

Consulta Pública ERSE n.º 126

Proposta de PDIRD-E 2024 – Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade para o período 2026-2030

3 DE JANEIRO DE 2025

FLOENE

BEIRAGÁS | DIANAGÁS | DURIENSEGÁS | LISBOAGÁS | LUSITANIAGÁS |
MEDIGÁS | PAXGÁS | SETGÁS | TAGUSGÁS



ÍNDICE

1. ENQUADRAMENTO	2
2. INTRODUÇÃO	2
3. RESPOSTAS A QUESTÕES CONSTANTES DO DOCUMENTO DE ENQUADRAMENTO	7



1. ENQUADRAMENTO

A ERSE lançou, no passado dia 20 de novembro de 2024, a Consulta Pública n.º 126, relativa ao Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade para o período 2026-2030 (PDIRD-E 2024), enviado à ERSE pelo operador da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND) – a E-Redes, S.A.

Desta forma, a Floene, em representação das suas empresas reguladas da atividade de distribuição gás, apresenta os seus comentários ao presente exercício de consulta, abordando a importância de considerar a descarbonização da rede de gás como parte integrante do panorama da transição energética em Portugal.

O investimento proposto pelo Operador da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade, no montante de 1.607,6 milhões de euros a custos totais, representa praticamente o dobro do valor aprovado pelo Concedente para o quinquénio anterior.

O crescimento significativo destes investimentos, a incerteza quanto à evolução do consumo e o impacto significativo que estes investimentos irão causar no custo final da energia aos consumidores, justificam uma abordagem mais custo-eficiente, que contemple o sistema energético como um todo, nomeadamente, a descarbonização dos consumos através dos sistemas de gás e de eletricidade.

2. INTRODUÇÃO

Embora o PDIRD-E 2024 esteja focado na rede elétrica, entendemos que a transição energética sustentável requer uma abordagem integrada. É importante que o plano inclua referências e coordenação com o desenvolvimento da descarbonização da rede de gás.

Portugal tem compromissos climáticos que reconhecem o papel complementar do gás natural e dos gases renováveis na descarbonização, sendo a integração de renováveis e a diversificação energética mencionados de forma explícita no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), recentemente aprovado, por maioria, na Assembleia da República.

Para descarbonizar o sistema energético nacional será necessário realizar investimentos não só ao longo de toda a cadeia de valor da rede de distribuição elétrica, mas, também, na rede de distribuição de gás, na medida em que um sistema público de distribuição de energia equilibrado e sustentável é, e será, formado pela coexistência em planeamento, exploração e expansão das duas redes.

Tendo em consideração o muito significativo aumento do plano de investimentos apresentado, face aos anos anteriores, a Floene considera oportuno apontar para um estudo promovido com o apoio da Roland Berger, que define o futuro das redes de distribuição de gás no horizonte de 2050 e a oportunidade de potenciar as vantagens competitivas de Portugal, ao evitar ativos ociosos, maximizar a acessibilidade a preços de energia competitivos e, em geral, potenciar os contributos para o roteiro de descarbonização do País.

Para perspetivar o futuro das redes, o estudo considera as tendências de fundo na procura e na oferta de gases renováveis e de outras fontes de energia, e estabelece cenários alternativos de descarbonização tendo em vista alcançar a neutralidade carbónica até 2045. A partir destes cenários, o estudo estabelece caminhos exequíveis de evolução para as redes de gás e retira as principais implicações a nível de necessidades de investimento e de alavancas regulatórias e legislativas.



O estudo conclui que os gases renováveis (biometano e hidrogénio verde) podem e devem ter um papel estrutural na descarbonização da economia. Em particular, conclui que explorar o potencial nacional de biometano é fundamental para suprir a procura dos vários setores a preços competitivos e para minimizar os investimentos, quer em nova infraestrutura energética, quer nos processos produtivos. Conclui igualmente que a produção de biometano tem a virtude de potenciar a circularidade e alargar a produção de energia renovável a diversos setores da economia – municípios, produções agrícolas, agroindústria –, democratizando os seus benefícios e promovendo a coesão territorial.

O estudo partiu do entendimento do contexto nacional e das perspetivas dos principais *stakeholders*, pelo que envolveu entrevistas com vários intervenientes no setor do gás, entidades do Estado, produtores e comercializadores de gases renováveis, empresas de engenharia e entidades do sistema científico e tecnológico nacional.

