

# “Novos desenhos de mercado para a expansão da atividade de produção de eletricidade”

III Seminário Internacional  
Os desafios da regulação no setor elétrico



Diretora de Regulação e Concorrência  
Joana Simões

Coimbra, 14 de novembro de 2016

# Agenda

---

**1. Organização da atividade de produção de eletricidade**

**2. Mecanismos de remuneração da atividade de produção de eletricidade**

**2.1 Transição dos CAE para os CMEC**

**2.2 Regime de mercado**

**3. Mecanismos de remuneração da capacidade na Europa**

**4. Conclusões**

# Agenda

---

## 1. Organização da atividade de produção de eletricidade

## 2. Mecanismos de remuneração da atividade de produção de eletricidade

### 2.1 Transição dos CAE para os CMEC

### 2.2 Regime de mercado

## 3. Mecanismos de remuneração da capacidade na Europa

## 4. Conclusões

## Existem diversas formas de classificar a atividade de produção de eletricidade...

---

		Descrição
Dimensão/ dispersão geográfica	Produção Centralizada	<ul style="list-style-type: none"><li>○ Produção centralizada em grandes centrais, sendo a energia transportada e distribuída até ao consumidor final através da rede. Tipicamente, está associada a capacidade &gt; 10 MW</li></ul>
	Produção Distribuída	<ul style="list-style-type: none"><li>○ Produção localizada mais perto do consumidor final ou feita pelo próprio consumidor final. Inclui unidades de geração de pequena dimensão. Tipicamente, está associado a capacidade ≤ 10 MW</li></ul>
Decisão de despacho	Não Despachável	<ul style="list-style-type: none"><li>○ Produção não despachável, tal como eólica, solar e mini-hídricas fio de água</li></ul>
	Despacho Centralizado	<ul style="list-style-type: none"><li>○ Produção cuja decisão de operação é realizada centralmente pelo operador de sistema, de acordo com critério técnico-económico</li></ul>
	Despacho Descentralizado	<ul style="list-style-type: none"><li>○ Produção com decisão de operação descentralizada, sendo da competência de cada um dos operadores</li></ul>

---

## ... em Portugal esta atividade pode estar abrangida, ou não, por um regime jurídico especial

### Descrição

#### Produção em regime ordinário (PRO)

Atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial

- Venda da energia produzida nos mercados ou a comercializadores, exposta aos preços de mercado

#### Produção em regime especial (PRE)

Atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através da cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a UPAC<sup>1</sup>, a UPP<sup>2</sup> e a produção sem injeção de potência na rede

- Se tiver remuneração garantida, venda da energia produzida ao comercializador de último recurso
- Caso contrário, venda da energia produzida em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, exposta aos preços de mercado

# Agenda

---

1. Organização da atividade de produção de eletricidade

**2. Mecanismos de remuneração da atividade de produção de eletricidade**

**2.1 Transição dos CAE para os CMEC**

2.2 Regime de mercado

3. Mecanismos de remuneração da capacidade na Europa

4. Conclusões

# A atividade de produção é remunerada em função da energia vendida, da potência disponível e dos serviços de sistema prestados – esta remuneração pode ser obtida em mercado ou por mecanismos regulados

	Descrição	Modelos de remuneração	
		Regulado	Mercado
<b>Energia</b>	Produção de energia elétrica necessária à satisfação das necessidades globais da procura, antes de restrições ou questões técnicas de gestão do sistema	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Encargo variável de um PPA<sup>1</sup> (ex. CAE<sup>2</sup> em Portugal)</li> <li>○ Tarifas bonificadas à produção em regime especial</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Mercados organizados, <i>spot</i> e a prazo (ex. MIBEL)</li> <li>○ Contratos bilaterais</li> <li>○ Leilões (ex. Brasil)</li> </ul>
<b>Potência</b>	Serviço de capacidade/disponibilidade necessário para assegurar a existência de uma reserva suficiente a curto e longo prazo	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Encargo fixo de um PPA (ex. CAE<sup>2</sup> em Portugal)</li> <li>○ Garantia de potência</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Mercado <i>forward</i> de capacidade (ex. PJM, New England, New York)</li> <li>○ Mercados de capacidade (ex. França, UK)</li> </ul>
<b>Serviços de sistema</b>	Ajustamentos para resolver desvios e solucionar as restrições técnicas em tempo real, por forma a responder às necessidades de qualidade, fiabilidade e segurança da rede, mantendo sempre o equilíbrio oferta-procura	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Contratação direta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Mercados de operação/ serviços complementares (ex. MIBEL)</li> </ul>

## Em Portugal, a implementação do MIBEL determinou a cessação antecipada dos CAE, em Julho de 2007, que foram transformados em CMEC

CAE

- Os Contratos de Aquisição de Energia (“CAE”) surgiram em 1995 no âmbito do quadro do Sistema Elétrico de Serviço Público
- Eram contratos de longo prazo entre a REN e os Produtores Vinculados que garantiam a remuneração e amortização dos ativos e pagavam os custos de O&M
- Em meados da década de 2000, foi necessário adequar a organização do Sistema Elétrico Nacional ao processo de liberalização do mercado de eletricidade decorrente da Diretiva Comunitária sobre o Mercado Interno de Eletricidade

- As centrais do Pego (Tejo Energia) e da Tapada do Outeiro (Turbogás) mantiveram os respetivos CAE, sendo a produção colocada em mercado pela REN

CMEC

- Em consequência da cessão antecipada dos CAE foi atribuído ao Produtor o direito ao recebimento de compensações designadas por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (“CMEC”)
- Os CMEC destinam-se à obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE que não sejam assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

