

CONSULTA PÚBLICA 115

RELATÓRIO

Proposta de PDIRG 2023

SETOR GÁS

ÍNDICE

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO..... | 1 |
| 2 | CONSIDERAÇÕES GERAIS..... | 3 |
| 3 | TEMAS PRINCIPAIS COLOCADOS EM CONSULTA PÚBLICA | 5 |
| 3.1 | Investimento global proposto e respetiva fundamentação..... | 5 |
| 3.2 | Investimento em Projetos Base | 5 |
| 3.3 | Investimento em Projetos Complementares | 7 |
| 3.3.1 | Armazenamento Subterrâneo | 7 |
| 3.3.2 | Estação de Compressão | 8 |
| 3.3.3 | Projeto de adaptação da RNTG e AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume | 9 |
| 3.3.4 | Investimento em Projetos Complementares de Hidrogénio | 11 |
| 3.4 | Procura | 14 |
| 3.5 | Perspetiva regulamentar dos vetores energéticos do hidrogénio e do Gás Natural | 15 |
| 4 | TEMAS ADICIONAIS SUSCITADOS NO ÂMBITO DA CONSULTA | 17 |
| 4.1 | Infraestrutura de GNL “ <i>shore to ship</i> ” | 17 |
| 4.2 | Impacto Tarifário..... | 17 |

1 INTRODUÇÃO

Em cumprimento ao estabelecido no n.º 1 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), apresentou à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à ERSE, uma proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2024-2033 (PDIRG 2023).

Por sua vez, nos termos do n.º 2 do artigo 87.º do mesmo Decreto-Lei, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias, dispondo dos 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, no passado dia 8 de maio de 2023, a ERSE submeteu a consulta pública a proposta de PDIRG 2023, elaborada pela REN Gasodutos.

O presente Relatório sumariza e avalia todas as respostas, contributos e comentários recebidos no processo de consulta pública, que terminou a 20 de junho de 2023. A metodologia para avaliação das respostas segue a organização do documento da ERSE de enquadramento para a consulta pública, ou seja, adota a ordem dos assuntos e das questões submetidas. Para além dos pareceres dos Conselho Consultivo e Conselho Tarifário, no decorrer desta consulta pública a ERSE recebeu respostas de sete entidades, incluindo uma associação ambiental, a saber:

- Gas Nat;
- Associação ambiental Zero;
- CIP – Confederação Empresarial de Portugal;
- Sonorgás;
- EDP S.A e EDP Comercial (resposta conjunta);
- Floene;
- REN

2 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Na sua generalidade, os nove comentários recebidos reconhecem que a proposta de PDIRG 2023 apresentada pela REN Gasodutos reflete as opções que permitem responder às orientações nacionais relativas à descarbonização do setor energético, incluindo projetos de desenvolvimento necessários para a operacionalização dos objetivos determinados para a RNTIAT em termos de transição energética, no âmbito nacional e europeu.

No entanto, nos seus contributos, as entidades identificaram a necessidade de se desenvolver uma discussão pública mais abrangente e prévia à análise desta proposta de PDIRG, sobre os objetivos da produção de hidrogénio nacional, sobre a sua exportação e as várias opções para o seu transporte, e sobre a utilização/consumo industrial desta fonte de energia em Portugal.

Segundo a opinião da CIP e da Zero, seria benéfico para esta discussão o desenvolvimento de estudos, na área das previsões da produção e do consumo do hidrogénio e na comparação da eficiência das várias alternativas para a transição energética. Neste enquadramento, o Conselho Consultivo (CC) considera mesmo que *“para além dos planos de investimentos apresentados, deverão ser criadas condições para decisões fundamentadas de investimento e do tipo de transição por parte dos utilizadores e dos consumidores finais, sobretudo, industriais”*.

Nesta senda, a Zero refere que *“Não existindo avaliação de alternativas o país prescinde de realizar uma reflexão estratégica, técnica e económica que compare as diferentes possibilidades de descarbonização selecionando a mais eficiente energeticamente, a que apresenta melhor relação custo-benefício a longo prazo, a que pode trazer melhores resultados no âmbito de uma estratégia industrial verde, a que pode distribuir os benefícios da transição energética pelo território de forma mais equitativa”*.

Outro tema, premente nos comentários recebidos, foi o de que o processo de transição e utilização do hidrogénio ainda não se encontra estabilizado a nível europeu, pelo que, na opinião do Conselho Consultivo (CC) e do Conselho Tarifário (CT), as decisões de investimento neste domínio devem ser devidamente ponderadas. Sobre este tema, a EDP acrescenta que a revisão do PNEC 2030, ainda não concluída, também coloca em perspetiva a proposta de PDIRG 2023.

