



# **A competitividade económica do sistema eléctrico nacional**

Conferência Lisboa e.Nova

Lisboa, 12 de Janeiro de 2012

**Pedro Neves Ferreira**

Director de Planeamento Energético – EDP

[pedro.nevesferreira@edp.pt](mailto:pedro.nevesferreira@edp.pt)

# Agenda

---

Como comparam os preços de electricidade?

Como se formam os preços de electricidade?

Como deverão evoluir os preços de electricidade?

Como deverá evoluir o sistema?



# Agenda

---

## Como comparam os preços de electricidade?

Como se formam os preços de electricidade?

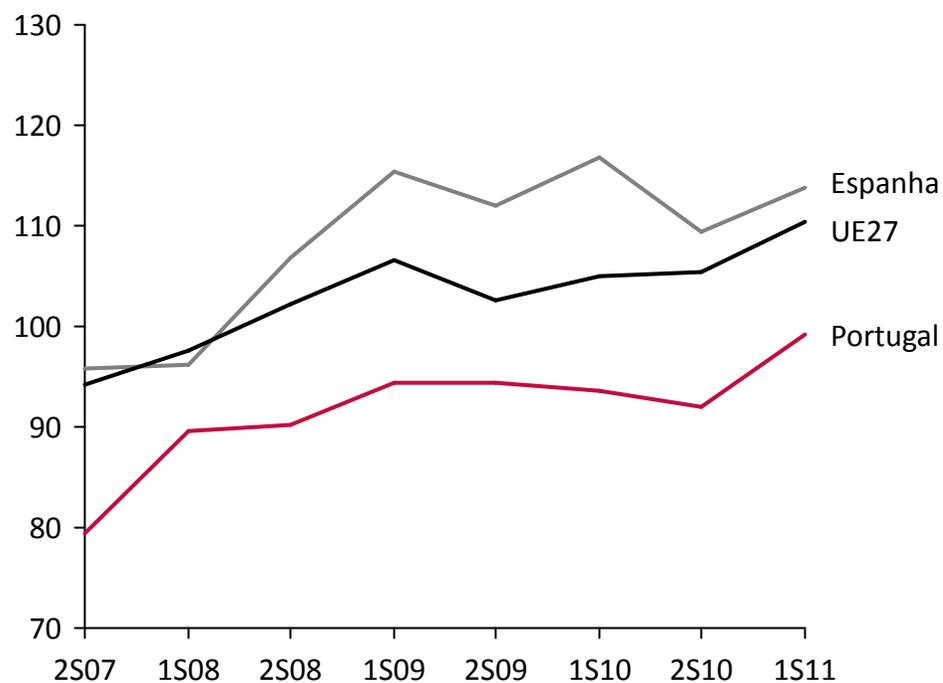
Como deverão evoluir os preços de electricidade?

Como deverá evoluir o sistema?

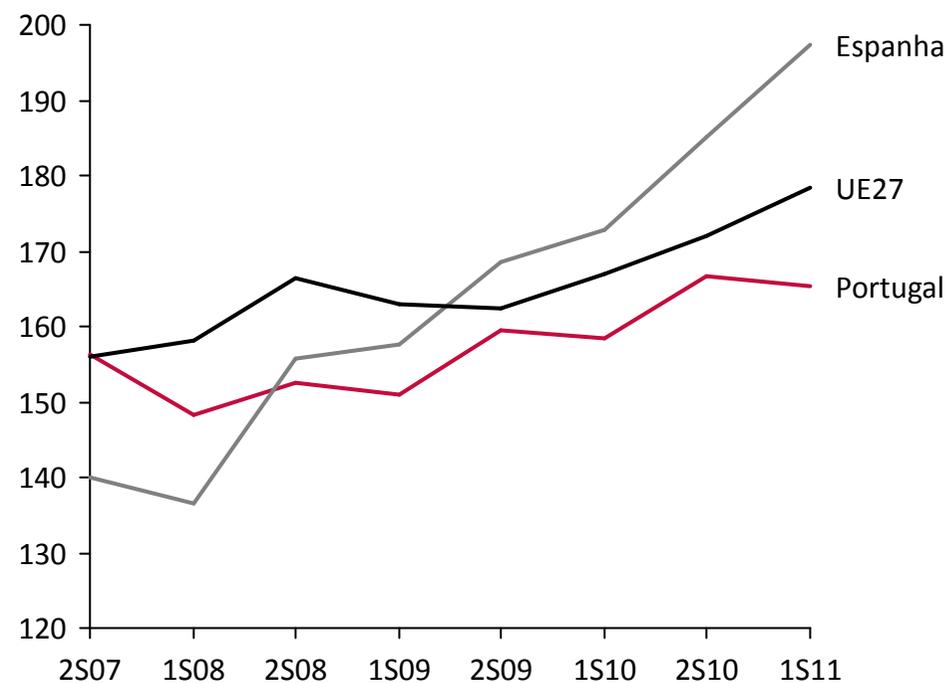


# Os preços de electricidade em Portugal têm estado consistentemente abaixo da média da UE tanto para industriais como residenciais

Preços de electricidade para clientes empresariais<sup>2</sup>  
Eur/MWh



Preços de electricidade para clientes residenciais<sup>1</sup>  
Eur/MWh



Fonte: Eurostat

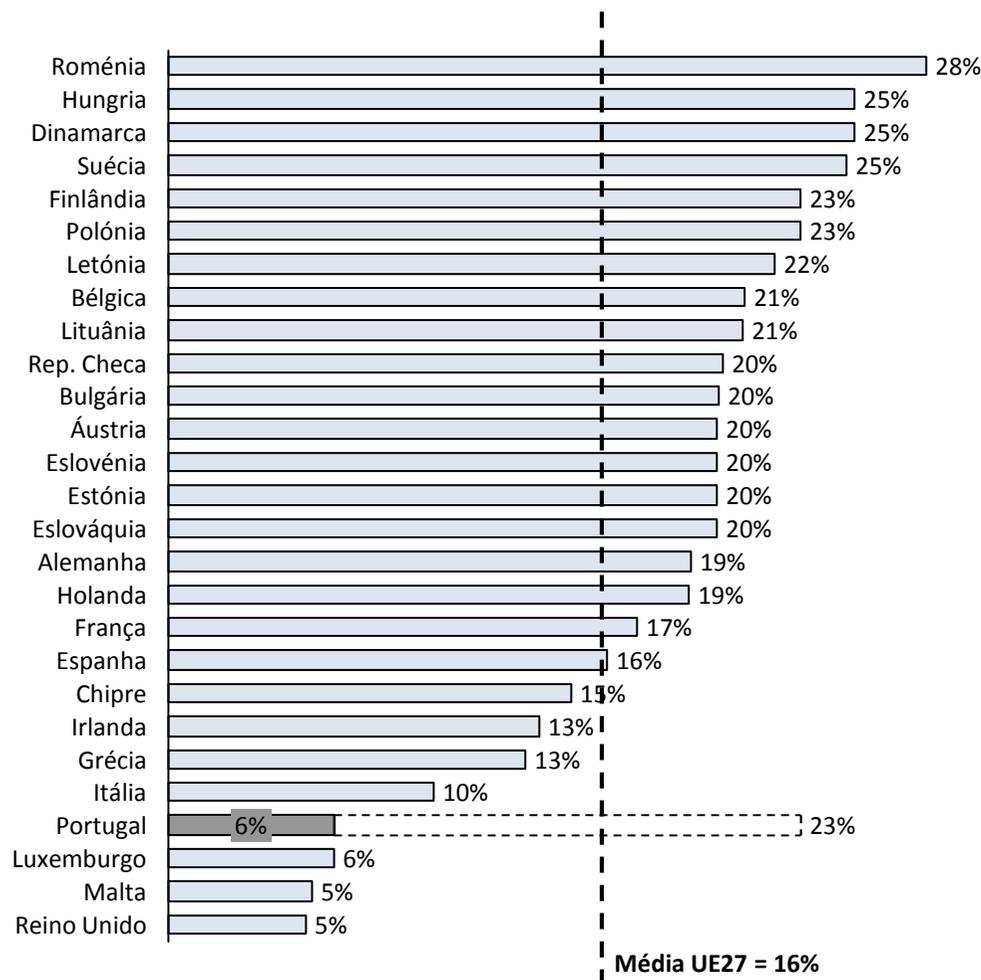
1. Preços para o escalão Dc (consumo anual entre 2.500 e 5.000 kWh), incluindo impostos
2. Preços para o escalão Ic (consumo anual entre 500 e 2.000 MWh), excluindo IVA e outros impostos recuperáveis



# O recente aumento do IVA poderá alterar esta realidade para os clientes residenciais, com impacto mitigado pela tarifa social

## IVA nas tarifas de electricidade (sector doméstico)

%, 1S2011

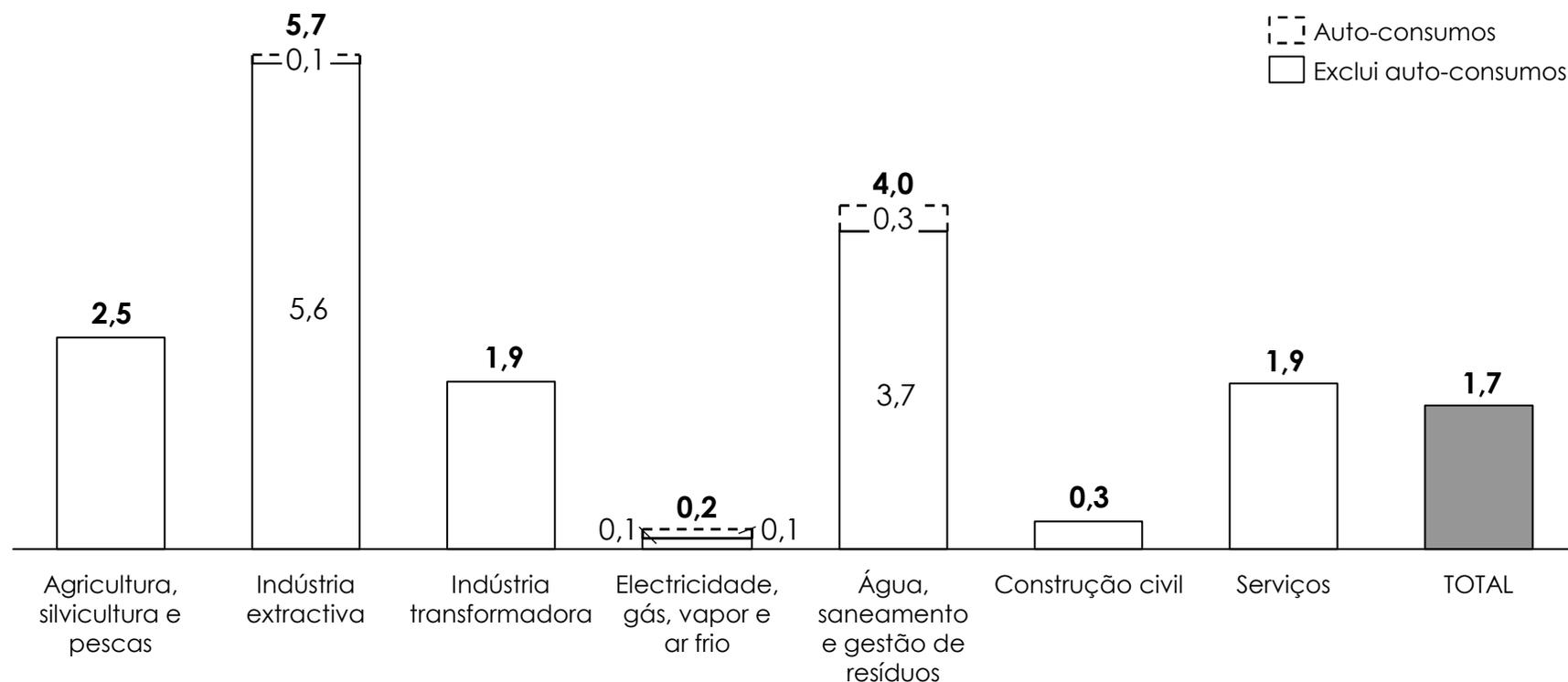


## Comentários

- IVA nas tarifas de electricidade de 23% é um dos mais elevados da Europa (média = 16%)
- IVA de 23% coloca Portugal com preços para o sector doméstico ligeiramente acima da média da UE
  - Indústrias não são afectadas
- Tarifa social anula o efeito do recente aumento do IVA para os clientes vulneráveis
- Tarifas em Portugal inflacionadas por outros custos, nomeadamente rendas de concessão pagas aos municípios

# O preço da electricidade não põe em causa a competitividade da indústria e serviços, dado representar apenas 1,7% da estrutura de custos

Peso da electricidade nos custos com bens e serviços dos vários sectores da actividade económica  
2008, %



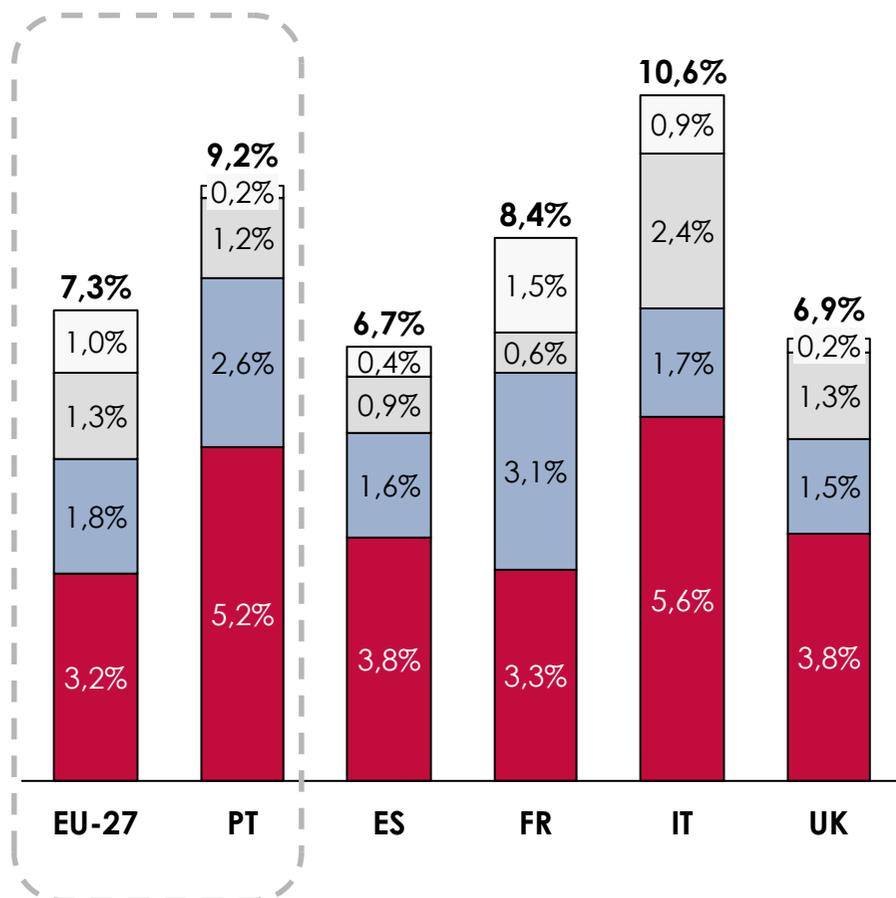
Fonte: INE, Contas Nacionais 2008, DGEG e EDP  
Nota: Auto-consumos valorizados aos preços de venda a clientes finais



# Nos residenciais, a electricidade representa 2,6% do orçamento familiar, menos de metade dos combustíveis que têm vindo a aumentar de peso

Peso da energia nas despesas das famílias (2005)

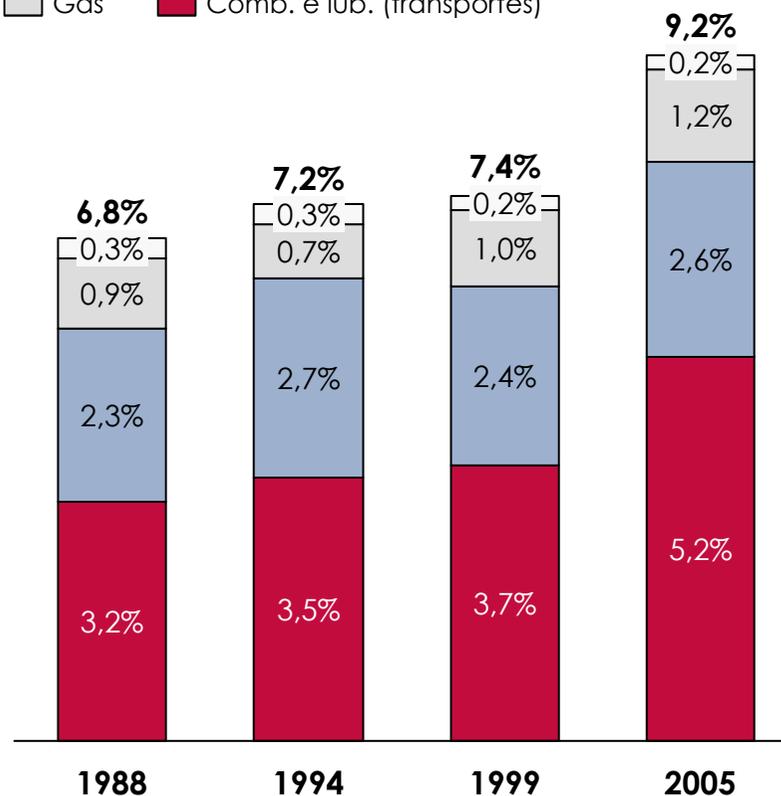
%



Peso da energia nas despesas das famílias (2005)

%

Outros Electricidade  
Gás Comb. e lub. (transportes)



Fonte: Eurostat (Household Budget Surveys);  
INE (Inquérito às Despesas das Famílias)



# Agenda

---

Como comparam os preços de electricidade?