# A estrutura típica de um CAE reconhecia os custos fixos e variáveis garantindo um baixo nível de risco...

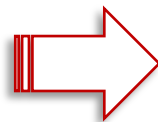
	O que cobre ?	Comentários	Exemplos	
<b>Encargos fixos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Capital investido (a uma determinada taxa de remuneração)</li> <li>○ Investimentos recorrentes/programados</li> <li>○ Custos fixos de operação e manutenção</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Rentabilidade assegurada</li> <li>○ Factor de correção de disponibilidade face a valores anuais acordados</li> </ul>	Hídricas	Térmicas
<b>Encargos variáveis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Combustível (tipicamente indexado a um índice internacional)</li> <li>○ CO<sub>2</sub></li> <li>○ Custos variáveis de operação e manutenção</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Combustível indexado a um índice internacional funciona como incentivo à eficiência</li> <li>○ Apenas cobre custo real de CO<sub>2</sub> (líquido de licenças atribuídas gratuitamente, se existirem)</li> </ul>		

**Os CAE favoreciam uma gestão baseada nos ativos (disponibilidade) em vez de uma gestão baseada na atividade (produção de eletricidade)**

## ... ao passo que os CMEC são um mecanismo para repor o equilíbrio contratual dos antigos CAE que transitaram para o mercado

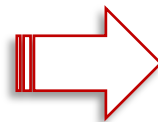
### Os CMEC são compostos por três parcelas:

- Um **Montante Inicial**, correspondendo à diferença entre o valor do CAE, calculado à data de cessão antecipada e o valor atualizado das receitas expectáveis de mercado, deduzido dos correspondentes encargos variáveis de exploração



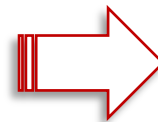
- Este montante é pago num período de 20 anos (julho de 2007 a julho de 2027)

- Um montante que decorre de um mecanismo de **Revisibilidade Anual** das compensações



- Diferença entre as condições subjacentes ao montante inicial e as condições reais anuais ocorridas até 2017

- Um montante correspondente ao **Ajustamento Final** das compensações



- Em 2017 será determinada uma compensação final tendo em conta os *cash flows* futuros até 2027. Esta compensação final não será revista

O CMEC é financiado por todos os consumidores de eletricidade, através da Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS)