Adicionalmente, o CC, o CT, a CIP, a EDP e a Floene, fazem referência aos fundos europeus e nacionais que existem para apoio à transição energética e ao desenvolvimento de infraestruturas de hidrogénio. Estas entidades referem a necessidade de os investimentos apresentados na proposta de PDIRG 2023 serem candidatos a beneficiar dos referidos fundos, com o objetivo de minimizar os custos a suportar pelos

consumidores de gás. Demonstrando desta forma preocupação no impacto dos custos nas tarifas, o CC e o CT referem ainda que a atribuição de fundos para o financiamento dos projetos é relevante para a tomada de decisão.

Neste contexto, o CC e o CT, nos seus pareceres, referem que atualmente existe uma incerteza relativamente ao modelo de transição do setor e respetivas infraestruturas de gás natural, para uma fase em que coabitarão infraestruturas com veiculação de misturas de gás natural e outros gases renováveis de baixo teor de emissões de carbono, e, finalmente, para um setor em que as infraestruturas serão dedicadas apenas à veiculação de hidrogénio. Assim, no momento atual, recomendam prudência na decisão sobre investimentos que se traduzam em compromissos de longo prazo com impacto negativo nos atuais consumidores de gás, sempre que não esteja comprovado o benefício económico para os mesmos, e o valor económico e social acrescentado para o país.

Por último, salienta-se outro tema transversal nas respostas recebidas, que é realçado por ambos os Conselhos da ERSE, e diz respeito ao processo legal preconizado no Decreto-Lei n.º 62/2020, de aprovação dos PDIRG, havendo uma linha de posições comuns que considera que os operadores de rede e o setor do gás natural em geral são desfavorecidos, pelo facto do concedente não ter emitido uma decisão sobre as propostas de PDIRG 2019 e PDIRG 2021.

3 TEMAS PRINCIPAIS COLOCADOS EM CONSULTA PÚBLICA

3.1 INVESTIMENTO GLOBAL PROPOSTO E RESPECTIVA FUNDAMENTAÇÃO

Em termos de montantes globais, há que destacar que o montante total apresentado na proposta de PDIRG 2023 é considerado elevado por várias entidades que participaram na consulta pública, com destaque para o parecer do CT.

Para além de considerar o montante elevado, e sem prejuízo de na sua opinião, no geral, os investimentos propostos permitirem à RNTIAT concretizar os objetivos associados à transição energética, o CT realça a ausência de análises custo-benefício, que permitam comprovar a mais valia de alguns investimentos propostos. Pelo que, na ausência da mesma, o CT considera que deve haver uma prudência na decisão de aprovação de alguns projetos, uma vez que parte deles são assentes em pressupostos que não são sólidos o suficiente para fundamentar já hoje a tomada de decisão.

O CC, tendo em conta os elevados montantes em jogo, entende que deverão ser ponderadas soluções que permitam a minimização de custos de transição, evitando sobrecarregar os atuais consumidores de gás.

A CIP, não colocando em causa os montantes globais em si, refere-os como correspondendo a *“um valor muito considerável que terá de ser ponderado nas suas várias rubricas”*. Nesta senda, refere que os custos decorrentes da criação de uma rede de hidrogénio *“deverão ser suportados pelos que dela beneficiarem e não, de modo cego, pelos atuais utilizadores do SNG, numa lógica de utilizador-pagador”*.

3.2 INVESTIMENTO EM PROJETOS BASE

Relativamente aos projetos base, particularmente sobre os montantes de investimentos e respetivas fundamentações, classificados como urgentes, como de Gestão Técnica Global e de IT, bem como os projetos não específicos, nenhuma entidade os colocou em causa.

Sobre a evolução dos investimentos propostos e inscritos como projetos base, a REN argumenta que a sua estimativa foi gerada num contexto de maior incerteza, incorporando o impacto da crise inflacionista resultante da guerra da Ucrânia o que contribuiu para que os custos com os projetos da proposta de PDIRG 2023 sejam superiores aos de propostas de PDIRG anteriores, quando se trata de projetos da mesma natureza.

O CC reconhece *“o caráter essencial que os investimentos em causa se revestem, e a necessidade da sua aprovação e execução em tempo útil, dado destinarem-se a cumprir as obrigações da concessão e garantir os níveis de qualidade e segurança do abastecimento em conformidade com os normativos legais vigentes”*.

