



GOVERNO DE  
PORTUGAL

MINISTÉRIO DA ECONOMIA  
E DO EMPREGO

# Medidas de sustentabilidade e de redução de custos do sector elétrico



Enquadramento

Negociações

Medidas

Impactes previsionais da aplicação das medidas



Enquadramento

Negociações

Medidas

Impactes previsionais da aplicação das medidas

3ª revisão do MoU sobre condicionantes específicas de política energética, de Fevereiro de 2012, previu 4 pontos relacionados com a sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e com sistemas de apoio à produção que envolviam a adoção de medidas concretas até à 4ª revisão (2ª quinzena de maio):

- 5.5 Redução de rendas excessivas e eliminação do défice tarifário (CMECs, CAEs e PREs renov.)
- 5.6 Redução de rendas dos CMECs
- 5.7 Regulamentação da Lei da cogeração
- 5.11 Revogação do atual mecanismo de garantia de potência e regulamentação de novo regime

**Pontos 5.7 e 5.11**  
(*Structural benchmarks*)



**Cumpridos através de processo legislativo**

## **Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio**

Revoga o atual mecanismo de **garantia de potência**, criado em 2010, e identifica os princípios orientadores da regulamentação do novo regime, a estabelecer por portaria num prazo de 45 dias.

## **Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio**

Estabelece os termos da tarifa de referência e dos prémios de eficiência, ambiental e de mercado que definem o **novo regime remuneratório da cogeração** em conformidade com o Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, e com a Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, aprovada por unanimidade pela Assembleia da República.



Enquadramento

**Negociações**

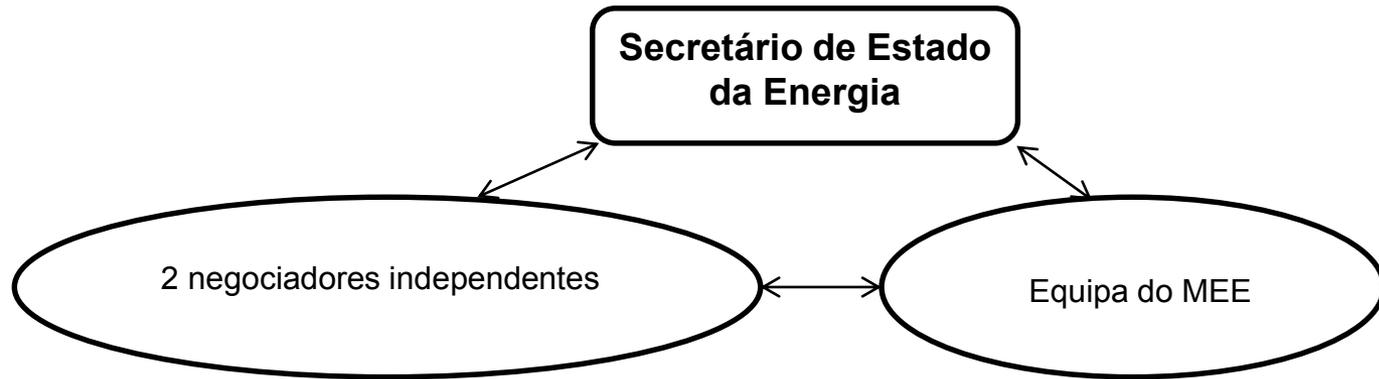
Medidas

Impactes previsionais da aplicação das medidas

**Pontos 5.5 e 5.6**  
(CMECs, CAEs e PREs renováveis)



**Formação de uma equipa para negociação com os agentes**



## Objetivos das negociações:

- Identificar medidas de redução de custos
- Alcançar princípios de acordo quanto à forma de implementação das medidas
- Fixar valores-alvo

As negociações entre a equipa e os agentes electroprodutores decorreram ao longo dos meses de março e abril, tendo começado com troca e análise de informação e evoluído de forma diferenciada



Enquadramento

Negociações

**Medidas**

Impactes previsionais da aplicação das medidas

## Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio

Revoga o atual mecanismo de garantia de potência, criado em 2010, e identifica os princípios orientadores da regulamentação do novo regime, a estabelecer por portaria num prazo de 45 dias.

O novo regime entrará em vigor no próximo dia 1 de Junho e distingue os centros eletroprodutores térmicos dos hídricos. A principal preocupação é a racionalização dos custos com este subsídio, adaptando-o às especificidades técnico-económicas dos diferentes investimentos e às necessidades efetivas de nova capacidade de produção do SEN.

## Centros electroprodutores térmicos

- Contempla apenas centrais fora dos regimes de CAEs e CMECs
- Incentivo ao investimento é substituído por um incentivo à disponibilidade da capacidade instalada (de menor valor), a conceder a partir do final do Programa de Assistência Financeira até ao final da vida útil de cada central.

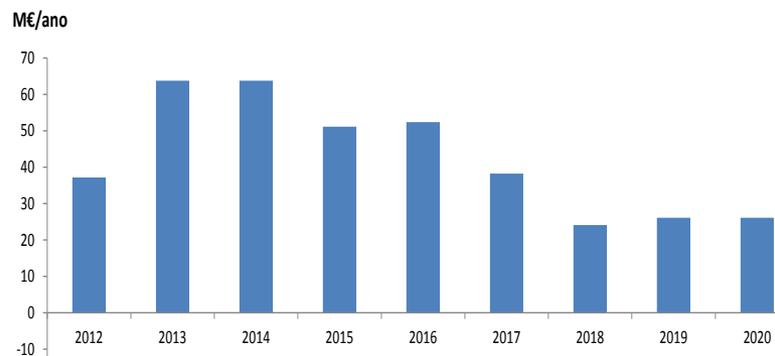
## Centros electroprodutores hídricos

- Mantém-se o incentivo ao investimento a realizar em novos aproveitamentos, a conceder durante o período de 10 anos após a data de entrada em exploração e determinado de modo a garantir estabilidade aos investidores.
- No caso dos reforços de potência de aproveitamentos existentes, o incentivo ao investimento é limitado a 50% do valor dos novos e é concedido apenas a centrais com bombagem.

Período da redução de custos: Junho 2012 a Dezembro de 2020

Previsão da redução anual de custos: 25 a 64 M€

Proveitos vincendos: 385 M€



## Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio

Estabelece os termos da tarifa de referência e dos prémios de eficiência, ambiental e de mercado que definem o novo regime remuneratório da cogeração em conformidade com o Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, e com a Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto, aprovada por unanimidade pela Assembleia da República.

