



Direção Geral
de Energia e Geologia

Plano de Emergência para o Sistema Nacional de Gás

(2022-2027)

*(revisão que contempla o definido no n.º 2 do artigo 7.º do
Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho, de 5 de agosto)*

Portugal, outubro de 2022

SUMÁRIO EXECUTIVO

1. INTRODUÇÃO

O Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, doravante designado Regulamento, estabelece disposições destinadas a garantir a segurança do abastecimento de gás na União Europeia, ao assegurar o funcionamento correto e contínuo do mercado interno do gás, ao permitir medidas excecionais quando o mercado deixar de ser capaz de assegurar o necessário aprovisionamento e ao definir responsabilidades entre as empresas de gás, os Estados-Membros e a União. O Regulamento estabelece, ainda, mecanismos relativos à coordenação do planeamento e da resposta a situações de emergência a nível nacional, regional e da União.

No documento “Avaliação dos Riscos que afetam a segurança do aprovisionamento do Sistema Nacional de Gás (Período 2022-2027)” foi efetuada a avaliação nacional dos riscos, de acordo com o artigo 7.º do Regulamento. Com base nos riscos identificados na referida avaliação, foi elaborado o presente Plano de Emergência, em conformidade com os artigos 8.º e 10.º do Regulamento e com o definido no artigo 94.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG).

O Plano de Emergência caracteriza os níveis de crise e define, para cada nível de crise, as funções e as responsabilidades dos vários intervenientes no SNG, as medidas de atuação e procedimentos, incluindo os fluxos e as obrigações em matéria de informação e os mecanismos de cooperação com outros Estados-Membros.

O Plano de Emergência deverá ser definido pela autoridade competente após consulta¹ às empresas de gás, às organizações relevantes representativas dos interesses dos clientes de gás, incluindo os produtores de eletricidade, aos operadores de redes de transporte de eletricidade e à entidade reguladora. A autoridade competente deverá, ainda, consultar as suas congéneres de Estados-Membros vizinhos e proceder ao intercâmbio do projeto de plano com as autoridades competentes de Estados-Membros pertencentes aos mesmos grupos de risco, definidos de acordo com o Anexo I do Regulamento, bem como a Comissão Europeia (CE), para se certificar que o seu plano e respetivas medidas não são incongruentes com o Plano de Emergência dos demais Estados-Membros e que respeitam o Regulamento e as demais disposições do direito da União.

De acordo com o Anexo I do Regulamento, Portugal encontra-se inserido nos grupos de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia e da Noruega.

O Plano de Emergência deverá ser atualizado de quatro em quatro anos, ou com maior frequência se as circunstâncias o justificarem, ou a pedido da Comissão, devendo refletir a avaliação nacional dos riscos mais recente e o resultado de eventuais testes e exercícios que tenham sido realizados. A presente atualização do Plano de Emergência foi solicitada

¹ Na presente versão do Plano de Emergência, que consubstancia uma atualização de acordo com o definido no n.º 2 do artigo 7º do Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho, devido ao cariz circunstancial da mesma, não se procedeu à consulta dos *stakeholders* do setor, ficando essa consulta para posterior revisão do Plano ao abrigo do definido no Regulamento (a realizar até março de 2023). Refira-se que as medidas para a redução do consumo de gás que conduzem à presente atualização, tiveram por base um processo de consulta a stakeholders do setor energético, empresarial (no geral) e sociedade civil.

pela CE a todos os Estados-Membros, que considerou necessária uma atualização antecipada do plano, face ao aumento dos riscos para a segurança do abastecimento de gás resultante do contexto geopolítico adverso e à consequente necessidade de os Estados-Membros adotarem medidas para a redução do consumo de gás, consagrada no Regulamento (UE) 2022/1369, do Conselho, de 5 de agosto (considerando em particular o definido no n.º 2 do artigo 7º desse regulamento). No capítulo 5, identificam-se as medidas definidas no Plano de Poupança de Energia 2022-2023, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022 tendo em vista o cumprimento das disposições sobre redução do consumo de gás do referido Regulamento. As medidas de redução de consumo energético definidas no Plano de Poupança de Energia 2022-2023 complementam, e não se sobrepõem, às medidas já existentes em instrumentos de política pública em vigor, como o PNEC 2030 e a ELPRE que também contribuem para a redução do consumo de energia.

2. PLANO DE EMERGÊNCIA

Procedeu-se à identificação das entidades envolvidas no Plano de Emergência, atribuindo-lhes responsabilidades e competências. A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) é a autoridade competente para efeitos das disposições relativas ao Regulamento, em particular as relacionadas com o Plano de Emergência. São ainda envolvidas, direta ou indiretamente, neste Plano, as seguintes entidades:

- Entidades oficiais
Comissão Europeia (CE), Ministério do Ambiente e da Ação Climática (MAAC) e Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE);
- Operadores de Infraestruturas
REN Gasodutos (Gestor Técnico Global do Sistema Nacional de Gás – GTG), REN Armazenagem (Operador do Armazenamento Subterrâneo), REN Atlântico (Operador do Terminal de GNL), Enagas GTS (Gestor do Sistema de Gás em Espanha), REN - Rede Eléctrica Nacional (Gestor Técnico Global do Sistema Eléctrico Nacional), Operadores das redes de distribuição de gás (Beiragás, Dianagás, Duriensegás, LisboaGás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, REN Portgás, Setgás, Sonorgás, Tagusgás) e Gestor Logístico de Unidades Autónomas de Gás (GL UAG);
- Importadores, Agentes de Mercado e Clientes (diretos, ligados em alta pressão (AP), ou abastecidos a partir da rede de distribuição).

A DGEG, no papel de autoridade competente, e o GTG do SNG assumem, através do Comité de Crise do Gás (CCG), um papel central na coordenação e execução do Plano de Emergência, garantindo a articulação dos diversos intervenientes envolvidos.

Tendo por base as condições de operação normal do SNG, detalham-se, no capítulo 4, as medidas de atuação, de acordo com o papel e as responsabilidades dos intervenientes no sistema, para cada um dos três níveis de crise considerados no artigo 11.º do Regulamento, relativo à declaração de crise:

- ✓ **Nível de alerta precoce** – Quando existem informações concretas, sérias e fiáveis da possibilidade de ocorrência de um acontecimento suscetível de deteriorar significativamente a situação do aprovisionamento de gás e de ativar o nível de alerta ou de emergência;
- ✓ **Nível de alerta** – Quando se verifica uma perturbação do aprovisionamento de gás ou um aumento excecional da procura de gás que resulte numa deterioração significativa do aprovisionamento de gás, mas em que o mercado ainda tem condições para fazer face a essa perturbação ou procura sem necessidade de recorrer a medidas não baseadas no mercado;
- ✓ **Nível de emergência** – Quando se verifica um aumento excecional da procura de gás, uma perturbação significativa do aprovisionamento de gás ou qualquer outra deterioração significativa do aprovisionamento de gás e quando já foram postas em prática todas as medidas relevantes baseadas no mercado, mas o aprovisionamento continua a ser insuficiente para satisfazer a restante procura de gás, de tal modo que têm de ser tomadas medidas adicionais não baseadas no mercado para garantir, nomeadamente, o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos.

Para cada um dos níveis de crise acima identificados, foram definidas medidas baseadas no mercado (alerta precoce e alerta) e não baseadas no mercado (emergência) para atenuar ou eliminar o risco de deterioração da situação do aprovisionamento ou o impacto que as perturbações possam ter. As medidas não baseadas no mercado só deverão ser adotadas quando os mecanismos baseados no mercado, por si só, se revelam insuficientes para garantir o aprovisionamento de gás, em especial aos clientes protegidos.

As medidas apresentadas neste Plano de Emergência dizem apenas respeito aos cenários da avaliação nacional dos riscos que se encontram na zona de risco médio da matriz de risco e que, portanto, têm um impacto potencial para o SNG, traduzido em quantidades potenciais de gás não fornecido ou que é necessário adquirir em mercado *SPOT* (isto porque na avaliação de riscos não foram identificados cenários classificados como risco elevado).

Apesar de nem todos os cenários de risco tidos em conta no Plano de Emergência apresentarem impacto a nível regional, ao nível das medidas a adotar para eliminar ou atenuar os riscos ou o impacto de uma perturbação no aprovisionamento de gás a cooperação regional entre a REN Gasodutos e a Enagas (congénera em Espanha) reveste-se de grande importância. Esta cooperação será tanto mais importante quanto maior for o impacto dos cenários de risco, e poderá traduzir-se quer na criação de condições para que o mercado possa, por si só, fazer face aos cenários de risco, quer em medidas de operação das infraestruturas que permitam maximizar a capacidade de aprovisionamento de ambos os sistemas de gás.

A coordenação das atividades de despacho por parte dos ORT REN e Enagas assume uma importância fundamental quer na operação normal do sistema, quer para a minimização do impacto de qualquer um dos níveis de crise.

Os acordos já existentes consagram essa cooperação regional, designadamente o Acordo de Assistência Técnica entre a Enagas e a REN, de junho de 2011.

A cooperação regional pode existir ao nível de ORT, como referido, mas também ao nível dos comercializadores e agentes de mercado. Em situações de crise, os agentes que possuam atividade em Portugal e Espanha, podem

estabelecer *swaps* e/ou acordos de intercâmbio de gás entre si e de troca de existências entre diferentes infraestruturas dos dois países, desde que dentro dos limites de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha.

As medidas apresentadas neste Plano de Emergência permitem fazer face aos cenários de risco identificados e salvaguardar o aprovisionamento aos clientes protegidos do SNG. Consideram-se clientes protegidos, como notificado pela DGEG à CE, no âmbito do n.º 1 do artigo 6.º do Regulamento e considerando o definido no n.º 5 (a) e (b) do artigo 2º do Regulamento, os clientes domésticos ligados a uma rede de distribuição de gás, e ainda as pequenas e médias empresas, e os serviços sociais essenciais (que incluem os serviços de cuidados de saúde, de ajuda social essencial, de emergência, de segurança, de educação ou de administração pública).

Algumas das medidas apresentadas, designadamente o recurso à interrupção de consumos, poderão requerer o desenvolvimento complementar de um quadro legislativo e regulamentar específico.

Recomenda-se a implementação da estrutura funcional preconizada ao nível do Plano de Emergência que permitirá operacionalizar as medidas destinadas a fazer face aos níveis de crise definidos.

Ao nível da cooperação regional, de acordo com o n.º 3 do artigo 8.º do Regulamento, o Plano de Emergência inclui dois capítulos regionais, nos quais são apresentadas as medidas regionais transfronteiriças aplicáveis a cada um dos dois grupos de risco em que Portugal está inserido, Argélia e Noruega, definidos no Anexo I do Regulamento, com vista a uma melhor coordenação das ações nacionais e regionais de atenuação ou eliminação do impacto em situações de emergência na área do grupo de risco. As medidas transfronteiriças apresentadas correspondem aos mecanismos de cooperação acordados entre os Estados-Membros considerando os resultados das avaliações comuns dos riscos dos respetivos grupos de risco.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	OBJETIVOS	2
1.2	LEGISLAÇÃO E DOCUMENTAÇÃO APLICÁVEL	3
2.	RESPONSABILIDADES E COMPETÊNCIAS	4
2.1	AUTORIDADE COMPETENTE	5
2.2	GESTOR DE CRISE.....	5
2.3	ENTIDADES ENVOLVIDAS.....	6
3.	FUNÇÕES DOS INTERVENIENTES NO PLANO DE EMERGÊNCIA.....	8
4.	MEDIDAS A ADOPTAR POR NÍVEL DE CRISE	16
4.1	OPERAÇÃO NORMAL DO SISTEMA	16
4.1.1	Operação normal	16
4.1.2	Operação normal com alerta de desequilíbrio	17
4.2	NÍVEL DE ALERTA PRECOCE	21
4.2.1	Plano de atuação.....	21
4.2.2	Retorno à Operação Normal	25
4.3	NÍVEL DE ALERTA	26
4.3.1	Plano de atuação.....	26
4.3.2	Retorno à Operação Normal	31
4.4	NÍVEL DE EMERGÊNCIA	32
4.4.1	Plano de atuação.....	32
4.4.2	Retorno à Operação Normal	36
5.	MEDIDAS DE REDUÇÃO DA PROCURA DE GÁS	37
6.	PLANO DE EMERGÊNCIA – IMPACTO REGIONAL.....	41
6.1	IMPACTO REGIONAL DOS EVENTOS DE RISCO	41
6.2	IMPACTO REGIONAL DAS MEDIDAS DO PLANO DE EMERGÊNCIA	42
7.	MECANISMO DE SOLIDARIEDADE.....	44
8.	CAPÍTULO REGIONAL – GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA ARGÉLIA	45
9.	CAPÍTULO REGIONAL – GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA NORUEGA	48
10.	EXERCÍCIOS DE PREPARAÇÃO PARA SITUAÇÕES DE EMERGÊNCIA	49
11.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	50

GLOSSÁRIO 51

ANEXOS 54

Índice de Figuras

Figura 1 – Esquema de atuação perante uma situação de operação normal com alerta de desequilíbrio	20
Figura 2 - Esquema de atuação perante uma situação nível de Alerta Precoce	24
Figura 3 - Esquema de atuação perante uma situação nível de Alerta	30
Figura 4 - Esquema de atuação perante uma situação nível de Emergência	35
Figura 5 – Fluxo de informações incluído no Sistema de Coordenação Regional para o Gás	46

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Plano de atuação numa situação de operação normal com alerta de desequilíbrio	18
Tabela 2 – Plano de atuação no nível de crise de alerta precoce	22
Tabela 3 - Plano de atuação no nível de crise de alerta	27
Tabela 4 - Plano de atuação no nível de crise de alerta de emergência	33

1. INTRODUÇÃO

O Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, doravante designado Regulamento, estabelece disposições destinadas a garantir a segurança do abastecimento de gás na União Europeia, ao assegurar o funcionamento correto e contínuo do mercado interno do gás, ao permitir medidas excecionais quando o mercado deixar de ser capaz de assegurar o necessário aprovisionamento e ao definir responsabilidades entre as empresas de gás, os Estados-Membros e a União Europeia. O Regulamento estabelece, ainda, mecanismos relativos à coordenação do planeamento e da resposta a situações de emergência a nível nacional, regional e da União.

O artigo 7.º do Regulamento determina que a autoridade competente de cada Estado-Membro deverá proceder a uma avaliação nacional dos riscos, que abranja todos os riscos relevantes para a segurança do aprovisionamento de gás. Com base nessa avaliação, de acordo com o artigo 8.º do Regulamento, deverá ser elaborado um Plano Preventivo de Ação e um Plano de Emergência. O Plano Preventivo de Ação deverá incluir as medidas necessárias para eliminar ou atenuar os riscos identificados na avaliação nacional dos riscos, enquanto o Plano de Emergência deverá incidir sobre as medidas a tomar para eliminar ou atenuar o impacto de uma perturbação no aprovisionamento de gás. O Plano de Emergência deverá ser elaborado de acordo com o conteúdo definido no artigo 10.º e com o modelo constante no anexo VII do Regulamento.

O Plano de Emergência baseia-se nos níveis de crise definidos no artigo 11.º do Regulamento, relativo à declaração de crise:

- **Alerta precoce** – Quando existem informações concretas, sérias e fiáveis da possibilidade de ocorrência de um acontecimento suscetível de deteriorar significativamente a situação do aprovisionamento de gás e de ativar o nível de alerta ou de emergência;
- **Alerta** – Quando se verifica uma perturbação do aprovisionamento de gás ou um aumento excecional da procura de gás que resulte numa deterioração significativa do aprovisionamento de gás, mas em que o mercado ainda tem condições para fazer face a essa perturbação ou procura, sem necessidade de recorrer a medidas não baseadas no mercado;
- **Emergência** – Quando se verifica um aumento excecional da procura de gás, uma perturbação significativa do aprovisionamento de gás ou qualquer outra deterioração significativa do aprovisionamento de gás e quando já foram postas em prática todas as medidas relevantes baseadas no mercado, mas o aprovisionamento de gás é insuficiente para satisfazer a restante procura de gás, de tal modo que têm de ser tomadas medidas adicionais não baseadas no mercado para garantir, nomeadamente, o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos.

Em função dos três níveis de crise, o Plano de Emergência identifica as medidas de atuação e procedimentos para eliminar ou atenuar perturbações no abastecimento de gás, incluindo os fluxos e as obrigações em matéria de informação, as funções e as responsabilidades dos vários intervenientes no sistema de gás, e os mecanismos de cooperação com outros Estados-Membros. Embora as medidas a aplicar devam basear-se, sempre que se demonstrem suficientes, no mercado, o Plano de Emergência deve considerar a eventual necessidade da contribuição de medidas não baseadas no mercado.

De acordo com o Regulamento, o Plano de Emergência deverá ser estabelecido pela autoridade competente, a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) no caso português, após consulta às empresas de gás, às organizações relevantes representativas dos interesses dos clientes de gás, incluindo os produtores de eletricidade, aos operadores de redes de transporte de eletricidade e à entidade reguladora. A DGEG deverá, ainda, consultar as suas congéneres de Estados-Membros vizinhos e proceder ao intercâmbio do projeto de plano com as autoridades competentes de Estados-Membros pertencentes aos mesmos grupos de risco, definidos de acordo com o Anexo I do Regulamento², bem como a CE, para se certificar de que o seu plano e respetivas medidas não são incongruentes com os Planos de Emergência dos demais Estados-Membros e de que respeitam o Regulamento e as demais disposições do direito da União.

O Plano de Emergência deverá ser atualizado de quatro em quatro anos, ou com maior frequência se as circunstâncias o justificarem, ou a pedido da Comissão, devendo refletir a avaliação nacional dos riscos mais recente e o resultado de eventuais testes e exercícios que tenham sido realizados. A presente atualização do Plano de Emergência foi solicitada pela CE a todos os estados-membros, que considerou necessária uma atualização antecipada do plano, face ao aumento dos riscos para a segurança de abastecimento de gás resultante do contexto geopolítico adverso e à consequente necessidade de os Estados-Membros adotarem medidas para a redução do consumo de gás, consagrada no Regulamento (UE) 2022/1369, do Conselho, de 5 de agosto (considerando em particular o definido no n.º 2 do artigo 7º desse regulamento). As medidas adotadas por Portugal com vista ao cumprimento das disposições sobre redução do consumo de gás do referido Regulamento são identificadas no capítulo 5, sendo uma sumula das medidas definidas no Plano de Poupança de Energia 2022-2023, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022.

Do ponto de vista do enquadramento legislativo nacional, a elaboração do Plano de Emergência é estabelecida no artigo 94.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que refere que o plano deverá ser apresentado pela DGEG ao membro do Governo responsável pela área da energia.

1.1 OBJETIVOS

O Plano de Emergência tem diversos objetivos, estabelecidos no artigo 10.º do Regulamento, que orientam a sua estrutura e desenvolvimento, dos quais se destacam:

- Definição e caracterização dos três níveis de crise - alerta precoce, alerta e emergência;
- Definição das funções e das responsabilidades da autoridade competente, bem como das restantes entidades envolvidas no plano, tendo em conta os diferentes graus em que são afetadas caso se verifiquem perturbações no aprovisionamento de gás, a articulação destas entidades com a autoridade competente e, se for caso disso, com a entidade reguladora nacional, em cada um dos níveis de crise;
- Designação de um gestor ou uma célula de crise e definição completa das suas funções;

² De acordo com o Anexo I do Regulamento, Portugal encontra-se inserido nos grupos de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia e da Noruega.

- Apresentação dos procedimentos e das medidas a empreender para atenuar ou eliminar o risco de deterioração da situação do aprovisionamento ou o impacto de uma perturbação no aprovisionamento de gás, para cada um dos níveis de crise.
- Identificação do contributo das medidas baseadas no mercado para fazer face à situação no nível de alerta e para atenuar a situação no nível de emergência.
- Identificação do contributo das medidas não baseadas no mercado planeadas ou a executar para o nível de emergência, avaliação da necessidade dessas medidas para fazer frente à crise, análise dos seus efeitos e definição dos procedimentos para as aplicar, considerando que estas só se aplicam quando os mecanismos baseados no mercado, por si só, não permitem a garantia do aprovisionamento, em especial dos clientes protegidos.
- Estabelecimento de uma lista de ações pré-definidas para a disponibilização de gás em caso de emergência, incluindo acordos comerciais entre as partes envolvidas nessas ações e mecanismos de compensação para as empresas de gás;
- Descrição dos fluxos e das obrigações em matéria de informação impostas às empresas de gás;
- Apresentação dos mecanismos de cooperação com outros Estados-Membros, em cada nível de crise.

