

**REGIME DE ATRIBUIÇÃO DE INCENTIVOS À  
GARANTIA DE POTÊNCIA NO ÂMBITO DO SISTEMA  
ELÉTRICO NACIONAL  
*RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO TÉCNICA***

Junho 2016

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>OS MECANISMOS DE REMUNERAÇÃO DE CAPACIDADE E A GARANTIA DA SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	<b>5</b>
2.1	Enquadramento.....	5
2.2	Racional para a existência de mecanismos de remuneração de capacidade e principais argumentos contra a sua adoção .....	7
2.3	Modelos de mecanismos de remuneração de capacidade existentes na União Europeia.....	10
<b>3</b>	<b>REGIME DE INCENTIVO À GARANTIA DE POTÊNCIA NO ÂMBITO DO SEN</b> .....	<b>15</b>
3.1	Enquadramento.....	15
3.2	Regime de incentivo à garantia de potência atualmente em vigor .....	17
3.2.1	Descrição.....	17
3.2.2	Consideração na mecânica tarifária e aplicação no tempo .....	19
3.3	Relatório de monitorização da segurança de abastecimento do SEN .....	22
<b>4</b>	<b>INICIATIVAS DA COMISSÃO EUROPEIA</b> .....	<b>25</b>
4.1	Diretiva 2005/89/CE .....	26
4.2	Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia 2014- 2020.....	28
4.2.1	Compatibilidade do mecanismo de incentivo à garantia de potência com as Orientações .....	33
4.3	Inquérito setorial da Comissão Europeia .....	34
4.4	<i>Consultation on a new Energy Market Design</i> .....	36
<b>5</b>	<b>PERSPETIVA DE EVOLUÇÃO DA ABORDAGEM EUROPEIA À SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO</b> .....	<b>39</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>43</b>



## 1 INTRODUÇÃO

Nos termos do artigo 212.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano de 2016, o Governo, no prazo de três meses, deve proceder à avaliação do regime de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros eletroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), com vista à redução de custos para o Estado e para os consumidores.

Neste âmbito, por Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia, do passado dia 7 de abril, foi solicitada à ERSE a apresentação, no prazo de 80 dias a contar da data de 31 de março de 2016, de um estudo que sirva de base a essa avaliação.

Assim, o presente estudo visa dar resposta à referida solicitação, sendo composto, para além do presente capítulo introdutório e do capítulo antecedente, que integra o sumário executivo, pelos seguintes capítulos adicionais:

- Capítulo 2: neste capítulo circunstancia-se a temática dos mecanismos de remuneração de capacidade cruzando-a com a dimensão mais abrangente da garantia da segurança do abastecimento. Em concreto, e para além de uma visão geral do estado atual do mercado europeu da eletricidade, desenvolve-se o racional justificativo da adoção de mecanismos de remuneração de capacidade, enunciando-se os principais argumentos a favor e contra essa adoção e, por último, tipificam-se os modelos de mecanismos de remuneração de capacidade existentes.
- Capítulo 3: neste capítulo analisa-se o caso concreto do mecanismo de remuneração de capacidade existente em Portugal – o designado mecanismo de garantia de potência –, enquadrando-o no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e, com base no regime legal em vigor, descreve-se a inscrição desse mecanismo a nível tarifário, estimando-se igualmente os custos para o SEN que decorrem da sua aplicação. Por último, detalham-se as principais considerações do mais recente Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA), de fevereiro de 2015.
- Capítulo 4: neste capítulo apresentam-se as principais iniciativas recentemente desenvolvidas pela Comissão Europeia na esfera da garantia do abastecimento e, mais concretamente, dos mecanismos de remuneração de capacidade. Assim, tomando como ponto de partida o enquadramento decorrente da Diretiva 2005/89/CE, de 18 de janeiro de 2006, relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade e o investimento em infraestruturas, e os desenvolvimentos que se vão antecipando relacionados com este normativo, são analisadas as seguintes iniciativas:
  - Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia 2014-2020: nestas Orientações, publicadas em 28 de junho de 2014, a Comissão Europeia estabelece, designadamente, as condições em cujo âmbito os auxílios de Estado à energia (nos quais se inscrevem os mecanismos de remuneração de capacidade) podem ser considerados compatíveis com o mercado interno.

- Inquérito setorial no âmbito do apoio financeiro concedido pelos Estados-Membros para garantir a segurança do abastecimento: este inquérito foi lançado no dia 29 de abril de 2015, abrangeu 11 Estados-Membros, entre os quais Portugal, tendo sido, no passado dia 13 de abril, divulgados os resultados preliminares e as conclusões provisórias.
- *Consultation on a new Energy Market Design*: consulta pública, que decorreu entre julho e outubro de 2015, visando a coleção de contributos para o redesenho do atual modelo de mercado europeu da energia elétrica, designadamente, em relação à garantia da segurança do abastecimento, tendo sido divulgados, no final do ano passado, os resultados preliminares.
- Capítulo 5: neste capítulo faz-se o exercício de, com base designadamente nas iniciativas da Comissão Europeia analisadas no capítulo anterior, perspetivar desenvolvimentos futuros associados ao tratamento da questão da garantia da segurança do abastecimento de energia elétrica a nível europeu.
- Capítulo 6: neste capítulo apresentam-se as principais conclusões do estudo, orientadas para a sistematização de um *roadmap* conducente à tomada de decisão no contexto da garantia da segurança do abastecimento no SEN.

## 2 OS MECANISMOS DE REMUNERAÇÃO DE CAPACIDADE E A GARANTIA DA SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 2.1 ENQUADRAMENTO

A primeira diretiva aprovada pela Comissão Europeia no âmbito do estabelecimento de regras comuns para o mercado interno da eletricidade (Diretiva 96/92/CE<sup>1</sup>, de 19 de dezembro) marcou o início de um período de intensa transformação no setor elétrico. A liberalização dos mercados elétricos europeus, em conjunto com o advento das energias renováveis (“*Liberalisation and decarbonisation*”), aumentou a concorrência, reduzindo, genericamente, os preços grossistas e as margens nas atividades de produção e de comercialização<sup>2</sup>. Ao mesmo tempo, as iniciativas relativas ao acoplamento de mercados induziram uma dinâmica adicional ao nível do comércio transfronteiriço de energia elétrica na Europa. A interação entre estes (e outros<sup>3</sup>) desenvolvimentos tem vindo a estabelecer uma nova arquitetura do sistema elétrico<sup>4</sup> – alterando profundamente a forma como a energia elétrica se produz, comercializa e consome – que poderá não ser totalmente compatível com o atual desenho de mercado. Deste modo, nos últimos anos, constata-se uma preocupação crescente, a nível europeu, relativamente às possíveis insuficiências deste desenho para responder a alguns objetivos tidos como cruciais, de que é exemplo e releva para o presente estudo, a garantia da segurança do abastecimento<sup>5</sup>.

A discussão em torno da questão da garantia da segurança do abastecimento tem lugar numa conjuntura de redução das margens de capacidade em vários sistemas elétricos europeus. Na edição de 2015 do relatório “*Scenario Outlook & Adequacy Forecast*”<sup>6</sup>, relativa ao período entre 2016 e 2025, a Rede Europeia

---

<sup>1</sup> Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A31996L0092>.

<sup>2</sup> No relatório da Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) intitulado “*Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity*”, de julho de 2013, (disponível em [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Publications/Pages/Publication.aspx](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Publications/Pages/Publication.aspx)) é reconhecido que “*the regional initiative process has already delivered significant progress towards achieving the Internal Electricity Market (“IEM”), leading to more competitive, liquid and transparent wholesale markets, to the benefit of end-consumers*”.

<sup>3</sup> Como a produção distribuída, os mecanismos de participação da procura ou os sistemas de medição inteligentes, a título exemplificativo.

<sup>4</sup> No âmbito do Roteiro para a Energia 2050 e do 3.º Pacote para a Energia da União Europeia foram estabelecidos compromissos e assumidos objetivos em matéria, por exemplo, de redução de emissões de CO<sub>2</sub>, dos níveis de penetração das fontes de energia renováveis, da eficiência energética ou da promoção da inovação. As medidas a adotar no sentido de responder a estes compromissos e objetivos vão certamente impactar nos mercados elétricos europeus nas próximas décadas.

<sup>5</sup> Nos termos do Decreto-Lei n.º 23/2009, de 20 de janeiro, que completou a transposição para a ordem jurídica nacional da Diretiva 2005/89/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de janeiro de 2006, relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade e o investimento em infraestruturas, define-se segurança do fornecimento de eletricidade como “a capacidade de um sistema de eletricidade para fornecer energia elétrica aos clientes finais”.

<sup>6</sup> Disponível em

<https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>.

de Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade (ENTSO-E) identifica alguns sistemas elétricos europeus que, já em 2020, poderão apresentar margens de capacidade perigosamente reduzidas (nalguns casos inferiores a 10%)<sup>7</sup>. Diversas causas têm contribuído para esta conjuntura, como sejam, o sucesso das políticas de apoio às fontes de energia renováveis<sup>8</sup>, o efeito da crise económica ao nível da procura de energia elétrica<sup>9</sup>, a redução do preço dos combustíveis fósseis<sup>10</sup> ou a evolução do preço das licenças de emissão<sup>11</sup>. Em concreto, todos estes fatores têm vindo a concorrer para pressionar em baixa o preço da energia elétrica nos mercados grossistas europeus<sup>12</sup>, diminuindo a rentabilidade das unidades de produção baseadas em tecnologias convencionais, assim como os incentivos para manter em exploração essas unidades ou investir em novas. No entanto, o contributo das unidades de produção baseadas em tecnologias convencionais é absolutamente fundamental para a garantia da segurança do abastecimento, como complemento à produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis intermitentes<sup>13</sup>.

É neste contexto que diversos Estados-Membros da União Europeia, percebendo que os atuais modelos regulamentares e de mercado podem não responder adequadamente à necessidade de garantir a segurança do abastecimento, têm vindo a conceder – ou tencionam fazê-lo no curto prazo – apoios aos produtores de energia elétrica pela disponibilidade de capacidade de produção – os designados mecanismos de remuneração de capacidade.

---

<sup>7</sup> Sistemas como o belga, o grego, o italiano, o lituano, o macedónio, o norte irlandês, o sueco ou o eslovaco são apontados como podendo vir a apresentar problemas de escassez de capacidade no período estudado, em determinados cenários.

<sup>8</sup> Em particular as energias hídrica, eólica e solar. De acordo com o Relatório da Comissão Europeia sobre os progressos em termos de energias renováveis, de 15 de junho de 2015 (disponível em <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2015/PT/1-2015-293-PT-F1-1.PDF>), “Presentemente, 26% da eletricidade da UE é já produzida a partir de fontes de energia renováveis, sendo cerca de 10% do aprovisionamento total de eletricidade da UE obtido a partir de fontes renováveis variáveis, como a eólica e a solar”.

<sup>9</sup> De acordo com os dados publicados pelo Eurostat, entre 2008 e 2013, a produção anual de energia elétrica na União Europeia diminuiu cerca de 5% - para esta diminuição concorre também a poupança de energia resultante da aplicação de medidas de eficiência energética.

<sup>10</sup> De acordo com o relatório da Comissão Europeia intitulado “*Investment perspectives in electricity markets*”, de julho de 2015 (disponível em [http://ec.europa.eu/economy\\_finance/publications/eejp/ip003\\_en.htm](http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/eejp/ip003_en.htm)), no período 2011-2015, os preços do gás natural e do carvão diminuíram, respetivamente, 10 e 17%.

<sup>11</sup> Nos últimos 10 anos, o preço das licenças de emissão no mercado *spot* passou de 30 €/tonelada para menos de 10 €/tonelada. Esta circunstância, conjugada com o impacto do gás de xisto norte-americano ao nível dos excedentes de carvão, tem vindo a desalojar as centrais térmicas de ciclo combinado do mercado. A título de exemplo, os fatores de carga das centrais de ciclo combinado em Portugal no período 2009-2015 foram os seguintes: 33%, 31%, 30%, 17%, 5%, 4% e 15%.

<sup>12</sup> No relatório da Comissão Europeia intitulado “*Energy prices and costs in Europe*”, de janeiro de 2014 (disponível em <https://ec.europa.eu/energy/en/publications/energy-prices-and-costs-europe>), refere-se que “(...) in the period 2008-2012 wholesale electricity prices declined by between 35% and 45% on the major European wholesale electricity benchmarks.”

<sup>13</sup> As tecnologias que utilizam recursos renováveis não passíveis de serem armazenados apresentam uma potência firme necessariamente inferior à potência instalada e uma menor probabilidade de produção de energia elétrica nos períodos de maior procura, se comparadas com as tecnologias convencionais.