# Agenda

---

1. Organização da atividade de produção de eletricidade

**2. Mecanismos de remuneração da atividade de produção de eletricidade**

2.1 Transição dos CAE para os CMEC

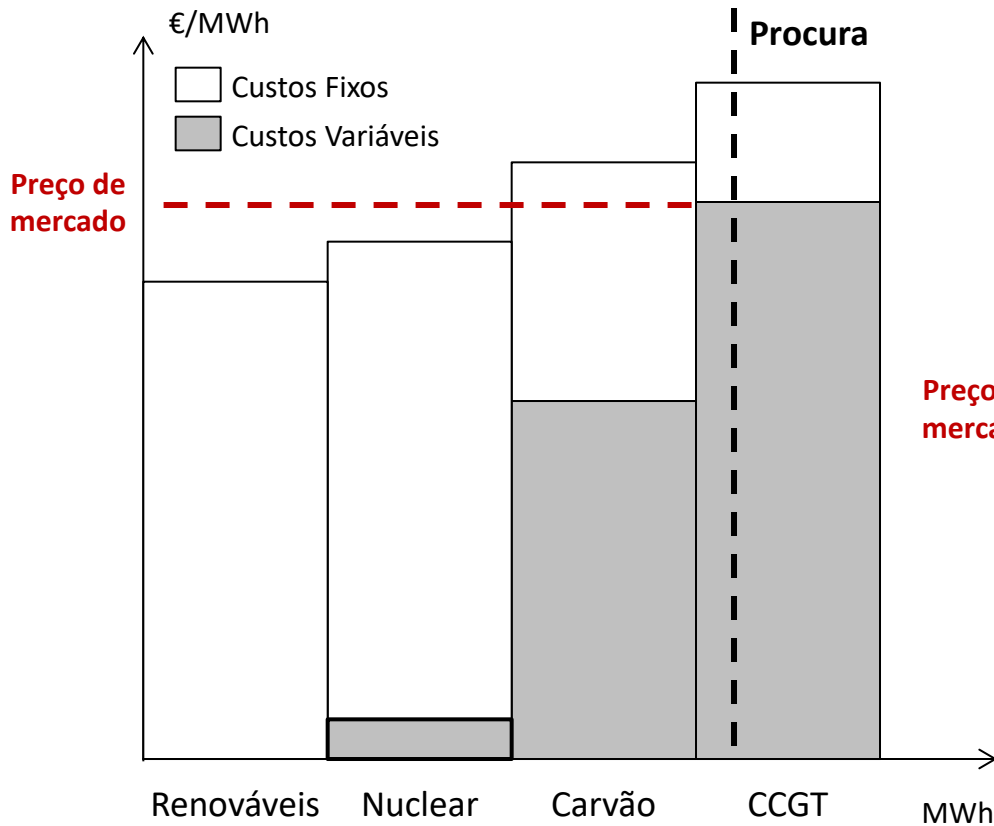
**2.2 Regime de mercado**

3. Mecanismos de remuneração da capacidade na Europa

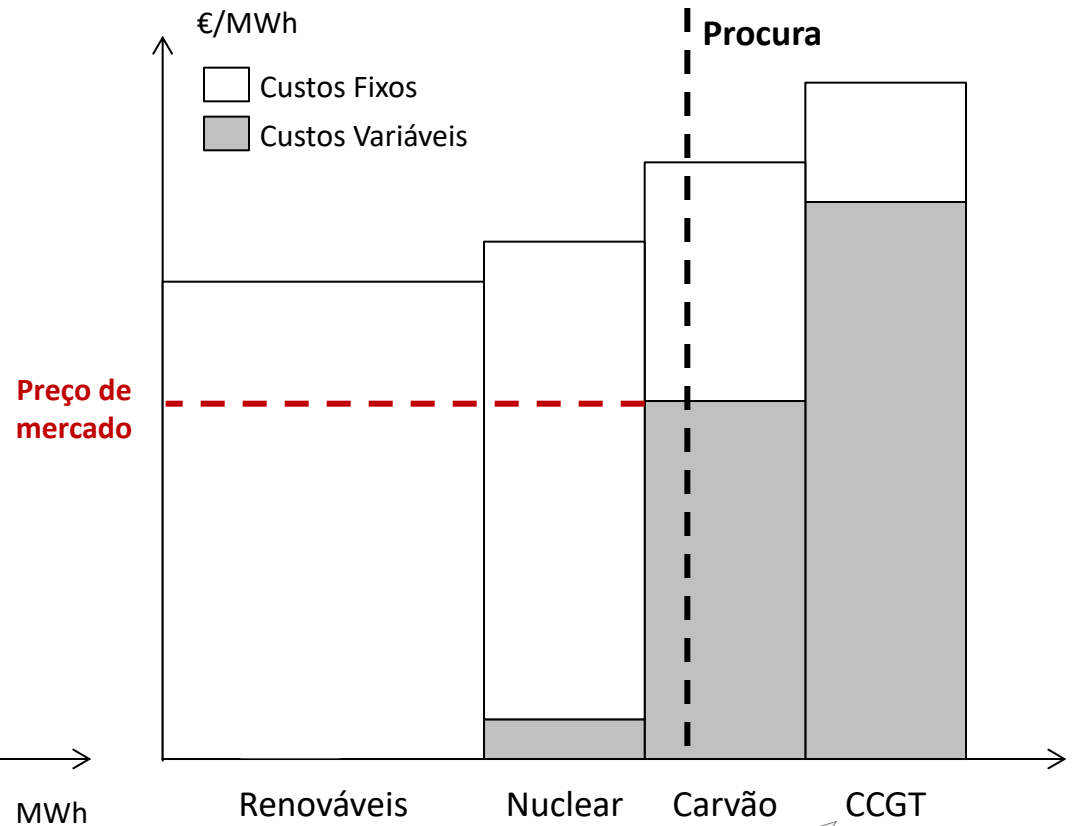
4. Conclusões

# O mercado marginalista (“energy only”) tem de ser adaptado para fazer face à crescente integração de tecnologias com custos variáveis próximos de zero...

## Cenário 1: Baixa Penetração de Renováveis



## Cenário 2: Elevada Penetração de Renováveis

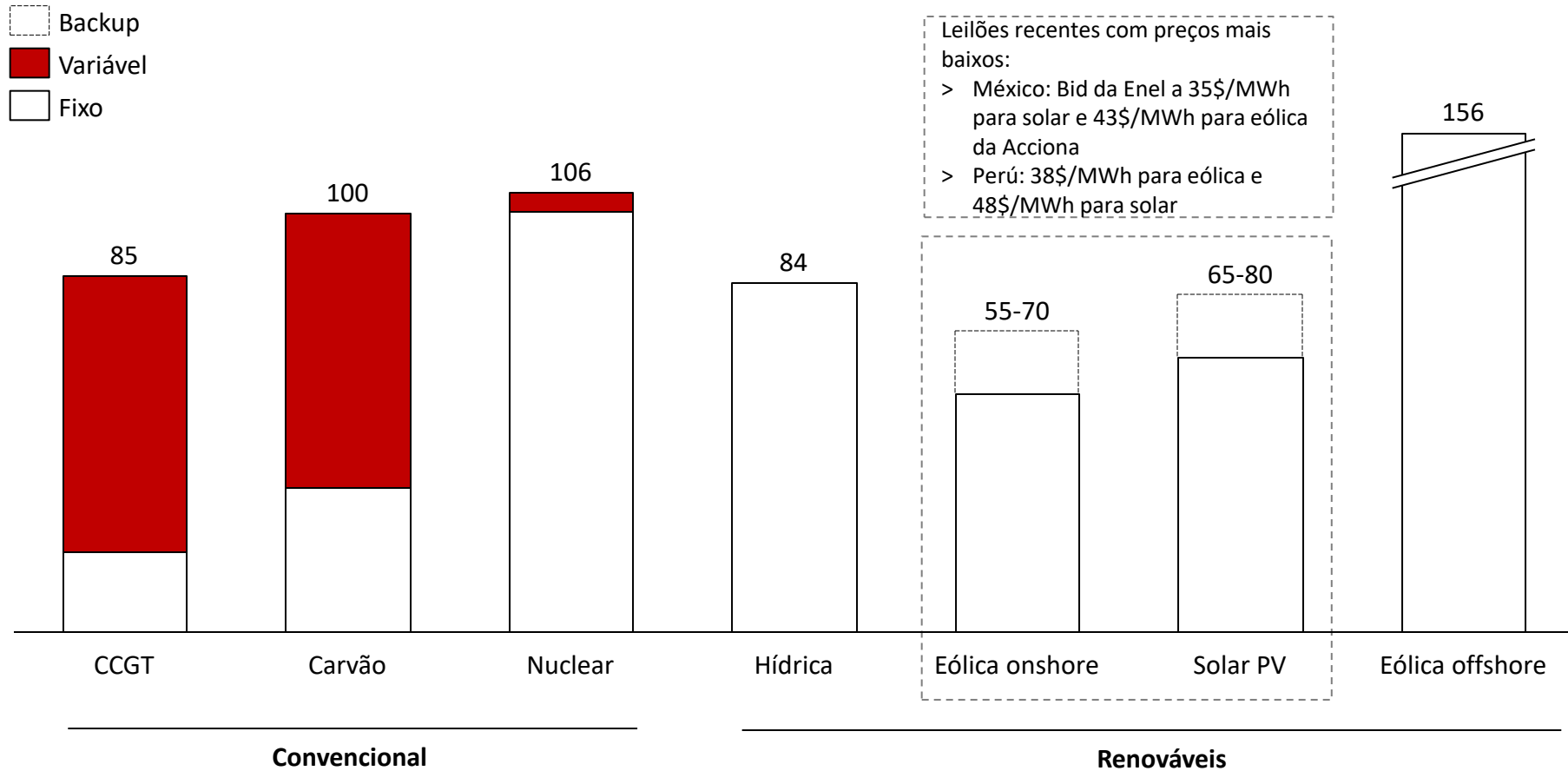


Com o aumento da produção renovável, as CCGT's ficam fora do mercado

# Atualmente a energia eólica onshore e a solar PV já se apresentam como mais competitivas face a tecnologias convencionais, numa ótica de *full costs de LP* com preços definidos em leilão

