De: Joana Simões
Enviado: quinta-feira, 15 de fevereiro de 2018 17:34
Para: PDIR GN
Assunto: FW: 62ª Consulta Pública - Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL para o período 2018-2027 - R- Técnicos/ 600
Anexos: Consulta Pública PDIRGN2017_Comentários EDP_vf.pdf

Exmos. Senhores,

Junto se enviam os comentários do Grupo EDP, no âmbito da 62ª consulta pública relativa ao Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período 2018-2027 (PDIRGN 2017).

Encontramo-nos disponíveis para prestar os esclarecimentos que entendam como relevantes.

Com os melhores cumprimentos,

Joana Simões
EDP - ENERGIAS DE PORTUGAL SA
Direção de Regulação e Concorrência
Av. 24 Julho, 12
LISBOA, PT

Esta mensagem e os ficheiros anexos podem conter informação confidencial ou reservada. Se, por engano, receber esta mensagem, solicita-se que informe de imediato o remetente e que elimine a mensagem e ficheiros anexos sem os reproduzir.

This message and any files herewith attached may contain confidential or privileged information. If you receive this message in error, please notify us immediately and delete this message and any files attached without copying them in any way.

Este mensaje, asi como los archivos anexos, pueden contener informacion reservada o confidencial. Si Usted recibe este mensaje por error, le rogamos que informe de inmediato al remitente y elimine el mensaje y los ficheros anexos, sin reproducirlos en modo alguno.

Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período 2018-2027

Comentários da EDP à proposta do PDIRGN 2017, elaborada pela REN Gasodutos e submetida a Consulta Pública pela ERSE

EDP- Energias de Portugal, S.A.

1. Enquadramento

A REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL para o período 2018-2027 (PDIRGN 2017).

Por sua vez, a DGEG comunicou à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) a proposta recebida, sendo que a ERSE apresentou, no passado dia 29 de dezembro de 2017, a 62.ª Consulta Pública sobre o PDIRGN 2017.

Na proposta de PDIRGN 2017, são colocadas questões sobre os seguintes temas:

- Custos de investimento
- Critérios e Princípios de Segurança do Aprovisionamento
- Planeamento
- Previsões da Procura
- Previsões da Oferta
- Valorização dos Benefícios / Análise Custo – Benefício e Priorização de Investimentos
- Futuro do Setor do Gás Natural em Portugal e na Europa
- Custos de Investimento e Impactos Tarifários

Neste contexto, a EDP- Energias de Portugal, S.A. (doravante designada por "EDP") congratula-se com a oportunidade de transmitir a V. Exas. um conjunto de comentários que considera relevantes, esperando contribuir positivamente para o desenvolvimento sustentado do setor do gás natural em Portugal.

2. Considerações gerais

O PDIRGN2017 apresenta uma evolução muito positiva no documento apresentado, tanto ao nível da sua organização como do seu conteúdo, resultando numa leitura mais clara e possibilitando uma análise mais fundamentada por parte dos diversos *stakeholders*.

Consideramos também relevante salientar a opção da REN, em nossa opinião, positiva, em organizar os projetos de investimento identificados no PDIRD em duas classes:

- **Projetos Base**- que incluem os investimentos de continuidade, isto é, que têm uma lógica de reposição/manutenção da rede existente

- **Projetos Complementares**- de carácter mais estratégico e que dependem não só de aprovação por parte do Concedente como também das opções de política energética que vierem a ser tomadas em Portugal e/ou na Europa

Efetivamente, ao classificar-se os projetos de investimento nestas das tipologias, identificando aqueles que devem ser executados no futuro próximo – projetos base, a implementar nos primeiros cinco anos do horizonte em análise – e os que, em princípio, só ocorrerão na segunda metade da década em estudo, os projetos complementares, e calculando os potenciais impactos tarifários decorrentes de cada uma delas, esta proposta permite uma leitura mais clara e objetiva, sendo possível também identificar com maior precisão e transparência os impactos esperados de projetos que resultem de decisões de carácter estratégico.

Por outro lado, consideramos que a atual proposta do PDIRGN 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.

3. Comentários específicos

3.1. Custos de investimento

A EDP considera que o investimento total associado aos projetos base, de 45 milhões de euros para um período de 5 anos (2018 a 2022) é bastante prudente e com um impacto tarifário reduzido, ao passo que o investimento associado aos projetos complementares, de 224 milhões de euros, é bastante mais ambicioso e com impacto mais significativo.