## 2.2 RACIONAL PARA A EXISTÊNCIA DE MECANISMOS DE REMUNERAÇÃO DE CAPACIDADE E PRINCIPAIS ARGUMENTOS CONTRA A SUA ADOÇÃO

A teoria económica estabelece que, no modelo de mercado que remunera exclusivamente a energia elétrica (*energy-only market*), e na ausência de falhas de mercado, os custos operacionais e de capital<sup>14</sup> das unidades de produção são totalmente recuperáveis por via dos preços de mercado eficientemente formados<sup>15</sup>. Essa recuperação de custos, a atração de investimento em novas unidades de produção e o incentivo para que a capacidade existente não saia do sistema, depende da não fixação de limites de preço, sendo esta, precisamente, a principal dificuldade colocada por este tipo de mercados. Com efeito, essa circunstância pode traduzir-se na exposição dos consumidores de energia elétrica a preços demasiado elevados, o que acarreta potenciais estrangulamentos na oferta aos consumidores e levanta questões, nomeadamente pela persistência de tais preços, de eventual saída de mercado de operadores na atividade de comercialização<sup>16</sup>. Por outro lado, a possibilidade de ocorrência de preços muito elevados pode ser estrategicamente usada pelos agentes para o exercício de poder de mercado (nomeadamente através de retenção de capacidade)<sup>17</sup>. Pelas razões apontadas, os preços nos mercados grossistas têm normalmente que observar um valor máximo fixado administrativamente (*cap*)<sup>18</sup>, que tende a não refletir necessariamente o custo de oportunidade da energia elétrica em períodos de escassez (“*missing money problem*”<sup>19</sup>).

---

<sup>14</sup> OPEX e CAPEX, respetivamente.

<sup>15</sup> A ideia subjacente à designada teoria de “*Peak Load Pricing*” é a de que os preços do mercado transmitem os sinais necessários para efeitos de investimento desde que possam variar sem restrições. Assim, em períodos de escassez, sendo o mercado orientado para ordenar de forma crescente em custo marginal a oferta de energia, o preço de mercado tende a aumentar, gerando margens de lucro (as designadas rendas de escassez) que permitem quer a recuperação dos custos fixos das unidades de produção na esfera submarginal quer a atração de novos investimentos. Da mesma forma, em cenários de excesso de capacidade, os preços de mercado tendem a descer, impedindo a recuperação de custos por parte das unidades de produção na esfera supramarginal de preço, induzindo, por essa via, a sua saída do sistema. As centrais na zona marginal de formação do preço estarão em situação de indiferença económica de curto prazo, conseguindo obter em mercado a recuperação do seu custo marginal, mas não a estrutura de custos fixos. De notar que este modelo depende objetivamente da verificação da condição de oferta de venda em mercado aderente à estrutura de custos marginais, o que é ou pode ser prejudicado nas situações em que uma parte não negligenciável da oferta de venda de energia dependa de preços fixados administrativamente.

<sup>16</sup> Note-se que a volatilidade dos preços em cenários de escassez de capacidade de produção é potenciada por algumas especificidades do setor elétrico, como sejam a limitada possibilidade de armazenamento de energia elétrica e a reduzida elasticidade da procura ao preço.

<sup>17</sup> A identificação do exercício de poder de mercado coloca dificuldades várias. Com efeito, no documento intitulado “*Generation adequacy and investment incentives in Britain: from the Pool to NETA*”, disponível em <https://ideas.repec.org/p/cam/camdae/0459.html>, refere-se que “*The most convincing argument against energy only markets lies in the difficulties for regulatory authorities to distinguish between the exercise of market power and legitimate scarcity rent.*”.

<sup>18</sup> No caso do MIBEL o preço máximo permitido é de 180,03 €/MWh. Este valor pode considerar-se reduzido se colocado em perspetiva com os de outros mercados europeus (por exemplo, na Irlanda o preço máximo é de 1000 €/MWh e na Bélgica, na Dinamarca, em França, na Alemanha, em Itália e na Suécia esse valor é de 3000 €/MWh).

<sup>19</sup> Note-se que este problema não se coloca numa situação de equilíbrio de mercado, verificando-se apenas transitoriamente. Com efeito, a reação dos investidores à existência de tetos de preço nos mercados grossistas que

Adicionalmente importa ter presente que, no longo prazo, as decisões dos agentes económicos sobre a instalação de nova capacidade de produção são condicionadas pela existência de custos fixos significativos e de economias de escala. Num mercado competitivo, essas decisões são baseadas na perspetiva de que o equilíbrio de mercado de longo prazo seja obtido com um custo marginal igual ao custo médio de produção que determina o preço de mercado. Ora, no atual contexto do mercado ibérico existe uma parte não negligenciável da oferta de energia que tem preços de venda fixados administrativamente, desacoplando em parte a decisão de instalação de capacidade da circunstância do preço formado em mercado superar ou não os custos médios de produção de longo prazo. Tal significa que não existe uma aderência do mercado à estrutura de custos de longo prazo, situação que é agravada pelo facto de a capacidade de interligação do mercado ibérico com os restantes mercados europeus, que poderia funcionar como fator corretor de distorções ao nível da Ibéria, se manter abaixo da desejável<sup>20</sup>. Na presença destas condições, um mercado “*energy-only*” dificulta uma tomada de decisão por parte dos agentes conducente a um verdadeiro equilíbrio de longo prazo do mercado. Esta circunstância é agravada pelos ainda reduzidos níveis de profundidade e liquidez apresentados pelo mercado a prazo ibérico<sup>21</sup>.

Por outro lado, na atual conjuntura europeia, não parece existir consenso, designadamente de cariz técnico-científico, em relação à capacidade deste tipo de mercados para garantir de forma constante um *mix* de produção adequado que permita responder às solicitações da procura<sup>22</sup>.

Pelas razões apontadas<sup>23</sup>, e para obviar aos riscos percebidos de défices de capacidade no longo prazo (por falta de investimento) e de energia no curto e médio prazos (designadamente em períodos de escassez do recurso primário nos sistemas com forte presença de fontes de energia renováveis),

---

possam não traduzir o custo de oportunidade em cenários de escassez é a redução do investimento para um nível tal que permita, por via dos preços resultantes, a recuperação do investimento realizado.

<sup>20</sup> Em concreto, a Resolução do Parlamento Europeu, de 15 de dezembro de 2015, sobre alcançar o objetivo de 10% de interligação elétrica – preparar a rede elétrica europeia para 2020 (2015/2108(INI)), “salienta a importância de aumentar de forma significativa a interligação entre Espanha e França, de modo a apoiar as energias renováveis na região e a permitir a plena participação da Península Ibérica no mercado interno da eletricidade; considera que a declaração de Madrid, assinada em 4 de março de 2015, e a criação de um Grupo de Alto Nível para o Sudoeste da Europa sobre as interligações constituem passos importantes para aumentar a interligação da região; reconhece que a atual capacidade de interligação entre a Península Ibérica e a Europa continental é demasiado reduzida e que os projetos incluídos na primeira lista de PIC não foram suficientes para alcançar a meta de interligação em 2020; exorta os países da região a apoiar o desenvolvimento do seu considerável potencial de energia renovável e a facilitar o acesso do setor ao mercado europeu integrado”.

<sup>21</sup> ACER Market monitoring report 2015, disponível em

<http://www.acer.europa.eu/en/electricity/market%20monitoring/Pages/default.aspx>.

<sup>22</sup> A Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER), no documento intitulado “*Opinion of the ACER n.º 5/2013 on capacity markets*”, de 15 de fevereiro de 2013 (disponível em <http://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-issues-an-Opinion-on-Capacity-Markets-upon-request-of-the-European-Parliament.aspx>), reconhece que “(...) *there is no guarantee, even once the EU electricity market integration process is completed, that an energy-only market will be able by itself to deliver the required level of resource adequacy and system flexibility. Consequently, the energy market may need to be complemented by additional arrangements, aimed specifically at promoting adequacy and flexibility (...)*”.

<sup>23</sup> É importante ter presente que as motivações subjacentes à introdução de mecanismos de remuneração de capacidade são múltiplas, não se esgotando na dimensão da garantia da segurança do abastecimento, podendo incluir, entre outras, a redução do risco e da volatilidade dos preços ou incentivos à participação da procura.

amplificados no caso de sistemas com capacidades de interligação reduzidas<sup>24</sup>, os Estados-Membros da União Europeia têm vindo a introduzir, com carácter complementar, mecanismos de remuneração de capacidade, em linha aliás com o previsto na Diretiva 2005/89/CE, de 18 de janeiro de 2006, relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade e o investimento em infraestruturas<sup>25</sup>.

Podendo, em certas circunstâncias e observados determinados princípios (como se verá no Capítulo 0), justificar-se a adoção de mecanismos de remuneração de capacidade por parte dos Estados-Membros da União Europeia, enquanto instrumentos complementares dos mercados de energia elétrica, para o incentivo ao investimento em unidades de produção, essa adoção é, no entanto, passível de crítica, com base nos seguintes principais argumentos<sup>26</sup>:

- Distorções: quando introduzidos prematuramente, sem uma identificação adequada do problema ou de uma forma não coordenada (designadamente, não considerando o papel das interligações), os mecanismos de remuneração de capacidade são suscetíveis de distorcer o comércio transfronteiriço e a concorrência.
- Custo acrescido: os mecanismos de remuneração de capacidade constituem-se como uma remuneração adicional àquela que os agentes de mercado têm no modelo “*energy-only*”, induzindo assim um custo acrescido (a suportar pelos consumidores).
- Desconsideração da integração de mercados: quando o desenho dos mecanismos de remuneração de capacidade desconsidera o contributo da integração de mercados para a garantia da segurança do abastecimento, estes podem ser promotores de sobrecontratação de capacidade.
- Impacto nas interligações: vários sistemas elétricos europeus apresentam um elevado nível de interligação com os sistemas vizinhos, daí resultando interação física e económica. Por esta razão, os mecanismos de remuneração de capacidade, se implementados de forma descoordenada, a nível nacional, podem introduzir distorções transfronteiriças e, por essa via, constituir-se como uma barreira ao comércio, influenciando decisões de investimento.
- Redistribuição: a introdução de um mecanismo de remuneração de capacidade num dado sistema pode resultar num benefício para a garantia da segurança do abastecimento de um sistema vizinho,

---

<sup>24</sup> Como é o caso da Península Ibérica, cujo nível de interligação com França é de apenas 4% ([http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-15-5187\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-5187_en.htm)).

<sup>25</sup> Em concreto, a Diretiva prevê que “As medidas a que será possível recorrer para assegurar a manutenção de níveis adequados de capacidade de produção de reservas deverão respeitar os princípios do mercado e não ser discriminatórias, podendo consistir em garantias ou convenções contratuais, opções de capacidade ou obrigações de capacidade. Essas medidas poderão também ser completadas por outros instrumentos não discriminatórios, como os pagamentos de capacidade.”

<sup>26</sup> Note-se que, em qualquer caso, a maioria dos mecanismos de remuneração de capacidade existentes vigora há relativamente pouco tempo, pelo que a inexistência de séries temporais suficientemente longas poderá limitar as conclusões no âmbito dos efeitos a médio e longo prazos decorrentes da sua adoção.

em particular se essa introdução resultar em sobrecontratação de capacidade. Como os custos do mecanismo são suportados pelos consumidores do sistema que o adota, este efeito configura uma subsídio cruzada entre consumidores de sistemas vizinhos.

- Cálculo da reserva de capacidade necessária: o desenho dos mecanismos de remuneração de capacidade é influenciado pelas metodologias utilizadas no cálculo das necessidades de reserva de capacidade. Por um lado, esse cálculo é baseado em previsões de procura que têm associadas muitas incertezas e longos horizontes de previsão e, por outro lado, as metodologias utilizadas nos vários Estados-Membros da União Europeia para esse propósito diferem consideravelmente, limitando a comparabilidade dos resultados produzidos.
- Aferição da necessidade de adoção: os mecanismos de remuneração de capacidade podem sobrecompensar ativos de geração financeiramente viáveis. Por outro lado, entende-se que estes mecanismos devem responder exclusivamente a falhas de mercado, não devendo subsidiar unidades de produção inviáveis.
- Potencial discriminatório: os mecanismos de remuneração de capacidade podem ser desenhados de modo a beneficiarem determinados agentes ou tecnologias e, por essa via, serem desincentivadores de outros tipos de investimento (reforçando o poder de mercado dos agentes incumbentes), podendo mesmo obstaculizar o desenvolvimento de soluções alternativas no âmbito da garantia da segurança do abastecimento, como o armazenamento de energia elétrica ou mecanismos de participação da procura, por exemplo.
- Questões ambientais: dependendo do seu desenho concreto, a adoção de mecanismos de remuneração de capacidade pode ser contraditória com o objetivo de não subsidiar tecnologias ambientalmente não sustentáveis.

