

128ª Consulta Pública

Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2025-2034 (PDIRT-E 2024)

Posição da APIGCEE

Enquadramento e Comentários à Proposta do PDIRT-E 2024

A Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Elétrica (APIGCEE) tem todo o gosto em participar na 128ª Consulta Pública lançada pela *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos* (ERSE) com a apresentação de contributos à proposta de *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Electricidade* para o período 2025-2034 (PDIRT-E 2024).

O investimento nas redes deve favorecer o processo de eletrificação da economia que deverá acompanhar o aumento da procura de eletricidade, garantindo uma diminuição do custo unitário da utilização das redes e promovendo o objetivo estratégico nacional de descarbonização.

A APIGCEE considera desejável correlacionar o investimento nas redes com a evolução da procura, o que permite monitorizar e controlar a evolução do custo de utilização das redes.

Concretamente:

- Os investimentos nas redes devem estar ligados à implementação efetiva dos projetos, através da prestação de garantias financeiras que reflitam a firmeza, viabilidade e seriedade dos projetos. Evita-se, deste modo, o surgimento de custos com redes não utilizadas, mitigando o impacto no preço pago pelos consumidores;
- Os investimentos em redes para resolver problemas de congestionamento devido à injeção de eletricidade renovável não são originados pelo consumidor. Por conseguinte, só devem justificar-se se os custos de investimento forem compensados pela redução que provocam no preço do mercado da eletricidade, sendo desejável que o seu financiamento seja assegurado por fundos públicos.

É crucial considerar o potencial da gestão da procura no planeamento da rede elétrica porque ajuda a reduzir as necessidades de investimento na rede, otimizando a utilização das infraestruturas existentes. Os seus principais efeitos sobre a redução dos investimentos em redes incluem:

- **Redução das horas de ponta de procura:** Ao deslocar ou reduzir as horas de ponta, evita-se a necessidade de reforçar as redes com maior capacidade.
- **Melhor utilização da infraestrutura atual:** Com medidas como a eficiência energética e a gestão da procura, otimiza-se a utilização das linhas de transporte e distribuição.
- **Diminuição das perdas na rede:** Uma utilização mais equilibrada da eletricidade reduz sobrecargas e perdas técnicas em cabos e transformadores.

- **Redução da necessidade de novas subestações e linhas:** Através de uma melhor gestão do consumo, os investimentos na expansão da rede podem ser adiados ou evitados.
- **Facilitar a integração das energias renováveis:** Ao coordenar a procura com a geração variável (solar, eólica), reduzem-se os investimentos em armazenamento e reserva.

1. Pressupostos metodológicos

São considerados os cenários presentes no *Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023* (RMSA-E 2023), que inclui as projeções de 2025 a 2034, assim como adaptações decorrentes da revisão do *Plano Nacional de Energia e Clima 2023* (PNEC 2030).

No RMSA -E 2023 são considerados quatro cenários de evolução da procura:

- Conservador inferior
- Conservador central
- Central Ambição
- Superior Ambição

O cenário “Central Ambição” inclui o desenvolvimento da mobilidade elétrica e aumento de produção descentralizada. Relativamente à *Estratégia Nacional para o Hidrogénio* (EN-H₂), o RMSA-E 2023 separa a evolução de consumo, excluindo ou incluindo a energia afeta à produção de hidrogénio.

1.1. Análise da Oferta de Capacidade de Produção

Regista-se o facto da REN ter considerado o cenário “Central Ambição” inscrito no *Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento* (RMSA-E 2023) para a previsão da evolução da procura com uma taxa de crescimento médio anual da ordem de 1,5% no período considerado (2023-2030)¹, excluindo a energia em circulação na RNT dedicada à produção de H₂. Este cenário “considera o aumento da produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e os efeitos da mobilidade elétrica”.