## Custos nivelados de produção de eletricidade na Ibéria<sup>1</sup>

€/MWh, 2015



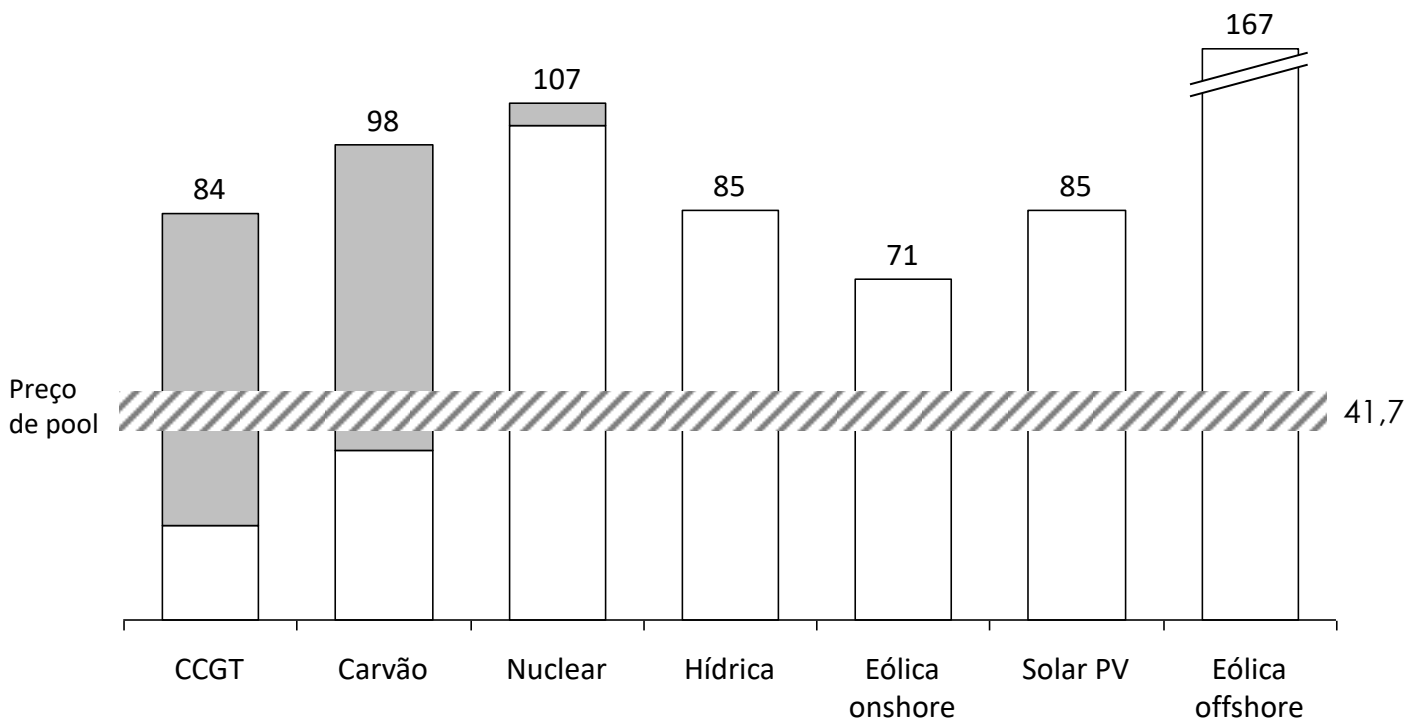
1. Assume 5.000h anuais equivalentes para CCGT e Carvão. Números referem-se a uma central cujo investimento foi decidido em 2015.

# ... contudo, o atual modelo de mercado marginalista, não remunera qualquer tecnologia....

## Custos nivelados para geração de eletricidade por tecnologia<sup>1</sup>

€/MWh, 2014

■ Variável □ Fixo



**Preços de *pool* não remuneram a totalidade de custos**

OMIE PT 2016<sup>2</sup> (€ 35,7/MWh) é inferior em € 5/MWh face ao período homólogo de 2014, o que reflete a tendência de descida de preços marginais com a crescente penetração de tecnologias com custos variáveis próximos de zero.