As análises e reflexões desenvolvidas a partir desta base de entendimento permitiram definir uma visão estratégica para o longo-prazo, potenciando as vantagens competitivas nacionais e minimizando os custos inerentes ao processo de descarbonização.

Assim, para estabelecer a estratégia que melhor navegue os desafios da descarbonização do sistema energético, importa avaliar cenários alternativos de utilização de eletrificação verde e de moléculas verdes que permitam, nomeadamente, alcançar a descarbonização total da rede de gás até 2050.

Partindo de uma situação de elevada utilização de combustíveis fósseis evoluir-se-á para um sistema mais eletrificado (baseado em fontes de energia renovável) e com maior peso de moléculas verdes. Porém, a relevância de cada vetor pode evoluir de forma bastante distinta (ver Figura I).

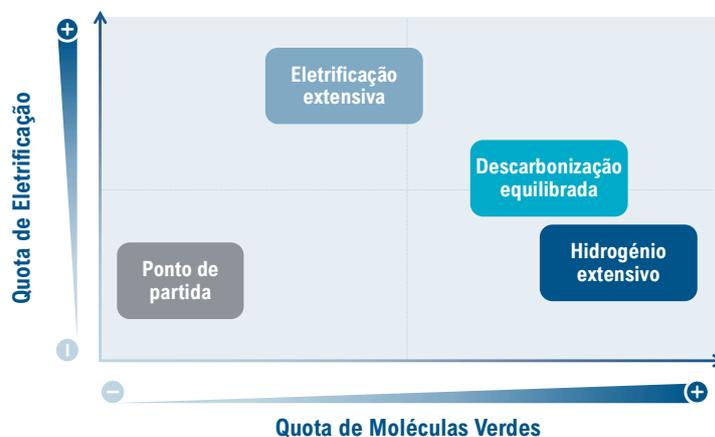


Figura I – Cenários de descarbonização para a rede de gás

Num cenário de eletrificação extensiva, a eletricidade verde seria o vetor fundamental de descarbonização dos setores residencial e dos serviços, e teria um peso material na descarbonização da indústria. Os gases verdes teriam um papel circunscrito, sendo fundamentais essencialmente na descarbonização das indústrias *hard-to-abate*.

Num cenário de descarbonização extensiva por hidrogénio (hidrogénio extensivo), existiria um aumento acelerado da produção de hidrogénio verde (mas não do biometano). Esta disponibilidade



de hidrogénio permitiria a descarbonização das indústrias *hard-to-abate* e conferiria aos gases verdes um papel fundamental na descarbonização dos setores residencial e dos serviços.

Finalmente, num cenário de descarbonização equilibrada, o País exploraria tanto o potencial nacional de eletricidade renovável como o de produção de gases verdes. A oferta extensa e célere de gases verdes (em particular de biometano) seria um fator fundamental na descarbonização da indústria e permitiria um peso material dos gases verdes na descarbonização do setor residencial, a par com o aumento da eletrificação.

A descarbonização da economia é fundamental para o esforço global, mas acarreta, necessariamente, custos. Para aferir qual o cenário de transição mais adequado à realidade nacional, tendo em vista alcançar os objetivos de descarbonização da forma mais economicamente racional, é necessário estabelecer um conjunto de princípios orientadores que permitam avaliar os diferentes cenários.

Desde logo, a transição para a neutralidade carbónica deve explorar as vantagens competitivas nacionais e minimizar os custos da descarbonização e da disrupção ao longo da cadeia de valor do sistema elétrico e de gás. A transição deve, também, assegurar preços competitivos e a estabilidade financeira do sistema.

Ao aproveitar a infraestrutura de gás existente para a distribuição de uma mistura de metano verde igual ou superior a 80% (sendo o remanescente hidrogénio verde), o **cenário de descarbonização equilibrada tem a virtude de, vis-à-vis os cenários de eletrificação extensiva e de hidrogénio extensivo, racionalizar os investimentos, quer no upgrade na rede elétrica, quer na reconfiguração das redes de gás (i.e., implica menores necessidades de retrofit).**

Com efeito, **migrar consumidores residenciais, quer para eletricidade, quer para hidrogénio, resultará em custos acrescidos face a mantê-los numa solução de metano verde** (ver Figura II). Estes custos poderão conduzir à necessidade de criação de programas de apoio à transição energética para as famílias, quer no cenário de eletrificação extensiva, quer no cenário de hidrogénio extensivo.