Sobre os projetos de investimentos destinados a manter os ativos em condições técnicas de funcionamento, no cumprimento das obrigações inerentes ao serviço público, o CT *“reconhece a necessidade de os Operadores da RNTIAT assegurarem a adequada fiabilidade e segurança dos ativos afetos às atividades concessionadas”*. Este Conselho considera ainda que *“tais necessidades devem resultar de racionais fundamentos nas condições dos ativos e de contexto, atuais e previstas e não de uma eventual correlação de valores com os já realizados”*. Defende, por isso, que sejam considerados, na proposta de PDIRG 2023, todos os custos associados a necessidades de investimento na rede, incluindo os montantes previstos para eventuais investimentos urgentes.

Por seu lado, a Floene reconhece a necessidade de prever alguns investimentos não específicos (*“investimento corrente urgente” e “investimento não específico”*) para poder responder a necessidades supervenientes que vão surgindo entre dois PDIRG. Como exemplo refere os pedidos de ligação à rede de novos clientes industriais, cujos benefícios para o SNG são positivos. Por outro lado, a Floene também reconhece a necessidade, cada vez mais premente, de investimento em IT, em transformação digital e em cibersegurança.

Na especialidade e sobre o esforço na melhoria do desempenho ambiental e de sustentabilidade apresentado na proposta de PDIRG, através de projetos de investimentos em produção de energia solar térmica e solar fotovoltaica para substituição de consumos de gás natural, o CT entende que deveriam ser identificadas as poupanças em OPEX correspondentes à energia não adquirida, para apurar a poupança líquida anual em custos correntes e o respetivo impacto tarifário futuro. Nesse sentido, o CT recomenda a consideração dos projetos base propostos pelos operadores da RNTIAT, quando requerem uma DFI, tendo subjacentes os pressupostos expressos na presente proposta de PDIRG, sem prejuízo da sua aferição posterior em futuras edições do PDIRG.

A EDP entende que os investimentos propostos devem ter por base uma análise de custo-benefício e os cenários de utilização futura dos respetivos ativos, evitando soluções de curto prazo que se venham a revelar custos afundados no futuro. A título de exemplo, sobre o investimento proposto para a construção da 4.^a Baía de enchimento de cisternas, na opinião da empresa, deve ter-se em conta não só a eletrificação do consumo das redes abastecidas por UAG de rede, como também a transição do consumo de gás natural para outra fonte energética (e.g., hidrogénio) por parte de clientes industriais abastecidos através de UAG

privadas. Outro exemplo, e na mesma linha, a EDP refere que os projetos para cumprimento de compromissos acordados com os operadores de redes de distribuição de gás devem ter em conta apenas os investimentos aprovados no âmbito dos PDIRD, uma vez que tal como consta nas respostas às consultas públicas n.ºs 69 e 98, os projetos apresentados nas propostas de PDIRD correspondentes centravam a sua estratégia de investimento no incremento de clientes domésticos, alocando assim uma fatia substancial de investimento à expansão das redes de distribuição, sendo evidente o risco de se concretizarem investimentos que, no futuro, se traduziriam em “custos afundados”, aconselhando-se prudência na análise desses investimentos.

Por fim, sobre os investimentos para a ligação de produtores de biogás, na opinião da Floene a ausência desse tipo de investimentos na proposta de PDIRG 2023 está relacionada, por um lado, com o mercado dos gases renováveis, que apresenta uma incerteza grande e difícil de compatibilizar com o planeamento de projetos concretos e, por outro lado, com o facto de regulamentarmente não se prever a aceitação, para efeitos de tarifa, dos investimentos necessários à ligação de produtores.

A este respeito, o CC destaca a ausência de referências ao biometano, na proposta de PDIRG 2023, o que considera compreensível do ponto de vista técnico, mas que se revela indispensável aos utilizadores e consumidores finais, sobretudo industriais, pela descarbonização que lhe é implícita.

Sobre este tema, a REN esclarece que a presente proposta de PDIRG 2023, conforme definido no Decreto-Lei n.º 62/2020, não incorpora ramais de ligação quer de produção de hidrogénio, quer de biometano (por decorrerem de iniciativa dos promotores), mas apenas as necessidades de adaptação da infraestrutura existente para acomodar estas ligações dos promotores.

3.3 INVESTIMENTO EM PROJETOS COMPLEMENTARES

No que se refere aos projetos classificados pela REN Gasodutos como projetos complementares, destacam-se as posições diferentes por parte dos participantes na Consulta Pública, no que respeita à necessidade de se aprovar, desde já, estes projetos.

3.3.1 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Relativamente ao projeto da construção das duas novas Cavernas de Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço, aprovadas pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2020, o CT e o CC defendem a decisão de aprovação desse investimento, salientando a importância do projeto prever que as duas cavernas e

respetivos equipamentos fiquem, desde logo, preparadas para receber misturas de gás natural com hidrogénio até 100%, com vista a cumprir com os desígnios da transição energética e os objetivos de política energética e das políticas públicas para o setor.

