

**PARECER DA ERSE ÀS PROPOSTAS DE PLANO
PREVENTIVO DE AÇÃO PARA O SISTEMA NACIONAL DE
GÁS NATURAL E DE PLANO DE EMERGÊNCIA PARA O
SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL**

Setembro 2017

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 1 |
| 2 | PROPOSTA DE PLANO PREVENTIVO DE AÇÃO (PPA)..... | 3 |
| 2.1 | Previsões da procura de gás natural | 3 |
| 2.2 | Norma relativa às Infraestruturas (artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010) | 4 |
| 2.2.1 | Definições relativas à oferta | 5 |
| 2.2.2 | Definições relativas à procura | 8 |
| 2.2.3 | Aplicação do critério N-1 | 10 |
| 2.3 | Normas relativas ao aprovisionamento..... | 12 |
| 2.4 | Cenários de risco e estratégias de Risco | 12 |
| 2.5 | Conclusões à análise da proposta de PPA..... | 14 |
| 3 | PROPOSTA DE PLANO DE EMERGÊNCIA (PE)..... | 15 |
| 3.1 | Operação normal do sistema | 15 |
| 3.2 | Nível de alerta precoce e nível de alerta | 16 |
| 3.3 | Nível de emergência | 17 |
| 3.4 | Conclusões à análise da proposta de PE | 17 |

1 INTRODUÇÃO

O Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás, estabelece no seu artigo 4.º as obrigações por parte das autoridades competentes de cada Estado-Membro relativamente à elaboração de um Plano Preventivo de Ação (PPA) e de um Plano de Emergência (PE).

O mesmo artigo refere que o PPA e o PE devem ter em linha de conta consultas prévias às “empresas de gás natural”, às “organizações representativas dos interesses dos clientes domésticos e dos clientes industriais de gás relevantes” e à entidade reguladora nacional.

Neste sentido, a autoridade competente nacional nos termos do referido regulamento comunitário, a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), promoveu uma consulta pública durante o passado mês de Agosto.

Nos termos desta consulta pública, a ERSE manifesta a sua opinião sobre a proposta de PPA e de PE no presente documento, referindo, porém, que algumas das matérias são comuns ao Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL para o período 2016-2026, também designado por PDIRGN 2015, cujo parecer de 15 de fevereiro de 2016 deve ser considerado pela DGEG sempre que as matérias se sobreponham.

Em termos genéricos as propostas de PPA e de PE vão ao encontro das disposições do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho. No entanto, a ERSE considera que, desde a publicação do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, foram publicados outros regulamentos comunitários que, pela sua importância e interação na temática da segurança do aprovisionamento de gás natural, deveriam merecer especial atenção. Referimo-nos em concreto aos seguintes:

- O Regulamento (UE) nº 984/2013, de 14 de outubro, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás;
- O Regulamento (UE) nº 312/2014, de 26 de março, que institui o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás;
- O Regulamento (UE) nº 2015/703, de 30 de abril, que institui o código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados.

Com efeito, o código de rede para compensação das redes de transporte de gás e, com menor ênfase, os códigos de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás e para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados, impactam bastante a proposta de PE colocado em consulta, sendo as medidas nele apresentadas representativas do enquadramento regulamentar existente antes da publicação destes regulamentos.

A ERSE manifesta algum desacordo pela forma como é verificado o cumprimento do disposto nas normas relativas a infraestruturas, estabelecidas no artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho. Com efeito, a forma como se aplica o critério N-1 não cumpre o estabelecido no referido regulamento comunitário tanto ao nível das “definições relativas à oferta” como nas “definições relativas à procura”.

No que respeita à Avaliação dos Cenários de Risco, a ERSE concorda com a análise apresentada pela DGEG sublinhando não existirem à partida o que se designa por “riscos inaceitáveis” e que os “riscos médios”, apresentados na tabela 13 da proposta de PPA, tem quantificadas previsões sobre o volume anual de gás não fornecido que, no limite, poderia chegar a 6,2GWh (que corresponde a 2,75% da ponta histórica de consumo de gás natural no SNGN, ocorrida no ano de 2010). Para além disso, outro dos impactos de risco de maior visibilidade apresentados na tabela 13 da proposta de PPA refere-se a um valor máximo de 450GWh de gás comprado em mercado SPOT, o que também é indicativo do nível baixo de risco a que o SNGN se encontra exposto.

São apresentadas na proposta de PPA as estratégias de risco, as quais eliminam ou reduzem os riscos elencados para a situação atual (sem medidas de prevenção e/ou proteção), eliminando o volume de gás não fornecido anualmente e as quantidades compradas no mercado SPOT em todos os cenários. As medidas das estratégias de risco assentam na consolidação dos mercados e sensibilização dos intervenientes no setor do gás natural, com as quais a ERSE concorda inteiramente, e na continuação dos grandes investimentos na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), sobre as quais se manifestam algumas reservas.