1.2 LEGISLAÇÃO E DOCUMENTAÇÃO APLICÁVEL

A legislação e documentação aplicável ao Plano de Emergência é a seguinte:

- Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás;
- Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, que institui o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás;
- Regulamento (UE) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril, que institui o código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados;
- Regulamento (UE) 2017/459 da Comissão, de 16 de março, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás;
- Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás;
- Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG, os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás, de transporte e de distribuição de gás, bem como de produção de outros gases, de comercialização de gás, de organização dos respetivos mercados e de operação logística de mudança de comercializador, e as regras relativas à gestão técnica global do SNG, ao planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), ao planeamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança;

- Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no SNG;
- Regulamento (UE) 2022/1032, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 29 de junho, que altera o Regulamento (UE) 2017/1938, definindo novas disposições relativas ao armazenamento de gás;
- Regulamento (UE) 2022/1369, do Conselho, de 5 de agosto, relativo à coordenação, monitorização e comunicação de medidas nacionais de redução da procura de gás, para ser dada resposta a uma situação de graves dificuldades no aprovisionamento de gás, com vista a garantir a segurança do aprovisionamento de gás na União;
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022, que define medidas preventivas com vista à garantia da segurança de abastecimento de energia, entre as quais o Plano de Poupança de Energia 2022-2023 e o reforço da capacidade do armazenamento subterrâneo do Carriço para acomodar a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas;
- Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, que cria uma reserva estratégica de gás natural³, pertencente ao Estado Português, e estabelece medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás.
- Regulamento de Operação das Infraestruturas do setor do gás (ROI);
- Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do gás (RARII);
- Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG (MPGTG);
- Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do setor do gás (MPAI);

2. RESPONSABILIDADES E COMPETÊNCIAS

Neste capítulo identificam-se as entidades envolvidas no Plano de Emergência e descrevem-se as suas responsabilidades e competências. Esta descrição não pretende ser exaustiva, focando-se nas responsabilidades e competências relevantes para o presente Plano de Emergência.

³ A reserva estratégica é criada, mas ainda se encontra em curso a definição dos procedimentos para sua operacionalização, bem como a mesma ainda não se encontra constituída. Na revisão do presente Plano, ao abrigo do Regulamento, a ocorrer até março de 2023, serão definidos os referidos procedimentos, bem como a identificação das entidades envolvidas e respetivos fluxos de informação.

2.1 AUTORIDADE COMPETENTE

A DGEG é a autoridade competente designada pelo Estado Português para garantir a execução das medidas previstas no Regulamento. É responsabilidade da DGEG, em particular, no âmbito do Regulamento, a elaboração do Plano de Emergência.

Compete à DGEG assegurar, em situação normal, a coordenação da preparação do Sistema Nacional de Gás (SNG) para situações de perturbação no aprovisionamento e, em situação de crise, a definição do nível de crise, em cada momento, e a execução dos procedimentos e das medidas estabelecidas para atenuar ou eliminar os riscos ou as perturbações no aprovisionamento.

Compete ainda à DGEG desempenhar as missões que no âmbito da Agência Internacional de Energia (AIE), da Comissão Europeia (CE) e da Organização do Tratado do Atlântico Norte (OTAN) incumbem às organizações nacionais responsáveis pela preparação e execução das medidas e procedimentos acordados para a gestão de situações de crise energética.

É igualmente responsabilidade da DGEG assegurar o desenvolvimento dos planos de restrição aos consumos e outras medidas e instrumentos para a gestão de crises energéticas, e o estudo e proposta de legislação para a execução de medidas em situação de emergência energética.

De acordo com o n.º 6 do artigo 11.º do Regulamento, em situação de crise, a autoridade competente deve assegurar que:

- a) Não são adotadas, em momento algum, medidas que restrinjam indevidamente os fluxos de gás no mercado interno;
- b) Não são adotadas medidas suscetíveis de comprometer gravemente a situação do aprovisionamento de gás noutro Estado-Membro;
- c) É mantido o acesso transfronteiriço às infraestruturas, nos termos do Regulamento (CE) n.º 715/2009, na medida em que for viável do ponto de vista técnico e da segurança, de acordo com o Plano de Emergência.

Compete ainda à DGEG assegurar a representação portuguesa junto do Grupo de Coordenação do Gás (*Gas Coordination Group* - GCG), identificado no artigo 4.º do Regulamento e presidido pela CE, que tem por missão facilitar a coordenação das medidas relativas à segurança do aprovisionamento de gás e assistir a Comissão em questões como a avaliação dos Planos Preventivos de Ação e dos Planos de Emergência, entre outras.

2.2 GESTOR DE CRISE

Como determinado na alínea g) do n.º 1 do artigo 10.º e no ponto 4 do Anexo VII do Regulamento, designa-se como gestor de crise o Comité de Crise do Gás (CCG), composto pela DGEG e pelo Gestor Técnico Global do SNG (GTG), a REN Gasodutos.

Cabe ao CCG a responsabilidade de gerir as crises de gás e, em particular, coordenar as medidas a adotar pelas diversas entidades do SNG para atenuar ou eliminar os riscos ou as perturbações no aprovisionamento, em função do nível de crise, assim como efetuar a recolha e tratamento da informação necessária para o desempenho dessa função.

2.3 ENTIDADES ENVOLVIDAS

No quadro seguinte apresenta-se o conjunto das entidades envolvidas no Plano de Emergência e descrevem-se as suas responsabilidades e competências.

Entidades	Responsabilidades e competências
Comissão Europeia (CE) e Grupos de Risco	<p>No contexto do Regulamento, na eventualidade de uma emergência, quer a nível da União quer a nível regional, compete à CE a monitorização, em permanência, das medidas relativas à segurança do aprovisionamento de gás, designadamente as que decorrem das avaliações dos riscos, dos Planos Preventivos de Ação e dos Planos de Emergência. Para efeitos do presente Plano de Emergência, podem ainda ser envolvidos o Centro de Coordenação de Resposta de Emergência da CE e o Grupo de Coordenação do Gás (GCG), presidido pela CE.</p> <p>Além da interação com a CE, no âmbito da cooperação regional são também estabelecidos contactos com vista à aplicação de medidas e gestão de situações de emergência com os Estados-Membros inseridos nos grupos de risco da Argélia e da Noruega, e respetivas autoridades competentes, em particular com o Estado-Membro com o qual o SNG está interligado (Espanha).</p>
Ministério do Ambiente e da Ação Climática (MAAC) / Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG)	<p>O Ministério que tutela a área da energia é a autoridade responsável por gerir as crises energéticas em Portugal, através das competências atribuídas à DGEG, a quem compete a declaração de cada um dos níveis de crise ao abrigo do Regulamento.</p>
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)	<p>Esta entidade é responsável pela regulação dos setores do gás e da eletricidade em Portugal. No exercício da sua atividade tem por missão proteger os interesses dos consumidores em relação a preços, qualidade de serviço, acesso à informação e segurança de abastecimento, fomentar a concorrência eficiente, nomeadamente no quadro da construção do mercado interno da energia, garantindo às empresas reguladas o equilíbrio económico-financeiro no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, estimular a utilização eficiente da energia e a defesa do meio ambiente.</p>

Entidades	Responsabilidades e competências
Gestor Logístico de Unidades Autónomas de Gás (GL UAG)	Esta entidade é responsável pela gestão integrada da logística das Unidades Autónomas de Gás (UAG), que permite assegurar níveis superiores de segurança de abastecimento.
Gestor Técnico Global do SNG (GTG)	A atividade de gestão técnica global do SNG é exercida pela REN - Gasodutos, que é responsável pela operação da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), garantindo o abastecimento de gás nos pontos de entrega da rede e o equilíbrio entre a oferta e a procura. O GTG garante a coordenação sistémica das infraestruturas que constituem o SNG, de modo a assegurar o respetivo funcionamento integrado e harmonizado, assim como a segurança e a continuidade do abastecimento de gás. No âmbito deste Plano de Emergência, destaca-se o direito desta entidade exigir o estrito cumprimento das instruções que emita para a correta exploração do sistema, de modo a garantir a adequada cobertura da procura.
Gestor Técnico Global do SEN	O Gestor Técnico Global do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) é a empresa REN – Rede Eléctrica Nacional, responsável pela operação da rede eléctrica em muito alta tensão (MAT) e pelas atividades de gestão técnica global do SEN, assim como pela compensação de desequilíbrios do mercado de energia eléctrica.
Gestor Técnico do Sistema de Gás em Espanha (Enagas GTS)	O Gestor Técnico do Sistema de Gás em Espanha é a empresa Enagas GTS, responsável pela operação e gestão técnica da rede de transporte de alta pressão de gás em Espanha (Rede Básica) e da rede de transporte secundário, garantindo a continuidade e a segurança do abastecimento de gás, assim como a correta coordenação entre os pontos de entrada, os armazenamentos subterrâneos, o transporte e a distribuição.
Operadores das redes de distribuição (ORD)	Entidades que operam as redes de distribuição de gás que constituem a Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), gerindo os fluxos de gás na respetiva rede e assegurando a interoperabilidade com a RNTG e com as infraestruturas dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema.
Importadores (IMP)	Entidades que introduzem gás no mercado interno nacional para consumo. A estas entidades compete a importação de gás de modo a

Entidades	Responsabilidades e competências
	garantir o abastecimento do SNG através da entrega de gás aos comercializadores.
Agentes de Mercado (AM) / Comercializadores (COM)	Entidades comercializadoras de gás no SNG e clientes que adquirem gás nos mercados organizados ou por contratação bilateral. O exercício da atividade de comercialização de gás consiste na compra e venda de gás para comercialização a clientes finais ou outros agentes.
Consumidores	Clientes que consomem gás. Podem ser consumidores do sector industrial, doméstico, serviços (incluindo serviços sociais essenciais), ou electroprodutor, podendo estar ligados à RNTG (clientes abastecidos a Alta Pressão - AP), a uma das redes que constituem a RNDG ou ser abastecidos diretamente por rodovia através de camiões-cisterna de GNL.

3. FUNÇÕES DOS INTERVENIENTES NO PLANO DE EMERGÊNCIA

Neste capítulo são definidas as funções de cada interveniente no Plano de Emergência, as quais são apresentadas de forma sistematizada num diagrama de relacionamento funcional entre as respetivas entidades, assim como o fluxo de informação necessário para a respetiva operacionalização.

A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e o Gestor Técnico Global do SNG (GTG) assumem, através do Comité de Crise do Gás (CCG), um papel central na coordenação e execução do Plano de Emergência, garantindo a articulação dos diversos intervenientes envolvidos, designadamente o Ministério do Ambiente e da Ação Climática (MAAC), que tutela a área da energia, a Comissão Europeia (CE), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), o Gestor Técnico Global do SEN, o Gestor Técnico do Sistema de Gás Espanhol, os Operadores das Redes de Distribuição de Gás (ORD), o Gestor Logístico de Unidades Autónomas de Gás (GL UAG), os operadores do Armazenamento Subterrâneo (AS) e do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL), os Agentes de Mercado (AM), os importadores e os Consumidores, sejam eles Clientes Diretos (AP) ou Clientes da RNDG.

O CCG é ativado pela DGEG e pelo GTG depois de identificada uma circunstância que, com aderência a qualquer dos cenários identificados no Plano de Emergência, exija a declaração de um dos níveis de crise previstos, com vista à implementação das medidas necessárias ao restabelecimento das condições de operação normal.

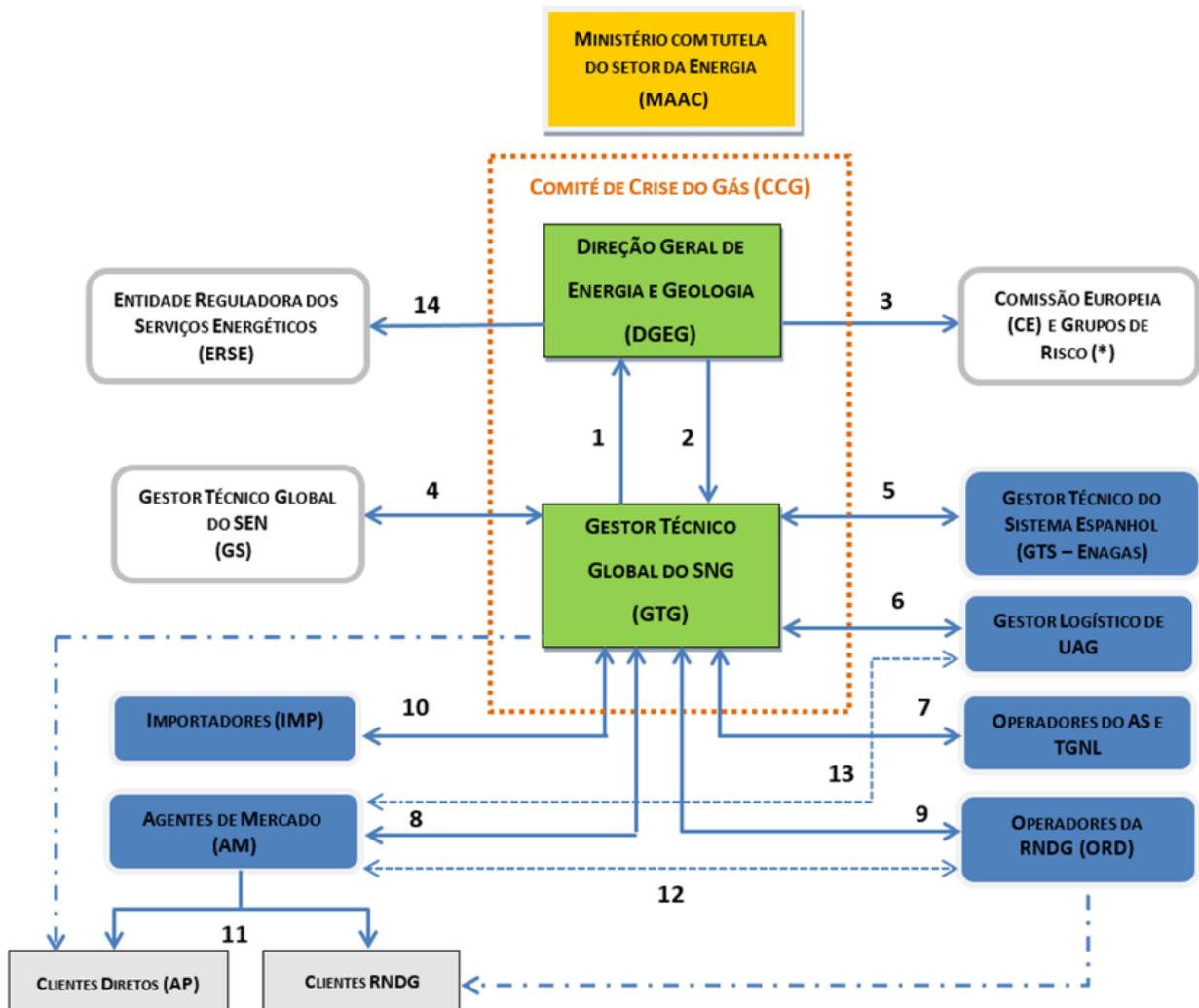
A decisão sobre o nível de crise a declarar deverá ser tomada, sempre que possível, com recurso a indicadores ou parâmetros que permitam determinar o grau de deterioração que o cenário em causa poderá provocar na situação do aprovisionamento de gás. A declaração de crise e a ativação do CCG deverão ser comunicadas pela DGEG às restantes entidades envolvidas no Plano de Emergência, através dos contactos definidos para o efeito. Sendo a comunicação

inicial estabelecida através de contacto telefónico, a informação trocada deverá ser passada a escrito na primeira oportunidade, utilizando preferencialmente o correio eletrónico.

O procedimento de ativação do CCG e de coordenação com as restantes entidades envolvidas em cada situação deverá ser realizado de forma expedita, com respeito pela urgência que a situação exigir.

Os intervenientes deverão ser informados atempadamente da atualização do Plano de Emergência, após o que darão conhecimento do seu representante e dos respetivos contactos à DGEG e ao GTG. Deverá, ainda, ser organizada uma reunião inicial para definição de metodologias de funcionamento.

Na figura seguinte apresenta-se o diagrama de relacionamento funcional relativo às entidades envolvidas no Plano de Emergência.



(*) Além da interação com a CE, no âmbito da cooperação regional são também estabelecidos contactos com vista à aplicação de medidas e gestão de situações de emergência com os Estados-Membros inseridos nos grupos de risco da Argélia e da Noruega, e respetivas autoridades competentes, em particular com o Estado-Membro com o qual o SNG está interligado (Espanha).

No âmbito da elaboração e implementação do Plano de Emergência, deverá ser disponibilizada à DGEG a seguinte informação:

- Os importadores (IMP) devem disponibilizar os seguintes elementos dos contratos celebrados com fornecedores de países terceiros ou com outros fornecedores:
 - A data de início e de fim dos contratos, a identificação dos fornecedores, a tipologia do gás contratado (gás ou GNL), as origens do gás contratado, os volumes anuais contratados, os volumes médios mensais contratados, os volumes máximos diários contratados (em caso de alerta ou de emergência) e os volumes mínimos mensais e diários contratados (quando aplicável);
 - Os pontos de entrada na RNTIAT contratados e/ou os pontos de aquisição na Rede Pública de Gás (RPG) para entrega ao mercado nacional;
 - As condições para a suspensão das entregas de gás;
 - Os procedimentos seguidos em caso de força maior;
 - Os planos e os acordos estabelecidos para fazer face a situações de emergência do aprovisionamento.

- No caso dos agentes de mercado (AM) e comercializadores (COM), devem ser disponibilizados os seguintes elementos:
 - Caracterização das respetivas carteiras de clientes, discriminada pelos sectores residencial, das pequenas e médias empresas (PME), dos serviços sociais essenciais, da indústria e dos centros eletroprodutores, tanto em termos de localização geográfica, como de consumo anual e ponta diária de consumo (esta informação carece de atualização semestral em função da possibilidade de mudança de comercializador);
 - Caracterização dos clientes com capacidade de utilização de combustíveis alternativos;
 - Caracterização dos consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário;
 - Os procedimentos seguidos em caso de força maior;
 - Os planos e acordos estabelecidos para fazer face a situações de emergência do aprovisionamento.

- No caso dos operadores das redes de distribuição (ORD), devem ser disponibilizados os seguintes elementos:
 - Caracterização das respetivas carteiras de clientes, discriminada pelos sectores residencial, das PME, dos serviços sociais essenciais, da indústria e dos centros eletroprodutores ligados às suas redes, tanto em termos de localização geográfica como de consumo anual e ponta diária de consumo;
 - Caracterização dos clientes com capacidade de utilização de combustíveis alternativos;
 - Os procedimentos seguidos em caso de força maior;
 - Plano de emergência para fazer face a necessidades de intervenção nas respetivas redes.

- No caso do Gestor Logístico de UAG (GL UAG), devem ser disponibilizados os acordos operacionais com gestores de terminais de GNL espanhóis, estabelecidos, nomeadamente, para efeitos de registo das UAG portuguesas como locais de destino para o GNL espanhol.

No âmbito do presente Plano de Emergência, a DGEG deve manter o Gestor Técnico Global do SNG (GTG) atualizado relativamente à informação prestada pelos importadores, agentes de mercado, comercializadores e operadores das redes de distribuição de gás, o qual se obriga a manter sigilo sobre a informação que vier a receber.

Compete ao CCG a responsabilidade de manter os vários intervenientes atualizados relativamente às medidas de emergência que vão sendo tomadas.

Na tabela seguinte detalha-se o conteúdo da informação a ser trocada entre as entidades envolvidas no Plano de Emergência, identificadas no diagrama de relacionamento funcional anterior.