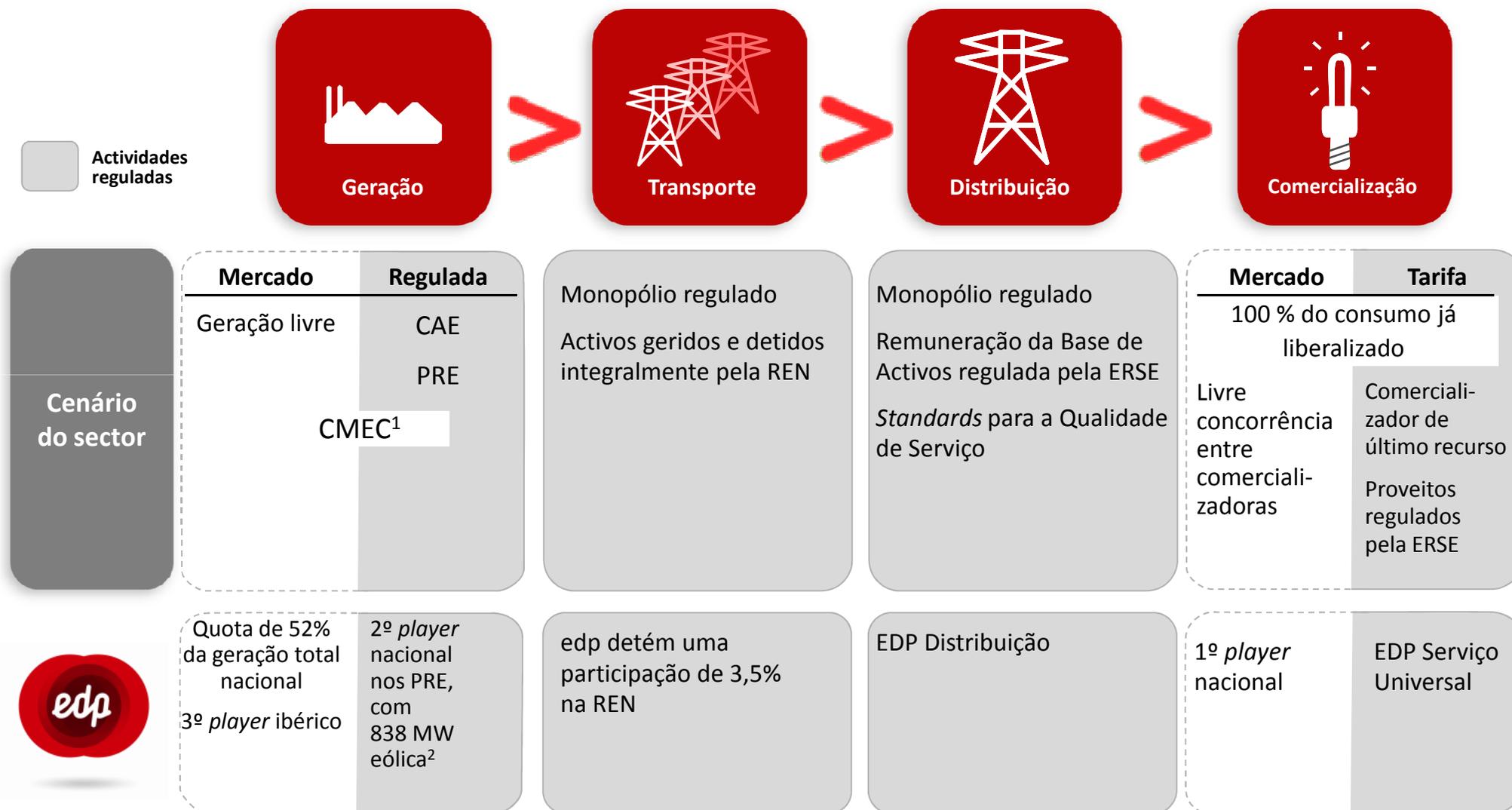
**Como se formam os preços de electricidade?**

Como deverão evoluir os preços de electricidade?

Como deverá evoluir o sistema?



# Os preços de electricidade resultam da soma dos custos ao longo da cadeia de valor do sector



1. Operação livre em mercado sujeita a acerto financeiro pelo mecanismo dos CMEC

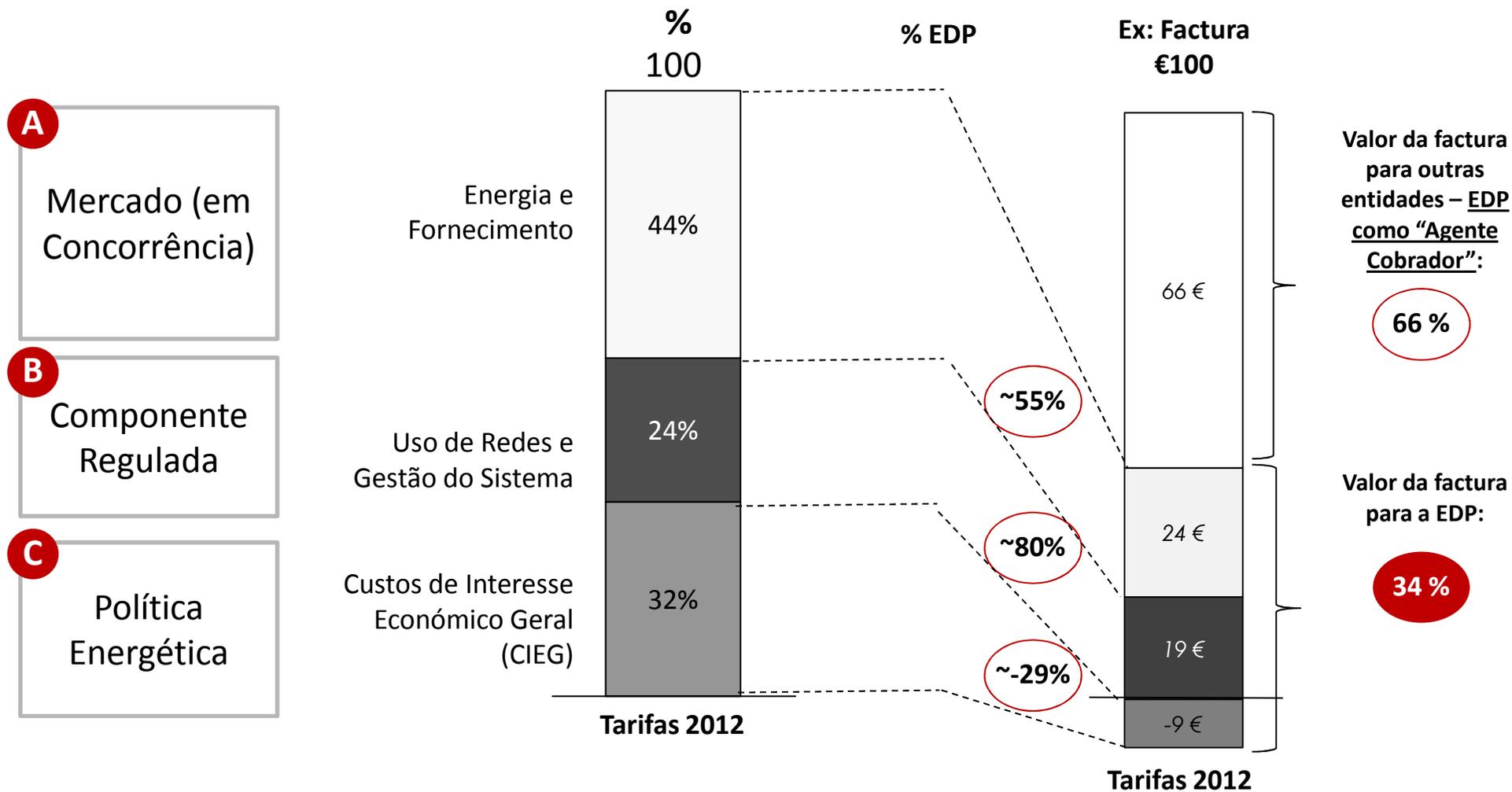
2. Dados a Dez 2010



# A estrutura da tarifa reflecte os custos do sector, mas também dos instrumentos regulatórios adoptados para o desenvolver

Estrutura tarifária	Objectivos	Instrumentos	Medidas
<p><b>Tarifas 2012</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fomentar investimento</li> <li>• Promover concorrência</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criação e supervisão de mercados eficientes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• MIBEL</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Assegurar qualidade de serviço</li> <li>• Acesso a terceiros transparente e não discriminatório</li> <li>• Maximizar eficiência</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regulação independente de monopólios naturais</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regulação das redes de transporte e distribuição</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover sustentabilidade do sistema (CO<sub>2</sub>, dependência energética, clientes vulneráveis)</li> <li>• Garantir segurança de abastecimento</li> <li>• Promover equidade regional</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Política energética governamental</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Renováveis</li> <li>• Custos convergência regiões autónomas</li> <li>• Deficit tarifário</li> <li>• CMEC/CAE</li> <li>• Receitas para os municípios</li> </ul>

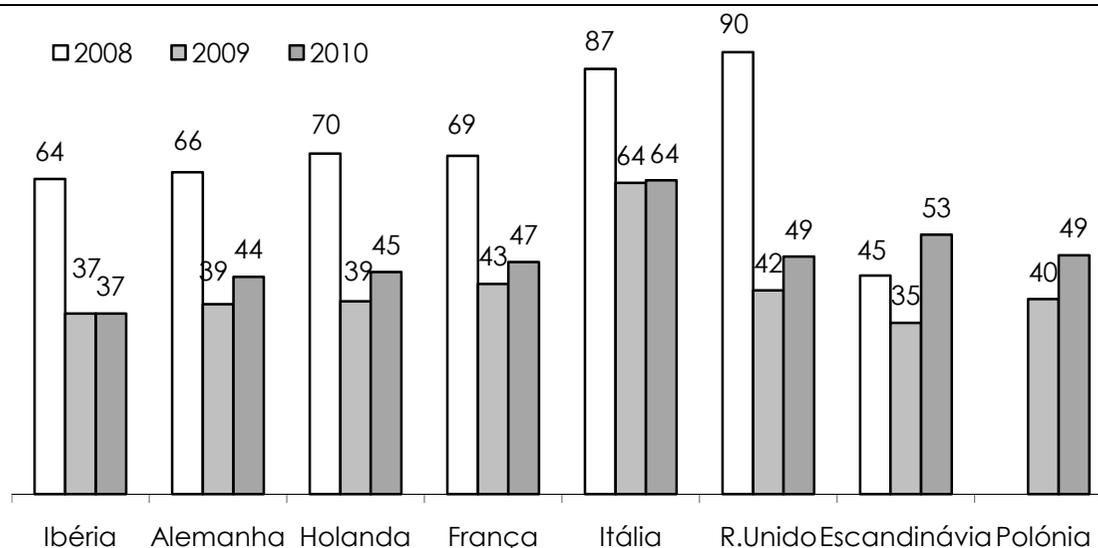
# A EDP actua como “agente cobrador”, sendo que 2/3 do valor da factura vai para outras entidades



# A O sector eléctrico é concorrencial, tanto a nível grossista como retalhista

Mercado grossista

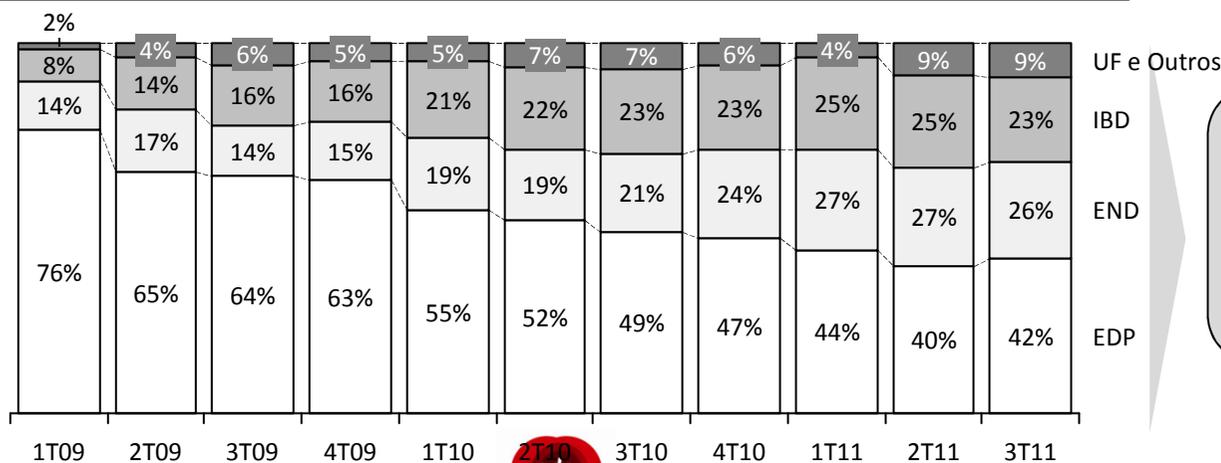
Preços dos principais mercados Europeus (Eur/MWh)



**Concorrência:**  
preços grossistas mais baixos Europa

Mercado retalhista

Quotas de retalho no mercado livre em Portugal (%)



**Concorrência:**  
mercado competitivo com erosão da quota do incumbente

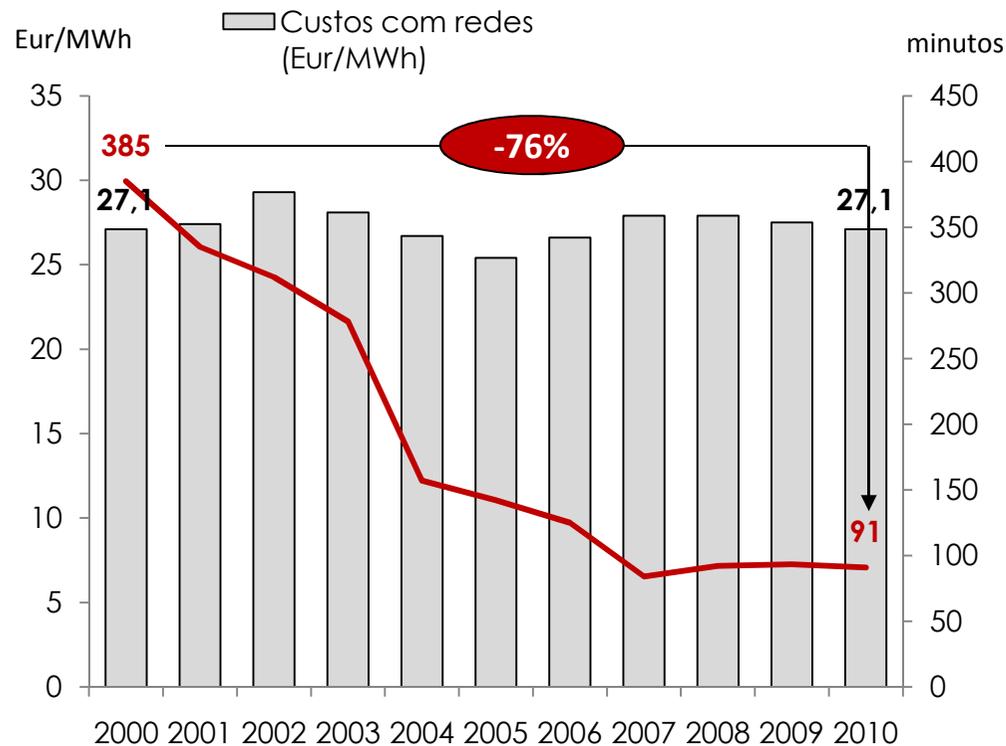
Fonte: Reuters; Análise EDP



# B O custo das redes tem-se mantido constante nominalmente (queda real >30%) a par de um aumento substancial da qualidade de serviço