Não obstante o enorme número de pedidos de ligação à RND e RNT por parte de promotores de projetos de geração renovável, a REN prevê um aumento da capacidade instalada até 2034 da ordem de 30 GW em aproveitamentos renováveis (23 GW em solar e 6 GW em recursos eólicos, incluindo cerca de 1 a 2 GW em eólica offshore). Os valores estimados decorrem “dos montantes de potência previstos no RMSA-E 2023 e das metas traçadas em 2024 na atualização/revisão do PNEC 2030”. Este incremento de potência compara com os atuais 12,8 GW instalados (excluindo a grande hídrica). Questiona-se se todos estes projetos vão, efetivamente, concretizar-se, sendo que a decisão de investimento nas redes deve assentar em critérios de viabilidade económica, nomeadamente na garantia de realização dos projetos de produção correspondentes e no impacto nos consumidores finais.

A REN assume que em 2031, Portugal passará a ter um parque electroprodutor com uma capacidade total instalada superior a 65 GW, dos quais perto cerca de 60 GW de origem

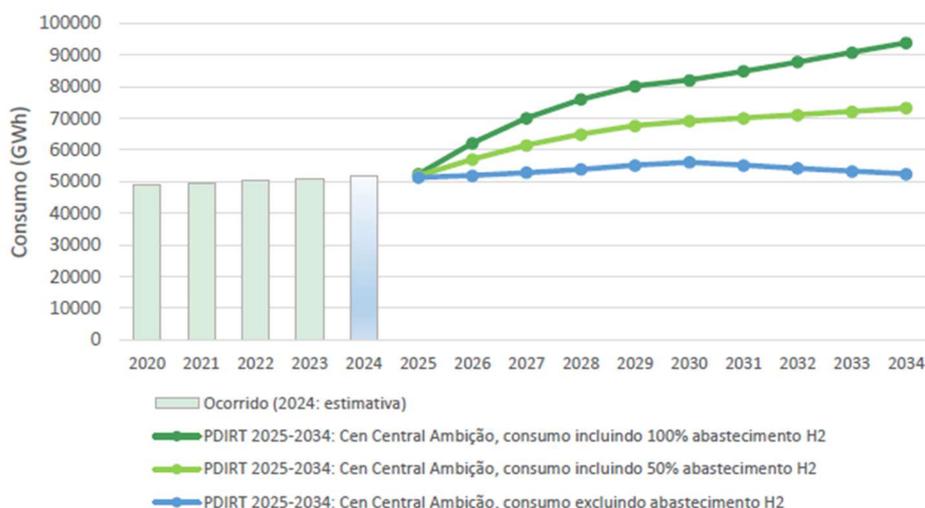
¹ Tabela 4 – Taxas médias de crescimento anual previstas do consumo de eletricidade referido à produção líquida, excluído da energia dedicada ao H₂ em circulação na RNT. Período 2023-2040 (Anexo 10.1 – Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade)

renovável (incluindo a grande hídrica), concretizando desse modo os objetivos previstos no PNEC 2030 revisto. Consideramos este valor completamente irrealista tendo em conta a potência total instalada em Portugal continental de 22,8 GW o que corresponderia praticamente a triplicar (2,85 vezes) o valor atual no prazo de 6 anos.

Devem ser exigidas garantias económicas ao iniciar o processo de pedido de acesso e ligação à rede, tanto para a geração como para o armazenamento e a procura. Desta forma, evita-se a especulação e o açambarcamento de capacidade da rede, garante-se a viabilidade e seriedade dos projetos e reduz-se o risco de congestionamento na rede elétrica através do processamento de projetos com maior probabilidade de concretização, otimizando a utilização das infraestruturas elétricas.

1.2. Análise da Procura

A evolução da procura considera o cenário Central Ambição do RMSA-E 2023 que prevê uma incorporação de renováveis no consumo bruto de energia de 51% em 2030.



Destaca-se o elevado grau de incerteza associado à evolução do consumo que resulta do cumprimento dos instrumentos de política energética, nomeadamente no PNEC 2030 revisto, permanecendo as dúvidas relativamente às quantidades de hidrogénio a incorporar, que impactarão, fortemente, na estrutura de custos das redes.

A REN coloca em evidência o aumento da ponta da RNT que tem ultrapassado, nos últimos anos (à exceção de 2021), a ponta síncrona de carga. Em 2023 a ponta da RNT atingiu 9 870 MW que compara com o anterior valor máximo de 9 682 MW em 2021 ($\Delta P = 188$ MW). Em termos de ponta síncrona de carga do SEN, na proposta de PDIRT-E 2024, a REN prevê uma duplicação da ponta síncrona face ao histórico (aproximadamente 18 GW a partir de 2029).