O CT sugere ainda que o operador do AS inicie consultas para a aquisição antecipada de energia (*cushion gas* e eletricidade para a lixiviação) de forma a limitar efeitos de picos de preço das duas *commodities* no custo da construção das duas novas cavernas.

Por fim, a CIP considera o investimento nas cavernas subterrâneas inquestionável. No entanto, a Zero expressa a sua opinião em sentido contrário, não compreendendo a necessidade de armazenar mais gás natural fóssil num momento em que se pretende reduzir drasticamente o seu consumo quer pelo sistema electroprodutor, quer no sector industrial e doméstico.

3.3.2 ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO

Sobre a Estação de Compressão do Carregado, o CT considera que *“não se prevendo um fluxo de gás superior ao atual neste ponto, e estando o operador a cumprir com os padrões de qualidade de serviço, o potencial de ociosidade deste projeto é elevado, sendo por isso de continuar a ponderar a sua execução...”*. O mesmo Conselho fundamenta a sua posição, realçando *“a importância de uma monitorização efetiva deste projeto bem como da data de decisão para realização do investimento com vista a garantir um equilíbrio global para o SNG entre o impacto do investimento a realizar e os objetivos que o projeto pretende salvaguardar”*.

Por sua vez, o CC, embora registe os atributos do projeto e os benefícios identificados para o SNG, sublinha *“a relevância de uma tomada de decisão fundamentada numa avaliação holística sobre o efetivo impacto favorável para o SNG, nomeadamente no quadro de descarbonização da infraestrutura de transporte de gás natural em curso”*.

Já a REN reforça, na sua resposta, os argumentos apresentados na proposta de PDIRG 2023 sobre a necessidade deste investimento, considerando que a proposta de construção de uma estação de compressão no Carregado decorre da necessidade de melhoria das condições de escoamento de gás que é sentida, desde há vários anos, pelo mercado nacional sobre a capacidade de regaseificação do Terminal de Sines. No comentário da REN, esta situação tem a ver com o facto de que, desde 2016, se regista um crescimento da capacidade de regaseificação que estabilizou no nível de contratação máximo, consolidado por efeito da conclusão dos contratos históricos de aprovisionamento de gás natural, por gasoduto, desde

o Norte de África, tornando o Terminal de Sines responsável por níveis de abastecimento ao mercado nacional persistentemente acima de 90%.

De acordo com a REN, que considera um panorama de congestionamento constante, a proposta de investimento na estação de compressão do Carregado é um elemento de maximização de oferta da capacidade de regaseificação do Terminal de Sines para ir ao encontro da procura demonstrada, que assenta em critérios de reforço da segurança de abastecimento, melhoria da competitividade do mercado nacional de energia e redução dos custos de utilização das infraestruturas.

A CIP refere que este projeto complementar relativo à instalação de uma estação de compressão no carregado só deverá ser objeto de Decisão Final de Investimento (DFI) se, claramente, ocorrerem solicitações de exportação que o justifiquem.

3.3.3 PROJETO DE ADAPTAÇÃO DA RNTG E AS A MISTURAS DE GÁS NATURAL E HIDROGÉNIO ATÉ 10% EM VOLUME

Relativamente à adaptação da RNTG e das infraestruturas de Armazenamento Subterrâneo do Carriço para receber misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume, o CT relembra que o Decreto-Lei n.º 62/2020 prevê a necessidade de garantir a conformidade das infraestruturas de gás natural para veiculação de gases de origem renovável, nomeadamente o hidrogénio.

O CT reconhece a prudência da REN na elaboração de estudos que permitam obter uma avaliação técnica e económica sobre a necessidade de adaptar as infraestruturas às metas definidas pela Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2). Reconhece, ainda, a necessidade de os operadores da RNTIAT assegurarem a adequação e certificação de infraestruturas da RNTG e AS do Carriço no quadro da política pública vigente no setor da energia em Portugal, contribuindo de forma ativa para o processo de descarbonização do SNG.

Contudo, sobre este projeto complementar, o CT entende como importante a monitorização do investimento a realizar nas infraestruturas nos próximos anos, atendendo *“ao grau de conhecimento atual que os projetos apresentam”*, no sentido de garantir o apuramento preciso dos montantes necessários à capacitação das infraestruturas da RNTG e AS do Carriço para receber misturas de gás natural e hidrogénio nas percentagens definidas.

Por seu lado, o CC reconhece o caráter específico deste projeto complementar e respetivos investimentos, *“no sentido de garantir as definições de política pública no âmbito da transição energética e do cumprimento das metas definidas, constituindo um contributo ativo para o processo de descarbonização das infraestruturas de gás”*.