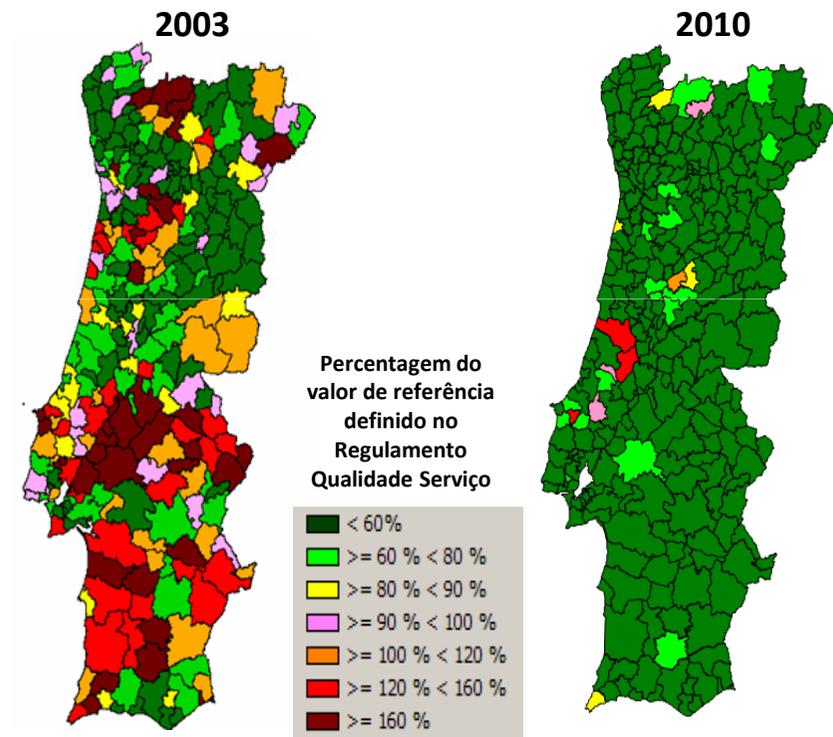
## Evolução dos custos com redes & TIEPI MT Interno<sup>1</sup>

Eur/MWh & min



## Assimetrias na Qualidade de Serviço

Face ao Regulamento da Qualidade de Serviço - %

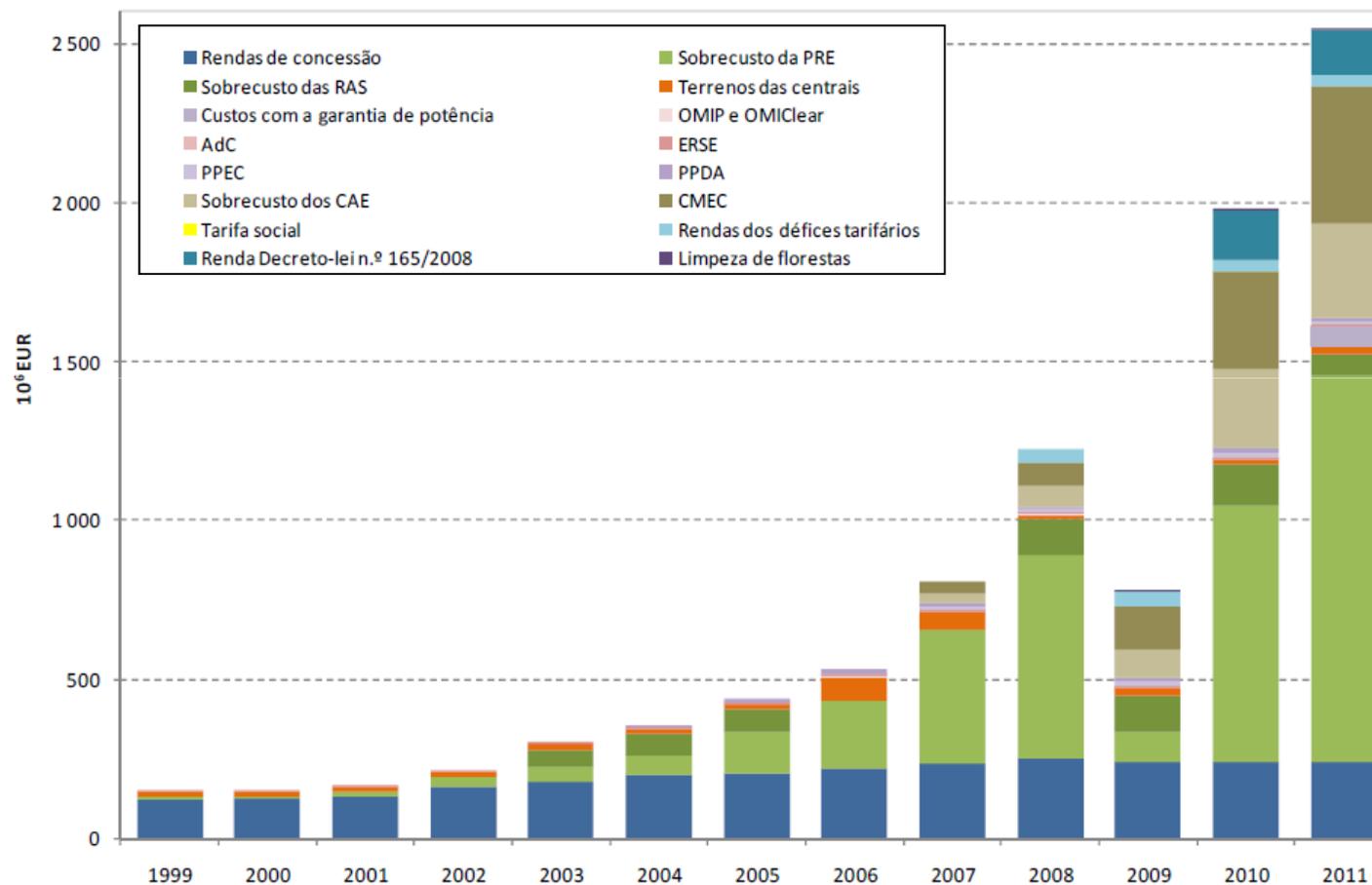


1. TIEPI = Tempo de interrupção equivalente da potência instalada



# Os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) têm tido uma evolução aparentemente insustentável...

Figura 7-63 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999



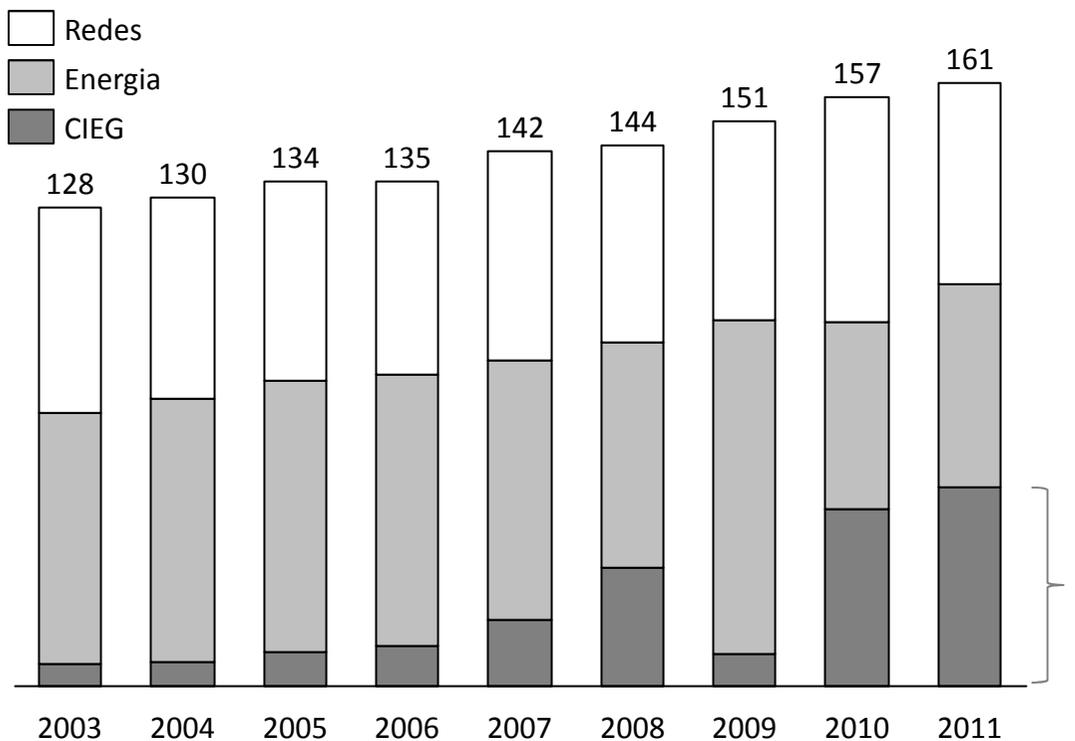
Fonte: ERSE



# C ... mas tal tem acontecido por contrapartida de redução dos custos na componente de energia (vasos comunicantes)

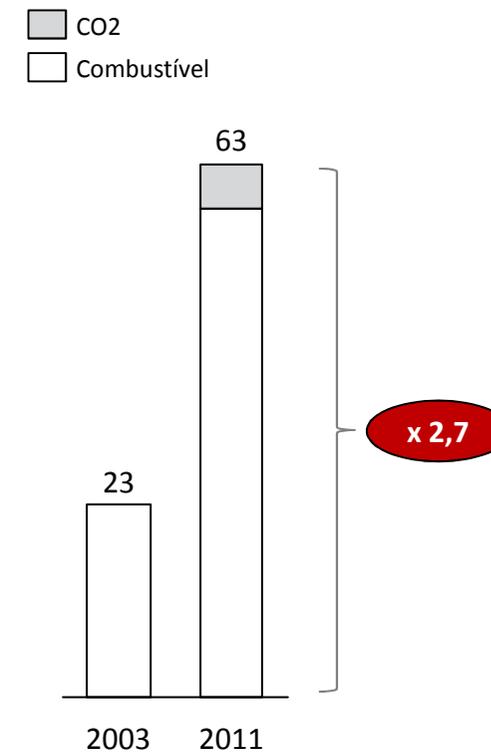
**Evolução das componentes da tarifa para clientes domésticos**

Eur/MWh



**Custos de geração a gás**

Eur/MWh

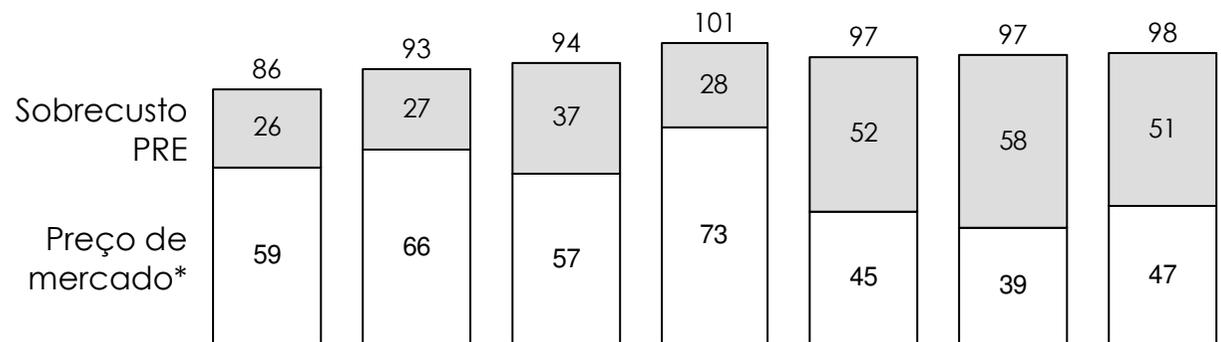


- O agregado CIEG + energia tem subido menos que o custo subjacente de produção de electricidade
- 40% dos CIEG de 2011 diz respeito ao sobrecusto dos CAE/CMEC que foram administrativamente reclassificados de energia para CIEG em 2007, com o arranque do MIBEL

