



Consulta Pública 85: Plano decenal indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período 2020-2029

Comentários da EDP à proposta do PDIRGN 2019, elaborada pela REN Gasodutos e submetida a Consulta Pública pela ERSE



1 Considerações Gerais

No âmbito da consulta pública lançada pela ERSE sobre a proposta de Plano decenal indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT (PDIRGN) para o período 2020-2029, elaborada pela REN Gasodutos, no âmbito do disposto no Decreto-Lei n.º 140/2006 2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, o grupo EDP considera oportuno apresentar os comentários contidos neste documento, na expectativa de contribuir positivamente para o desenvolvimento sustentado do sector do gás natural em Portugal.

A elaboração dos PDIRGN, tem vindo a sofrer alterações nos últimos anos, não só como consequência das alterações introduzidas na legislação, mas também de forma a ter em conta os comentários efetuados aos exercícios anteriores, designadamente pela ERSE, DGEG e diversos *stakeholders* do sector.

As melhorias introduzidas no presente PDIRGN, nomeadamente a análise da taxa de utilização das infra-estruturas da RNTIAT nos dois anos anteriores ao exercício do PDIRGN, a identificação dos projetos aprovados em anteriores exercícios do PDIRGN com impacto nos anos abrangidos pelo presente exercício, a classificação dos projetos em base, complementares e complementares duplamente dependentes, permitem uma leitura mais eficaz do documento e uma maior perceção dos montantes envolvidos no curto médio ou longo prazo.

Notamos também a adoção de três cenários de evolução da procura, que procuram refletir alterações nos consumos dos vários segmentos de clientes e sobretudo o tempo de vida útil das centrais termoelétricas a carvão de Sines e Pego, assim como da Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro. No entanto, e apesar de estarmos cientes de que estes exercícios têm um tempo de elaboração e circuito de aprovações longo, não podemos deixar de salientar que à data da presente consulta, quase um ano após o término da elaboração do documento em análise, em Julho de 2019, qualquer dos cenários analisados está ultrapassado, nomeadamente no que respeita à data de encerramento das centrais nacionais a carvão, anunciada pelo governo para o ano 2023.

Tal como já referido a propósito do PDIRGN 2017, a classificação dos projetos de investimento incluídos no exercício em base – ou de curto prazo e numa lógica de assegurar o regular funcionamento das infra-estruturas e o cumprimento dos requisitos legais e regulamentares em termos de segurança de abastecimento e de qualidade de serviço e em complementares – ou de médio/longo prazo, de carácter mais estratégico é muito positiva, pois permite uma análise clara dos impactos tarifários que podem estar associados a decisões de investimento de carácter mais estratégico.

Já a criação de uma terceira classe de projetos neste PDIRGN19, os projetos complementares duplamente dependentes, surge das decisões entretanto assumidas a nível europeu e nacional, de só se avançar com a construção da terceira ligação entre Portugal e Espanha, caso se avance com a ligação entre Espanha e França. Mais uma vez também aqui, se realça a necessidade de tornar estes exercícios mais flexíveis para que possam incorporar decisões estratégicas entretanto assumidas, tal como a decisão de não se avançar com a construção da ligação entre Espanha e França.



Adicionalmente, e tal como já referimos em comentários anteriores, a atual proposta do PDIRGN19 vem evidenciar a necessidade urgente de que as entidades competentes promovam uma análise abrangente e de longo prazo sobre o sector energético português, e sobre as interligações entre o sector elétrico e o sector do gás natural em particular, envolvendo os vários *stakeholders* nesse estudo de forma a garantir uma correta identificação de todas as variáveis e respetivos impactos.

Efetivamente, o investimento associado aos projetos base, de 25,7 M€ de acordo com a ERSE, é bastante moderado e com impacto tarifário muito reduzido.