Com este novo regime, o Governo estabelece um esquema de apoio mais eficiente à cogeração, que reduz os subsídios implícitos e limita-os no tempo (exceto para as cogerações renováveis), mas que preserva a sustentabilidade das instalações existentes e que clarifica o regime remuneratório de futuros projetos. São previstas duas modalidades:

### Modalidade geral

- Aplicável obrigatoriamente a todas as instalações com mais de 100 MW e, opcionalmente, às restantes
- As instalações de cogeração são remuneradas em mercado mais um prémio de participação no mercado

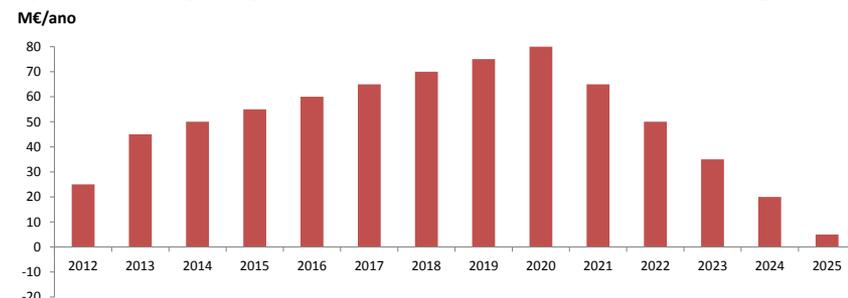
### Modalidade especial

- Aplicável apenas às instalações com menos de 100 MW que não optem pela modalidade geral
- Instalações são remuneradas através de uma tarifa de referência adicionada de um prémio de eficiência e, ainda, no caso das cogerações renováveis, de um prémio de energia renovável.
- Tarifa de referência é baseada nos custos evitados pelas instalações de cogeração (centrais de ciclo combinado a gás natural e centrais eólicas).

Período da redução de custos: Junho 2012 a Dezembro de 2025

Previsão da redução anual de custos: 25 a 80 M€

Proveitos vincendos: 700 M€



A abordagem utilizada nos CMECs baseou-se na procura de uma solução de redução voluntária dos valores recebidos pela EDP a título de compensação pela sua adesão a este mecanismo, tendo em conta o objetivo de assegurar a sustentabilidade do sector.

Este processo mostrou-se muito exigente, envolvendo reuniões muito frequentes ao longo de várias semanas e em que foram apresentadas e discutidas em detalhe propostas de redução de custos que, progressivamente, convergiram nas soluções passíveis de conduzir a acordo:

## Redução da anuidade da parcela fixa dos CMEC

Redução da anuidade da parcela fixa dos CMEC entre 2013 e 2027 através da redução da taxa utilizada para o respetivo cálculo (dos atuais 7,55% para cerca de 5%). Foi negociada a possibilidade de ser adotado um perfil de redução de custos concentrada no período 2013 a 2020.

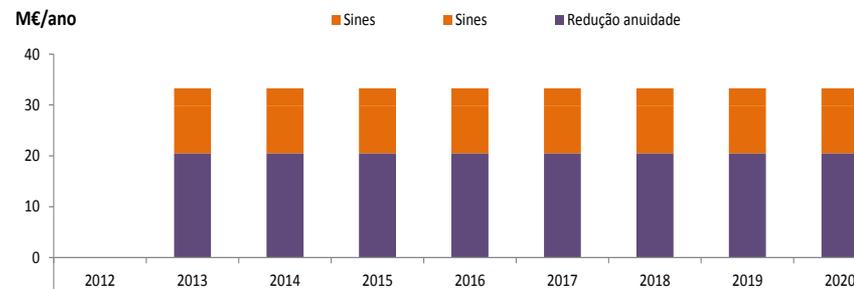
## Compensação pela extensão da exploração da central de Sines

Pagamento pela EDP de uma contrapartida pela extensão da exploração da central a carvão de Sines para além do fim do contrato – 2017, com mitigação dos riscos de mercado<sup>1</sup>. Os efeitos desta medida não se encontram acordados, uma vez que a EDP fá-los depender da eventual solução que se venha a obter para o CAE da central do Pego.

Período da redução de custos: Jan. 2013 a dez. 2020

Previsão da redução anual de custos: 20,5 M€ + 9,4 a 12,8 M€  
(parcela fixa) (Sines)

Proveitos vincendos: 165 M€ + 75 a 100 M€  
(parcela fixa) (Sines)



<sup>1</sup> De notar que, com a transferência do regime de CAE para o de CMEC, a licença de produção vinculada da central de Sines (com prazo até 31.dez.2017) foi convertida numa licença de produção não vinculada (sem prazo), sem que tal tivesse dado origem ao pagamento pelo produtor de qualquer contrapartida.

## Compensação pela extensão da licença da central do Pego

No caso dos CAEs, foi identificada uma possível solução que consiste na extensão da licença e do prazo de exploração da central a carvão do Pego para além do fim do contrato (31.dezembro.2021), com mitigação dos riscos de mercado.

Essa solução encontra-se ainda a ser avaliada pelo produtor. Com vista a apoiar a preparação de uma proposta, houve reuniões técnicas com o produtor com o objetivo de clarificar a sua forma e as variáveis relevantes.

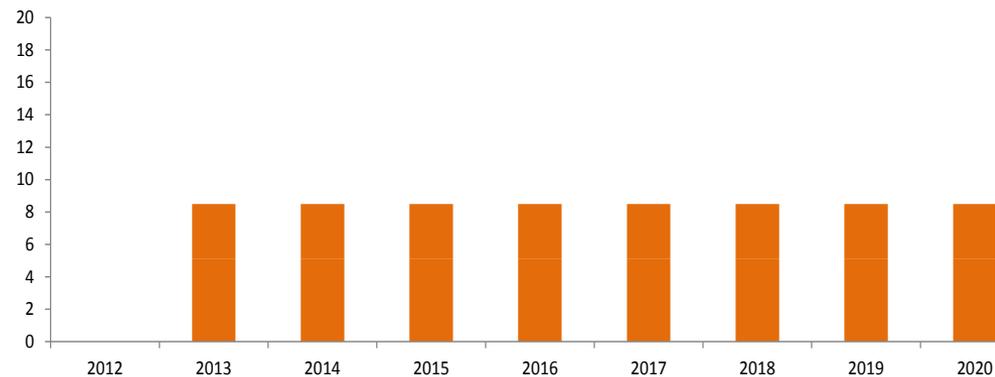
O sucesso das negociações e os valores que se admite possível alcançar encontram-se atualmente ainda sujeitos a elevada incerteza.

