

Lisboa, 07 julho 2025

Assunto: Consulta Pública ERSE n.º 134 | Revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico

A. Enquadramento

No passado dia 23 de maio, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) abriu a Consulta Pública n.º 134, relativa à Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do sector elétrico, apresentada pela ERSE. Esta proposta assume um papel estratégico na revisão das metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, face ao início de um novo período de regulação em 2026.

A Hyperion Renewables, enquanto *player* ativo no desenvolvimento e operação de projetos de energias renováveis em Portugal, reconhece a relevância e a qualidade deste documento, assim como o esforço em abarcar diferentes temáticas do sector. No sentido de contribuir para a proposta de alteração do Regulamento Tarifário do sector elétrico, o presente documento visa dar os contributos e a visão da Hyperion à alteração proposta pela ERSE com foco em 4 temas principais:

- 1) Armazenamento sob a forma de baterias;
- 2) Mecanismo de *Clawback*;
- 3) Modalidade de Acordo entre o interessado e o operador da RESP;
- 4) Modalidade de Acesso com restrições.

O objetivo é contribuir para uma regulação mais eficiente e transparente, que permita reduzir os riscos e maximizar o aproveitamento de recursos renováveis, reduzir os constrangimentos à ligação de novos projetos e garantir a segurança e estabilidade do sistema elétrico nacional e de todos os intervenientes do setor.

B. Contributo Hyperion Renewables

1. Armazenamento sob a forma de baterias

1.1. Tarifas de Acesso à Rede (TAR)

1.1.1. Prazo de Isenção das TAR

1. Tendo um sistema de armazenamento várias possíveis aplicações, a arbitragem - compra de eletricidade a preços mais baixos e venda a preços mais altos – apoia na estabilização da rede elétrica, aliviando cargas nas horas de ponta e fomentando uma maior homogeneização do preço ao longo do dia, que é um objetivo dos reguladores europeus. Ao fazê-lo, a arbitragem torna-se na fonte de receita mais impactante no modelo de negócio do sistema de armazenamento, criando um *spread* (proveniente da arbitragem) para o investidor em cada ciclo que sustenta o modelo de negócio e permite tomar uma decisão de investimento.
2. De forma a ser uma fonte de receita lucrativa, a energia veiculada no processo de arbitragem não deveria estar sujeita a TAR, especialmente no carregamento, sendo que as dinâmicas deste exercício de arbitragem não entram no normal funcionamento do consumo de energia, uma vez que esta é devolvida ao SEN.
3. Estando a par desta situação, a ERSE isentou as TAR no Regulamento Tarifário (RT) ([Regulamento n.º 828/2023](#), de 28 de julho), sendo que o ponto 2 do Artigo 54º esclarece que: *"As instalações de armazenamento, autónomas ou que estejam associadas a centro eletroprodutor, e que não participem em autoconsumo, estão isentas do pagamento de tarifas de Acesso às Redes, desde que a energia elétrica utilizada no carregamento a partir da RESP se destine a posterior injeção na RESP"*.
4. No entanto, no ponto 3 do mesmo artigo refere que *"A isenção referida nos números anteriores vigora até ao final de 2029"*.
5. Tendo em conta que os primeiros ativos a ser implementados em Portugal (no âmbito do aviso do PRR) têm um tempo de vida estimado de 20 anos, e entrarão em operação ao longo de 2026, a isenção de TAR só é garantida durante os primeiros 3-4 anos de operação.

6. O risco e a incerteza advenientes do curto prazo da isenção em questão dificultam a decisão de investimento nestes ativos, uma vez que para grande parte da vida útil dos ativos estes possivelmente terão de suportar os custos das TAR.