Nos capítulos seguintes apresentam-se com maior detalhe os aspetos que, na opinião da ERSE, deveriam ser revistos na proposta de PPA e de PE colocados em consulta pública.

2 PROPOSTA DE PLANO PREVENTIVO DE AÇÃO (PPA)

2.1 PREVISÕES DA PROCURA DE GÁS NATURAL

A proposta de PPA apresenta um conjunto de previsões relativas à procura anual e às pontas de consumo, para o período de 2017 e 2025.

A previsão dos consumos anuais apresenta os cenários central e superior, considerando (ou não) a desclassificação da central termoelétrica de Sines, a carvão, no ano 2018. As pontas de consumo apresentam igualmente os cenários central e superior, com e sem desclassificação da central termoelétrica de Sines, distinguindo ainda a ponta provável e a ponta extrema. A proposta de PPA remete para o documento de Avaliação de Riscos do SNGN 2016 a proveniência das previsões de consumo anual e pontas, sendo omissas nas metodologias adotadas.

Sendo a proposta de PPA um documento autónomo, a ERSE sugere que se identifique, no mínimo, a que correspondem os cenários central e superior, bem como as circunstâncias a que correspondem as pontas provável e extrema.

Tendo em conta o estabelecido no n.º 1 do artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, no que respeita aos testes de resiliência do SNGN em matéria de infraestruturas, em particular a referência explícita a “um dia de procura de gás exceção elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos”, considera-se como referência a ponta extrema do cenário superior, relativamente ao mercado convencional, e as pontas extremas do mercado elétrico com e sem desclassificação da central termoelétrica de Sines a carvão. A tabela n.º 1 seguinte resume os cenários referidos.

Tabela n.º 1 – Pontas de consumo para o período 2017-2025

| Unid: GWh/dia | 2017 | 2018 | 2019 | 2010 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Mercado Convencional | 145 | 148 | 149 | 151 | 152 | 154 | 155 | 157 | 158 |
| Mercado Elétrico (s/ desclassificação de Sines) | 106 | 108 | 102 | 96 | 95 | 109 | 109 | 109 | 109 |
| Mercado Elétrico (c/ desclassificação de Sines) | 107 | 133 | 128 | 128 | 128 | 133 | 137 | 142 | 147 |
| TOTAL (s/ desclassificação de Sines) | 251 | 256 | 251 | 247 | 247 | 263 | 264 | 266 | 267 |
| TOTAL (c/ desclassificação de Sines) | 252 | 281 | 277 | 279 | 280 | 287 | 292 | 299 | 305 |

Fonte: DGEG (2017), Proposta de PPA

Importa referir que estas pontas são as consideradas para a simulação das normas relativas às infraestruturas, estabelecidas no artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, que claramente se distinguem do que, em termos probabilísticos, será de esperar das pontas de consumo anuais dos próximos anos.

DESCCLASSIFICAÇÃO DA CENTRAL TERMOELÉTRICA DE SINES

O Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030, publicado pela DGEG em janeiro de 2017, dá como facto adquirido a não construção da central de Sines de ciclo combinado (800 MW), e apresenta duas estratégias de crescimento para a oferta de capacidade de produção (designadas por “Trajetória A” e “Trajetória B”). A “Trajetória A” “considera o prolongamento” do funcionamento “no horizonte 2017-2025, em condições mercado favoráveis”, da Central a carvão de Sines; e a “Trajetória B”, “admite as datas de descomissionamento das centrais térmicas de acordo com o que está estabelecido nos contratos de exploração em relação às datas de término dos contratos de aquisição de energia.” Por conseguinte, a “Trajetória B” e a “Trajetória A” correspondem ao cenário com e sem desclassificação da central termoeleétrica de Sines, respetivamente.

Na mesma linha de orientação, a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT para o período 2018-2027 (enviado pela DGEG à ERSE em julho último) adota a “Trajetória A” que considera que a Central de Sines apenas será desclassificada em 2025. Consequentemente, e tendo em conta a informação disponível no momento, este cenário afigura-se o mais provável.

2.2 NORMA RELATIVA ÀS INFRAESTRUTURAS (ARTIGO 6.º DO REGULAMENTO (UE) N.º 994/2010)

Conforme referido na introdução deste documento e expresso no anterior parecer da ERSE às propostas de PPA (de junho de 2015), a ERSE volta a manifestar o seu desacordo sobre forma como a DGEG apresenta a aplicação do critério N-1, estabelecido no artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, referente às normas relativas às infraestruturas.

