

Instrumentos de política na gestão do Sistema Elétrico Nacional



dossier de imprensa

O que motiva o documento?

Existe um conjunto de fatores que estão a mudar, de forma visível, o mercado de energia a nível nacional e a nível europeu. A política energética aponta para a liberalização e a integração dos mercados, estabelece objetivos da descarbonização e promove a inovação tecnológica ao nível da produção e de utilização da energia e, conseqüentemente, das redes de energia.

Estas importantes mudanças no contexto dos mercados de energia levam a repensar o desenho do mercado elétrico e alguns dos seus instrumentos.

A ERSE elaborou, neste âmbito, um estudo intitulado “**Instrumentos para a participação da Oferta e da Procura na Gestão do Sistema Elétrico Nacional (SEN)**” no qual procurar sistematizar o conjunto de instrumentos de gestão do SEN. Este documento tem em conta, de forma clara, que a segurança energética é um dos três pilares da política energética europeia, a par com a sustentabilidade e competitividade.

Num modelo de mercado desverticalizado e liberalizado, a responsabilidade de assegurar a segurança de abastecimento é partilhada pelos agentes e operadores do sistema elétrico, sendo necessário redefinir os papéis de cada operador e agente de mercado, tomando em consideração a estrutura dos mercados.

Assim, todos os intervenientes no mercado, desde produtores, operadores, comercializadores, clientes e as instituições políticas e reguladores, são elementos determinantes no processo de garantia de abastecimento.

O sistema elétrico evolui no sentido da maior presença de recursos de produção de menor dimensão, distribuídos, dependentes de fontes de energia intermitentes e mais próximos do consumo, aumentando o número de atores envolvidos e reduzindo a sua capacidade de participar diretamente nos mercados organizados. Esta tendência coloca desafios acrescidos à garantia de abastecimento.

Tradicionalmente, a segurança ou garantia do abastecimento tem vindo a concretizar-se pelo lado da produção, com instrumentos diversos, e, muito residualmente, pelo lado do consumo ou da procura. O redesenho de mercado e a evolução tecnológica – com crescente descentralização da produção e com características de maior variabilidade no tempo - requerem uma nova

sistematização do modelo de mercado, de modo a dar igualdade de tratamento, flexibilidade e eficácia na atuação aos instrumentos de gestão do SEN.

O funcionamento dos mercados pode ser melhorado pela participação de agentes mediadores entre os consumidores e pequenos produtores, afastados da complexidade das operações de negociação nos mercados grossistas, e os instrumentos de mercado. Este papel pode ser assegurado pelos comercializadores, genericamente, ou por agregadores, enquanto entidades especificamente vocacionadas para esta tarefa, não tratando do fornecimento de energia elétrica propriamente.

Como se estrutura a análise da ERSE?

O exercício efetuado pela ERSE partiu da avaliação – factual e tecnicamente sustentada – do atual desenho de mercado e dos instrumentos e mecanismos em aplicação. Esta análise procura sustentar critérios de reorganização assentes em racionalidade económica do modelo e em custos que os consumidores possam objetivamente suportar.

Com base na análise factual do estado atual do mercado elétrico em Portugal e, tendo em consideração aquelas que são as orientações de política energética europeia, nomeadamente no que se referem a auxílios de Estado na área da energia – que determinam que a concessão de benefícios ou desenho de instrumentos de incentivo não deve, por um lado, contrariar o comércio comunitário e, por outro lado, ser lesivo da concorrência – a ERSE formula propostas de redesenho e reorganização dos instrumentos atualmente em vigor.

As orientações em matéria de auxílios de Estado apontam claramente para que não devem existir níveis de sobrecompensação implícitos nos diferentes instrumentos de política energética, na medida em que, com isso, se desvirtua a própria concorrência em mercado.

Que conclusões principais se retiram?

Da análise efetuada no documento pode concluir-se que subsistem, na realidade nacional, situações distintas quanto aos agentes produtores:

1. **Produtores com remuneração garantida tendencialmente sobrecompensados:** os produtores com remuneração garantida ou enquadrada por um mecanismo legal ou regulatório apresentam genericamente valores da Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) superiores aos respetivos Custos Médios Ponderados de Capital (WACC – *Weighted Average Cost of Capital*, na sua terminologia inglesa), ou, quando muito, valores aproximados.

2. **Produtores em mercado tendencialmente sub-remunerados:** para os produtores em regime de mercado, concluiu-se pela existência de um “desincentivo” à própria operação no caso das tecnologias térmicas, na medida em que observam TIR inferiores aos correspondentes WACC. Para os restantes casos – centrais hídricas em mercado ou solares fotovoltaicas – os valores de TIR e WACC estão relativamente alinhados.

