



Direção Geral
de Energia e Geologia

Plano de Emergência para o Sistema Nacional de Gás Natural (2018-2023)

(versão revista)

Portugal, abril de 2020

SUMÁRIO EXECUTIVO

1. INTRODUÇÃO

O Regulamento (UE) 2017/1938, de 25 de outubro, do Parlamento Europeu e do Conselho, doravante designado Regulamento, estabelece as disposições destinadas a garantir a segurança de abastecimento e o correto funcionamento do mercado interno de gás natural.

No documento “Avaliação dos riscos que afetam o aprovisionamento de Gás Natural em Portugal (2018-2023)” foi efetuada a avaliação dos riscos de acordo com o artigo 7.º do Regulamento e, no seguimento dessa avaliação, foi elaborado o presente Plano de Emergência (PE), em conformidade com o artigo 8.º, em articulação com o artigo 10.º, do Regulamento, que caracteriza os níveis de crise, especifica os fluxos e as obrigações em matéria de informação impostas às empresas de gás natural, e detalha as medidas de atuação para cada um dos níveis de crise, de acordo com o papel e as responsabilidades dos intervenientes no sistema.

Antes da aprovação do Plano de Emergência, a autoridade competente deverá promover uma consulta pública, consultar as suas congéneres de Estados-Membros vizinhos, proceder ao intercâmbio do projeto de plano com as autoridades competentes de Estados-Membros pertencentes aos mesmos grupos de risco regional, definidos de acordo com o Anexo I do Regulamento, bem como consultar a Comissão Europeia (CE), para se certificar de que o seu plano e respetivas medidas não são incongruentes com os planos preventivos de ação e com os planos de emergência dos demais Estados-Membros e de 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 natural da Noruega (alínea a) do ponto 2) e da Argélia (alínea a) do ponto 3).

O Plano de Emergência deve 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 dos riscos mais recente e os resultados dos testes realizados de acordo com o capítulo 6 - “Exercícios de preparação para situações de emergência” deste documento.

De acordo com o n.º 7 do artigo 8.º do Regulamento, o Plano de Emergência foi notificado à Comissão Europeia, que procedeu à sua avaliação, tendo emitido um parecer (documento C(2020) 579 final, de 28 de janeiro de 2020) com as respetivas recomendações para a sua revisão. Os comentários e sugestões de alteração propostos pela Comissão Europeia no seu parecer foram tidos em conta no presente documento.

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, no Plano de Emergência, as seguintes entidades:

- Entidades oficiais
Comissão Europeia (CE), Ministério do Ambiente e da Transição Energética (MATE) / DGEG e Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE);
- Operadores de Infraestruturas
REN - Gasodutos (Gestor Técnico Global do Sistema Nacional de Gás Natural – GTG), REN - Armazenagem, REN Atlântico, Enagas GTS (Gestor do Sistema de GN em Espanha), REN - Rede Eléctrica Nacional (Gestor Técnico Global do Sistema Elétrico Nacional), Operadores das redes de distribuição de GN (Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboaagás, 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) e abastecidos a partir da rede de distribuição).

A DGEG, no papel de autoridade competente, e o GTG do SNGN assumem, através do Comité de Crise do Gás Natural (CCGN), 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 SNGN, detalham-se 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 de que pode produzir-se um acontecimento suscetível de deteriorar significativamente a situação do aprovisionamento e de ativar o nível de alerta ou de emergência;
- ✓ **Nível de alerta** – Quando se produz uma perturbação do aprovisionamento ou um aumento excepcional 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;
- ✓ **Nível de emergência** – Quando se produz um aumento excepcional 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.

Para cada um dos níveis de crise acima identificados, foram definidas medidas baseadas e não baseadas no mercado 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.

A cooperação entre a REN - Gasodutos e a Enagas é considerada fundamental para a atenuação e/ou eliminação do impacto de todos os eventos de risco identificados. Esta cooperação será tanto mais importante quanto maior for o impacto dos eventos de risco, que será avaliado em função da capacidade deficitária nos pontos de oferta do SNGN e também da própria configuração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), e traduz-se, quer na criação de condições para que o mercado possa, por si só, fazer face aos eventos de risco, quer em medidas de operação das infraestruturas que permitam maximizar a capacidade de aprovisionamento de ambos os sistemas de gás natural.

As medidas apresentadas no Plano de Emergência permitem fazer face aos eventos de risco identificados e salvaguardar o aprovisionamento aos Clientes Protegidos do SNGN. Consideram-se Clientes Protegidos, como notificado pela DGEG à Comissão Europeia, no âmbito do n.º 1 do artigo 6.º 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 dessas medidas, 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 permite operacionalizar as medidas destinadas a fazer face aos níveis de crise definidos.