Período da redução de custos: Jan. 2013 a dez. 2020

Previsão da redução anual de custos: 5,1 a 8,6 M€

Proveitos vincendos: 40 a 70 M€

M€/ano



No caso dos produtores em regime especial (excluindo a cogeração), as negociações foram desenvolvidas com a associação representativa do sector (APREN), devido ao elevado número de agentes envolvidos.

A estratégia adotada explora a incerteza jurídica da legislação que estabelece a remuneração e o licenciamento destas centrais, bem como a inexistência (injustificada) de prazo da tarifa bonificada dos aproveitamentos mini-hídricos anteriores a 2005.

A solução que se encontra em desenvolvimento consiste na criação de um regime de adesão voluntária pelos PREs e na evolução do quadro legislativo, no sentido de equilibrar os riscos e os custos assumidos pela SEN e os benefícios dos produtores.

## Centrais mini-hídricas

Introdução de um prazo limite adequado (25 anos) para a tarifa bonificada dos aproveitamentos anteriores a 2005, à semelhança do que acontece com a generalidade das tecnologias .

## Centrais eólicas e outras

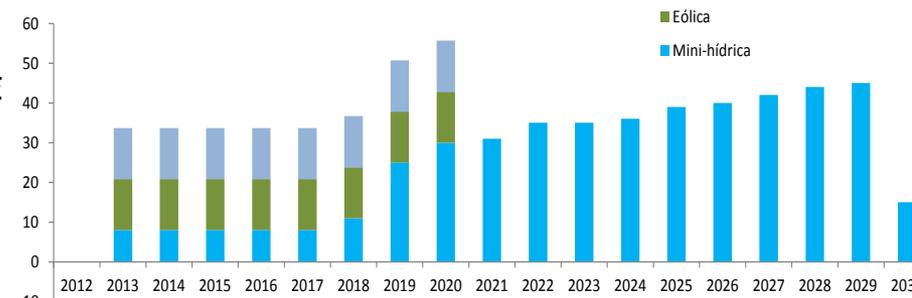
Compensação ao SEN através de definição de parâmetros em aberto do DL 33-A/2005, no âmbito da configuração da evolução do quadro legislativo relacionado com prazos de licenças e de remunerações garantidas.

Período da redução de custos: Jan. 2013 a dez.2030

Previsão da redução anual de custos: 8 a 45 M€ + 12,8 a 25,7 M€  
(mini-hídricas) (eólicas)

Proveitos vincendos: 285 a 375 M€ + 100 a 200 M€  
(mini-hídricas) (eólicas)

M€/ano

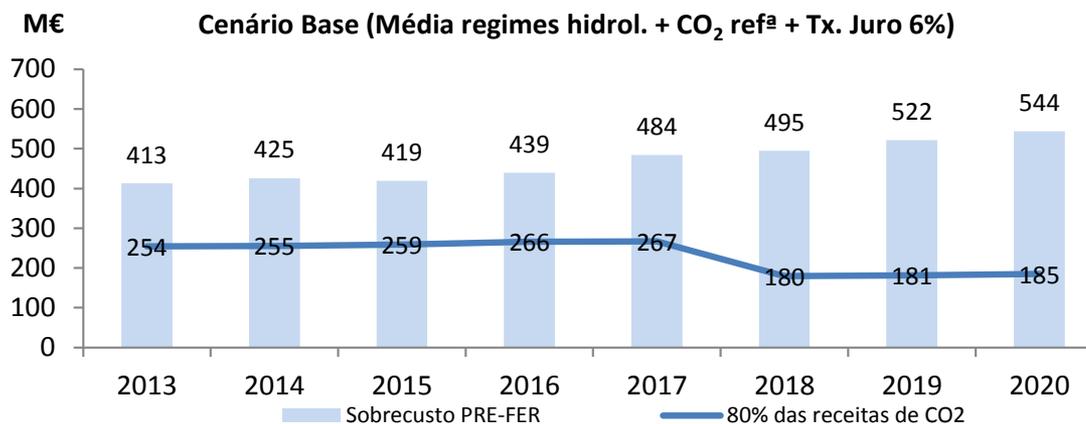


## CELE III: 2013-2020 (Directiva 2009/29/CE, de 23 de Abril)

- O LEILÃO passa a ser o método “preferencial” de atribuição de licenças de emissão
- Instalações do sector eléctrico obrigadas a adquirir em leilão 100% das licenças necessárias à sua atividade
- Outros sectores beneficiam de regime transitório (80% de licenças gratuitas em 2013, evoluindo gradualmente para 30% de licenças gratuitas em 2020 e eliminação de licenças gratuitas até 2027)
- Cabe aos Estados-Membros determinar a utilização das receitas geradas com as vendas em leilão das licenças de emissão
- No entanto, de acordo com o previsto na Diretiva CELE III, pelo menos 50 % das receitas geradas com a venda em leilão das licenças de emissão devem ser utilizados para um ou mais dos seguintes fins:
  - Fundos que visem redução de GEE
  - **Desenvolvimento de energias renováveis para cumprimento das metas de 2020**
  - Medidas que visem o aumento da eficiência energética
  - Cobertura de despesas administrativas com a gestão do CELE

## Porquê consagrar ao SEN as receitas das licenças do sector eléctrico?

- De acordo com a Diretiva CELE III, a obrigação de compra de 100% das licenças de emissão que recai sobre o sector eléctrico é justificada pela sua capacidade em repercutir em cada momento o custo do CO<sub>2</sub> no preço da energia, que é depois transferido para os consumidores finais
- Por outro lado, os consumidores têm igualmente de suportar os sobrecustos com as tecnologias de produção a partir de fontes de energia renováveis que, por sua vez, evitam emissões de CO<sub>2</sub>
- Em suma, se nada for feito, os consumidores de eletricidade irão pagar o custo das externalidades das tecnologias “poluidoras” e o sobrecusto das tecnologias “limpas”
- É para evitar esta distorção que a Diretiva CELE III prevê explicitamente a utilização das receitas dos leilões das licenças de emissão para suporte ao desenvolvimento de energias renováveis necessárias ao cumprimento das metas de 2020
- Dada a elevada penetração de capacidade renovável no SEN, os sobrecustos futuros com a correspondente produção são superiores às receitas expectáveis da venda em leilão das licenças de emissão do sector eléctrico