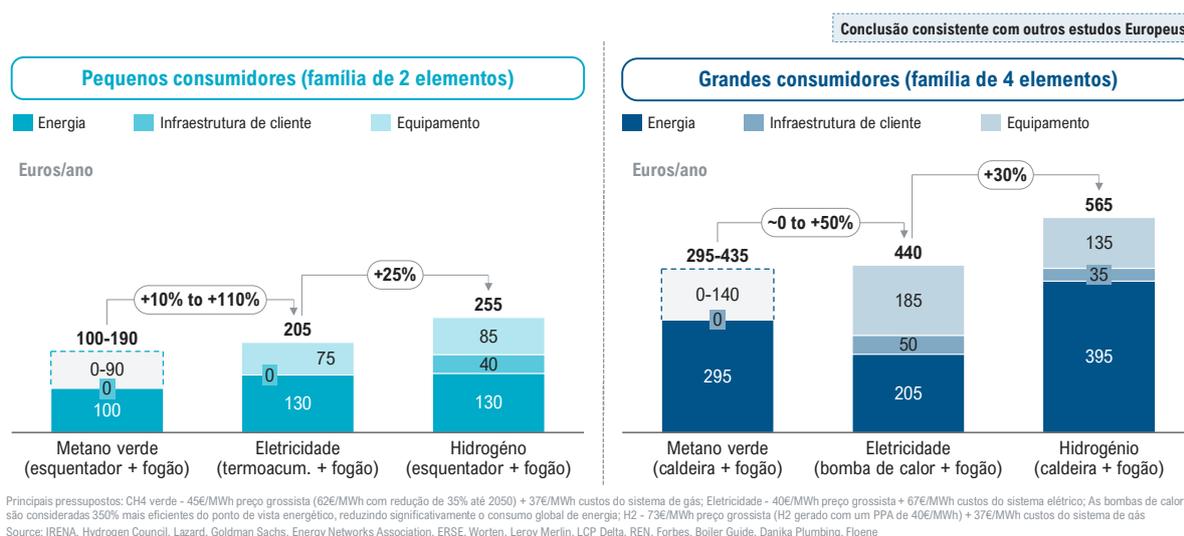
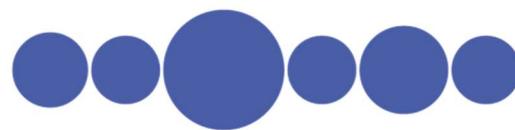


Figura II – Custos anualizados de transição para os clientes residenciais em 2040



A vantagem em termos de custos – e a menor disrupção operacional quer na rede, quer na vida das famílias – da solução de descarbonização de clientes residenciais através do metano verde significa que existe uma **oportunidade para descarbonizar o setor residencial à data ainda abastecido por GPL, através da ligação à rede de distribuição de gás.**

O cenário de descarbonização equilibrada tem também a virtude de potenciar, de forma realista, as vantagens competitivas nacionais em termos de produção de gases verdes (tanto de biometano, como de hidrogénio), aproveitando o potencial da produção descentralizada e promovendo a economia circular a nível local. Este cenário tem a **virtude de minimizar as disrupções no consumo industrial, permitindo que as indústrias tomem as decisões mais competitivas e tecnologicamente neutras para realizar a sua descarbonização.**

Em complemento, uma vantagem-chave do cenário de descarbonização equilibrada é o aproveitamento da infraestrutura de rede de gás existente, o que permite minimizar quer os investimentos nas redes de energia (seja a rede de eletricidade ou a rede de gás – que, sendo recente, permite a receção de hidrogénio verde até 10% do volume na rede de transporte e até 20% na rede de distribuição, sem investimentos significativos), quer nas redes e equipamentos de clientes.

Neste contexto, estimamos que o cenário de descarbonização equilibrada implique um investimento global de 1.120 – 1.740 M€ até 2050 nas redes concessionadas: 270 – 340 M€ na rede de distribuição de gás (em novas ligações e no *retrofit* da rede); 450 – 600 M€ no *retrofit* e em novas ligações no *backbone* (a nível do Operador da Rede de Transporte de gás); e 400 – 800 M€ em *upgrade* da rede elétrica para aumento da eletrificação dos consumos (ver Figura III).

