesmas

Em contrapartida, o Estado teria um encaixe financeiro de €759M e não teria de pagar o valor residual de €1.356M

O Governo tomou a opção mais racional e com maiores benefícios para o sistema e para o país, tal como é sustentado pela CE¹ em 2013, que refere que o *“concurso público para a atribuição das concessões não era economicamente viável em 2007 (...) uma segunda melhor opção poderia ter sido a de negociações em condições normais de concorrência entre as autoridades portuguesas e a EDP”*.

As consequências de realização de concurso demonstram a sua inviabilidade e a legislação de 1995 permite a não realização do mesmo. Em 2017, a CE² conclui que o preço fixado através da negociação foi um *“preço de mercado justo”*

A opção pela regularização dos direitos de utilização do DPH até ao fim da vida útil dos aproveitamentos, sem concurso público, não só é legítima como foi a escolha economicamente mais racional e que melhor defendeu o interesse nacional e a concorrência do mercado ibérico

Agenda

CAE/CMEC

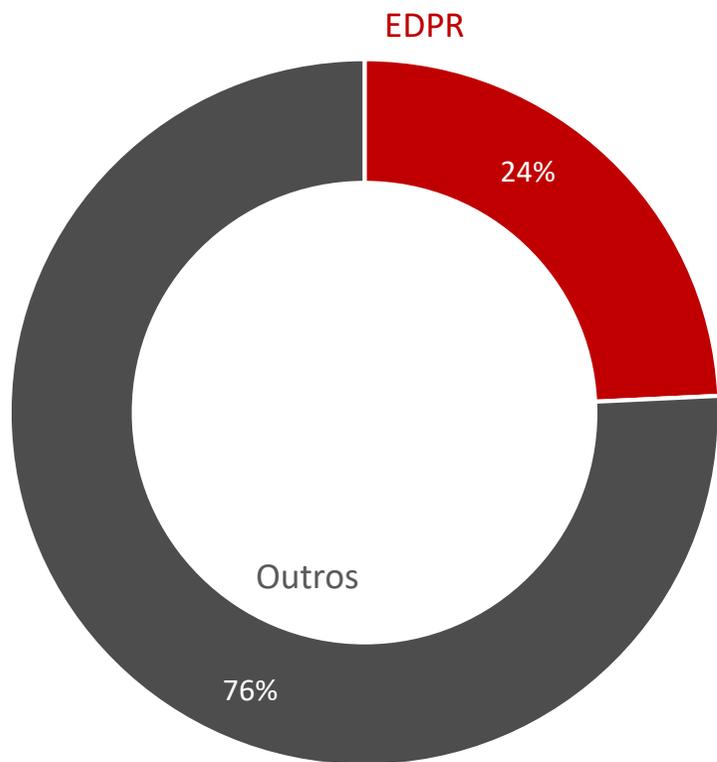
DPH

Renováveis

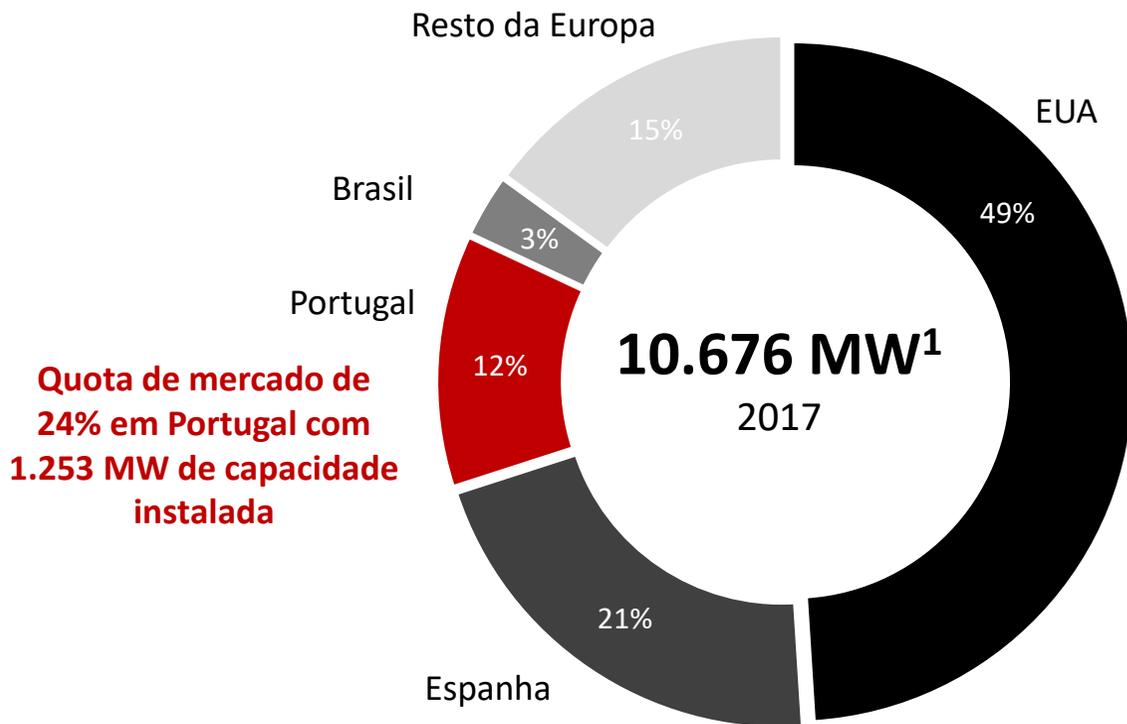
- > A EDPR representa menos de 25% do mercado português de energia eólica
- > A comparação direta de preços entre geografias não é correta
- > As renováveis em Portugal apresentam custos de produção abaixo da média europeia com um claro benefício para o setor, com impacto favorável nos preços dos consumidores
- > Existem múltiplos benefícios macroeconómicos e ambientais para o país
- > As alterações de 2013 beneficiaram de imediato o sistema elétrico e traduziram um acordo equilibrado

A capacidade total instalada da EDP Renováveis em 2017 foi cerca de 10,7 GW e os ativos em Portugal representam 12% (1.253 MW) do portefólio mundial

Mercado português de energia eólica



Repartição do portefólio da EDPR por país (MW)