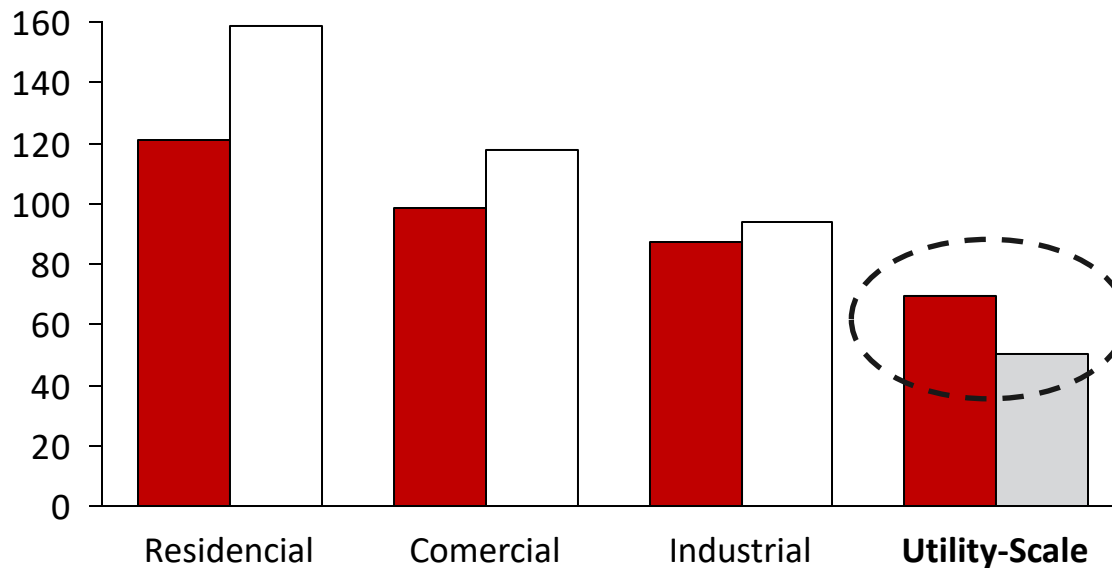
<sup>1</sup> Assume 5.000h de funcionamento para CCGT e Carvão

<sup>2</sup> Preço de mercado spot 2016 (Jan-Ago)

Por outro lado, a distorção existente na estrutura tarifária do preço de venda ao cliente final torna os investimentos em geração distribuída mais rentáveis para este que ao nível da *utility-scale*, apesar da perda de valor para a sociedade como um todo...

## LCOE<sup>1</sup> do solar vs. receitas/poupanças por segmento

€/MWh, 2015



**Geração distribuída**

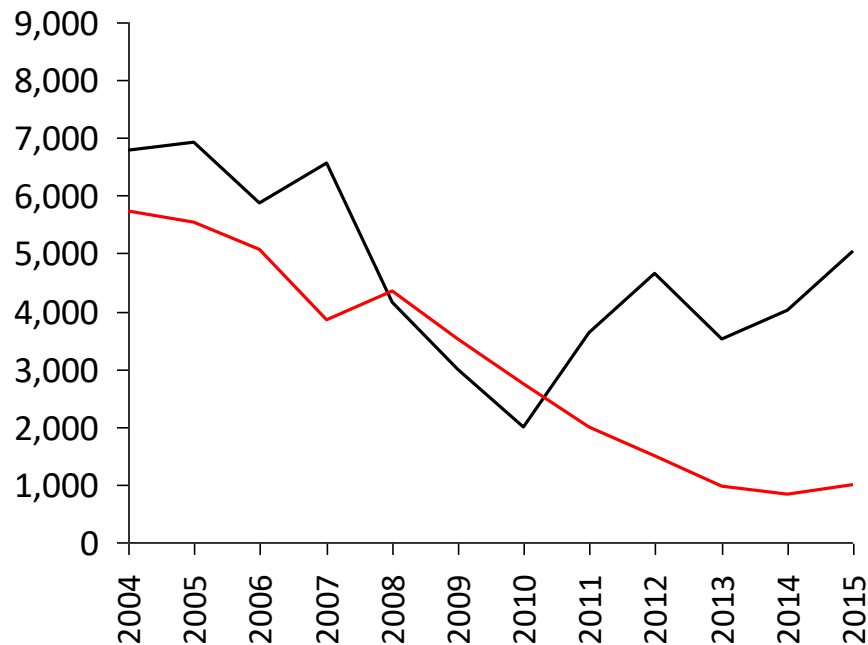
■ LCOE □ Componente variável da tarifa de retalho ■ Pool

- > Do ponto de vista do investidor, faz mais sentido investir em geração distribuída
- > Contudo, a decisão de investimento que maximiza o bem-estar social é a geração centralizada

# A capacidade térmica firme de *backup* necessária para assegurar a segurança de abastecimento é impossibilitada de recuperar os custos fixos

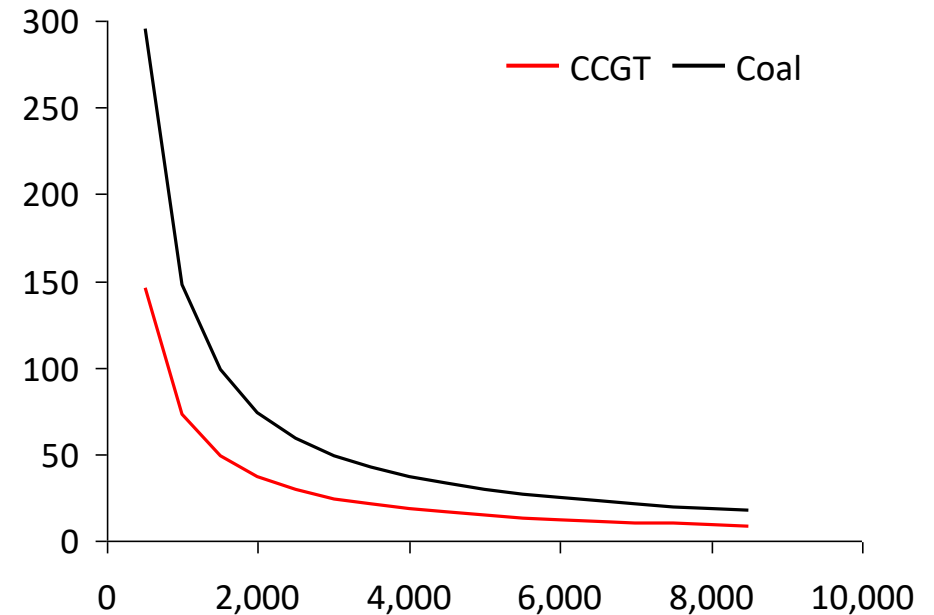
## Load factors para carvão e CCGTs em Espanha