Com efeito o critério N-1 resulta da aplicação das fórmulas apresentadas no Anexo I do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, que transcrevemos de seguida:

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, \quad \text{com } N - 1 \geq 100\%$$

sendo:

EP_m : o somatório das capacidades técnicas dos pontos de entrada transfronteiriços (interligações);

P_m : a capacidade técnica de produção máxima que, no SNGN, corresponde a zero;

S_m : a soma das capacidades técnicas de extração diária máximas de todas as instalações de armazenamento;

LNG_m : a capacidade técnica máxima das instalações de GNL;

I_m : a capacidade técnica da maior infraestrutura individual de gás;

D_{max} : procura diária de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Considerando medidas baseadas na procura temos:

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, \text{ com } N - 1 \geq 100\%$$

sendo:

D_{eff} : “A parte da D_{max} que, em caso de perturbação do aprovisionamento, pode ser colmatada de forma suficiente e em tempo útil através de medidas centradas na procura e com base no mercado, em conformidade com o disposto na alínea b) do n.º1 do artigo 5.º e no n.º 2 do artigo 6.º” do Regulamento (UE) n.º 994/2010.

Nas fórmulas apresentadas anteriormente, os parâmetros EP_m , S_m , LNG_m e I_m são referidos no regulamento comunitário como “definições relativas à oferta” e os D_{max} e D_{eff} “definições relativas à procura”.

2.2.1 DEFINIÇÕES RELATIVAS À OFERTA

A tabela n.º 2 apresenta as capacidades técnicas máximas dos pontos de entrada na RNTGN que, conforme as disposições do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, estabelecem os parâmetros de aplicação das fórmulas N-1 designadas como “definições relativas à oferta”.

Para além das capacidades técnicas máximas, a tabela n.º 2 apresenta as capacidades disponíveis para fins comerciais, oferecidas em base firme, e a capacidade de extração do armazenamento subterrâneo no caso de se observar um “volume operacional AS Carriço inferior a 60% (<2303 GWh)”.

Tabela n.º 2 – Capacidade nos pontos de entrada da rede de transporte

| <i>Unid: GWh/dia</i> | Capacidade Técnica Máxima | Capacidade oferecida ao mercado em base firme | “volume operacional AS carricho inferior a 60%” |
|--|----------------------------------|--|--|
| EP_m : somatório dos pontos das interligações | 164 (134+30) (a) | 144 (134+10) (a) | NA |
| S_m : extração do armazenamento subterrâneo do Carricho | 129 | NA | 71 |
| LNG_m : terminal de GNL de Sines | 229 | 229 | NA |
| I_m : capacidade da maior infraestrutura individual de gás | 229 | 229 | NA |
| TOTAL ($EP_m + S_m + LNG_m - I_m$) | 293 | 273 (b) | 215 (c) |

(a) Interligação de Campo Maior + Valença do Minho

(b) O total é calculado considerando $S_m = 129$ GWh/dia;

(c) O total é calculado considerando $EP_m = 144$ GWh/dia e $LNG_m = I_m = 229$ GWh/dia

Fonte: ERSE

Neste aspeto a ERSE é particularmente crítica da abordagem adotada pela proposta de PPA na parametrização das “definições relativas à oferta”, sobretudo quando o Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, estabelece que os valores a considerar reportam às capacidades técnicas máximas.

A aplicação do critério N-1 é extremamente exigente em Portugal, uma vez que reduz a oferta de capacidade em entrada no SNGN em 43,8% (229 GWh/dia) face ao somatório das capacidades técnicas máximas (522 GWh/dia).

Parece de difícil compreensão que se agrave a cenarização estabelecida no Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, por uma ainda mais exigente, que, para além da indisponibilidade total no terminal de GNL de Sines, reduza a capacidade técnica máxima na interligação de Valença do Minho e no armazenamento subterrâneo de Sines em 66,7% e 44,9%, respetivamente.

A ERSE não se opõe a que a proposta de PPA simule os cenários mais restritivos possíveis, porém, por uma questão de clareza e rigor não se pode referir que estamos a simular a aplicação do artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, em particular que estamos a aplicar as fórmulas N-1 do Anexo I do referido regulamento comunitário.

INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

Conforme apresentado na tabela n.º 2, a capacidade técnica máxima de Valença do Minho corresponde a, no mínimo, 30 GWh/dia. Valor esse que, até 2014, correspondia à oferta de capacidade em base firme nessa infraestrutura.

A oferta de capacidade em base firme foi reduzida para 10 GWh/dia por restrições associadas aos cenários de operação do sistema gasista espanhol na zona da Galiza, associadas aos regimes de funcionamento do terminal de GNL de Mugardos. A atribuição de capacidade firme, harmonizada em ambos os lados da interligação (*bundled*) motivou esta redução que, contudo, não significa indisponibilidade física e permanente das infraestruturas.

Refira-se ainda sobre esta matéria que a oferta de capacidade em base interruptível, na interligação de Valença do Minho, só não avançou por não existirem congestionamentos nas interligações Portugal-Espanha e, também, por estar previsto ainda para 2017 a implementação de um mecanismo de *Oversubscription e Buy-Back* (OSBB)¹ com eventual oferta de capacidade firme acima da capacidade técnica máxima.