	ANO referência TIR	Yield OTs 10 no ano de referência da TIR	TIR mínima (%)	TIR máxima (%)	WACC nominal médio, antes de impostos (%)
Hídricas com CMEC	2007	4,4%	10,2%	12,2%	8,3%
Hídricas em Mercado com Garantia de Potência	2009	4,2%	6,3%	10,6%	9,1%
Térmica de Sines com CMEC	2007	4,4%	4,9%	5,5%	5,9%
Ciclos Combinados a Gás Natural em Mercado	2007	4,4%	-2,6%	6,0%	10,0%
Térmica a carvão do Pego com CAE	1993	N.D.	11,5%	11,5%	5,4%
Ciclo Combinado a Gás Natural da Turbogás com CAE	1996	8,7%	13,1%	13,1%	4,8%
Fotovoltaicas em Mercado	2018	1,8%	4,7%	14,5%	9,2%
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. até 2003)	2002	5,0%	7,3%	12,5%	6,3%
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2004 e 2009)	2006	3,9%	9,9%	16,4%	6,4%
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. até 2011)	2009	4,2%	6,6%	11,9%	6,5%
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. 2012 ou depois)	2015	2,4%	6,6%	11,6%	6,8%
Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 1990 e 1999)	1994	11,6%	9,9%	16,3%	7,9%
Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2000 e 2009)	2005	3,4%	7,8%	14,0%	7,7%
Mini-hídrica com FIT (DL 225/2007, Lig. 2010 ou depois)	2012	10,6%	5,9%	12,0%	8,0%
Biomassa com FIT (DL 33-A/2005, Lig. até 2006)	2002	5,0%	8,2%	15,7%	6,4%
Biomassa com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	2009	4,2%	6,1%	13,0%	6,2%
Biogás com FIT (DL 33-A/2005, Lig. até 2006)	2006	3,9%	4,3%	11,6%	6,2%
Biogás com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	2011	10,3%	2,0%	9,5%	6,5%
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 339-C/2001, DL 33-A/2005 com FIT > 300EUR/MWh)	2008	4,5%	7,3%	14,2%	6,2%
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT > 200EUR/MWh)	2014	3,8%	19,1%	29,7%	6,8%
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT ≤ 200EUR/MWh)	2015	2,4%	10,2%	17,8%	7,1%

Nota: O WACC nominal significa o custo de capital de referência para a tecnologia. As TIR mínima e máxima representam os limites do intervalo da remuneração efetiva.

O estudo efetuado também permite evidenciar que alguns dos instrumentos atualmente em vigor têm sobreposições nos objetivos e nos resultados, o que pode concorrer para a eventual existência de sobrecompensações.

Por fim, o estudo também evidencia que, apesar de se dever manter como orientação global um modelo harmonizado à escala da União Europeia, a concretização dos objetivos de política deve integrar uma abordagem que não esqueça as especificidades nacionais ou regionais que não se podem evitar – torna-se evidente que não é possível construir um mercado interno da energia no pressuposto de que “*one size fits all*”.

O que propõe a ERSE?

Tendo por base a extensa análise e reflexão elaborada com o estudo, a ERSE propõe que se atue no sentido de:

- Consolidar os instrumentos do mercado de energia numa dimensão de cariz europeu;
- Efetuar o “*phasing out*” dos diferentes instrumentos complementares avulsos de carácter administrativo atualmente em aplicação;
- Adotar instrumentos de carácter concorrencial - em que a produção e o consumo prestam o serviço requerido – de forma justificada e fundamentada e, preferencialmente, no quadro de um único mecanismo;
- Reforçar o conjunto de incentivos aos diferentes agentes para uma gestão mais eficiente dos recursos no SEN e com características reforçadas de transparência e independência dos interesses em mercado.

De forma concreta a ERSE propõe como medidas:

1. **Transferência da obrigação de previsões da PRE do CUR para o ORT (REN):** com o progressivo decréscimo do volume de PRE com tarifa garantida e com a entrada de produtores renováveis diretamente para mercado, importa, numa primeira fase, densificar a experiência de previsão por entidade terceira que tenha abrangência de informação e atue de forma independente em relação aos agentes em mercado.
2. **Alteração do regime dos desvios dos PRE com remuneração garantida:** a ERSE propõe que os produtores em regime especial com remuneração garantida suportem os custos dos

respetivos desvios. Esta proposta justifica-se, quer de forma a introduzir um incentivo objetivo a que haja uma melhoria da sua operação (que tem reflexo na ocorrência de desvios), quer por uma questão de igualdade de tratamento entre estes produtores e os que operam em mercado (desde início da sua atividade ou porque cessou a tarifa garantida), quer ainda por questões de harmonização com Espanha no âmbito do mercado ibérico.