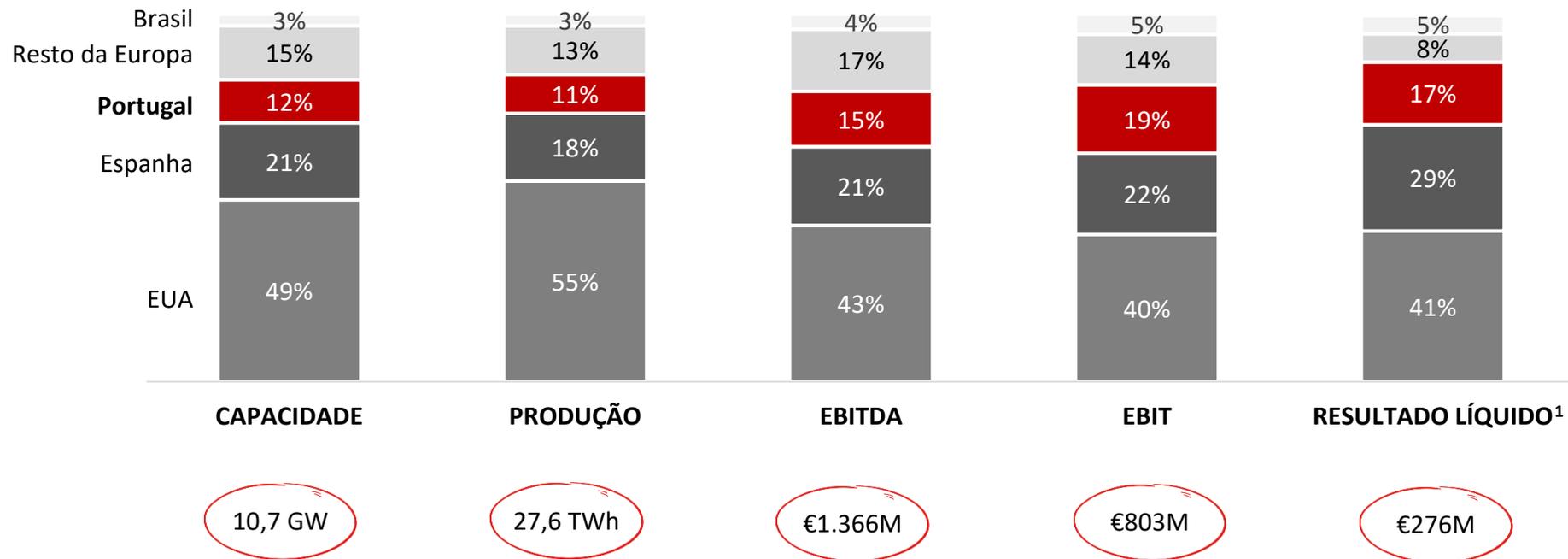


A EDPR representa menos de 25% do mercado português de energia eólica, e os lucros da empresa provêm principalmente da atividade internacional

Portugal representa 12% da produção da EDPR, equivalente a 15% de EBITDA e 17% de resultado líquido