Pelas razões expostas, enquanto a capacidade técnica máxima é uma característica intrínseca das infraestruturas, a capacidade oferecida ao mercado tem um comportamento dinâmico que depende do tipo de produto de capacidade oferecido (firme, interruptível, harmonizado, etc.), da maturidade do produto (anual, trimestral, mensal, diário ou intradiário) e, até, do comportamento individual dos agentes de mercado que, no limite, poderá ocasionar situações de congestionamento contratual que se contrariam mediante oferta de capacidade acima da capacidade técnica máxima (OSBB).

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL DO CARRIÇO

A capacidade de armazenamento subterrâneo de gás natural na infraestrutura do Carriço observou nos últimos anos um reforço muito substancial, do qual se destaca a entrada em funcionamento das cavidades RENC-4, TGC-2 e TGC-6 nos anos de 2010, 2014 e 2015, respetivamente. No final de 2009 o armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço oferecia uma capacidade de 1459 GWh, sendo que, em 2016, essa oferta passou para 3839 GWh.

A taxa média de utilização do Carriço em 2015 e 2016 sofreu uma redução significativa quando comparada com as taxas médias de 2013 e 2014. Em termos médios observaram-se valores abaixo dos 60%, o que reflete que o investimento nas TGC-2 e TGC-6 foi muito para além das necessidades do mercado.

A ERSE não pode deixar de sublinhar a sua posição, nos sucessivos pareceres às propostas de Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL, também designados por PDIRGN, nos quais sempre manifestou grandes reservas à estratégia de expansão da capacidade de armazenamento na infraestrutura do Carriço,

¹ Estabelecido nos termos do anexo I, do Regulamento da Comissão Europeia n.º 715/2009 de 13 de julho, alterado pela Comissão Europeia através da Decisão 2012/490/UE de 24 de Agosto.

sustentada pela redução das obrigações de serviço público e pela baixa motivação do mercado para a subscrição de produtos de armazenamento com fins estritamente comerciais.

As restrições agora apresentadas na proposta de PPA², no que respeita à capacidade de extração da infraestrutura de armazenamento do Carriço refletem esse sobre-investimento. Porém, admitindo a concentração das reservas de segurança na infraestrutura do Carriço (que de acordo com a proposta de PPA terá um valor mínimo de 2777 GWh³, no ano 2017) essa restrição não se deveria colocar.

Por outro lado, com a implementação do Mecanismo de Continuidade no terminal de GNL de Sines, aprovado e publicado recentemente no Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas (MPAI), com a conseqüente necessidade de criação de um stock operacional no terminal de GNL, ao qual acrescem a capacidade de armazenamento de GNL destinado às janelas de descarga de metaneiros e às capacidades estritamente comerciais (com uma finalidade essencialmente logística e de curto prazo), serão fortes as restrições à constituição e manutenção de reservas de segurança em permanência nesta infraestrutura (terminal de GNL de Sines). Assim, a concentração das reservas de segurança na infraestrutura de gás natural do Carriço, não só se avizinha como provável, mas também como desejável.

Tendo em conta o exposto, este aspeto deverá ser atenuado nos próximos anos, sendo ainda de sublinhar que, de acordo com as disposições do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, este tipo de restrições não podem acrescer às já consideradas no artigo 6.º na verificação do cumprimento do critério N-1.

2.2.2 DEFINIÇÕES RELATIVAS À PROCURA

No que respeita a “definições relativas à procura”, a ERSE toma como válidos os valores apresentados na tabela n.º 1 que, nos termos do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, devem refletir o parâmetro D_{max} o qual será representativo de uma “procura diária total de gás (...) durante um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos”.

Porém, a ERSE também salienta que a proposta de PPA não considera as “medidas centradas do lado da procura” que, conforme o estabelecido no n.º 2 do artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro e, também, no seu Anexo I, deveriam ser consideradas.

² Ver tabela n.º2 do presente documento, relativo à capacidade de extração do armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço, caso se observe um volume operacional inferior a 60% (<2303 GWh), no qual se reduz este valor de 129GWh/dia para 71GWh/dia.

³ Ver tabela 10 da proposta de PPA.

MEDIDAS CENTRADAS NA PROCURA

As medidas centradas do lado da procura são refletidas no parâmetro D_{eff} que, conforme se referiu em 2.2 (2.º fórmula apresentada na página 4), aplicam o critério N-1 aliviando a procura máxima diária, D_{max} , dos consumos interruptíveis dos produtores de eletricidade em regime ordinário.

Esta abordagem é clara no Anexo I do regulamento, na definição de D_{eff} (transcrita na página 5). Com efeito, parece claro da própria proposta de PPA que as medidas do lado da procura incluem a interruptibilidade, podendo discutir-se se esta forma de interruptibilidade se baseia (ou não) no mercado.

Conforme se verifica na definição do parâmetro D_{eff} , a menção ao mercado é bastante genérica, não se entendendo claramente se se trata de um mercado de capacidade ou *commodity* ou, ainda, tratando-se de fornecimento de um combustível alternativo (fuelóleo), se o mercado também se estende neste caso ao fornecimento de produtos derivados do petróleo.