Fluxo	De	Para	Fluxo de Informação
1	GTG	DGEG	<p>Durante a ocorrência do nível de crise de alerta precoce, alerta ou de emergência, numa base diária, deverão ser disponibilizadas as seguintes informações:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Previsões da procura e da oferta diária de gás para os três dias seguintes; • Fluxo diário de gás em todos os pontos transfronteiriços de entrada e de saída, assim como em todos os pontos que ligam a rede ao armazenamento subterrâneo ou ao terminal de GNL; • Níveis de existências em cada uma das infraestruturas da RNTIAT, atuais e previstas; • Período, expresso em dias, durante o qual é previsível que o fornecimento de gás aos clientes protegidos possa ser assegurado; • Diferentes cenários de abastecimento do SNG, perante a situação em causa.
2	DGEG	GTG	<p>Na ocorrência de qualquer um dos níveis de crise, deverão ser dadas instruções e diretrizes no âmbito das competências da DGEG, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Avaliação da situação nacional e internacional do abastecimento energético; • Informação sobre problemas sectoriais derivados da crise; • Dinamização da cooperação intersectorial para minimizar os efeitos da crise e aumentar a eficácia das medidas adotadas; • Autorização da utilização das Reservas de Segurança em caso de perturbação grave do abastecimento de gás.
3	DGEG	CE e Grupos de Risco	<p>Quando declarar um dos níveis de crise, a DGEG informa imediatamente a CE e fornece-lhe todas as informações necessárias, designadamente, sobre as medidas que tenciona tomar. Caso se verifique uma emergência suscetível de provocar um pedido de ajuda dirigido à União e aos seus Estados-Membros, a DGEG notifica igualmente, sem demora, o Centro de Coordenação de Resposta de Emergência da CE.</p>

			<p>Caso se verifique uma emergência a nível da União ou a nível regional e a pedido da CE, a DGEG deverá disponibilizar sem demora, pelo menos, os seguintes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • As informações referidas no fluxo 1 desta tabela; • Informações sobre as medidas que a DGEG prevê executar e sobre as que já executou para atenuar ou eliminar os riscos ou as perturbações no aprovisionamento de gás, e informações sobre a sua eficácia; • Os pedidos feitos a outras autoridades competentes para que tomem medidas adicionais; • As medidas executadas a pedido de outras autoridades competentes. <p>De acordo com o n.º 4 do artigo 11.º do Regulamento, na sequência da declaração do nível de emergência e da aplicação das medidas previstas no Plano de Emergência, a DGEG deverá informar imediatamente a CE e as autoridades competentes dos Estados-Membros dos grupos de risco da Argélia e da Noruega, bem como de Espanha (Estado-Membro com o qual Portugal está diretamente interligado), em especial em relação às ações que tenciona empreender. Em circunstâncias excecionais devidamente justificadas, a DGEG poderá tomar medidas que se afastem do Plano de Emergência. Nesse caso, a DGEG informa imediatamente dessas medidas a CE, bem como as autoridades competentes atrás mencionadas, e apresenta a correspondente justificação.</p> <p>A CE analisa as informações prestadas pela DGEG e verifica se a declaração de emergência se justifica, se as medidas tomadas seguem, tanto quanto possível, as ações previstas no Plano de Emergência, se não impõem um ónus indevido às empresas de gás e se cumprem o disposto no n.º 6 do artigo 11.º do Regulamento (indicado no ponto 2.1 de presente Plano). A CE pode solicitar à DGEG que sejam alteradas as medidas e pode, igualmente, solicitar que a DGEG revogue a declaração de emergência, caso conclua que não se justifica ou deixou de se justificar.</p>
4	GTG	GS	<p>Troca de informação relativa ao impacto do funcionamento do SNG no SEN e do SEN no SNG, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Quantidades de gás disponíveis para o abastecimento das Centrais de Ciclo Combinado a Gás Natural (CCGT) e necessidade de proceder à utilização de combustíveis alternativos; • Instruções que decorrem, no caso do nível de emergência, da necessidade de interrupção do fornecimento a centros eletroprodutores (CCGT e

	GS	GTG	<p>cogerações de clientes AP), de modo a garantir o abastecimento dos Clientes Protegidos.</p> <ul style="list-style-type: none"> Regimes de funcionamento das CCGT e de outros clientes que utilizam o gás para a produção de energia elétrica (ex.: cogerações).
5	GTG	GTS-Enagas	<p>Troca de informação relativa ao impacto do funcionamento do SNG na Rede Básica de Espanha e da Rede Básica de Espanha no SNG, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> Operação conjunta da Interligações de Campo Maior/Badajoz e Valença do Minho/Tui; Utilização do Acordo de Assistência Mútua entre a Enagas e a REN; Informação relativa à oferta, procura e níveis de existências em ambos os sistemas de gás.
	GTS-Enagas	GTG	
6	GTG	GL UAG	<ul style="list-style-type: none"> GTG mantém o GL UAG informado numa situação de indisponibilidade das baías de enchimento de camiões-cisterna; GTG informa o GL UAG da possibilidade de carregamento de camiões-cisterna nos terminais em Espanha, após coordenação com a Enagas.
	GL UAG	GTG	<p>Face à informação recebida por parte do GTG, o GL UAG informa quais as alternativas e as decisões que irão ser tomadas para garantir o abastecimento a todos os clientes.</p>
7	GTG	Op. AS e TGNL	<ul style="list-style-type: none"> Solicitar a operação das suas infraestruturas em condições de contingência; Em caso de falha/avaria em alguma das infraestruturas, efetuar pontos de situação horários e/ou diários dependendo do nível de crise declarado.
	Op. AS e TGNL	GTG	<ul style="list-style-type: none"> Os operadores deverão enviar informação atualizada relativa aos fluxos e existências de gás nas suas infraestruturas; Informação sobre a possibilidade de operarem as suas infraestruturas em situações de contingência e durante que período.
8	GTG	AM	<p>O GTG manterá os AM permanentemente informados relativamente aos níveis de crise e às medidas a tomar para fazer face a cada cenário, designadamente:</p>

	AM	GTG	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicando as capacidades disponíveis em cada ponto relevante da RNTIAT, a serem utilizadas pelos agentes. Note-se que numa situação de emergência, é expectável que os agentes vejam os direitos de acesso à capacidade reduzidos e/ou suspensos; • Dando instruções relativas ao acesso e à operação das infraestruturas; • Atualizando os planos de indisponibilidade das infraestruturas; • Comunicando em tempo útil os principais factos condicionantes da situação de crise bem como a respetiva evolução; • As que decorrem, no caso do nível de emergência, da necessidade de interrupção de clientes do AM, de modo a garantir o abastecimento dos Clientes Protegidos. Neste caso deve ser dada informação e atualização da duração das interrupções. • No caso de ser necessário interromper o fornecimento de gás a clientes, os AM deverão informar que essa situação já foi comunicada aos clientes e qual a previsão para que a interrupção do consumo ocorra; • (Re)nomeação das capacidades de acordo com as últimas instruções fornecidas pelo GTG; <p><i>Nota: Esta situação abrange também a programação dos camiões-cisterna para os clientes privados. No caso de o AM ser o importador aplica-se o que consta no fluxo 10.</i></p>
9	GTG	ORD	<p>O GTG enviará aos ORD instruções relativas à necessidade de interrupção de pontos de abastecimento nas suas redes, de modo a garantir o abastecimento dos Clientes Protegidos, competindo ao ORD selecionar a melhor metodologia de operação para cumprimento das instruções.</p> <p>Os ORD deverão informar o GTG, numa base diária, das medidas tomadas para fazer face a necessidades de intervenção nas respetivas redes de acordo com o seu plano de emergência/contingência (de forma a ser garantido um mecanismo de comunicação desenvolvido e intensificado).</p>
10	GTG	IMP	<p>O GTG manterá os IMP informados relativamente aos níveis de crise e às medidas a tomar para fazer face a cada cenário.</p> <p>Os IMP deverão comunicar ao GTG todos os eventos de risco suscetíveis de deteriorar significativamente a situação do aprovisionamento, fornecendo informações concretas, sérias e fiáveis relativas ao evento, designadamente:</p>

	IMP	GTG	<ul style="list-style-type: none"> • Origem e motivos do evento; • Contrato/s de aprovisionamento afeto/s; • Duração expectável, quantidades totais e quantidades diárias de aprovisionamento afetadas pelo evento; • As medidas tomadas de acordo com os planos estabelecidos para fazer face aos níveis de crise e os procedimentos seguidos em caso de força maior.
11	AM	Cientes Diretos (AP) e Cientes RNDGN	<p>Após receberem informação por parte do GTG, os AM informarão os seus clientes diretos ou abastecidos a partir das redes de distribuição, da necessidade de interrupção do seu fornecimento de gás.</p> <p>Quando e se, através do respetivo AM, esta atuação não for consequente, o GTG enviará diretamente essa informação aos clientes AP e aos ORD.</p>
12	ORD	AM	Os ORD deverão informar os AM, numa base diária, das medidas tomadas para fazer face a necessidades de intervenção nas respetivas redes, designadamente as que decorrem, no caso do nível de emergência, da necessidade de interrupção de pontos de abastecimento do AM, de modo a garantir o abastecimento dos Clientes Protegidos.
	AM	ORD	Os AM informam os ORD que os clientes irão interromper o consumo de gás e qual o prazo expectável.
13	GL UAG	AM	O GL UAG deverá informar os AM da necessidade de interrupção de pontos de abastecimento, em caso de emergência, que possam afetar o fornecimento dos seus clientes ligados às UAG de rede.
	AM	GL UAG	No caso de ser necessário interromper o fornecimento de gás a clientes ligados às UAG de rede, os AM deverão informar o GL UAG de que essa situação já foi comunicada aos clientes e qual a previsão para que a interrupção do consumo ocorra;
14	DGEG	ERSE	A ativação de qualquer um dos níveis de crise deverá ser comunicada à ERSE, juntamente com a tipificação do cenário de risco e dos motivos que o originaram.

4. MEDIDAS A ADOPTAR POR NÍVEL DE CRISE

Em conformidade com o conteúdo do Plano de Emergência estabelecido no artigo 10.º do Regulamento, o presente capítulo descreve as medidas a aplicar em cada um dos níveis de crise, de acordo com as funções e as responsabilidades dos intervenientes no SNG. A referida descrição toma por referência a definição da condição de operação normal do sistema e os respetivos limites operacionais aplicáveis.

De acordo com a avaliação nacional dos riscos, realizada como determinado no artigo 7.º do Regulamento, os cenários de risco para o SNG analisados encontram-se todos na zona aceitável da matriz de risco, não tendo sido identificado qualquer cenário na zona de risco elevado/não aceitável. Tal como efetuado no âmbito do Plano Preventivo de Ação, as medidas apresentadas no Plano de Emergência dizem apenas respeito aos cenários que se encontram na zona de risco médio da matriz de risco e que, portanto, têm um impacto potencial para o SNG, traduzido em quantidades potenciais de gás não fornecido ou que é necessário adquirir em mercado *SPOT*.

A declaração de qualquer um dos níveis de crise deverá ser acompanhada da ativação do Comité de Crise do Gás (CCG) e comunicada às entidades envolvidas no Plano de Emergência, designadamente à Comissão Europeia (CE). Este será o primeiro procedimento a adotar para qualquer um dos níveis de crise, dando início à cooperação e à troca de informação referidas no ponto 3.

4.1 OPERAÇÃO NORMAL DO SISTEMA

4.1.1 Operação normal

De forma a preservar a integridade e a segurança de cada infraestrutura da RNTIAT, assim como garantir a continuidade do fornecimento de gás ao mercado, o GTG tem de verificar o cumprimento de determinados limites operacionais, os quais assentam em valores de variáveis de controlo, como a pressão e os caudais em pontos de entrega e receção da RNTG. Em condições de operação normal da RNTIAT, deve verificar-se a manutenção dos seguintes limites:

- Caudais máximos técnicos das estações de entrega de gás para as redes de distribuição, clientes abastecidos em alta pressão e para a rede interligada;
- Pressão máxima e mínima de operacionalidade na RNTG;
- Pressões máximas e mínimas de entrega nas interfaces com a RNDG, nos pontos de interface com o TGNL e com o AS, e nas interligações da RNTG com a rede básica de gasodutos de Espanha;
- Pressões máximas e mínimas nas cavidades do AS do Carriço;
- Nível máximo e mínimo de GNL nos tanques do TGNL de Sines.

O GTG é também responsável pela monitorização do equilíbrio entre a oferta e a procura nos diferentes horizontes temporais, através da coordenação operacional e do processamento das previsões de utilização e nomeações, promovendo uma gestão eficiente e otimizada da rede, gerindo os fluxos e as pressões da rede para garantir uma adequada capacidade de resposta e disponibilidade.

O GTG realiza também a compensação residual da rede de transporte através de procedimentos previstos no MPGTG, responsabilidade que decorre da entrada em vigor do Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março. Esta atividade é realizada, por um lado, através da mobilização de gás de operação e da compra/venda de gás em plataforma de mercado ou por via de serviços de compensação e, por outro lado, através da conciliação financeira da posição diária dos agentes de mercado na RNTG. Esta conciliação resulta do cálculo de desequilíbrios individuais e consequentes encargos de compensação dos agentes de mercado, sendo suportada pela disponibilização prévia de informação com diferentes níveis de detalhe diário e intra-diário pelo GTG.

4.1.2 Operação normal com alerta de desequilíbrio

O SNG é monitorizado em tempo real através da utilização de um conjunto de aplicações de aquisição de dados das variáveis de processo da rede em tempo real, e de simulação do seu comportamento futuro de acordo com cenários prováveis em horizontes diários. Estas ferramentas efetuam o balanço entre as previsões de procura de gás dos mercados convencional e elétrico e a oferta prevista, tendo em consideração as nomeações e renomeações apresentadas pelos agentes de mercado e confirmadas pelo GTG, permitindo a deteção antecipada da eventual violação dos limites de *linepack* na RNTG definidos de acordo com a metodologia de determinação das quantidades para efeitos das ações de compensação a realizar pelo GTG.

Na eventualidade de ser prevista uma situação em que algum dos limites de *linepack* venha a ser ultrapassado, o GTG procederá à compra/venda da quantidade de gás suficiente para o reposicionamento das existências em *linepack* dentro dos limites de operação normal, levando em conta o nível das existências de gás de operação no sistema e considerando a liquidez e nível de preços do mercado organizado de gás.

Na eventualidade de situações de desequilíbrio súbito provocadas designadamente por indisponibilidade inesperada de alguma das capacidades das infraestruturas, o GTG poderá recorrer ao Acordo de Assistência Mútua, tal como previsto no Acordo de Interligações do VIP Ibérico estabelecido entre a REN e a Enagas, no âmbito do Regulamento (UE) 2015/703, de 30 de abril.

Na tabela seguinte descreve-se o plano de atuação numa situação de operação normal do sistema com alerta de desequilíbrio.

TABELA 1 – PLANO DE ATUAÇÃO NUMA SITUAÇÃO DE OPERAÇÃO NORMAL COM ALERTA DE DESEQUILÍBRIO

Evento de risco	Condições de ativação	Medidas (baseadas no mercado)
Falha na infraestrutura do TGNL de Sines (cenário 1 da avaliação nacional dos riscos)	<ul style="list-style-type: none"> - Avaria/indisponibilidade parcial de um dos processos (descarga de navios, armazenamento de GNL, regaseificação de GNL, emissão de gás para a RNTG e enchimento de camiões-cisterna de GNL); - Perda de redundância em equipamentos críticos para os processos. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Monitorização do desequilíbrio do sistema, efetuando um acompanhamento contínuo dos fluxos de gás previstos nos seus pontos de entrada e de saída, bem como da evolução de <i>linepack</i> na rede, e da quantidade total do gás de operação disponível. ✓ Contacto imediato com os AM, para que, através dos mecanismos de (re) nomeação, seja possível corrigir o desequilíbrio do sistema. ✓ Utilização da flexibilidade operacional da RNTG e das restantes infraestruturas da RNTIAT.
Falha na infraestrutura da RNTG (cenário 6 da avaliação nacional dos riscos)	<ul style="list-style-type: none"> - Avaria/indisponibilidade parcial de um dos processos (receção, transporte e fornecimento de gás); - Evento suscetível de provocar um incidente na infraestrutura da RNTG que possa afetar as atividades de receção, transporte e fornecimento de gás (sujeito a avaliação). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mobilização do gás de operação disponível. ✓ Compra/venda da quantidade de gás suficiente para o reposicionamento das existências em <i>linepack</i> dentro dos limites de operação normal, levando em conta o nível das existências de gás de operação no sistema e considerando a liquidez e nível de preços do mercado organizado de gás. ✓ Acionamento do “Acordo de Assistência Técnica estabelecido com a Enagas”. Este acordo prevê um valor adicional de 60 GWh numa primeira fase e que pode ir até um valor de 280 GWh.
Falha na infraestrutura do AS do Carriço (cenário 4 da avaliação nacional dos riscos)	<ul style="list-style-type: none"> - Avaria/ indisponibilidade parcial de um dos processos (injeção, extração e armazenamento de gás); - Perda de redundância em equipamentos críticos para os processos. 	
Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros (cenário 5 da avaliação nacional dos riscos)	<ul style="list-style-type: none"> - Existência de informações, porém sujeitas a confirmação, de que pode produzir-se um acontecimento, em países terceiros, suscetível de deteriorar a situação do aprovisionamento do SNG. 	

Evento de risco	Condições de ativação	Medidas (baseadas no mercado)
Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT (cenário 7 da avaliação nacional dos riscos)	- Existência de informações de ataque cibernético em curso a empresas gestoras de infraestruturas críticas, nomeadamente no sector da energia.	✓ Acionamento dos meios específicos de monitorização de vulnerabilidades dos sistemas informáticos de suporte da infraestrutura em causa, com a finalidade de identificar a existência de ações maliciosas em curso e ativação de meios alternativos aos que se verifiquem suscetíveis a ataque cibernético, na medida dos impactos verificados.

No fluxograma seguinte esquematiza-se o procedimento de atuação em operação normal do sistema com alerta de desequilíbrio.

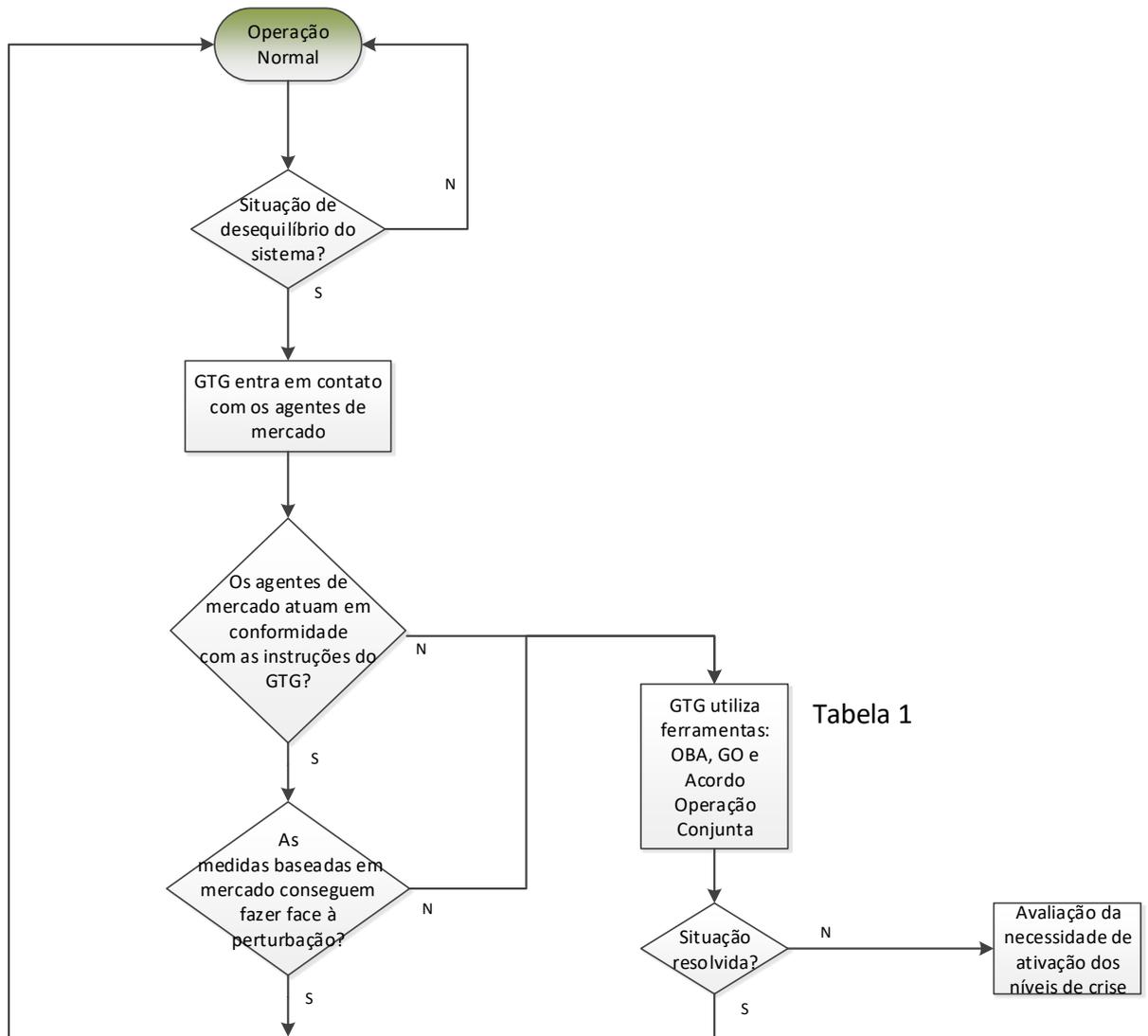


FIGURA 1 – ESQUEMA DE ATUAÇÃO PERANTE UMA SITUAÇÃO DE OPERAÇÃO NORMAL COM ALERTA DE DESEQUILÍBRIO

4.2 NÍVEL DE ALERTA PRECOCE

4.2.1 PLANO DE ATUAÇÃO

O nível de alerta precoce é ativado quando existem informações concretas, sérias e fiáveis de que pode produzir-se um acontecimento suscetível de deteriorar significativamente a situação do aprovisionamento de gás e de ativar o nível de alerta ou de emergência.

