

CONSULTA PÚBLICA N.º 125

**CONTRIBUIÇÃO PARA A REVISÃO DA DIRETIVA E REGULAMENTOS
RELATIVOS AO MECANISMO DE CONTRATUALIZAÇÃO DE VENDA A
PRAZO COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA**

Porto, 13 de dezembro de 2024

ÍNDICE

I.	NOTA INTRODUTÓRIA	3
II.	COMENTÁRIOS GERAIS	4
III.	ANÁLISE DETALHADA E SUGESTÕES	5
IV.	HISTÓRICO DOS PROCEDIMENTOS CONCORRENCIAIS	9
V.	AS CONDIÇÕES ALÉM PORTUGAL	14
VI.	CONCLUSÃO	15

I. NOTA INTRODUTÓRIA

É com amplo reconhecimento de que o regulador e os governos têm fomentado o crescimento da energia renovável, não obstante os contextos de pós-pandemia, conflitos armados no oriente europeu, e o panorama inflacionário.

Reconhecemos os avanços propostos, mas identificamos elementos que mereceram a nossa atenção, tanto para evitar potenciais riscos ao equilíbrio do mercado, quanto para assegurar a proteção dos interesses de todos os agentes.

A presente contribuição visa analisar a proposta de alteração da Diretiva n.º 11/2019 de 06 de maio, e das regulamentações associadas, incluindo a Secção III do Regulamento ERSE n.º 951/2021, com foco na sua aplicação prática, impactos para os produtores e desafios para o mercado.

Com base no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, esta reformulação busca atender às necessidades de previsibilidade no mercado e garantir a sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (doravante “SEN”), promovendo uma maior competitividade nos leilões e reforçando os mecanismos de remuneração garantida.

Estamos ainda cientes da volatilidade dos preços do gás e da eletricidade, e do panorama geopolítico muito embora com menor e reduzida exposição de Portugal.

Contribuímos todos para a premência no combate às alterações climáticas, sendo imperativa e urgente a aceleração da implementação dos projetos geradores de energia elétrica através de fontes renováveis, aliás seguindo o anunciado pela Comissão Europeia (“CE”).

O contributo que ora se expõe versa sobre questões simples, decorrentes da análise do documento proposto.

Entende-se, pois, que é necessário vivenciar e aplicar as novas circunstâncias para compreender na totalidade quais os desafios e dificuldades que aquelas comportam e representam no dia-a-dia dos agentes de mercado.

Esperamos, de resto, que os contributos dos demais participantes tragam mais questões por resolver, problemas que não conseguimos antever, e permitam construtivamente melhorar o documento final a emitir pela ERSE.

II. COMENTÁRIOS GERAIS

- A. A diretiva de forma geral deverá garantir com clareza e segurança, a implementação dos sistemas. Muitos destes aspetos não são devidamente acautelados a longo do regulamento, ficando em muitos casos a ideia de que as regras são recomendações cuja implementação dependerá da disposição e disponibilidade dos agentes que deveriam ser obrigados à sua implementação. Muitos dos artigos devem ser revistos, acautelando sempre a proteção do consumidor final. De forma geral, recomenda-se a imposição no texto de algumas medidas de mitigação deste problema.
- B. Deverá impor-se prazos de resposta com penalizações associadas de forma que os agentes do estado ou concessionárias tenham uma motivação efetiva para não atrasar, bloquear ou inviabilizar o processo. Alternativamente, de forma a dar segurança de implementação ao consumidor final, deverá identificar-se a alternativa metodológica a seguir em caso de falta de resposta, falta de sistema ou atraso de implementação.
- C. Alocação de Custos e Impacto Tarifário – A proposta sugere um mecanismo de remuneração garantida para a produção, ma há pouca clareza sobre como os custos serão repassados aos consumidores finais, especialmente considerando diferenças regionais ou sazonais de consumo.
- D. Recomenda-se maior detalhe no articulado sobre os critérios de alocação de custos, garantindo transparência na formação de tarifas e mitigação de impactos sobre consumidores vulneráveis.
- E. Critérios de Elegibilidade, o texto não é explícito sobre eles para determinar quais projetos ou tecnologias são elegíveis para remuneração garantida, o que pode levar a interpretações ambíguas e disputas futuras, além de limitar a competitividade entre fontes renováveis. Sugere-se que os critérios de elegibilidade sejam especificados, incluindo metas de sustentabilidade e eficiência energética.
- F. A proposta no geral carece de um plano claro para monitoramento contínuo e avaliação de eficácia do mecanismo.