Ao nível da cooperação regional, no âmbito do artigo 3.º do Regulamento, relativo à responsabilidade pela segurança do aprovisionamento de gás, são apresentadas as medidas aplicáveis a cada um dos grupos de risco em que Portugal está inserido, com vista a uma melhor coordenação das ações nacionais e regionais de atenuação ou eliminação do impacto em situações de emergência. 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. De acordo com o Anexo I do Regulamento, Portugal encontra-se inserido nos grupos de risco para o aprovisionamento de gás da Noruega (alínea a) do ponto 2) e da Argélia (alínea a) do ponto 3).¹

¹ Grupo de Risco para o aprovisionamento de gás da Noruega constituído por: Bélgica, Dinamarca, Alemanha, Irlanda, Espanha, França, Itália, Luxemburgo, Países Baixos, Portugal, Suécia e Reino Unido; e Grupo de Risco para o aprovisionamento de gás da Argélia constituído por: Grécia, Espanha, França, Croácia, Itália, Malta, Áustria, Portugal e Eslovénia.

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVOS	1
1.2	LEGISLAÇÃO E DOCUMENTAÇÃO APLICÁVEL	2
2.	RESPONSABILIDADES E COMPETÊNCIAS	3
2.1	AUTORIDADE COMPETENTE	3
2.2	GESTOR OU CÉLULA DE CRISE.....	4
2.3	ENTIDADES ENVOLVIDAS.....	4
3.	FUNÇÕES DOS INTERVENIENTES NO PLANO DE EMERGÊNCIA	6
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	37
5.	PLANO DE EMERGÊNCIA – IMPACTO REGIONAL	38
5.1	IMPACTO REGIONAL DOS EVENTOS DE RISCO	38
5.2	IMPACTO REGIONAL DAS MEDIDAS DO PLANO DE EMERGÊNCIA	38
6.	MECANISMO DE SOLIDARIEDADE	40
7.	CAPÍTULO REGIONAL – GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA ARGÉLIA.....	40
8.	CAPÍTULO REGIONAL – GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA NORUEGA	43
9.	EXERCÍCIOS DE PREPARAÇÃO PARA SITUAÇÕES DE EMERGÊNCIA	43
10.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	44

GLOSSÁRIO

Anexo I – Lista de Entidades

Anexo II – Diagrama Geral de Atuação em Situação de Crise

Anexo III – Cenários de Risco

Anexo IV – Anexo 6 do Acordo de Interligação VIP Ibérico Entre REN e Enagas - Acordo de Assistência Técnica REN / ENAGAS

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	36
Figura 5 – Fluxo de informações incluído no Sistema de Coordenação Regional para o Gás	42

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, de 25 de outubro, do Parlamento Europeu e do Conselho, doravante designado Regulamento, estabelece as disposições destinadas a garantir a segurança de abastecimento e o correto funcionamento do mercado interno de gás natural (GN).

O artigo 7.º do Regulamento estabelece que sejam identificados e avaliados os riscos que afetam a segurança do aprovisionamento de gás natural. Com base nessa avaliação, deve ser elaborado um Plano Preventivo de Ação (PPA) e um Plano de Emergência (PE). O PPA deve incluir as medidas necessárias para eliminar ou atenuar os riscos identificados na avaliação de riscos, enquanto o PE se deve debruçar sobre as ações a tomar para eliminar ou atenuar o impacto de uma perturbação no aprovisionamento de gás. Em função dos três níveis de crise considerados no artigo 11.º do Regulamento, o Plano de Emergência identifica os procedimentos e detalha as medidas a tomar para eliminar ou atenuar as perturbações ao nível do abastecimento de gás natural. Embora as medidas a aplicar devam basear-se, sempre que se demonstrem suficientes, no mercado, o PE deve considerar a eventual necessidade de contribuição de medidas não baseadas no mercado. Do ponto de vista de enquadramento europeu, o PE teve em consideração o que está estabelecido no artigo 8.º do Regulamento, relativo à elaboração dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência, bem como no artigo 10.º, relativo ao conteúdo dos planos de emergência.

Do ponto de vista do enquadramento legislativo nacional, o PE teve em consideração o que está estabelecido no artigo 52.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que refere que devem ser definidas normas específicas destinadas a garantir prioridade na segurança do abastecimento dos clientes protegidos e dos consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário, e as recomendações do artigo 47.º do mesmo Decreto-Lei, que esclarece as medidas que devem ser tomadas do lado da oferta e da procura para que sejam mantidas as condições de segurança do abastecimento de gás natural. O Plano de Emergência encontra-se alinhado com o Plano Preventivo de Ação.

De acordo com o Regulamento e o Decreto-Lei n.º 231/2012 (artigo 48º), o PE é elaborado e publicado pela autoridade competente, a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), e deve 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 de riscos mais recente (também elaborada de quatro em quatro anos) e os resultados dos testes realizados de acordo com o capítulo 6 (“Exercícios de preparação para situações de emergência”) do presente documento. Antes da sua aprovação, conforme previsto no artigo 8.º do Regulamento, a DGEG deverá consultar a sua congénere de Espanha, 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 consultar a Comissão Europeia (CE), para se certificar de que o seu plano e respetivas medidas não são incongruentes com os planos preventivos de ação e com os planos de emergência dos demais Estados-Membros e de que respeitam o Regulamento e as demais disposições do direito da União. De referir que deverá ainda ser promovida uma consulta pública aos referidos projetos de planos.