Representatividade das geografias

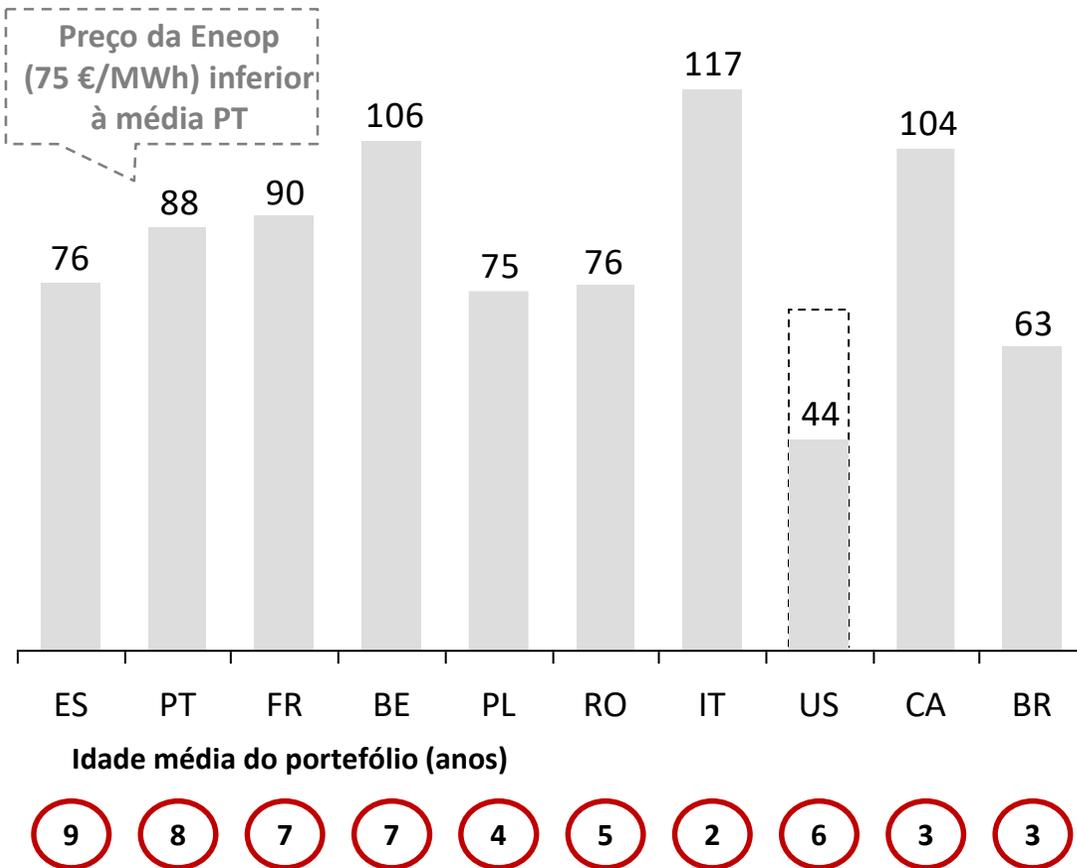
%; FY 2017



O peso relativo dos resultados em Portugal é tendencialmente superior em relação às restantes geografias, devido a um investimento mais prematuro e a um prémio de risco país superior

A comparação direta de preços entre países não é correta por uma série de fatores, nomeadamente o “timing” de investimento e o prémio de risco de cada país

Preço médio de venda da energia eólica da EDPR por país¹
€/MWh, 2016



Fatores que devem ser considerados

- **Investimento em diferentes momentos**

Devido à evolução tecnológica é normal que as geografias com média de idade do portefólio superior registem um preço médio mais elevado (maior risco tende a maior rentabilidade)