3. **Fim da exclusividade da aquisição da PRE com remuneração garantida pelo comercializador de último recurso (CUR):** no quadro atual, o comercializador de último recurso detém o exclusivo da aquisição da energia proveniente de PRE com tarifa garantida, sendo que deve operacionalizar a venda desta energia em mercado grossista. Neste sentido, o CUR atua como um agregador regulado e monopolista, sendo que tal circunstância pode dificultar o aparecimento de outras entidades a atuar como agregadores em regime de mercado (por exemplo, comercializadores) com dimensão crítica suficiente para que a respetiva operação seja comercialmente justificável. Para o SEN, esta evolução, teria como principais aspetos positivos: (i) a harmonização com o mercado espanhol, com o qual Portugal se encontra fortemente integrado ao nível do mercado grossista; (ii) a promoção faseada da atividade de agregação e representação, o que permitiria que mais comercializadores e de forma mais preparada pudessem estruturar esta atividade para o conjunto de produtores que, finda a tarifa garantida, estejam integrados numa pura operação de mercado e (iii) induziria concorrência ao nível da previsão e gestão dos níveis de desvios, o que concorreria para um potencial ganho de eficiência neste plano.
4. **Implementação de um mecanismo regulado competitivo de venda de garantias de origem (mercado verde):** no âmbito da oferta verde presente no mercado retalhista e com potencial crescimento, a venda de garantias de origem (GO's) respeitantes à PRE com remuneração garantida permite gerar liquidez no mercado de GO's. Esta solução visa responder à procura crescente, nomeadamente por parte dos comercializadores em regime de mercado, contribuindo para reduzir o sobrecusto da PRE com remuneração garantida. A concretização desta abordagem é, em acréscimo, totalmente alinhada com a estratégia europeia para a energia e clima, tendo como evidente oportunidade a ser explorada a elevada presença de produção renovável não emitente no diagrama de produção nacional e ibérico.
5. **Tratamento do regime de interruptibilidade no consumo no mesmo quadro conceptual dos mecanismos de mercado existentes para outros instrumentos:** o regime de

interruptibilidade tem evidentes similitudes com outros instrumentos de gestão do sistema elétrico e deve, no espírito das regras europeias, ser orientado por regras de mercado. Havendo já um procedimento com características semelhantes para a reserva de segurança do SEN, parecer haver sentido em que o mesmo mecanismo (i.e., procedimento de leilão e regras gerais) se possa utilizar para a atribuição do serviço de interruptibilidade, permitindo-se, simultaneamente, evitar a consignação da mesma capacidade a dois produtos similares e fomentar a liquidez do mecanismo, ainda que com dois produtos distintos.

6. **Concretização da figura do facilitador de mercado já prevista na legislação:** a figura de facilitador de mercado, estando criada na legislação e com previsão na regulamentação da responsabilidade da ERSE, não se encontra ainda concretizada, uma vez que não se procedeu à realização do procedimento concursal para atribuição de licença, como previsto no artigo 55.º B do Decreto-Lei n.º 215-B/2012. Este agente atua no âmbito do SEN como um agregador de último recurso, que desenvolve a sua atividade por aplicação de preços regulados e que visa suprir as lacunas da oferta em mercado do serviço de agregação. A concretização desta figura vai ganhando criticidade à medida que um maior conjunto de produtores renováveis veja cessada a tarifa garantida e a condição de despacho prioritário. Entende a ERSE que os detentores de licença de comercialização de último recurso devem estar inibidos de participar no procedimento concursal, na medida em que já hoje agregam a produção renovável com tarifa garantida.

7. **Prever a figura do agregador, enquanto entidade prestadora de serviços ao sistema, em nome dos consumidores ou pequenos produtores, à margem do fornecimento de energia elétrica:** a representação dos consumidores perante os mercados organizados é tipicamente assegurada pelos comercializadores no âmbito do contrato de fornecimento. No entanto, a prestação de serviços de flexibilidade ao sistema elétrico pode ser equacionada de forma independente, se isso ajudar ao desenvolvimento de ofertas específicas para esses serviços. Importa por isso estabelecer a possibilidade dos consumidores e produtores contratarem a prestação de serviços de flexibilidade de forma autónoma face ao contrato de fornecimento (ou de venda de energia), com entidades especializadas nessa contratação.

Para mais informação [aceda ao estudo](#).