### **2.3 MODELOS DE MECANISMOS DE REMUNERAÇÃO DE CAPACIDADE EXISTENTES NA UNIÃO EUROPEIA**

Os mecanismos de remuneração de capacidade existentes ou previstos a nível europeu são muito distintos, derivando do contexto específico de cada sistema elétrico<sup>27</sup>, o que dificulta a sua classificação. Não obstante, a Comissão Europeia fez o exercício de tipificar estes mecanismos em seis modelos<sup>28</sup> (de acordo com a Figura 2), agrupando-os em duas categorias: 1) os mecanismos específicos (*Targeted*), que preveem remunerações dirigidas a determinados fornecedores de capacidade e 2) os mecanismos a nível do mercado (*Market-wide*), que, por princípio, são abertos à participação de todos os fornecedores. No

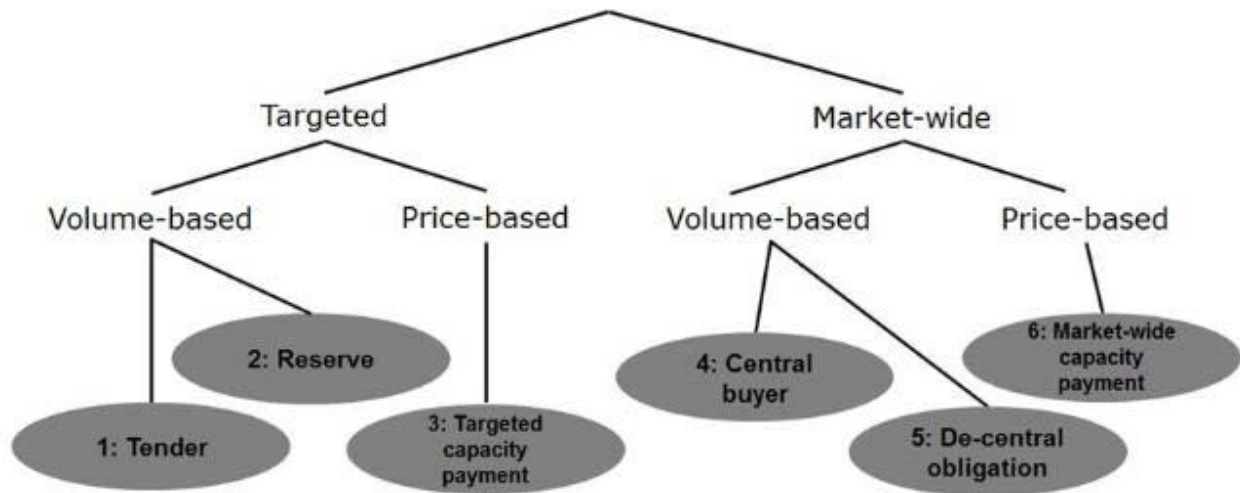
---

<sup>27</sup> Relevando aspetos como, por exemplo, o *mix* de produção, a sensibilidade política, o nível de acoplamento com sistemas elétricos vizinhos ou o grau de concentração do mercado.

<sup>28</sup> [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity\\_mechanisms\\_working\\_group\\_10\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_working_group_10_en.pdf)

âmbito destas duas categorias, são ainda diferenciados os mecanismos baseados no volume daqueles baseados no preço.

**Figura 1 – Tipos de mecanismos de remuneração de capacidade**



Fonte: Comissão Europeia

Segue-se uma descrição sumária de cada modelo:

- Mecanismos específicos
  - *Tender* (Concursos para a obtenção de novas capacidades): neste modelo o produtor beneficia de financiamento público para investir em nova capacidade que, uma vez disponível para exploração, é operada no mercado grossista nas mesmas condições que as restantes unidades de produção (sem garantia de venda). As principais vantagens deste modelo são, para além da simplicidade de implementação, o impacto reduzido em termos de distorção do funcionamento do mercado. Como principais desvantagens identificam-se a ausência de incentivo para manutenção das unidades de produção em funcionamento (apenas incentiva novos investimentos) e o direcionamento para respostas do lado da produção, limitando o desenvolvimento de soluções do lado da procura, de armazenamento e de âmbito transfronteiriço (não é um mecanismo tecnologicamente neutro). Este modelo existe atualmente, por exemplo, na Bélgica e em França.
  - *Reserve* (Reservas estratégicas): neste modelo a capacidade contratada é mantida à margem do mercado grossista, sendo ativada pelo gestor do sistema em situações de emergência. As vantagens associadas a este modelo são, para além da simplicidade de implementação, a limitação do impacto no funcionamento do mercado aos períodos de escassez de capacidade (podendo ser visto como uma extensão dos serviços de sistema ao dispor do gestor do sistema). Enquanto principais desvantagens, cabe referir a possível utilização ineficiente dos recursos de reserva (que não participam no mercado, sendo

utilizados apenas em situações de emergência), a eventual não produção de incentivos adequados a novos investimentos e a circunstância do preço do mecanismo não tender automaticamente para zero em função do nível de satisfação das necessidades de capacidade. O modelo de reserva estratégica é entendido como devendo ter um caráter transitório. Este modelo existe atualmente, por exemplo, na Alemanha, na Suécia e na Polónia. Note-se que os denominados «regimes de interruptibilidade» (como o existente em Portugal<sup>29</sup>), no âmbito dos quais a procura pode ser reduzida em cenários de escassez, podem incluir-se nesta definição, uma vez que representam reservas de capacidade que apenas são ativadas por ordem do gestor do sistema.

- *Targeted capacity payment* (Remuneração de capacidades específicas): neste modelo, o preço da capacidade a remunerar é estabelecido administrativamente. Este preço é pago a um subconjunto da capacidade existente no mercado, de acordo com critérios de elegibilidade específicos (por exemplo, baseados na tecnologia de produção). A principal vantagem deste mecanismo é a simplicidade de implementação. Já em relação às desvantagens, identificam-se a via administrativa de fixação do nível de remuneração (que, estando desacoplada dos custos reais de fornecimento do serviço, conduz normalmente a sub ou sobrecontratação de capacidade), a eventual sobrecompensação das unidades beneficiárias do incentivo (com os consequentes custos para os consumidores) e a discriminação entre as diversas tecnologias e soluções existentes (não é um mecanismo tecnologicamente neutro). Este modelo existe, por exemplo, em Portugal e em Espanha.
- Mecanismos de mercado
  - *Central buyer* (Modelos de comprador central): neste modelo, o volume de capacidade necessário é estabelecido à partida (por exemplo, pelo Governo, tendo por base uma previsão da evolução da ponta do sistema), sendo o respetivo preço obtido através de um leilão. As principais vantagens deste modelo são a transparência na obtenção do nível de remuneração, a abertura à participação de distintas tecnologias e soluções e a emissão

---

<sup>29</sup> Os contratos de interruptibilidade em Portugal existem, pelo menos, desde os anos 80 (cf. estabelecido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 18-A/89, de 12 de janeiro). O atual regime de interruptibilidade foi introduzido através da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, enquanto mecanismo de gestão da procura, alternativo à construção e exploração de novos centros eletroprodutores e num contexto de harmonização da regulamentação a nível ibérico. Este mecanismo, que viria a ser alvo de desenvolvimentos subsequentes, designadamente, através das portarias n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, n.º 200/2012, de 2 de julho, n.º 215-A/2013, de 1 de julho e n.º 221/2015, de 24 de julho, consiste na redução voluntária por determinados consumidores de energia elétrica (com base em critérios de elegibilidade definidos) do seu consumo, em resposta a uma solicitação do gestor do sistema. Na prática, atendendo aos seus desenho e historial de criação e aplicação, este mecanismo constitui-se, fundamentalmente, como um instrumento de auxílio na esfera da política industrial, sob a forma de um desconto na fatura de energia elétrica, implementado através de uma subsídio cruzada entre consumidores. Desde que foi criado o atual regime de interruptibilidade, não houve registo de qualquer ordem de redução emitida pelo gestor do sistema e, sem prejuízo deste facto, entre 2011 e 2015, o seu custo aumentou 100% (de cerca de 56 milhões de euros em 2011 para cerca de 110 milhões de euros em 2015).

de sinais adequados para os investidores. Como desvantagens, são referidas a complexidade de implementação, a rigidez do mecanismo uma vez implementado (em particular se estiverem em causa contratos de longa duração) e a dificuldade em estimar o volume de capacidade necessário. Este modelo foi implementado em 2014 no Reino Unido<sup>30</sup>, existindo também exemplos de aplicação na Irlanda e em Itália.

- *De-central obligation* (Obrigações descentralizadas): a principal diferença entre este e o modelo anterior é a ausência de um procedimento centralizado de leilão para o estabelecimento do preço de remuneração da capacidade. Assim, neste modelo, é atribuída aos participantes no mercado (por exemplo, aos comercializadores) a obrigação de contratarem capacidade suficiente para cobertura das necessidades de consumo da sua carteira (por exemplo, através de certificados de capacidade adquiridos aos produtores, negociados em plataformas de mercado). Este modelo partilha, genericamente, das vantagens e desvantagens do modelo de comprador central, mas beneficia de uma potencial maior facilidade de implementação. Por outro lado, o seu sucesso está muito dependente do modo de funcionamento do mercado para negociação de certificados de capacidade (relevando aspetos como o nível de liquidez ou a eventual existência de poder de mercado). Este modelo encontra-se em fase de implementação em França<sup>31</sup>.
- *Capacity payment* (Remuneração de capacidades a nível do mercado): neste modelo, o preço de remuneração da capacidade é estabelecido à partida, e com base nesse preço, o mercado sinaliza a respetiva quantidade. A grande vantagem deste mecanismo, por comparação com os demais mecanismos de mercado, é a sua simplicidade de implementação. No entanto, consoante a mecânica adotada para o estabelecimento do nível de preço, este modelo pode conduzir a sub ou sobrecontratação de capacidade. Adicionalmente, a ausência de um mecanismo competitivo para fixação do preço, pode originar sobrecompensação. Este modelo existe, por exemplo, na Irlanda.

---

<sup>30</sup> No capítulo 5.2 analisa-se o modelo britânico em maior detalhe.

<sup>31</sup> No capítulo 5.2 analisa-se o modelo francês em maior detalhe.





### 3 REGIME DE INCENTIVO À GARANTIA DE POTÊNCIA NO ÂMBITO DO SEN

#### 3.1 ENQUADRAMENTO

Desde o início do processo de liberalização, em 1998, que o desenho do mercado de eletricidade em Espanha prevê a existência de um mecanismo complementar ao mercado para a retribuição da capacidade de produção, com o objetivo de assegurar a existência de um sinal económico de incentivo, por um lado, à entrada de nova capacidade no mercado e, por outro lado, para evitar a saída do sistema das unidades de produção mais relevantes para a segurança do abastecimento.

Assim, a Lei 54/97, de 27 de novembro, que transpôs para o quadro legal espanhol a Diretiva 96/92/CE, de 19 de dezembro, no âmbito do estabelecimento das regras comuns para o mercado interno da eletricidade estabelecia, no seu artigo 16.1.b, *“Se retribuirá la garantía de potencia que cada unidad de producción preste efectivamente al sistema, que se definirá tomando en consideración la disponibilidad contrastada y tecnología de la instalación, tanto a medio y largo plazo como en cada período de programación, determinándose su precio en función de las necesidades de capacidad a largo plazo del sistema.”*

Esta disposição viria a ser concretizada por via de Ordem Ministerial, de 29 de dezembro de 1997, que estabeleceu os critérios de cálculo da retribuição considerando o coeficiente de disponibilidade da unidade de produção e a respetiva potência equivalente, determinando que o pagamento dessa retribuição seria assegurado pelas unidades de consumo participantes no mercado. Esta Ordem viria a ser alvo de alterações posteriores, que, no essencial, mantiveram o espírito inicial do mecanismo.

Por sua vez, o modelo de retribuição da capacidade de produção existente em Portugal, nesse período, decorria do estabelecido nos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), que, implicitamente, previam uma remuneração associada à disponibilidade das unidades de produção (disponibilidade essa aferida pelo gestor do sistema) promotora de garantia de capacidade num contexto de curto prazo. As unidades de produção não abrangidas por CAE não beneficiavam de qualquer pagamento neste âmbito.

No sentido de aprofundar o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), e em linha com o Acordo de Santiago de Compostela<sup>32</sup>, de outubro de 2004, e as decisões da XXII Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz<sup>33</sup>, de novembro de 2006, os Governos de Portugal e de Espanha estabeleceram, em 8 de março de 2007, um plano de compatibilização regulatória<sup>34</sup> que inscrevia, entre outras, a necessidade de harmonizar os

---

<sup>32</sup> <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaodesenvolvimento/Paginas/2004.aspx>

<sup>33</sup> <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaodesenvolvimento/Paginas/2006.aspx>

<sup>34</sup> <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaodesenvolvimento/Paginas/2007.aspx>

mecanismos de garantia de potência existentes, considerando as especificidades próprias de cada sistema, solicitando ao Conselho de Reguladores a apresentação de uma proposta de mecanismo.