Horas de operação equivalentes, 2004 - 2013



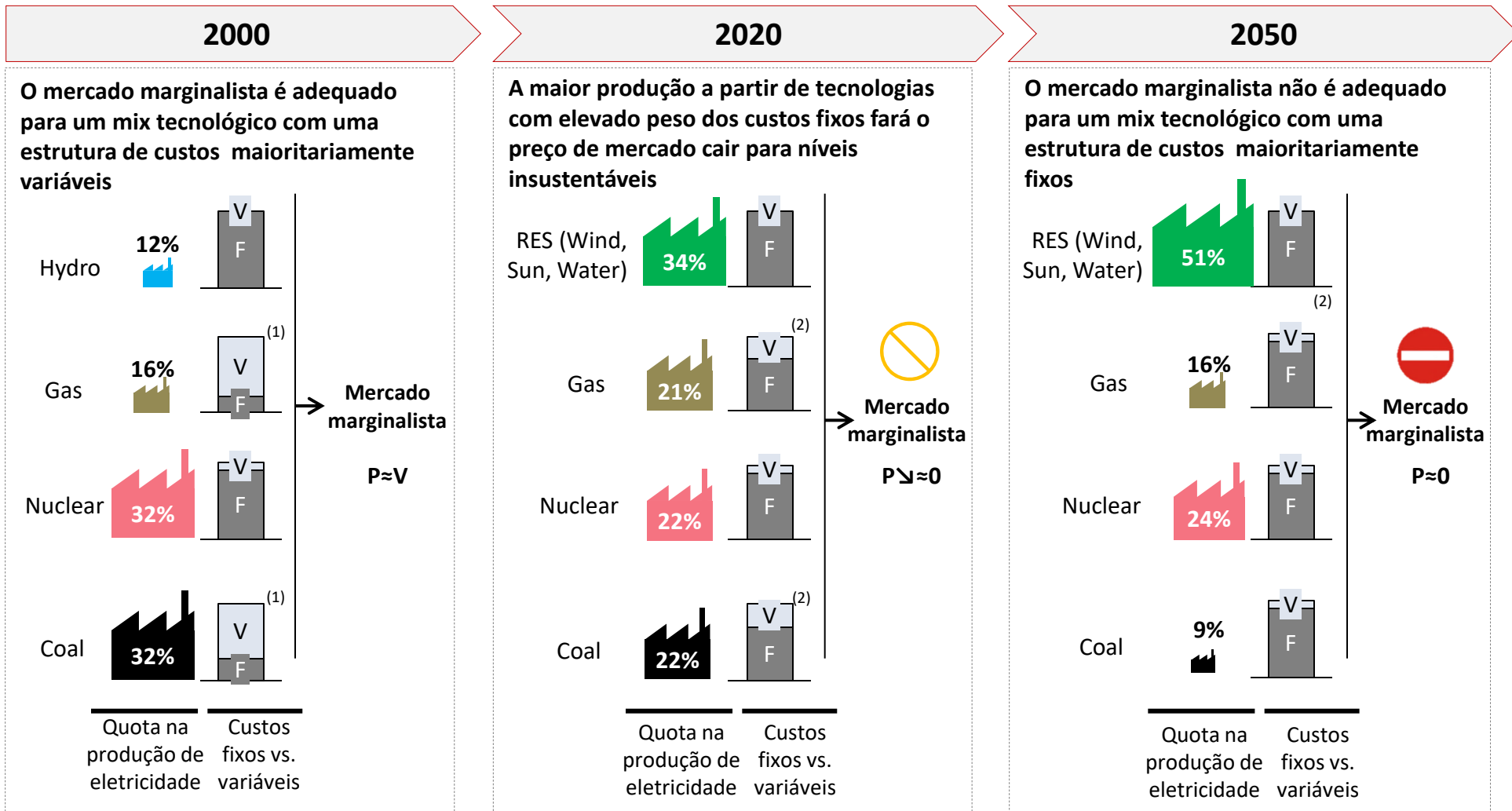
## Spreads necessários para pagar custos fixos

€/MWh vs. horas de operação equivalentes



- As renováveis substituem a geração térmica convencional mas não eliminam a necessidade de capacidade firme, serviço que é providenciado pelas tecnologias térmicas convencionais
- Nos mercados de energia, a capacidade firme só seria remunerada por via de picos de preços insustentáveis
- Neste contexto, mecanismos de remuneração de capacidade são necessários

# Esta situação tende a agravar-se face às metas europeias para a produção de energia renovável e redução de emissões CO2



Fonte: IEA / EURELECTRIC

- 1) Período de funcionamento da CCGT de 5.000h e do carvão de 7.500h
- 2) Back-up CCGT e carvão (baixa utilização) (Nota: estrutura custos fixos/ variáveis é apenas indicativa)