As medidas a adotar no nível de alerta precoce, para cada cenário de risco identificado, aplicáveis para além das medidas definidas no plano de atuação em situação de operação normal, encontram-se detalhadas no quadro seguinte, para cada infraestrutura.

TABELA 2 – PLANO DE ATUAÇÃO NO NÍVEL DE ALERTA PRECOCE

Evento de risco	Condições de ativação	Medidas (baseadas no mercado)
Falha na infraestrutura do TGNL de Sines (cenário 1 da avaliação nacional dos riscos)	<ul style="list-style-type: none"> - Indisponibilidade total de um dos processos (descarga de navios, regaseificação de GNL, emissão de gás para a RNTG e enchimento de camiões-cisterna de GNL) por um período inferior a 24 horas. - Violação dos limites de segurança operacionais em regime permanente. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Acompanhamento junto das fontes de informação que deram origem à ativação do nível de alerta precoce. ✓ Se necessário, proceder à atualização do plano de indisponibilidades e do anúncio de capacidades disponíveis para fins comerciais do próprio dia. ✓ Face ao evento de risco em questão podem ser tomadas um conjunto de medidas em articulação com os AM: <ul style="list-style-type: none"> - Eventual ajustamento no programa de descarga de navios no TGNL (nomeadamente através da ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis), alteração da emissão de gás para a rede e redirecionamento das cisternas de GNL para as UAG com baixo nível de GNL nos depósitos (articulação com o GL UAG); - Alteração dos programas de entrada ou de saída nas interligações de Campo Maior e/ou Valença do Minho; - Alteração dos programas de injeção ou extração do AS do Carriço; - Utilização do gás comercial armazenado nas infraestruturas do TGNL, do AS e nos depósitos das UAG. ✓ Monitorização do nível de alerta precoce, efetuando um acompanhamento contínuo dos fluxos de gás previstos nos pontos de entrada e de saída do sistema, bem como das existências disponíveis na rede, no armazenamento subterrâneo e no terminal, e avaliar permanentemente o risco de ser ativado o nível de alerta ou de emergência.
Falha na infraestrutura da RNTG (cenário 6 da avaliação nacional dos riscos)	<ul style="list-style-type: none"> - Rutura e/ou seccionamento do gasoduto em local que, pela reconfiguração dos fluxos de transporte de gás na rede, não compromete o fornecimento de gás. - A redução de capacidades na RNTIAT é parcial e/ou de curta duração e não compromete o fornecimento dos consumos de gás. 	
Falha na infraestrutura do AS do Carriço (cenário 4 da avaliação nacional dos riscos)	<ul style="list-style-type: none"> - Indisponibilidade total de movimentação de gás, devido a problemas num dos processos (injeção, armazenamento e extração de gás), por um período inferior a 24 horas. 	
Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros (cenário 5 da avaliação nacional dos riscos)	<ul style="list-style-type: none"> - Incidente em países terceiros que poderá deteriorar significativamente a situação do aprovisionamento de gás e de ativar o nível de alerta ou de emergência. - A redução de capacidades e de quantidades é parcial e/ou de curta duração e não compromete o fornecimento dos consumos de gás. - É declarada uma situação de “força maior” pelos fornecedores de países terceiros. 	

Evento de risco	Condições de ativação	Medidas (baseadas no mercado)
<p>Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT (cenário 7 da avaliação nacional dos riscos)</p>	<p>- Verifica-se o comportamento anormal de sistemas ou equipamentos nas infraestruturas de gás, o qual é relacionado com informações de ataque cibernético em curso, porém sem impacto sobre o aprovisionamento de gás.</p>	<p>✓ Acionamento dos meios específicos de monitorização de vulnerabilidades dos sistemas informáticos de suporte da infraestrutura em causa com a finalidade de identificar a existência de ações maliciosas em curso e ativação de meios alternativos aos que se verifiquem suscetíveis a ataque cibernético, na medida dos impactos verificados.</p>

No fluxograma seguinte esquematiza-se o procedimento de atuação no nível de alerta precoce.

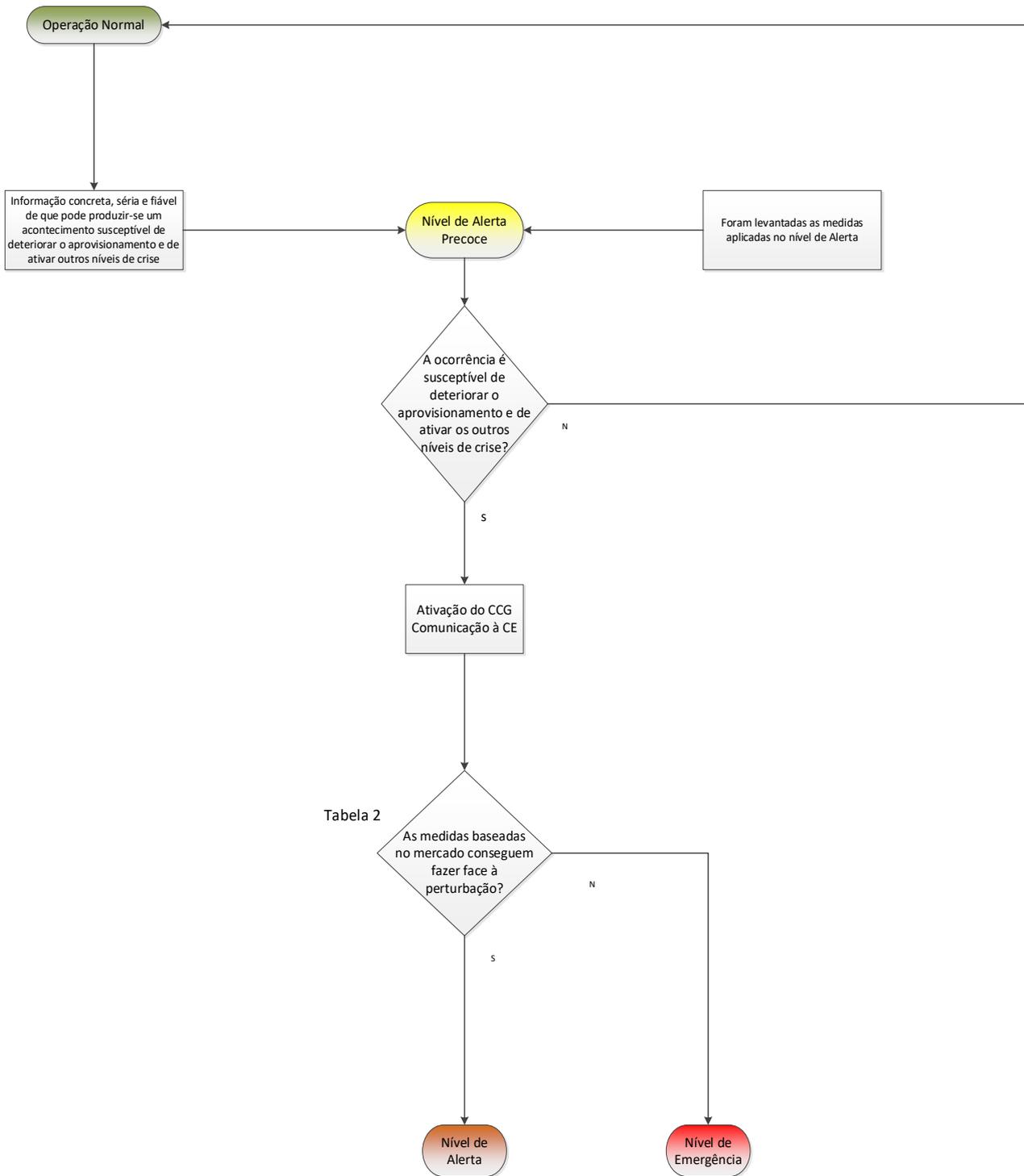


FIGURA 2 - ESQUEMA DE ATUAÇÃO PERANTE UMA SITUAÇÃO NÍVEL DE ALERTA PRECOCE

4.2.2 RETORNO À OPERAÇÃO NORMAL

Após a aplicação de medidas e estando a situação de deterioração de aprovisionamento resolvida, retorna-se à operação normal do sistema, procedendo o GTG à elaboração de um relatório com uma avaliação da situação ocorrida e uma validação das medidas implementadas, averiguando a sua suficiência e eficácia na resolução do problema. A averiguação das causas que provocaram a declaração do nível de alerta precoce poderá determinar novas medidas que poderão ser incluídas em futuras revisões do Plano Preventivo de Ação e do Plano de Emergência.

Durante o período em que o nível de alerta precoce está ativado, poderá haver limitação nas capacidades físicas das infraestruturas, de tal forma que não permita veicular as quantidades necessárias de acordo com os níveis de utilização dos direitos de capacidade dos agentes de mercado, que foram adquiridos em horizontes temporais anteriores à ocorrência. A extensão e o âmbito da limitação irão depender do tipo de ocorrência e da capacidade utilizada. Nestes casos, poderão ser necessárias ações de regularização de quantidades, situações que terão de ser analisadas no momento pelo Comité de Crise de Gás em cooperação com as respetivas autoridades competentes com vista à completa reposição da normalidade.

4.3 NÍVEL DE ALERTA

4.3.1 PLANO DE ATUAÇÃO

O nível de alerta é declarado quando se produz uma perturbação do aprovisionamento de gás ou um aumento excecional da procura de gás que deteriore significativamente a situação do aprovisionamento, mas o mercado ainda tem condições para fazer face a essa perturbação ou a esse aumento da procura sem ser necessário recorrer a medidas não baseadas no mercado.

Este nível pode resultar da evolução da situação de alerta precoce, isto é, com a concretização da informação prevista no nível de alerta precoce, de acordo com a descrição do ponto anterior.

As medidas a tomar no nível de alerta, para cada cenário de risco identificado, aplicáveis para além das medidas definidas no plano de atuação em situação de alerta precoce, encontram-se detalhadas no quadro seguinte, para cada infraestrutura.

TABELA 3 - PLANO DE ATUAÇÃO NO NÍVEL DE ALERTA

Evento de risco	Condições de ativação	Medidas / (baseadas no mercado)
Falha na infraestrutura do TGNL de Sines (cenário 1 da avaliação nacional dos riscos)	<ul style="list-style-type: none"> - Indisponibilidade total de um dos processos (descarga de navios, regaseificação de GNL, emissão de gás para a RNTG e enchimento de camiões-cisterna de GNL) por um período superior a 24 horas. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilização da flexibilidade na importação e da bidirecionalidade existente nas interligações. (Atualmente o SNG possui três pontos de entrada para importação de gás: dois pontos de interligação com a rede básica de gasodutos de Espanha e um TGNL). ✓ Utilização de diferentes fontes de gás e de vias de aprovisionamento. ✓ Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis. ✓ Se houver necessidade, os importadores poderão recorrer ao mercado <i>SPOT</i> de GNL.
Falha na infraestrutura da RNTG (cenário 6 da avaliação nacional dos riscos)	<ul style="list-style-type: none"> - Rutura e/ou seccionamento do gasoduto em local crítico ou de potencial congestionamento da rede. - A redução de capacidades na RNTIAT é significativa e/ou de longa duração e compromete o fornecimento dos consumos de gás interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário e/ou industrial (o fornecimento dos clientes protegidos está assegurado). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Redução voluntária dos consumos de gás contratados. ✓ Possibilidade de mudança de combustível, incluindo a utilização de combustíveis alternativos de substituição nas instalações industriais e nas centrais de produção de energia elétrica (desde que baseado na atuação do mercado – substituição voluntária). ✓ Recurso à Banda de Reserva de Regulação do SEN, resultando na diminuição de consumos de eletricidade, para níveis pré-definidos, por parte das entidades a quem o serviço foi contratado, com reflexo ao nível do consumo de gás em centros eletroprodutores. ✓ Utilização de fontes de energia renováveis em substituição do gás. ✓ <u>Atividades da Gestão Técnica Global do SNG</u>
Falha na infraestrutura do AS do Carriço (cenário 4 da avaliação nacional dos riscos)	<ul style="list-style-type: none"> - Indisponibilidade total de movimentação de gás, devido a problemas num dos processos (injeção, armazenamento e extração de gás), por um período superior a 24 horas. 	<p>O GTG manterá as entidades envolvidas neste Plano de Emergência informadas relativamente à permanência no nível de alerta, designadamente os AM, os ORD e os importadores, comunicando as medidas a tomar para fazer face ao nível de alerta, designadamente:</p>

Evento de risco	Condições de ativação	Medidas / (baseadas no mercado)
<p>Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros (cenário 5 da avaliação nacional dos riscos)</p>	<p>- Redução significativa das capacidades e das quantidades de gás disponíveis para o aprovisionamento do SNG, obrigando à aplicação de medidas baseadas no mercado.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Atualizando permanentemente os planos de indisponibilidade e os anúncios de capacidade das infraestruturas, refletindo a indisponibilidade da infraestrutura afetada e que poderá passar pela alteração da capacidade a oferecer nos pontos relevantes da RNTIAT; - Intensificação da coordenação das atividades de despacho por parte dos Operadores da Rede de Transporte (ORT) REN e Enagas; - Possibilidade de o sistema espanhol disponibilizar ao sistema português quantidades adicionais pelas interligações de Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em função da reorganização do sistema espanhol, das condições de pressão existentes e das necessidades de Portugal; - Avaliação do GTG relativamente à necessidade de redução da pressão média de operação da rede (utilização da flexibilidade excecional de <i>linepack</i> em função das condições de operação a determinar no momento). <p>(As atividades de coordenação entre os ORT REN e Enagas deverão ser intensificadas, de modo a permitir uma avaliação do impacto do funcionamento do SNG na Rede Básica de Espanha e da Rede Básica de Espanha no SNG, passando pela troca de informação relativa à oferta, procura e níveis de existências em ambos os sistemas de gás).</p> <p>✓ Avaliação permanente do risco de ser ativado o nível de emergência.</p> <p>(Será respeitada a regulamentação e normativo em vigor, designadamente o Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARI), o Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI), o Manual de Procedimentos do GTG (MPGTG) e o Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas (MPAI), de modo a garantir que o mercado tenha condições para fazer face ao nível de alerta).</p>

Evento de risco	Condições de ativação	Medidas / (baseadas no mercado)
<p>Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT (cenário 7 da avaliação nacional dos riscos)</p>	<p>- Verifica-se o comportamento anormal de sistemas ou equipamentos nas infraestruturas de gás, o qual é relacionado com informações de ataque cibernético em curso, com impacto limitado sobre o aprovisionamento de gás.</p>	<p>✓ Acionamento dos meios específicos de monitorização de vulnerabilidades dos sistemas informáticos de suporte da infraestrutura em causa com a finalidade de identificar a existência de ações maliciosas em curso e ativação de meios alternativos aos que se verifiquem suscetíveis a ataque cibernético, na medida dos impactos verificados.</p>

No fluxograma seguinte esquematiza-se o procedimento de atuação no nível de alerta.

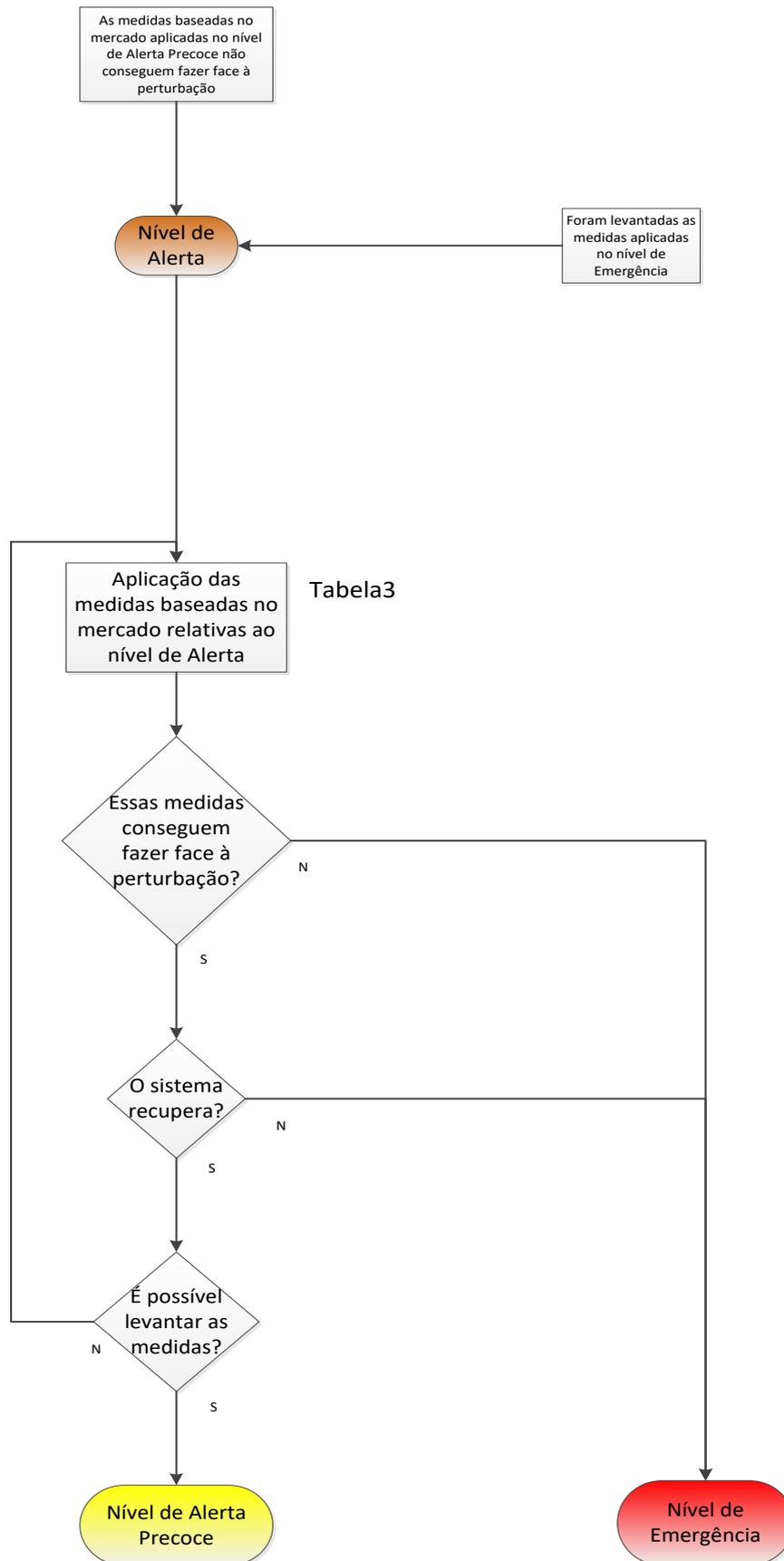


Figura 3 - ESQUEMA DE ATUAÇÃO PERANTE UMA SITUAÇÃO NÍVEL DE ALERTA

4.3.2 RETORNO À OPERAÇÃO NORMAL

A aplicação de medidas referentes ao nível de crise declarado poderá permitir que o sistema vá recuperando e que sejam levantadas estas medidas e, em consequência, seja desativado esse nível e seja possível retornar ao nível de crise anterior, sucessivamente, até o sistema voltar à operação normal.