A “Proposta do Conselho de Reguladores sobre um Mecanismo de Garantia de Abastecimento”<sup>35</sup>, procurando criar incentivos harmonizados conducentes a um adequado nível de garantia do abastecimento de energia elétrica em Portugal e em Espanha, baseava-se, resumidamente, em dois elementos regulatórios complementares:

- Uma vertente de fiabilidade composta por um incentivo à disponibilidade e por um incentivo ao investimento.
- Um procedimento<sup>36</sup> para assegurar uma margem pré-definida de cobertura da capacidade instalada disponível face à procura, no caso do mercado, por si só, e do mencionado incentivo ao investimento não serem capazes de a proporcionar.

A Proposta formulada tomava como ponto de partida o mecanismo de garantia de potência em vigor à data em Espanha, perspetivava que “ (...) num futuro próximo, não seja necessário haver um pagamento explícito para este serviço, ou seja, que esta remuneração se venha a reger por estritos mecanismos de mercado.” e defendia que “o incentivo ao investimento não se calcula administrativamente mas surge das próprias forças de mercado.”.

Com base nesta Proposta, estabeleceram-se, em Espanha, o regime dos pagamentos de capacidade (através da Lei 17/2007, de 4 de julho e da Ordem ITC/2794/2007, de 27 de setembro) e, em Portugal, o regime da garantia de potência (através do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho e da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto).

Estes regimes consagravam um serviço de disponibilidade<sup>37</sup> (numa lógica de curto prazo, com o objetivo de promover a permanência no sistema de algumas das instalações de produção existentes) e um incentivo ao investimento (numa lógica de médio e longo prazo, destinado à promoção da construção de novas instalações de produção)<sup>38</sup>.

O regime espanhol dos pagamentos de capacidade, instituído em 2007, foi alvo de algumas alterações legislativas e, presentemente, obedece ao disposto na Ordem ITC/3127/2011, de 17 de novembro, tendo

---

<sup>35</sup> Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/compatibilizaoregulatoria/Paginas/GarantiadePotencia.aspx>.

<sup>36</sup> A ideia proposta consistia em permitir que os reguladores pudessem, com antecedência, abrir um concurso quando se detetasse que não havia suficiente investimento no sistema, para que novos produtores determinassem qual o valor do incentivo ao investimento que necessitavam para entrar no mercado, contrariamente ao valor regulado e pré-definido para os grupos já existentes.

<sup>37</sup> Em Espanha, o serviço de disponibilidade só viria a ser concretizado na legislação através da Ordem ITC/3127/2011, de 17 de novembro.

<sup>38</sup> Em Portugal, o regime aplicava-se exclusivamente aos centros eletroprodutores cuja atividade fosse exercida em regime de mercado, excluindo-se expressamente os centros eletroprodutores ao abrigo de mecanismos específicos como os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) ou os Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).

o preço unitário transitório considerado para financiamento dos pagamentos de capacidade sido alvo de redução através do Real Decreto n.º 9/2015, de 10 de julho (os valores aplicáveis constam da Ordem IET/2735/2015, de 17 de dezembro)<sup>39</sup>.

Em relação aos desenvolvimentos relativos ao regime da garantia de potência em Portugal, cabe referir que, em 2012, já em vigência do 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, e com vista a implementar um modelo energético fundado na racionalidade económica e na adoção de uma trajetória de progressiva redução do défice tarifário, a Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio, procedeu à revogação do regime de garantia de potência que havia sido aprovado pela Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, com efeitos a partir de 1 de junho de 2012.

Posteriormente, a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, veio redesenhar o regime de incentivos à garantia de potência, embora mantendo a suspensão dos seus efeitos durante o período de vigência do Programa de Assistência Económica e Financeira, acordado entre o Estado Português, a União Europeia, o Fundo Monetário Internacional e o Banco Central Europeu (que viria a terminar em junho de 2014). No ponto seguinte deste documento descreve-se em detalhe o regime de incentivo à garantia de potência que vigora atualmente em Portugal, estabelecido na referida Portaria n.º 251/2012.

## **3.2 REGIME DE INCENTIVO À GARANTIA DE POTÊNCIA ATUALMENTE EM VIGOR**

### **3.2.1 DESCRIÇÃO**

O regime de incentivo à garantia de potência atualmente em vigor obedece, como se referiu anteriormente, ao disposto na Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. De acordo com este regime, de aplicação exclusiva a Portugal continental, o incentivo à garantia de potência inscreve duas modalidades: 1) um incentivo à disponibilidade (destinado a apoiar a manutenção em serviço dos centros eletroprodutores térmicos) e 2) um incentivo ao investimento (destinado a apoiar a realização de investimento em tecnologias de produção a partir de fontes hídricas).

Da aplicação destes incentivos excluem-se os centros eletroprodutores com potência instalada inferior a 30 MW (por se considerar que não contribuem de forma significativa para o objetivo da segurança do abastecimento), os centros eletroprodutores que não vendam a sua produção em regime de mercado, os centros eletroprodutores abrangidos por regimes específicos como os CAE ou os CMEC, bem como todos

---

<sup>39</sup> Como resultado desta redução, e de acordo com os relatórios mensais intitulados “*Evolución del mercado de energía eléctrica*”, elaborados pelo OMIE e disponibilizados em <http://www.omie.es/inicio/publicaciones>, o custo do regime de pagamentos de capacidade passou de 1468 milhões de euros, 1430 milhões de euros e 1246 milhões de euros, respetivamente em 2013, 2014 e 2015, para 194 milhões de euros no 1.º trimestre de 2016.

aqueles que beneficiem ou tenham beneficiado de outros mecanismos de apoio compensatórios dos custos de produção.

O pagamento dos montantes associados ao mecanismo de incentivo depende da apresentação, junto da DGEG, de um pedido de reconhecimento da elegibilidade do centro eletroprodutor e, uma vez reconhecida essa elegibilidade, da demonstração de cumprimento de um coeficiente mínimo de disponibilidade final (de 70%)<sup>40</sup>.

Em relação às parcelas de incentivo à disponibilidade e ao investimento cabe destacar as seguintes características principais:

- Incentivo à disponibilidade
  - O incentivo à disponibilidade aplica-se, para cada centro eletroprodutor elegível, desde o dia 1 de janeiro de 2015 (para os centros eletroprodutores em exploração à data de 21 de agosto de 2012) ou desde o mês seguinte ao da data de apresentação do pedido de reconhecimento da elegibilidade<sup>41</sup> (nos restantes casos), até à cessação de efeitos da respetiva licença de exploração.
  - O montante do incentivo à disponibilidade é determinado anualmente, para cada centro eletroprodutor, através do produto entre a potência instalada, o valor anual de referência (fixado em 6 000 €/MW e não atualizável) e o índice de valorização da disponibilidade<sup>42</sup>.
  - Os centros eletroprodutores presentemente abrangidos pelo incentivo à disponibilidade são as termoelétricas do Ribatejo, de Lares e do Pego, todas de ciclo combinado a gás natural.
  
- Incentivo ao investimento
  - O incentivo ao investimento aplica-se aos centros eletroprodutores hídricos cuja licença de produção tenha sido emitida entre a data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, e a da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, ou aos que sejam parte em contratos de implementação do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), celebrados ao abrigo do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 182/2008, de 4 de setembro, e obtenham a respetiva licença de produção até 31 de dezembro de 2013.

---

<sup>40</sup> A Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio, veio estabelecer o regime de verificação da disponibilidade dos centros eletroprodutores, incluindo a realização de ensaios de disponibilidade e as respetivas penalizações resultantes de eventual incumprimento desses ensaios.

<sup>41</sup> Sempre depois do dia 1 de janeiro de 2015 (início do ano civil seguinte ao da data de cessação de vigência do Programa de Assistência Económica e Financeira).

<sup>42</sup> Este índice assume valores entre 0 e 1, consoante o coeficiente de disponibilidade final de cada centro eletroprodutor. Para disponibilidades inferiores a 70% o índice é 0, entre 70 e 80% é 0,7, entre 80 e 90% é 0,9 e acima de 90% o índice é 1.

- O incentivo ao investimento aplica-se também aos centros eletroprodutores alvo de reforços de potência de aproveitamentos hidroelétricos existentes, desde que realizados com bombagem e que tenham obtido a respetiva licença de produção até 21 de agosto de 2012.
- O incentivo ao investimento aplica-se, para cada centro eletroprodutor elegível, durante os primeiros 10 anos de exploração.
- O montante do incentivo ao investimento é determinado anualmente, para cada centro eletroprodutor, através do produto entre a potência instalada, o índice de valorização da disponibilidade, o índice de cumprimento do prazo fixado na licença de produção para a entrada em exploração<sup>43</sup> e o valor anual de referência<sup>44</sup>.
- Os centros eletroprodutores presentemente abrangidos pelo incentivo à disponibilidade são as hídricas do Baixo Sabor, Ribeiradio, Foz-Tua, Bogueira, Alto Tâmega, Gouvães e Daivões e os reforços de potência das centrais hídricas de Alqueva, Venda Nova e Salamonde.

Os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência são pagos pela entidade responsável pela gestão técnica global do SEN no ano civil seguinte àquele a que se reportam.

### **3.2.2 CONSIDERAÇÃO NA MECÂNICA TARIFÁRIA E APLICAÇÃO NO TEMPO**

A tarifa de Uso Global do Sistema<sup>45</sup> (UGS) a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é composta por duas componentes, as designadas parcelas I e II.

A parcela I recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de UGS a aplicar pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com a gestão do sistema.

Os preços da parcela II da tarifa de UGS são determinados de acordo com a Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterada pelas portarias n.ºs 212-A/2014, de 24 de outubro, 251-B/2014, de 28 de novembro, e 359/2015, de 14 de outubro, que estabelece os critérios de repercussão dos Custos de Interesse

---

<sup>43</sup> Este índice assume valores entre 0,5 e 1,5, consoante a data de entrada em exploração, face à data inscrita na licença de produção. Os valores extremos correspondem a uma entrada em exploração mais de 3 anos depois da data constante na licença de produção (índice=0,5) e a uma entrada em exploração até 6 meses antes da data constante na licença de produção (índice=1,5).

<sup>44</sup> O valor anual de referência, obtido para cada centro eletroprodutor, resulta da aplicação da fórmula prevista no regime revogado pela Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio, e da correspondente metodologia de cálculo do índice de cobertura (IC) aprovada pela DGE, considerando os serviços de interruptibilidade contratados e a redução, para metade, do valor do incentivo obtido para os reforços de potência com bombagem. O valor anual de referência não é atualizável, variando entre 11 000 e 22 000 €/MW.

<sup>45</sup> As tarifas de acesso às redes, aprovadas pela ERSE e pagas por todos os consumidores de energia elétrica, incluem as tarifas de Uso Global do Sistema (UGS), de Uso da Rede de Transporte (URT) e de Uso da Rede de Distribuição (URD).

Económico Geral com incidência na tarifa de UGS a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes. Esta portaria abrange diversos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, entre os quais os encargos com a garantia de potência.

Assim, em concreto, a Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, determina a metodologia de cálculo dos termos de energia da parcela II da tarifa de UGS, definindo a alocação por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à energia entregue no ponto de consumo dos encargos com a garantia de potência. Adicionalmente, a referida portaria define que essa alocação, dentro de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento, é feita de forma modulada, em função dos consumos efetuados em cada período horário.

Tendo por base o atual mecanismo de garantia de potência é possível estimar os respetivos montantes dos incentivos à disponibilidade e ao investimento a incluir nas tarifas reguladas. A estimativa que se apresenta de seguida foi realizada atendendo aos parâmetros conhecidos e ao calendário de entrada em exploração dos aproveitamentos hídricos constante do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento, de 2014 (RMSA-E 2014)<sup>46</sup> e do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade, de 2015 (PDIRT-E 2015). Face à lista de centros eletroprodutores prevista na Portaria n.º 251/2012, cabe referir o seguinte:

- O aproveitamento do Fridão foi excluído da aplicação do mecanismo dado que a licença de produção não foi pedida nem obtida pelo promotor no prazo previsto (até 31 de dezembro de 2013, segundo o artigo 10.º da Portaria 251/2012)<sup>47</sup>.
- No âmbito do processo de reavaliação do PNBEPH, recentemente concluído pelo Governo, foi decidido o cancelamento da construção das barragens do Alvito e de Girabolhos.