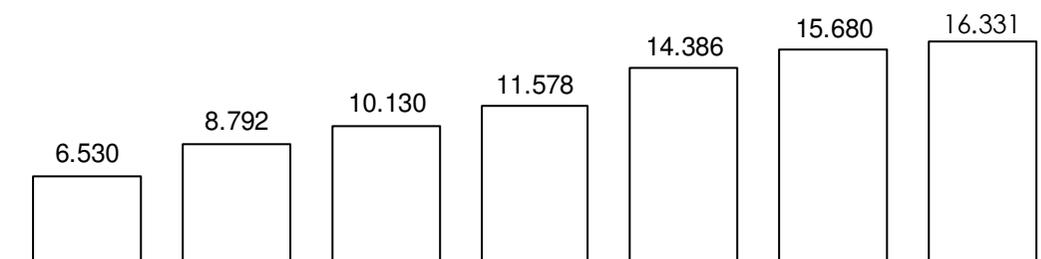


# C Um exemplo concreto da dinâmica de vasos comunicantes energia/CIEG: o sobrecusto da PRE (custos reais)

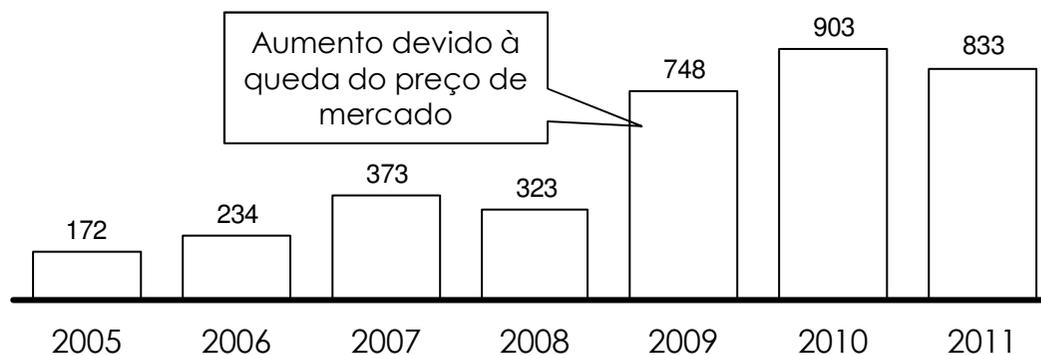
**Preços médios**  
€/MWh



**Quantidades fornecidas**  
GWh

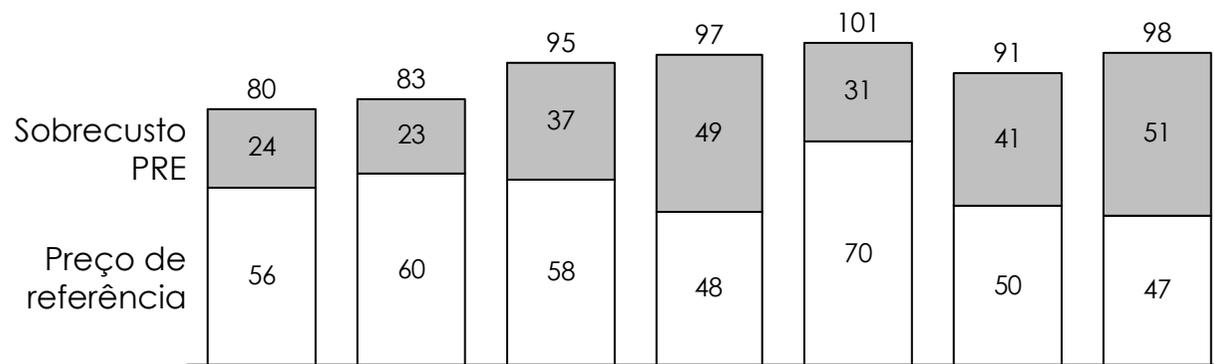


**Sobrecusto total com PRE**  
M€

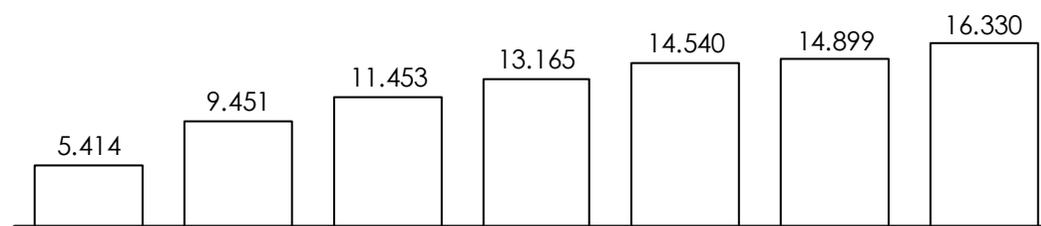


# C Um exemplo concreto da dinâmica de vasos comunicantes energia/CIEG: o sobrecusto da PRE (repercussão na tarifa)

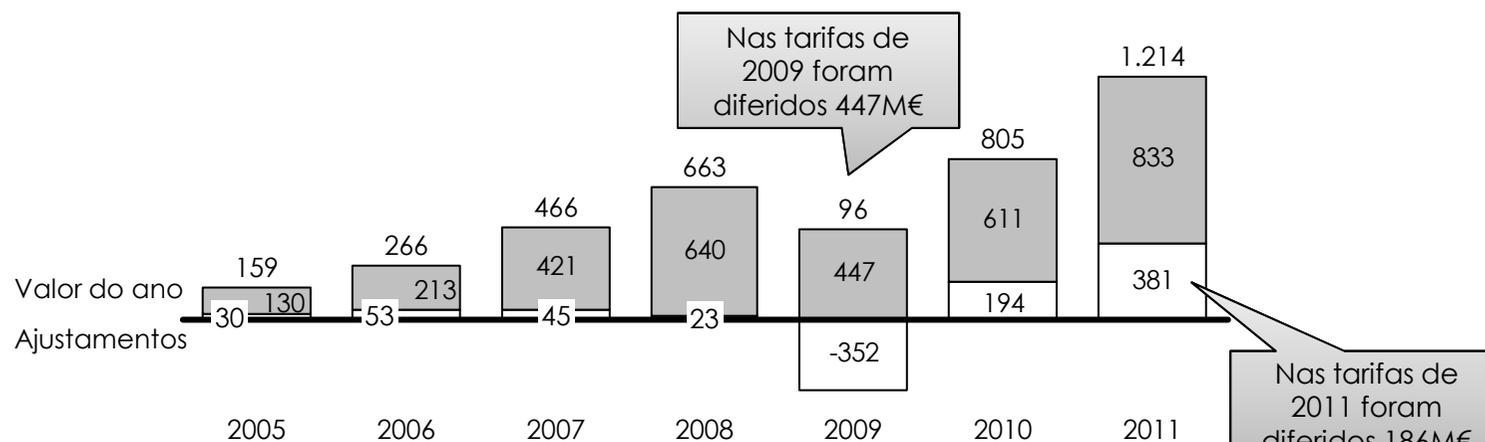
**Preços médios**  
€/MWh



**Quantidades fornecidas**  
GWh

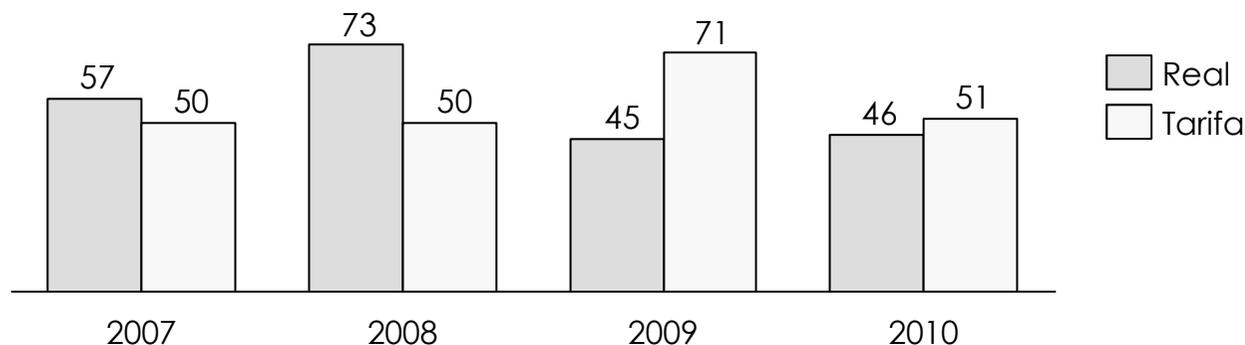


**Sobrecusto total com PRE**  
M€

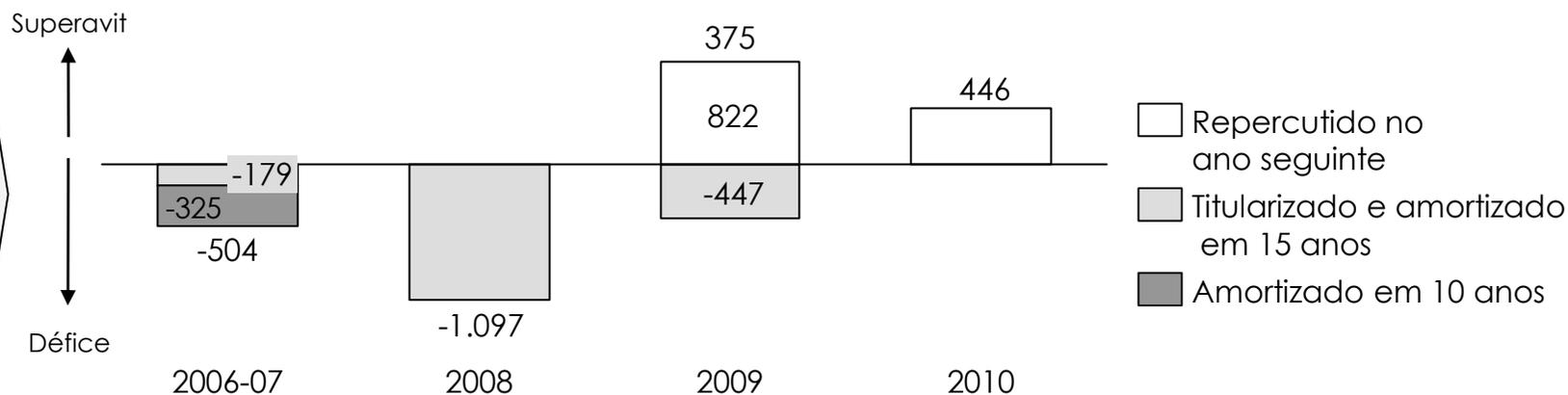


# Os défices e superavits tarifários advêm essencialmente da evolução dos preços dos combustíveis fósseis e CO<sub>2</sub> não antecipada nas tarifas

**Preço de Mercado Real<sup>1</sup> vs Preço Implícito na Tarifa**  
€/MWh



**Défices e Superavits**  
M€



- Défices repercutidos em 10/15 anos, superavits repercutidos no ano seguinte.
- Desta forma, a tarifa não sobe tudo o que deve mas baixa tudo o que pode, criando desequilíbrios propícios à criação de défices futuros.

1. Preço médio com aquisição de energia eléctrica no mercado organizado

# Agenda

---

Como comparam os preços de electricidade?

Como se formam os preços de electricidade?

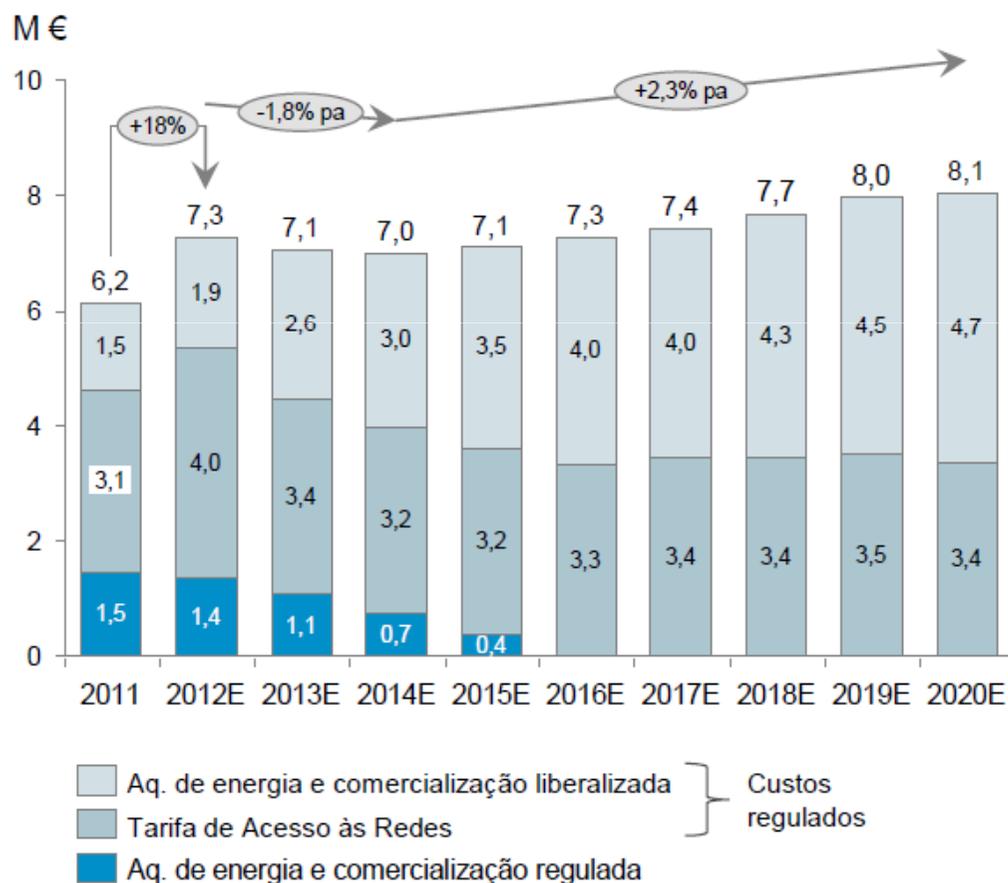
**Como deverão evoluir os preços de electricidade?**

Como deverá evoluir o sistema?



# Um estudo recente do MEE no qual a EDP colaborou projecta os custos do SEN até 2020

**Evolução estimada dos custos regulados e liberalizados do SEN**



- **Tensões no curto prazo** resultantes de:
  - Compensação do superavit aplicado em 2011
  - Aumento dos preços de combustíveis / mercado grossista de electricidade
  - Ajustamentos de anos anteriores (2010 e 2011)
  - Redução do consumo
- “Normalização”, por **redução dos custos**, até 2015
- **Evolução suave** dos custos totais (<0,5%/ano real) **até 2020**
- A evolução resultante é equivalente a um crescimento da tarifa a uma taxa constante de **4,5%/ano nominal (2,5% real)**

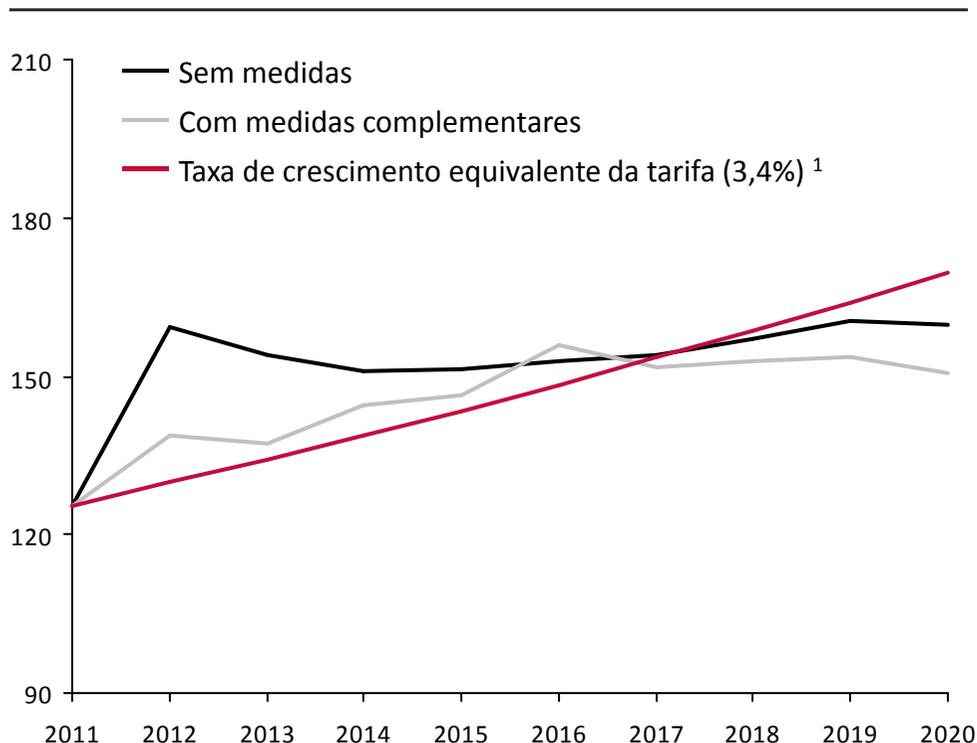
## Em particular, se não fosse tomada nenhuma medida mitigadora, os custos subiriam de forma relevante em 2012, reduzindo-se de seguida

Variação da custo médio de electricidade no mercado regulado e liberalizado

	2011	2012	2013	2014	2015	TCAE <sup>1</sup> '11-'20
<b>MAT<sup>2</sup></b>	25,2%	33%	1,5%	-1,7%	2,3%	N.A.
<b>AT<sup>3</sup></b>	24,4%	24%	1,8%	-1,5%	1,9%	N.A.
<b>MT<sup>4</sup></b>	24,3%	21%	-0,4%	-1,7%	1,2%	N.A.
<b>BTE<sup>5</sup></b>	12,5%	24%	-2,5%	-1,8%	0,3%	N.A.
<b>BTN<sup>6</sup> (s/ impacto do IVA)</b>	1,1%	30%	-5,3%	-2,4%	-0,6%	N.A.
<b>BTN (c/ impacto do IVA 6% para 23%)</b>	N.A.	53%	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
<b>Global (s/ impacto do IVA)</b>	9,6%	27%	-3,2%	-2,1%	0,2%	4,5%

# Foram identificadas com a SEE medidas mitigadoras dos impactos de curto prazo e que melhoram ainda mais a sustentabilidade do sistema