1.1.2. Exemplo do impacto das TAR

1. Para exemplificar o impacto desta componente, podemos considerar que o valor para a TAR para um consumo médio de energia ao longo dos diferentes períodos horários é de cerca de **14,45 €/MWh**. Este valor é calculado utilizando os valores de TAR a aplicar a instalações de armazenamento em MT de Junho a Dezembro de 2024 ([publicadas em Maio 2024](#)).
2. Entendemos que o modelo de cálculo das TAR se prevê estar alinhado com as necessidades de consumo e produção, e conseqüente impacto na rede elétrica; e que previsivelmente nos momentos estimados de carregamento da rede por parte das baterias, as TAR seriam de valor menor; no entanto, ao não ser um valor previsível e estando dependente de fatores externos, torna-se muito dificultado tomar uma decisão de investimento sem essa visibilidade.
3. Considerando uma instalação de armazenamento de 1 MW, que executa um ciclo e meio de carga e descarga por dia, o consumo anual de energia desta instalação é cerca de 547,5 MWh. Logo o custo derivado das TAR é cerca de **7 911 €/MW/ano**.
4. Os valores que a Hyperion tem vindo a estimar para a receita anual da componente de arbitragem, com base em análise do mercado e propostas de comercializadores, **figuram cerca de 60 000€ a 70 000 €/MW/ano**.
5. Este nível de receita, mesmo assumindo o incentivo do PRR no investimento, estão no limiar inferior para um investimento com um nível de rentabilidade suficientemente atrativo para um promotor.
6. Caso sejam aplicadas TAR a estas instalações, podemos ver que as receitas de arbitragem **serão reduzidas em mais de 10%**, tornando assim o projeto inviável.

1.1.3. Exemplos de outros países

1. Em vários países, tem-se verificado a abolição da tarifa de acesso às redes para projetos BESS, ou pelo menos a abolição de uma das tarifas - de injeção ou de consumo, evitando-

se a cobrança dupla. Na verdade, esta decisão é baseada na percepção geral de que o mercado de armazenamento requer maior suporte regulatório e menos obstáculos para que os projetos possam se tornar viáveis financeiramente.

2. No [Reino Unido](#), desde abril de 2021 e sem prazo definido, a tarifa passou a ser cobrada exclusivamente sobre a energia exportada.
3. Na [Polónia](#), desde maio de 2021 e sem prazo definido, e como parte das alterações à Lei da Energia, um novo regulamento faz com que apenas a diferença líquida entre a energia retirada e injetada de volta na rede esteja sujeita a tarifa (o que, na prática para um sistema de armazenamento que tem um balanço nulo de injeção e consumo – assumindo que não há perdas por eficiência que deveria ser o mecanismo a aplicar – isenta as tarifas).
4. Também na [Alemanha](#), desde janeiro de 2023 e sem prazo definido, este tipo de sistemas de armazenamento está isento da maioria das sobretaxas (como a taxa EEG, a e a taxa KWKG). Além disso, as instalações de armazenamento que não são para autoconsumo, em funcionamento após 4 de agosto de 2011 estão isentas de taxas de utilização da rede por um período máximo de 20 anos.
5. Finalmente, saliente-se o caso de [Espanha](#), onde esta abolição está contemplada no Real Decreto 184/2022, desde março de 2022 e sem prazo definido.

1.1.4. Considerações para o cálculo da energia isenta

1. Conforme o ponto 2 do Artigo 54º do RT, as instalações de armazenamento estão isentas de TAR "(...) **desde que a energia elétrica utilizada no carregamento a partir da RESP se destine a posterior injeção na RESP**".
2. Esta exigência é natural dado o âmbito da atividade destes ativos: o armazenamento de energia (e não a produção ou consumo da mesma). Contudo, é necessário acautelar algumas características destes ativos, assim como clarificar o método de verificação da referida exigência: tanto a **nível quantitativo como a nível temporal**.
3. Considerando o exemplo de uma bateria de lítio, as características técnicas destes ativos trazem limitações à igualdade de quantidade consumida e injetada na rede. Estas

limitações devem-se fundamentalmente a perdas de energia por eficiência, e por descarga autónoma da bateria (e degradação temporal).