A Figura 3 apresenta a evolução prevista dos custos com o regime de garantia de potência reportados ao momento em que impactam nas tarifas reguladas do setor<sup>48</sup>, para o período de tempo em que o incentivo ao investimento assume um valor não nulo<sup>49</sup>.

---

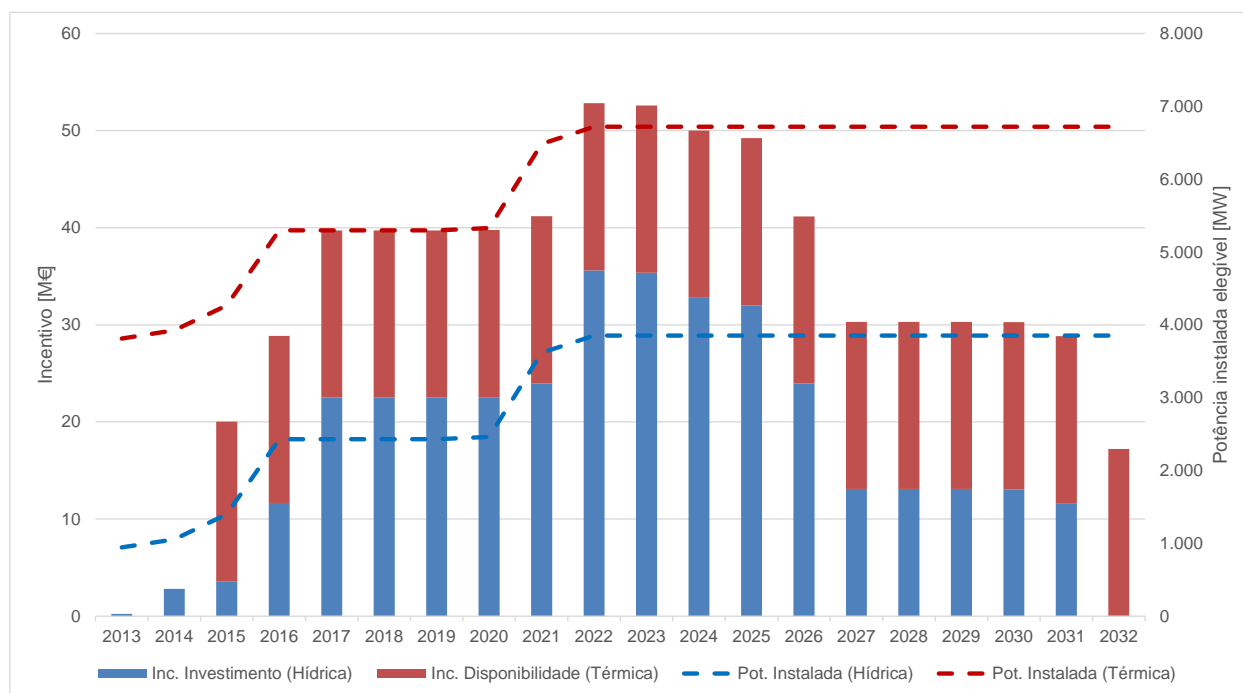
<sup>46</sup> Objeto de análise no Capítulo 4.3.

<sup>47</sup> Este facto vem referido na Resolução do Conselho de Ministros n.º 26/2015, sobre a implementação do aproveitamento hidroelétrico do Fridão.

<sup>48</sup> Não se incluem as barragens do Fridão, do Alvito e de Girabolhos. Em particular, o cancelamento da construção das barragens do Alvito e de Girabolhos representa um custo total evitado na parcela de incentivo ao investimento de, aproximadamente, 72 milhões de euros (3,6 milhões de euros anuais).

<sup>49</sup> Como referido anteriormente, o incentivo ao investimento aplica-se durante os primeiros 10 anos de exploração, ao passo que o incentivo à disponibilidade se aplica até à cessação de efeitos da respetiva licença de exploração.

**Figura 2 – Estimativa de custos com o regime de garantia de potência em vigor**



Deste modo, a título de exemplo, o encargo com a garantia de potência a recuperar através das tarifas reguladas no ano de 2016 ascende a cerca de 20 milhões de euros<sup>50</sup>, representando um impacto nos preços totais pagos pelos clientes que varia entre 0,2 e 0,6%, respetivamente para a BTN e para a MAT.

Assim, para o período de tempo analisado (2013-2032), o montante global associado ao incentivo ao investimento (hídrica) totaliza cerca de 356 milhões de euros<sup>51</sup> e o montante associado ao incentivo à disponibilidade (térmica) cerca de 309 milhões de euros<sup>52</sup>, perfazendo um valor total de 665 milhões de euros (custo médio anual de, aproximadamente, 33 milhões de euros). Conclui-se assim que a parcela de incentivo ao investimento no modelo em vigor representa cerca de 54% do valor total e a parcela de incentivo à disponibilidade os restantes 46%.

Atendendo à variação linear dos montantes associados às parcelas de incentivo ao investimento e à disponibilidade com, designadamente, os respetivos valores anuais de referência, a estimativa de impactos de custo decorrentes de eventuais alterações destes valores de referência não oferece dificuldade.

<sup>50</sup> Como referido anteriormente, os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência são pagos no ano civil seguinte àquele a que se reportam.

<sup>51</sup> Referente a uma potência instalada mínima de 944 MW e máxima de 3 853 MW, ao longo do período de análise.

<sup>52</sup> Referente a uma potência instalada de 2 868 MW, constante ao longo do período de análise.

### 3.3 RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SEN

A adequação global do SEN para responder à procura de energia elétrica atual e prevista é avaliada com base nos relatórios de monitorização da segurança do abastecimento (RMSA), elaborados pela DGEG, nos termos previstos nos artigos 32.º e 32.º-A do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro. Em concreto, e de acordo com o disposto naquele preceito legal, os RMSA devem contemplar a segurança do funcionamento das redes, o equilíbrio entre a oferta e a procura (para um período de 5 anos), as perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade (para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório) e as intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça (pelo menos para os próximos 5 anos).

O mais recente RMSA, de fevereiro de 2015, referente ao período compreendido entre 2015 e 2030, elenca um conjunto de considerações que, no contexto deste estudo, importa ter presentes, e que se resumem de seguida:

- Os cenários considerados traduzem uma recuperação pouco expressiva da procura de eletricidade. Não obstante, considera-se essencial uma monitorização constante da evolução dessa procura, por forma a garantir que, em caso de crescimento acima das previsões, sejam adotadas em tempo útil as medidas necessárias à manutenção de níveis adequados de segurança de abastecimento, dando prioridade a medidas custo-eficientes do lado da procura (reforço da eficiência energética, *demand response* e interruptibilidade), complementadas com a eventual instalação de nova capacidade de oferta.
- No período 2015-2024 o sistema eletroprodutor mostra-se capaz de dar resposta à evolução expectável dos consumos de eletricidade, garantindo os níveis de segurança de abastecimento.
- No período 2025-2030, o Índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP) encontra-se no limiar do valor considerado como limite mínimo para o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, pelo que o sistema eletroprodutor poderá não ter capacidade para dar resposta à evolução expectável dos consumos. Com efeito, a partir de 2025, o contributo da componente térmica no sistema será inferior a 15%<sup>53</sup>, revelando-se insuficiente para superar as necessidades de consumo na ocorrência de um regime hidrológico seco associado à variabilidade das componentes eólica e solar que, em 2025 e 2030, têm um peso combinado de cerca de 32% a 33%. Face a este panorama, deve ser equacionada a instalação, em 2025, de um novo grupo térmico a gás natural ou carvão na gama dos 450 MW e de um segundo grupo térmico no período 2025-2030. No cenário superior de consumo deve ser equacionada a incorporação de um terceiro grupo térmico também no período 2025-2030. Num cenário em que se mantêm em funcionamento as centrais

---

<sup>53</sup> No pressuposto de que as centrais termoelétricas a carvão de Sines e do Pego e a central termoelétrica de ciclo combinado da Tapada do Outeiro são descomissionadas, respetivamente, em 2017, 2021 e 2024.



térmicas de Sines e do Pego até 2025, não se perspetiva a necessidade de incorporar no sistema nova capacidade térmica.

- O descomissionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego tornará o parque térmico totalmente dependente das centrais de ciclo combinado a gás natural, podendo colocar o sistema numa situação de extrema dependência de uma única fonte de origem fóssil, o que poderá trazer problemas ao nível do abastecimento. É por isso de extrema importância o reforço do *mix* de produção de eletricidade.
- O reforço da interligação entre a Península Ibérica e o resto da Europa, através de França, permitirá a Portugal escoar o excesso de produção renovável, que é custo-eficiente, fazendo uso dos recursos endógenos abundantes, beneficiando assim os consumidores europeus e contribuindo para os esforços globais em matéria de energia e clima.
- O sistema eletroprodutor tenderá a perder alguma competitividade, dadas as previsões de aumento dos custos marginais de produção no horizonte 2014-2025.



#### 4 INICIATIVAS DA COMISSÃO EUROPEIA

A garantia da segurança do abastecimento constitui-se como um dos três pilares da política energética europeia, a par da sustentabilidade e da competitividade<sup>54</sup>, sendo fundamental, quer para o bem-estar dos cidadãos, quer para o bom funcionamento da economia. Neste contexto, a Diretiva 2005/89/CE<sup>55</sup>, de 18 de janeiro de 2006, representou o primeiro passo para o estabelecimento de um enquadramento normativo europeu no âmbito da segurança do abastecimento de energia elétrica, enquanto condição de partida para o desenvolvimento do mercado interno da eletricidade.

A referida Diretiva, salvaguardando que “(...) nenhuma medida adotada (...) seja discriminatória ou implique encargos exagerados para os intervenientes no mercado”, inscreve um conjunto de obrigações genéricas, deixando amplo espaço de atuação aos Estados-Membros na definição das suas políticas relativas à garantia da segurança do abastecimento, o que, apesar da crescente integração dos mercados europeus de eletricidade, se tem traduzido em respostas nacionais e, em larga medida, descoordenadas, à questão da garantia da segurança do abastecimento. Este facto, conjugado com a publicação da mais recente legislação europeia, nomeadamente o Terceiro Pacote Energético, que entrou em vigor em março de 2011, deverá conduzir à revisão deste normativo no curto prazo. Têm sido, aliás, múltiplas, as iniciativas promovidas pelas diversas instituições europeias e, em particular, pela Comissão Europeia, nos anos mais recentes, tendo como objetivo a promoção de um maior alinhamento das políticas dos Estados-Membros nesta matéria.

Neste capítulo, e tomando como ponto de partida as principais disposições inscritas na Diretiva 2005/89/CE e as informações disponíveis que parecem apontar no sentido da sua revisão no curto prazo, analisam-se aquelas que se identificam como as principais iniciativas da Comissão Europeia recentemente desenvolvidas na esfera da garantia da segurança do abastecimento, nomeadamente, as Orientações relativas aos auxílios estatais à energia<sup>56</sup>, de 2014, o inquérito setorial no âmbito do apoio financeiro concedido pelos Estados-Membros para garantir a segurança do abastecimento, lançado em 2015 e cujos resultados e conclusões preliminares são já conhecidos e a consulta pública, que decorreu em 2015, com o objetivo de coligir contributos para o redesenho do modelo do mercado europeu de energia elétrica<sup>57</sup>, e cujos resultados provisórios são também já do domínio público.

---

<sup>54</sup> “*Report on the progress towards completing the Internal Energy Market [COM(2014) 634]*”, da Comissão Europeia, disponível em <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/single-market-progress-report>.

<sup>55</sup> Relativa à segurança do fornecimento de eletricidade

<sup>56</sup> *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)*

<sup>57</sup> *Consultation on a new Energy Market Design*

#### **4.1 DIRETIVA 2005/89/CE**

A Diretiva 2005/89/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de janeiro de 2006, estabelece medidas que têm por objetivo garantir a segurança do fornecimento de eletricidade, que assegurem um nível adequado de capacidade de produção, um equilíbrio adequado entre a oferta e a procura e um nível apropriado de interligação entre os Estados-Membros.

Nos termos da mencionada Diretiva, os Estados-Membros devem tomar as medidas necessárias para favorecer um clima de investimento estável, determinando as funções e responsabilidades das autoridades competentes e dos intervenientes relevantes no mercado, publicando informações a esse respeito.

Na aplicação destas medidas, a Diretiva exige que os Estados-Membros assegurem que os operadores das redes cumprem com um conjunto de regras relativas à segurança do funcionamento das redes, que tomem medidas para a manutenção do equilíbrio entre a procura e a oferta e que criem um quadro regulamentar que promova o investimento, a manutenção, a renovação e o desenvolvimento das redes de transporte e distribuição, que permita dar resposta à procura de eletricidade.