**Evolução prevista dos custos médios do sistema eléctrico**  
€/MWh



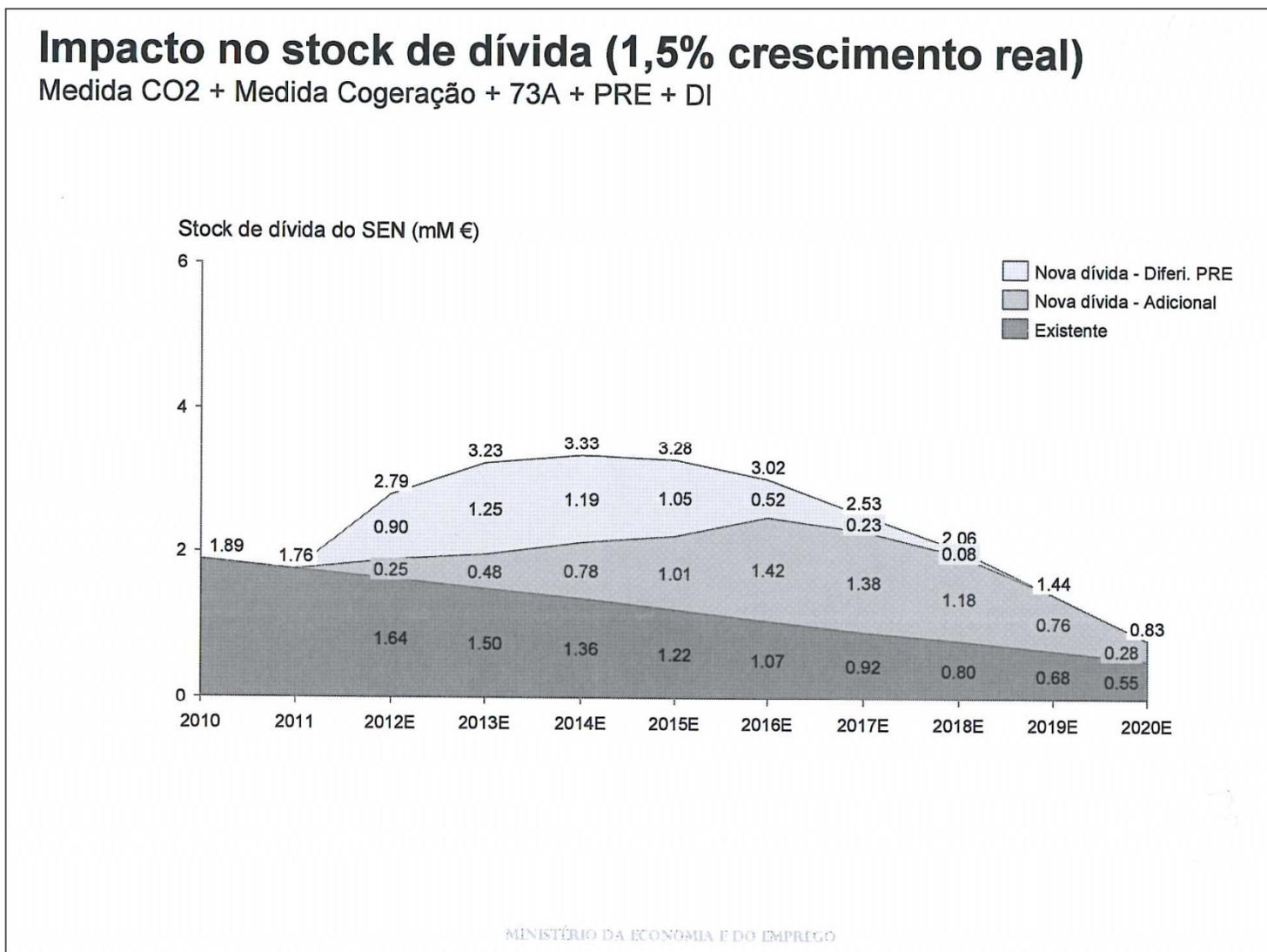
- Introdução de **medidas complementares** permite aliviar a evolução dos custos
  - Diferimento do sobrecusto da PRE (73-A)
  - Afectação de 80% das licenças de CO<sub>2</sub> à tarifa
  - Revisão da cogeração
  - Compra da extensão da tarifa eólica
  - Cessação antecipada do CMEC do Douro Internacional
- A evolução resultante é equivalente a um crescimento da tarifa a uma taxa constante de **3,4%/ano nominal (1,5% real)**, sendo que o alisamento cria **défice tarifário nos primeiros anos**

Variação nominal anual (%)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
	26,8%	-3,2%	-2,1%	0,2%	1,0%	0,7%	2,0%	2,1%	-0,5%			Sem medidas
	10,6%	-1,1%	5,3%	1,2%	6,6%	-2,9%	0,7%	0,6%	-1,9%			Com medidas complementares
	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%		Taxa de crescimento equivalente <sup>1</sup>

1. Taxa constante de variação das tarifas que garante a cobertura da totalidade dos custos do sistema no período 2011-2020



# Limitando os aumentos a 1,5%/ano real até 2020, criar-se-ia um défice tarifário cujo valor se reduziria a 280 milhões de € em 2020



Fonte: MEE (2011)



# Com aumentos tarifários de 2%/ano em valores reais (3,9% nominal), a nova dívida anular-se-ia em 2018

## Análise de sensibilidade

### Preço CO2

- Entre 15 € e 35 € - preços 2010
- Taxa de equilíbrio com juros a 6% (E): +/- 0,1 %
- Dívida a 2020: +/- 450 M €

### Taxa de juro financiamento do sistema

- De 6% para 8%
- Taxa de equilíbrio com juros (E): + 0,11 %
- Dívida a 2020: + 690 M €

### Ano de carência (sobrecusto da PRE – 73 A)

- Aumento de '11 para '12 passa de 7,8% para 3,9%

### Crescimento de tarifas a 2% real

- Sem medidas: Dívida a 2020 passa de 4,28 mM € para 2,35 mM €
- Com medidas: Dívida a 2020 passa de 282 M € para dívida zero a partir de 2018

### Crescimento de tarifas a 1% real

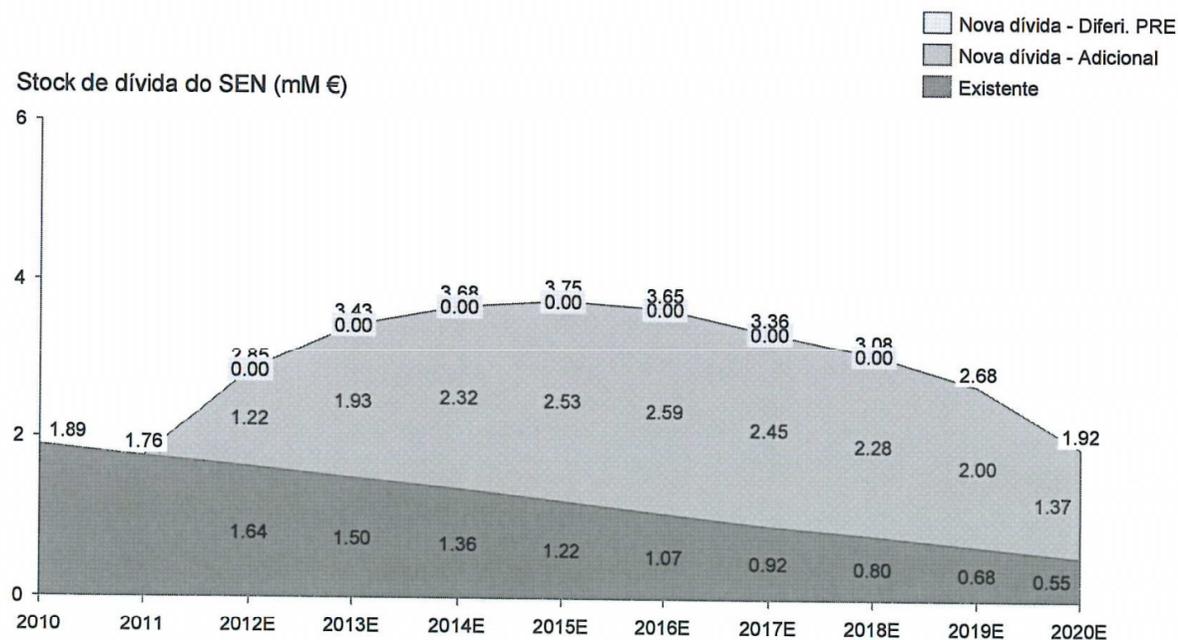
- Sem medidas: Dívida a 2020 passa de 4,28 mM € para 6,18 mM €
- Com medidas: Dívida a 2020 passa de 282 M € para 2,17 mM €

MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DO EMPREGO

# Mesmo com as medidas de mitigação propostas pela SEE, a nova dívida em 2020 é nula para aumentos tarifários de 1,85%/ano em valores reais

## Impacto no stock de dívida (1,5% crescimento real)

Novo cenário base + CO2 + Cogeração SEE + novas licenças CO2 (100M€ em 2012)



Com crescimentos anuais de 3,75% nominais (1,85% reais + 1,9% inflação média) a dívida anular-se-ia em 2020

**TAAE: 3,75%**

**Tx de juro para TAAE 3,4: -2,6%**

**Tx de juro para TAAE 3,65: 3,63%**

**Para TAAE 3,4% e tx de juro 0%: dívida adicional em 2020 de 330 M€**

MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DO EMPREGO

Fonte: MEE (2011)

Principais diferenças entre as medidas de mitigação deste cenário e do apresentado nos slides anteriores:

- Revisão em baixa menos ambiciosa da remuneração da cogeração (apenas ~25% do efeito estimado pela EDP)

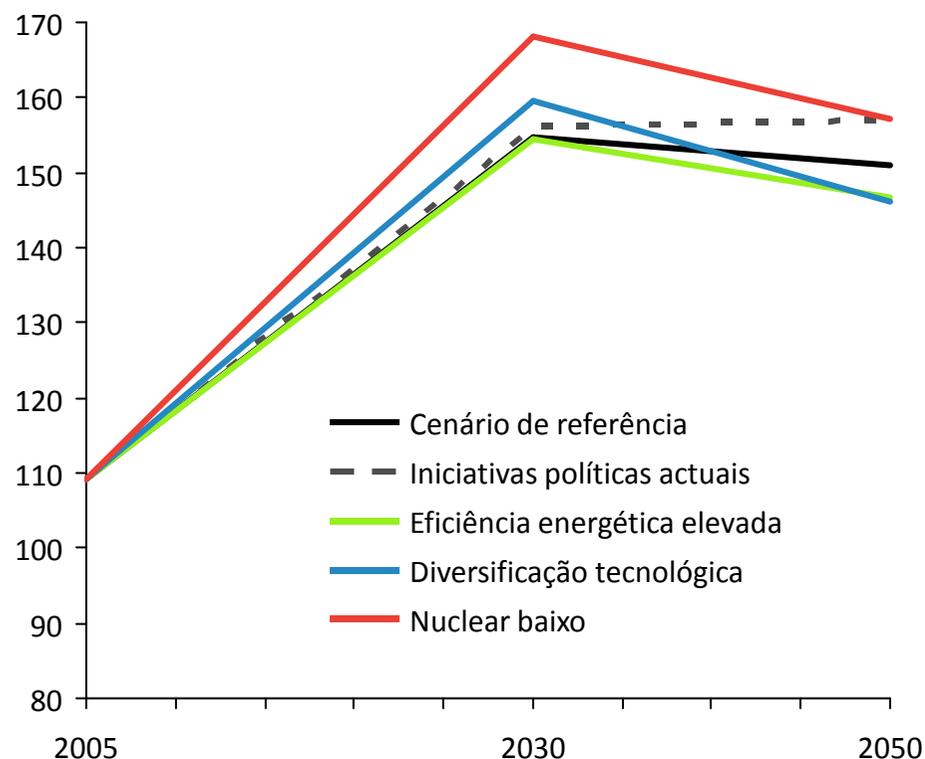
- Monetização das licenças excedentárias da reserva de novos entrantes da fase 2



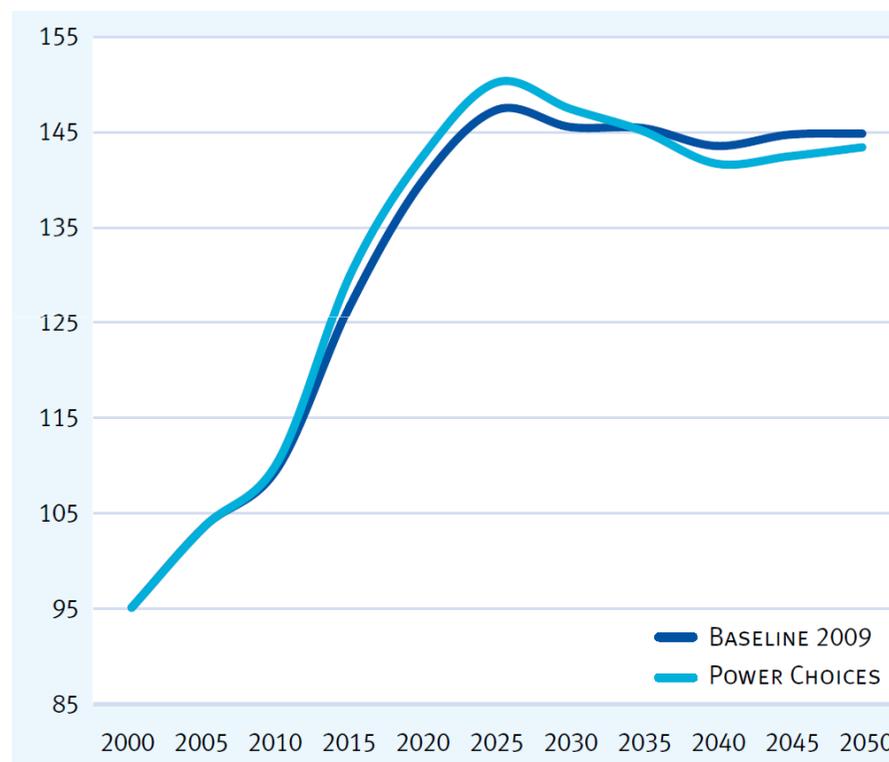
# Esta tendência de subida dos preços de electricidade é identificada como uma evolução estrutural a nível Europeu

## Evolução do preço médio de electricidade na Europa

Estudo da Comissão Europeia – Energy Roadmap 2050  
€'08/MWh



Estudo da Eurelectric – Power Choices  
€'05/MWh



Estudo da Eurelectric aponta para crescimentos europeus médios anuais de 2,6%-2,8%, em valores reais, entre 2010 e 2020 (superiores a qualquer dos cenários vistos para Portugal)

# Agenda

---

Como comparam os preços de electricidade?

Como se formam os preços de electricidade?

Como deverão evoluir os preços de electricidade?

**Como deverá evoluir o sistema?**

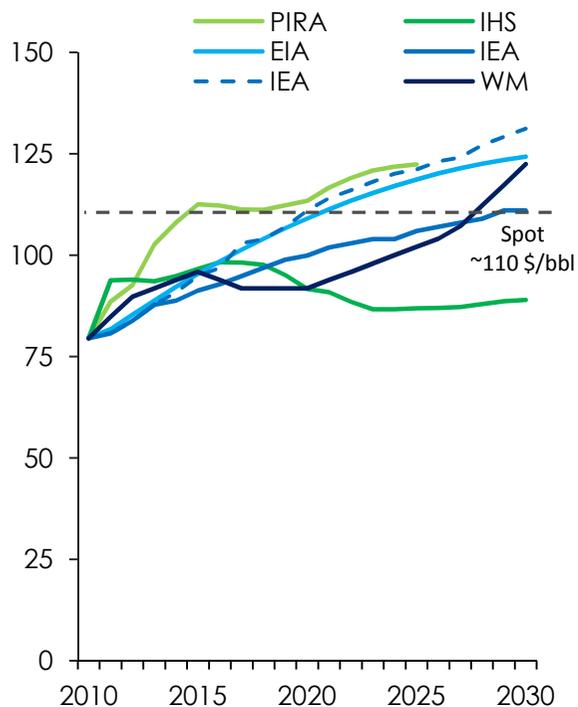


# Na Europa, a escassez dos comb. fósseis, a dependência externa e as Alterações Climáticas são fortes condicionantes da Política Energética

## Competitividade

### Previsão do preço do Petróleo

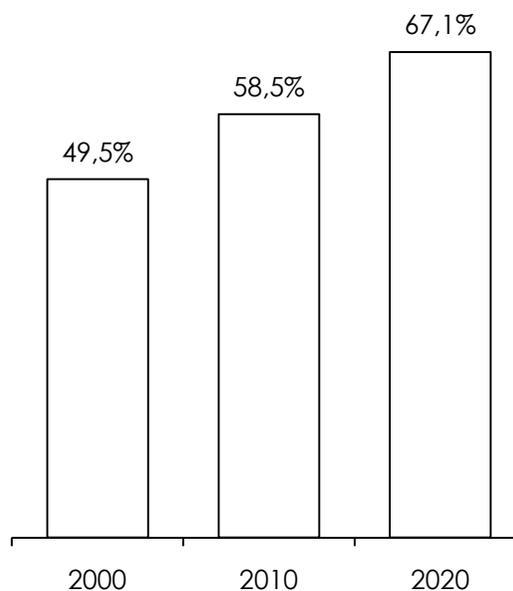
USD<sub>2010</sub>/bbl



## Segurança de Abastecimento

### Dependência Energética UE-27

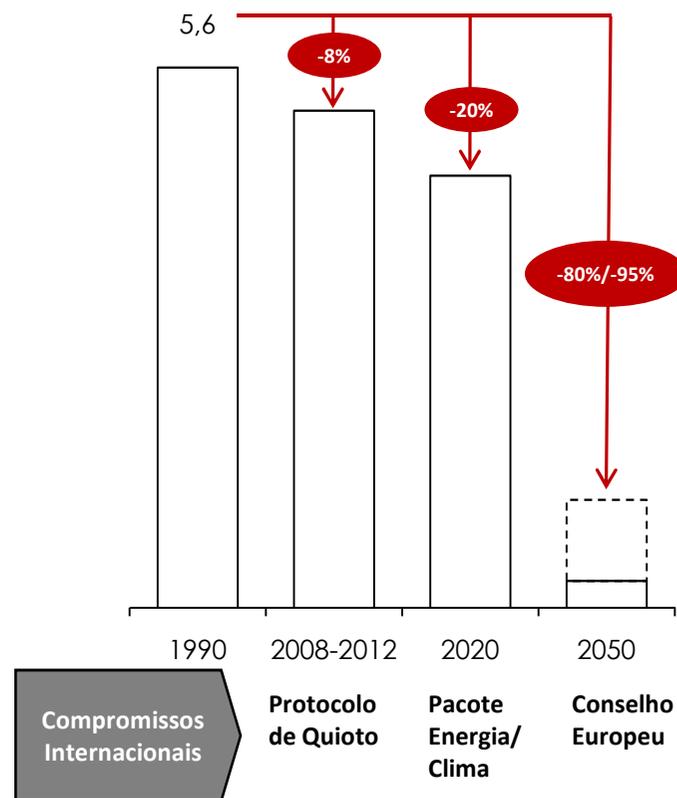
(cenário baseline)