# Agenda

---

1. Organização da atividade de produção de eletricidade

2. Mecanismos de remuneração da atividade de produção de eletricidade

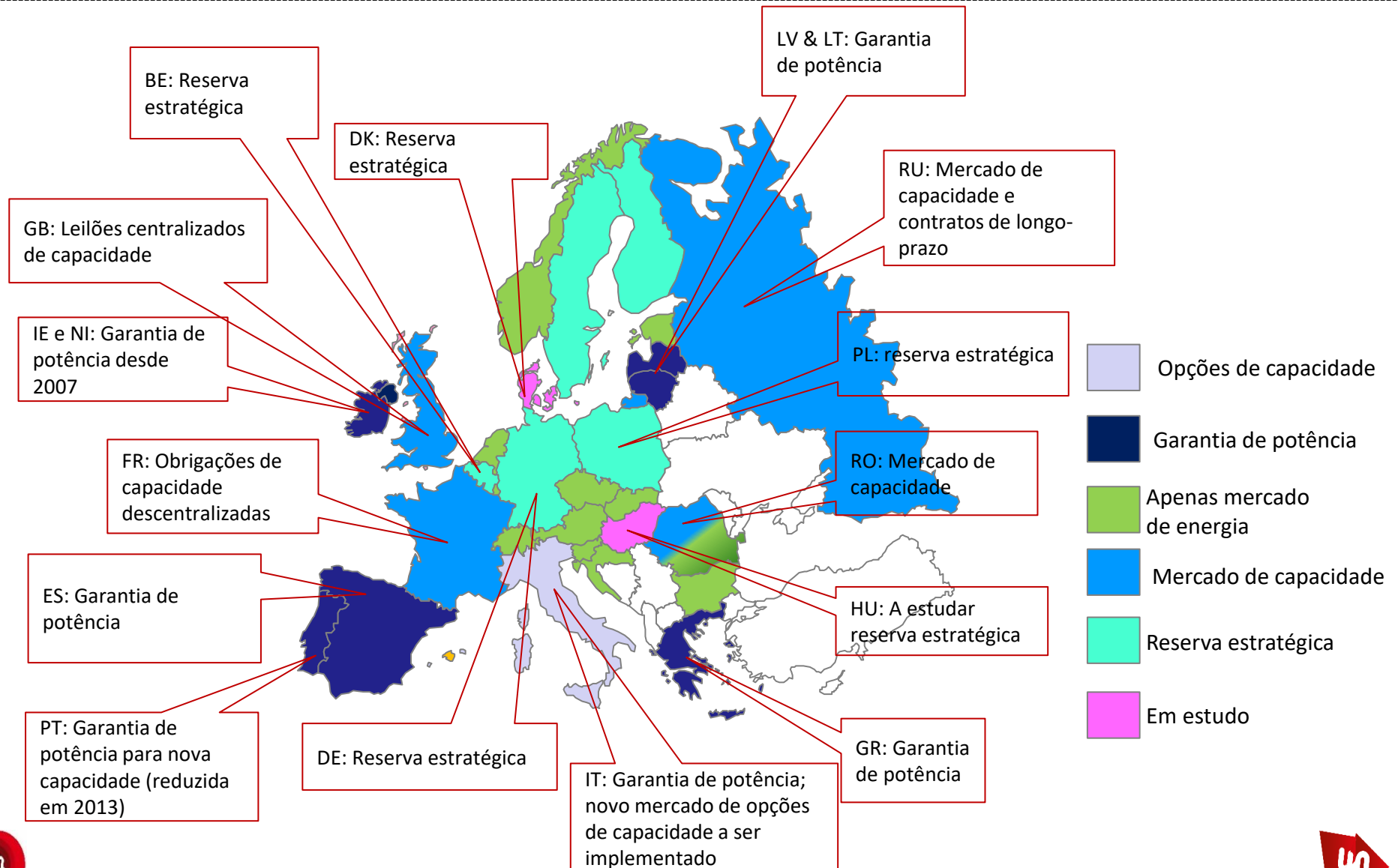
2.1 Transição dos CAE para os CMEC

2.2 Regime de mercado

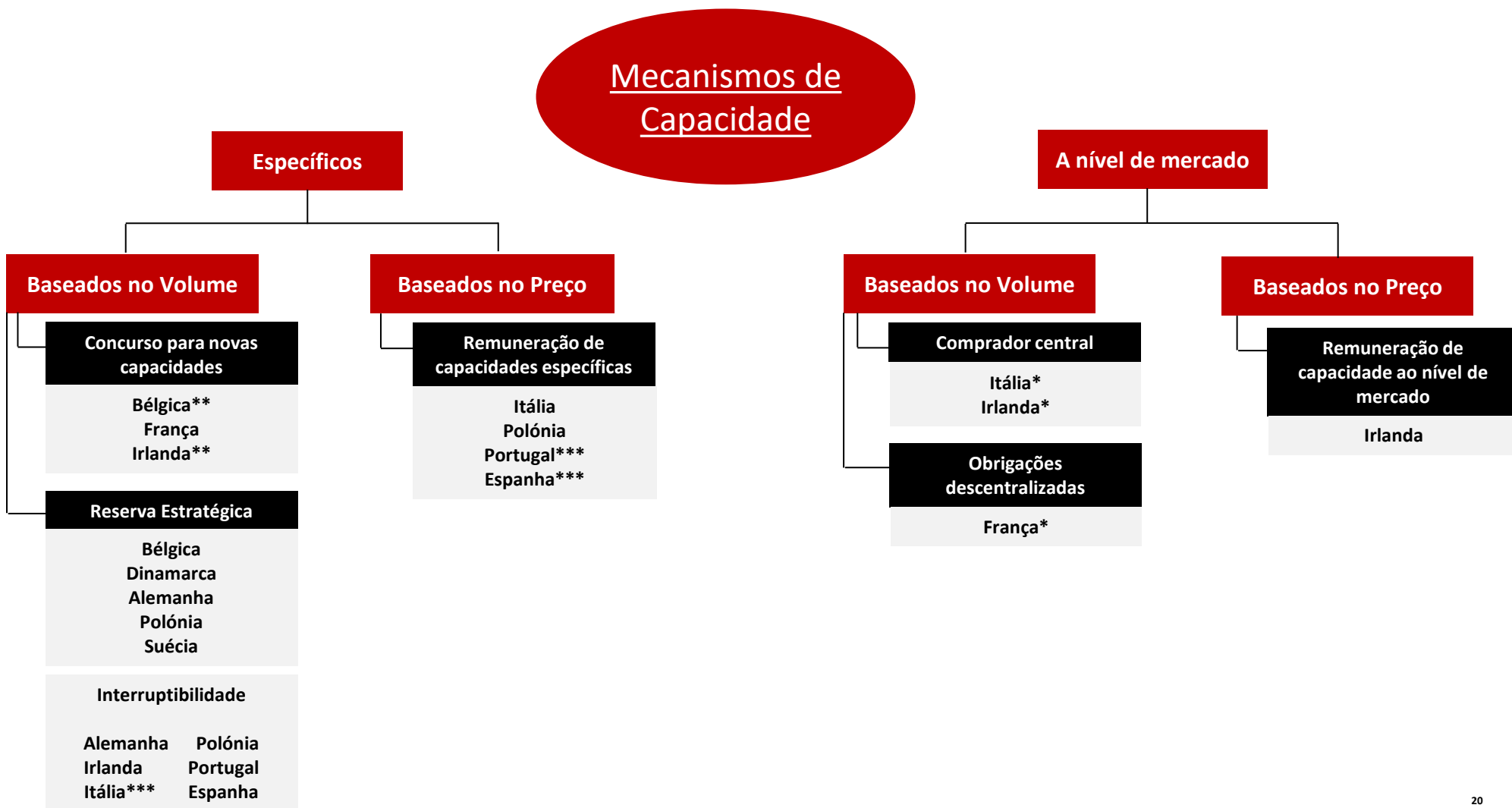
**3. Mecanismos de remuneração da capacidade na Europa**