Sobre esta matéria, a legislação nacional é omissa, pelo que as orientações a seguir apenas podem resultar da interpretação do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, de cumprimento obrigatório a nível nacional.

A ERSE entende que dada a definição do parâmetro D_{eff} , estabelecida no Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, nada impede que a interruptibilidade dos produtores de eletricidade em regime ordinário possa ser aplicada na verificação do critério N-1. Isso confirma-se da leitura do Anexo II do referido regulamento comunitário no qual se apresenta a “lista de medidas baseadas no mercado que visam a segurança do aprovisionamento de gás”, as quais incluem nas “medidas relativas à procura” as “possibilidades de mudança de combustível, incluindo a utilização de combustíveis alternativos de substituição nas instalações industriais e nas centrais de produção elétrica”.

Refira-se ainda que na designação do parâmetro D_{eff} é feita uma referência explícita à alínea b) do n.º 1 do artigo 5.º, do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, que, por sua vez, remete para as normas relativas às infraestruturas (artigo 6.º) e, também, para “qualquer norma acrescida que incida sobre o aprovisionamento, nos termos do n.º 2 do artigo 8.º”. Não se compreende por isso que, na proposta de PPA, na abordagem ao artigo 8.º do regulamento comunitário se alivie a obrigação de constituição de reservas de segurança aos produtores de eletricidade em regime ordinário e que, por sua vez, na abordagem ao artigo 6.º do mesmo regulamento, se adote uma abordagem diferente.

A ERSE entende que Portugal, enquanto Estado-Membro, apenas está obrigado ao cumprimento do critério N-1, com aplicação de medidas centradas na procura. No entanto, admite que por uma questão de transparência se apresentem as simulações para ambas as situações, ou seja, com e sem medidas centradas na procura. Porém, não entende as motivações para apenas se apresentarem os casos mais

desfavoráveis ao SNGN, criando situações artificiais de eventual incumprimento do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro.

Por fim, calculando a procura máxima diária do mercado elétrico não interruptível, obtemos um valor que, no limite, não deverá ultrapassar os 87,3 GWh⁴, o que fica muito aquém da procura considerada pela DGEG (ver tabela n.º 1).

2.2.3 APLICAÇÃO DO CRITÉRIO N-1

A tabela n.º 3 apresenta, de acordo com os pressupostos expostos em 2.2.1 e 2.2.2 (justificados nas disposições do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro), a aplicação do critério N-1 relativo às normas relativas às infraestruturas (artigo 6.º) do referido regulamento comunitário.

⁴ Consumo máximo diário das centrais da TER e do Pego, com um rendimento de 0,55, operando em pleno 24 horas por dia ($\approx 2000 \times 24 \div 0,55 = 87\,272 \text{ MWh} = 87,3 \text{ GWh}$)

PARECER DA ERSE ÀS PROPOSTAS DE PLANO PREVENTIVO DE AÇÃO PARA O SISTEMA NACIONAL DE GÁS
NATURAL E DE PLANO DE EMERGÊNCIA PARA O SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL

Tabela n.º 3 – Aplicação do critério para o período 2017-2025

| Unid: GWh/dia | 2017 | 2018 | 2019 | 2010 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Mercado Convencional | 145 | 148 | 149 | 151 | 152 | 154 | 155 | 157 | 158 |
| Mercado Elétrico (s/ desclassificação da central de Sines) | 106 | 108 | 102 | 96 | 95 | 109 | 109 | 109 | 109 |
| Mercado Elétrico (c/ desclassificação da central de Sines) | 107 | 133 | 128 | 128 | 128 | 133 | 137 | 142 | 147 |
| Mercado Elétrico (c/ medidas baseadas na procura) | 87,3 | 87,3 | 87,3 | 87,3 | 87,3 | 87,3 | 87,3 | 87,3 | 87,3 |
| TOTAL Procura (s/ desclassificação da central de Sines) | 251 | 256 | 251 | 247 | 247 | 263 | 264 | 266 | 267 |
| TOTAL Procura (c/ desclassificação da central de Sines) | 252 | 281 | 277 | 279 | 280 | 287 | 292 | 299 | 305 |
| TOTAL Procura (c/ medidas baseadas na procura) | 232,3 | 235,3 | 236,3 | 238,3 | 239,3 | 241,3 | 242,3 | 244,3 | 245,3 |
| Interligações (Campo Maior + Valença do Minho) | 164 (134+30) | 164 (134+30) | 164 (134+30) | 164 (134+30) | 164 (134+30) | 164 (134+30) | 164 (134+30) | 164 (134+30) | 164 (134+30) |
| Armazenamento subterrâneo do Carriço | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 | 129 |
| Terminal de GNL de Sines | 229 | 229 | 229 | 229 | 229 | 229 | 229 | 229 | 229 |
| Maior Infraestrutura de aprovisionamento | 229 | 229 | 229 | 229 | 229 | 229 | 229 | 229 | 229 |
| TOTAL Oferta | 293 | 293 | 293 | 293 | 293 | 293 | 293 | 293 | 293 |
| N-1 (s/ desclassificação da central de Sines) | 116,7 | 114,5 | 116,7 | 118,6 | 118,6 | 111,4 | 111,0 | 110,2 | 109,7 |
| N-1 (c/ desclassificação da central de Sines) | 116,3 | 104,3 | 105,8 | 105,0 | 104,6 | 102,1 | 100,3 | 98,0 | 96,1 |
| N-1 (c/ medidas baseadas na procura) | 126,1 | 124,5 | 124,0 | 123,0 | 122,4 | 121,4 | 120,9 | 119,9 | 119,4 |