## Sustentabilidade

### Objectivos de Emissões da UE-27

GtCO<sub>2</sub>e



Fonte: EC; DG TREN, "European energy and transport trends to 2030 – update 2007"



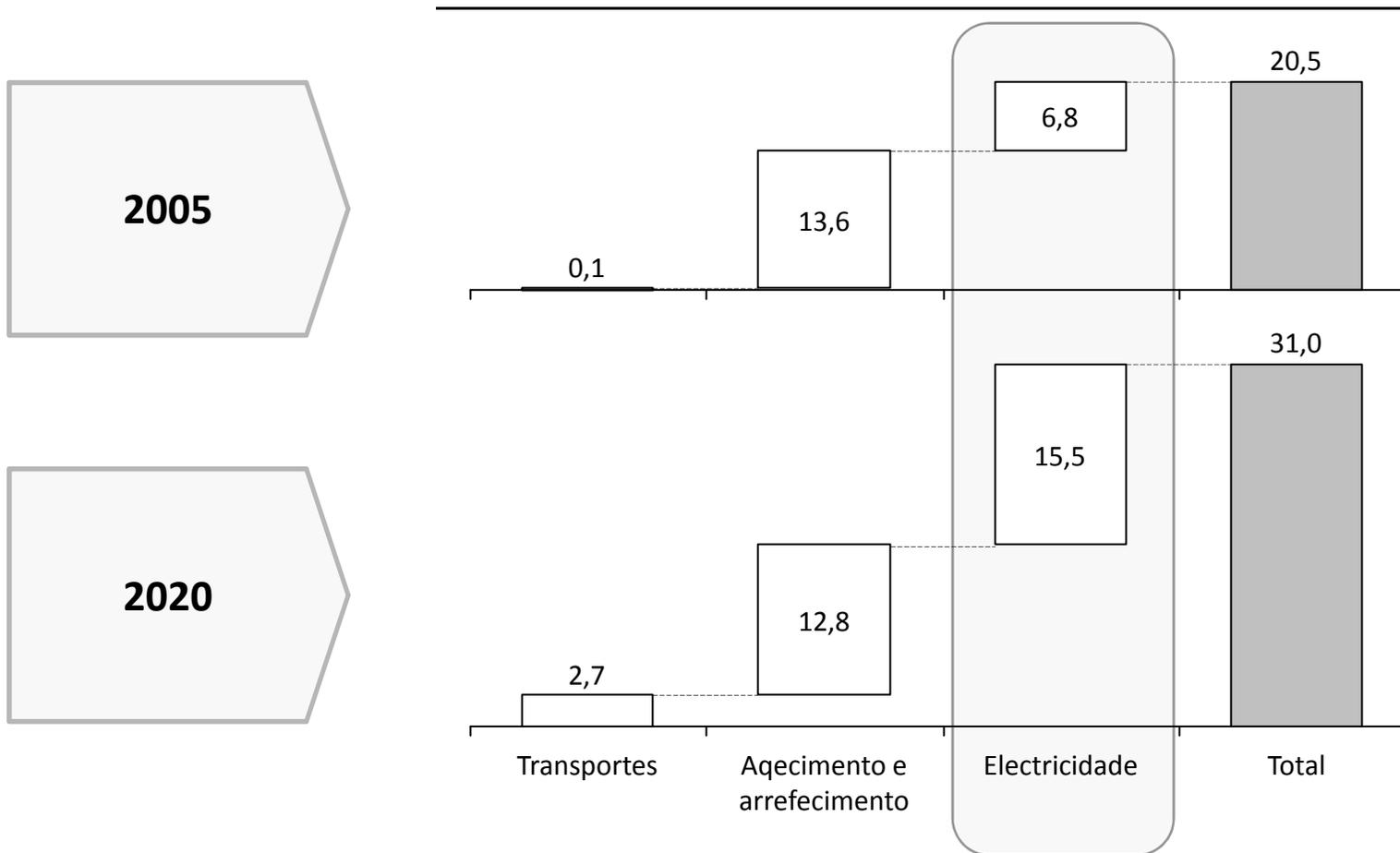
# Neste contexto, a UE adoptou o Pacote Energia-Clima (20/20/20) com objectivos definidos para 2020

---

	Objectivos para 2020	Vinculativo?
<b>Emissões</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 20% de redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) face aos níveis de 1990</li></ul>	✓
<b>Renováveis</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 20% de quota de energias renováveis no consumo energético</li><li>• 10% de quota de renováveis nos transportes</li></ul>	✓
<b>Eficiência</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 20% de redução do consumo de energia primária face às projecções BaU através de um aumento da eficiência energética<ul style="list-style-type: none"><li>- CE propôs directiva para a EE com medidas obrigatórias</li></ul></li></ul>	✗

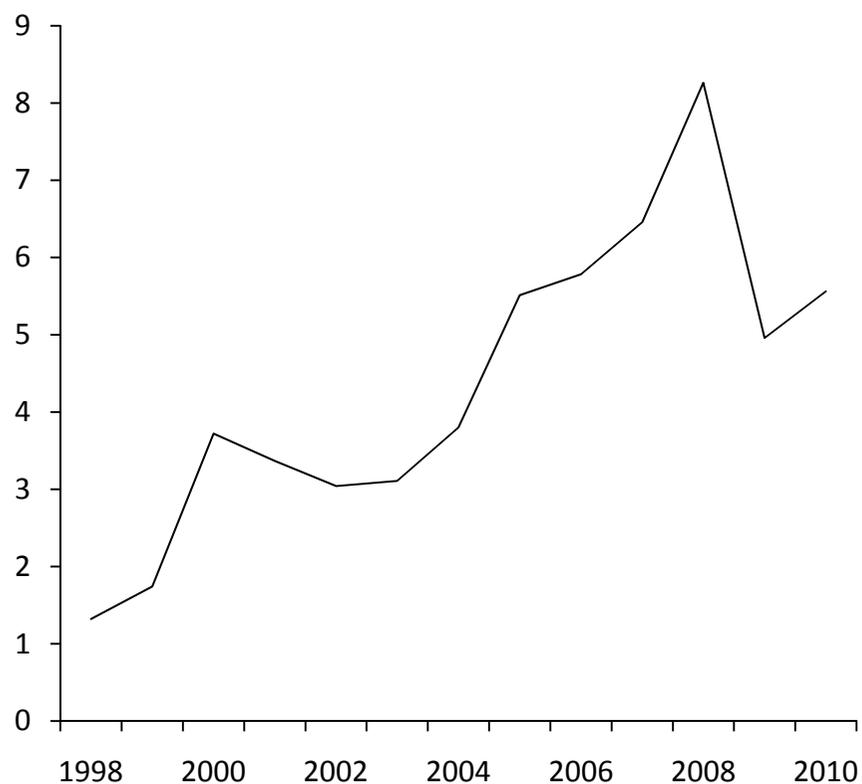
# No que respeita às metas de renováveis, Portugal tem um objectivo de 31%, cujo cumprimento assentará maioritariamente (>80%) na penetração de renováveis no sector eléctrico

Contribuição de cada sector para o objectivo de renováveis  
%

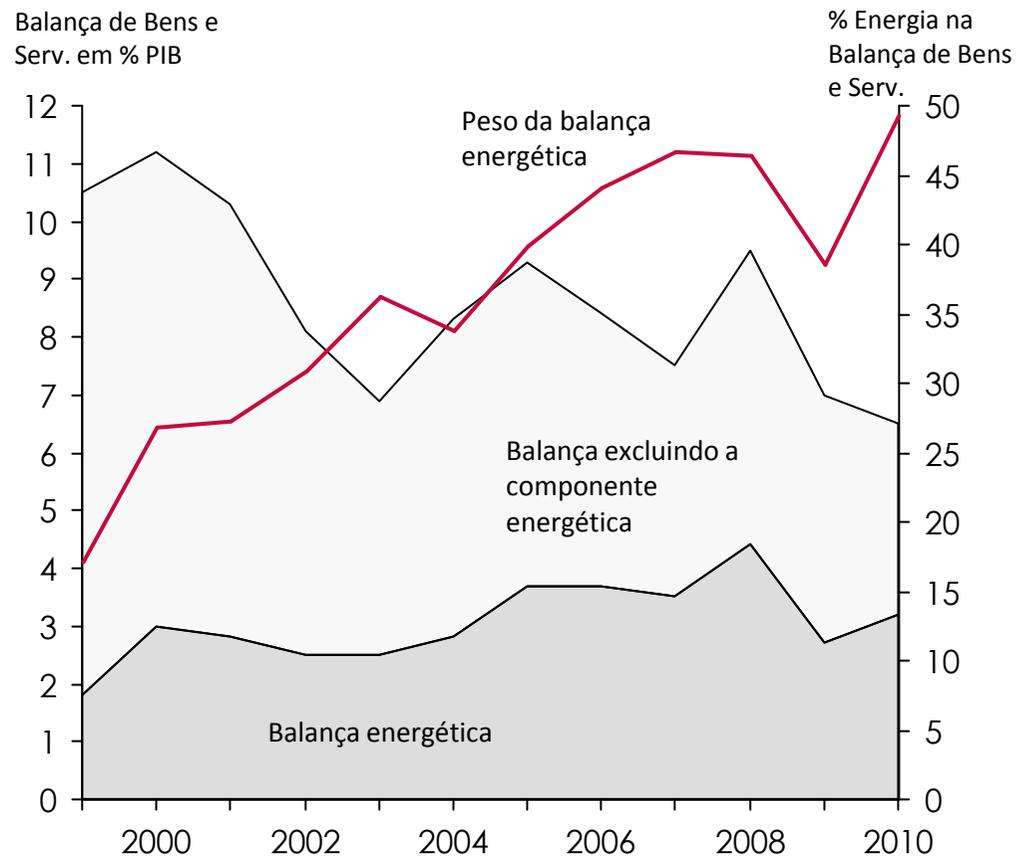


# O défice externo de Portugal está fortemente associado à factura energética

**Factura energética portuguesa**  
mil M€, 1998-2010



**Decomposição da Balança de Bens e Serviços**  
% do PIB e % energia no saldo da balança, 1999-2010

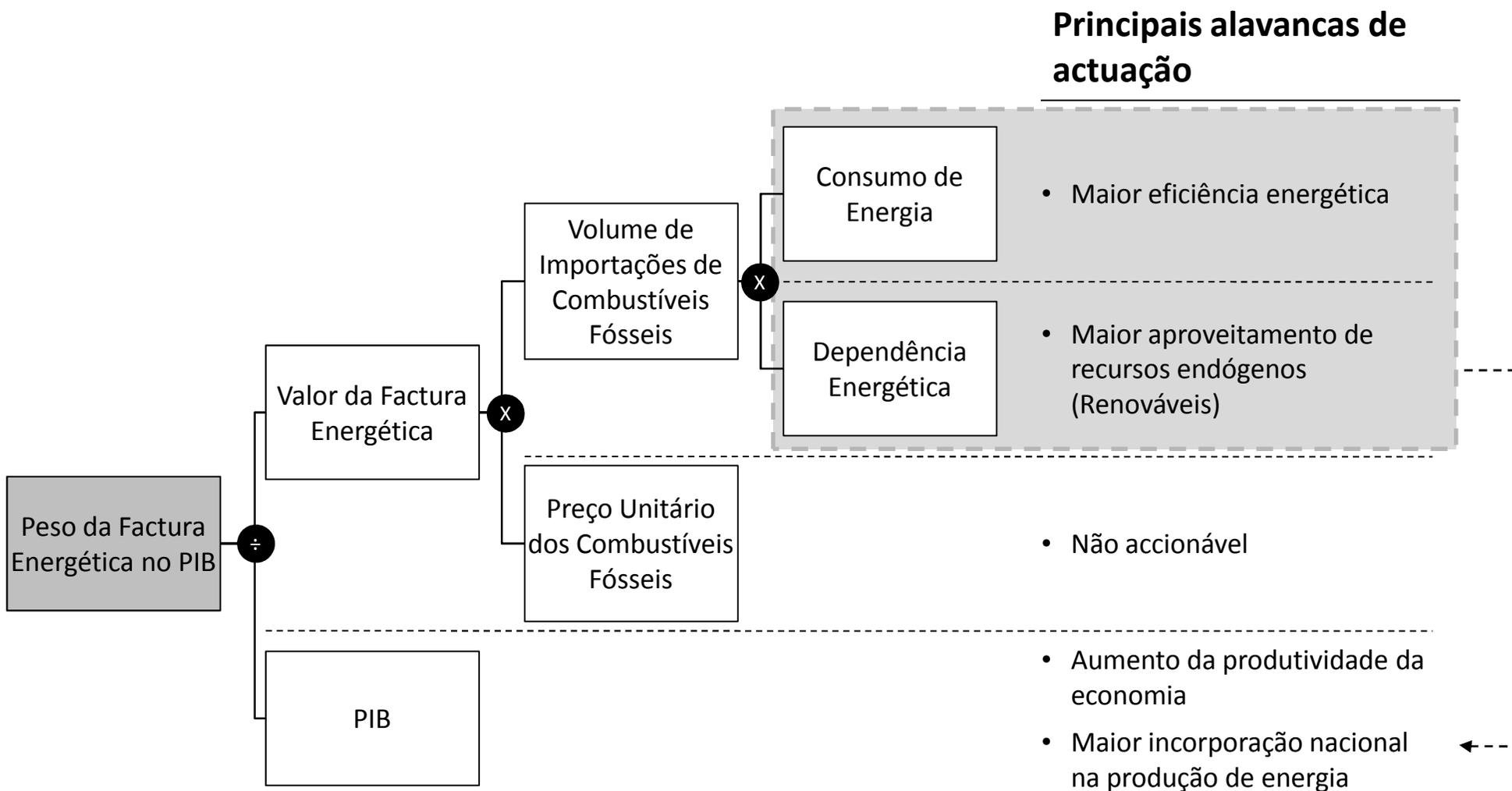


O défice da balança energética representa praticamente metade do défice da balança de bens e serviços

Fonte: DGEG, "A Factura Energética Portuguesa" (vários anos); Banco de Portugal, "Relatório e Contas 2010"