III. ANÁLISE DETALHADA E SUGESTÕES

A alteração da diretiva introduz 2 (dois) pilares principais: (1) a centralização da gestão pelo Agregador de Último Recurso (“AUR”) e (2) a ampliação dos mecanismos de contratação, incluindo contratos bilaterais e operações em mercados regulamentados. Essas mudanças, embora positivas, apresentam desafios operacionais e regulatórios que podem criar assimetrias de mercado e aumentar os riscos para os produtores.

Enquadramento:

Nos últimos 5 (cinco) anos, amontoaram-se os pedidos de atribuição de capacidade e submissão de projetos para a geração de energia renovável desafiando, em última instância, a quantidade de projetos efetivamente construídos e a capacidade das entidades competentes em processar e licenciar criteriosamente todas as solicitações.

Adicionalmente, a esperada simultaneidade de operação dos mesmos num horizonte temporal a 5 (cinco), 10 (dez), 15 (quinze), 20 (vinte) anos, períodos típicos para o *pay-back* dos projetos, dependendo do recurso, capex, opex e receita (em suma, o Custo Nivelado de Energia ou *Levelized Cost of Energy* (LCoE)), será desafiada, podendo originar num horizonte temporal não muito distante múltiplas insolvências de projetos, contaminando as entidades bancárias que venham a financiar os respetivos ativos.

O *curtailment*¹ é uma realidade atualmente, sendo que se espera a criação de regulamentação adequada para as limitações originadas pelos constrangimentos ou excessos de produção – centralizada ou *behind the meter* – igualmente para unidades de armazenamento, cuja concessão deveria ocorrer de forma absolutamente controlada, onde a Alemanha, aqui, dá um bom exemplo.

É assim relevante para o concedente, regulador e legislador, concentrar todos os esforços para que o licenciamento ocorra em Unidades com Elevada Produção Específica (“UEPE”), sejam estas de fonte primária única ou combinada, sempre que respeitados os preceitos legais e de concorrência.

Além da UEPE, é ainda fundamental dotar de capacidade de receção os projetos de autoconsumo. Para os auto-consumidores, a capacidade de exportação de energia irá ser ainda fator crucial para a competitividade nacional.

¹ Redução deliberada da geração de energia elétrica.

Importa, então, uma definição atenta à prioridade a atribuir aos vários tipos de centros electroprodutores, numa lógica a definir (fonte primária, momento de ligação à rede, momento de alteração acionista, entre outros) por forma a garantir viabilidade económica e evitar que um único ponto de ligação (dada a sua antiguidade ou momento de hibridização) possa obter prioridade perante outro centro.

A repetição dos critérios utilizados nos termos de referência, que apenas atentam à qualidade do projeto, sem validação apropriada de critérios e de complexidade que fomenta a desregulação, levaram a uma massificação (produção em série) documental cujo grau de eficácia pode ser discutível, dada a capacidade de fiscalização.

1. Centralização no Agregador de Último Recurso (AUR)

A substituição do CUR pelo AUR unifica o papel de contraparte nas transações de energia. Embora a medida otimize processos administrativos, ela cria dependência de um único agente.

A concentração de mercado pode prejudicar produtores que não tenham contratos bilaterais estabelecidos ou que dependam exclusivamente do mercado regulamentado, pelo que se deverá garantir mecanismos de supervisão mais robustos para prevenir práticas abusivas e criar uma instância de mediação em caso de disputas comerciais.

2. Critérios de Seleção e Adjudicação nos Leilões

A proposta limita a participação de cada agente a um máximo de 20% (vinte por cento) dos direitos de compra por produto leiloado, visando aumentar a competitividade.

Essa limitação pode prejudicar produtores com maior capacidade instalada, reduzindo sua competitividade nos leilões e sua capacidade de investimento em novas tecnologias, pelo que se deverá rever o limite percentual com base no tamanho e na relevância do projeto no SEN, considerando, por exemplo, o impacto na integração de energias renováveis.

3. Modalidades de Contratação e Novas Exigências

A inclusão de contratos bilaterais como modalidade de venda a prazo é um avanço que permite maior flexibilidade, mas também aumenta a complexidade operacional, os pequenos produtores podem enfrentar dificuldades para negociar contratos bilaterais competitivos, especialmente em períodos de

baixa liquidez no mercado, pelo que se deverá introduzir contratos-padrão/tipo com termos pré-negociados para produtores de menor escala, assegurando equidade na contratação.