1.1 OBJETIVOS

O Plano de Emergência (PE) tem diversos objetivos que orientaram a sua estrutura e desenvolvimento detalhado, dos quais se destacam:

- Definição e caracterização dos três níveis de crise - alerta precoce, alerta e emergência;
- Definição dos papéis e das responsabilidades da autoridade competente, bem como das restantes entidades envolvidas, tendo em conta os diferentes graus em que são afetadas caso se verifiquem perturbações no aprovisionamento de gás, a sua articulação com a autoridade competente e, se for caso disso, com a entidade reguladora nacional;
- Designação de um gestor ou uma célula de crise e definição completa das suas funções;
- Apresentação das medidas a tomar e das ações 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 da contribuição das medidas baseadas no mercado para fazer face à situação no nível de alerta e para atenuar a situação no nível de emergência.
- Identificação da contribuição 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 já não garantem o 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 natural;
- Descrição dos fluxos e das obrigações em matéria de informação impostas às empresas de gás natural;
- Apresentação dos mecanismos de cooperação acordados entre Estados-Membros para cada um dos grupos de risco onde Portugal está inserido, com a definição das medidas e ações a empreender para atenuar ou eliminar o impacto potencial de eventuais perturbações no aprovisionamento de gás.

1.2 LEGISLAÇÃO E DOCUMENTAÇÃO APLICÁVEL

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

- 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 e o correto funcionamento do mercado interno de gás natural;
- Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro – relativo às regras aplicáveis à Gestão Técnica Global do SNGN, e que aprofunda o regime de planeamento das infraestruturas que integram o SNGN, em particular da Rede Nacional de Transporte de gás, Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminal de GNL (RNTIAT) e da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN), e reforça os mecanismos de garantia e monitorização da segurança do abastecimento e as obrigações de constituição e manutenção de reservas de segurança de aprovisionamento de gás natural;
- Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho – relativo às condições de acesso à rede de transporte de gás natural;
- 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) 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) n.º 2015/703 da Comissão, de 30 de abril, que institui o código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados;
- Regulamento de Operação das Infraestruturas do setor do gás natural (ROI);
- Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do gás natural (RARII);
- Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG);
- Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do setor do gás natural (MPAI);
- Metodologia de Determinação das Quantidades Sujeitas a Compra/Venda em Ações de Compensação a Realizar pelo GTG.

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.

2.1 AUTORIDADE COMPETENTE

A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) é a autoridade competente para efeitos das disposições relativas ao Regulamento (UE) 2017/1938, de 25 de outubro, do Parlamento Europeu e do Conselho. Compete à DGEG assegurar, em situação normal, a coordenação da preparação do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) para situações de carência no aprovisionamento e, em situação de crise, a definição do nível de risco em cada momento e a execução dos procedimentos e medidas adotadas 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 da responsabilidade da DGEG assegurar o desenvolvimento dos planos de restrição aos consumos e outras medidas e instrumentos para a gestão de crises energéticas, pelo estudo e proposta de legislação requerida 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 sejam introduzidas medidas que restrinjam indevidamente os fluxos de gás no mercado interno, seja qual for a circunstância;
- b) Não sejam introduzidas medidas suscetíveis de comprometer gravemente a situação do aprovisionamento de gás noutro Estado-Membro;

c) Seja 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 autoridade competente assegurar a representação junto do Grupo de Coordenação do Gás (*Gas Coordination Group* - GCG), criado para facilitar a coordenação das medidas relativas à segurança do aprovisionamento de gás a nível europeu e cuja presidência é exercida pela Comissão Europeia, para efeitos do disposto no artigo 4.º do Regulamento, que tem por missão facilitar a coordenação das medidas relativas à segurança do aprovisionamento de gás e assistir esta Comissão em questões como a avaliação do PPA e do PE.

2.2 GESTOR OU CÉLULA DE CRISE

Para efeitos da alínea g) do n.º 1 do artigo 10.º do Regulamento, em articulação com o ponto 4 do Anexo VII, designa-se de Comité de Crise do Gás Natural (CCGN) o gestor ou célula de crise, que terá por funções efetuar a gestão e a coordenação dos níveis de crise e a operacionalização das medidas a tomar pelas diversas entidades do sistema, assim como efetuar a recolha e tratamento da informação necessária para o desempenho dessas funções.

Fazem parte do Comité de Crise do Gás Natural (CCGN) a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGE) e o Gestor Técnico Global do SNGN (GTG), REN - Gasodutos. Poderão ainda fazer parte do CCGN, em razão da matéria, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e outras entidades do sistema, devendo para o efeito designar um elemento representante.