Após o retorno à operação normal do sistema, o GTG procede à elaboração de relatório com a avaliação das circunstâncias da situação ocorrida e dos efeitos práticos das medidas implementadas, averiguando a sua suficiência e eficácia na resolução do problema. O referido relatório deverá ser apresentado em tempo útil, de tal forma que permita a averiguação das causas que provocaram a declaração do nível de alerta com vista a determinar eventuais novas medidas a incluir em futuras revisões do Plano Preventivo de Ação e do Plano de Emergência.

Durante o período em que o nível de alerta está ativado, poderá haver limitação nas capacidades físicas das infraestruturas, de tal forma que não permita veicular as quantidades necessárias de acordo com os níveis de utilização dos direitos de capacidade dos agentes de mercado, que foram adquiridos em horizontes temporais anteriores à ocorrência. A extensão e o âmbito da limitação irão depender do tipo de ocorrência e da capacidade utilizada. Nestes casos, poderão ser necessárias ações de regularização de quantidades, situações que terão de ser analisadas no momento pelo Comité de Crise de Gás em cooperação com as respetivas autoridades competentes com vista à completa reposição da normalidade.

4.4 NÍVEL DE EMERGÊNCIA ⁴

4.4.1 PLANO DE ATUAÇÃO

Deve ser declarado o nível de emergência quando se verifica um aumento excecional da procura de gás, uma perturbação significativa do aprovisionamento ou qualquer outra deterioração significativa da situação do aprovisionamento e já foram postas em prática todas as medidas relevantes baseadas no mercado, mas o aprovisionamento continua a ser insuficiente para dar resposta à restante procura de gás, de tal modo que têm de ser tomadas medidas adicionais não baseadas no mercado para salvaguardar, nomeadamente, o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos.

Este nível resulta da evolução do nível de alerta quando as medidas baseadas no mercado se mostraram insuficientes para dar resposta à procura de gás.

O nível de emergência deverá permitir, prioritariamente, a salvaguarda do abastecimento de gás aos clientes protegidos.

No caso do mercado elétrico, a coordenação entre os dois despachos nacionais (gás e de eletricidade), operados pela REN, poderá permitir a redução do consumo de gás para produção elétrica, compensando essa procura elétrica com outras fontes disponíveis, ou recorrendo à importação de eletricidade.

Em caso de necessidade de restrição sobre a procura, a coordenação entre o GTG e os ORD é fundamental, pois são estes últimos que têm acesso às instalações que permitem o corte seletivo do abastecimento dos clientes que se encontram nas suas redes de distribuição de gás.

As medidas a tomar no nível de emergência, para cada cenário de risco identificado, aplicáveis para além das medidas definidas no plano de atuação em situação de alerta, encontram-se detalhadas no quadro seguinte, para cada infraestrutura.

⁴ Apesar da publicação do Decreto-Lei n.º 70/2022 de 14 de outubro, que estabelece a criação de uma reserva estratégica de gás natural, a mesma ainda não é considerada, devido à necessidade da sua constituição a nível técnico, bem como da sua respetiva operacionalização. Esta reserva irá ser um complemento à resposta em situações de emergência, que já ocorre com a mobilização de reservas de segurança. Esta realidade será refletida na revisão deste Plano ao abrigo do Regulamento, que ocorrerá até março de 2023.

TABELA 4 - PLANO DE ATUAÇÃO NO NÍVEL DE EMERGÊNCIA

Evento de risco	Condições de ativação	Medidas (não baseadas
Falha na infraestrutura do TGNL de Sines (cenário 1 da avaliação nacional dos riscos)	<p>- Indisponibilidade total da infraestrutura por um período superior a 24 horas e sem previsão de resolução.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Recurso a equipamentos de regaseificação portátil/móvel de GNL ✓ Mobilização das reservas de segurança correspondentes aos consumos em regime ordinário e, posteriormente e em caso de necessidade, aos consumos dos clientes protegidos. Relativamente à mobilização de reservas de segurança, a seguinte consideração: <ul style="list-style-type: none"> - A quantidade mínima de reservas de segurança de gás deve ser suficiente para fazer face a uma ocorrência excepcionalmente elevada de gás durante um período de, no máximo, 24 horas, cuja ocorrência seja de uma vez em 20 anos (caso mais exigente do que o previsto nas “Normas de aprovisionamento de gás”); - As reservas de segurança são constituídas prioritariamente por reservas de GNL de Sines; - A DGEG, em coordenação com o GTG, define, de acordo com o procedimento a adotar para mobilização das reservas de segurança, o procedimento a adotar para mobilização das reservas de segurança sob a tutela do Ministro da tutela.
Falha na infraestrutura da RNTG (cenário 6 da avaliação nacional dos riscos)	<p>- Ruptura e/ou seccionamento do gasoduto em local crítico ou de potencial congestionamento da rede.</p> <p>- A redução das capacidades de transporte compromete fortemente o fornecimento dos consumos de gás (a redução no fornecimento às redes de distribuição poderá a qualquer momento comprometer o fornecimento dos clientes protegidos).</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o fornecimento de gás ✓ Utilização de eletricidade produzida a partir de fontes distintas de gás (A coordenação dos gestores dos sistemas de gás (GTG) e de eletricidade (GTE) deve, sempre que possível, a produção elétrica a partir de fontes distintas do gás, recorrendo, se necessário, à importação, para fazer face a situações de falta de gás); - ou recorrendo à importação, para fazer face a situações de falta de gás);
Falha na infraestrutura do AS do Carriço (cenário 4 da avaliação nacional dos riscos)	<p>- Indisponibilidade total da infraestrutura por um longo período de tempo, indisponibilizando a movimentação das reservas de segurança.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Interruptibilidade dos produtores de eletricidade / Substituição de produtores de eletricidade (O GTG do SNG, em coordenação com o GS, deverá proceder à interrupção do abastecimento das CCGT e determinar a necessidade de procedimentos para esse efeito, as instruções de interrupção de clientes produtores de eletricidade); ✓ O Estado pode lançar um apelo às grandes empresas para que fiquem a par da situação de emergência de energia, devendo também, identificar os organismos e departamentos envolvidos, bem como o procedimento ajustado à perturbação de aprovisionamento de gás. ✓ Redução obrigatória dos consumos contratados com os grandes consumidores, para garantir o fornecimento dos consumos dos clientes protegidos.

Evento de risco	Condições de ativação	Medidas (não baseadas
<p>Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros (cenário 5 da avaliação nacional dos riscos)</p>	<p>- O aprovisionamento do SNG é fortemente afetado, havendo uma redução drástica das capacidades e das quantidades de gás disponíveis por um longo período de tempo, obrigando ao recurso de medidas de atuação não baseadas no mercado, designadamente de atuação do lado da procura.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Reforço da coordenação entre o GTG, os ORD e os AM, decorrente do cumprimento das instruções de interrupção e implementação indevidos neste contexto, designadamente através do controlo d ✓ Implementação, por parte do CCG, de campanhas informativas p destinadas a reduzir o consumo de gás. ✓ <u>Atividades da Gestão Técnica Global do SNG</u> O GTG manterá as entidades envolvidas neste Plano de Emergênc emergência, designadamente os AM, os ORD e os importadores. (Poderão ser adotadas medidas excecionais, previstas ou não, na no RARII, no ROI, no MPGTG e no MPAI, de modo a garantir que aos clientes protegidos). ✓ Intensificação da coordenação das atividades de despacho por p ✓ Possibilidade de o sistema espanhol disponibilizar ao sistema p Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em função da pressão existentes e das necessidades de Portugal. (As atividades de coordenação e cooperação entre os ORT REN e uma avaliação do impacto do funcionamento do SNG na Rede B incidindo na garantia do fornecimento aos clientes protegidos).
<p>Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT (cenário 7 da avaliação nacional dos riscos)</p>	<p>- Verifica-se o comportamento anormal de sistemas ou equipamentos nas infraestruturas de gás, o qual é relacionado com informações de ataque cibernético em curso, com impacto generalizado sobre o aprovisionamento de gás.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Acionamento dos meios específicos de monitorização de vuln infraestrutura em causa com a finalidade de identificar a existê alternativos aos que se verificarem suscetíveis a ataque cibernético

No fluxograma seguinte esquematiza-se o procedimento de atuação no nível de emergência.

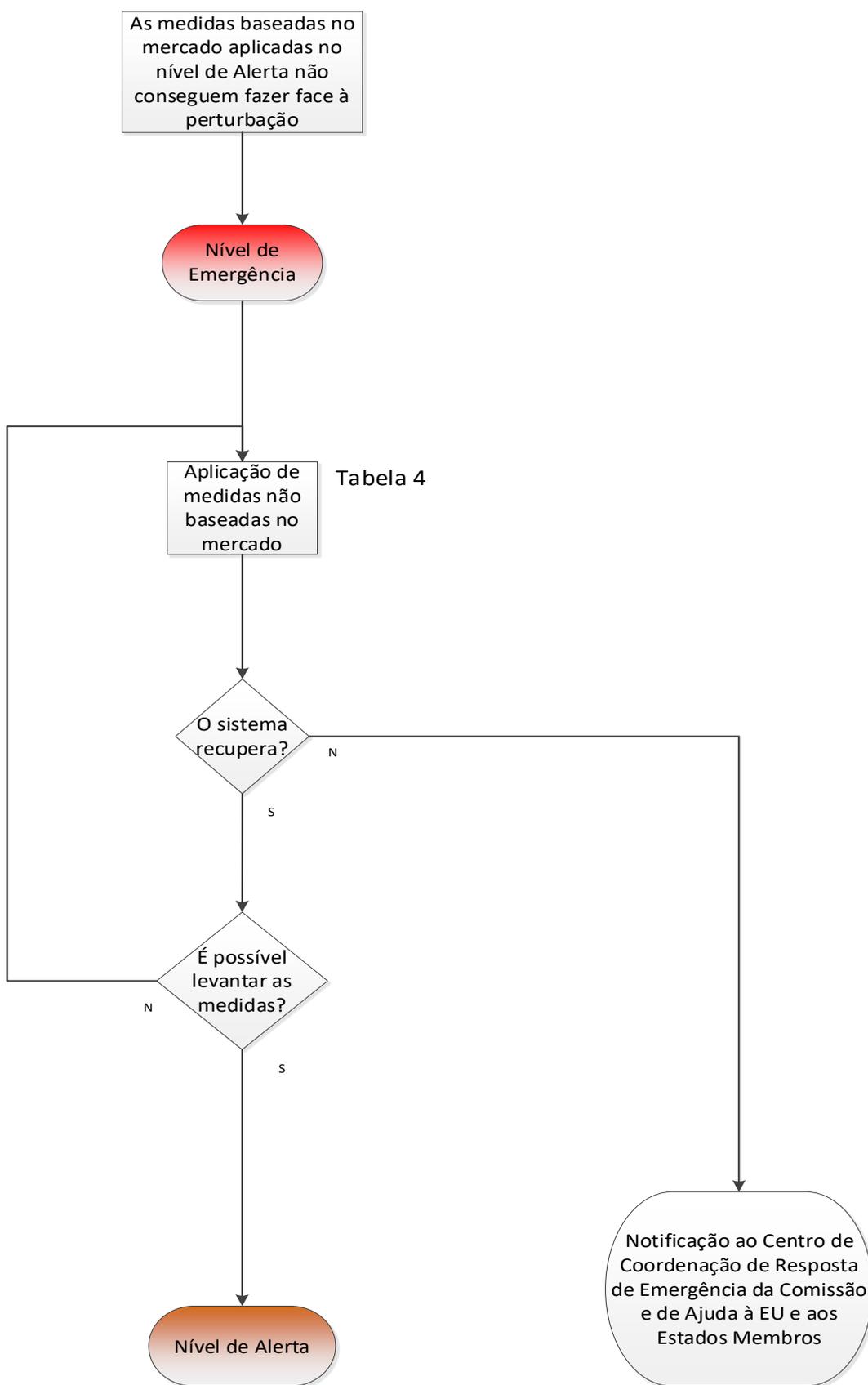


FIGURA 4 - ESQUEMA DE ATUAÇÃO PERANTE UMA SITUAÇÃO NÍVEL DE EMERGÊNCIA

4.4.2 RETORNO À OPERAÇÃO NORMAL

A aplicação de medidas referentes ao nível de crise declarado poderá permitir que o sistema vá recuperando e que sejam levantadas estas medidas e, em consequência, seja desativado o nível de crise declarado e seja possível retornar para o nível de crise anterior, sucessivamente, até o sistema voltar à operação normal.

Após o retorno à operação normal do sistema, o GTG procede à elaboração de um relatório com uma avaliação da situação ocorrida e uma validação das medidas implementadas, averiguando a sua suficiência e eficácia na resolução do problema. A averiguação das causas que provocaram a declaração do nível de emergência poderá determinar novas medidas que poderão ser incluídas em futuras revisões do Plano Preventivo de Ação e do Plano de Emergência.

Durante o período em que o nível de emergência está ativado, havendo interrupção de capacidades físicas das infraestruturas com impacto na utilização dos direitos de capacidade dos agentes de mercado, a extensão e o âmbito das eventuais limitações deverão ser analisados no momento pelo Comité de Crise de Gás em cooperação com as respetivas autoridades competentes com vista à completa reposição da normalidade.

5. MEDIDAS DE REDUÇÃO DA PROCURA DE GÁS

Face ao aumento dos riscos para a segurança de abastecimento de gás na União Europeia resultante do contexto geopolítico adverso, em particular da redução gradual e potencial cessação do fornecimento de gás proveniente da Rússia, foi publicado o Regulamento (UE) 2022/1369, do Conselho, de 5 de agosto, relativo a medidas coordenadas de redução da procura de gás.

O referido Regulamento estabelece, no seu artigo 3.º, que os Estados-Membros deverão envidar todos os esforços para, de forma voluntária, entre 1 de agosto de 2022 e 31 de março de 2023, reduzirem o seu consumo de gás em, pelo menos, 15% em comparação com o seu consumo médio de gás no período de 1 de agosto a 31 de março dos cinco anos consecutivos anteriores à sua entrada em vigor.

Se o Conselho da União Europeia declarar um alerta da União, um nível de crise próprio da União, não relacionado com nenhum dos níveis de crise previstos no artigo 11.º do Regulamento, cada Estado-Membro deverá reduzir obrigatoriamente o seu consumo de gás, que deverá ser, no período entre 1 de agosto de 2022 e 31 de março de 2023, 15% inferior ao seu consumo de gás de referência⁵.

Assim, a entrada em vigor do Regulamento (UE) 2022/1369 suscitou a necessidade de Portugal adotar medidas adicionais e complementares a outras medidas pré-existentes em instrumentos de política pública com vista à redução do seu consumo de gás, ainda que estejam previstas exceções e derrogações à aplicação da meta obrigatória de redução com possível aplicação ao caso nacional.

Neste contexto, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022, aprovou o Plano de Poupança de Energia 2022-2023, que define um conjunto de medidas para a redução do consumo energético nos setores da administração pública (central e local), da indústria, do comércio, dos serviços e residencial, sendo estas obrigatórias para a administração pública central. O Plano assume que todo o consumo de eletricidade evitado através das medidas de poupança nele estabelecidas tem origem em centrais termoelétricas a gás natural.

Resumem-se, de seguida, para efeitos de cumprimento do disposto no n.º 2 do artigo 7º do Regulamento (UE) 2022/1369, as principais medidas adotadas pelo Estado Português, através do Plano de Poupança de Energia 2022-2023, com vista à redução da procura de gás determinada por esse regulamento, bem como a respetiva contabilização de poupanças:

Medidas relativas à energia

Administração pública central
Reduzir o consumo de energia relacionado com iluminação interior e exterior
Reduzir o consumo energético na climatização de espaços
Promover, na medida do possível, práticas de gestão dos recursos humanos que permitam a redução dos consumos energéticos (por exemplo, avaliando as poupanças energéticas do recurso ao teletrabalho)

⁵ Consumo médio de gás de um Estado-Membro durante o período de referência (período entre 1 de agosto e 31 de março durante os cinco anos consecutivos anteriores); para os Estados-Membros cujo consumo de gás aumentou, no mínimo, 8% entre 1 de agosto de 2021 e 31 de março de 2022, em comparação com o consumo médio de gás durante o período de referência, o “consumo de gás de referência” corresponde apenas ao volume de consumo de gás entre 1 de agosto de 2021 e 31 de março de 2022.

Capacitar os técnicos da administração pública para a implementação, dinamização e monitorização de medidas para a eficiência de recursos
Promoção local de eletricidade a partir de fontes de energia renovável

Administração pública local
Reduzir o consumo energético associado à iluminação pública
Reduzir o consumo de energia relacionado com iluminação interior e exterior
Reduzir o consumo energético na climatização de espaços
Reduzir o consumo energético em piscinas e complexos desportivos
Promover, na medida do possível, práticas de gestão dos recursos humanos que permitam a redução dos consumos energéticos (por exemplo, avaliando as poupanças energéticas do recurso ao teletrabalho)
Capacitar os técnicos da administração pública para a implementação, dinamização e monitorização de medidas para a eficiência de recursos
Produção local de eletricidade a partir de fontes de energia renovável

Setor privado
Reduzir o consumo de energia relacionado com iluminação interior e exterior
Reduzir o consumo energético na iluminação interior e exterior de centros comerciais
Reduzir o consumo energético na climatização de espaços
Reduzir o consumo energético na climatização de centros comerciais
Reduzir o consumo energético na produção de calor e frio (que não a climatização)
Reduzir o consumo energético em piscinas e complexos desportivos
Promover, na medida do possível, práticas de gestão dos recursos humanos que permitam a redução dos consumos energéticos (por exemplo, avaliando as poupanças energéticas do recurso ao teletrabalho)
Produção local de eletricidade a partir de fontes de energia renovável
Formar e/ou capacitar para potenciar a eficiência energética

Medidas relativas à eficiência hídrica (algumas delas implicam uma redução dos consumos de energia)

Administração pública central
Aumentar a eficiência hídrica
Reduzir o desperdício de água na rega de espaços exteriores

Administração pública local
Aumentar a eficiência hídrica
Reduzir o desperdício de água na rega de espaços exteriores

Setor privado
Aumentar a eficiência hídrica
Aumentar a eficiência hídrica em processos industriais
Reduzir o desperdício de água na rega de espaços exteriores
Formar e/ou capacitar para potenciar a eficiência hídrica

Adicionalmente, irá realizar-se, **no setor privado, uma campanha de comunicação e sensibilização** para diferentes públicos-alvo enquanto agentes fulcrais para a redução do consumo energético.

Contabilização das poupanças estimadas

O Plano de Poupança de Energia 2022-2023 complementa algumas medidas postas em prática anteriormente e que fazem também parte da resposta nacional à necessidade de redução do consumo de gás estabelecida pelo Regulamento (UE) 2022/1369. Apresenta-se, de seguida, a estimativa das poupanças de gás resultante das medidas do Plano de Poupança de Energia 2022-2023, bem como de medidas postas em prática anteriormente.

Impacto em 2022

	GWh	mcm	Redução do consumo
Plano de Poupança de Energia: novas medidas	1 307	116	3%
Fotovoltaico – injeção na rede: até dezembro de 2022	559	50	1%
PRR⁶: medidas implementadas até outubro de 2022	432	38	1%
Total	2 298	205	5%

Impacto em 2022-2023

	GWh	mcm	Redução do consumo
Plano de Poupança de Energia: novas medidas	2 110	188	5%
Fotovoltaico – injeção na rede: até dezembro de 2023	4 239	378	9%
PRR: medidas implementadas até outubro 2023	1 009	90	2%
PRR Administração Pública: medidas implementadas até outubro de 2023	182	16	0%
Total	7 539	672	17%

Refira-se que foi já realizado o 1º reporte sobre a redução de consumo de gás natural já alcançada, referente ao período de agosto e setembro de 2022, de acordo com o definido no n.º 1 do artigo 8º do Regulamento (UE) 2022/1369, podendo o respetivo relatório ser consultado em: https://www.dgeg.gov.pt/media/vcoboc0y/pt-report-gas-demand-reduction-aug-sept_2022.pdf. Neste relatório estão identificadas as medidas acima indicadas, incluídas no Plano de Poupança de Energia

⁶ Plano de Recuperação e Resiliência

2022-2023, apresentadas com um maior grau de detalhe. No relatório são ainda identificadas outras medidas entretanto implementadas em Portugal, com vista à melhoria da segurança do abastecimento.