O CC parte do princípio de que os investimentos afetos à adaptação da rede para misturas progressivas de gases renováveis e de baixo teor carbónico serão sequenciais e cumulativos, não considerando haver risco de ociosidade no momento de adaptação das infraestruturas para índices superiores de mistura de Hidrogénio no gás natural da rede (blending).

Todavia, os dois Conselhos sublinharam que é importante manter um acompanhamento contínuo da evolução do quadro legal europeu e a respetiva transposição para o quadro normativo de Portugal, com vista a garantir a coerência destes projetos com a regulamentação vigente.

Por sua vez, a este respeito a EDP salienta que, tal como previsto na EN-H2, foram lançados alguns mecanismos de apoio a projetos de hidrogénio verde, nomeadamente no Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), cujos fundos foram já atribuídos a projetos que contemplam a injeção de hidrogénio nas redes de gás natural, tanto de transporte como de distribuição. Esta empresa refere também que está igualmente previsto um mecanismo de compra centralizada pelo comercializador de último recurso grossista (CURg) de gases renováveis a injetar na rede de gás natural, o que reforça, no seu entendimento, a necessidade desta infraestrutura estar apta para este fim.

A EDP considera que a adaptação da infraestrutura da RNTIAT à injeção de hidrogénio poderá ser benéfica para o país, identificando que, para misturas com baixo teor de hidrogénio, não são expectáveis adaptações na utilização de gás por parte dos equipamentos dos utilizadores. Ainda assim, como se pode inferir pela necessidade de conversão dos motores do AS Carriço, considera que é muito provável que alguns equipamentos não estejam preparados para misturas maiores, dando o exemplo das centrais termoelétricas a gás natural. Concluindo, a EDP refere que estas adaptações devem ser acompanhadas de um plano de implementação que avalie estes impactos.

A Floene concorda com o investimento apresentado e reconhece ainda como positivo a adoção, pela REN, de 10% como percentagem máxima de hidrogénio nas redes de alta pressão, permitindo a injeção de outros 10% na infraestrutura de distribuição e, com isso, a viabilização de muitos projetos que têm vindo a ser apresentados para injeção nas redes de distribuição de média pressão.

Sobre a adaptação dos clientes para consumirem diferentes percentagens de misturas de H2, a Floene afirma que os aparelhos de queima domésticos são, com raras exceções, adequados para queimar misturas até 20% de hidrogénio. Segundo esta empresa, uma transição gradual de gás natural para hidrogénio permitirá o aparecimento e adoção gradual de aparelhos convertíveis, tal como acontece, atualmente, entre o gás natural e o GPL.

No que se refere aos consumidores industriais, a Floene comenta que a possibilidade e o custo da adaptação dos equipamentos existentes a misturas hidrogénio/gás natural ou a hidrogénio a 100%, carecem de uma análise individualizada. Por fim, considera que este percurso é inevitável, independentemente da solução de descarbonização que venha a ser adotada, sendo por isso, na sua opinião, um desafio que estes consumidores terão de vir a abordar mais cedo ou mais tarde.

A CIP considera que, pelo carácter estratégico destes projetos e pela sua utilidade transversal, estes investimentos devem ser apoiados pelos fundos dedicados à “transição justa”, reduzindo deste modo os custos do “*blending*” a suportar pelos consumidores.

3.3.4 INVESTIMENTO EM PROJETOS COMPLEMENTARES DE HIDROGÉNIO

Sobre os projetos complementares de hidrogénio, o CT sublinha que a proposta de PDIRG 2023 não apresenta uma análise de custo-benefício para os projetos propostos, sem prejuízo, de na sua opinião, essa análise ser sempre limitada pela indefinição dos objetivos estratégicos subjacentes. Assim, refere que, “*não sendo conhecidos os critérios de avaliação de Projetos de Interesse Comum (PIC), qualquer proposta de investimento a suportar pelo SNG não pode deixar de ser acompanhada de algum tipo de análise que avalie comparativamente o investimento proposto face aos potenciais benefícios gerados para o SNG e para os seus utilizadores*”.

Entende ainda o CT, que não é claro o fundamento para a escolha dos troços para iniciar o projeto de gasodutos dedicados ao transporte de hidrogénio: “*em particular deveriam ter sido evidenciados os critérios de seleção dos troços a integrar neste PDIRG, bem como a indicação de eventuais alternativas, caso existam*”. Refere ainda que “*para um projeto desta dimensão e importância, em que se pretende constituir um corredor 100% de hidrogénio, deveria também ser considerada a maximização da utilização destas infraestruturas, sempre suportada por uma avaliação custo-benefício, incluindo traçados que permitam ligar projetos de produção de hidrogénio de escala relevante em curso, assim como os utilizadores capazes de substituir o seu consumo de gás por consumo de hidrogénio a 100% no âmbito dos seus planos de descarbonização, contribuindo para o cumprimento das metas de descarbonização nacionais*”.