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 da avaliação de riscos e dos planos preventivos e ação e de emergência. Para efeitos do presente Plano de Emergência, podem ainda ser envolvidos o Centro de Coordenação de Resposta e Emergência da Comissão e o Grupo de Coordenação do Gás (GCG).</p> <p>NOTA: Além da interação com a CE, no âmbito da cooperação regional são também estabelecidos contactos na aplicação de medidas e gestão de situações de emergência com os Estados-Membros e respetivas autoridades competentes que estão inseridos nos grupos</p>

Entidades	Responsabilidades e competências
	de risco “Argélia” e “Noruega”, em particular com o Estado-Membro com o qual se está interligado (Espanha).
Ministério do Ambiente e da Transição Energética (MATE) / Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG)	O Ministério que tutela a área da Energia é a autoridade nacional responsável por gerir as crises energéticas em Portugal, através das competências atribuídas à DGEG.
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)	Esta entidade é responsável pela regulação dos setores do gás natural e da eletricidade. No exercício da sua atividade tem por missão proteger adequadamente 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.
Gestor Logístico de Unidades Autónomas de Gás (GL UAG)	Esta entidade é responsável pela gestão integrada da logística das UAG, que assegura níveis superiores de segurança de abastecimento.
Gestor Técnico Global do SNGN (GTG)	A atividade de gestão técnica global do SNGN é exercida pela REN - Gasodutos, que é responsável pela operação da RNTGN, garantindo o abastecimento de gás nos pontos de entrega da rede e o equilíbrio entre a oferta e a procura. O GTG do SNGN garante a coordenação sistémica das infraestruturas que constituem o SNGN, de modo a assegurar o respetivo funcionamento integrado e harmonizado, assim como assegurar a segurança e a continuidade do abastecimento de gás natural. 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 (GS do SEN)	O Gestor Técnico Global do Sistema Elétrico Nacional (SEN) é a empresa REN – Rede Eléctrica Nacional, responsável pela operação da rede elétrica de muito alta tensão e pelas atividades de gestão técnica global do SEN, assim como pela compensação de desequilíbrios do mercado de energia elétrica.

Entidades	Responsabilidades e competências
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 natural, 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 que constituem a RNDGN, gerem os fluxos de gás natural na respetiva rede e asseguram a interoperabilidade com a RNTGN e com as infraestruturas dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema.
Importadores (IMP)	Entidades que introduzem gás natural no mercado interno nacional para consumo. A estas entidades compete a importação de gás natural de modo a garantir o abastecimento do SNGN através da entrega de gás natural aos comercializadores.
Agentes de Mercado (AM) / Comercializadores (COM)	Entidades comercializadoras de gás natural no SNGN e clientes que adquirem gás natural nos mercados organizados ou por contratação bilateral. O exercício da atividade de comercialização de gás natural consiste na compra e venda de gás natural para comercialização a clientes finais ou outros agentes.
Consumidores	Clientes que consomem gás natural. Podem ser consumidores do sector industrial, doméstico, serviços (incluindo serviços sociais essenciais), ou electroprodutor, podendo estar ligados à RNTGN (clientes AP), a uma das redes que constituem a RNDGN ou ser abastecidos diretamente por rodovia através de camiões cisterna de GNL.