No âmbito das medidas para a manutenção do equilíbrio entre a procura e a oferta, prevê-se que os Estados-Membros devam, designadamente, facilitar a criação de novas capacidades de produção e a entrada de novas empresas de produção no mercado.

As medidas adotadas não devem, contudo, prejudicar as disposições do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia<sup>58</sup> (TFUE) relativas às proibições que respeitam aos auxílios de Estado, não podendo ser discriminatórias ou implicar encargos exagerados para os intervenientes no mercado interno, devendo ainda ser ponderado o seu impacto nos custos da eletricidade para os clientes finais.

Mais se estabelece que, de dois em dois anos, até 31 de julho, as autoridades competentes devem publicar um relatório com um resumo das conclusões da monitorização destas questões, bem como das medidas adotadas ou previstas para as enfrentar, e enviar esse relatório à Comissão (cf. artigo 4.º da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade<sup>59</sup>).

Em resumo, a Diretiva 2005/89/CE, fixando objetivos relativos à garantia da segurança do fornecimento de eletricidade, numa formulação aberta, confere aos Estados-Membros margem de discricionariedade para a implementação das medidas que visem garantir o cumprimento daqueles objetivos, que, contudo, não podem prejudicar as disposições do TFUE.

---

<sup>58</sup> Disponível em [http://europa.eu/pol/pdf/consolidated-treaties\\_pt.pdf](http://europa.eu/pol/pdf/consolidated-treaties_pt.pdf).

<sup>59</sup> Também assim se encontra previsto no artigo 4.º da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que revogou a Diretiva n.º 2003/54/CE.

A Diretiva 2005/89/CE foi transposta para a ordem jurídica interna através do Decreto-Lei n.º 23/2009, de 20 de janeiro, que alterou o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e que, para além de introduzir normas definitórias de conceitos relativos ao equilíbrio entre a oferta e a procura e à segurança do funcionamento da rede e do fornecimento de eletricidade, veio prever a elaboração de relatórios periódicos de monitorização da segurança do abastecimento (artigo 32.º-A)<sup>60</sup> e medidas de emergência em situações de crise, ameaça ou perturbação do abastecimento (artigo 33.º-B).

Em junho de 2010 foi elaborado um Relatório da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu<sup>61</sup> sobre os progressos realizados na aplicação da Diretiva e as principais alterações verificadas a nível da monitorização da segurança do fornecimento de eletricidade. Nesse relatório, a Comissão considerou, designadamente, o seguinte:

- De um modo geral, os Estados-Membros transpuseram adequadamente a Diretiva 2005/89/CE.
- O risco associado à variação dos preços é uma questão fundamental no que toca à viabilidade dos projetos de investimento. Nos Estados-Membros da União Europeia é ainda bastante comum a coexistência de mercados da energia abertos e de preços regulados, que nem sempre refletem os níveis de preços grossistas, podendo prejudicar os investimentos em novas capacidades de produção e, a médio prazo, pôr em risco a segurança do fornecimento de eletricidade.
- A influência exercida no mercado elétrico pelas medidas que visam o cumprimento dos objetivos em matéria de energias renováveis e o modo como os operadores das redes de transporte desenvolvem a rede adquirirão cada vez mais importância. Um mercado europeu da eletricidade integrado, aprofundado e líquido pode ajudar a reduzir a instabilidade dos preços e suscitar investimentos que reforcem a sua integração.
- Deve ser encorajado um mercado grossista que forneça sinais de preços adequados para a produção e o consumo.
- As economias diretas de energia e os investimentos na eficiência energética são um dos meios mais eficazes e económicos de contrabalançar os aumentos da procura. A médio prazo, a aplicação eficaz de medidas deste tipo será crucial para garantir a segurança do fornecimento de eletricidade.
- A qualidade dos relatórios de monitorização da segurança do fornecimento de eletricidade varia de um Estado-Membro para outro. Alguns Estados-Membros publicam dados completos e cobrem todos os elementos identificados na Diretiva, ao passo que os relatórios de outros Estados-Membros carecem nitidamente de detalhes e podem ser melhorados. Os relatórios relativos aos mercados da eletricidade menos amadurecidos, por exemplo, não descrevem com suficiente pormenor o modo

---

<sup>60</sup> Ao abrigo dos artigos 32.º e seguintes do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente, compete à DGEG a monitorização da segurança do abastecimento, com a colaboração da entidade concessionária da rede nacional de transporte.

<sup>61</sup> Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52010DC0330>.

como o funcionamento dos seus mercados grossistas contribuirá para a adequação das capacidades de produção e de transporte.

Tendo presentes as novas bases jurídicas relativas à energia previstas no TFUE, em resposta aos inúmeros desafios que persistem, a Comissão Europeia lançou, a 25 de fevereiro de 2015, a estratégia para o estabelecimento de uma efetiva União da Energia<sup>62</sup>. Não obstante os desenvolvimentos que entretanto tiveram lugar, ainda não se conhece proposta que concretize a revisão da Diretiva 2005/89/CE, disso se dando nota no Capítulo 0 do presente estudo.

## **4.2 ORIENTAÇÕES RELATIVAS A AUXÍLIOS ESTATAIS À PROTEÇÃO AMBIENTAL E À ENERGIA 2014-2020**

A avaliação do regime de atribuição de incentivos através de mecanismos de remuneração de capacidade pressupõe a adequação às disposições da União Europeia relativas a auxílios de Estado.

O TFUE determina a incompatibilidade dos auxílios concedidos pelos Estados-Membros com o mercado interno, na medida em que afetam as trocas comerciais, falseiam ou ameaçam falsear a concorrência e favorecem determinadas entidades ou atividades económicas (cf. artigo 107.º), o que se consubstancia num dever geral de abstenção de adoção, pelos Estados-Membros, de comportamentos considerados incompatíveis.

O TFUE elenca, no n.º 2 do artigo 107.º, os auxílios que são expressamente compatíveis com o mercado interno, não se verificando, no entanto, que os incentivos através de mecanismos de remuneração de capacidade possam ser enquadrados numa destas categorias.

Para além destes auxílios, admitidos pelo próprio Tratado, pode a Comissão estabelecer, ao abrigo do n.º 4 do artigo 108.º do TFUE, através de regulamento, categorias de auxílios estatais consideradas compatíveis com o mercado interno. As isenções por categoria específica de auxílio aplicam-se às medidas que se enquadrem no conceito de auxílio estatal, nos termos do n.º 1 do artigo 107.º do TFUE. Os Regulamentos (UE) n.ºs 651/2014<sup>63</sup> da Comissão, de 16 de junho de 2014, e 2015/1588 do Conselho, de 13 de julho de 2015, relativos à aplicação dos artigos 107.º e 108.º do TFUE a determinadas categorias de auxílios estatais horizontais vêm, neste contexto, enumerar as categorias de auxílios que, sendo compatíveis com o mercado interno, não estão sujeitas à obrigação de notificação prevista no n.º 3 do

---

<sup>62</sup> Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2015%3A80%3AFIN>.

<sup>63</sup> Aprovado tendo em conta o Regulamento (CE) n.º 994/98 do Conselho, de 7 de maio de 1998, relativo à aplicação dos artigos 92.º e 93.º do Tratado que institui a Comunidade Europeia a determinadas categorias de auxílios estatais horizontais, revogado pelo Regulamento (UE) n.º 2015/1588 do Conselho, de 13 de julho de 2015.

artigo 108.º do mesmo Tratado. Sucede, no entanto, que os incentivos através de mecanismos de remuneração de capacidade não se encontram expressamente previstos nos mencionados regulamentos.

A possibilidade de admissão destas medidas pela Comissão, enquanto auxílios destinados a facilitar uma determinada atividade económica, veio a ser determinada ao abrigo do disposto no n.º 3 do artigo 107.º do TFUE, que estabelece os auxílios que, em função do seu objetivo<sup>64</sup> ou quando assim autorizados pelo Conselho, sob proposta da Comissão, podem ser considerados compatíveis com o mercado interno.

Neste sentido, a Comissão aprovou as “Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia 2014-2020”<sup>65</sup>, publicadas em 28 de junho de 2014 no Jornal Oficial da União Europeia, que vieram substituir as Orientações publicadas em 1 de abril de 2008, estas apenas relativas ao ambiente.

Com efeito, uma vez que o cumprimento dos objetivos para as áreas do ambiente e da energia (e concretamente, para os presentes efeitos, no que respeita à implementação de um sistema energético seguro e competitivo) definidos pela estratégia Europa 2020, exige a realização de investimento em atividades económicas, as Orientações estabelecem as condições nos termos das quais os auxílios podem ser considerados compatíveis com o mercado interno, orientando os Estados-Membros na construção dos respetivos mecanismos de apoio à garantia de capacidade.

As Orientações referem-se especificamente, no ponto 3.9, aos auxílios à adequação da produção, ou seja, aos destinados a garantir “um nível de capacidade de produção considerado adequado para responder aos níveis de procura no Estado-Membro, num determinado período, baseado num indicador estatístico convencional utilizado por organizações reconhecidas pelas instituições da União por desempenharem um papel essencial na criação de um mercado único da eletricidade”<sup>66</sup>. Estes auxílios destinam-se a remunerar o serviço de disponibilidade de capacidade prestado pelo produtor – e não a energia produzida –, apoiando as fases de investimento e/ou de funcionamento do centro eletroprodutor.

As medidas de incentivo à disponibilidade de capacidade num dado Estado-Membro, existentes ou futuras, sendo um auxílio de Estado, só poderão ser consideradas compatíveis com o mercado interno se efetivamente cumprirem os requisitos previstos nas Orientações.

As Orientações exigem, desde logo, uma avaliação prévia do problema de adequação da produção: os Estados-Membros devem identificar o motivo que justifica a expectativa de não funcionamento do mercado, quando e de que forma esperam que este problema se manifeste e dar prioridade a medidas para a adequação da produção que não tenham um impacte negativo sobre o objetivo da eliminação progressiva

---

<sup>64</sup> Em concreto, os auxílios destinados a promover o desenvolvimento de determinadas regiões ou de atividades económicas, a fomentar a realização de um projeto de interesse europeu comum, a promover a cultura e a conservação do património.

<sup>65</sup> [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628(01))

<sup>66</sup> cf. n.º 34 do ponto 1.3

de subsídios prejudiciais a nível ambiental ou económico – por exemplo, a gestão do lado da procura e o reforço da capacidade de interligação.

Verificando-se que a garantia de abastecimento só fica assegurada através da remuneração da disponibilidade da capacidade, deve o mecanismo em causa observar, em resumo, os seguintes critérios:

- Os auxílios devem remunerar exclusivamente o serviço de disponibilidade prestado pelo produtor.
- A medida deve ser aberta e proporcionar incentivos adequados tanto a atuais como futuros produtores de energia e a operadores que usem tecnologias substituíveis, tais como soluções de resposta do lado da procura ou de armazenamento.
- A atribuição de auxílios deve ser precedida da realização de um procedimento concursal competitivo, com base em critérios claros, transparentes e não discriminatórios.
- A medida deve incorporar mecanismos que impeçam a geração de lucros indevidos.
- A medida deve ser construída de modo a assegurar que o preço pago pela disponibilidade tende automaticamente para zero, quando se esperar que o nível de capacidade fornecida é adequado para responder ao nível de capacidade procurada.
- O procedimento de atribuição de incentivos deve dirigir-se a operadores de outros Estados-Membros, na medida em que tal seja fisicamente possível, bem como a produtores que utilizem diferentes tecnologias ou soluções equivalentes, como gestão da procura, reforço das interligações ou armazenamento – a restrição à participação no procedimento só pode justificar-se com base na insuficiência do desempenho técnico para responder ao problema de adequação.
- A medida não pode reduzir os incentivos ao investimento na capacidade de interligação, prejudicar o acoplamento de mercados ou as decisões de investimento na produção, nem contribuir para o reforço de posições dominantes.
- O mecanismo deve privilegiar a produção de baixo carbono.

Os Estados-Membros estão sempre sujeitos à obrigação de notificação prevista no artigo 108.º do TFUE quando o montante de incentivo exceda 15 milhões de euros por projeto, por empresa, e a atribuição daquele não ocorra no âmbito de um procedimento concursal.

As Orientações são aplicáveis desde 1 de julho de 2014 e até 31 de dezembro de 2020 a todas as medidas notificadas à Comissão pelos Estados-Membros, durante ou em data anterior a este período.

Sem prejuízo da competência da Comissão para avaliar, à luz das Orientações, os auxílios atribuídos pelos Estados-Membros, prevê-se que estes devem, se necessário, alterar, até 1 de janeiro de 2016, os esquemas de remuneração em vigor, adequando-os ao estabelecido nas Orientações.