- a) É fundamental ter em conta que as referidas perdas por eficiência devem rondar os 15% da energia carregada, num ciclo completo de carga e descarga. Ou seja, por cada 100 MWh carregados da RESP, só serão devolvidos cerca de 85 MWh. **É imperativo que não sejam aplicadas TAR aos 15 MWh (ou 15%) que foram perdidos no processo físico e químico envolvido no armazenamento.** A eficiência tem de ser tida em conta para o cálculo da isenção de TAR, de modo a não desvirtuar esta medida.
 - b) Adicionalmente, os ativos de armazenamento químico, como é o exemplo das baterias de lítio, são objeto de uma descarga autónoma, assim como degradação da energia carregada (com o decorrer do tempo). Este impacto, apesar de menos significativo face à eficiência, também deve ser tido em conta no cálculo da isenção de TAR.
4. Em paralelo à clarificação de como será feito o cálculo a nível quantitativo, entender como será feita esta verificação a nível temporal também merece clareza. Ou seja, é importante perceber se a verificação da energia carregada face à injetada é feita a nível diário, mensal ou anual. Realçamos que por vezes é benéfico o armazenamento de energia ao longo de vários dias, logo é aconselhável que esta verificação não seja diária (poderia ser mensal).

1.1.5. Conclusão

1. Adaptar a regulamentação associada a esta tarifa de acesso à rede para melhor enquadrar os sistemas de armazenamento é de grande importância. Isto prende-se ao facto de a atividade de armazenamento ter como filosofia o armazenamento temporário de energia, e não ao consumo ou à produção da mesma (atividades em que as TARs são aplicáveis). Resumidamente, é uma tecnologia cujo principal objetivo é colmatar os desequilíbrios presentes da RESP, e não a agravar os mesmos.
2. Em paralelo, as entidades relevantes, nomeadamente a ERSE, já estão cientes da necessidade da isenção de TAR para ativos de armazenamento, tendo o impacto das mesmas no modelo de negócio da tecnologia.

3. Contudo, esta isenção só foi aplicada para, no máximo, 3-4 dos 20 anos do período de vida útil dos ativos.
4. Caso não seja contemplada uma extensão deste prazo, e tendo em conta as TAR atuais, pode-se dar a um impacto negativo de mais de 10% das receitas de arbitragem destes ativos.

1.2. Mercados de Serviços de Sistema (MSS)

1. Os MSS são essenciais para garantir o bom funcionamento do SEN, entrando em ação caso sejam necessários ajustes no sistema devido à flutuação da correspondência entre consumo e produção de energia.
2. O investimento e desenvolvimento de tecnologias de carácter despachável, e ao mesmo tempo com baixa pegada carbónica (como o armazenamento sob a forma de baterias de lítio), depende em boa medida da capacidade destas tecnologias prestarem diferentes serviços e terem acesso a diferentes mecanismos de remuneração, de forma custo eficaz. Neste sentido, é de notar a atual falta de visibilidade relativamente a alguns mecanismos de receita importantes.
3. Em paralelo aos incentivos propostos na consulta pública em questão, com a introdução da Secção VIII-A no RT, a operação do SEN beneficiaria igualmente da criação de mercados para prestação de serviços de controlo de tensão, e de resposta muito rápida a variações de frequência como FFR (*Fast Frequency Response*) ou Inércia Sintética, em particular com a redução da capacidade de inércia síncrona no sistema.
4. Adicionalmente, um eventual Mercado de Capacidade deveria ter uma alocação através de um processo competitivo e aberto a todos os recursos, incluindo armazenamento de energia e consumo flexível, respeitando as regras europeias e com prazos diferentes para as instalações existentes e para nova capacidade.
5. Consideramos ser ainda importante acautelar que todos os serviços de sistema prestados sejam remunerados, incluindo a FCR (*Frequency Containment Reserve*) ou a capacidade de mFRR (*manual Frequency Restoration Reserve - terciária*), como é prática comum no resto da Europa.

2. Mecanismo de Equilíbrio Concorrencial (“Clawback”)

A Hyperion entende ser urgente corrigir fragilidades relevantes do Mecanismo de Equilíbrio Concorrencial (“Clawback”). Este mecanismo impõe, em determinadas circunstâncias, um encargo financeiro aos produtores de eletricidade, introduzindo um elevado grau de incerteza que pode comprometer a viabilidade económica de projetos que já concretizaram investimentos ou que se encontram em fase de decisão.