3. FUNÇÕES DOS INTERVENIENTES NO PLANO DE EMERGÊNCIA

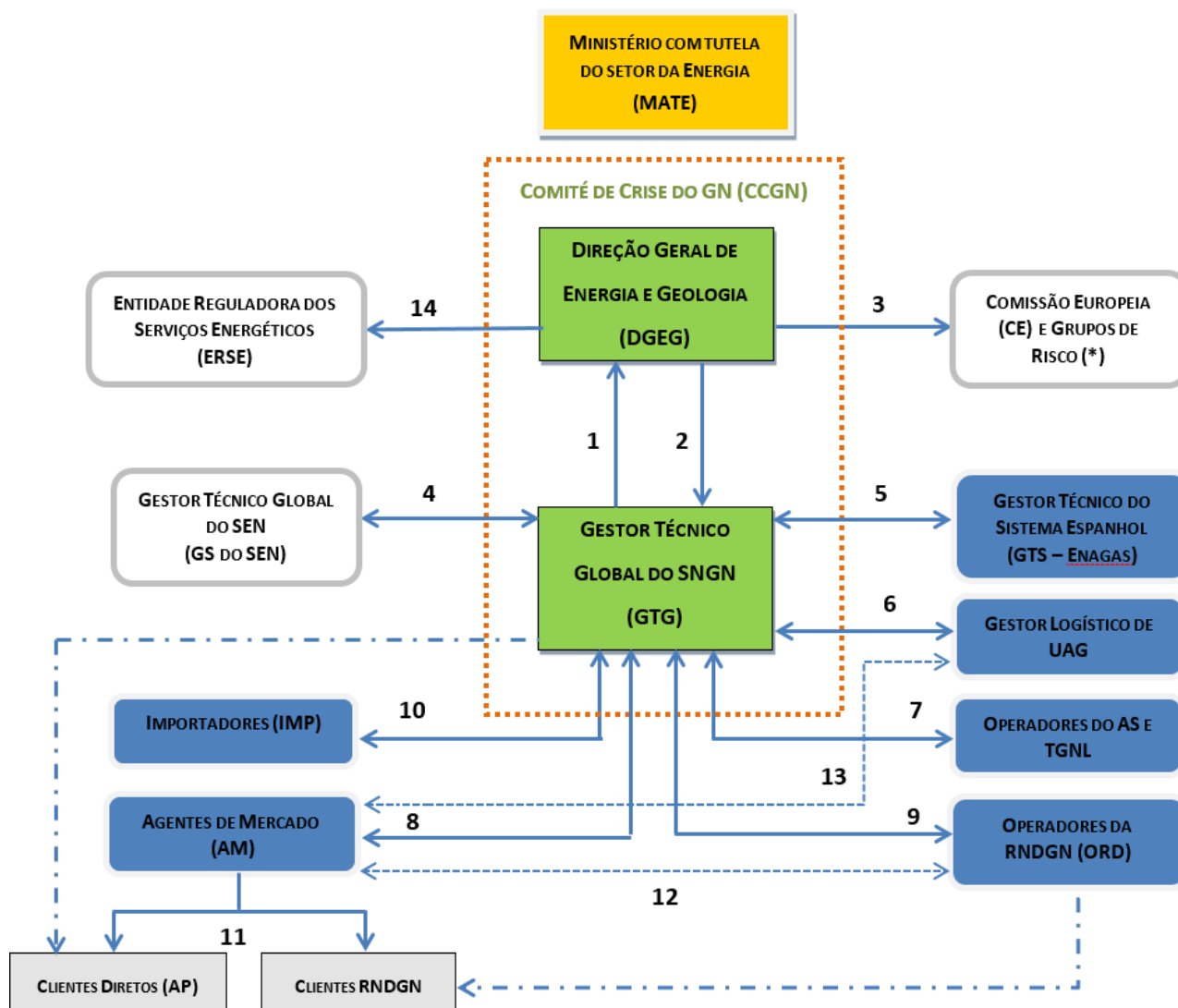
Neste capítulo são definidas as funções de cada interveniente no Plano de Emergência, as quais são apresentadas de forma sistematizada num diagrama de relacionamento funcional entre as respetivas entidades, assim como o fluxo de informação necessário para a respetiva operacionalização.

A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e o Gestor Técnico Global do SNGN (GTG) assumem, através da criação do Comité de Crise do Gás Natural (CCGN), um papel central na coordenação e execução do Plano de Emergência, garantindo a articulação dos diversos intervenientes envolvidos, designadamente o Ministério que tutela a área da Energia - Ministério do Ambiente e da Transição Energética (MATE), a Comissão Europeia (CE), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), o Gestor Técnico Global do SEN, o Gestor Técnico do Sistema Espanhol, os Operadores das Redes de Distribuição de Gás Natural (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 de GN e os Consumidores, sejam eles Clientes Diretos (AP) ou Clientes da RNDGN.

O CCGN é ativado pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e pelo Gestor Técnico Global do SNGN (GTG) depois de identificada a circunstância que, com aderência a qualquer dos cenários identificados no Plano de Emergência do SNGN, exija a declaração de um dos níveis de alerta ou de emergência previstos com vista à implementação das medidas necessárias ao restabelecimento das condições de operação normal. O procedimento de ativação do CCGN 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, com recurso aos contactos definidos para o efeito por cada uma das referidas entidades. Nesse sentido, sendo a comunicação inicial estabelecida através de contacto telefónico, a informação trocada deverá ser passada por escrito na primeira oportunidade, utilizando preferencialmente o correio eletrónico ou, em alternativa, outro dos meios de comunicação disponíveis.

Os intervenientes deverão ser informados da aprovação 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 na aplicação de medidas e gestão de situações de emergência com os Estados-Membros e respetivas autoridades nacionais competentes que estão inseridos nos grupos de risco “Argélia” e “Noruega”, em particular com o Estado-Membro com o qual se está interligado (Espanha).

No âmbito da elaboração e implementação do Plano de Emergência, as seguintes entidades deverão disponibilizar à Direção-Geral de Energia e Geologia (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 duração dos contratos, os fornecedores, as fontes, os volumes totais contratados numa base anual, o volume médio por mês e os volumes máximos contratados por dia (onde aplicável);
 - Os pontos de entrada na RNTIAT contratados e/ou pontos de aquisição na Rede Pública de Gás Natural (RPGN) para entrega ao mercado nacional;
 - 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 agentes de mercado (AM) e comercializadores (COM), devem ser disponibilizados os seguintes elementos:
 - Caracterização das respetivas carteiras de clientes, nomeadamente no que se refere aos sectores doméstico, das pequenas e médias empresas (PME) e serviços sociais essenciais, industrial e eletroprodutor, tanto em termos de localização como de procura (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 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, nomeadamente no que se refere aos sectores doméstico, PME, serviços sociais essenciais, industrial e eletroprodutor, ligados às suas redes, em termos da sua localização geográfica e fornecedor de gás;
 - Caracterização dos clientes com capacidade de utilização de combustíveis alternativos;
 - 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 SNGN (GTG) atualizado relativamente à informação prestada pelos importadores, agentes de mercado/comercializadores e operadores das redes de distribuição de gás natural, o qual se obriga a manter sigilo sobre a informação que vier a receber.