- **Prémio de risco do país**

O risco dos países são distintos, o que justifica maior ou menor custo de capital

- **Disponibilidade do recurso**

O recurso eólico é distinto em cada geografia

- **Existem remunerações adicionais a Tarifas/PPA²**

Nos EUA uma parte importante vem dos PTC², que sendo incentivos fiscais não vêm incluídos no preço médio (superior a 30\$/MWh *pre-tax*)

- **Alguns países estão expostos a mercado**

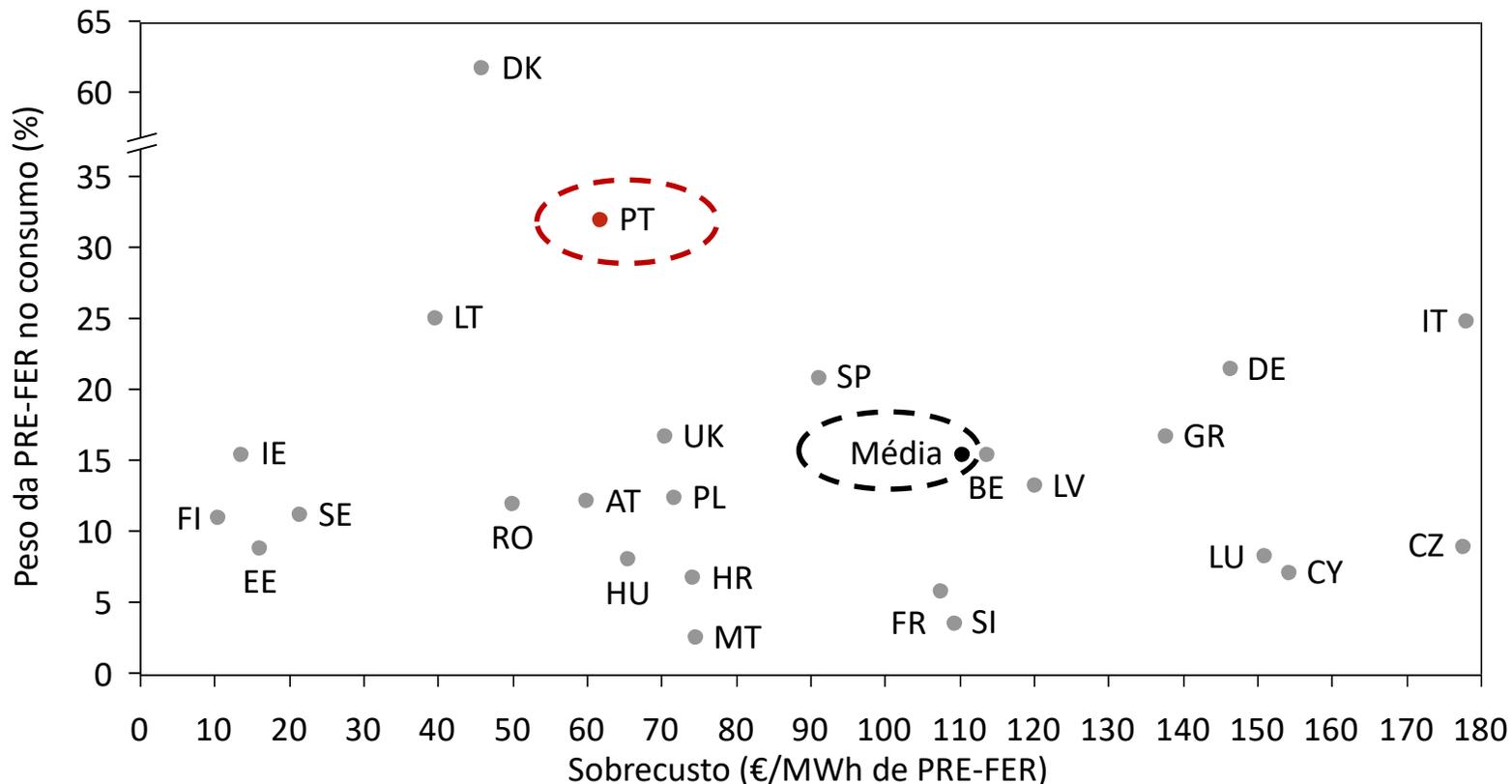
Se os mercados estão baixos pagarão menos do que em Portugal, mas se estão altos poderão pagar mais, aumentando a incerteza e a volatilidade do preço