Enquadramento

Negociações

Medidas

**Impactes previsionais da aplicação das medidas**

# Efeitos previsionais das soluções para redução de custos - Resumo (valores preliminares)

	Medida	Proveitos vincendos (M€)	Período previsto para a redução de custos	Redução de custos (M€/ano)
<b>Garantia de Potência</b> <sup>1</sup>	Revogação do mecanismo atual e substituição por regime com racionalidade económica e menor incerteza para os investidores	385	jun.2012 a 2020	25 a 64
<b>Cogeração</b> <sup>2</sup>	Regulamentação do regime remuneratório da cogeração previsto no DL 23/2010 e na Lei 19/2010	700	jun.2012 a 2025	25 a 80
<b>CMEC (Redução anuidade)</b> <sup>3</sup>	Redução da anuidade do CMEC através da redução da taxa da anuidade (7,55% atualmente)	165	2013 a 2020	20,5
<b>CMEC (Sines)</b> <sup>4(*)</sup>	Pagamento de contrapartida pela extensão da exploração da central a carvão do Sines após o fim do contrato (31.dez.2017), com mitigação de risco	75 a 100	2013 a 2020	9,4 a 12,8
<b>CAEs</b> <sup>(*)</sup>	Pagamento de contrapartida pela extensão da licença da central a carvão do Pego após o fim do contrato (31.dez.2012)	40 a 70	2013 a 2020	5,1 a 8,6
<b>Mini-hídricas</b> <sup>(*)</sup>	Limitar prazo da tarifa garantida das mini-hídricas a 25 anos	285 a 375	2013 a 2030	8 a 45
<b>Eólica</b> <sup>(*)</sup>	Alterar DL 33-A/2005, definindo parâmetros em aberto	100 a 200	2013 a 2020	12,8 a 25,7
<b>TOTAL</b> <sup>(*)</sup>		<b>1750 a 2000</b>	<b>2013 a 2020</b>	<b>165 a 195</b>

<sup>1</sup> Valores resultantes de uma redução de custos relativamente ao regime atual de 37 M€ em 2012, 64 M€/ano em 2013 e 2014, 52 M€/ano em 2015 e 2016, 38 M€ em 2017, 25 M€/ano entre 2018 e 2020, e de custos superiores em torno de 10 M€/ano entre 2021 e 2035. Estes valores traduzem os parâmetros (já fixados) decorrentes da aplicação dos princípios estabelecidos na portaria que revoga o mecanismo atual de remuneração da garantia de potência, assinada a 30 de Abril e publicada no dia 14 de maio.

<sup>2</sup> Valores resultantes de uma redução de custos que se prevê evoluir entre 25 M€ em 2012 e 80 M€ em 2020, decrescendo progressivamente até se anular em 2026.

<sup>3</sup> O prazo negociado para a redução da anuidade do CMEC foi 2027 com possibilidade de ser definido um perfil equivalente para o prazo 2020.

<sup>4</sup> Valores podem ser superiores ou, por outro lado, inferiores (mesmo zero), dependendo dos resultados das negociações quer com a EDP quer com a Tejo Energia.

(\*) Valores estimados e sujeitos a elevada incerteza, dependentes quer do sucesso das negociações em curso quer da evolução dos preços de mercado, dos preços dos combustíveis e do preço do CO<sub>2</sub>

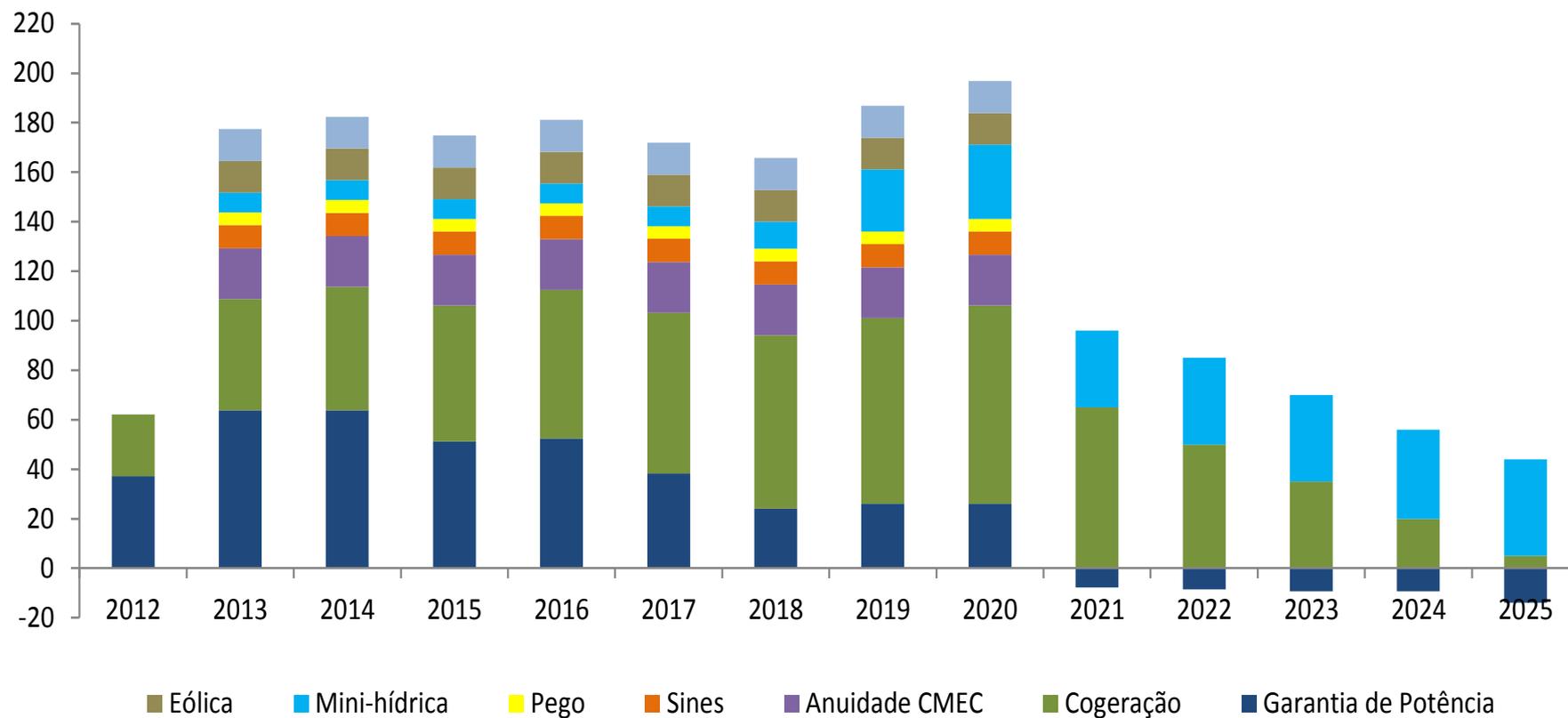
# Efeitos previsionais das soluções para redução de custos - Resumo (valores preliminares)