Como salientado no documento de enquadramento da ERSE à atual proposta é referido que “o valor agora apresentado parece não estar alinhado com o racional do RMSA-E 2023 para o “Cenário Ambição”, onde se refere que o consumo na hora de ponta é incrementado em cerca de 565 MW em 2030”, o que pode configurar uma estimativa exagerada para a ponta síncrona de carga.

Esta evolução perspetiva uma maior complexidade na gestão da rede, que justificará um incremento de flexibilidade, nomeadamente da procura eletrointensiva através dos instrumentos ao dispor do Gestor Global de Sistema (GGS).

A APIGCEE reforça a necessidade de, no âmbito de decisão de aprovação dos investimentos de rede, haver garantia da viabilidade técnica e económica dos projetos, assim como a sua capacidade de execução no calendário estabelecido.

2. Metodologia de Seleção de Investimentos e Informação Económica

A APIGCEE, como referido relativamente ao anterior PDIRT, considera como positiva a metodologia utilizada pela REN na separação dos investimentos que se reportam a:

- i. Projetos de Base – “*necessários para que o ORT possa continuar a garantir a fiabilidade dos equipamentos, os níveis adequados de segurança para pessoas e bens, a adequada operacionalidade das instalações da RNT, em conformidade com as obrigações decorrentes do contrato de concessão e das normas regulamentares em vigor, bem como os investimentos para dar cumprimento aos compromissos acordados com o Operador da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (ORD)*”;
- ii. Projetos Complementares – “*mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade socioambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor*”. Visam o investimento em desenvolvimento de novas infraestruturas cuja necessidade decorre de decisões de Política Energética (e, portanto, de decisão do concedente e alheias ao ORT).

A tabela seguinte ilustra os montantes de investimento previstos:

PDIRT-E2024 M€	1º quinquénio (2025-2029)	2º quinquénio (2030-2034)	Total (2025-2034)
Projetos base	497	420,3	917,3
Projetos complementares	208	566,2	774,2
Total	705	986,5	1 691,5

2.1. **Projetos base** onde estão incluídos os projetos que o ORT considera essenciais para garantir a segurança e operacionalidade das instalações em serviço, e dos quais resulta a seguinte desagregação:

- Modernização e digitalização de instalações da RNT (192 M€);
- Apoio aos consumos da RND (33 M€);
- Gestão Operacional da RNT (10 M€)
- Gestão Global do Sistema, Cibersegurança e Sistemas de Informação (84 M€);

- Investimento corrente urgente (35 M€)
- Investimento não básico

O ORT solicita aprovação e emissão de *Decisão Final de Investimento* (DFI) sobre 354 M€ adiando para mais tarde a decisão sobre 127 M€ dos projetos base. Existem ainda cerca de 16 M€ sem pedido de emissão de DFI.

2.2 **Projetos complementares** que estão associados a decisões externas ao ORT, dependentes de política energética e de promoção da sustentabilidade socioambiental, organizados com os seguintes indutores:

- Consumos estratégicos que incluem a alimentação de consumos de clientes industriais ligados em MAT, incluindo os consumos da rede ferroviária nacional de alta velocidade

Ao projeto da rede de alta velocidade está associado um investimento de 107 M€ (90% do previsto para o bloco de consumos estratégicos). Recomenda-se a candidatura a fundos europeus ou públicos que integrem os custos de redes no projeto global de alta velocidade.

- Nova capacidade de receção da RNT, para aproveitamento do potencial de energia renovável

Na proposta de PDIRT, o ORT refere que *“Por forma a dar condições de rede para o cumprimento desses objetivos no que se refere à integração de FER, nomeadamente eólica onshore, este Plano apresenta um conjunto de projetos que visam criar nova capacidade de injeção na RNT.”* O investimento é relativo a 6 projetos num total de 346 M€.

Entendemos que a decisão destes investimentos na rede dependa da garantia da viabilidade técnica e económica dos projetos associados.

- Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo, associada à produção eólica offshore

Este projeto permitiria aumentar a potência do cabo submarino existente dos atuais 25 MVA para 80 MVA. A gama deste investimento varia entre 88 e 160 M€, dependendo, segundo o ORT, da solução tecnológica a adotar e a perspetiva de oferta de mercado.