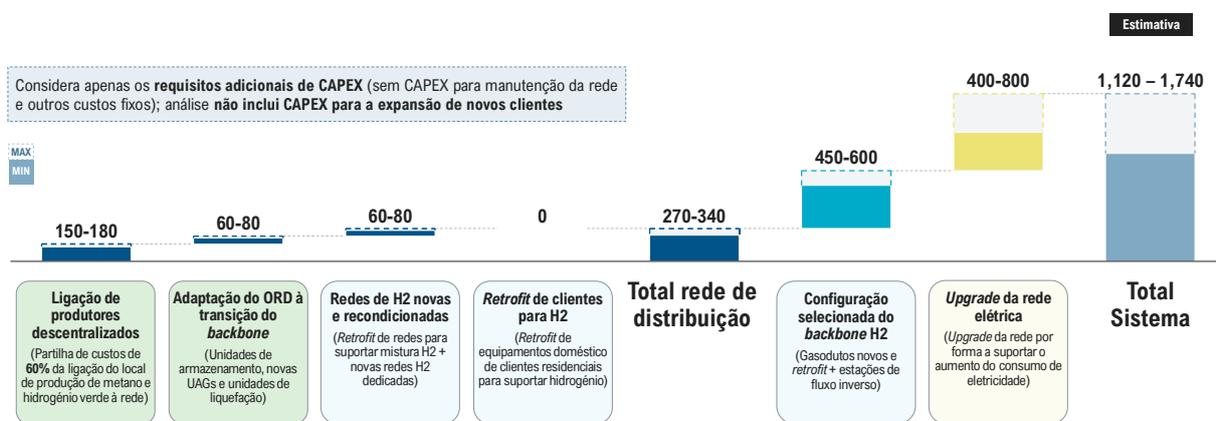


Figura III – Requisitos de CAPEX até 2050 (M€) – Cenário de descarbonização equilibrada

Assim, os investimentos necessários no cenário de descarbonização equilibrada são significativamente menores do que os requeridos pelo cenário de eletrificação extensiva.

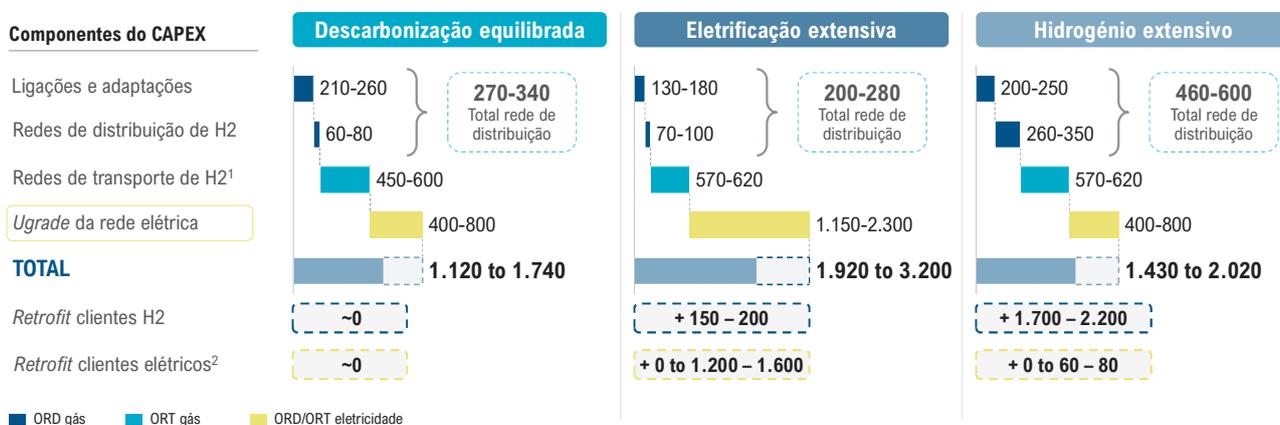
Com efeito, estimamos que o cenário de eletrificação extensiva exigirá 1.920 – 3.200 M€ de investimento nas redes de transporte e de distribuição de gás e no *upgrade* da rede elétrica, um valor que é quase o dobro do valor estimado para o cenário de descarbonização equilibrada.



Esta diferença é significativa, até porque não inclui os custos de adaptação da rede e dos equipamentos dos clientes, que seriam necessariamente maiores num cenário de eletrificação extensiva, podendo alcançar os 200 M€ (ver Figura IV).