4. Impacto Regulatório no Mercado de Energia Renovável

As alterações propostas podem beneficiar grandes *players*, mas há um risco de desincentivo à entrada de novos agentes, a complexidade dos novos mecanismos pode afastar pequenos produtores, reduzindo a diversificação de projetos e limitando a inovação. Além disso, a abordagem adotada pelo concedente, ao priorizar a hibridização de projetos de geração e armazenamento, restringindo autorizações ou flexibilizações a promotores já estabelecidos, configura uma política marcadamente anticoncorrencial e de impacto negativo para a dinamização do mercado. É expectável que o regulador deva assumir um papel crítico neste contexto, promovendo medidas que garantam um acesso mais equitativo e concorrencial, essencial para o desenvolvimento sustentável do setor energético em Portugal.

5. Alinhamento com a Estratégia Europeia

Embora o regulamento mencione o Decreto-Lei n.º 15/2022, é crucial garantir alinhamento com as metas da União Europeia para neutralidade carbónica e integração de mercado.

O articulado não detalha como os contratos de venda a prazo serão integrados a políticas de mercado único da energia.

É essencial incluir disposições que alinhem o mecanismo com a Diretiva de Energias Renováveis da UE, evitando conflitos regulatórios.

6. Monitoramento e Execução

A proposta carece de um plano claro para monitoramento contínuo e avaliação de eficácia do mecanismo. Sem métricas de desempenho, há risco de ineficiências ou resultados subótimos, pelo que deveria ser introduzido um sistema de monitoramento com indicadores-chave, como custo-benefício, redução de emissões e impacto na competitividade.

7. Proteção de Pequenos Produtores

A implementação do mecanismo pode favorecer grandes players devido a economias de escala e os pequenos produtores podem ser excluídos do mercado, pelo que se deveria introduzir cláusulas específicas para garantir a inclusão de pequenos e médios produtores no mecanismo.

8. Necessidade de Revisão de Outros Regulamentos

A introdução de um mecanismo de remuneração garantida pode exigir ajustes noutros regulamentos para garantir consistência e evitar sobreposições normativas, pelo que se deverá analisar mais profundamente por forma a se garantir coerência regulatória:

- i) Regulamento Tarifário e Comercial: Deve ser analisado se a proposta da ERSE entra em conflito com regulamentações existentes.
- ii) Interface com normas europeias: É importante garantir que a proposta não viole regulamentações ou diretrizes da União Europeia.

IV. HISTÓRICO DOS PROCEDIMENTOS CONCORRENCIAIS

Em respeito aos procedimentos concorrenciais até hoje, foram até hoje concedidos 6 (seis) períodos de prorrogação de prazo (Despacho de 21 de junho de 2021, Despacho de 27 de Abril de 2021, Despacho de 20 de Dezembro de 2020, Despacho de 20 de Março de 2020 e a comunicação de modificação do prazo para apresentação de terrenos de 2019), 8 (oito) meses de período de experimental beneficiando das tarifas de mercado, permitida a abertura dos projetos a hibridização (cuja possibilidade não era tácita nos projetos de 2019 dado ser um leilão apenas fotovoltaico mas evidenciada para os leilões solares hibridizáveis de 2020), sobrepotenciação e sobre-equipamento a mercado além da isenção de contribuições em vigor no sector energético e nas renováveis.

Estas condições, cumulativas e até hoje não contestadas pelo setor numa perspectiva de pacificação e trabalho comum – do qual temos sido subscritores - flexibilizando as condições e no interesse de todos, não foram suficientes para que os projetos sejam financeiramente viáveis.

Uma das condições dos concursos foi a data-limite para a ligação à rede sendo que, recorde-se, nada impediu os promotores vencedores de encomendar equipamentos críticos, garantindo e fixando imediatamente os preços (conhecendo-se que não o fizeram porque necessitavam de preços ainda mais baixos).

Até hoje, mesmo após os leilões, existiram alterações dos critérios de adjudicação como o Valor Atual Líquido (“VAL”) de compensação ao sistema - por esta via aumentando apenas as remunerações dos projetos que dispõem de tarifa fixa (2019) ou de *Contract for Difference* (“CfD”) (2020).

De igual forma, a falta de clareza inicial dos Decretos-Lei em vigor, permitiu múltiplas interpretações do que é garantido nos pontos de ligação, atribuídos por leilão para uma e apenas uma tecnologia (como as fases A, B, C e leilão de 2019).

Assim, a generalidade dos promotores considera (já desenvolveu ou vai desenvolver) projetos híbridos. Apesar de não fazer sentido, está aberto o precedente, jurisprudência e aplicabilidade da lei, sendo que esta em todos e quaisquer casos e leilões se sobrepõe aos programas concursais lançados. Não sendo corrigível, deve ser assumida e definida como a nova realidade, isto é, o ponto de ligação é vitalício e em qualquer tecnologia de geração renovável.