Fonte: ERSE

Conforme se pode verificar a aplicação do critério N-1 no SNGN cobre todos os cenários de procura, designadamente os cenários com e sem medidas centradas na procura e, ainda, sem medidas centradas na procura e considerando a desclassificação da central termoelétrica de Sines a carvão no ano 2018.

Note-se ainda que a única situação em que se verifica o não cumprimento do critério N-1 (apenas nos anos 2024 e 2025) corresponde ao cenário sem medidas centradas na procura e com a desclassificação da central termoelétrica de Sines. Contudo, este é um cenário pouco provável de acordo com o exposto no ponto 2.1 relativamente à desclassificação da central termoelétrica de Sines.

Sublinha-se ainda que, para o mercado convencional, considerou-se a ponta extrema do cenário superior, que, de entre todos os cenários apresentados pela DGE na proposta de PPA, é o mais exigente.

2.3 NORMAS RELATIVAS AO APROVISIONAMENTO

A ERSE constata que a proposta de PPA colocada em consulta pública refere que se cumprem a nível nacional as normas relativas ao aprovisionamento (artigo 8.º) estabelecidas no Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro.

Estas normas aplicam-se aos clientes protegidos, definidos no n.º 1, do artigo 2.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, cuja procura agregada equivale a 20% da procura nacional, sendo de sublinhar que este valor agregado corresponde ao máximo admissível no referido regulamento comunitário.

Nas simulações apresentadas na proposta de PPA as normas relativas ao aprovisionamento consideraram, ainda, os consumos dos produtores de eletricidade em regime ordinário não interruptíveis, conforme estabelecido no n.º 2, do artigo 50.º-A, do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro. Sobre esta matéria a ERSE refere que, nos termos do n.º 2 do artigo 8.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, “qualquer obrigação adicional imposta por razões de segurança do aprovisionamento de gás”, no que respeita às normas relativas ao aprovisionamento, deve “basear-se na avaliação de riscos” e refletir-se no PPA, pelo que se sugere que o PPA clarifique um pouco melhor esta opção.

A ERSE salienta ainda que pelo, levantamento das necessidades de reservas de segurança apresentadas na proposta de PPA, a referência às limitações na capacidade de extração da infraestrutura de armazenamento do Carriço parece ser pouco sustentável.

2.4 CENÁRIOS DE RISCO E ESTRATÉGIAS DE RISCO

Conforme a ERSE se havia pronunciado em 26 de abril de 2017 relativamente ao documento sobre a “Avaliação dos riscos que afetam o aprovisionamento de Gás Natural, período 2017-2025”, a matriz de risco apresentada parece ser plausível e realista face aos eventuais riscos a que o SNGN se encontra sujeito.

Não obstante os qualificativos adotados na classificação da probabilidade e da severidade, verifica-se que os riscos mais severos apresentam pouca probabilidade de ocorrência e as ocorrências mais prováveis têm pequeno impacto.

Com efeito, sublinha-se não existirem à partida o que se designa por “riscos inaceitáveis” e que os “riscos médios”, apresentados na tabela 13 da proposta de PPA, tem quantificadas previsões sobre o volume anual de gás não fornecido que, no limite, poderia chegar a 6,2GWh (que corresponde a 2,75% da ponta histórica de consumo de gás natural no SNGN, ocorrida no ano de 2010). Aponta-se também que outro dos impactos de risco de maior visibilidade apresentados na proposta de PPA refere-se a um valor máximo de 450GWh de gás comprado em mercado SPOT.

Esta matriz de risco reflete que, mesmo sem medidas de prevenção e/ou proteção, o SNGN é bastante fiável e oferece garantias razoáveis em matéria de segurança de abastecimento de gás.

As estratégias de risco apresentadas na proposta de PPA, integram as medidas de prevenção e proteção a implementar, as quais eliminam ou reduzem francamente os riscos elencados para a situação atual, em particular, eliminam o volume de gás não fornecido anualmente e as compras de gás em mercado SPOT para todos os cenários.

As medidas consideradas nas estratégias de risco assentam:

- na consolidação dos mercados, nomeadamente na implementação do polo nacional do MIBGAS, e na sensibilização dos intervenientes no setor do gás natural relativamente à diversificação das fontes de aprovisionamento, aperfeiçoamento dos acordos existentes, formas de contratação, etc., com as quais a ERSE concorda inteiramente;
- e, também, na continuação dos grandes investimentos na RNTGN, em particular a terceira interligação entre Portugal e Espanha e a estação de compressão do Carregado.