O CT reforça esta posição referindo que não coloca em causa a “*necessidade de proporcionar, a potenciais investidores na produção de hidrogénio, segurança na existência de uma rede que lhes permita escoar o seu produto. No entanto, tratando-se de infraestruturas a suportar por utilizadores do SNG e fora do SNG, no caso da exportação, os benefícios gerados por estes projetos deveriam resultar mais claros, assim como o efeito do recurso a financiamento comunitário*”. Na mesma linha, este Conselho sublinha que “o

investimento em redes para o transporte de hidrogénio deve estar associado a projetos estabelecidos ou com elevado grau de certeza na sua implementação, bem como ao destino a dar ao hidrogénio a produzir.”

Sobre o financiamento destes projetos, o CT defende que *“apesar da existência de compromissos internacionais assumidos pelo governo português, estes projetos de política energética não deverão ser suportados na íntegra pelos utilizadores, mas devem ser objeto de financiamento europeu quanto possível ou outras fontes nacionais para a sua concretização, recorrendo-se ao financiamento através das tarifas apenas na proporção estritamente necessária e se justificado”*.

Sobre a ligação Celorico da Beira - Monforte, o CT refere que este projeto carece de melhor justificação, não estando claros os benefícios gerados pela conversão do referido troço de rede. No mesmo sentido, entende como fundamental que, *“sempre que esteja em causa a conversão de rede atualmente utilizada para o transporte de gás natural, o impacto da conversão na sustentabilidade e operação da rede existente deve ser apresentado, por forma a poder ser tido em conta na avaliação dos investimentos propostos”*. Em particular, esta entidade entende que os seguintes pressupostos não podem deixar de ser melhor justificados e avaliados: (i) à concretização destes investimentos de produção; e (ii) ao destino do hidrogénio produzido e à utilização que se dará ao gasoduto.

Sobre a conversão do referido troço de rede, a CIP questiona como se processarão os fornecimentos de gás a todos os consumidores atualmente abastecidos pelas redes de distribuição que se encontram ligadas atualmente à rede de transporte de gás entre Cantanhede / Celorico da Beira / Monforte.

Por último, o CT considera que a análise dos investimentos propostos beneficiaria da apresentação e discussão de alternativas à proposta de conversão da rede existente.

O CT conclui o seu parecer referindo que *“tendo o governo já anunciado a intenção de rever a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 62/2020, de 14 de agosto, qualquer compromisso de investimento nesta área, até atendendo à incipiência do setor do hidrogénio em Portugal, deve ser avaliado com prudência”*.

Já o CC, chama a atenção para a importância da compatibilização e coordenação nas intervenções de conversão da rede de transporte com as redes de distribuição e as instalações de consumo servidas pelos gasodutos da RNTG em causa, e realça que a proposta de PDIRG 2023 não descreve ou apresenta qualquer impacto dessa compatibilização e coordenação.

O CC "entende como fundamental conhecer os resultados da avaliação de impacto deste projeto nas redes de distribuição e instalações de consumo servidas pelos troços da RNTG abrangidos, para assegurar a transição destes ativos sem colocar em risco o abastecimento energético a nenhum cliente atualmente abastecido através das redes de gás".

Não obstante, o CC reconhece que a inscrição deste projeto na proposta de PDIRG 2023 traduz o acordo estabelecido entre os representantes dos Estados Membros. Contudo, assinala que "há ainda um conjunto de indefinições de política energética, tanto a nível nacional... como a nível europeu, com ambições de descarbonização reforçadas pela EU, que condicionam as definições de caráter regulamentar e, logo, uma análise efetiva de custo-benefício capaz de suportar uma avaliação adequada sobre os impactos para o sistema energético como um todo que a realização deste projeto efetivamente acarretará".

A Floene expressa a sua opinião entendendo estes gasodutos como projetos dedicados ao transporte de hidrogénio para outros países europeus e, apesar da REN enquadrar o projeto como PIC e ser objeto de candidatura a fundos europeus, considera não terem sido evidenciados os benefícios para o próprio SNG. Por isso, levanta algumas dúvidas sobre a eventual oneração do SNG com estes elevados custos. Em contraponto, a Floene entende que todos encargos para adequar os ativos atuais do SNG, sendo do transporte ou da distribuição, para a injeção de gases renováveis para assegurar o abastecimento aos consumidores, devem ser alocados ao próprio sistema para o qual contribui.