Aos promotores detentores dos Títulos de Reserva de Capacidade (“TRC”), naturalmente adjudicatários dos respectivos concursos, prosseguiram com o desenvolvimento dos projetos com a capacidade de considerarem os projetos como ativos, ou seja, a adjudicação em leilão permite a caracterização contábilística de ativos para as empresas sendo um mecanismo que impede uma igual concorrência com quem prossiga desenvolvimento sem capacidade garantida. Concedendo estes TRC’s, os promotores gozam de vantagem concorrencial além de uma flexibilidade adicional notável para atingir a licença de exploração.

Outros promotores são também detentores de projetos equivalentes em iguais estágios de maturidade. Estes estão a ser desconsiderados, com uma clara vantagem para quem licitou sem condições de garantir a viabilidade dos projetos.

A. O potencial futuro da Potencial de Produção em Regime Especial (“PRE”)

Devemos ainda mencionar, tomando como referência o ano de 2019, os diferentes momentos de atribuição de capacidade (valores aproximados segundo referências online):

- Sorteio Solar PV
 - Atribuindo capacidade entre os vários pedidos (~800 MVA),
- Acordos pré-DL 76/2019
 - Após publicação da legislação foi conhecida uma lista de 14 projetos (~3500 MVA) – acordos “fase zero”,
- Leilão de 2019:
 - 1150 MW atribuídos em 22 lotes,
 - Lote EDPR, Rio Maior 150 MVA, atribuído diretamente
 - Lote Batalha, 100 MVA, atribuído diretamente a não participante
- UPP’s:
 - Capacidade não divulgada, estimada em ~1500 MVA
- Leilão 2020:
 - 670 MW atribuídos em 12 lotes,
 - Capacidade sobranete de 30 MVA de atribuição desconhecida

- Termos de referência ORT:
 - 17010 MVA de pedidos em 78 projetos
- Termos de referência ORD:
 - 2232 MVA de pedidos em 53 projetos
- Leilão do Pego:
 - 224 MVA atribuídos
 - 404 MVA noturnos sobranes no ponto de recepção e 371 MVA sobranes diurnos
- Leilão flutuante PV:
 - 214 MVA atribuídos em 6 lotes
 - 50 MVA sobranes

Destas listas excluem-se:

- Hibridizações incluindo pré e pós Leilões fases A, B e C. TRCs atribuídos por existência de capacidade.

Significa então, que a modalidade “leilões” representa 2034 MVA num total de mais de 26500 MVA dos quais 7324 MVA são o somatório dos leilões, capacidades sobranes, acordos fase zero e UPPs (excluindo-se TRs).

Ou seja, os leilões representam menos de 28% (vinte e oito por cento) da capacidade.

B. Dos critérios de remuneração de potência na PRE

Atribuição de capacidade vindoura e impactos na remuneração da potência e energia:

1. Impacto nacional

- Número de colaboradores, Políticas ESG e Capacidade técnico-financeira

Racional: as organizações de elevado número de colaboradores transmitem a capacidade de compromisso com o país, oferecendo garantias de longo prazo, assim como os tipos de contratos aplicados e a estrutura societária, organizações dotadas de uma política comprovada de Environmental, Social and Governance serão capazes de cumprir as melhores práticas na redução efetiva de CO2 na sua atividade e capacidade construtiva e de entrega nacional

2. Venda de energia

- PPAs privados

A existência de PPAs privados são uma garantia que o projeto é real e tem um plano de receitas real para o investimento.

3. Impacto local

- Contrapartidas locais para a capacidade requerida

Racional: o impacto local é um facilitador para os projetos que pode ser medido em rácio da produção total.

4. Qualidade do promotor

- Número de alterações nos últimos projetos apresentados

Racional: numa métrica que pode tanto complexa como simples, a existência de um índice é um critério que incrementa a confiabilidade de execução atempada

- Número de licenciamentos rejeitados

Racional: um promotor sem projetos rejeitados é uma forma de garantir mais diversidade de players assim como dissuadir promotores com intuito de apenas “colocar” projetos

5. Qualidade do projeto

- Garantia de geração, de terrenos e licenças

Racional: a central deverá ter um número mínimo de horas garantido num rácio kWh/KW instalado. Este critério tem como vista o compromisso técnico do promotor e evita licitações a preços negativos que terão as centrais paradas apenas para garantir capacidade. Existência comprovada de terrenos com contrato firme é uma garantia adicional, assim como o pré-desenho de linha, PIP e pedido de informações à APA são fatores que comprovam a existência de um projeto real

C. Para a contratualização de venda da PRE

Quanto aos mecanismos de contratualização para a venda a prazo de Produção com Remuneração Garantida, estes devem inspirar-se em vários critérios acima mencionados, assim como, nos seguintes:

1. Leilões Competitivos

- Leilões dinâmicos

Racional: a alocação de contratos, baseados no critério de menor custo por MWh para o consumidor é importante, mas a inclusão de critérios de sustentabilidade e inovação também deve ser ponderada, tal como em Espanha onde os critérios consideram emissões reduzidas. Devem ainda ser considerados os momentos de estrangimentos de rede.