GOVERNO DE  
PORTUGAL

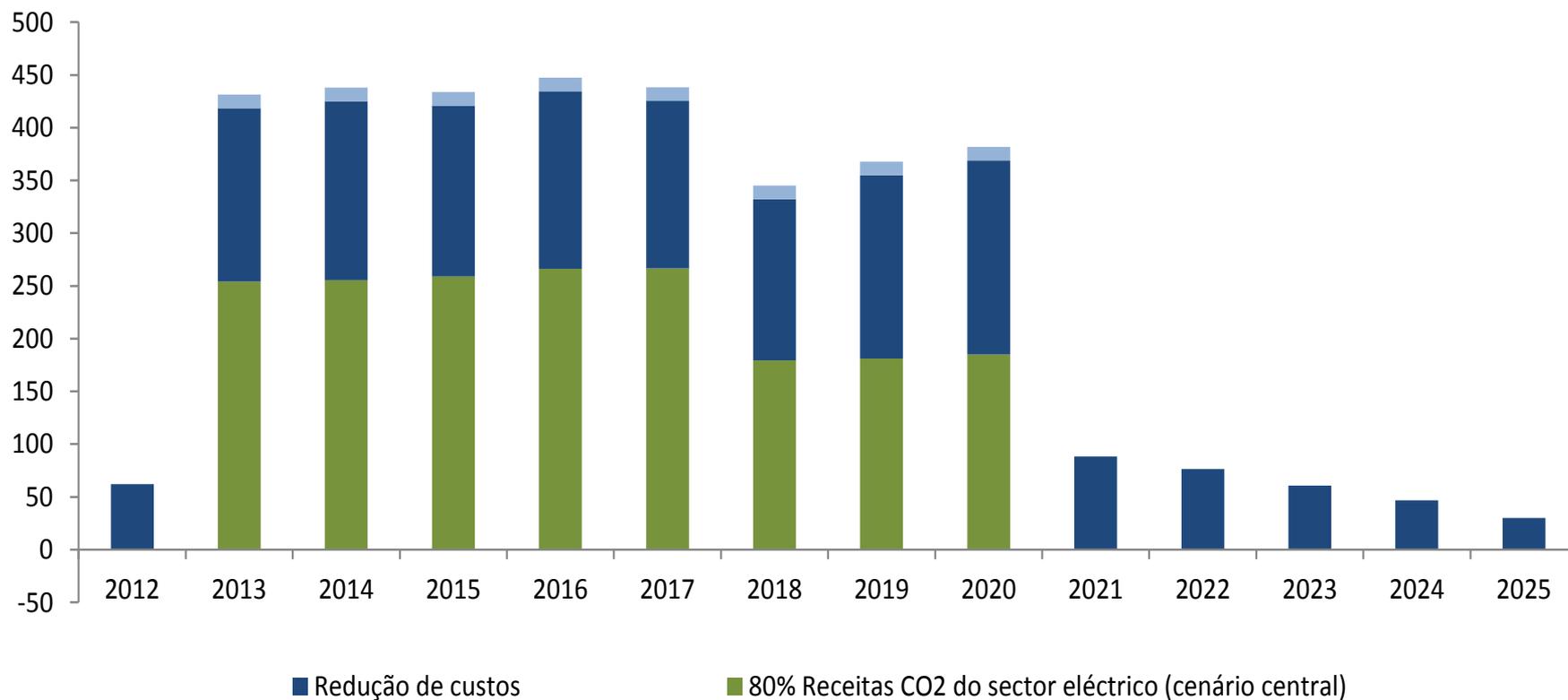
MINISTÉRIO DA ECONOMIA  
E DO EMPREGO

M€/ano



# Efeitos totais das medidas de sustentabilidade do SEN (valores preliminares)

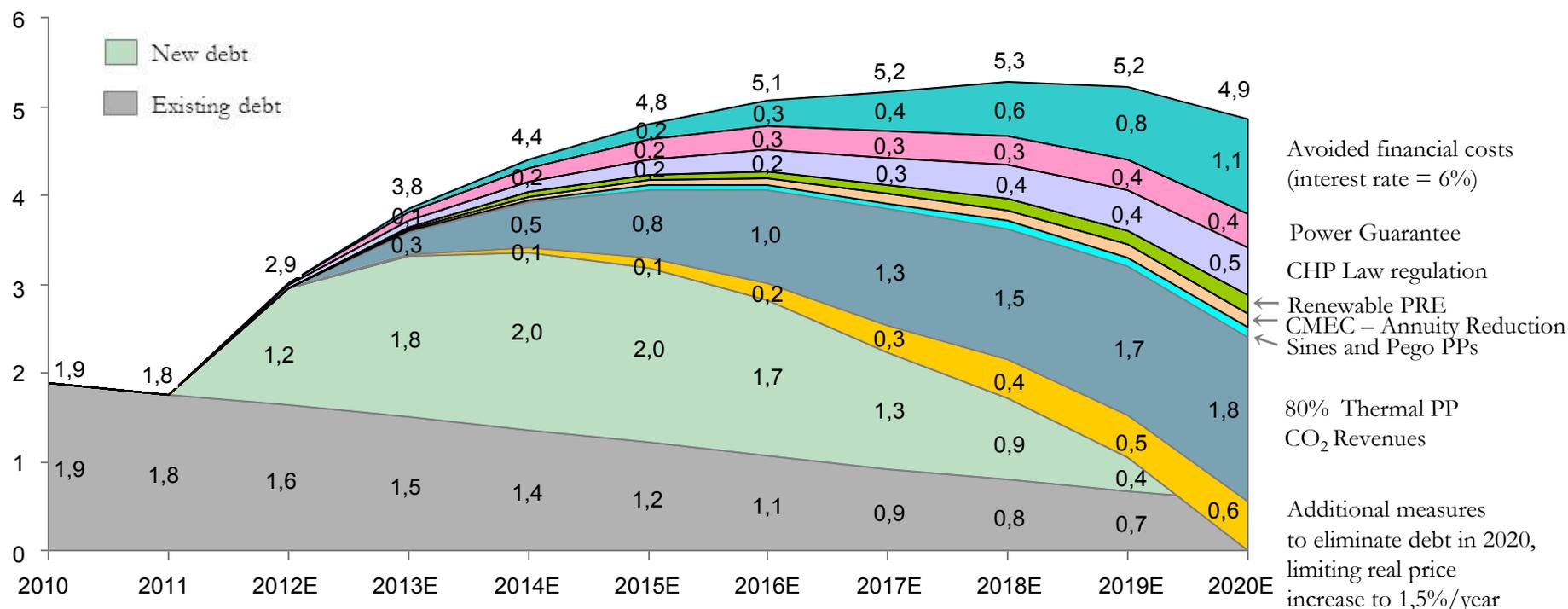
M€/ano



# Evolução previsional da dívida tarifária

## Cenário de crescimento dos preços 1,5%/ano + medidas

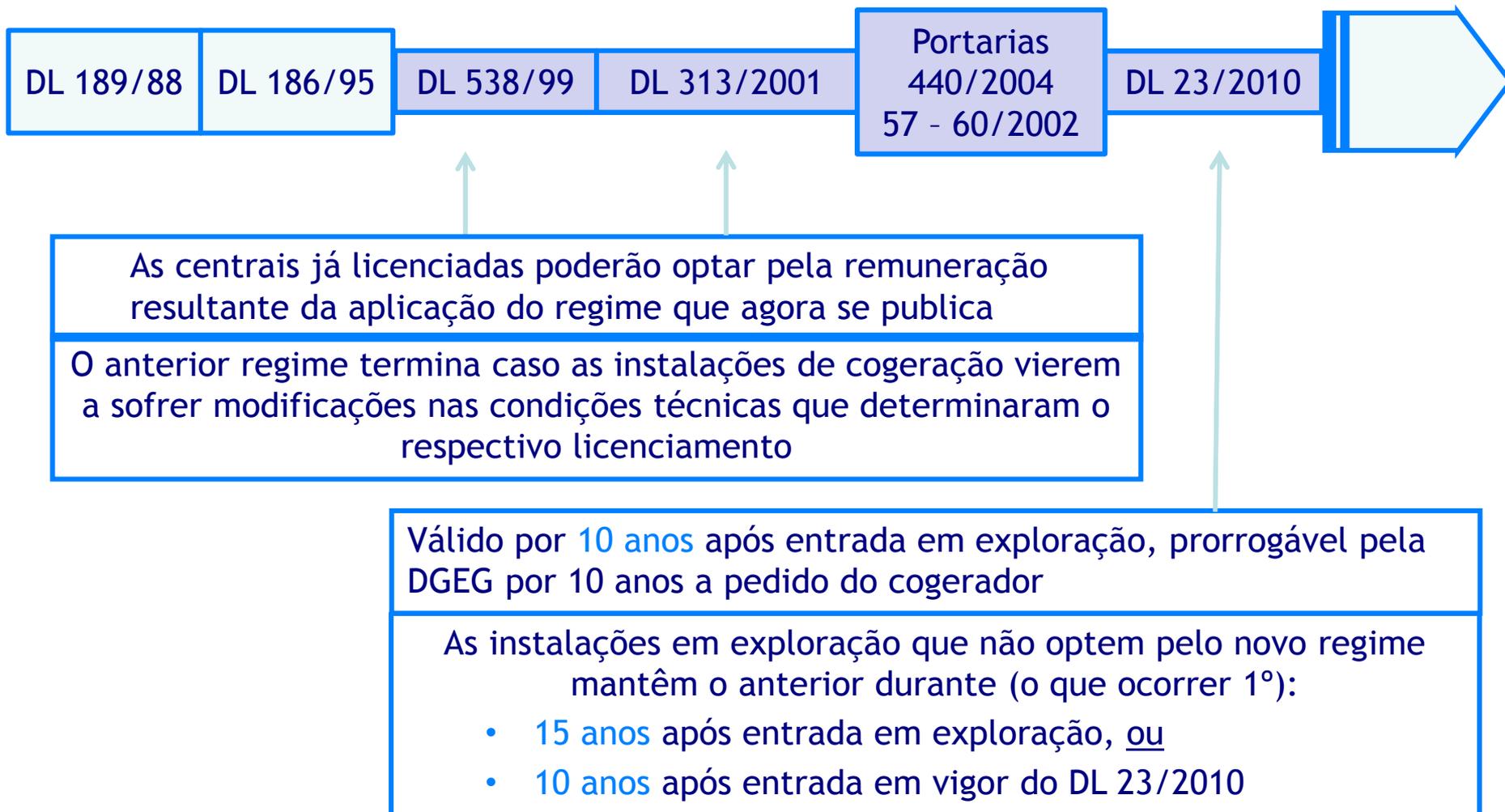
Evolution of the tariff debt (mM€) - Average real electricity price growth: 1,5%/year





# Novo regime Cogeração

## EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO TARIFÁRIO



## TARIFÁRIO PORTARIA 140/2013

Tecnologias	Potência	Tarifa Ref. <sup>a</sup> (€/MWh)	Prémio EE (€/MWh)	Prémio ER (€/MWh)	Prémio Mod. (€/MWh)	TOTAL (€/MWh)
GN ≤ 10 MW	5	89,89	8,79	---	8,99	107,67
GN > 10 MW ≤ 20 MW	15	80,44	7,04	---	---	87,48
GN > 20 MW ≤ 50 MW	35	70,33	8,50	---	---	78,83
GN > 50 MW	75	63,95	8,50	---	---	72,45
Fuel ≤ 10 MW	5	89,12	8,93	---	8,91	106,96
Fuel > 10 MW	15	79,96	8,93	---	---	88,89
Renovável ≤ 2 MW	1	81,17	9,05	7,95	8,12	106,29
Renovável > 2 MW	25	65,92	9,05	6,59	---	81,56