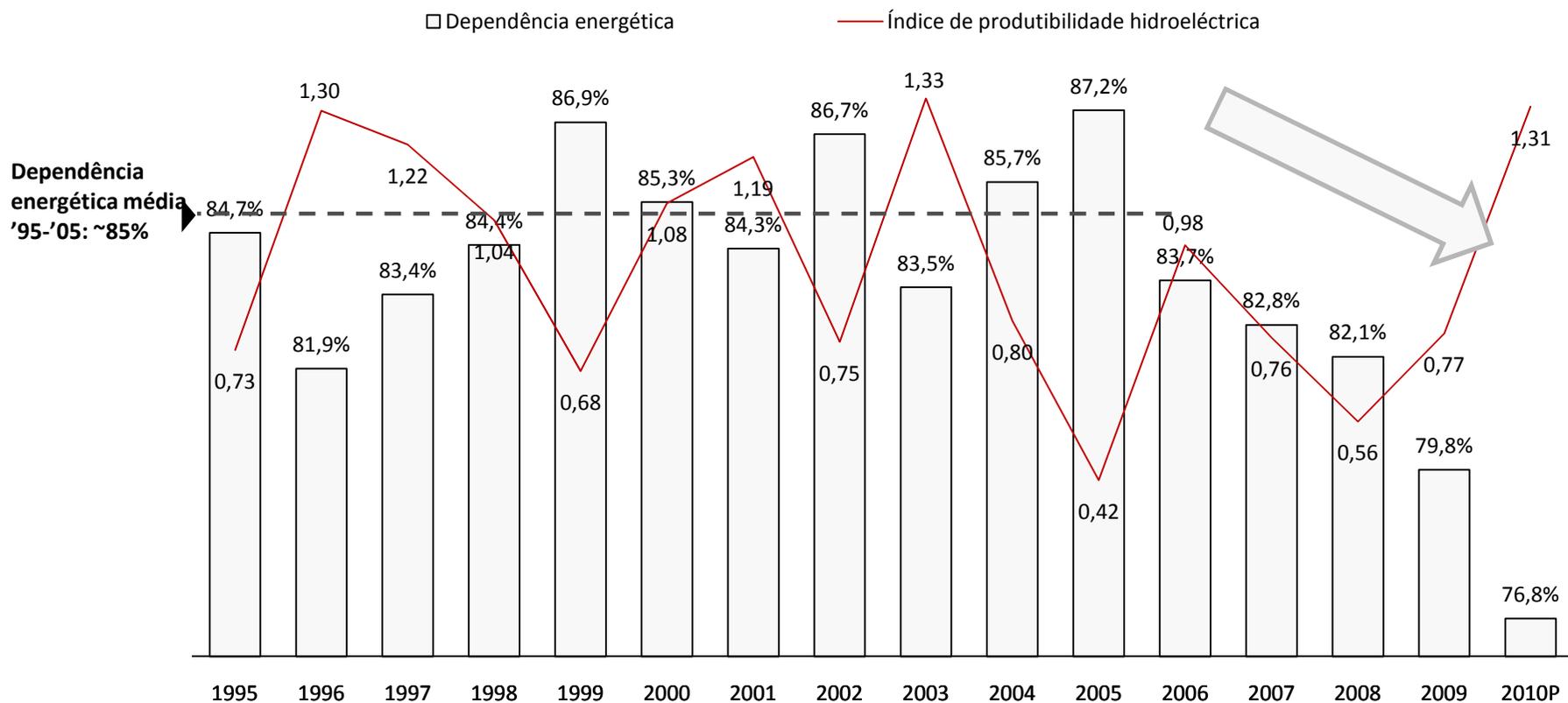
# Existem essencialmente duas alavancas para reduzir o peso da factura energética no PIB: eficiência energética e renováveis



# A promoção das energias renováveis tem contribuído para reduzir o consumo de combustíveis fósseis e a dependência energética

## Evolução da dependência energética e do índice de produtividade hidroelétrica

1195-2009

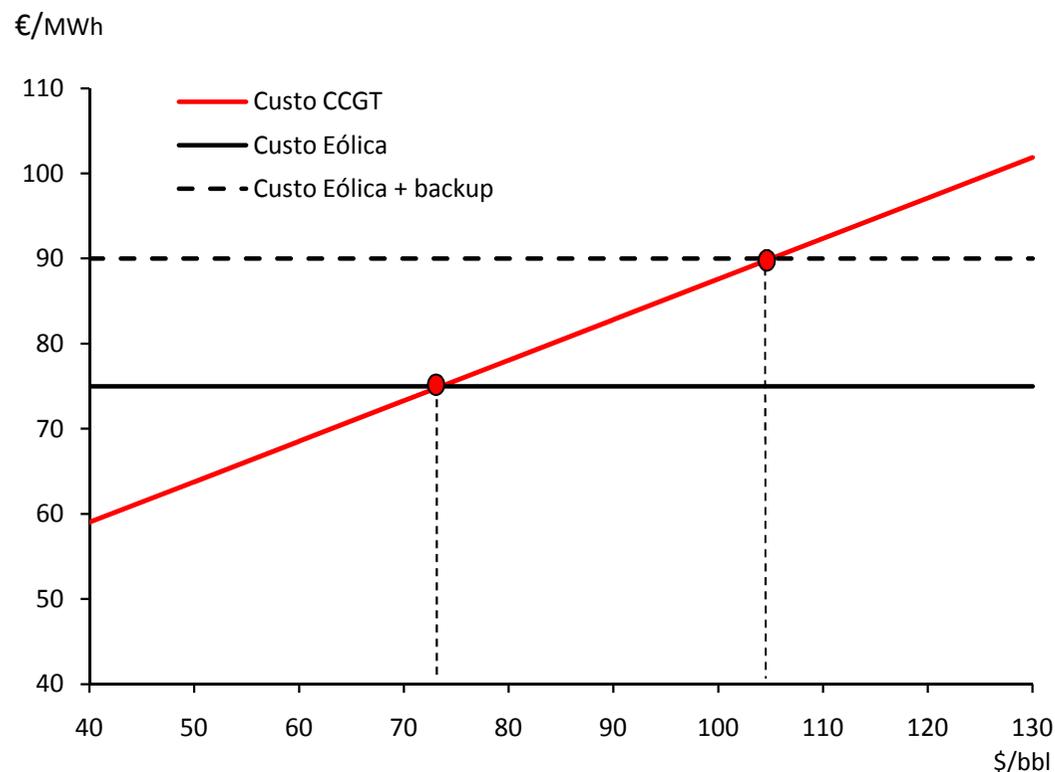


- Historicamente, a dependência energética do país sempre esteve muito bem correlacionada com o regime hidrológico (anos húmidos – IPH>1 – implicam menor dependência energética)
- Nos últimos anos, os investimentos em eólicas quebraram esta correlação (apesar dos anos terem sido mais secos, a dependência energética diminuiu)

# Esta substituição faz-se com ganho económico dado que a energia eólica é já hoje competitiva com as tecnologias de geração convencional

## Custo da Eólica e da CCGT em função do Brent<sup>1</sup>

€/MWh e \$/bbl



Fonte: Análise EDP.

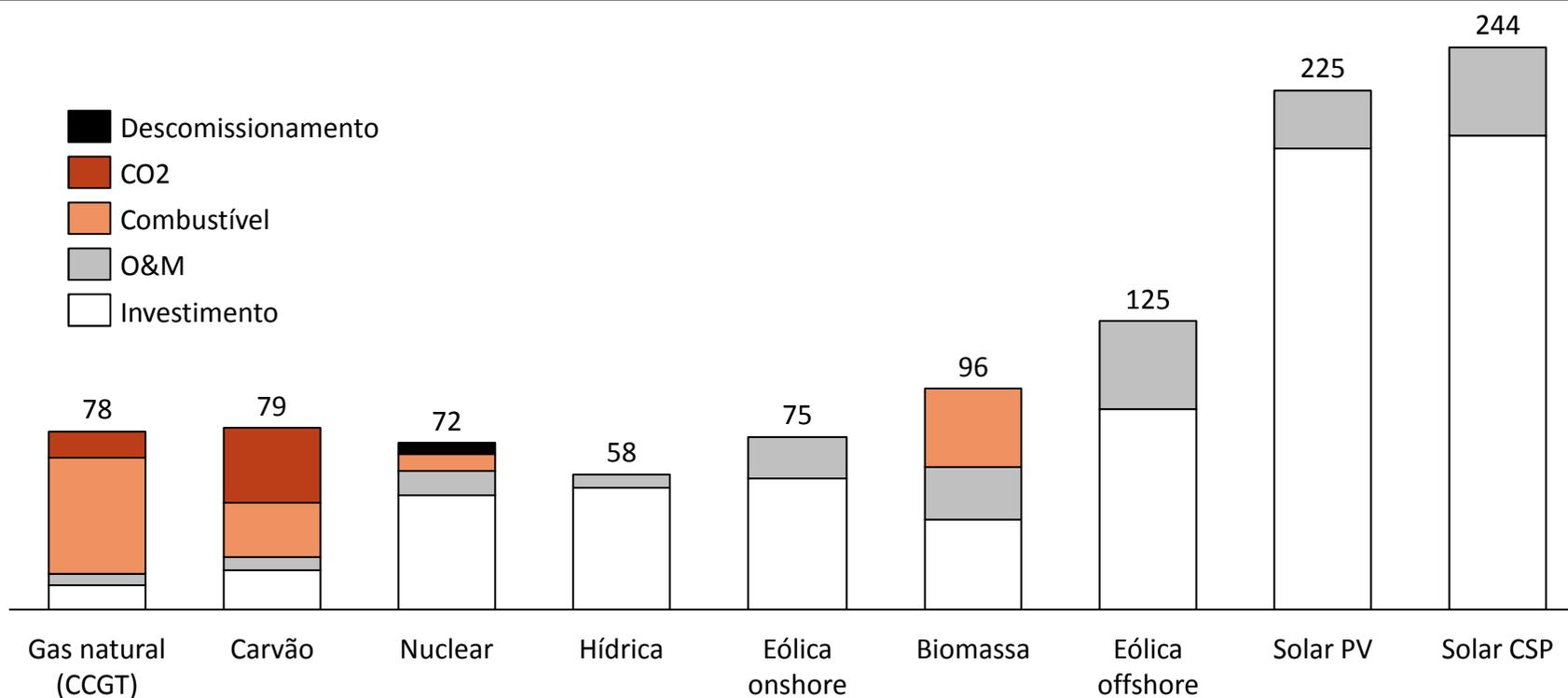
1. Pressupostos Assumidos: Custo Nivelado Eólica 75 Eur/MWh; Sobrecusto Eólica associado a Redes, Reserva e Backup 15 Eur/MWh; CAPEX CCGT 0,5 Eur/W; Vida útil 25 anos; WACC 7,5%; FOM 12,9 Eur/kW/ano; TPA fixo 22,3 Eur/kW/ano; Rendimento 51,4%; Factor de Emissão 0,365 ton/MWh; 3.500h funcionamento CCGT; Câmbio 1,3 €/\$/; VOM 1,4 €/MWh; ATR Variável 1,0 €/MWh; CO<sub>2</sub> 20€/ton



# Para além de competitivas, as renováveis maduras substituem importação de combustíveis por investimento com elevada incorporação nacional

## Comparação de custos por tecnologias

LRR<sup>1</sup> €<sub>2010</sub>/MWh



O elevado grau de incorporação nacional (>80%) permite criar emprego e reter valor na economia nacional com a produção de energia, em vez de transferir divisas para importação de combustíveis

Fonte: IEA, análise EDP

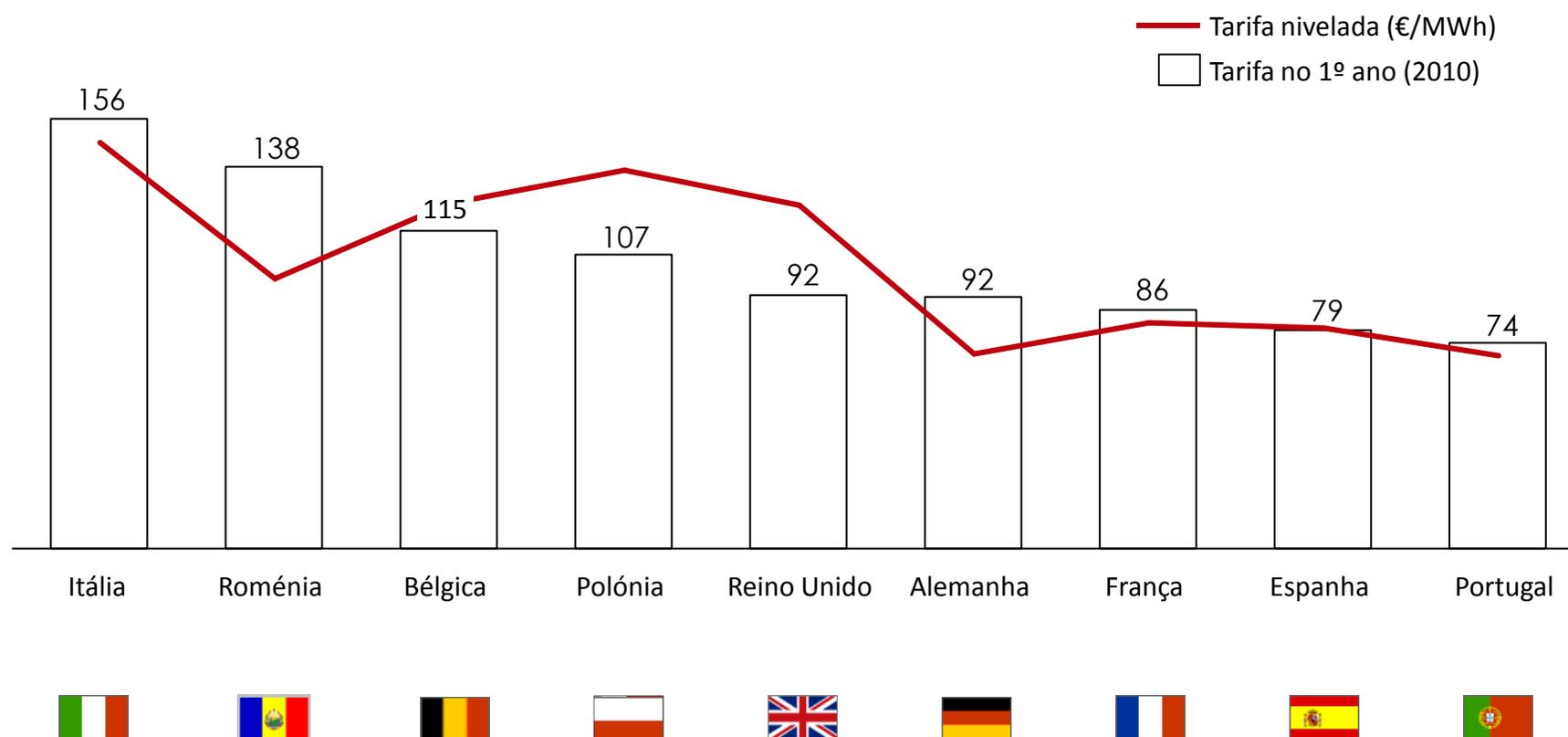
1. Receita unitária nivelada necessária ao longo da vida do projecto para assegurar TIR alvo (8% para Gás, Carvão e Hídrica; 10% para Nuclear e Solar; 9% para outras Renováveis)



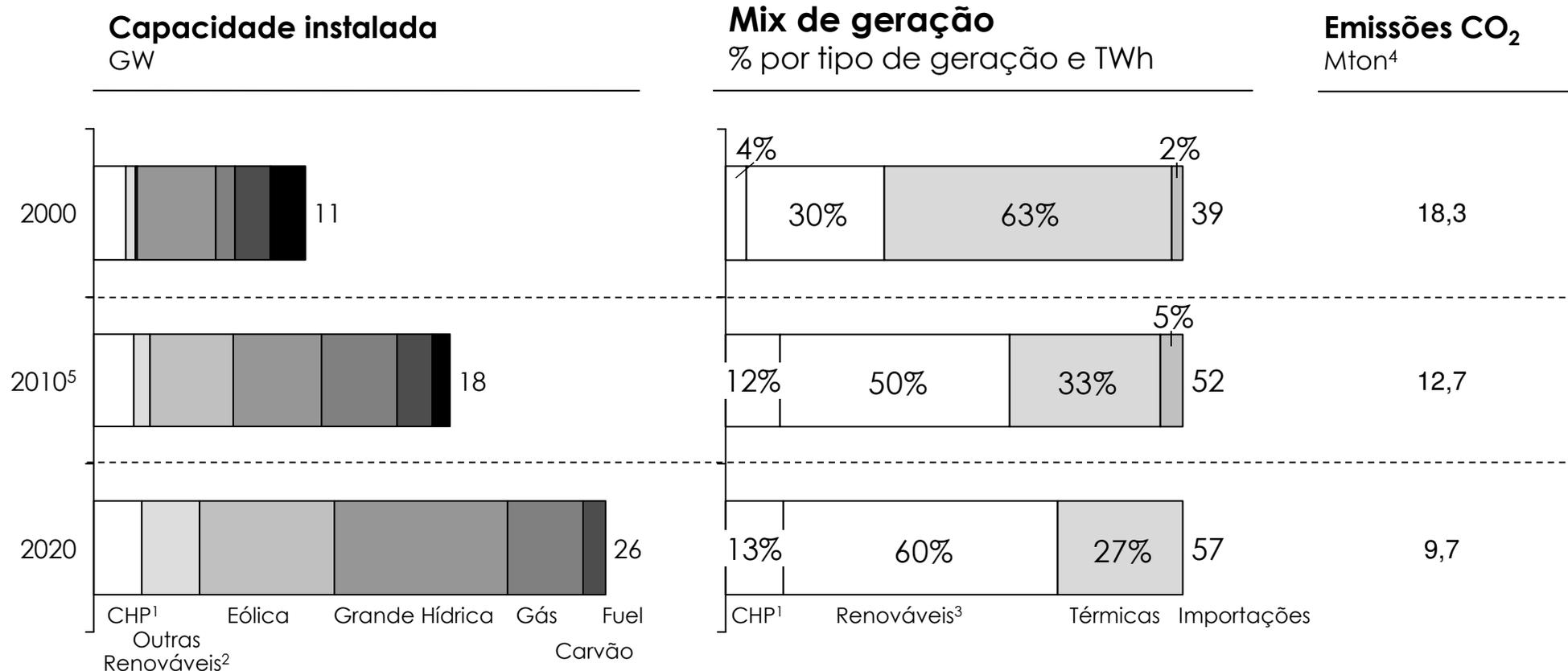
# Portugal atribui a remuneração de eólica onshore mais baixa da Europa