Sobre o "Eixo Nacional de Transporte de H2", a CIP salienta que não foi previamente anunciado nem, que se saiba, submetido a uma análise sobre a disponibilidade de pontos de produção e de pontos de consumo que, pelo menos economicamente, confirmam solidez à proposta. Na sua opinião, os estudos e contactos com produtores e consumidores têm de ser devidamente públicos e prévios, na medida em que se está a subentender o pagamento destes investimentos pelos utentes do SNG.

Por sua vez e apesar de considerar positiva a proposta destes investimentos dedicados exclusivamente ao vetor energético hidrogénio, a EDP refere que, tendo em conta a dimensão e natureza dos mesmos, torna-se, no seu entender, fundamental uma análise de custo-benefício para os projetos complementares de hidrogénio na proposta de PDIRG 2023, mesmo considerando a indefinição evocada relativamente à metodologia a aplicar. Por outro lado e sobre o traçado dos gasodutos propostos para o Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio, a mesma empresa refere que "seria importante ter visibilidade não só das áreas onde os promotores demonstrem maior interesse para investir em eletrolisadores, nomeadamente a região de Sines, já identificada na EN-H2, como também as áreas onde se situa uma maior concentração de grandes consumidores industriais, com potencial de conversão para o uso de hidrogénio, de forma a

possibilitar a otimização dos recursos e evitar o investimento em infraestrutura que poderia vir a ser subutilizada ou até o favorecimento de determinadas regiões e projetos.”

A Associação Zero, sobre a nova ligação do gasoduto Cantanhede – Figueira da Foz ao Armazenamento Subterrâneo do Carriço, para permitir o armazenamento de hidrogénio verde, considera que esta opção não está suficientemente articulada com o sistema electroprodutor que, segundo a sua opinião, justificaria o armazenamento de hidrogénio para fazer face a invernos secos e garantir a segurança do abastecimento de energia elétrica. Esta associação sugere que se aguarde pela definição da estratégia de armazenamento de energia elétrica e pelo PNEC, que espera que defina como prioritária a produção e armazenamento distribuídos, dada a sua aparente maior eficiência energética e reduzida necessidade de transformações de energia.

3.4 PROCURA

Sobre os cenários de procura subjacentes à fundamentação da necessidade dos projetos inscritos na proposta de PDIRG 2023, o CT e a CIP reconhecem a incerteza existente para as previsões de procura, sobretudo quanto às quantidades relativas à produção de eletricidade, as quais consideram aparentemente menores na presente data devido ao recurso persistente à importação. O CT, recorda ainda o seu Parecer relativo às Tarifas e Preços para o ano gás 2023-2024 fixadas pela ERSE, no qual expressou dúvidas quanto ao baixo consumo então previsto, quer no segmento industrial, quer, também, para a produção de eletricidade.

Relativamente à previsão de consumos apontados no RNC 2050, o CT lembra *“a incorporação de outros gases renováveis com baixo teor de carbono que irão ser adicionados ao fluxo atual. Nesse sentido, importa que seja apurada uma estimativa para o volume total de gás a ser veiculado nas redes a fim de tornar perceptível o impacto tarifário que, de facto, estes investimentos irão ter”*.

Nesta mesma ótica, o CC defende que, tendo em conta a progressão da mistura de gases renováveis e de baixo teor carbónico e a gradual adaptação das infraestruturas a índices superiores de percentagem de hidrogénio, as previsões de procura de gás natural devem ter em consideração a maior penetração do hidrogénio em termos energéticos no SNG e na utilização dos setores industrial e dos transportes.

3.5 PERSPETIVA REGULAMENTAR DOS VETORES ENERGÉTICOS DO HIDROGÉNIO E DO GÁS NATURAL

O CT dedica particular atenção à integração do vetor hidrogénio no setor do gás natural e ao modelo subjacente a essa mesma integração, em particular em termos de sustentabilidade económica.

O CT enquadra a sua posição com a visão da ERSE, expressa no seu Plano Estratégico 2023-2027, nos termos da dinâmica regulatória e dos princípios subjacentes à estratégia europeia e nacional, relativamente aos vetores energéticos, com a referência à aposta europeia no desenvolvimento do setor do hidrogénio, assim como de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, como são o biogás, biometano, metano sintético, entre outros. Detalhando a estratégia, o CT recorda que, para além da integração desses gases renováveis, a mesma passa ainda pela produção de eletricidade a partir de fontes renováveis e pela eletrificação de consumos, quando possível, para a substituição de consumo de combustíveis fósseis.