A Comissão é ainda competente para proceder ao exame permanente dos regimes de auxílios existentes nos Estados-Membros, propor a adoção de medidas adequadas que sejam exigidas pelo desenvolvimento progressivo ou pelo funcionamento do mercado interno e decidir a supressão ou modificação de auxílios concedidos por um Estado-Membro, ou provenientes de recursos estatais, não compatíveis com o mercado interno ou aplicados de forma abusiva.

Fora dos casos previstos nos regulamentos que determinam as isenções por categoria ou das condições estritas previstas nas Orientações, os Estados-Membros que pretendam atribuir novos auxílios devem notificar a Comissão, que procederá à análise preliminar da medida, podendo concluir pela sua compatibilidade com o mercado interno ou, havendo dúvidas, pela abertura de procedimento formal de investigação, nos termos conjugados do n.º 2 do artigo 108.º do TFUE e do Regulamento (UE) 2015/1589 do Conselho, de 13 de julho de 2015, que estabelece as regras de execução do artigo 108.º do TFUE e, concretamente, estabelece os procedimentos aplicáveis aos auxílios que sejam notificados pelos Estados-Membros, bem como aos auxílios ilegais, aos auxílios utilizados de forma abusiva e aos auxílios existentes.

Nos termos do disposto no artigo 21.º do referido Regulamento (UE) 2015/1589, a Comissão pode ainda examinar regimes de auxílio existentes, devendo informar o Estado-Membro quando conclua que o regime em causa não é ou deixou de ser compatível com o mercado interno. Após pronúncia do Estado-Membro, a Comissão pode recomendar a alteração do regime, a introdução de requisitos processuais ou a supressão do regime de auxílio.

Conclui-se, pois, que os mecanismos de capacidade em vigor e os que venham a ser adotados estão sujeitos ao escrutínio da Comissão Europeia, na medida em que constituem um auxílio estatal nos termos e para os efeitos do TFUE, podendo, no entanto, o Estado-Membro estar dispensado do dever de notificação caso sejam cumpridos os critérios estabelecidos nas Orientações.

Neste âmbito, analisam-se de seguida dois casos de auxílios de Estado apreciados pela Comissão Europeia após a publicação das Orientações.

#### **MECANISMO DE CAPACIDADE NO REINO UNIDO**

A Comissão Europeia, na sequência de notificação pelo Reino Unido, decidiu favoravelmente, em 23 de julho de 2014<sup>67</sup>, quanto à implementação de um mercado de capacidade naquele Estado-Membro. Tendo identificado o risco de desadequação de produção no horizonte temporal de 2017/2018, a medida aprovada baseia-se num leilão aberto a produtores existentes e novos, a operadores que atuem na gestão da procura e a operadores de armazenamento. Aos licitantes cuja proposta seja aceite é atribuída uma

---

<sup>67</sup> [http://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/253240/253240\\_1579271\\_165\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253240/253240_1579271_165_2.pdf)

remuneração durante a vigência do contrato de capacidade, em troca do compromisso de entrega de energia elétrica quando o gestor do sistema identifique a escassez de capacidade. São aplicadas sanções pecuniárias aos beneficiários que não produzam a energia contratada.

Tratando-se de auxílio estatal, a Comissão não se opôs à implementação da medida, considerando-a compatível com o mercado interno, por responder a um interesse comum, por ser adequada – uma vez que compensa apenas a capacidade, não exclui produtores e pondera a capacidade que pode ser obtida através das interligações –, por prever a atribuição de um incentivo através de um procedimento competitivo, por ser proporcional – garantindo uma taxa de retorno razoável –, por evitar efeitos negativos no mercado e por cumprir as normas previstas no TFUE.

### **MECANISMO DE CAPACIDADE EM FRANÇA**

França implementou um mecanismo de capacidade em 2010, com a aprovação da Lei n.º 2010-1488, de 7 de dezembro, que estabeleceu a obrigação dos comercializadores («*fournisseurs d'électricité*») assegurarem um certo volume de garantias de capacidade, em função do consumo dos respetivos clientes em períodos de ponta.

Essas garantias podem ser adquiridas no mercado, aos operadores de capacidade ou a outros fornecedores, ou ser geradas por meios próprios (instalações de produção ou possibilidade de gestão das cargas).

A Comissão considerou que a medida constitui um auxílio estatal e que a mesma lhe devia ter sido notificada, comparando-a aos sistemas de atribuição de certificados verdes. Com efeito, e de acordo com o convite à apresentação de observações, publicado no Jornal Oficial da União Europeia, em 5 de fevereiro de 2016<sup>68</sup>, o Estado Francês cria, com esta medida, um mercado para os certificados de capacidade, atribuindo a estes títulos um valor, uma vez que os atribui gratuitamente aos operadores de capacidade e impõe uma quota de certificados aos comercializadores. De acordo com a Comissão, a vantagem gerada é, desta forma, seletiva e suscetível de falsear a concorrência e de afetar as trocas comerciais entre Estados-Membros.

Na sua apreciação da medida, a Comissão conclui que duvida que a mesma seja necessária, adequada e proporcional.

---

<sup>68</sup> [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=uriserv:OJ.C\\_.2016.046.01.0035.01.POR&toc=OJ:C:2016:046:TOC](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=uriserv:OJ.C_.2016.046.01.0035.01.POR&toc=OJ:C:2016:046:TOC)

Nesta fase, a Comissão convidou o Estado-Membro à apresentação de observações, nos termos do n.º 2 do artigo 108.º do TFUE. A Comissão poderá vir a decidir, conseqüentemente, que o Estado-Membro em causa deve suprimir ou modificar esse auxílio.

#### 4.2.1 COMPATIBILIDADE DO MECANISMO DE INCENTIVO À GARANTIA DE POTÊNCIA COM AS ORIENTAÇÕES

Na sequência da publicação das Orientações, a Comissão Europeia criou um Grupo de Trabalho envolvendo os Estados-Membros com o objetivo de facilitar a implementação das disposições nelas inscritas e de promover a partilha de experiências relativas ao desenho de mecanismos de remuneração de capacidade. O contexto das discussões tidas no Grupo de Trabalho tem sido refletido em artigos temáticos, por parte da Comissão Europeia (em concreto, *Directorate-General for Competition*).

Um desses artigos, publicado em 30 de junho de 2015 e intitulado “*High level comparison of capacity mechanism models and compatibility with state aid guidelines*”<sup>69</sup>, pondera a compatibilidade dos diversos tipos de mecanismos de remuneração de capacidade existentes com as Orientações.

No que respeita concretamente à compatibilidade dos mecanismos de remuneração de capacidades específicas<sup>70</sup> – nos quais se enquadra o mecanismo de garantia de potência vigente em Portugal –, com o disposto nas Orientações, o artigo refere o seguinte:

*“The administrative price setting and lack of a competitive bidding process is likely to be insufficient to demonstrate proportionality without an individual assessment of each beneficiary.*

*Depending on the eligibility criteria, the mechanism may discriminate for or against certain types of capacity. The measure may affect competition between different technologies (see point 232 EEAG), especially if payments are made to certain named technologies rather than to capacity providers in general that meet defined technical criteria.*

*Point 232(c) requires the establishment of a competitive price for capacity as part of avoiding negative effects on trade. An administrative price setting process may not provide sufficient reassurance in this regard.”*

O mesmo artigo identifica os mecanismos de comprador central e de obrigações descentralizadas como aqueles cujas características mais facilmente poderão ser totalmente compatíveis com as Orientações, desde que adequadamente desenhados.

---

<sup>69</sup> [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity\\_mechanisms\\_working\\_group\\_10\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_working_group_10_en.pdf)

<sup>70</sup> *Targeted capacity payments*

### 4.3 INQUÉRITO SETORIAL DA COMISSÃO EUROPEIA

No dia 29 de abril de 2015, a Comissão Europeia lançou um inquérito setorial no âmbito do apoio financeiro concedido pelos Estados-Membros aos produtores e consumidores de energia elétrica para garantir a segurança do abastecimento (mecanismos de remuneração de capacidade). De alguma forma, a Comissão Europeia receia que os mecanismos de remuneração de capacidade possam favorecer indevidamente determinados produtores ou tecnologias e, simultaneamente, criar obstáculos ao comércio transfronteiriço de eletricidade<sup>71</sup>.

Este inquérito foi enviado a vários Estados-Membros<sup>72</sup>, tendo como objetivo aprofundar o entendimento sobre os mecanismos de remuneração de capacidade existentes (as razões que levam os Estados-Membros a implementar mecanismos de remuneração de capacidade, o modo como estes mecanismos são concebidos e quais os seus efeitos sobre a concorrência e o comércio no mercado interno da eletricidade) e avaliar a sua compatibilidade com o estabelecido nas “Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia 2014-2020”<sup>73</sup>.

Antecipa-se que os resultados deste inquérito possam ser utilizados no âmbito de iniciativas políticas e legislativas, estando a ser considerado o estabelecimento de um mecanismo harmonizado a nível europeu para aferição do nível de segurança de abastecimento dos sistemas elétricos dos vários Estados-Membros, entrando em consideração com o papel das interligações para esse efeito.

Os resultados preliminares e as conclusões provisórias do inquérito foram divulgados no passado dia 13 de abril<sup>74</sup>, seguindo-se um período de 12 semanas de consulta pública, findo o qual, a Comissão Europeia publicará o relatório final, ainda durante o ano de 2016.

Os principais resultados preliminares, com caráter genérico, inscritos no relatório, são:

- A ausência de abordagens comuns para a definição, quer da adequação da produção<sup>75</sup>, quer dos padrões de fiabilidade<sup>76</sup>, torna difícil a avaliação da necessidade dos mecanismos de remuneração de capacidade e obstaculiza a coordenação transfronteiriça, daqui parecendo decorrer a necessidade de harmonização das metodologias utilizadas.

---

<sup>71</sup> [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-15-4891\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-4891_en.htm)

<sup>72</sup> Em concreto Bélgica, Croácia, Dinamarca, França, Alemanha, Irlanda, Itália, Polónia, Portugal, Espanha e Suécia. Na resposta ao questionário participaram entidades públicas, reguladores, operadores das redes de transporte e agentes de mercado.

<sup>73</sup> Estas Orientações da Comissão Europeia são objeto de análise detalhada no Capítulo 5.2.

<sup>74</sup> [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-16-1372\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-1372_en.htm)

<sup>75</sup> Entende-se por adequação da produção a capacidade do parque eletroprodutor satisfazer a procura em todos os instantes.

<sup>76</sup> Os padrões de fiabilidade representam um compromisso entre custo e fiabilidade, permitindo determinar o nível de segurança apropriado.

- A maioria dos mecanismos de remuneração de capacidade existentes limita o tipo ou o número de fornecedores de capacidade e não coloca em condições de igualdade o fornecimento de capacidade do lado da oferta e da procura.
- Os mecanismos de remuneração de capacidade excessivamente seletivos podem conduzir a uma sobrecompensação dos seus participantes, uma vez que a pressão concorrencial é menor quando o processo de atribuição tem uma participação limitada.
- Poucos Estados-Membros permitem que os fornecedores de capacidade de outros Estados-Membros participem nos respetivos mecanismos de remuneração de capacidade.
- Os processos de atribuição administrativa não são suscetíveis de revelar o real valor da capacidade e, conseqüentemente, de serem eficazes em termos de custos e de envio de sinais corretos de investimento.
- Quando as obrigações que os fornecedores de capacidade devem observar em contrapartida da remuneração são limitadas e as sanções em caso de incumprimento são de baixo valor, não há suficiente incentivo para que as instalações sejam fiáveis.

Já em relação às conclusões provisórias mais especificamente dirigidas para a realidade nacional, cabe destacar as seguintes:

- O mecanismo de garantia de potência nacional é classificado como mecanismo de remuneração de capacidade do tipo remuneração de capacidade específica, sujeito à disciplina inscrita nas Orientações. As vertentes de apoio à disponibilidade e ao investimento são entendidas pela Comissão Europeia como consubstanciando dois mecanismos de remuneração de capacidade do lado da oferta.
- O mecanismo de interruptibilidade nacional é classificado como mecanismo de remuneração de capacidade do tipo reserva estratégica, sujeito à disciplina inscrita nas Orientações.
- Os agentes de mercado que atuam em Portugal defendem a existência de um mecanismo de remuneração de capacidade, mesmo na circunstância de não ter havido registo de qualquer problema no âmbito da garantia da segurança do abastecimento nos últimos 5 anos e de não anteverem que possa vir a existir nos próximos 5 anos.
- O mecanismo de garantia de potência existente em Portugal discrimina entre tecnologias de produção (a parcela relativa à disponibilidade aplica-se apenas às centrais térmicas, enquanto a parcela relativa ao investimento aplica-se apenas às centrais hídricas) e não considera as interligações.
- A remuneração no âmbito da parcela relativa ao investimento do mecanismo de garantia de potência existente em Portugal é inversamente proporcional à margem de capacidade do sistema, procurando evitar por essa via a produção de sinais de investimento errados conducentes a sobrecontratação de capacidade. No entanto, o estabelecimento administrativo do nível de

remuneração aplicável carece de transparência, tende a não revelar o real valor da capacidade e, assim, a não ser eficaz em termos de custo.