6. PLANO DE EMERGÊNCIA – IMPACTO REGIONAL

No ponto 6 do artigo 8.º do Regulamento é referido que as autoridades competentes de Estados-Membros vizinhos se deverão consultar mutuamente, de forma atempada, a fim de garantir a coerência entre os seus Planos de Emergência, e que as autoridades competentes de cada grupo de risco deverão proceder à troca de projetos de Planos de Emergência, com propostas de cooperação.

No geral, considerando o âmbito da cooperação regional, deve ser assegurado que:

- a) Não são adotadas, em momento algum, medidas que restrinjam indevidamente os fluxos de gás no mercado interno;
- b) Não são adotadas medidas suscetíveis de comprometer gravemente a situação do aprovisionamento de gás noutra Estado-Membro; e
- c) É mantido o acesso transfronteiriço às infraestruturas, nos termos do Regulamento (CE) n.º 715/2009, na medida em que for viável do ponto de vista técnico e da segurança, de acordo com o Plano de Emergência.

6.1 IMPACTO REGIONAL DOS EVENTOS DE RISCO

Como referido no capítulo 4, apenas foram considerados no Plano de Emergência os cenários de risco que se encontram na zona de risco médio da matriz de risco da avaliação nacional dos riscos, e que, portanto, têm um impacto potencial para o SNG, traduzido em quantidades potenciais de gás não fornecido ou que é necessário adquirir em mercado *SPOT*.

No que diz respeito ao cenário de **falha na infraestrutura do TGNL de Sines** (cenário 1 da avaliação nacional dos riscos), refira-se que, apesar de se esperar que possa vir a ter relevância a nível regional, por representar uma potencial porta de entrada de gás para a União Europeia, atualmente o TGNL de Sines abastece exclusivamente o mercado nacional, pelo que a falha nesta infraestrutura afetará apenas o SNG, não apresentando um impacto regional.

Também na ocorrência do cenário de **falha na infraestrutura do AS do Carriço** (cenário 4 da avaliação nacional dos riscos) não se prevê qualquer impacto regional, uma vez que esta infraestrutura também abastece exclusivamente o SNG.

O cenário de **ruptura no gasoduto em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTG** (cenário 6 da avaliação nacional dos riscos) apresenta um impacto maioritariamente nacional, face à quota muito reduzida do gás importado de Portugal no total de importações de gás em Espanha. No entanto, na ocorrência deste cenário poderá verificar-se a impossibilidade de a REN garantir as condições de interoperabilidade nos pontos de interligação com Espanha.

O cenário de **perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros** (cenário 5 da avaliação nacional dos riscos) é não só um cenário de risco nacional, como um cenário de risco regional e, como tal, é identificado no cenário 8 a) da avaliação nacional dos riscos (Falha no aprovisionamento de países terceiros que afetem a Península Ibérica), que diz respeito à falta de fornecimento de gás a partir dos poços da *Sonatrach* na Argélia. Na ocorrência deste cenário existe, no SNG, a possibilidade de reconfiguração dos fluxos de gás para os outros pontos de oferta do sistema, em particular o TGNL e a extração do AS do Carriço. No entanto, este cenário pode motivar a necessidade de auxílio de Portugal a Espanha (ou de Espanha a Portugal), através do fluxo de gás via interligações de Campo Maior e/ou Valença do Minho.

Por fim, a ocorrência do cenário de **perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT** (cenário 7 da avaliação nacional dos riscos) poderá afetar apenas o SNG ou ter igualmente impacto no sistema espanhol, dependendo das

infraestruturas da RNTIAT afetadas pelos ataques maliciosos. Um ciberataque que inviabilize o transporte de gás na RNTG, por exemplo, impossibilitará a REN de garantir as condições de interoperabilidade nos pontos de interligação com Espanha.

6.2 IMPACTO REGIONAL DAS MEDIDAS DO PLANO DE EMERGÊNCIA

Das medidas a adotar em cada nível de crise, identificadas no capítulo 4, poderão ter impacto direto no sistema de gás espanhol, as seguintes:

Alerta precoce:

- Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis;
- Alteração dos programas de entrada ou de saída nas interligações de Campo Maior e/ou Valença do Minho.

Alerta:

- Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis;
- Intensificação da coordenação das atividades de despacho por parte dos ORT REN e Enagas;
- Possibilidade de o sistema espanhol disponibilizar ao sistema português quantidades adicionais pelas interligações de Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em função da reorganização do sistema espanhol, das condições de pressão existentes e das necessidades de Portugal.

Emergência:

- Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis;
- Intensificação da coordenação das atividades de despacho e cooperação entre parte dos operadores ORT REN e Enagas;
- Possibilidade de o sistema espanhol disponibilizar ao sistema português quantidades adicionais pelas interligações de Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em função da reorganização do sistema espanhol, das condições de pressão existentes e das necessidades de Portugal.

Apesar de, como indicado no ponto anterior, nem todos os cenários de risco tidos em conta no Plano de Emergência apresentarem impacto a nível regional, ao nível das medidas a adotar para eliminar ou atenuar os riscos ou o impacto de uma perturbação no aprovisionamento de gás a cooperação regional entre a REN e a Enagas é extremamente importante. Esta cooperação é tanto mais relevante quanto maior for o impacto dos cenários de risco, e poderá traduzir-se quer na criação de condições para que o mercado possa, por si só, fazer face aos cenários de risco, quer em medidas de operação das infraestruturas que permitam maximizar a capacidade de aprovisionamento de ambos os sistemas de gás.

A coordenação das atividades de despacho por parte dos ORT REN e Enagas assume uma importância fundamental quer na operação normal do sistema, quer para a minimização do impacto de qualquer um dos níveis de crise.

Os acordos já existentes consagram essa cooperação regional, designadamente o Acordo de Assistência Técnica entre a Enagas e a REN, de junho de 2011.

As atividades de coordenação entre os ORT REN e Enagas deverão, no entanto, ser intensificadas nos níveis de alerta e de emergência, de modo a permitir uma avaliação contínua do impacto do funcionamento do SNG na Rede Básica de Espanha e desta no SNG, passando, entre outras medidas, por trocas de informação adicionais, nomeadamente relativas à oferta, à procura e a níveis de existências em ambos os sistemas. No caso específico do nível de emergência deverá ser dado especial foco à garantia do fornecimento aos clientes protegidos.

A cooperação regional pode existir ao nível de ORT, como referido, mas também ao nível dos comercializadores e agentes de mercado. Em situações de crise, os agentes que possuam atividade em Portugal e Espanha, podem estabelecer *swaps* e/ou acordos de intercâmbio de gás entre si e de troca de existências entre diferentes infraestruturas dos dois países, desde que dentro dos limites de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha.

7. MECANISMO DE SOLIDARIEDADE

De acordo com o definido no artigo 10.º do Regulamento, deverão ficar definidas no Plano de Emergência as medidas técnicas, jurídicas e financeiras incluídas nos acordos de solidariedade a celebrar entre Estados-Membros vizinhos para fins de aplicação das obrigações de solidariedade nele estabelecidas.

O artigo 13.º do Regulamento determina que as medidas dos acordos de solidariedade são aplicadas, como medidas de último recurso, apenas se o Estado-Membro que solicita solidariedade tiver esgotado todas as medidas baseadas no mercado e todas as medidas previstas no seu Plano de Emergência e quando estiver em risco o aprovisionamento de gás aos seus clientes protegidos por razões de solidariedade.

NOTA: Neste ponto serão elencadas, quando disponíveis, as medidas definidas no acordo de solidariedade a estabelecer entre o Governo da República Portuguesa e o Governo do Reino de Espanha para atuação em situação de emergência e, em particular, para fins de aplicação das obrigações de solidariedade estabelecidas no Regulamento. O processo para o estabelecimento do referido acordo pelas autoridades competentes dos dois Estados-Membros encontra-se em fase final de definição a nível técnico, para que, posteriormente esta seja a base para um futuro acordo a nível político entre os dois Governos.

8. CAPÍTULO REGIONAL – GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA ARGÉLIA

De acordo com o n.º 3 do artigo 8.º do Regulamento, o Plano de Emergência deverá incluir um ou mais capítulos regionais, consoante o número de grupos de risco onde o Estado-Membro se insere, conforme definido no Anexo I, que deverão ser elaborados e acordados entre todos os Estados-Membros do respetivo grupo de risco.

Este capítulo inclui as medidas regionais transfronteiriças a empreender para atenuar o potencial impacto de uma perturbação do aprovisionamento do gás na área do grupo de risco da Argélia.

Antes da entrada em vigor do Regulamento (UE) 2015/703 da Comissão, que introduziu a regulamentação relativa aos Acordos de Interligação, os ORT tinham estabelecido Acordos de Assistência Mútua ou Acordos de Assistência Técnica determinando como deveriam proceder no caso da ocorrência de um “evento excecional”. À medida que os Acordos de Interligação foram sendo assinados, os anteriores acordos foram sendo anexados aos mesmos.

Medidas a adotar por nível de crise

O termo “evento excecional” incluído nos Acordos de Assistência Mútua ou Acordos de Assistência Técnica não define claramente se a situação em causa conduz a um nível concreto de declaração de crise. Além disso, nesses acordos, as medidas a serem implementadas não são associadas a esses níveis.

Uma definição típica de “evento excecional” é a seguinte:

- Existência de uma perda de capacidade física em qualquer instalação;
- Ocorrência de uma falha de fornecimento pontual que coloque em risco o suprimento da procura do mercado de gás;
- Registo de uma quebra de pressão numa região próxima à fronteira devido a um pico de procura coincidente com uma descida de temperatura, que coloque em risco o fornecimento de gás;
- Outros eventos que possam afetar a segurança de abastecimento de uma das partes.

Note-se que os desequilíbrios comerciais ou operações de manutenção programada estão excluídos desta definição.

Considerando o artigo 11.º do Regulamento sobre a declaração de crise, este tipo de eventos deverá ser qualificado como “alerta” ou “emergência”.

O procedimento comumente descrito nos referidos acordos é o seguinte:

1. O ORT afetado comunica o incidente à outra parte com a maior antecedência possível. A comunicação deve incluir a origem, a duração e a previsão da quantidade de gás necessária;
2. A partir desta comunicação, até algumas horas depois, o ORT afetado deve apresentar uma segunda comunicação justificando o incidente;
3. Paralelamente, e no prazo de 24 horas, os dois ORT devem avaliar a situação e elaborar um programa de assistência conjunta. O procedimento a adotar dependerá dos volumes de gás necessários:

- Se o volume de gás estiver abaixo de um determinado limite, a situação poderá ser resolvida entre ORT utilizando um *Operational Balancing Agreement (OBA)*.
- Se o volume de gás estiver acima de um determinado limite, a situação não poderá ser resolvida entre ORT utilizando um OBA, pelo que os “shippers” envolvidos serão contactados para lidar com a situação e proceder a alterações nas nomeações/renomeações.

Nem todos os acordos estabelecem o limite referido, mas é recomendável clarificar as decisões.

Mecanismos de cooperação

Procedimento no âmbito do Sistema de Coordenação Regional para o Gás:

O Sistema de Coordenação Regional para o Gás (SCRG) foi descrito no Capítulo Regional do Plano de Ação Preventiva para o SNG, uma vez que é considerado uma medida preventiva.

No entanto, o SCRG preparou um conjunto de ferramentas, incluindo medidas como *swaps* ou capacidade extra. Cada medida poderá ser adotada dependendo do nível de crise a que o incidente é associado.

O SCRG inclui um fluxograma descrevendo o fluxo de informações, que pode ser verificado na seguinte figura.

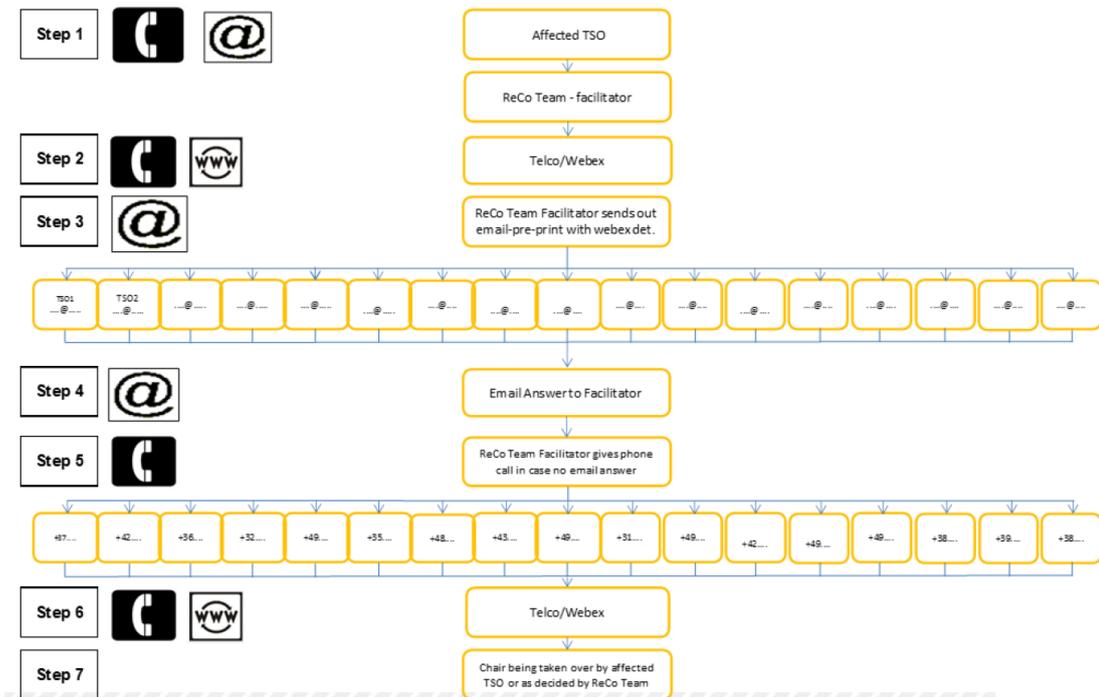


FIGURA 5 – FLUXO DE INFORMAÇÕES INCLuíDO NO SISTEMA DE COORDENAÇÃO REGIONAL PARA O GÁS

Este fluxograma é compatível com o fluxograma bilateral incluído nos Acordos de Interligação.

Procedimento entre ORT contíguos:

Conforme detalhado em 8.1. - Medidas a adotar por nível de crise, os ORT contíguos acordaram num procedimento em caso de ocorrência de um evento excepcional. O procedimento é descrito utilizando um fluxograma, como o que pode ser verificado no Anexo IV, relativo ao Acordo de Assistência Técnica entre a REN e a Enagas.

A principal decisão a tomar é a de resolver o problema via OBA ou de exigir que os “shippers” aumentem as nomeações comerciais. O limite mais usual para decidir a medida a adotar são os 280 GWh.

Ao nível técnico, a definição de números de telefone e endereços de e-mail é essencial para que as decisões sejam tomadas rapidamente em caso de emergência e para verificar se as comunicações são enviadas pelos gestores autorizados a fazê-lo.

Melhoria dos mecanismos de cooperação:

As autoridades competentes dos membros do grupo de risco da Argélia solicitarão aos seus ORT:

- A troca de fluxogramas via equipas de Coordenação Regional, para beneficiar das melhores práticas;
- A atualização dos Acordos de Assistência Mútua, no âmbito dos Acordos de Interligação, tendo em conta o atual quadro jurídico em matéria de segurança de abastecimento e o estabelecimento de uma correspondência clara entre os níveis de crise e as medidas.

Solidariedade entre Estados-Membros

Os membros do Grupo de Risco da Argélia iniciaram conversações para acordar sobre as disposições técnicas, jurídicas e financeiras necessárias para implementar o mecanismo de solidariedade descrito no artigo 13.º do Regulamento. À medida que estes acordos sejam acordados, serão incluídos neste ponto.

9. CAPÍTULO REGIONAL – GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA NORUEGA

NOTA: Neste capítulo deverão ser incluídas as medidas regionais transfronteiriças a empreender para atenuar o potencial impacto de uma perturbação do aprovisionamento do gás na área do grupo de risco da Noruega. O presente capítulo regional deverá ser elaborado e acordado entre todos os Estados-Membros do grupo de risco da Noruega. Aguarda-se proposta de capítulo por parte da coordenação deste grupo de risco de aprovisionamento.

10. EXERCÍCIOS DE PREPARAÇÃO PARA SITUAÇÕES DE EMERGÊNCIA

Tal como previsto no n.º 3 do artigo 10.º do Regulamento e descrito no ponto 7 do seu Anexo VII, as medidas, as ações e os procedimentos constantes do Plano de Emergência são testados com vista à verificação da sua eficácia. Neste capítulo são referidas as condições de realização dos respetivos exercícios e cenários a considerar.

A realização de exercícios, simulando situações de crise de diferentes níveis, irá permitir a validação de um conjunto de informação e ações a executar, cuja necessidade e eficácia, perante um cenário de falha no aprovisionamento de gás, de outra forma seriam difíceis de perceber. Através da execução de simulacros é possível avaliar a capacidade de resposta de todas as entidades envolvidas, na eventualidade de ser necessário interromper o fornecimento de gás. É possível ainda identificar o tipo de informação a disponibilizar às diferentes entidades e se, em situações de emergência, é fácil aceder à mesma e disponibilizá-la de uma forma rápida. Há ainda outros aspetos que podem ser monitorizados durante os exercícios, nomeadamente:

- Comunicação, a diferentes níveis, entre entidades;
- Eventuais alterações aos limites de exploração das infraestruturas;
- Identificação dos indicadores críticos a controlar numa crise;
- Identificação de ferramentas e de aplicações que poderão ser úteis para controlar e monitorizar as variáveis de controlo;
- Atualização dos procedimentos, instruções, fluxogramas e listas de ações;
- Atualização das listas de contactos e de entidades.

De acordo com o n.º 3 do artigo 10.º do Regulamento, a fim de garantir que os planos de emergência estão sempre atualizados e são eficazes, realiza-se pelo menos um teste de simulação entre as atualizações dos planos (que ocorre pelo menos de quatro em quatro anos, ou com maior frequência se as circunstâncias o justificarem, ou a pedido da Comissão), para cenários de impacto médio e elevado e respostas em tempo real. Cada teste deverá ser realizado no prazo máximo de dois anos depois da publicação de uma nova versão do plano de emergência. Posteriormente os resultados destes testes são comunicados e apresentado ao Grupo de Coordenação do Gás.

No final de cada simulacro realizado, o GTG deverá produzir um relatório identificando os pontos fracos e pontos fortes do exercício efetuado, as dificuldades sentidas e as oportunidades de melhoria a introduzir na revisão do Plano de Emergência.

De referir que, face à conjuntura geopolítica atual, e tal como definido no n.º 2 do artigo 7º do Regulamento (UE) 2022/1369, existiu a necessidade de atualização do Plano de Emergência, antes da realização de qualquer exercício de preparação para situações de emergência.

11. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As medidas apresentadas no presente Plano de Emergência permitem fazer face aos cenários de risco identificados na avaliação dos riscos e salvaguardar o aprovisionamento aos clientes protegidos do SNG. Algumas delas, designadamente o recurso à interrupção de consumos de gás, requerem o desenvolvimento de um quadro legislativo e regulamentar específico e complementar. A implementação da estrutura funcional preconizada ao nível do Plano de Emergência que permitirá operacionalizar as medidas destinadas a fazer face aos cenários de risco identificados e aos níveis de crise definidos.

Nos casos em que é referido o recurso a reprogramação ou redireccionamento de navios de GNL, deve notar-se que num primeiro nível se trata de medidas baseadas na atuação de mercado por parte dos comercializadores que voluntariamente buscam soluções para fazer face às necessidades de satisfação da procura das suas carteiras de clientes. Num segundo nível, tais medidas poderão emergir da avaliação da criticidade da situação e resultar de uma solicitação do Comité de Crise do Gás tomada em conjunto com os *stakeholders* referenciados no diagrama de relacionamento funcional descrito no ponto 3 do presente Plano.