Por outro lado, face aos períodos razoavelmente longos para o desenvolvimento e implementação destes projetos, o CT alerta para *“a necessidade de serem criadas as condições que permitam avançar com estes projetos a tempo de serem materiais para a consecução dos objetivos, nomeadamente:*

- *Desenho da nova estrutura de mercado, com definição concreta do contexto regulatório e fiscal a que cada agente está sujeito, dando previsibilidade ao retorno dos investimentos privados associadas aos três pilares indicados: Produção, Transporte/Distribuição e Uso/Consumo.*
- *Definição da estratégia e necessidade de orientações legislativas a adotar quanto ao plano de desenvolvimento das redes de gás, nomeadamente redes que veiculam um blending de gás natural, biometano e hidrogénio e/ou redes dedicadas a este último num quadro de acesso público.*
- *Maximização da utilização dos mecanismos europeus de financiamento da execução das infraestruturas, de modo a limitar, ou mesmo desonerar, as faturas dos utilizadores.*
- *Estabelecer os indispensáveis mecanismos de governança deste renovado setor da veiculação de gás, incluindo modelos de gestão e de financiamento adequados que permitam suportar as decisões de investimentos privados na produção e consumo de gases renováveis.*
- *Desenvolver um quadro de integração de infraestruturas de transporte e distribuição das redes existentes e a construir, para fornecimento de gases, incluindo os renováveis, na maior gama possível de misturas, de forma a assegurar a sua disponibilização ao maior número de utilizadores.*
- *Estabelecimento dos modelos de acesso às redes, quer do lado do consumo quer do lado da injeção e exportação, garantindo previsibilidade aos vários modelos de negócio”.*

Nesse sentido, o CT considera que urge *“o apuramento do potencial de consumo, produção e injeção de gases renováveis de forma a ser elaborado um plano global de desenvolvimento das redes, incluindo a interligação e adaptação das existentes, que permita a ligação a pontos de produção/injeção e pontos de consumo relevantes, criando assim condições para um investimento produtivo otimizado e, ao mesmo tempo, contribuindo para o cumprimento das metas nacionais de descarbonização”*.

O CT alerta também para a *“necessidade de previsão, desde já, do modelo de transição económica de uma rede exclusiva de gás natural para uma rede em que coexistam troços com blending de gases e troços dedicados a hidrogénio, em especial no que se refere aos custos imputados nas tarifas de acesso”*. Entende, por fim, que *“esta estratégia de descarbonização terá de servir os interesses dos consumidores nacionais e os objetivos de descarbonização de forma progressiva, harmonizada e sustentada, permitindo assim a criação de valor no país e o seu desenvolvimento económico e social”*.

4 TEMAS ADICIONAIS SUSCITADOS NO ÂMBITO DA CONSULTA

4.1 INFRAESTRUTURA DE GNL “SHORE TO SHIP”

A Gas Nat considera que, uma vez que a utilização do GNL na produção elétrica na Madeira está confirmada e que existe também a possibilidade de alargar a sua utilização a outra central térmica instalada naquela região tal como nos Açores, a criação duma infraestrutura de tipo “*shore to ship*” deve ser sempre considerada. Entende a Gas Nat que esta infraestrutura daria maior flexibilidade aos agentes de mercado, quando comparada com a nova infraestrutura de tipo “*ship to ship*”, criando, assim, uma verdadeira situação de concorrência.

Não discordando do investimento já aprovado na infraestrutura “*ship to ship*”, a empresa refere que falta, agora, a descrição precisa do funcionamento deste serviço assim como o seu tarifário, que não estão incluídos na versão atual das tarifas para o ano gás 2023–2024.

4.2 IMPACTO TARIFÁRIO

Sobre os impactos tarifários apresentados na proposta de PDIRG 2023, a Sonorgás refere que carecem de “aprimoramento”, em primeiro lugar, quanto aos valores dos investimentos; em segundo, quanto aos acertos e derrapagens e, em terceiro, quanto às imprevisibilidades. Esta empresa considera que, antes da aprovação do PDIRG 2023, devem ser conhecidos os impactos tarifários correspondentes e quais os valores de participação europeia e nacional.

A CIP menciona que os impactos tarifários associados à proposta de PDIRG 2023, tal como a evolução da incidência nas Tarifas de Acesso às Redes dos custos associados à Rede de Transporte e às Redes de Distribuição, dependerão do comportamento da procura e faz referência a análise de impacto da REN e da ERSE, que perspetivam aumentos dos proveitos unitários permitidos e, por consequência, nas tarifas de acesso às redes de gás.

O CC “*entende que deverão ser ponderadas soluções que permitem a minimização de custos de transição e evitar sobrecarregar os atuais consumidores de gás, garantindo a sustentabilidade do SNG, tendo em conta os elevados montantes em jogo e o potencial de redução do consumo dos mesmos no futuro*”.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