- **Alterações regulatórias retroativas**

Caso de Espanha - redução da tarifa no curto prazo com prováveis reflexos negativos para os consumidores no futuro como consequência dos subseqüentes processos litigiosos

Portugal é um dos países com maior sucesso em promover a adoção de renováveis com custos abaixo da média europeia

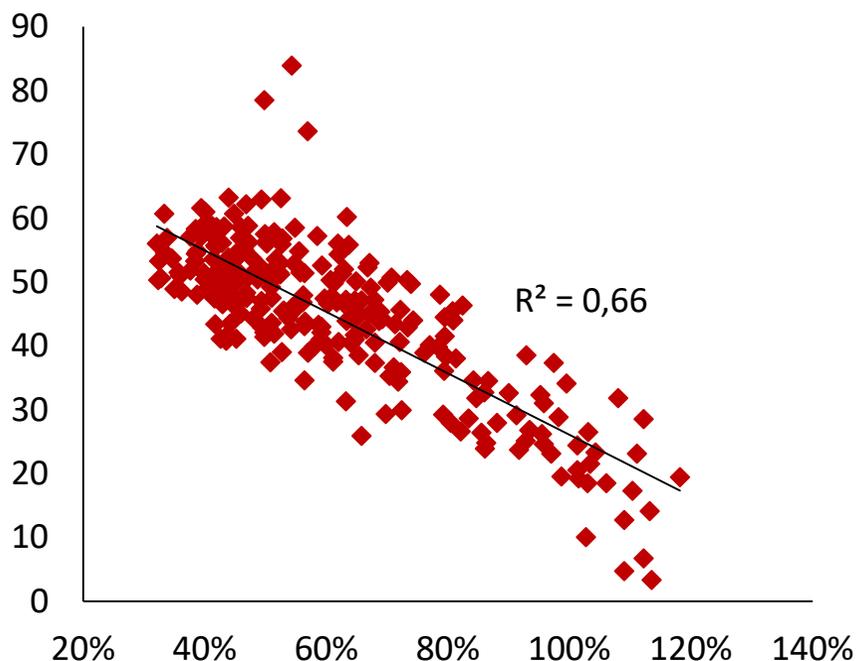
Peso da renováveis (excluindo grande hídrica) no consumo e respetivo sobrecusto nos países da UE (2014)