Numa primeira fase, deverá ser apurado o valor exato de investimento, questionando-se se o incremento de potência justifica o avultado investimento face a outras soluções de injeção renovável (*onshore*) que garantam produção equivalente e que impliquem menores custos de rede.

- Sustentabilidade, associado à reformulação da rede na região do Alto Douro Vinhateiro e nas regiões do Grande Porto e Grande Lisboa.

A grande dimensão do PDIRT justifica uma apurada seleção e priorização dos projetos que respondam aos compromissos do país constantes no PNEC, minimização dos custos unitários da rede através de projetos indutores de consumo e/ou incorporação de produção que reduza os custos nos mercados de energia. Por esse motivo, pese embora o mérito destes projetos, nomeadamente a modificação para circuito subterrâneo nas regiões de Lisboa e Porto e a realocação de alguns troços de atuais linhas para fora da região demarcada do Alto Douro Vinhateiro, entendemos que os mesmos não representam uma prioridade.

A APIGCEE considera útil que continuem a ser reavaliados alguns investimentos numa ótica de diferimento no tempo, e em alguns casos partilhados com outros promotores, por forma a não onerar, em demasia, os consumidores.

A APIGCEE considera ainda que a ERSE deve monitorizar, continuamente, os diferentes factores de desenvolvimento da RNT, para que se garanta que não sejam atingidos valores máximos de produção e transporte, não compatíveis com as possibilidades de consumo e exportação, num contexto do MIBEL e com as interligações existentes com a França e com Marrocos, evitando o assumir de custos irrecuperáveis (afundados).

3. Impactos tarifários

A grande latitude dos cenários de consumo poderá conduzir a custos unitários de rede bastantes díspares, havendo um risco de aumento substancial dos custos de rede nos próximos anos. Neste sentido a aprovação dos investimentos deve ser suportada em incrementos de consumo que os viabilizem e minimizem o impacto no custo unitário da rede.

Haverá que considerar, também, os benefícios trazidos pelo desenvolvimento do parque produtor renovável que contribua para a redução de custos de energia em mercado. A decisão de investimento nas redes deve, por isso, identificar e quantificar estes benefícios enquadrando-os naquilo que represente o custo-benefício total dos vários projetos.

4. Conclusões

É fundamental encontrar um equilíbrio saudável em nome da economia e competitividade nacionais, entre a obtenção dos objectivos de políticas energéticas, com a sua dinâmica própria, e imposições de legislação e regulamentação e os custos a suportar pelos consumidores.

Nesse sentido a APIGCEE considera que a presente proposta de PDIRT, com um custo incremental previsto de 705 M€, apenas nos primeiros 5 anos, deve ser ponderada numa tentativa de diminuir o nível de investimento previsto sem que tal prejudique, na sua essência, os vectores estratégicos traçados e garantia da qualidade do serviço.

A APIGCEE sugere à ERSE que em sede de revisão tarifária repondere o alocar dos custos de investimento em função dos benefícios que se espera poderem vir a ser auferidos pelos diferentes grupos de agentes económicos que os motivaram e que beneficiam desses investimentos (i.e., separar os benefícios associados aos consumidores daqueles que irão ser recolhidos pelos produtores). Pretende-se deste modo que as tarifas de acesso reflectam esta realocação de custos / benefícios entre consumidores e produtores.

Reiteramos que a decisão de investimento nas redes para acomodar projectos de produção deve ter presente a sua viabilidade económica, nomeadamente a garantia da sua realização e o impacto nos consumidores finais.

Entendemos que deverão ser apenas assegurados os investimentos que, com os actuais níveis de procura, possam ser efectuados de forma a garantir um desagramento do custo unitário das tarifas de acesso suportadas pelos utilizadores das redes de transporte, nomeadamente para assegurar a competitividade das indústrias eletrointensivas.

No futuro seria desejável que a APIGCEE pudesse fornecer o seu contributo num momento em que as diversas opções de investimento estão em aberto e possam ser equacionadas/avaliadas ainda antes da sua inscrição no PDIRT-E.

APIGCEE,

Lisboa, 17 de fevereiro de 2025