Compete ao CCGN 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 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 natural para os três dias seguintes;

			<ul style="list-style-type: none"> Fluxo diário de gás natural em todos os pontos transfronteiriços de entrada e de saída, assim como em todos os pontos que ligam a rede às instalações de armazenamento ou aos terminais 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 natural aos clientes protegidos possa ser assegurado; Diferentes cenários de abastecimento do SNGN, perante a situação em causa.
2	DGEG	GTG	<p>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 natural.
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 sem demora o Centro de Monitorização e Informação da Proteção Civil da CE.</p> <p>Quando declarar o nível de emergência e em circunstâncias excecionais devidamente justificadas, a DGEG pode tomar medidas que se afastem do plano de emergência, informando imediatamente a Comissão dessas medidas e apresentando a correspondente justificação.</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 a emergência, e informações sobre a sua eficácia;

			<ul style="list-style-type: none"> Os pedidos feitos a outras autoridades competentes para que tomem medidas adicionais; <p>As medidas executadas a pedido de outras autoridades competentes.</p> <p>De acordo com o n.º 4 do artigo 11.º do Regulamento, na sequência de uma situação de emergência, a DGEG deve informar imediatamente a CE e as autoridades competentes dos Estados-Membros dos grupos de risco “Argélia” e “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, podem ser tomadas 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 das medidas que se afastem do plano de emergência.</p> <p>A CE analisa as informações 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 natural 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 ainda solicitar à DGEG que sejam alteradas as medidas. A CE pode igualmente solicitar que se revogue a declaração de emergência, caso conclua que a declaração de emergência não se justifica ou deixou de se justificar.</p>
4	GTG	GS do SEN	<p>Troca de informação relativa ao impacto do funcionamento do SNGN no SEN e do SEN no SNGN, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> Quantidades de GN 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 de clientes produtores de eletricidade (CCGT e cogerações de clientes AP), de modo a garantir o abastecimento dos Clientes Protegidos.
	GS do SEN	GTG	<ul style="list-style-type: none"> Regimes de funcionamento das CCGT e de outros clientes que utilizam o GN para a produção de energia elétrica (ex.: cogerações).

5	GTG	GTS- Enagas	Troca de informação relativa ao impacto do funcionamento do SNGN na Rede Básica de Espanha e da Rede Básica de Espanha no SNGN, designadamente: <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 natural.
	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. <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>
	GL UAG	GTG	
7	GTG	OAS e OTGNL	<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. <ul style="list-style-type: none"> • Os operadores devem enviar informação atualizada relativa aos fluxos e existências de GN nas suas infraestruturas; • Informação sobre a possibilidade de operarem as suas infraestruturas em situações de contingência e durante que período.
	OAS e OTGNL	GTG	
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> <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;

	AM	GTG	<ul style="list-style-type: none"> • 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. <ul style="list-style-type: none"> • No caso de ser necessário interromper o fornecimento de gás a clientes, os agentes de mercado 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 do agente de mercado ser o importador aplica-se o que consta na tabela assinalado com o 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 operador selecionar a melhor metodologia de operação para cumprir com o atrás referido.</p>
	ORD	GTG	<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 como seu Plano de Emergência.</p> <p>Os mecanismos de comunicação entre os ORD e o GTG devem ser especialmente desenvolvidos e intensificados.</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>
	IMP	GTG	<p>Os IMP deverão comunicar ao GTG os acontecimentos suscetíveis de deteriorar significativamente a situação do aprovisionamento, conducentes</p>

			<p>à ativação do nível de alerta precoce, do nível de alerta ou do nível de emergência, dando informações concretas, sérias e fiáveis relativas ao acontecimento, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Origem e motivos do acontecimento; • Contrato de aprovisionamento afeto; • Duração expectável, quantidades totais e quantidades diárias de aprovisionamento afetadas pelo evento de risco; • 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 receber 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 GN.</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	<p>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.</p>
	AM	ORD	<p>Os AM informam os ORD que os clientes irão interromper o consumo de GN e qual o prazo expectável.</p>
13	GL UAG	AM	<p>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.</p>
	AM	GL UAG	<p>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;</p>

14	DGEG	ERSE	A ativação de qualquer um dos níveis de crise: alerta precoce, alerta e emergência, deverá ser comunicado à ERSE, juntamente com 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 referido no artigo 10.º do Regulamento, o presente capítulo descreve as medidas a aplicar em cada um dos níveis de crise considerados no artigo 11.º, de acordo com o papel e as responsabilidades dos intervenientes no sistema. A referida descrição toma por referência a definição da condição de operação normal do sistema e os respectivos limites operacionais aplicáveis.