2. Prazos Longos para Contratos

- Incentivar contratos de 10-20 (dez- vinte) anos

Racional: Para prover remuneração garantida, com possibilidade de ajustes periódicos, a existência de leilões que permitam um CfD aumenta a previsibilidade para investidores e mitiga o risco associado à volatilidade do mercado. São os exemplos dos Power Purchase Agreements (PPAs) dos EUA ou os Contrato por Diferença (CfDs) do Reino Unido oferece.

3. Flexibilidade no Abastecimento

- Flexibilidade considerada dentro dos mecanismos de contratualização de venda a prazo

Critérios que priorizem projetos com capacidade de responder rapidamente a flutuações do consumo

Racional: sabendo que a renovável variável continuará a crescer, é fundamental aumentar a flexibilidade que reforça a resiliência do sistema elétrico, evitando custos excessivos em períodos de pico.

V. AS CONDIÇÕES ALÉM PORTUGAL

Países como França, com condições de licenciamento francamente diferentes e mais exigentes, ou o Brasil onde as medições e a propriedade dos terrenos está absolutamente assegurada *à priori*, traduzem uma seriedade sectorial diferente da vista até hoje, garantindo assim o integro respeito pela concorrência.

Várias questões ficaram sistematicamente por responder, como a revisão de tarifas/*Contract for Difference* feita ao abrigo de uma atualização de preços de fundamento legal discutível.

Devemos ainda lembrar que mecanismos como o imposto pelo DL 35/2013, de 28 de fevereiro, irão ver o seu término em 2027 e que se espera que o regulador cumpra com o seu papel de mercado, permitindo uma concorrência justa, mesmo considerando que projetos já amortizados irão competir com novos projetos, que mesmo pesando se tratar de nova e mais produtiva tecnologia, terão dificuldade em competir com equipamentos já amortizados.

Assim, vários critérios devem ser avaliados e considerados para contratualização de venda a prazo de Produção com Remuneração Garantida, não deixando de mencionar os que devem ser transmitidos pelo regulador quando ao que se coloca a montante, ou seja, para os critérios avaliação para atribuição de Capacidade na Rede.

Estes mecanismos impactam a atribuição de capacidade no futuro. Consideramos que qualquer mecanismo de contratualização para venda a prazo deve levar em linha de conta a atribuição de potência e não apenas a atribuição de remuneração do kWh.

Este princípio basilar e fundamental aplica-se tanto mais quando se reabrir critérios de remuneração por capacidade, por flexibilidade e mais armazenamento, onde a contratualização poderá existir por potência (logo assegurar capacidade) e não por energia.

Por esse motivo os nossos comentários para a proposta de diretiva assentam na vertente de remuneração por potência, por energia e também no que fundamentalmente tem de ser redefinido para atribuição da ligação à rede.

VI. CONCLUSÕES

A reformulação da diretiva representa uma oportunidade significativa para ajustar e modernizar o mercado de energia em Portugal e um passo importante para modernizar o SEN. A proposta visa promover estabilidade financeira para produtores de energia renovável e aumentar a eficiência no mercado, mas também levanta questões e requer muitos ajustes para assegurar que os benefícios sejam equitativos para todos os agentes de mercado.

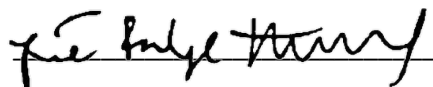
Ou seja, deverá existir uma alteração dos produtos em leilão e das condições operacionais dos leilões.

Acreditamos que outras concorrentes ou eventualmente o representante sectorial poderá subscrever vários dos pontos aqui mencionados. Cremos que estes critérios assentam em princípios justos, competitivos e de mercado e que devem ver-se espelhados nos princípios da nova diretiva a publicar pela ERSE.

A Voltalia, como produtora ativa, destaca a necessidade de maior previsibilidade, simplificação regulatória e promoção da competição justa.

Reiteramos nosso compromisso em colaborar com a ERSE e os demais agentes na construção de um sistema elétrico mais sustentável e eficiente.

Agradecemos toda a atenção ao exposto e disponibilizamo-nos para qualquer contributo adicional que julguem necessário.



João Amaral