## Comparação de remuneração da eólica na Europa

€/MWh



# Esta estratégia deverá conduzir a um mix mais sustentável a médio prazo



1. CHP – Combined Heat and Power / Co-Geração

2. Outras Renováveis inclui Mini-Hídrica, Solar, Biomassa (não CHP), Geotérmica e Ondas/Marés 3. Inclui grande Hídrica líquida de Bombagem

4. Assumindo factores de emissão de 400 g/kWh para CHP, 375 g/kWh para Gás, 700 g/kWh para Fuel e 900 g/kWh para Carvão

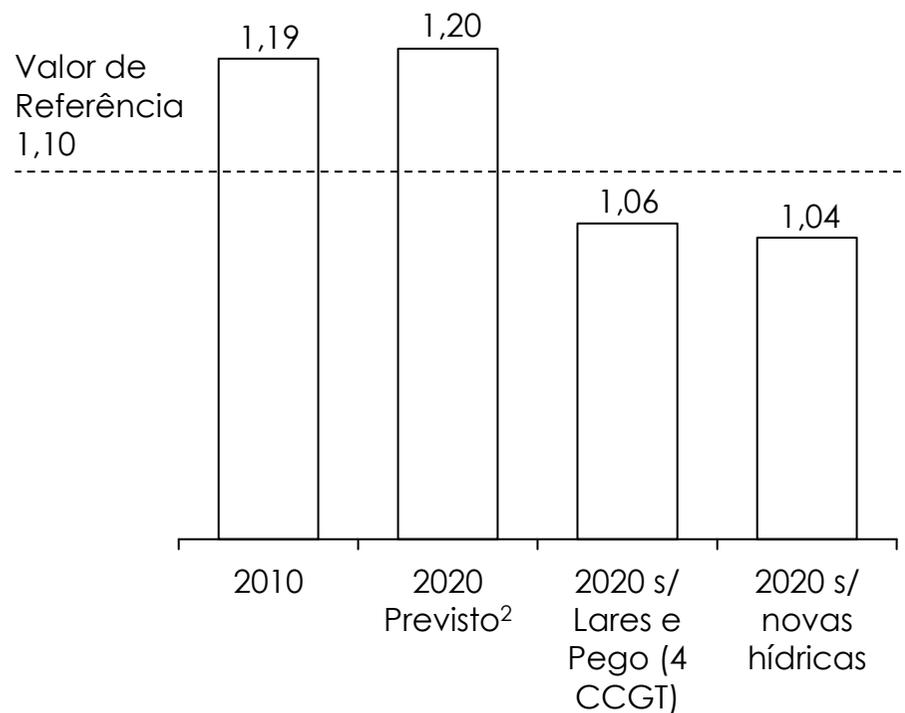
5. Dados reais; ajustando para ano hídrico e eólico médio, o peso das renováveis seria ~40% e as emissões de CO<sub>2</sub> ~15,8 Mton



# As hídricas previstas e as térmicas existentes são críticas para a segurança de abastecimento, mas a térmica terá poucas horas (papel de *back-up*)

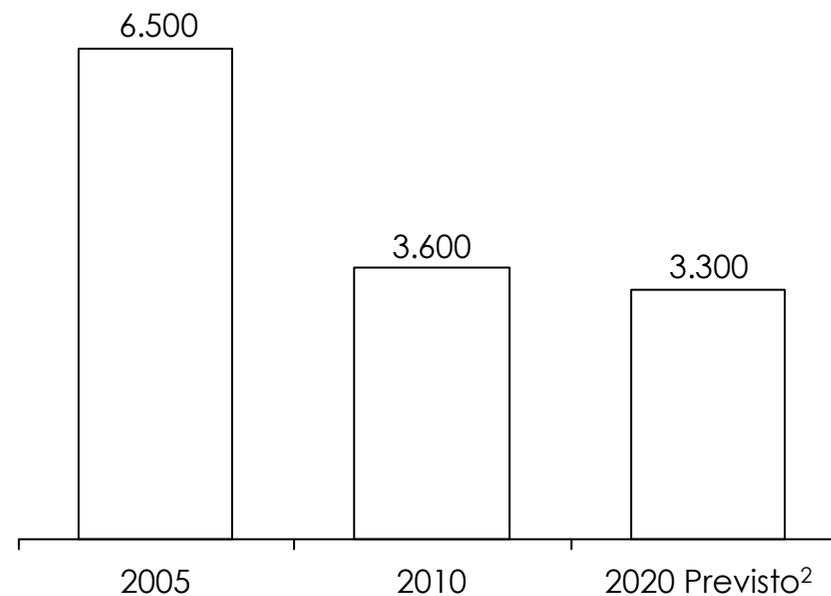
## Índice de cobertura

Potência operativa / Ponta de consumo



## Regime de funcionamento das térmicas<sup>1</sup>

Horas



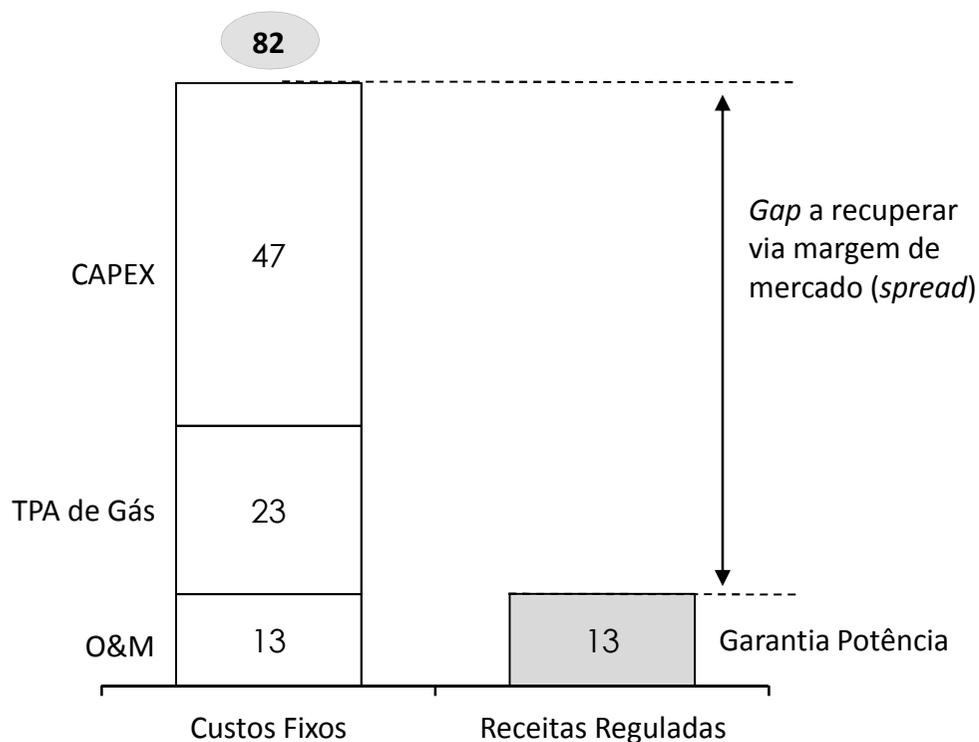
1. Centrais a carvão e CCGT

2. Para além da capacidade existente em 2010, inclui ~4,2 GW de novas hídricas e o cumprimento do PNAER

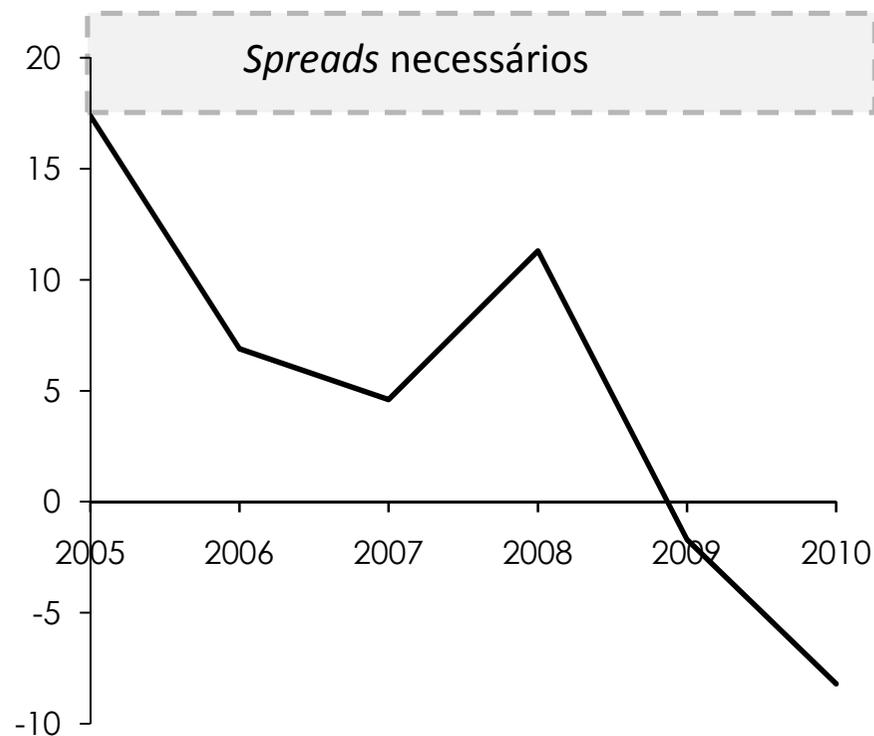


# A Garantia de Potência assume um papel relevante no equilíbrio financeiro das CCGT, mas não elimina risco de investimento

**Custos fixos e receitas reguladas de CCGT**  
€/kW anualizado

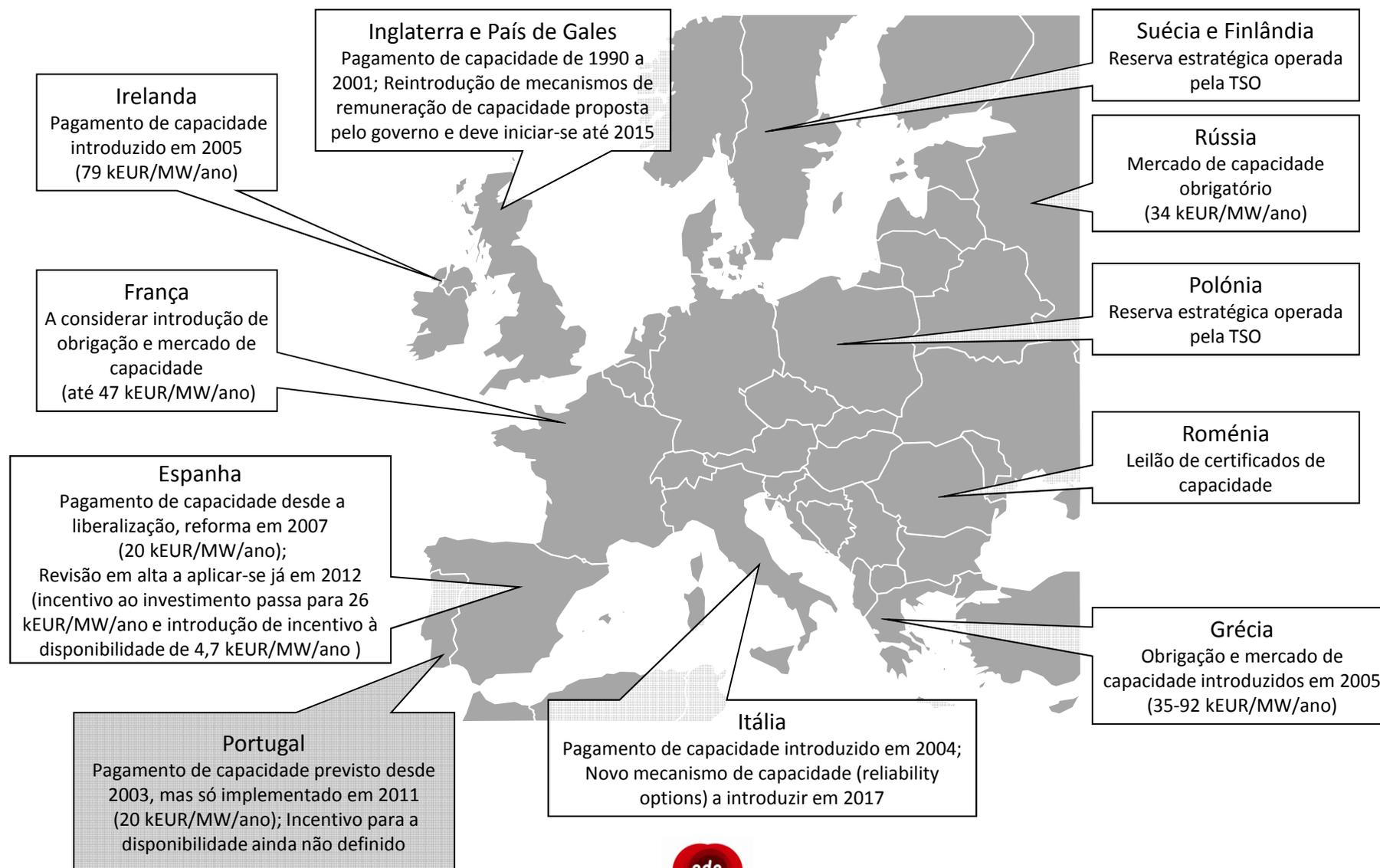


**Spreads históricos vs. spreads necessários para rentabilizar o investimento em CCGT**  
€/MWh



A garantia de potência não garante rentabilidade nem elimina riscos de investimento, estando longe de cobrir os custos fixos operacionais, podendo assim conduzir ao fecho das centrais

# Na Europa, assiste-se a uma tendência de introdução de mecanismos de capacidade em reconhecimento deste novo paradigma



# Para o futuro, quais devem ser os eixos prioritários de actuação?

## Renováveis

- **Ajustar os objectivos** do PNAER em função da nova previsão do consumo, **privilegiando as tecnologias maduras** e já hoje competitivas
- Assegurar a **execução dos projectos em curso** (em particular hídricas e concursos eólicos) e ponderar **abrandamento de novos investimentos** face à actual conjuntura económico-financeira do país
- **Evitar excessos de voluntarismo** que comprometam a competitividade do sector
- Garantir **esquema de remuneração adequado** à promoção do investimento
- Apoiar numa base de **I&D** as tecnologias mais caras

## Térmicas convencionais

- Adequar **esquema de remuneração** face ao seu novo papel de back-up
- Assegurar **harmonização** com Espanha

## Eficiência energética

- **Reforçar as medidas** do PNAEE
- Promover o mercado das **Empresas de Serviços Energéticos**
- Garantir acesso a linhas de **crédito bonificado** para a adopção de medidas de EE
- **Reforçar o papel do Estado** como exemplificador e impulsionador da EE
- Fomentar a **mobilidade eléctrica** e a adopção de **redes inteligentes**

A **estabilidade regulatória** é fundamental para garantir um contexto favorável ao investimento