Considerando que o normal funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural tem uma elevada dependência do suporte de sistemas informáticos, entendeu-se ser necessário introduzir cenários de risco relacionados com ciberataques. Por se tratar de um tema relativamente recente e cuja estratégia nacional e europeia ainda se encontra em fase de implementação e desenvolvimento, são identificadas medidas de âmbito geral, devendo proceder-se à respetiva revisão de detalhe em função da reavaliação a realizar na sequência dos desenvolvimentos que vierem a ser alcançados no âmbito do Plano Preventivo de Ação.

A ativação de qualquer um dos níveis de crise, quer se trate do nível de alerta precoce, do nível de alerta ou do nível de emergência, deve ser acompanhada da ativação do Comité de Crise do Gás Natural (CCGN) e comunicado às entidades envolvidas neste 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 referida 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 GN ao mercado, o GTG do SNGN tem de verificar o cumprimento de determinados limites operacionais, os quais assentam em valores para variáveis de controlo, como a pressão e caudais em pontos de entrega e receção da RNTGN. Em condições de operação normal da RNTIAT, deve verificar-se a manutenção dos seguintes limites:

- Caudais máximos técnicos das estações de entrega de gás natural para as redes de distribuição, clientes abastecidos em alta pressão e para a rede interligada;
- Pressão máxima e mínima de operacionalidade na RNTGN;
- Pressões máximas e mínimas de entrega nas interfaces com a RNDGN, nos pontos de interface com o TGNL e com o AS, e nas interligações da RNTGN 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 do SNGN 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 do SNGN realiza também a atividade de compensação residual da rede de transporte através de ações de compensação de acordo com os procedimentos previstos no MPGTG, responsabilidade que decorre da entrada em vigor do Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março. Esta atividade do GTG 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 RNTGN. 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 do SNGN.

4.1.2 Operação normal com alerta de desequilíbrio

O sistema 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 GN 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 do SNGN, permitindo a deteção antecipada da eventual violação dos limites de *linepack* na RNTGN 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 do SNGN 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 natural.

Na eventualidade de situações de desequilíbrio súbito provocadas designadamente por indisponibilidade inesperada de alguma das capacidades das infraestruturas, o GTG do SNGN poderá recorrer ao Acordo de Assistência Mútua, tal como previsto no Acordo de Interligações do VIP Ibérico estabelecido entre a REN e a Enagás, no âmbito do Regulamento (UE) n.º 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 / Ações (baseadas no mercado)
Falha na infraestrutura do TGNL (indisponibilidades, avarias e incidentes)	<ul style="list-style-type: none"> - Avaria/indisponibilidade parcial de um dos processos (descarga de navios, armazenamento e regaseificação e emissão de GN/GNL); - Perda de redundância em equipamentos críticos para os processos de descarga, armazenamento e emissão de GN/ GNL. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Monitorização do desequilíbrio do Sistema, efetuando um acompanhamento contínuo dos fluxos de gás previstos nos pontos de entrada e de saída do sistema, 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 RNTGN e das restantes infraestruturas da RNTIAT;
Falha na infraestrutura da RNTGN (indisponibilidades, avarias e incidentes)	<ul style="list-style-type: none"> - Avaria/ indisponibilidade parcial de um dos processos (receção, transporte e entrega de gás); - Evento suscetível de provocar um incidente na infraestrutura da RNTGN que possam afetar as atividades de receção, transporte e fornecimento de GN (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 natural; ✓ Acionamento do “Acordo de Assistência Técnica estabelecido com a Enagás”. 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 (indisponibilidades, avarias e incidentes)	<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 de injeção, extração e armazenamento. 	
Perturbação no aprovisionamento dos fornecedores de países terceiros (fenómenos naturais, indisponibilidades, avarias e incidentes)	<ul style="list-style-type: none"> - Existem informações, porém sujeitas a confirmação, de que pode produzir-se um acontecimento suscetível de deteriorar a situação do aprovisionamento do SNGN. 	

Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT	- Existem 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.