Prémio de participação no mercado (PM) Aplicável na modalidade geral

**$0,8 \text{ Tref} < \text{Preço de mercado diário OMIE} + \text{Prémio de participação no mercado} < 1,3 \text{ Tref}$**   
Então o PM é  
= 50% da Tarifa de Referência

**$\text{Preço de mercado diário OMIE} + \text{Prémio de participação no mercado} \leq 0,8 \text{ Tref}$**   
Então o PM é  
= 0,8 Tref  
- preço de mercado diário

**$\text{Preço de mercado diário OMIE} \geq 1,3 \text{ Tref}$**   
Então o PM é = 0

**$\text{Preço de mercado diário OMIE} + \text{Prémio de participação no mercado} > 1,3 \text{ Tref}$**   
**e  $\text{Preço de mercado diário} < 1,3 \text{ Tref}$**   
Então o PM é  
= 1,3 Tref - preço de mercado diário

# Novo mecanismo de Garantia de Potência

Enquadramento

Âmbito de aplicação

Modalidades

- Incentivo à Disponibilidade (térmicas)
- Incentivo ao Investimento (hídricas)

Valor dos incentivos

Redução previsional de custos

## Enquadramento

Âmbito de aplicação

Modalidades

- Incentivo à Disponibilidade (térmicas)
- Incentivo ao Investimento (hídricas)

Valor dos incentivos

Redução previsional de custos

1. Os incentivos à garantia de potência devem contribuir de forma racional para a manutenção da disponibilidade da capacidade de produção de energia elétrica (incentivo à disponibilidade) e para a realização de futuros investimentos em nova capacidade de produção (incentivo ao investimento), em termos que assegurem a existência de níveis de segurança de abastecimento que não são garantidos pelos mecanismos normais de funcionamento do mercado.
2. No quadro da segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, operada pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, foi, pela primeira vez, prevista a possibilidade de criação de instrumentos de incentivo à garantia de potência para centros electroprodutores cuja atividade é exercida em regime de mercado.
3. A Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, estabeleceu um enquadramento regulamentar da garantia de potência, disciplinando, de um lado, a remuneração do serviço de disponibilidade prestado pelos centros electroprodutores e, de outro lado, a atribuição de incentivos ao investimento em capacidade de produção, mas alargado a centrais já existentes e cujas decisões de investimento tinham ocorrido antes da data referida em 2. Por outro lado, o incentivo a futuras centrais baseava-se em critérios que conduziam a níveis excessivos de capacidade de produção, induzindo, portanto, sobrecustos a suportar pelos consumidores de eletricidade

4. De acordo com os objetivos definidos no Programa do XIX Governo Constitucional e nas Grandes Opções do Plano para 2012-2015, bem como com os compromissos assumidos no Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica celebrado, em maio de 2011, entre o Estado Português, o Banco Central Europeu e a Comissão Europeia, impõe-se implementar um modelo energético de racionalidade económica e incentivos verdadeiros aos agentes de mercado, adotando uma trajetória de redução dos défices tarifários, visando, no médio prazo, a sua eliminação.

5. À luz dos mencionados objetivos e compromissos, a Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio, procedeu à revogação do regime de garantia de potência aprovado pela Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, com efeitos a partir de 1 de junho de 2012. A mesma Portaria estabeleceu que o modo e as condições de atribuição dos incentivos à garantia de potência seriam objeto de regulamentação posterior.

6. A presente portaria tem precisamente por objeto estabelecer a referida regulamentação, instituindo um novo regime de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional, que substitui e prevalece sobre todos e quaisquer outros mecanismos ou regimes de remuneração instituídos com idêntico objeto.

Enquadramento

Âmbito de aplicação

Modalidades

- Incentivo à Disponibilidade (térmicas)
- Incentivo ao Investimento (hídricas)

Valor e pagamento dos incentivos

Redução previsional de custos

O regime instituído pela presente portaria constitui o resultado de um profundo trabalho de reformulação e racionalização do regime de subsidiação anterior, tendo em vista a adequação e eficácia dos incentivos.

Esse trabalho envolveu a consulta aos agentes beneficiários e ao operador da rede de transporte, que tiveram a oportunidade de expor a sua visão e de contribuir com propostas, no quadro dos objetivos a alcançar pelo novo regime.

A atribuição dos incentivos à garantia de potência destina-se a promover:

- A disponibilidade da capacidade de produção das centrais termoelétricas que operem em regime de mercado, que não beneficiam de outros subsídios; e
- A realização de investimentos em novos aproveitamentos hidroelétricos (ou em reforço de aproveitamentos existentes), (i) cujas licenças de produção tenham sido emitidas entre julho de 2007 (data da norma que habilitou a criação da garantia de potência) e a data de entrada em vigor da presente portaria, ou (ii) que sejam parte em contratos de implementação do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico e que obtenham a respetiva licença de produção até 31 de dezembro de 2013.

Do âmbito de atribuição dos incentivos estão excluídos:

- Os centros electroprodutores e correspondentes decisões de investimento que, pelos seus reduzidos níveis de potência instalada (<30 MW), não prestam um contributo significativo para a segurança do abastecimento; e
- Todas as centrais e decisões de investimento que já beneficiam ou tenham beneficiado, direta ou indiretamente, de outros mecanismos de apoio (exclui, portanto, CAEs e CMECs).

Enquadramento

Âmbito de aplicação

**Modalidades**

- Incentivo à Disponibilidade (térmicas)
- Incentivo ao Investimento (hídricas)

Valor dos incentivos

Redução previsional de custos

## **Incentivo à disponibilidade (centrais térmicas)**

Visa apoiar os centros electroprodutores térmicos localizados no território de Portugal Continental que operam em regime de mercado (exclui CAEs e CMECs), de modo a promover a sua manutenção em serviço industrial e permanente estado de prontidão, considerando que os encargos fixos destes centros electroprodutores assumem, em situações de menor utilização, uma expressão importante e que é necessário garantir em permanência determinados níveis de segurança de abastecimento.

