

COMENTÁRIOS DA EDA, S.A. À CONSULTA PÚBLICA ERSE N.º 137

ATUALIZAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS EM PORTUGAL
CONTINENTAL

23 DE JANEIRO DE 2026

Índice

	Pág.
ATUALIZAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS EM PORTUGAL CONTINENTAL	2
1 Introdução	2
2 Enquadramento	2
3 Questão 1.....	4
4 Questão 2.....	4

ATUALIZAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS EM PORTUGAL CONTINENTAL

1 INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) colocou em consulta pública (CPI37) uma proposta de alteração dos períodos horários do setor elétrico em Portugal continental, com a entrada em vigor prevista vir ocorrer durante 2027. A proposta em causa é justificada por três novas realidades com impacto no Sistema Elétrico Nacional (SEN):

1. Aumento da produção solar fotovoltaica;
2. Eletrificação dos consumos (ex: consumos domésticos e industriais com substituição do gás e dos gases de petróleo liquefeitos, associada ao desenvolvimento da Mobilidade Elétrica);
3. Generalização da introdução de contadores inteligentes.

Fora do âmbito da CPI37, em curso, a ERSE considera oportuno levantar autonomamente algumas questões específicas para as Regiões Autónomas (RA), nomeadamente:

“5. No caso particular das Regiões Autónomas, e uma vez que os preços finais de venda a clientes finais são totalmente regulados, considera que os períodos horários devem ser preferencialmente determinados por uma métrica do custo total de fornecimento? Que sugestões tem para a metodologia, atendendo que não existe um mercado à vista para estimar a componente de energia com diferenciação horária?”

“6. Ainda para o caso das Regiões Autónomas, considera que deve haver uma maior uniformização dos ciclos de contagem disponíveis ou os mesmos devem procurar refletir melhor as condições locais, potencialmente distinguindo as realidades distintas de cada ilha dentro de cada Região Autónoma?”

Apresenta-se neste documento a perspetiva da EDA relativamente às questões específicas dirigidas às RA. As considerações apresentadas deverão ser interpretadas não como soluções únicas e definitivas, mas sim, como uma base de reflexão para fundamentar uma análise conjunta mais alargada e aprofundada.

2 ENQUADRAMENTO

O sistema electroprodutor da Região Autónoma dos Açores (RAA) fundamenta-se num *mix* energético que integra a componente térmica convencional (baseada em fuelóleo e gasóleo) com fontes de energia renovável e endógena. A produção a partir de fontes renováveis/endógenas na RAA, é efetuada a partir de tecnologias caracterizadas pela previsibilidade e estabilidade, nomeadamente a hídrica, a geotérmica e a valorização energética de resíduos sólidos urbanos (CVE-RSU) (nas ilhas de São Miguel e Terceira), bem como a partir de tecnologias baseadas em fontes intermitentes (eólica e solar fotovoltaica) distribuídas por todo o arquipélago.

Relativamente à tecnologia solar fotovoltaica, a potência instalada por sistema isolado (ilha) não atingiu ainda um patamar crítico que influencie significativamente os respetivos diagramas de carga nos períodos de ponta diurna. Contudo, a execução dos investimentos previstos para o curto e médio prazo poderá resultar em algum impacto no perfil do diagrama durante esse período e a influenciar, de forma progressiva, o regime de exploração das centrais termoelétricas.

Paralelamente, o processo de eletrificação da procura começa a ter reflexo nos diagramas de carga de algumas ilhas. No domínio da mobilidade elétrica, antecipa-se um incremento da procura com reflexo sobretudo no período de ponta noturna, embora se preveja que este fenómeno ocorra com uma dinâmica de crescimento mais moderada face à observada em Portugal Continental.

Não obstante as dinâmicas supracitadas, subsiste um desafio intrínseco aos sistemas eletroprodutores isolados e de pequena escala como os que caracterizam os da RAA: a acentuada amplitude entre os períodos de ponta/cheias e de vazio/super vazio. Nos intervalos de menor procura, os diagramas de carga apresentam dificuldades em acomodar o excedente de produção renovável/endógena, resultando frequentemente em situações de *curtailment* ou menor eficiência operacional. Esta limitação pode comprometer a viabilidade económica dos projetos, uma vez que impede a plena maximização da rentabilidade dos ativos.

Deste modo, afigura-se adequado a implementação de mecanismos de maior incentivo à gestão ativa da procura. O objetivo primordial será estimular uma alteração estrutural nos perfis de carga dos utilizadores finais que permita maximizar a integração de fontes renováveis/endógenas nos períodos de excesso de produção daquelas fontes.

A implementação da estratégia supra descrita para maximização da produção renovável/endógena poderá contribuir para uma melhor eficiência operacional dos sistemas electroprodutores, podendo resultar numa redução direta dos custos marginais de produção de energia elétrica mediante a mitigação do despacho térmico (queima de combustíveis fósseis). Por conseguinte, esta trajetória de melhoria de eficiência reduziria ainda a exposição à volatilidade do mercado de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CO₂), especificamente aplicável aos sistemas das ilhas de São Miguel, Terceira, Faial e Pico.

Importa ainda referir que se concorda que haja uma diferença metodológica face ao paradigma previsto para Portugal continental. Enquanto a ERSE preconiza o envolvimento da academia no processo de monitorização e avaliação *ex post* quanto ao impacto da revisão dos ciclos horários nos hábitos de consumo, entende-se que, no contexto das RA, a especificidade dos sistemas elétricos isolados exige uma abordagem *ex ante* de elevada complexidade. Este estudo prospetivo beneficiaria muito, de igual modo, do envolvimento da academia.