As maiores necessidades de investimento no cenário de eletrificação extensiva resultam de dois fatores essenciais:

- Desde logo, a maior eletrificação implica um investimento adicional no upgrade da rede elétrica (1.150 – 2.300 M€ vs. 400 – 800 M€ no cenário de descarbonização equilibrada);
- Por outro lado, o cenário de eletrificação extensiva implica maiores investimentos no *retrofit* do *backbone*, que, face aos menores volumes de produção de metano verde, terá de ser reconfigurado na sua totalidade para transporte de hidrogénio (570 – 620 M€ vs. 450 – 600 M€ no cenário de descarbonização equilibrada).

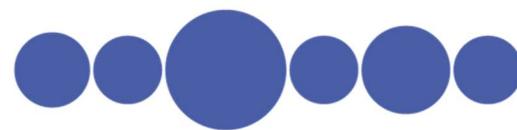


Nota: Exclui a ligação já aprovada de Celorico da Beira a Zamora; 2) Custos de adaptação para clientes elétricos quando estes são forçados a eletrificar. Estes custos podem ser anulados se os consumidores forem informados com antecedência e mudarem proativamente para opções elétricas à medida que os equipamentos atuais se desgastam – intervalo entre zero e o limite superior. É assumido que, ao contrário da readaptação elétrica, a readaptação H2 resulta sempre em disrupções

Figura IV – Requisitos de CAPEX até 2050 (M€) – Comparação dos diferentes cenários

Em suma, a exploração de todo o potencial energético, em todas as suas vertentes, tem a vantagem não só de reforçar a segurança do abastecimento energético nacional, promover a circularidade e as economias locais e reforçar o perfil exportador de energia da economia nacional, como evita colocar demasiada pressão na geração elétrica por fontes renováveis. Com efeito, é fundamental reduzir esta pressão face aos fortes aumentos do consumo de eletricidade previstos para a mobilidade, bem como para promover a resiliência do sistema elétrico face à variabilidade inerente à geração por fontes de energia renovável.

Adicionalmente, o cenário de descarbonização equilibrada minimiza as disrupções a nível de consumo, permite mais flexibilidade temporal e não impõe nenhum viés tecnológico nas escolhas de descarbonização das empresas, alcançando este feito com um investimento na rede significativamente menor.



3. RESPOSTA A QUESTÕES CONSTANTES DO DOCUMENTO DE ENQUADRAMENTO

3.1. Questão 1: Tendo em conta a fundamentação apresentada pelo operador da RND, parece-lhe adequada e suficiente a estratégia de modernização adotada e os montantes inscritos na proposta de PDIRD-E 2024?

A Floene, em representação das suas empresas reguladas da atividade de distribuição de gás, considera que uma transição energética sustentável só é garantida pela capacidade de criar condições de planeamento, operação e de investimento em redes de distribuição de energia com pressupostos de estabilidade regulatória e racionais económico-financeiro confiáveis no longo prazo.

Dessa forma, a Floene entende que parte da fundamentação apresentada pelo operador da RND tem um racional de médio-longo prazo deva precaver a renovação de ativos críticos essenciais na continuidade e qualidade de serviço de distribuição de energia que suporte uma economia nacional competitiva, resiliente e cibersegura.

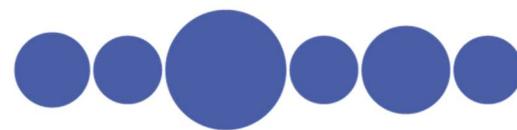
No entanto, a Floene gostaria de endereçar e salientar um ponto chave vertido na construção dos pilares de suporte ao investimento do operador da RND. **Tendo por base a designação de um dos pilares – “Eletrificação e Descarbonização” –, a Floene gostaria de realçar que as mesmas designações não são sinónimas.** A transição energética para a descarbonização da economia é um caminho longo que tem sido liderado até data (e bem) pela geração elétrica; no entanto, vários estudos (inclusive o descrito no ponto anterior) demonstram que uma dependência excessiva na eletrificação apresenta riscos, acarreta custos e não explora o potencial económico de outras fontes de energia, como seja os gases renováveis.

Ainda no decorrer do racional do pilar “Eletrificação e Descarbonização”, a Floene gostaria de elencar alguns comentários relativos a: (i) tipo e impacto do consumo elétrico previsto; (ii) montantes de investimento inscritos; e (iii) alinhamento e planeamento conjunto das redes de eletricidade e gás.