Desta forma, consideramos que apesar destes projetos complementares estarem já identificados no atual PDIRGN2017, ainda que dependentes de fatores externos à REN, tal não deve evitar que se efetive uma discussão alargada e específica, se e quando esses fatores externos se venham a concretizar, sobre a necessidade real de se avançar com o seu desenvolvimento.

3.2. Critérios e Princípios de Segurança do Aprovisionamento

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.

Ainda assim, 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.

3.3. Previsões da Procura

No que respeita aos cenários de procura assumidos no PDIRGN2017, e, tal como já se referiu a propósito do PDIRGN2015, na ausência de informação objetiva sobre o futuro das centrais termoelétricas a carvão de Sines e do Pego, consideramos adequada a abordagem da REN ao definir três cenários de procura:

- um **cenário superior** que contempla um crescimento económico mais elevado e uma utilização mais agressiva de centrais de ciclo combinado a gás natural por via da desclassificação das centrais a carvão no final dos respetivos CAE/PPA (2018 – Sines e 2022 – Pego)

- um **cenário central**, que considera um crescimento económico moderado e o descomissionamento de Sines em 2025 (as restantes centrais no termo dos seus CAE/PPA)

- um **novo cenário, inferior**, que considera um crescimento económico pessimista e o descomissionamento das centrais a carvão e da tapada do outeiro a gás natural entre 2025 e 2030

Concordamos também com a opção da REN em utilizar os cenários central e inferior como base para as suas análises e consequentes decisões de investimento, apesar da utilização do cenário superior, em nossa opinião já ultrapassado, para estudos de resiliência do sistema.

Efetivamente, o cenário superior contemplava o descomissionamento da central termoelétrica de Sines em 2018, o que não irá acontecer. Não obstante, a evolução recente do regime fiscal aplicável às centrais a carvão, nomeadamente do regime que resulta da Lei do Orçamento do Estado para 2018 que determina a eliminação gradual da isenção do ISP e adicionamento CO2 até 2022, coloca desafios importantes à continuidade e operação da central de Sines.

Com efeito, e a manter-se o referido regime fiscal e sob determinadas condições de mercado, não será de afastar um cenário de descomissionamento antecipado da central de Sines para 2020, pois poderá colocar-se em causa a sua viabilidade económica.

Análises efetuadas demonstram que o encerramento da central de Sines teria diversos impactos nefastos para o Sistema Elétrico Nacional e para a economia do país em particular, nomeadamente:

- aumento do preço do mercado grossista por substituição por outras fontes mais caras
- aumento das importações com impacto negativo nas contas externas
- aumento do nível de emissões de CO2 a nível ibérico pelo facto da central de Sines ser uma das centrais ibéricas mais eficientes
- a nível de segurança de abastecimento por mitigar a diversificação do *mix* tecnológico de produção e devido à importância que a central assume no abastecimento do sul do país

Ainda assim, a sua consideração para testar a resiliência do sistema face a uma utilização mais irregular, com períodos de fraca produção e outros de produção intensiva, das centrais de ciclo combinado, parece-nos adequada e evidencia mais uma vez a necessidade de se promover o quanto antes uma avaliação estratégica da interação entre os sistemas elétrico e de gás natural, que deverá aumentar no futuro, fruto do incremento expectável da produção de energia renovável, por um lado, e da antecipada redução de produção em centrais a carvão, por outro, num contexto de descarbonização do sector energético.

Deste modo, consideramos fundamental que nesta avaliação seja considerado também o contributo histórico e atual das centrais de ciclo combinado para a competitividade e sustentabilidade do sector do gás natural, de forma a que possa ser evitada a introdução de medidas que penalizem de forma menos justificada o funcionamento destas centrais em mercado já que, efetivamente, é a componente de consumo de gás natural associado ao mercado elétrico que pode ter maior impacto nas opções de desenvolvimento do Sistema Nacional de Gás Natural.

4. Conclusão

Como conclusão dos nossos comentários, consideramos que a proposta de PDIRGN2017 apresentada a consulta pública se encontra bem estruturada e apresentada, evidenciando a necessidade urgente de que seja promovida pelas entidades competentes, com envolvimento alargado dos vários *stakeholders*, uma discussão alargada sobre os vetores estratégicos de desenvolvimento do setor do gás natural em Portugal.