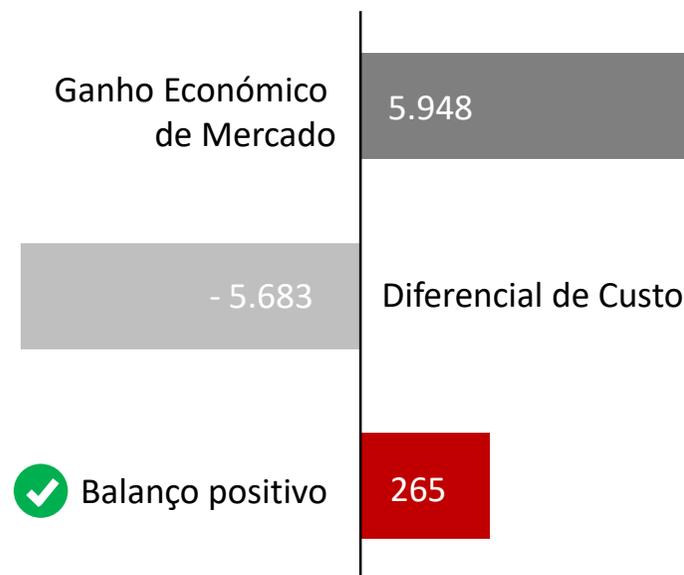
O sobrecusto das renováveis em Portugal está abaixo da média europeia, mesmo sendo dos países com maior penetração de renováveis no sistema, tendo a sua posição resultado do facto de se ter apostado no momento certo nas tecnologias mais competitivas, evitando assim voluntarismos

As PRE renováveis têm um benefício líquido para o setor, com o seu sobrecusto a ser compensado pela redução da *pool*

Preços grossistas de eletricidade vs. peso das renováveis no consumo elétrico de Portugal
€/MWh vs. %, dados semanais, jan 2012 – dez 2016



Benefício líquido das renováveis (PRE) em Portugal
M€, 2010 – 2016



As renováveis permitem diminuir em termos líquidos os custos do sistema, beneficiando duplamente os clientes industriais, que pagam um preço grossista mais baixo e não suportam sobrecusto das renováveis

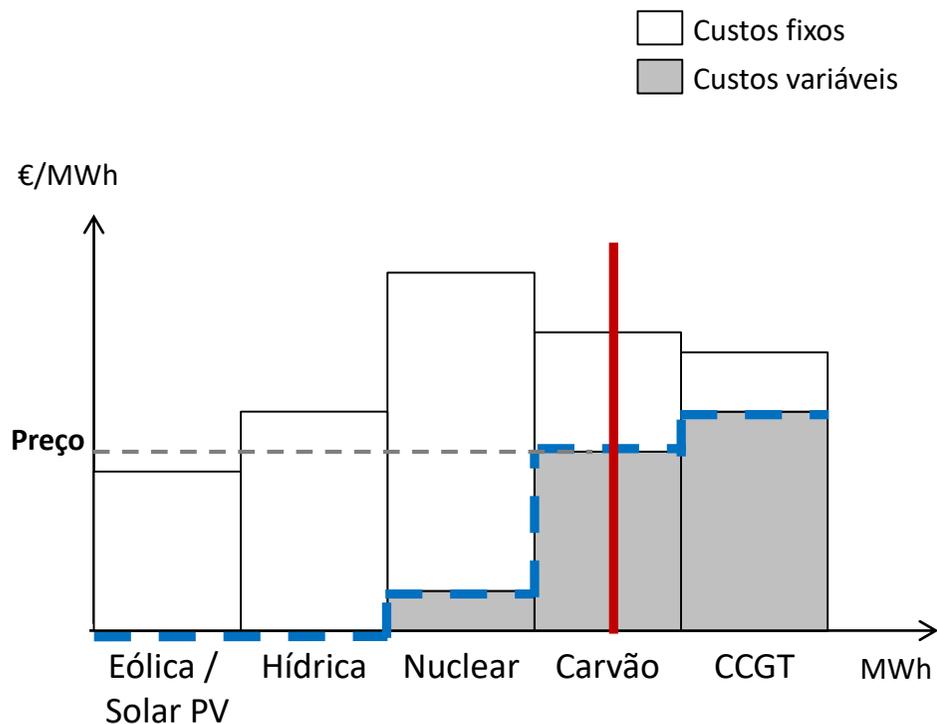
Fonte: APREN, Reuters, REN, OMIE, Análise EDP