A nossa oposição ao modelo atualmente em vigor fundamenta-se em três argumentos principais:

- i) Desde 2019 que o único evento que determinou a aplicação do clawback a produtores portugueses é um imposto fiscal de 7% cobrado a centros electroprodutores em Espanha (IVPEE). Ao contrário de Espanha, o mecanismo em Portugal aplica um pagamento por conta de um valor determinado anualmente, mas fixado em €/MWh, penalizando excessivamente os produtores Portugueses por (i) tornar-se imprevisível o custo para o futuro (por exemplo, ao dia de hoje ainda não é possível saber o custo que o clawback vai ter sobre a receita de 2025), e (ii) deixa de ser proporcional à receita de cada produtor uma vez que tecnologias que captem preços de mercado diferentes têm um custo real diferente, o que é crítico num mercado com preços de zero €/MWh cada vez mais frequentes.

Sugestão: o valor do clawback deveria ser uma percentagem % fixa das receitas de cada centro electroprodutor, equiparando ao enquadramento de Espanha.

- ii) Os projetos com PPA deverão estar isentos do pagamento de clawback após publicação dos Despacho da Secretaria de Estado de Energia, no dia 16 de dezembro de 2019, e Esclarecimento de 11 agosto 2020. No entanto, há a fragilidade de que tal isenção não esteja juridicamente protegida se não for espelhada na Lei Portuguesa, uma vez que, aos olhos dos jurídicos, nem um “Despacho” nem um “Esclarecimento”, ainda que assinados por membros do Ministério, não são suficientes para o propósito. Existe também a fragilidade da isenção atual não esclarecer todas as especificidades e condições de aplicabilidade, tais como: diferentes tipos de PPAs financeiros ou físicos, PPAs de volumes parciais ou produtos com possíveis variações de preços dentro de determinado intervalo.

Sugestão: A isenção deveria estar presente em algum Decreto-Lei, publicado em Diário da República, esclarecendo todos os detalhes de condições e beneficiários da isenção.

- iii) Dada a intenção geral de implementar sistemas de armazenamento, tais como Baterias, seja stand-alone ou em Centros Eletroprodutores, não é claro se, e como, será aplicado pagamento de clawback à energia injetada por estes sistemas.

Sugestão: clarificar que sistemas de armazenamento, autónomo ou localizado junto de Centros Electroprodutores, estarão isentos do pagamento do clawback e como será feita tal verificação.

3. Modalidade de Acordo entre o interessado e o operador da RESP

Capítulo IV Proveitos das atividades reguladas | Secção III Proveitos do operador da rede de transporte em Portugal continental | Secção IV Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental

A modalidade de Acordo entre o interessado e o operador da RESP assume particular relevância no atual contexto de forte procura por capacidade de injeção na rede, associada à escassez de infraestruturas disponíveis. Esta modalidade tem vindo a ser utilizada como resposta a essa limitação estrutural, permitindo a ligação de novas instalações (sobretudo de produção renovável), contribuindo para o reforço da capacidade da rede e para o avanço da transição energética. Do ponto de vista económico, esta modalidade apresenta-se como vantajosa para o sistema, uma vez que os encargos com a construção ou reforço das infraestruturas necessárias são integralmente suportados pelo interessado, não recaindo sobre os consumidores. Adicionalmente, após a abertura desta modalidade através do DL 76/2019 e tendo em conta o enorme volume de pedidos para celebração de Acordo, que representavam várias dezenas de milhares de MVA de capacidade de injeção, justificou-se o estabelecimento de critérios a observar na respetiva apreciação por parte dos operadores da RESP para hierarquizar esses pedidos de Acordo, designados por Termos de Referência (“TR”). Estes TR estabeleceram critérios para valorizar os projectos do ponto de vista de maturidade e também de alinhamento com as prioridades dos operadores do ponto de vista da RESP (segurança, fiabilidade e otimização de custo). Esta metodologia parece-nos ser a correcta porque, para além de privilegiar os vectores referidos relativamente aos operadores da rede, são aqueles que também priorizam os projectos que estão mais evoluídos / desenvolvidos e que, por essa razão, apresentam menores riscos de desenvolvimento, podendo por isso comprometer-se com cronogramas e com soluções técnico-económicas mais rigorosas. Da perspectiva da Hyperion, este mecanismo é claramente mais indicado para o desenvolvimento de capacidade renovável com sustentabilidade, quando comparado com o mecanismo de leilões que foram implementados em 2019 e 2020, nomeadamente da forma indiscriminada (do ponto de vista de maturidade dos projectos e de características de alinhamento com a RESP), apenas considerando, praticamente, a componente preço – o que acabou por implicar grandes atrasos na implementações desses projectos, cativando potência que poderia ter sido atribuída e

efetivada muito mais cedo, caso se tivessem selecionados projectos já avançados do ponto de vista de desenvolvimento.