4. Conclusões

# De modo a endereçar a questão da capacidade de *backup*, os principais países europeus adotaram diferentes mecanismos de remuneração complementares ao mercado de energia...



... que foram objeto de análise pela CE, que lançou um inquérito sectorial, em 2015, sobre os mecanismos de remuneração de capacidade que estão implementados (ou em vias de implementação), cujos resultados preliminares<sup>1</sup> foram publicados em abril de 2016, ...



## ... concluindo pela não aptidão dos mecanismos para solucionar problemas de segurança do abastecimento de eletricidade do modo economicamente mais rentável e que minimize a distorção do mercado

### Conclusões de Avaliação

- Os mecanismos de capacidade implementados não estão aptos para fazer face aos problemas de capacidade dos Estados Membros
- **Mecanismos de capacidade baseados nos preços** podem levar a uma sobrecompensação dos fornecedores de capacidade
- **Mecanismos de capacidade baseados no volume** o risco de sobrecompensação é menor (leilão de nova capacidade, reserva estratégica, comprador central e obrigações centralizadas), podendo responder a problemas específicos de adequação da produção
- Os concursos para a criação de novas capacidades e de reservas estratégicas podem ser adequados para solucionar um problema de capacidade transitório
- Os mecanismos de capacidade devem ser cuidadosamente concebidos, com especial atenção para a criação de normas de participação transparentes e abertas e de um produto de capacidade que não comprometa o funcionamento do mercado da eletricidade



### Soluções propostas

- Curto prazo
  - Leilões *one-off* para nova capacidade ou reservas estratégicas para países que tenham problemas transitórios de segurança de abastecimento
- Longo prazo
  - Leilões centralizados de capacidade abrangentes a todo o mercado (modelo semelhante ao UK) ou obrigações de contratação de capacidade (modelo semelhante ao francês) para países que tenham problemas mais estruturais de segurança de abastecimento

# É necessário um novo desenho de mercado que promova uma estratégia definida para a política europeia da energia e do clima

## Incentivos ao investimento

- Contratos de longo prazo abertos a todas as tecnologias são cruciais para o futuro desenho de mercado
- Em tecnologias de capital intensivo, por exemplo, tal pode ser alcançado através de competitivos leilões com *Contract for Difference* (CfD), com menos risco de investimento e preços mais baixos para o cliente final

## Segurança de Abastecimento

- O modelo *Energy-Only* não garante níveis adequados de margens de reserva
- Deve ser tido em consideração os mecanismos de remuneração certos, com contratos de capacidade firme de longo prazo através dos mercados de capacidade (e.g. CRM)

## Integração de mercado

- O mercado interno de energia exige uma forte e coordenada integração de mercado, com especial foco no mercado intradiário e nos mercados de balanço
- A integração dos mercados também é crucial para a otimização de investimentos numa perspetiva pan-europeia

## Forte estrutura de Governance

- Os *stakeholders* europeus devem evoluir para alcançarem uma operação do sistema mais coordenada pelos ORT e supervisionada pela ACER
- A gestão do sistema e o respetivo *adequacy assessment* devem ser concretizados a um nível europeu/regional por um operador independente com uma visão mais ampla

# Agenda

---

1. Organização da atividade de produção de eletricidade

2. Mecanismos de remuneração da atividade de produção de eletricidade

2.1 Transição dos CAE para os CMEC

2.2 Regime de mercado

3. Mecanismos de remuneração da capacidade na Europa

**4. Conclusões**

## Conclusões

---

- ✓ O aprofundamento do objetivo político de descarbonização e de maior inserção de renováveis, com o correspondente aumento do investimento em tecnologias capital-intensivas, consolida ainda mais a alteração estrutural do contexto competitivo, o que obriga a uma revisão do atual desenho do mercado
- ✓ Os mercados de capacidade estão a tornar-se uma componente estrutural do desenho de mercado
- ✓ Os mercados de capacidade devem gerar sinais de preço de longo prazo consistente com o tipo de investimentos que lhe estão subjacentes, por exemplo, por via de leilões de capacidade com prazos alargados, em ambiente concorrencial
- ✓ É necessário garantir a estabilidade contratual para os mecanismos existentes para evitar um ambiente instável e inseguro que comprometa futuros investimentos. Tal implica que não haja alterações contratuais
- ✓ É necessário impor a estabilidade regulatória como elemento fundamental para garantir a confiança dos investidores

---

# Obrigada