Sobre este segundo grupo de medidas a ERSE mantém algumas reservas, sobretudo porque não é claro que os benefícios obtidos superem claramente os custos associados.

Em matéria de segurança de abastecimento, são questionáveis os benefícios decorrentes da construção da terceira interligação entre Portugal e Espanha sobretudo quando o seu potencial depende bastante do desenvolvimento do MIDCAT/STEP⁵. Com efeito, os custos previstos para o STEP que resultaram do *Joint Technical Study* (JTS)⁶, envolvendo a Enagás, GRTgaz e TIGF, ascendem a 441,6 M€, para um pequeno reforço de capacidade técnica de 80 GWh/dia, de França para a Península Ibérica, sendo de salientar que os operadores franceses não asseguram que a oferta ao mercado possa ser concretizada em base firme. Estes dados são de certa forma desencorajadores e limitam grandemente o papel da terceira interligação entre Portugal e Espanha, como forma de diversificação das fontes de aprovisionamento no SNGN, integrando gás natural proveniente do centro da Europa.

⁵ Designação dos projetos de reforço de capacidade nas interligações França-Espanha.

⁶ JTS, June 2015, ENAGAS-GRTgaz-TIGF, EntsoG Transparency Platform and 2017 TYNDP.

A ERSE salienta ainda a contribuição do próximo 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), cuja discussão e consulta pública se pretende esclarecedora da real importância dos grandes investimentos na RNTGN para reforço da segurança do abastecimento, tendo em conta os custos associados e o impacto económico nos consumidores de gás natural.

2.5 CONCLUSÕES À ANÁLISE DA PROPOSTA DE PPA

Como conclusão, a ERSE sugere as seguintes alterações à proposta de PPA, antes de este ser aprovado:

- Atualização do enquadramento legislativo comunitário, incluindo o Regulamento (UE) n.º 984/2013, de 14 de outubro, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás, o Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, que institui o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás e o Regulamento (UE) n.º 2015/703, de 30 de abril, que institui o código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados.
- Revisão da aplicação do critério N-1, relativo às normas relativas às infraestruturas, estabelecidas nos termos do artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, alinhando a sua análise e verificação coerente com o referido regulamento comunitário.
- Incluir uma justificação mais clara relativamente à opção pela aplicação das normas relativas ao aprovisionamento, estabelecidas nos termos do artigo 8.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, aos consumos dos produtores de eletricidade em regime ordinário não interruptíveis.

3 PROPOSTA DE PLANO DE EMERGÊNCIA (PE)

A proposta de PE colocada em consulta vai ao encontro dos aspetos fundamentais do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de Outubro, porém, verifica-se que não leva em linha de conta as disposições do Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, que institui o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás.

O Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, é de cumprimento obrigatório por parte das empresas que atuam no sistema nacional, com especial ênfase para a REN Gasodutos na sua atividade de gestão técnica global do SNGN, sublinhando-se ainda que a implementação integral deste diploma ocorreu a 1 de outubro de 2016. Este regulamento comunitário foi transposto para o enquadramento regulatório nacional, em abril de 2016, com a publicação do Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) e, posteriormente em setembro de 2016, foi complementado com a publicação do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global (MPGTG) do SNGN.

A ERSE sugere que, no ponto 1.2 da proposta de PE, se incluam as seguintes referências:

- Regulamento (UE) n.º 984/2013, de 14 de outubro, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás;
- Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, que institui o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás;
- Regulamento (UE) n.º 2015/703, de 30 de abril, que institui o código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados;
- Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI);
- Regulamento do Acesso às Infraestruturas, Redes e às Interligações (RARII);
- Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global (MPGTG);
- Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas (MPAI).

3.1 OPERAÇÃO NORMAL DO SISTEMA

Antes da publicação do MPGTG, que implementou as regras de detalhe para o cumprimento do Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, a atuação da REN Gasodutos, enquanto Gestor Técnico Global (GTG) do SNGN, relativamente à compensação da RNTGN era, de uma certa forma, passiva. Com efeito, o GTG monitorizava a rede, mobilizava as reservas operacionais e, finalmente, cobrava encargos pelos desequilíbrios constatados. Por sua vez, competia aos agentes de mercado, após o dia gás, corrigirem as suas posições na rede de transporte.

O Regulamento (UE) nº 312/2014, de 26 de março, alterou por completo esse paradigma. O GTG continua a monitorizar, porém, está obrigado a uma prestação de informação no dia gás d-1, dia gás (d) e após o dia gás bastante mais exigente. No final do dia gás (d), o GTG determina os desequilíbrios e os encargos de compensação diária e as posições dos agentes de mercado são reconciliadas financeiramente. Os agentes de mercado deixam de poder compensar a rede em espécie, competindo ao GTG realizar as designadas ações de compensação que incluem: (i) a mobilização do gás de balanço (conceito semelhante às antigas reservas operacionais) e (ii) a compra e/ou venda de gás numa plataforma de mercado ou, em alternativa, via serviços de compensação. As ações de compensação devem estar subordinadas a uma ordem de mérito, estabelecida no MPGTG.