A presente proposta de alteração introduz na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica em alta e média tensão (AT/MT) uma componente destinada a assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos operadores sempre que a atribuição de TRC ocorra por via dos Acordos. Neste enquadramento, é importante reconhecer que um mecanismo de remuneração ineficaz — seja por ausência de compensação adequada ou por excesso de receita — pode, respetivamente, desincentivar os operadores a afetar recursos para essa modalidade de atribuição de TRC ou desajustar a afetação de recursos para essa modalidade em detrimento de outros investimentos também essenciais.

Considera-se que esta medida é, em geral, positiva e necessária, na medida em que visa garantir a estabilidade financeira dos operadores, garantindo uma abordagem justa e equilibrada face às outras modalidades de atribuição de capacidade (nomeadamente modalidade de acesso geral e modalidade de procedimento concorrencial) e evitando incentivos ou penalizações desproporcionadas.

Para além do ajuste económico-financeiro apresentado, considera-se pertinente que a ERSE contemple na presente proposta de alteração do regulamento tarifário, alguns esclarecimentos e algumas medidas que seriam benéficas serem implementadas para efeitos dos Acordos, nomeadamente:

- 1. Supervisão da ERSE aos investimentos da modalidade de Acordos:** considera-se fundamental reforçar o controlo regulatório sobre esta modalidade e este tipo de investimento. Atualmente, nos investimentos realizados pela REN fora dos Acordos entre o interessado e o operador de rede, a ERSE exerce uma auditoria rigorosa e permanente, garantindo o cumprimento dos prazos e a eficiência dos custos. Contudo, na modalidade dos Acordos, verifica-se uma ausência de mecanismos de controlo equivalentes, com contratos que evidenciam desequilíbrios (entre eles financeiros, com a necessidade apresentação de garantias bancárias unilaterais bastante significativas por parte dos promotores, em que os seus montantes apenas são atualizados no final do contrato, mesmo que existam reduções significativas dos orçamentos) e que não asseguram a proteção adequada dos promotores, nomeadamente em situações de atrasos significativos na execução das infraestruturas e reforços da rede. Um atraso por parte do

operador na execução destas obras e, por consequência, no momento em que os promotores podem ligar os seus parques, tem um impacto financeiro muito significativo – o compromisso que o operador deveria ter de tomar deveria ser em tudo semelhante aos compromissos que o mesmo toma no âmbito da sua atividade.

Desta forma, é imprescindível que o regulador estabeleça um acompanhamento mais rigoroso sobre os investimentos realizados no âmbito dos Acordos, de modo a assegurar que estes se concretizem em condições de custo e prazo eficientes. Em particular, a ERSE deve escrutinar os impactos económicos, financeiros e operacionais desta modalidade, garantindo mais transparência, equidade e segurança para todos os intervenientes.

- 2. Direito a exploração temporária através da ligação antecipada da capacidade já atribuída:** considera-se importante a abertura de processos de ligação antecipada a processos de capacidade já atribuída, enquanto se aguarda a conclusão dos reforços na rede - situação que ocorre sempre na modalidade de Acordo, podendo também ocorrer com as outras modalidades, nomeadamente a de processos competitivos (leilões). Esta ligação poderá ocorrer através de ligações antecipadas ou até mesmo através de ligações com restrições, tema que será abordado em maior detalhe no **tema 4** do presente documento.
- 3. Libertação de capacidade bloqueada por licenças antigas:** torna-se fundamental um escrutínio rigoroso sobre a licenças já atribuídas (em todas as modalidades de atribuição de capacidade), de maneira a identificar aquelas cujos projetos não demonstrem progresso nem viabilidade de desenvolvimento. Propõe-se que estas licenças sejam descartadas e que a sua capacidade seja atribuída através de um novo processo de atribuição de potência . Esta medida pretende assegurar uma utilização eficiente da capacidade da rede, evitando o bloqueio causado por projetos que não apresentam progresso real e fomentando a renovação da capacidade disponível.
- 4. Visibilidade sobre os timings de análise dos pedidos de ligação e transparência sobre o estado dos reforços da rede:** torna-se fundamental mais transparência e visibilidade na modalidade de Acordos entre o interessado e o operador da rede, nomeadamente nos timings da análise dos pedidos de ligação e o estado dos reforços da rede. O tempo necessário para a análise técnica conjunta dos diversos pedidos de ligação à RNT não está claramente definido, criando um ambiente de incerteza para os promotores. Isso pode levar a demoras significativas na implementação dos projetos. Deve estabelecer