Cabe referir que as conclusões preliminares<sup>77</sup> do Fórum de Florença, que decorreu nos passados dias 13 e 14 de junho, estão alinhadas com a análise feita pela Comissão no âmbito do inquérito setorial que promoveu. Em concreto, refere-se que:

*“The Forum acknowledges the preliminary findings and conclusions of the State aid inquiry on capacity mechanisms. It notes the need to improve overall market design to enhance system adequacy and that the ultimate goal should be a well-functioning market that ensures security of supply. It nevertheless recognises that, due to security of supply concerns, Member States are introducing capacity mechanisms. Therefore, it supports the Commission’s intention to develop a clear framework applicable to state interventions in system adequacy that minimizes market distortions while providing stability to investors and an appropriate role for regional cooperation.”*

#### **4.4 CONSULTATION ON A NEW ENERGY MARKET DESIGN**

Entre julho e outubro de 2015, a Comissão Europeia promoveu uma consulta pública intitulada “*Consultation on a new Energy Market Design*”<sup>78</sup>, tendo em vista a coleção de contributos conducentes ao redesenho do modelo do mercado europeu de energia elétrica. Esta consulta estruturou-se em três grandes eixos: 1) estabelecimento de um novo modelo de mercado de eletricidade para a União Europeia, 2) intensificação da cooperação regional no contexto de um sistema elétrico integrado e 3) adoção de uma dimensão europeia para o problema da garantia da segurança do abastecimento.

A Comissão recebeu 320 participações, provenientes de associações e agentes do setor, operadores das redes, entidades reguladoras, governos, instituições académicas e cidadãos.

Os resultados preliminares da referida consulta<sup>79</sup> no estrito âmbito da segurança do abastecimento apontam para um alargado consenso em relação à necessidade de uma abordagem harmonizada, se não em termos europeus, pelo menos a nível regional, no que respeita a metodologias, quer de aferição das reservas de capacidade de produção, quer para o desenho de mecanismos de remuneração de capacidade, incluindo a forma de consideração das interligações. Os resultados evidenciam igualmente que muitos dos participantes são da opinião de que um adequado desenho de mercado torna redundante a introdução de mecanismos de remuneração capacidade: a maioria das respostas é favorável à existência

---

<sup>77</sup> <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Draft%20conclusions%20FINAL14June.pdf>

<sup>78</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/public-consultation-new-energy-market-design>

<sup>79</sup> Preparados pela *DG Energy* e disponíveis em <https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/public-consultation-new-energy-market-design>.

*REGIME DE ATRIBUIÇÃO DE INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA NO ÂMBITO DO  
SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL*

---

de mercados “*energy-only*”, eventualmente complementados com reservas estratégicas de capacidade; contudo, muitas empresas de produção e alguns governos são favoráveis à introdução de mecanismos de remuneração de capacidade.





## 5 PERSPETIVA DE EVOLUÇÃO DA ABORDAGEM EUROPEIA À SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

A mudança para um sistema elétrico com forte presença de fontes variáveis e de pequena escala, a que crescem deficiências de mercado e de regulamentação que se podem traduzir em investimentos insuficientes na capacidade de produção, colocam novos desafios à garantia da segurança do abastecimento, a que vários Estados-Membros têm procurado responder através da concessão de apoios aos produtores de energia elétrica no âmbito da disponibilidade de capacidade de produção.

Esta resposta a nível nacional, relativa a um aspeto central como a política de segurança do abastecimento, parece pouco compatível com um contexto de mercado único europeu de eletricidade, perspetivando-se o desenvolvimento de uma abordagem europeia conjunta que permita não só maximizar os benefícios decorrentes dessa integração de mercados mas também reduzir, quer o potencial distorcionário associado a alguns dos atuais mecanismos de remuneração de capacidade, quer a proliferação desses mecanismos, tendo como objetivo uma convergência para os modelos tidos como mais adequados.

Como mencionado pela Comissão Europeia no “*Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*”, a título de conclusão:

*“As regional and European-wide methodologies mature and become more reliable, they should increasingly be used as a basis for assessing the necessity of introducing capacity mechanisms. In its energy market design initiative, the Commission intends to provide a European framework for transparent and harmonised generation adequacy assessments and standards. In the meantime however, Member States should ensure they undertake thorough national adequacy assessments following emerging best practice, and compare the situation without intervention against an economic reliability standard, before intervening in their markets.”*

De uma forma genérica, os diversos relatórios, estudos e discussões relativos à evolução da abordagem europeia no âmbito da garantia da segurança do abastecimento parecem coincidir na identificação dos seguintes desenvolvimentos:

- Melhoria da eficiência dos mercados de eletricidade: a via primacial defendida pelas instituições europeias para garantir a segurança do abastecimento tem sido a melhoria da eficiência do modelo de funcionamento do mercado único de eletricidade, designadamente, através do acoplamento de mercados, do reforço das interligações, da participação da procura, do advento das redes e dos sistemas de medição inteligentes, da integração ativa da produção renovável em mercado, também para efeitos de balanço, da eliminação dos tetos de preço nos mercados grossistas e das tarifas reguladas de venda a clientes finais, da aproximação do horário de fecho das janelas de contratação ao tempo real, da negociação de produtos de mais curto prazo, do estabelecimento da fronteira das

diversas *bidding zones*<sup>80</sup> ou da estabilidade regulamentar. Resolvidas as diversas falhas de mercado e de regulamentação existentes, defendem as instituições, os mercados devem ser capazes de promover a renovação do parque eletroprodutor, ao menor custo. Antecipa-se que, no âmbito das conclusões finais do inquérito setorial analisado no Capítulo 4.3, a Comissão venha a solicitar aos Estados-Membros a apresentação de um plano de ação que, identificando as falhas de mercado e de regulamentação existentes, inscreva uma calendarização com vista à eliminação dessas falhas. Do mesmo modo, é de esperar que os desenvolvimentos que venham a ter lugar em torno dos mecanismos de remuneração de capacidade, não impactem com o objetivo maior de implementação do Terceiro Pacote Energético, incluindo os Códigos de Rede.

- Harmonização dos critérios de avaliação da adequação da produção e dos níveis de garantia da segurança do abastecimento: esta avaliação deverá considerar devidamente o contributo das interligações, os centros eletroprodutores instalados noutros sistemas, as fontes de energia renováveis, as possibilidades de participação da procura e do armazenamento, a evolução esperada dos mercados de emissões e as políticas de eficiência energética, por exemplo. Nas situações em que, por se reconhecer que as reformas conducentes à melhoria da eficiência dos mercados de eletricidade exigem muito tempo ou por se antecipar que essas reformas não são suficientes para obviar ao problema da garantia da segurança do abastecimento, deverá ser esta abordagem harmonizada a servir de base à tomada de decisão em relação à eventual implementação de mecanismos de remuneração de capacidade.
- Desenho e avaliação dos mecanismos de remuneração de capacidade: os mecanismos de remuneração de capacidade devem ser não apenas compatíveis, mas promotores do mercado único europeu da eletricidade e devem ser alvo de uma avaliação detalhada, designadamente, em relação à observação dos seguintes critérios, aliás já inscritos nas Orientações: a contribuição para um objetivo de interesse comum claramente definido, a necessidade de intervenção do Estado, a adequação da medida de auxílio, o efeito de incentivo, a proporcionalidade dos auxílios, a prevenção de efeitos negativos indesejados na concorrência e nas trocas comerciais entre Estados-Membros e a transparência dos auxílios.

Adicionalmente, e como referido no Capítulo 4.1, perspetiva-se a revisão da Diretiva 2005/89/CE, conforme Iniciativa<sup>81</sup> para a melhoria da segurança do fornecimento de eletricidade, datada de outubro de 2015.

---

<sup>80</sup> O mercado europeu está dividido em *bidding zones*, dentro das quais os participantes no mercado podem negociar sem necessidade de adquirir direitos de utilização de capacidade. A definição destas zonas com base nas restrições físicas existentes ao nível do sistema de transporte permite que os sinais de preço zonal emitidos conduzam a uma maior eficiência dos investimentos (quer em termos de produção, quer em termos de consumo de energia elétrica).

<sup>81</sup> DG ENER – B4 – AP 2016/ENER/026.

Nos termos dessa Iniciativa, a Comissão Europeia considerou que, melhorar a segurança do abastecimento de eletricidade é um dos principais objetivos de “uma estratégia-quadro para uma União da Energia resiliente dotada de uma política em matéria de alterações climáticas virada para o futuro”.

Esta Iniciativa de revisão da Diretiva faz parte de uma série de políticas, incluindo a revisão da legislação relativa à eficiência energética e da Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, no âmbito da União da Energia.

A configuração do mercado da energia projetado procurará responder às insuficiências motivadas pela existência de diferentes normas nacionais e diferentes procedimentos de segurança do abastecimento, bem como de coordenação de operações transfronteiriças e de mecanismos de cooperação, através de uma política supra nacional de garantia da segurança do abastecimento.

Para atingir estes objetivos, a Comissão Europeia pondera criar legislação que coordene normas e requisitos nacionais relativos à garantia da segurança do abastecimento, eventualmente reforçada no quadro de um instrumento que permita uma coordenação mais estreita e que garanta mais eficazmente o cumprimento dos objetivos (devendo considerar-se o risco de a mesma política poder não ser a mais adequada para todas as regiões).



## **6 CONCLUSÕES**

O regime de incentivos à garantia de potência no âmbito do SEN configura um mecanismo de remuneração de capacidade, estando por isso sujeito à disciplina das Orientações relativas a auxílios estatais à energia. Nesta medida, tratando-se de um mecanismo de remuneração de capacidades específicas apresenta um conjunto de características que, de acordo com a Comissão Europeia, poderá ser difícil de compatibilizar com as referidas Orientações, designadamente, a fixação do preço por via administrativa, a discriminação entre as diversas tecnologias e soluções existentes ou a desconsideração do contributo das interligações no contexto da segurança do abastecimento.

Nestas circunstâncias, prevê-se que os Estados-Membros devam alterar, até 1 de janeiro de 2016, os esquemas de remuneração em vigor, adequando-os ao estabelecido nas Orientações. Sem prejuízo do exercício de adequação que se venha a revelar necessário cada Estado-Membro levar a cabo, é fundamental garantir um nível mínimo de harmonização destes mecanismos, ao menos regional, pelo que, no caso concreto do sistema português, essa adequação deverá beneficiar de uma abordagem ibérica ao problema da garantia da segurança do abastecimento, desde logo porque no sistema espanhol o mecanismo existente é também de remuneração de capacidades específicas.

Em qualquer caso, perspetiva-se o desenvolvimento de uma abordagem europeia conjunta, mais compatível com um contexto de mercado único europeu de eletricidade, que permita não só maximizar os benefícios decorrentes da integração de mercados mas também reduzir, quer o potencial distorcionário associado a alguns dos atuais mecanismos de remuneração de capacidade, quer a proliferação desses mecanismos, tendo como objetivo uma convergência para os modelos tidos como mais adequados.

Neste sentido, de uma forma genérica, os diversos relatórios, estudos e discussões relativos à evolução da abordagem europeia no âmbito da garantia da segurança do abastecimento parecem coincidir na identificação da sequência dos desenvolvimentos necessários.

Assim, é necessário dar prioridade à implementação do Terceiro Pacote Energético, incluindo os Códigos de Rede. Em paralelo, dever-se-á trabalhar no sentido de melhorar a eficiência do modelo de funcionamento do mercado único de eletricidade, tendo como objetivo a resolução das falhas de mercado e de regulamentação que se reconhecem existir.

Por outro lado, é necessária maior harmonização ao nível dos critérios de avaliação da adequação da produção e dos níveis de garantia da segurança do abastecimento utilizados, designadamente, para tomada de decisão em relação à implementação de mecanismos de remuneração de capacidade. Por fim, o desenho e avaliação dos mecanismos de remuneração de capacidade devem ser não apenas compatíveis, mas promotores do mercado único europeu da eletricidade, observando critérios como a contribuição para um objetivo de interesse comum claramente definido, a necessidade de intervenção do Estado, a adequação da medida de auxílio, o efeito de incentivo, a proporcionalidade dos auxílios, a

*REGIME DE ATRIBUIÇÃO DE INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA NO ÂMBITO DO  
SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL*

---

prevenção de efeitos negativos indesejados na concorrência e nas trocas comerciais entre Estados-Membros e a transparência dos auxílios.