Considerando a dimensão (i), a Floene realça alguma **surpresa em não encontrar nenhuma referência à produção de hidrogénio verde**, algo manifestamente estrutural para a descarbonização da economia portuguesa, e inscrito no PNEC 2030 recentemente aprovado.

Sobre esta consideração, e evidenciando apenas o possível impacto do veículo elétrico, a Floene recomendaria uma reanálise à evolução do número de veículos, ao volume e tipo de energia distribuído como um todo associado à componente de mobilidade, uma vez que **alternativas como o hidrogénio, o biometano ou os biocombustíveis, entre outros, são consideradas alternativas mais custo-económicas e com impacto de descarbonização mais significativo** para a mobilidade pesada (quer de passageiros, quer de mercadorias) no curto-médio prazo.

Olhando aos montantes de investimento inscritos [(ii)], tendo por base os cenários de consumo apresentados no Anexo A ao Documento de Enquadramento, a Floene gostaria de salientar alguma preocupação face a um **presumível desalinhamento entre a variação de consumo de eletricidade e correspondente impacto no processo de investimento da componente de eletrificação e descarbonização.**



Assim, no cenário central é apresentado um potencial aumento do consumo elétrico entre 2024 e 2030, respetivamente de 11% para a BT e de 6% para MAT/AT/MT. No mesmo período, o correspondente aumento de investimento anual médio do pilar “Eletrificação e Descarbonização” tem uma proposta de aumento de 155% face à referência do período 2021-2025 (vide Figura 3.3. do Documento de Enquadramento).

A variação em causa **levanta à Floene algumas dúvidas**, não só **face à evolução histórica do consumo entre 2019 e 2024**, mas, também, face aos **repetidos alertas do impacto económico e financeiro de uma eletrificação apressada e extensiva**.

A Floene sugere uma revisão, ou evidências com maior detalhe, dos montantes em causa, considerando ainda que existe uma oportunidade para **alavancar sinergias entre as redes de distribuição de gás e de eletricidade**, numa análise da capacidade total do sistema energético nacional, e não apenas das redes de distribuição de eletricidade ou de gás de forma isolada.

Em complemento, e considerando a dimensão (iii), a Floene atenta que um plano ambicioso e descarbonização nacional deve **considerar um planeamento alinhado entre redes públicas de energia**, onde o **potencial de uma rede moderna e muito recente como a de gás** (em média, cerca de 17 anos) poderá ajudar e suportar uma **rede muito menos recente e mais congestionada como a de eletricidade**.

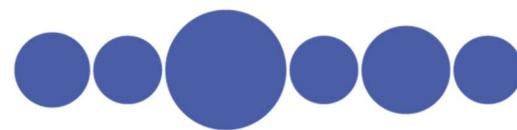
Nesse sentido, um reforço do *sector-coupling*, e de um investimento criterioso entre gás e eletricidade poderá, em muitos casos, como nos centros urbanos de elevada densidade, **evitar investimentos desproporcionados**, e, em certa medida, acelerar a penetração de energia renovável, seja através de eletricidade verde, seja de gás renovável.

3.2. Questão 2: Considera adequada e suficiente a informação disponibilizada sobre o potencial recurso a soluções de flexibilidade e respetiva informação sobre os requisitos, apresentada pelo operador na RND? Existe alguma outra informação adicional que considere necessária e que deva ser incluída na proposta de PDIRD-E 2024?

A Floene entende que a informação, cenários e soluções de flexibilidade ignoram em grande medida a contribuição e dimensão dos **consumos para produção de hidrogénio verde como fator essencial para a gestão de um sector-coupling eficaz e bem-sucedido entre gás e eletricidade**. O mesmo ponto é realçado nas conclusões do Anexo I ao Documento de Enquadramento (vide página 24), mas parece não ter grande consolidação ou desenvolvimento nos racionais de planeamento e investimento pelo operador no documento.

A Floene reforça e sugere que este documento deva ter **mais detalhe e contributos de um planeamento e cenarização considerando o papel estrutural que os gases renováveis** (biometano e hidrogénio verde) podem e devem ter na descarbonização da economia nacional. A sua utilização extensiva permite manter a competitividade da economia nacional através da otimização do potencial produtivo nacional e da **minimização dos custos de investimento**, sendo menos disruptiva e mais barata, quer para famílias, quer para empresas.