GLOSSÁRIO

SIGLAS E ABREVIATURAS

AM	Agentes de Mercado
AP	Alta Pressão
AS	Armazenamento Subterrâneo
CCG	Comité de Crise do Gás
CCGT	<i>Combined Cycle Gas Turbine</i> (Central de Ciclo Combinado a Gás)
CE	Comissão Europeia
COM	Comercializadores de gás
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GCG	Grupo de Coordenação do Gás – <i>Gas Coordination Group</i>
GL UAG	Gestor Logístico das Unidades Autónomas de Gás
GNL	Gás Natural Liquefeito
GS	Gestor do Sistema Elétrico Nacional
GTG	Gestor Técnico Global do Sistema Nacional de Gás
GTS	Gestor Técnico do Sistema de Gás em Espanha
IMP	Importadores de gás do Sistema Nacional de Gás
MAAC	Ministério do Ambiente e da Ação Climática
OAS	Operador do Armazenamento Subterrâneo
OBA	<i>Operational Balance Agreement</i>
ORD	Operador de Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
OTAN	Organização do Tratado do Atlântico Norte
OTGNL	Operador do Terminal de GNL
PME	Pequenas e Médias Empresas
PRR	Plano de Recuperação e Resiliência
RARII	Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNDG	Rede Nacional de Distribuição de Gás

RNTG	Rede Nacional de Transporte de Gás
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte de gás, Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminal de GNL
ROI	Regulamento de Operação das Infraestruturas do setor do gás
RPG	Rede Pública de Gás
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SNG	Sistema Nacional de Gás
TGNL	Terminal de Gás Natural Liquefeito
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UAG	Unidade Autónoma de Gás

ANEXOS

ANEXO I

LISTA DE ENTIDADES

LISTA DE ENTIDADES

Entidades oficiais

Comissão Europeia

Direção-Geral de Energia e Geologia

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Ministério do Ambiente e da Ação Climática

Operadores da RNTIAT, rede interligada e SEN

REN – Gasodutos, S.A. (Gestor Técnico Global do SNG – GTG)

REN – Armazenagem, S.A.

REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.

Enagas (Gestor do Sistema de GN em Espanha)

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. (Gestor do Sistema do SEN)

Operadores de redes de distribuição

Beiragás, Dianagás, Duriensegás, LisboaGás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, REN Portgás, Setgás, Sonorgás, Tagusgás.

Importadores e Comercializadores (lista não exaustiva)

A listagem de comercializadores de gás natural poderá ser consultada na página de internet da DGEG em www.dgeg.gov.pt

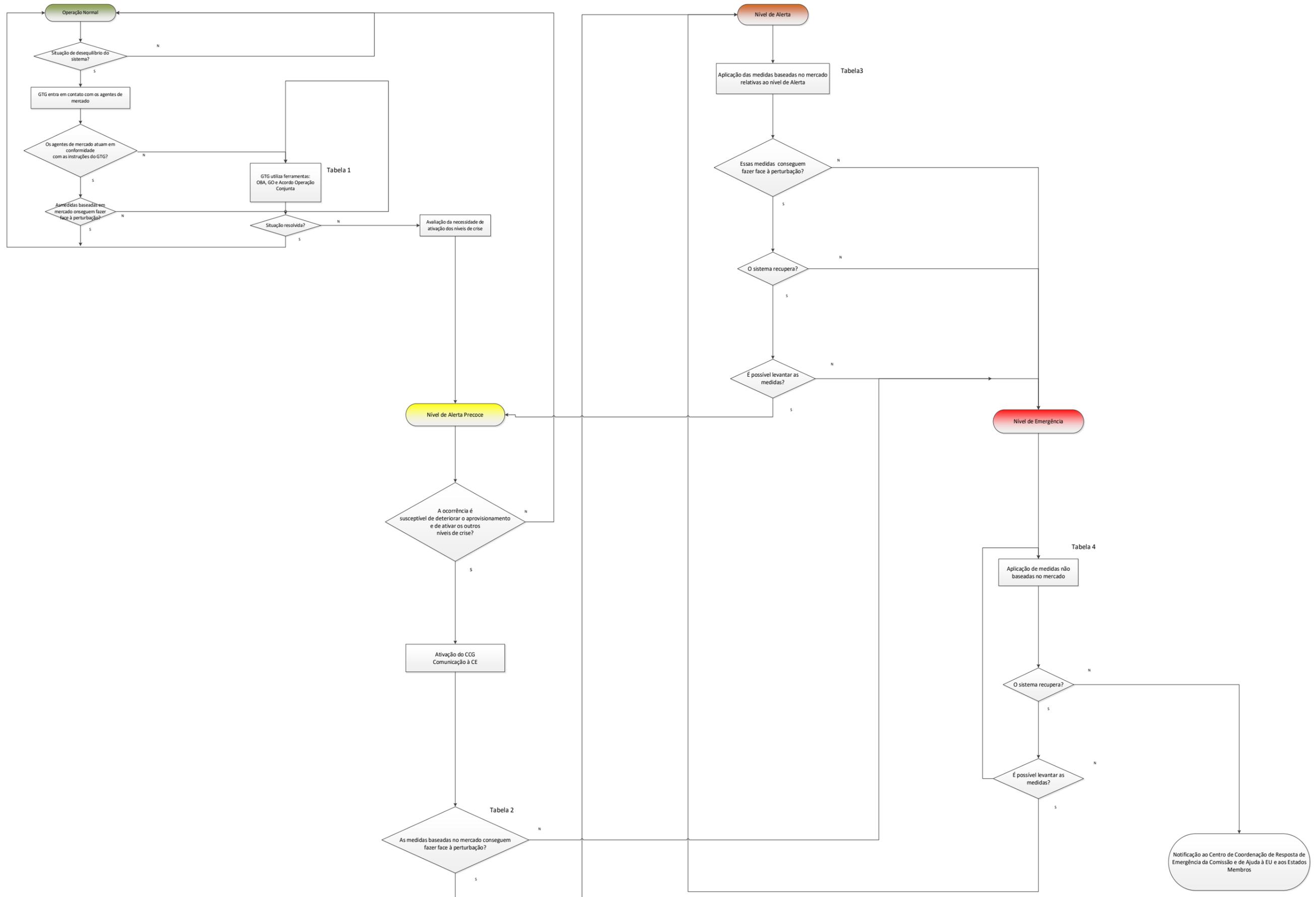
(Áreas Setoriais – Combustíveis – Entidades e Profissionais).

Outros Operadores

Gestor Logístico de Unidades Autónomas de Gás

ANEXO II

DIAGRAMA GERAL DE ATUAÇÃO EM SITUAÇÃO DE CRISE



ANEXO III

CENÁRIOS DE RISCO

III. CENÁRIOS DE RISCO

Neste anexo são referidos os principais eventos de risco identificados anteriormente, de modo a efetuar a avaliação do impacto das medidas do Plano de Emergência a adotar para fazer face aos cenários de risco identificados no relatório de Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento do SNG.

III.1 TABELA RESUMO

Na página seguinte apresenta-se uma tabela resumo com a indicação dos cinco principais riscos identificados e a aplicação de algumas medidas baseadas no mercado e não baseadas no mercado para atenuar os seus impactos. Foram identificados os riscos com maior probabilidade de ocorrência, em linha com o apresentado no documento “Avaliação dos riscos que afetam a segurança do aprovisionamento do Sistema Nacional de Gás – Período 2022-2027”, e apresentadas as medidas de atuação conforme descritos nos capítulos anteriores deste documento.

Cenário de Risco	Nível	Condições de ativação	Medidas
Falha na infraestrutura do TGNL de Sines (cenário 1 da avaliação nacional dos riscos)	Alerta precoce	<ul style="list-style-type: none"> - Indisponibilidade total de um dos processos (descarga de navios, regaseificação de GNL, emissão de gás para a RNTG e enchimento de camiões-cisterna de GNL) por um período inferior a 24 horas. - Violação dos limites de segurança operacionais em regime permanente. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Acompanhamento junto das fontes de informação que deram origem à ativação do nível de alerta precoce. ✓ Se necessário, proceder à atualização do plano de indisponibilidades e do anúncio de capacidades disponíveis para fins comerciais do próprio dia. ✓ Face ao evento de risco em questão podem ser tomadas um conjunto de medidas em articulação com os AM: <ul style="list-style-type: none"> - Eventual ajustamento no programa de descarga de navios no TGNL (nomeadamente através da ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis), alteração da emissão de gás para a rede e redirecionamento das cisternas de GNL para as UAG com baixo nível de GNL nos depósitos (articulação com o GL UAG); - Alteração dos programas de entrada ou de saída nas interligações de Campo Maior e/ou Valença do Minho; - Alteração dos programas de injeção ou extração do AS do Carriço; - Utilização do gás comercial armazenado nas infraestruturas do TGNL, do AS e nos depósitos das UAG. ✓ Monitorização do nível de alerta precoce, efetuando um acompanhamento contínuo dos fluxos de gás previstos nos pontos de entrada e de saída do sistema, bem como das existências disponíveis na rede, no armazenamento subterrâneo e no terminal, e avaliar permanentemente o risco de ser ativado o nível de alerta ou de emergência.
	Alerta	<ul style="list-style-type: none"> - Indisponibilidade total de um dos processos (descarga de navios, regaseificação de GNL, emissão de gás para a RNTG e enchimento de camiões-cisterna de GNL) por um período superior a 24 horas. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilização da flexibilidade na importação e da bidirecionalidade existente nas interligações. ✓ Utilização de diferentes fontes de gás e de vias de aprovisionamento. ✓ Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis. ✓ Se houver necessidade, os importadores poderão recorrer ao mercado <i>SPOT</i> de GNL. ✓ Redução voluntária dos consumos de gás contratados. ✓ Possibilidade de mudança de combustível, incluindo a utilização de combustíveis alternativos de substituição nas instalações industriais e nas centrais de produção de energia elétrica (desde que baseado na atuação do mercado – substituição voluntária). ✓ Recurso à Banda de Reserva de Regulação do SEN, resultando na diminuição de consumos de eletricidade, para níveis pré-definidos, por parte das entidades a quem o serviço foi contratado, com reflexo ao nível do consumo de gás em centros eletroprodutores. ✓ Utilização de fontes de energia renováveis em substituição do gás.

			<p>✓ <u>Atividades da Gestão Técnica Global do SNG</u></p> <p>O GTG manterá as entidades envolvidas neste Plano de Emergência informadas relativamente à permanência no nível de alerta, designadamente os AM, os ORD e os importadores, comunicando as medidas a tomar para fazer face ao nível de alerta, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Atualizando permanentemente os planos de indisponibilidade e os anúncios de capacidade das infraestruturas, refletindo a indisponibilidade da infraestrutura afetada e que poderá passar pela alteração da capacidade a oferecer nos pontos relevantes da RNTIAT; - Intensificação da coordenação das atividades de despacho por parte dos ORT REN e Enagas; - Possibilidade de o sistema espanhol disponibilizar ao sistema português quantidades adicionais pelas interligações de Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em função da reorganização do sistema espanhol, das condições de pressão existentes e das necessidades de Portugal; - Avaliação do GTG relativamente à necessidade de redução da pressão média de operação da rede (utilização da flexibilidade excepcional de <i>linepack</i> em função das condições de operação a determinar no momento). <p>✓ Avaliação permanente do risco de ser ativado o nível de emergência.</p>
	Emergência	<p>- Indisponibilidade total da infraestrutura por um período superior a 24 horas e sem previsão de resolução.</p>	<p>✓ Recurso a equipamentos de regaseificação portátil/móvel de GNL.</p> <p>✓ Mobilização das reservas de segurança correspondentes aos consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário e, posteriormente e em caso de necessidade, das reservas de segurança correspondentes aos consumos dos clientes protegidos. Relativamente à mobilização das reservas de segurança, deve ser tomado em consideração:</p> <ul style="list-style-type: none"> - A quantidade mínima de reservas de segurança de gás deverá garantir estes consumos num cenário de procura excecionalmente elevada de gás durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos (caso mais exigente dos três referidos no ponto 1 do artigo 6.º do Regulamento – “Normas de aprovisionamento de gás”); - As reservas de segurança são constituídas prioritariamente no Armazenamento Subterrâneo do Carriço e no terminal de GNL de Sines; - A DGEG, em coordenação com o GTG, define, de acordo com a especificidade do evento de risco, qual o procedimento a adotar para mobilização das reservas de segurança, obtendo a respetiva autorização prévia junto do Ministro da tutela. <p>✓ Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis.</p>

			<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilização de eletricidade produzida a partir de fontes distintas do gás. ✓ Interruptibilidade dos produtores de eletricidade / Substituição obrigatória do combustível – “Fuel switching”. ✓ O Estado pode lançar um apelo às grandes empresas para que façam um esforço no sentido de reduzirem o consumo de energia, devendo também, identificar os organismos e departamentos do Estado cujo consumo de energia pode ser ajustado à perturbação de aprovisionamento de gás. ✓ Redução obrigatória dos consumos contratados com os grandes clientes industriais de modo a salvaguardar o fornecimento dos consumos dos clientes protegidos. ✓ Reforço da coordenação entre o GTG, os ORD e os AM, decorrente da necessidade de interrupção de clientes, verificação do cumprimento das instruções de interrupção e implementação das ações necessárias à prevenção de consumos indevidos neste contexto, designadamente através do controlo das válvulas de corte nos respetivos pontos de entrega. ✓ Implementação, por parte do CCG, de campanhas informativas para o grande público, em meios de comunicação social, destinadas a reduzir o consumo de gás. ✓ <u>Atividades da Gestão Técnica Global do SNG</u> O GTG manterá as entidades envolvidas neste Plano de Emergência informadas relativamente à permanência no nível de emergência, designadamente os AM, os ORD e os importadores. (Poderão ser adotadas medidas excecionais, previstas ou não, na regulamentação e normativo em vigor, designadamente no RARII, no ROI, no MPGTG e no MPPI, de modo a garantir que o sistema tenha condições para garantir o fornecimento aos clientes protegidos). ✓ Intensificação da coordenação das atividades de despacho por parte dos ORT REN e Enagas. ✓ Possibilidade de o sistema espanhol disponibilizar ao sistema português quantidades adicionais pelas interligações de Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em função da reorganização do sistema espanhol, das condições de pressão existentes e das necessidades de Portugal.
--	--	--	---

Cenário de Risco	Nível	Condições de ativação	Medidas
Falha na infraestrutura da RNTG (cenário 6 da avaliação nacional dos riscos)	Alerta precoce	<ul style="list-style-type: none"> - Rutura e/ou seccionamento do gasoduto em local que, pela reconfiguração dos fluxos de transporte de gás na rede, não compromete o fornecimento de gás. - A redução de capacidades na RNTIAT é parcial e/ou de curta duração e não compromete o fornecimento dos consumos de gás. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Acompanhamento junto das fontes de informação que deram origem à ativação do nível de alerta precoce. ✓ Se necessário, proceder à atualização do plano de indisponibilidades e do anúncio de capacidades disponíveis para fins comerciais do próprio dia. ✓ Face ao evento de risco em questão podem ser tomadas um conjunto de medidas em articulação com os AM: <ul style="list-style-type: none"> - Eventual ajustamento no programa de descarga de navios no TGNL (nomeadamente através da ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis), alteração da emissão de gás para a rede e redirecionamento das cisternas de GNL para as UAG com baixo nível de GNL nos depósitos (articulação com o GL UAG); - Alteração dos programas de entrada ou de saída nas interligações de Campo Maior e/ou Valença do Minho; - Alteração dos programas de injeção ou extração do AS do Carriço; - Utilização do gás comercial armazenado nas infraestruturas do TGNL, do AS e nos depósitos das UAG. ✓ Monitorização do nível de alerta precoce, efetuando um acompanhamento contínuo dos fluxos de gás previstos nos pontos de entrada e de saída do sistema, bem como das existências disponíveis na rede, no armazenamento subterrâneo e no terminal, e avaliar permanentemente o risco de ser ativado o nível de alerta ou de emergência.
	Alerta	<ul style="list-style-type: none"> - Rutura e/ou seccionamento do gasoduto em local críticos ou de potencial congestionamento da rede. - A redução de capacidades na RNTIAT é significativa e/ou de longa duração e compromete o fornecimento dos consumos de gás interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário e/ou industrial (o fornecimento dos clientes protegidos está assegurado). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilização da flexibilidade na importação e da bidirecionalidade existente nas interligações. ✓ Utilização de diferentes fontes de gás e de vias de aprovisionamento. ✓ Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis. ✓ Se houver necessidade, os importadores poderão recorrer ao mercado <i>SPOT</i> de GNL. ✓ Redução voluntária dos consumos de gás contratados. ✓ Possibilidade de mudança de combustível, incluindo a utilização de combustíveis alternativos de substituição nas instalações industriais e nas centrais de produção de energia elétrica (desde que baseado na atuação do mercado – substituição voluntária). ✓ Recurso à Banda de Reserva de Regulação do SEN, resultando na diminuição de consumos de eletricidade, para níveis pré-definidos, por parte das entidades a quem o serviço foi contratado, com reflexo ao nível do consumo de gás em centros electroprodutores. ✓ Utilização de fontes de energia renováveis em substituição do gás.

			<p>✓ <u>Atividades da Gestão Técnica Global do SNG</u></p> <p>O GTG manterá as entidades envolvidas neste Plano de Emergência informadas relativamente à permanência no nível de alerta, designadamente os AM, os ORD e os importadores, comunicando as medidas a tomar para fazer face ao nível de alerta, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Atualizando permanentemente os planos de indisponibilidade e os anúncios de capacidade das infraestruturas, refletindo a indisponibilidade da infraestrutura afetada e que poderá passar pela alteração da capacidade a oferecer nos pontos relevantes da RNTIAT; - Intensificação da coordenação das atividades de despacho por parte dos ORT REN e Enagas; - Possibilidade de o sistema espanhol disponibilizar ao sistema português quantidades adicionais pelas interligações de Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em função da reorganização do sistema espanhol, das condições de pressão existentes e das necessidades de Portugal; - Avaliação do GTG relativamente à necessidade de redução da pressão média de operação da rede (utilização da flexibilidade excepcional de <i>linepack</i> em função das condições de operação a determinar no momento). <p>✓ Avaliação permanente do risco de ser ativado o nível de emergência.</p>
	Emergência	<ul style="list-style-type: none"> - Rutura e/ou seccionamento do gasoduto em local críticos ou de potencial congestionamento da rede. - A redução das capacidades de transporte compromete fortemente o fornecimento dos consumos de gás (a redução no fornecimento às redes de distribuição poderá a qualquer momento comprometer o fornecimento dos clientes protegidos). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Recurso a equipamentos de regaseificação portátil/móvel de GNL. ✓ Mobilização das reservas de segurança correspondentes aos consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário e, posteriormente e em caso de necessidade, das reservas de segurança correspondentes aos consumos dos clientes protegidos. Relativamente à mobilização das reservas de segurança, deve ser tomado em consideração: <ul style="list-style-type: none"> - A quantidade mínima de reservas de segurança de gás deverá garantir estes consumos num cenário de procura excepcionalmente elevada de gás durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos (caso mais exigente dos três referidos no ponto 1 do artigo 6.º do Regulamento – “Normas de aprovisionamento de gás”); - As reservas de segurança são constituídas prioritariamente no Armazenamento Subterrâneo do Carriço e no terminal de GNL de; - A DGEG, em coordenação com o GTG, define, de acordo com a especificidade do evento de risco, qual o procedimento a adotar para mobilização das reservas de segurança, obtendo a respetiva autorização prévia junto do Ministro da tutela. ✓ Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis.