Notamos no ponto 4.1 da proposta de PE que o GTG não realiza ações de compensação que, nos termos do Regulamento (UE) nº 312/2014, de 26 de março, configuram a prática normal de um operador de rede de transporte no exercício da compensação residual da sua rede. Refere-se ainda na página 15 da proposta de PE uma referência às reservas operacionais que, desde a entrada em vigor do MPGTG, deixaram de existir no SNGN com essa designação. A Tabela 1 (da proposta de PE) refere também uma “movimentação de gás de operação num valor total de 390 GWh”, o que contraria o n.º 6 do artigo 34.º do ROI.

3.2 NÍVEL DE ALERTA PRECOCE E NÍVEL DE ALERTA

Nota-se de novo que na resposta do GTG ao nível de Alerta Precoce e ao nível de Alerta não são realizadas ações de compensação. Seria de esperar que as “ações baseadas no mercado” (ver tabela n.º 2 e tabela n.º 3 da proposta de PE) privilegiassem esse tipo de atuação e, ainda, que a conclusão de que o mercado deixa de oferecer resposta a estas situações resultasse da incapacidade por parte do GTG de comprar gás via plataformas de mercado e serviços de compensação.

A proposta de PE refere ainda nos pontos 4.3.2 e 4.4.2, relativos ao “retorno à operação normal” após um nível de Alerta Precoce e nível de Alerta, respetivamente, o seguinte: “Os agentes de mercado, após respetiva análise pelas entidades envolvidas e indicação por parte do GTG, poderão em determinados dias e depois da situação de emergência e crise ultrapassada, utilizar a capacidade acima dos direitos adquiridos”.

Importa referir que esta abordagem não está prevista no MPGTG e MPAI em vigor. Por outro lado, uma medida desta natureza parece incompatível com a atribuição de capacidade na plataforma PRISMA e, mais ainda, com a obrigação por parte dos operadores das infraestruturas do SNGN (designadamente a REN Gasodutos e a REN Atlântico) de otimizarem a capacidade a oferecer ao mercado.

Sem prejuízo de eventuais avaliações particulares que resultem de situações de emergência, a norma em vigor é a de que as restrições de direitos firmes de capacidade atribuídos acarretam compensações aos

agentes de mercado e a capacidade utilizada (nomeada e renomeada) se limita aos direitos de capacidade adquiridos. Como tal, a ERSE sugere que se retire da proposta de PE a frase transcrita acima que, fora de contexto, aponta para uma arbitrariedade e um voluntarismo da REN Gasodutos que não é desejável.

3.3 NÍVEL DE EMERGÊNCIA

Sugere-se a revisão do ponto 4.4 da proposta de PE, à luz dos comentários apresentados em 3.1 e 3.2 deste documento.

A ERSE lamenta que a proposta de PE colocada em consulta não concretize melhor as circunstâncias em se mobilizam as reservas de segurança. Com efeito, as reservas de segurança constituem um encargo em infraestruturas (tarifas de uso) e imobilização de *commodity* (gás armazenado) muito oneroso para os agentes de mercado, em última análise, repercutido sobre os consumidores.

Seria de esperar que uma consulta pública sobre a proposta de PE clarificasse e, sobretudo, tornasse perceptível aos consumidores os benefícios que advêm dos encargos que suportam relativamente à constituição e manutenção das reservas de segurança. Com efeito, não se vislumbra na proposta de PE e, também, na proposta de PPA de que forma estes investimentos (em armazenamentos subterrâneos de gás natural) aliviam os grandes investimentos que se propõem para a RNTGN (designadamente a 3.º interligação entre Portugal e Espanha e a estação de compressão do Carregado), em grande parte justificados no reforço da segurança do abastecimento.

3.4 CONCLUSÕES À ANÁLISE DA PROPOSTA DE PE

Como conclusão, a ERSE sugere as seguintes alterações à proposta de PE, antes de este ser aprovado:

- Atualização do enquadramento legislativo e regulatório com base no referido no ponto 3 deste documento.
- Rever o capítulo 4 da proposta de PE tendo em conta o atual paradigma de funcionamento do SNGN, enquadrado nas seguintes peças regulamentares ROI, RARII, MPGTG e MPAL, as quais transpõem e operacionalizam o Regulamento (UE) nº 984/2013, de 14 de outubro, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás, o Regulamento (UE) nº 312/2014, de 26 de março, que institui o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás e o Regulamento (UE) nº 2015/703, de 30 de abril, que institui o código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados.
- Estabelecer um procedimento que clarifique em que circunstâncias se mobilizam as reservas de segurança.