Já o investimento associado aos projetos complementares, que englobam essencialmente a adaptação do cais de acostagem do terminal de GNL de Sines para permitir o abastecimento de “bancas” de GNL, pode variar de forma muito significativa, consoante a solução adotada passe pela adaptação do cais existente, envolvendo um investimento da ordem dos 8 a 10 M€, ou pela construção de um novo cais para abastecimento de navios, que já implica um investimento de aproximadamente 40 a 50 M€.

A opção identificada pela REN como mais vantajosa, a de adaptação do cais existente, carece, quanto a nós, de maior ponderação em função, quer da atual utilização intensiva do terminal de GNL de Sines, quer da perspectiva de utilização futura, em função das opções que se venham a tomar no âmbito da transição energética com vista à descarbonização. Não sendo objeto de aprovação no âmbito do PDIRGN19, sugerimos que até ao próximo exercício, em 2021, a ERSE, em conjunto com o governo e os *stakeholders* do sector, promova esta reflexão.

Já no que respeita ao projeto da terceira ligação entre Portugal e Espanha, classificado como projeto complementar duplamente dependente, consideramos que as condições prévias à sua aprovação: obtenção de subsídio ao investimento através da inclusão na lista de projetos europeus de interesse comum e aprovação da ligação entre Espanha e França (projeto STEP), estão já ultrapassadas. Este projeto, que envolvia um investimento aproximado de 140 M€, seria o que ainda assim deveria ser melhor ponderado, no âmbito da transição energética e descarbonização e à luz das boas práticas identificadas pela união europeia, de evitar a criação de *stranded costs* num quadro de progressiva redução da utilização do gás natural, a longo prazo.

Relativamente à segurança de abastecimento, e mais especificamente no que respeita a análise do impacto da introdução de medidas de gestão da procura no estudo do cumprimento da regra “n-1”, entendemos o racional apresentado pela ERSE para não as considerar, de que na regulamentação europeia estas medidas só podem ser implementadas em mercado, de forma voluntária e com preços estabelecidos bem definidos em legislação própria para o efeito. Note-se que esta justificação já havia sido apresentada pela ERSE aquando do exercício anterior, o PDIRGN17.

Tal como referimos na altura, voltamos a salientar que consideramos que uma análise adequada dos potenciais benefícios que a introdução deste tipo de medidas no sector do gás natural português poderia aportar, na medida em que se poderia identificar qual a redução induzida nos investimentos adicionais necessários para o cumprimento da regra “n-1” para os mesmos cenários de evolução da procura, seria muito positiva e poderia contribuir para que se discutisse a necessidade de introdução na legislação nacional deste tipo de medidas.



2 Conclusão

Tendo em consideração o volume de investimento apresentado pela REN para “decisão final de investimento” no presente exercício de PDIRGN19, de 25,7 M€ para projetos unicamente relacionados com a segurança de abastecimento, fiabilidade das infra- estruturas e manutenção da qualidade de serviço, parece-nos que a principal conclusão a retirar do presente exercício é a necessidade de no curto prazo os *stakeholders* do sector, incluindo a ERSE e DGEG, promoverem uma reflexão profunda sobre o futuro do sector do gás natural em Portugal no âmbito dos objetivos traçados na política energética.

Esta reflexão deve abordar, nomeadamente, o papel do gás natural enquanto combustível de transição para a descarbonização, a necessidade de assegurar que as infra- estruturas existentes permitem a descarbonização do próprio gás natural, através da produção e veiculação de hidrogénio e biogás na rede de transporte, a sustentabilidade do sistema evitando a criação de infra- estruturas ociosas, através da sua adaptação a outros fins sempre que possível (caso da alteração do terminal de Sines para permitir o abastecimento de “bancas de GNL), ou o impacto das soluções que promovem uma maior interligação entre o sector do gás natural e o sector elétrico, o *sector coupling*, que pode implicar, por exemplo, uma maior utilização das infra-estruturas de armazenamento subterrâneo.