Em face da conjuntura económica do País, a sua atribuição apenas terá início após a cessação de vigência do Programa de Assistência Económica e Financeira, vigorando até ao final da vida útil de cada central.

Os montantes do incentivo à disponibilidade são determinados com base num valor de referência aplicável a todos as centrais térmicas.

## **Incentivo ao investimento (centrais hídricas)**

Destina-se a apoiar a realização no território de Portugal Continental de novos investimentos em aproveitamentos hidroelétricos, mais capital-intensivos do que os dos centros electroprodutores térmicos, mediante a atribuição de uma compensação durante os primeiros 10 anos de exploração.

Os montantes do incentivo ao investimento adotam valores de referência resultantes da aplicação da fórmula prevista no regime revogado pela Portaria 139/2012, de 14 de maio, e da correspondente metodologia de cálculo do índice de cobertura aprovada pela Direção-Geral de Energia e Geologia, considerando os serviços de interruptibilidade contratados.

No caso dos reforços de potência de aproveitamentos existentes, o incentivo ao investimento é limitado a 50% do valor dos novos e é concedido apenas a centrais com bombagem.

Enquadramento

Âmbito de aplicação

Modalidades

- Incentivo à Disponibilidade (térmicas)
- Incentivo ao Investimento (hídricas)

**Valor dos incentivos**

Redução previsional de custos

## Valor de referência dos incentivos

Incentivo à disponibilidade (centrais térmicas) – 6 000€/MW/ano

Incentivo ao investimento (centrais hídricas)

### **Novos aproveitamentos**

Baixo Sabor: €22 000/MW/ano;

Ribeiradio: €22 000/MW/ano;

Foz-Tua: €13 000/MW/ano;

Girabolhos: €13 000/MW/ano;

Bogueira: €13 000/MW/ano;

Alto Tâmega: €11 000/MW/ano;

Gouvães: €11 000/MW/ano;

Daivões: €11 000/MW/ano;

Fridão: €11 000/MW/ano;

Alvito: €11 000/MW/ano.

### **Reforços de potência**

Alqueva: €11 000/MW/ano;

Venda Nova (2º reforço): €11 000/MW/ano;

Salamonde: €11 000/MW/ano.

Mesmo após o reconhecimento da sua elegibilidade, cada grupo gerador, térmico ou hídrico, apenas beneficia de quaisquer montantes a título de incentivo caso demonstre cumprir um coeficiente mínimo de disponibilidade final, devendo, para o efeito, fornecer todos os elementos que se revelem necessários, bem como facultar a realização de ensaios de disponibilidade, nos termos a prever em regulamentação complementar.

Os montantes do incentivo ao investimento variam ainda em função da maior ou menor celeridade com que os grupos geradores dos centros electroprodutores hídricos abrangidos entram em exploração, atendendo ao prazo estabelecido na licença de produção e suas eventuais prorrogações nos termos da lei, penalizando as decisões de adiamento dos investimentos fundadas na evolução das condições dos mercados de eletricidade e financeiro.

Enquadramento

Âmbito de aplicação

Modalidades

- Incentivo à Disponibilidade (térmicas)
- Incentivo ao Investimento (hídricas)

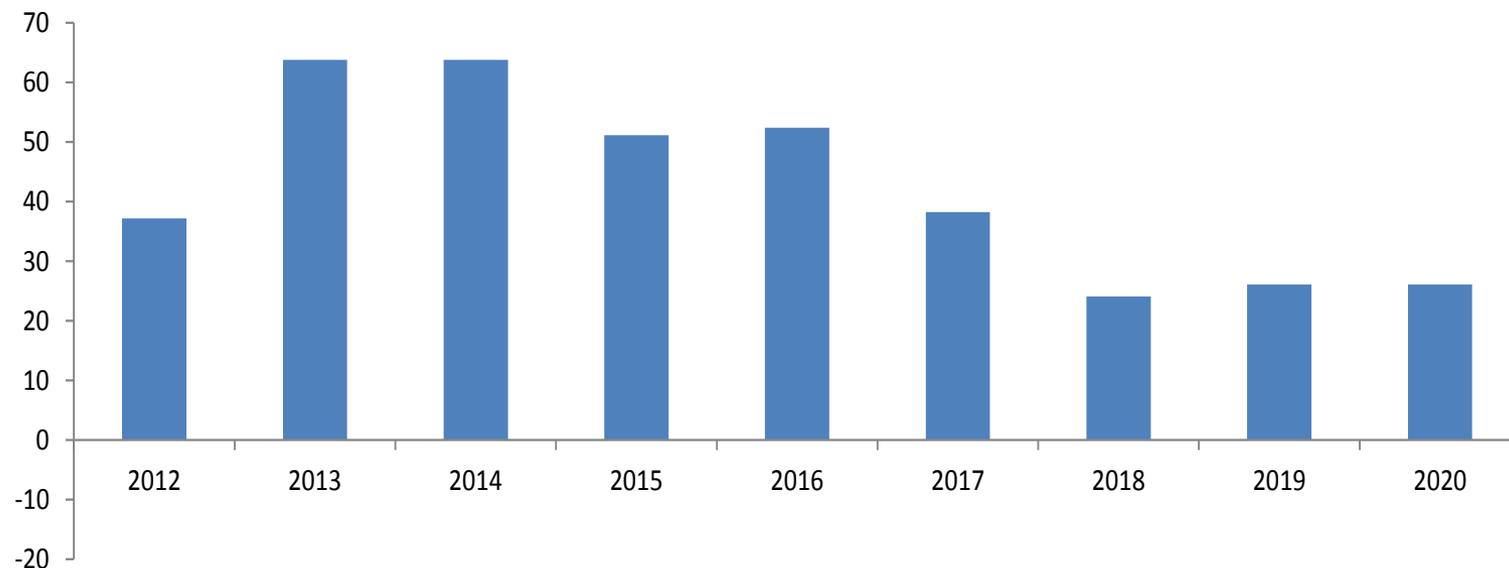
Valor dos incentivos

Redução previsional de custos

# Redução previsional de custos



M€/ano



Período da redução de custos: Junho 2012 a Dezembro de 2020

Previsão da redução anual de custos: 25 a 64 M€

Proveitos vencidos: 385 M€