prazos claros e vinculativos para a realização da análise técnica conjunta e a emissão dos respetivos estudos de rede, garantindo maior previsibilidade e eficiência no processo de ligação à rede. Apesar de existir um processo desenhado no DL 15/2022 Artigo 20º, a verdade é que esse processo é, até ao momento, totalmente ignorado pelo sector. Adicionalmente, a falta de informações detalhadas sobre o estado atual dos reforços da rede em curso prejudica a previsibilidade para os promotores e investidores. Sem esta visibilidade, torna-se difícil antecipar oportunidades e riscos, o que pode resultar em subutilização da infraestrutura existente ou na concentração de projetos em áreas já saturadas. Deveria ser apresentado um relatório periódico sobre o estado da rede, listando os reforços em curso, o seu estado de desenvolvimento e as datas previstas de conclusão. Esta transparência permitirá aos promotores tomarem decisões estratégicas mais informadas.

4. Modalidade de Acesso com Restrições

***Secção XV** Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT | **Subsecção IV** Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RNT, na modalidade de acesso com restrições*

O mecanismo dos Acordos de Acesso à Rede com Restrições (AARR) foi recentemente formalizado pela Diretiva n.º 3/2025, de 6 de fevereiro, no seguimento do Regulamento n.º 818/2023. Estes acordos visam concretizar o acesso com restrições à RESP, especialmente em zonas congestionadas, definindo os direitos e obrigações entre promotores e operadores. Estes acessos são celebrados entre o titular da instalação e o respetivo operador da RESP (RNT ou RND), e baseiam-se em condições gerais já aprovadas, com as restrições específicas definidas no TRC ou documento equivalente. O Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RNT, na modalidade de acesso com restrições é uma medida bem recebida uma vez que incentiva o operador de rede a tomar decisões de investimento que permitam disponibilizar mais capacidade na rede. No entanto, e tratando-se de uma modalidade recentemente apresentada, é fundamental endereçar alguns pontos e esclarecimentos de maneira a torná-la eficaz e benéfica para o sistema elétrico:

1. **Esclarecimentos sobre a limitação de capacidade:** reconhece-se a relevância da criação de incentivos para a atribuição de capacidade com restrições, com essas restrições limitadas a 1500 horas anuais. Contudo, é essencial clarificar:
 - a) **Natureza das horas:** se esta limitação representa horas equivalentes, ou se representa horas específicas do dia ou coincidentes com algum tipo de produção, nomeadamente horas solares;
 - b) **Âmbito de aplicação:** se o limite é aplicado por promotor, por projeto ou por ponto de ligação;
 - c) **Perfil de restrições:** se preveem limites de potência horários e se serão publicados perfis previsíveis (curvas horárias de restrição);
 - d) **Disponibilidade de capacidade:** qual será a quantidade de capacidade de ligação à RESP que será disponibilizada, assim como o horizonte temporal para a disponibilização desta mesma.

Reforça-se que estes aspetos devem estar obrigatoriamente definidos no regulamento, de forma a permitir que os promotores possam modelar adequadamente os riscos e receitas dos projetos. Adicionalmente, embora o limite de 1.500 horas/ano seja positivo

enquanto salvaguarda, considera-se necessário clarificar se existirão exceções ou flexibilidade na sua aplicação, evitando assim incertezas regulatórias.