3 QUESTÃO 1

“No caso particular das Regiões Autónomas, e uma vez que os preços finais de venda a clientes finais são totalmente regulados, considera que os períodos horários devem ser preferencialmente determinados por uma métrica do custo total de fornecimento? Que sugestões tem para a metodologia, atendendo que não existe um mercado à vista para estimar a componente de energia com diferenciação horária?”

Considerando que nas RA, o preço de venda ao cliente é totalmente regulado e não existe a possibilidade de diferenciação do preço pago em função do custo da energia adquirida em mercado ou indexada a este, concorda-se, por princípio, que os períodos horários possam ser preferencialmente determinados pelo custo total de fornecimento (CTF) na RAA.

Na ausência de mercado à vista para estimar a componente de energia, a métrica para o CTF, além do custo das redes, deverá incorporar o custo de produção/aquisição da energia. Este, poderá ser calculado pela soma dos custos variáveis de produção térmica mais significativos (combustíveis e CO₂) com o custo de aquisição de energia por tecnologia. Apesar de não existir diferenciação horária direta, a ponderação pelo *mix* de produção horário permitiria estimar os custos horários.

A aplicação desta metodologia, poderia permitir que os períodos de vazio e super vazio fossem desenhados para coincidir com os momentos em que o sistema tem menor custo marginal, tipicamente durante a noite, quando, por exemplo, a produção eólica e geotérmica exceda a procura mínima, ou no futuro, durante o pico de produção solar fotovoltaica se houver capacidade instalada suficiente e sem apoio de sistemas de armazenamento. Esta abordagem, a confirmar em estudos aprofundados, poderá ser essencial para gerir os excedentes, incentivando o deslocamento do consumo (*load-shifting*) para as horas em que a utilização de combustível fóssil é minimizada, assumindo que a remuneração das energias renováveis é praticada a um preço fixo (fixado ao nível dos respetivos contratos).

À semelhança do efetuado para o continente português, deverão ser ensaiadas as três metodologias (custos incrementais de redes; consumo e custo total de fornecimento), por forma a verificar o seu nível de alinhamento e analisar diferenças.

4 QUESTÃO 2

“Ainda para o caso das Regiões Autónomas, considera que deve haver uma maior uniformização dos ciclos de contagem disponíveis ou os mesmos devem procurar refletir melhor as condições locais, potencialmente distinguindo as realidades distintas de cada ilha dentro de cada Região Autónoma?”

Do ponto de vista técnico, reconhece-se que, dada a heterogeneidade das matrizes de produção nos sistemas eletroprodutores das diversas ilhas que compõem a RAA, a eficiência técnica do setor poderá depender de sinais de preço que reflitam melhor as especificidades de cada ilha ou grupo

de ilhas. Uma uniformização tarifária, ou seja, baseada numa ilha (ou com preponderância de uma ilha) com um *mix* de produção muito diferente das restantes, potencialmente impedirá que cada sistema otimize o uso dos seus recursos endógenos. Por exemplo, a realidade de uma ilha com base geotérmica, caracterizada por uma produção constante e não despachável, “exige” um diagrama horário de consumo distinto de uma ilha com apenas fontes intermitentes, como a eólica ou a solar fotovoltaica. Nos casos específicos de ilhas com produção hídrica, geotérmica e valorização energética de resíduos, os períodos de excesso de energia tendem a ser mais estáveis e previsíveis, o que requer mecanismos de preço que incentivem ativamente e com a segurança necessária a transferência da procura para esses intervalos, o que não se coaduna com uma transposição linear da mesma metodologia para ilhas com recursos exclusivamente intermitentes. Em última análise, a generalização da aplicação de sinais de preço com base numa única realidade específica, poderá resultar numa maior ineficiência, podendo não representar apenas custos acrescidos para o sistema, mas, no limite, constituir um risco operacional colocando em causa a estabilidade e a segurança do abastecimento público de eletricidade. Desta forma, reitera-se a necessidade de efetuar previamente estudos aprofundados com o envolvimento da academia.

A diferença horária (solar) existente entre as ilhas do arquipélago constitui-se também como fator diferenciador dos diagramas de cargas, podendo levar a localizações de períodos de ponta não inteiramente coincidentes entre ilhas/grupos de ilhas. Esta dimensão deverá também ser tida em conta nas análises a efetuar, por forma a determinar se é significativa o suficiente para que se estabeleçam períodos horários diferentes.

Numa região arquipelágica como a RA, importa, no entanto, ter também em atenção que um processo de diferenciação entre ilhas poderá revelar-se de alguma complexidade, de natureza operacional, mas também por motivos de ordem política e social que historicamente reivindicam uma igualdade de tratamento entre todas as ilhas (coesão social). Por conseguinte, a aplicação de períodos horários diferentes em cada ilha ou grupos de ilhas poderá ser percecionado pela população como um processo discriminatório entre cidadãos da mesma região e deste modo vir a potenciar reações de contestação a somar às já existentes ao nível da prestação de outros serviços públicos essenciais na região.

Para superar essa perceção, é fundamental garantir transparência na informação técnica detalhada por ilha, como diagramas de carga, mostrando que os horários são baseados em dados físicos e não em decisões arbitrárias. Além disso, no caso de se adotarem períodos horários distintos, poderá ser importante manter duração idêntica. Será imprescindível explicar, de forma inequívoca, que a otimização dos recursos de cada ilha contribui para a sustentabilidade do sistema elétrico nacional e, consequentemente, para o processo de convergência tarifária.