Análise considera:

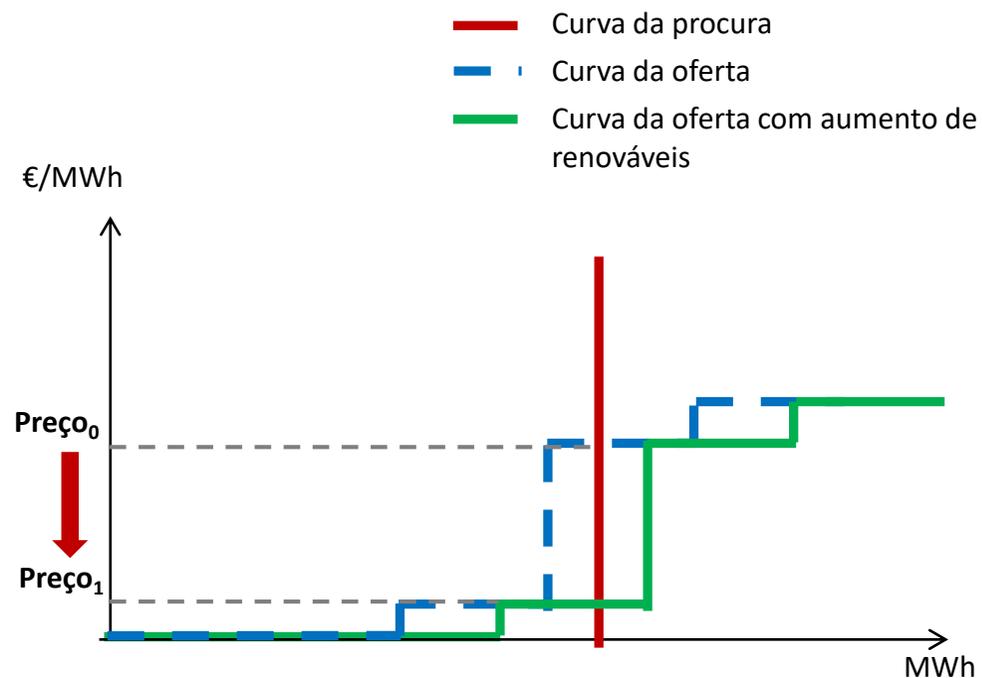
- (i) Toda a produção de eletricidade é remunerada à *pool*
- (ii) $(\text{Tarifa regulada} - \text{preço grossista}) \times \text{Energia eólica gerada}$

As renováveis contribuem para uma clara redução do preço da *pool* num mercado grossista marginalista

A curva da oferta integra os custos variáveis das tecnologias incorporadas



Por isso, a geração renovável (com custo marginal igual a zero) reduz o preço grossista



O investimento das renováveis no setor elétrico em Portugal traduz-se num conjunto de benefícios macroeconómicos e ambientais para o país