2. Mecanismo de proteção do promotor: sugere-se a criação de um mecanismo específico que proteja os promotores, em termos remuneratórios, caso o operador de rede exceda o limite de restrição de 1500 horas anuais. Este mecanismo deve garantir compensação adequada ao promotor pelos impactos financeiros do incumprimento, sem penalizar o operador de rede, de forma a não desincentivar a adoção desta modalidade. A proteção dos promotores é essencial para assegurar a confiança e viabilidade dos projetos sob esta modalidade de capacidade com restrições.

3. Transparência e acesso prioritário a projetos com maturidade: a definição de um calendário claro para a alocação de capacidade, aliado à criação de mecanismos dinâmicos adaptados aos diferentes perfis de projeto, é fundamental para garantir um acesso eficiente e equilibrado à rede. A nova medida representa um avanço importante ao incentivar a maximização do uso da infraestrutura existente.

No entanto, para que esta medida seja eficaz, é essencial implementar um mecanismo transparente e objetivo de priorização na atribuição de capacidade com restrições, assegurando que os riscos sejam partilhados de forma equilibrada entre operadores e promotores. Considera-se relevante que, na atribuição de nova capacidade com restrições, sejam priorizados projetos com sinais objetivos de maturidade, isto é, projetos que demonstrem terrenos contratados e licenciamento em curso. Sugere-se a criação de um mecanismo de priorização transparente e objetivo para acesso a capacidade com restrições, com base na maturidade dos projetos, de maneira a garantir a eficiência desta medida.

Além disso, recomenda-se a publicação regular de dados atualizados sobre a capacidade disponível na rede, que permita monitorizar a capacidade atribuída com restrições e os respetivos perfis de indisponibilidade, reforçando a transparência no processo.

4. Possibilidade de antecipação de ligação com restrições e transição para capacidade total: considera-se positivo que os AARR possam ser aplicáveis a projetos com TRC já atribuídos (ou em espera) através da modalidade de Acordo entre o interessado e o operador de rede, permitindo a sua ligação antecipada à RESP com restrições temporárias, até à data da conclusão dos reforços da rede e ligação do projeto. Esta

abordagem permite a rentabilização dos projetos que avancem a um ritmo mais acelerado e estejam disponíveis para ligação antes da conclusão dos reforços na rede. Por um lado, garante ao operador uma integração mais gradual de projetos renováveis reforçando a estabilidade do sistema e aliviando a pressão sobre os objetivos estabelecidos e os investimentos em projetos complementares. Por outro lado, permite ao promotor reduzir o risco de atraso de ligação, facilitando o investimento e a rentabilização antecipada destes projetos, cuja ligação, de outra forma, apenas estaria prevista para um horizonte temporal mais alargado. Adicionalmente, considera-se que seria benéfico a possibilidade de antecipação da ligação mesmo que seja condicionada a ativos de armazenamento, perspetivados numa lógica de co-localização com as centrais de produção de energia renovável, mas que poderiam funcionar em regime autónomo até à entrada em operação dos referidos projetos de produção. Esta antecipação, se estudada ao nível da rede, poderia eventualmente significar um menor nível de reforços na rede e, no limite, antecipar a data de disponibilização da capacidade pelo mecanismo de Acordos – esta situação verifica-se noutras geografias, nomeadamente na Roménia, onde a existência de armazenamento co-localizado resulta na necessidade de menores reforços de infraestruturas de rede e, por isso, as mesmas podem ser antecipadas. Neste contexto, considera-se fundamental:

- a) Confirmar explicitamente no regulamento que os projetos com TRC atribuída podem beneficiar de ligação antecipada com restrições;
- b) Estabelecer um mecanismo regulado de transição de capacidade com restrições para capacidade total projetos com capacidade já assegurada através da modalidade dos Acordos, mediante a conclusão dos reforços da rede por parte do operador;

Esta abordagem representa uma oportunidade relevante para mitigar a escassez de capacidade num horizonte temporal razoável, ao permitir a ligação faseada de projetos com elevado grau de maturidade e cuja ligação se encontra limitada pelos timings de reforço da rede. No entanto, é fundamental que a mesma seja acompanhada de previsibilidade regulatória e de mecanismos de transição claros para a capacidade total.