Desde logo, o hidrogénio verde terá um papel fundamental na descarbonização nas indústrias mais pesadas, **face à dificuldade de a eletrificação suprir barreiras tecnológicas de forma**



competitiva no horizonte temporal exigido pelo roteiro nacional para a neutralidade carbónica. Sendo crucial, o hidrogénio funda-se em tecnologias ainda emergentes e **exige alterações na cadeia de valor do sistema de energia** (em particular no sistema elétrico).

3.3. Questão 3: Face aos objetivos de política energética inscritos no PNEC 2030, considera adequada e suficiente a estratégia adotada pelo operador da RND para criar mais nova capacidade de receção de produção na RND? Considera que poderiam ser adotadas outras medidas alternativas? Se sim, quais?

É facto que o operador da RND deve criar nova capacidade de receção de produção para o cumprimento dos objetivos de política energética inscritos no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), que preveem uma maior penetração de energias renováveis no Sistema Elétrico Nacional. Contudo, a Floene reforça o atrás referido, considerando que deve haver uma abordagem mais integrada, tendo em conta o papel complementar das redes de gás na transição energética e na flexibilização do sistema.

O PNEC 2030 estabelece metas ambiciosas de descarbonização, com uma maior dependência das energias renováveis. Para garantir que estas metas sejam cumpridas de forma eficiente, a RND deverá considerar também a capacidade de integração de outras formas de energia renovável, como o hidrogénio, que podem ser transportados e armazenados através da rede de gás.

Em suma, a Floene considera que a estratégia do Operador da RND deverá ser maximizada com a integração de soluções complementares envolvendo a rede de gás, como a utilização de gases renováveis e a melhoria da interconexão entre os dois sistemas. Essas medidas ajudarão a garantir uma transição energética mais equilibrada e resiliente, reduzindo a dependência exclusiva da eletrificação, proporcionando uma abordagem mais flexível e custo-eficaz para o sistema energético nacional.

3.4. Questão 8: Caso considere necessária a apresentação de novos cenários de consumo e ponta, indique e justifique quais considera mais adequados, e, eventualmente, as metodologias que considere deverem ser adotadas para construir esses cenários.

A Floene entende que a informação e os cenários apresentados **são marcadamente otimistas em comparação com a evolução histórica da procura de eletricidade nos últimos 5 anos**, e poderão estar ancorados numa penetração do veículo elétrico, cujo contributo, em muitos casos (a mobilidade pesada, por exemplo), ainda não provou ser expectável ou material para um aumento líquido do consumo no horizonte de curto-prazo. Os cenários apresentados deveriam, também, contabilizar a dimensão dos **consumos para produção de hidrogénio verde, novos data centers, novos clusters industriais (metano sintético, captura de carbono, lítio, entre outros)**, que, em muito, impactarão a economia nacional, e poderão a vir a ser o garante de uma transição justa, equilibrada e diversificada entre eletrões verdes e gases renováveis.

Assim, a Floene entende que o plano deverá ser **suportado em cenários com menor grau de incerteza** e que evidenciem níveis de confiança tecnológica e de mercado relacionados com relações de custo-benefício sistémico que justifiquem e/ou suportem um aumento de investimento elevado. Uma “descarbonização elétrica” mais premente e mais acelerada, na componente adjacente aos produtores e/ou transformação de clientes para ligação à rede de distribuição obrigará sempre a uma



comparticipação elevada do custo de ligação dos mesmos, pelo que o exercício deve ser mais claro e mais evidente na relação do custo-benefício do pilar identificado como de **eletrificação e descarbonização**

O plano parece em muitos casos ignorar, ou quantificar de forma muito aproximada, a contribuição de soluções inteligentes de gestão de consumo como o *peak-shaving* ou soluções de produção de energia *behind-the-meter* e/ou *off-grid*, onde a ligação entre redes de gás e eletricidade é fulcral para minimizar investimentos globais do sistema de energia em Portugal, e que permitirá garantir uma maximização do potencial endógeno renovável.

De forma complementar, e em benefício de uma **utilização máxima do potencial atual das redes públicas de distribuição de gás e eletricidade**, o plano deveria abordar, em zonas críticas (centros urbanos altamente povoados e zonas industriais, a título de exemplo), uma análise complementar do custo-benefício entre expandir ou aumentar a capacidade elétrica e usar o **potencial de uma rede moderna e muito recente, como a rede de distribuição de gás**.