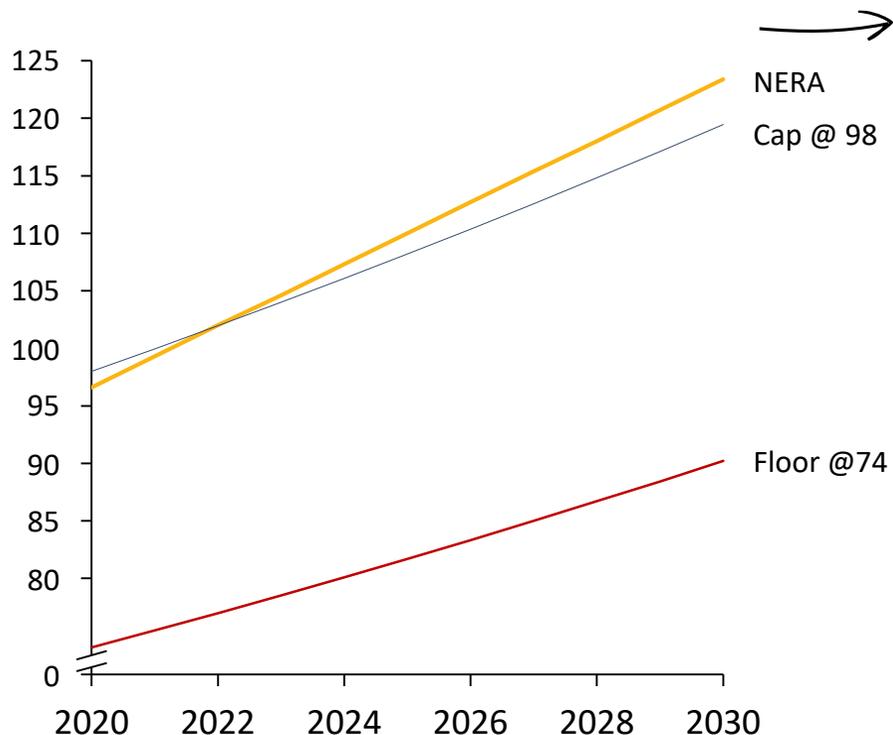
Impacto das RES no setor elétrico ²	Impacto das renováveis do setor elétrico em Portugal ¹		
	2013	2030E	Varição
 Contribuição para a criação de riqueza	€2.730M	€4.342M	+€1.612M
 Aumento do emprego	40 727	66 900	+ 26 172
 Emissões de CO ₂ evitadas	10,6 Mton	12,7 Mton	2,1 Mton
 Redução da importação de matérias primas	€1.479M	€2.750M	€1.271M
 Redução da dependência energética	-12,3 p.p.	-17,3 p.p.	-5 p.p.

Portugal está praticamente a atingir o objetivo 2020 de 31% de energia consumida oriunda de fontes renováveis

As renováveis contribuem para a criação de riqueza e emprego em Portugal, bem como para a redução das emissões e da dependência externa

A previsão da NERA sobre a extensão de remuneração das eólicas relativa à evolução do preço da *pool* na altura, situava-se, a partir de 2022, acima do *CAP* de 98€/MWh definidos no Decreto-Lei 35/2013

Previsão da NERA sobre a evolução do preço da *pool*
€/MWh; 2012



Fonte: NERA

Fatores a considerar

- No âmbito da Troika, o **Governo encetou negociações com a APREN**, que contratou o consultor NERA para fornecer apoio técnico nessas negociações
- A **análise da NERA** considerou que a adesão à proposta do Governo **não seria suscetível de gerar qualquer sobrecusto para o Sistema Elétrico Nacional (SEN)**
- Num contexto de **colaboração para a redução do défice do setor** e no âmbito do **esforço nacional no contexto da Troika**, os produtores eólicos aderiram a este mecanismo, tendo em conta que:
 - A **normativa era equilibrada** (não seria suscetível de gerar qualquer sobrecusto para o SEN, segundo a NERA)
 - A **possibilidade de mitigação do risco**, nomeadamente decorrente da previsão do preço da *pool* estar acima do limite máximo imposto pelo Governo e não a expectativa de ganhos futuros
- **Considerações da ERSE :**
 - Em 2012, a ERSE foi chamada a emitir um parecer sobre o projeto deste diploma, tendo **afirmado nada ter a opor**
 - Em julho 2018, em requerimento do Bloco de Esquerda, a ERSE reconhece que o montante de benefício para os consumidores depende de um conjunto de variáveis, sendo que **quanto maior for o preço de mercado, maior o benefício para os consumidores**

A solução negociada em Portugal foi recentemente elogiada pela Ministra Espanhola para a Transição Ecológica, Teresa Ribera¹ e insere-se nas orientações comunitárias, reiteradas recentemente no *Clean Energy Package*

edp