			<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilização de eletricidade produzida a partir de fontes distintas do gás. ✓ Interruptibilidade dos produtores de eletricidade / Substituição obrigatória do combustível – “<i>Fuel switching</i>”. ✓ O Estado pode lançar um apelo às grandes empresas para que façam um esforço no sentido de reduzirem o consumo de energia, devendo também, identificar os organismos e departamentos do Estado cujo consumo de energia pode ser ajustado à perturbação de aprovisionamento de gás. ✓ Redução obrigatória dos consumos contratados com os grandes clientes industriais de modo a salvaguardar o fornecimento dos consumos dos clientes protegidos. ✓ Reforço da coordenação entre o GTG, os ORD e os AM, decorrente da necessidade de interrupção de clientes, verificação do cumprimento das instruções de interrupção e implementação das ações necessárias à prevenção de consumos indevidos neste contexto, designadamente através do controlo das válvulas de corte nos respetivos pontos de entrega. ✓ Implementação, por parte do CCG, de campanhas informativas para o grande público, em meios de comunicação social, destinadas a reduzir o consumo de gás. ✓ <u>Atividades da Gestão Técnica Global do SNG</u> O GTG manterá as entidades envolvidas neste Plano de Emergência informadas relativamente à permanência no nível de emergência, designadamente os AM, os ORD e os importadores. (Poderão ser adotadas medidas excecionais, previstas ou não, na regulamentação e normativo em vigor, designadamente no RARII, no ROI, no MPGTG e no MPPI, de modo a garantir que o sistema tenha condições para garantir o fornecimento aos clientes protegidos). ✓ Intensificação da coordenação das atividades de despacho por parte dos ORT REN e Enagas. ✓ Possibilidade de o sistema espanhol disponibilizar ao sistema português quantidades adicionais pelas interligações de Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em função da reorganização do sistema espanhol, das condições de pressão existentes e das necessidades de Portugal.
--	--	--	--

Cenário de Risco	Nível	Condições de ativação	Medidas
Falha na infraestrutura do AS do Carriço (cenário 4 da avaliação nacional dos riscos)	Alerta precoce	<ul style="list-style-type: none"> - Indisponibilidade total de movimentação de gás, devido a problemas num dos processos (injeção, armazenamento e extração de gás), por um período inferior a 24 horas. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Acompanhamento junto das fontes de informação que deram origem à ativação do nível de alerta precoce. ✓ Se necessário, proceder à atualização do plano de indisponibilidades e do anúncio de capacidades disponíveis para fins comerciais do próprio dia. ✓ Face ao evento de risco em questão podem ser tomadas um conjunto de medidas em articulação com os AM: <ul style="list-style-type: none"> - Eventual ajustamento no programa de descarga de navios no TGNL (nomeadamente através da ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis), alteração da emissão de gás para a rede e redirecionamento das cisternas de GNL para as UAG com baixo nível de GNL nos depósitos (articulação com o GL UAG); - Alteração dos programas de entrada ou de saída nas interligações de Campo Maior e/ou Valença do Minho; - Alteração dos programas de injeção ou extração do AS do Carriço; - Utilização do gás comercial armazenado nas infraestruturas do TGNL, do AS e nos depósitos das UAG. ✓ Monitorização do nível de alerta precoce, efetuando um acompanhamento contínuo dos fluxos de gás previstos nos pontos de entrada e de saída do sistema, bem como das existências disponíveis na rede, no armazenamento subterrâneo e no terminal, e avaliar permanentemente o risco de ser ativado o nível de alerta ou de emergência.
	Alerta	<ul style="list-style-type: none"> - Indisponibilidade total de movimentação de gás, devido a problemas num dos processos (injeção, armazenamento e extração de gás), por um período superior a 24 horas. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilização da flexibilidade na importação e da bidirecionalidade existente nas interligações. ✓ Utilização de diferentes fontes de gás e de vias de aprovisionamento. ✓ Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis. ✓ Se houver necessidade, os importadores poderão recorrer ao mercado SPOT de GNL. ✓ Redução voluntária dos consumos de gás contratados. ✓ Possibilidade de mudança de combustível, incluindo a utilização de combustíveis alternativos de substituição nas instalações industriais e nas centrais de produção de energia elétrica (desde que baseado na atuação do mercado – substituição voluntária). ✓ Recurso à Banda de Reserva de Regulação do SEN, resultando na diminuição de consumos de eletricidade, para níveis pré-definidos, por parte das entidades a quem o serviço foi contratado, com reflexo ao nível do consumo de gás em centros eletroprodutores. ✓ Utilização de fontes de energia renováveis em substituição do gás.

			<p>✓ <u>Atividades da Gestão Técnica Global do SNG</u></p> <p>O GTG manterá as entidades envolvidas neste Plano de Emergência informadas relativamente à permanência no nível de alerta, designadamente os AM, os ORD e os importadores, comunicando as medidas a tomar para fazer face ao nível de alerta, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Atualizando permanentemente os planos de indisponibilidade e os anúncios de capacidade das infraestruturas, refletindo a indisponibilidade da infraestrutura afetada e que poderá passar pela alteração da capacidade a oferecer nos pontos relevantes da RNTIAT; - Intensificação da coordenação das atividades de despacho por parte dos ORT REN e Enagas; - Possibilidade de o sistema espanhol disponibilizar ao sistema português quantidades adicionais pelas interligações de Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em função da reorganização do sistema espanhol, das condições de pressão existentes e das necessidades de Portugal; - Avaliação do GTG relativamente à necessidade de redução da pressão média de operação da rede (utilização da flexibilidade excepcional de <i>linepack</i> em função das condições de operação a determinar no momento). <p>✓ Avaliação permanente do risco de ser ativado o nível de emergência.</p>
	Emergência	<p>- Indisponibilidade total da infraestrutura por um longo período de tempo, indisponibilizando a movimentação das reservas de segurança.</p>	<p>✓ Recurso a equipamentos de regaseificação portátil/móvel de GNL.</p> <p>✓ Mobilização das reservas de segurança correspondentes aos consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário e, posteriormente e em caso de necessidade, das reservas de segurança correspondentes aos consumos dos clientes protegidos. Relativamente à mobilização das reservas de segurança, deve ser tomado em consideração:</p> <ul style="list-style-type: none"> - A quantidade mínima de reservas de segurança de gás deverá garantir estes consumos num cenário de procura excecionalmente elevada de gás durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos (caso mais exigente dos três referidos no ponto 1 do artigo 6.º do Regulamento – “Normas de aprovisionamento de gás”); - As reservas de segurança são constituídas prioritariamente no Armazenamento Subterrâneo do Carriço e no terminal de GNL de Sines; - A DGEG, em coordenação com o GTG, define, de acordo com a especificidade do evento de risco, qual o procedimento a adotar para mobilização das reservas de segurança, obtendo a respetiva autorização prévia junto do Ministro da tutela. <p>✓ Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis.</p>

			<ul style="list-style-type: none">✓ Utilização de eletricidade produzida a partir de fontes distintas do gás.✓ Interruptibilidade dos produtores de eletricidade / Substituição obrigatória do combustível – “<i>Fuel switching</i>”.✓ O Estado pode lançar um apelo às grandes empresas para que façam um esforço no sentido de reduzirem o consumo de energia, devendo também, identificar os organismos e departamentos do Estado cujo consumo de energia pode ser ajustado à perturbação de aprovisionamento de gás.✓ Redução obrigatória dos consumos contratados com os grandes clientes industriais de modo a salvaguardar o fornecimento dos consumos dos clientes protegidos.✓ Reforço da coordenação entre o GTG, os ORD e os AM, decorrente da necessidade de interrupção de clientes, verificação do cumprimento das instruções de interrupção e implementação das ações necessárias à prevenção de consumos indevidos neste contexto, designadamente através do controlo das válvulas de corte nos respetivos pontos de entrega.✓ Implementação, por parte do CCG, de campanhas informativas para o grande público, em meios de comunicação social, destinadas a reduzir o consumo de gás.✓ <u>Atividades da Gestão Técnica Global do SNG</u> O GTG manterá as entidades envolvidas neste Plano de Emergência informadas relativamente à permanência no nível de emergência, designadamente os AM, os ORD e os importadores. (Poderão ser adotadas medidas excecionais, previstas ou não, na regulamentação e normativo em vigor, designadamente no RARII, no ROI, no MPGTG e no MPPI, de modo a garantir que o sistema tenha condições para garantir o fornecimento aos clientes protegidos).✓ Intensificação da coordenação das atividades de despacho por parte dos ORT REN e Enagas.✓ Possibilidade de o sistema espanhol disponibilizar ao sistema português quantidades adicionais pelas interligações de Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em função da reorganização do sistema espanhol, das condições de pressão existentes e das necessidades de Portugal.
--	--	--	--

Cenário de Risco	Nível	Condições de ativação	Medidas
<p>Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros (cenário 5 da avaliação nacional dos riscos)</p>	<p>Alerta precoce</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Incidente em países terceiros que poderá deteriorar significativamente a situação do aprovisionamento de gás e de ativar o nível de alerta ou de emergência. - A redução de capacidades e de quantidades é parcial e/ou de curta duração e não compromete o fornecimento dos consumos de gás. - É declarada uma situação de “força maior” pelos fornecedores de países terceiros. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Acompanhamento junto das fontes de informação que deram origem à ativação do nível de alerta precoce. ✓ Se necessário, proceder à atualização do plano de indisponibilidades e do anúncio de capacidades disponíveis para fins comerciais do próprio dia. ✓ Face ao evento de risco em questão podem ser tomadas um conjunto de medidas em articulação com os AM: <ul style="list-style-type: none"> - Eventual ajustamento no programa de descarga de navios no TGNL (nomeadamente através da ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis), alteração da emissão de gás para a rede e redireccionamento das cisternas de GNL para as UAG com baixo nível de GNL nos depósitos (articulação com o GL UAG); - Alteração dos programas de entrada ou de saída nas interligações de Campo Maior e/ou Valença do Minho; - Alteração dos programas de injeção ou extração do AS do Carriço; - Utilização do gás comercial armazenado nas infraestruturas do TGNL, do AS e nos depósitos das UAG. ✓ Monitorização do nível de alerta precoce, efetuando um acompanhamento contínuo dos fluxos de gás previstos nos pontos de entrada e de saída do sistema, bem como das existências disponíveis na rede, no armazenamento subterrâneo e no terminal, e avaliar permanentemente o risco de ser ativado o nível de alerta ou de emergência.
	<p>Alerta</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Redução significativa das capacidades e das quantidades de gás disponíveis para o aprovisionamento do SNG, obrigando à aplicação de medidas baseadas no mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilização da flexibilidade na importação e da bidirecionalidade existente nas interligações. ✓ Utilização de diferentes fontes de gás e de vias de aprovisionamento. ✓ Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis. ✓ Se houver necessidade, os importadores poderão recorrer ao mercado <i>SPOT</i> de GNL. ✓ Redução voluntária dos consumos de gás contratados. ✓ Possibilidade de mudança de combustível, incluindo a utilização de combustíveis alternativos de substituição nas instalações industriais e nas centrais de produção de energia elétrica (desde que baseado na atuação do mercado – substituição voluntária). ✓ Recurso à Banda de Reserva de Regulação do SEN, resultando na diminuição de consumos de eletricidade, para níveis pré-definidos, por parte das entidades a quem o serviço foi contratado, com reflexo ao nível do consumo de gás em centros eletroprodutores. ✓ Utilização de fontes de energia renováveis em substituição do gás.

			<p>✓ <u>Atividades da Gestão Técnica Global do SNG</u></p> <p>O GTG manterá as entidades envolvidas neste Plano de Emergência informadas relativamente à permanência no nível de alerta, designadamente os AM, os ORD e os importadores, comunicando as medidas a tomar para fazer face ao nível de alerta, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Atualizando permanentemente os planos de indisponibilidade e os anúncios de capacidade das infraestruturas, refletindo a indisponibilidade da infraestrutura afetada e que poderá passar pela alteração da capacidade a oferecer nos pontos relevantes da RNTIAT; - Intensificação da coordenação das atividades de despacho por parte dos ORT REN e Enagas; - Possibilidade de o sistema espanhol disponibilizar ao sistema português quantidades adicionais pelas interligações de Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em função da reorganização do sistema espanhol, das condições de pressão existentes e das necessidades de Portugal; - Avaliação do GTG relativamente à necessidade de redução da pressão média de operação da rede (utilização da flexibilidade excepcional de <i>linepack</i> em função das condições de operação a determinar no momento). <p>✓ Avaliação permanente do risco de ser ativado o nível de emergência.</p>
	Emergência	<p>- O aprovisionamento do SNG é fortemente afetado, havendo uma redução drástica das capacidades e das quantidades de gás disponíveis por um longo período de tempo, obrigando ao recurso de medidas de atuação não baseadas no mercado, designadamente de atuação do lado da procura.</p>	<p>✓ Recurso a equipamentos de regaseificação portátil/móvel de GNL.</p> <p>✓ Mobilização das reservas de segurança correspondentes aos consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário e, posteriormente e em caso de necessidade, das reservas de segurança correspondentes aos consumos dos clientes protegidos. Relativamente à mobilização das reservas de segurança, deve ser tomado em consideração:</p> <ul style="list-style-type: none"> - A quantidade mínima de reservas de segurança de gás deverá garantir estes consumos num cenário de procura excepcionalmente elevada de gás durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos (caso mais exigente dos três referidos no ponto 1 do artigo 6.º do Regulamento – “Normas de aprovisionamento de gás”); - As reservas de segurança são constituídas prioritariamente no Armazenamento Subterrâneo do Carriço e no terminal de GNL de Sines; - A DGEG, em coordenação com o GTG, define, de acordo com a especificidade do evento de risco, qual o procedimento a adotar para mobilização das reservas de segurança, obtendo a respetiva autorização prévia junto do Ministro da tutela. <p>✓ Ativação do protocolo entre os ORT REN e Enagas, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis.</p> <p>✓ Utilização de eletricidade produzida a partir de fontes distintas do gás.</p>

			<ul style="list-style-type: none"> ✓ Interruptibilidade dos produtores de eletricidade / Substituição obrigatória do combustível – “Fuel switching”. ✓ O Estado pode lançar um apelo às grandes empresas para que façam um esforço no sentido de reduzirem o consumo de energia, devendo também, identificar os organismos e departamentos do Estado cujo consumo de energia pode ser ajustado à perturbação de aprovisionamento de gás. ✓ Redução obrigatória dos consumos contratados com os grandes clientes industriais de modo a salvaguardar o fornecimento dos consumos dos clientes protegidos. ✓ Reforço da coordenação entre o GTG, os ORD e os AM, decorrente da necessidade de interrupção de clientes, verificação do cumprimento das instruções de interrupção e implementação das ações necessárias à prevenção de consumos indevidos neste contexto, designadamente através do controlo das válvulas de corte nos respetivos pontos de entrega. ✓ Implementação, por parte do CCG, de campanhas informativas para o grande público, em meios de comunicação social, destinadas a reduzir o consumo de gás. ✓ <u>Atividades da Gestão Técnica Global do SNG</u> O GTG manterá as entidades envolvidas neste Plano de Emergência informadas relativamente à permanência no nível de emergência, designadamente os AM, os ORD e os importadores. (Poderão ser adotadas medidas excecionais, previstas ou não, na regulamentação e normativo em vigor, designadamente no RARII, no ROI, no MPGTG e no MPPI, de modo a garantir que o sistema tenha condições para garantir o fornecimento aos clientes protegidos). ✓ Intensificação da coordenação das atividades de despacho por parte dos ORT REN e Enagas. ✓ Possibilidade de o sistema espanhol disponibilizar ao sistema português quantidades adicionais pelas interligações de Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em função da reorganização do sistema espanhol, das condições de pressão existentes e das necessidades de Portugal.
--	--	--	--

Cenário de Risco	Nível	Condições de ativação	Medidas
------------------	-------	-----------------------	---------

<p>Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT (cenário 7 da avaliação nacional dos riscos)</p>	<p>Alerta precoce</p>	<p>- Verifica-se o comportamento anormal de sistemas ou equipamentos nas infraestruturas de gás, o qual é relacionado com informações de ataque cibernético em curso, porém sem impacto sobre o aprovisionamento de gás.</p>	<p>✓ Acionamento dos meios específicos de monitorização de vulnerabilidades dos sistemas informáticos de suporte da infraestrutura em causa com a finalidade de identificar a existência de ações maliciosas em curso e ativação de meios alternativos aos que se verifiquem suscetíveis a ataque cibernético, na medida dos impactos verificados.</p>
	<p>Alerta</p>	<p>- Verifica-se o comportamento anormal de sistemas ou equipamentos nas infraestruturas de gás, o qual é relacionado com informações de ataque cibernético em curso, com impacto limitado sobre o aprovisionamento de gás.</p>	
	<p>Emergência</p>	<p>- Verifica-se o comportamento anormal de sistemas ou equipamentos nas infraestruturas de gás, o qual é relacionado com informações de ataque cibernético em curso, com impacto generalizado sobre o aprovisionamento de gás.</p>	

ANEXO IV

**ANEXO 6 DO ACORDO DE INTERLIGAÇÃO VIP IBÉRICO ENTRE REN E
ENAGAS - ACORDO DE ASSISTÊNCIA TÉCNICA REN / ENAGAS**

TECHNICAL ASSISTANCE AGREEMENT between REN and ENAGÁS in case of exceptional operating situations

WHEREAS REN, as the Operator of the national natural gas pipeline network (RNTGN), and as the TSO of the national natural gas system (SNGN),

WHEREAS REN, according to the Portuguese DL nº140/2006 of 26th July, in its article 15, has the following functions:

- a) Ensure the operation and maintenance of the RNTGN in terms of security, reliability and service quality
- b) Manage natural gas flows according to the current legislation, ensuring the interoperability between RNTGN and other networks and infrastructures which it is connected with
- c) Provide the necessary information to any TSO connected to the RNTGN and to any SNGN agent to ensure a coordinated development of pipeline networks as well as a safe and efficient operation of the RNTGN

WHEREAS Enagás is the Technical System Operator of the Spanish System, from now Enagás-GTS,

WHEREAS the Spanish Technical Gas System Operator, according to the Spanish Law 34/1998, in its article 64, modified at first by the RDL 6/2000 and later by the Law 12/2007, has the following functions:

- f) Establish and monitor reliability measures of the natural gas system as well as action plans for the replacement of the service in case of general failures concerning gas natural supply.
- g) Provide operating instructions to the Spanish transportation facilities including the international connection points.
- k) Provide appropriate orders so that the companies owning the Spanish Basic Network and the secondary transportation network are able to operate their facilities ensuring appropriate conditions at the output system points.

WHEREAS this agreement is a measure to ensure the security of supply as it is mentioned in article 3(6) of the regulation (EU) Nº 994/2010 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 20th October 2010, concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC,

REN and Enagás-GTS sign this Technical Assistance Agreement to set up a support for both Operators in case of exceptional operating situations, according to the Operating Manual.

LEGISLATIVE FRAMEWORK

This Technical Assistance Agreement is developed under the following legislative framework:

- Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council, of 13 July 2009, concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC, which includes in its article 6 a proposal that promotes regional cooperation and bilateral solidarity between Member States to safeguard a secure supply on the internal market of natural gas.
- Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council, of 13 July 2009, on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005, that promotes in its article 12 regional cooperation of transmission system operators.
- Regulation (EU) Nº 994/2010 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 20 October 2010, concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC.

SCOPE OF THE TECHNICAL ASSISTANCE AGREEMENT

This Technical Assistance Agreement only applies in case of an exceptional operating situation, as defined in the Spanish and the Portuguese legislation, when:

- It is due to a lost of physical capacity in any facility and Enagás-GTS or REN requires it.
- It is arising from a punctual supply failure that endangers gas market demand supply.
- It is registered a pressure drop due to a peak demand coinciding with a temperature drop that put in risk the security of supply and Enagás-GTS or REN requires it.
- Other events that may affect the security of supply occur.

Circumstances arising from trade imbalances as well as scheduled maintenance operations are excluded from this Agreement.

VALIDITY

This Technical Assistance Agreement shall become effective from 1st November, 2011 and remain in force until terminated by either Party with twelve months prior notice.

PROCEDURE

In case of an exceptional operating situation within the scope of this Agreement, the concerned operator shall communicate the incident to the counterpart of this Agreement at the earliest. This communication should include the origin, the duration and the forecast of the gas quantity required in order to put in place measures to solve the situation as soon as possible.

From this communication until 12 hours later, the affected operator has to submit a second notification to the counterpart of this Agreement including a formal justification of the incident. However, during this time, both operators should make their best efforts providing as much support as possible by using a joint operation of the interconnection point.

Parallel and within 24 hours, both operators must assess the situation and elaborate a joint assistance program. If the evaluation determines that the incident can be mitigated by providing an additional amount of gas that not exceed an accumulated OBA of 60 GWh, both operators have to develop a joint assistance program including the amount of gas needed and the refund of it, pointing out diary volumes and the deadline. In case that the evaluation of the situation estimates that the gas amount range from 60 GWh to 280 GWh, both operators could increase gas flow support until 280 GWh under the same conditions as before, provided there are specific conditions of availability and Regulators give their approval, if it is necessary. Finally, if the evaluation of the situation estimates an amount of gas higher than 280 GWh, a joint program has to be elaborated in coordination with affected carriers in order to make an appropriate reprogramming that helps to solve the situation.

REN and Enagás-GTS agree to make their best efforts to solve the situation in the shortest time.

Signed by

ENAGAS-GTS

Diego A. Vela Llanes

June 30, 2011

Signed by

REN

Rui Marmota

June 30, 2011

FLOWCHART