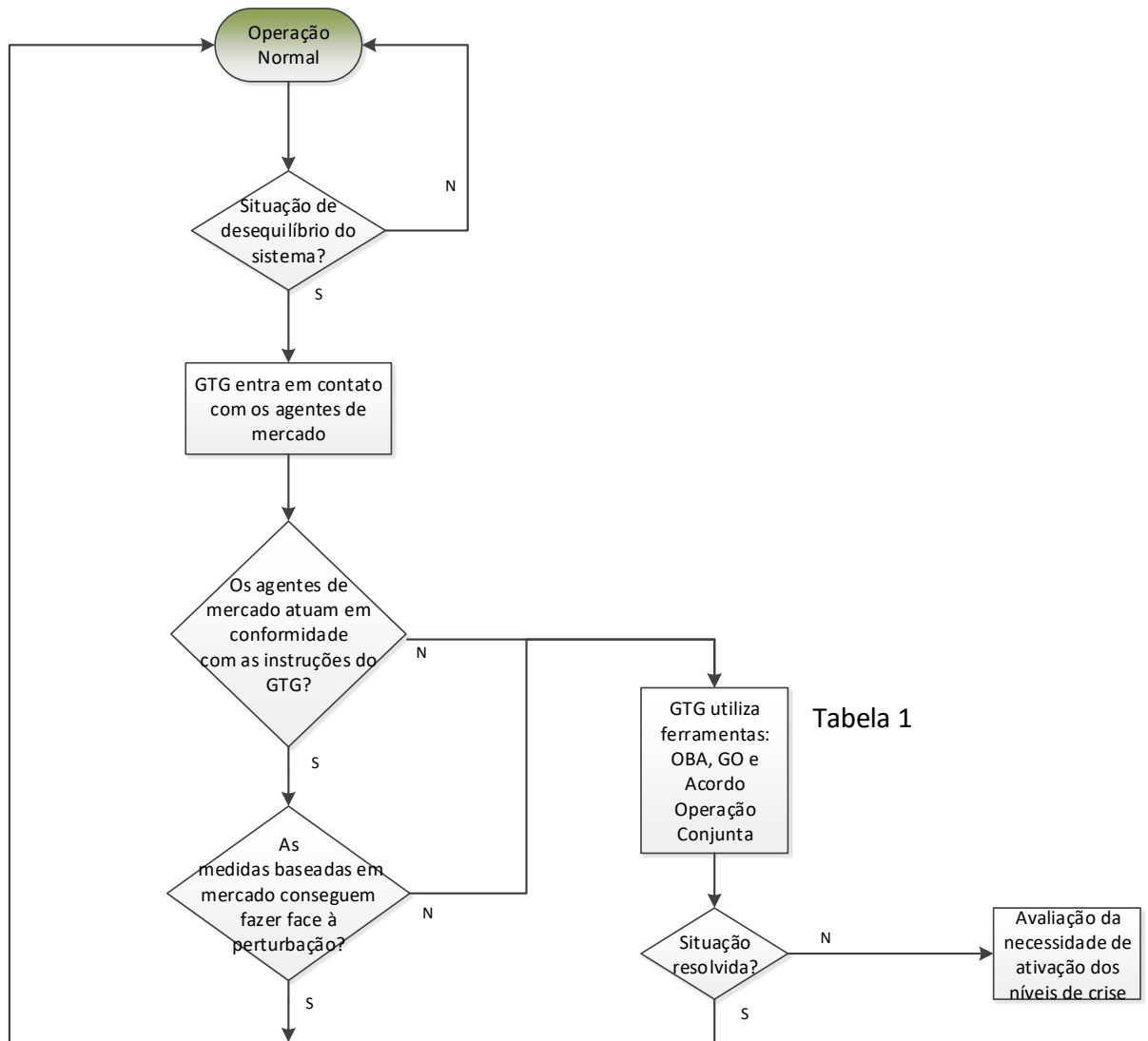


FIGURA 1 – ESQUEMA DE ATUAÇÃO PERANTE UMA SITUAÇÃO DE OPERAÇÃO NORMAL COM ALERTA DE DESEQUILÍBRIO

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 e de ativar o nível de alerta ou de emergência.

As medidas a tomar 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 CRISE DE ALERTA PRECOCE

Evento de Risco	Condições de ativação	Medidas / Ações (baseadas no mercado)
Falha na infraestrutura do TGNL (indisponibilidades, avarias e incidentes)	<ul style="list-style-type: none"> - Indisponibilidade total de um dos processos (descarga de navios, armazenamento de GNL, regaseificação de GNL, emissão de GN/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:
Falha na infraestrutura da RNTGN (indisponibilidades, avarias e incidentes)	<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"> - Eventual ajustamento no programa de descarga de navios no TGNL (nomeadamente através da ativação do protocolo entre os ORT português e espanhol, 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.
Falha na infraestrutura do AS (indisponibilidades, avarias e incidentes)	<ul style="list-style-type: none"> - Indisponibilidade total de movimentação de GN, devido a problemas num dos processos (injeção, armazenamento e extração de gás), por um período inferior a 24 horas. 	
Perturbação no aprovisionamento dos fornecedores de países terceiros (fenómenos naturais, indisponibilidades, avarias e incidentes)	<ul style="list-style-type: none"> - Incidente em países terceiros que poderá deteriorar significativamente a situação do aprovisionamento 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"> ✓ 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>Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT</p>	<p>- Verifica-se o comportamento anormal de sistemas ou equipamentos nas infraestruturas de gás natural, 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.

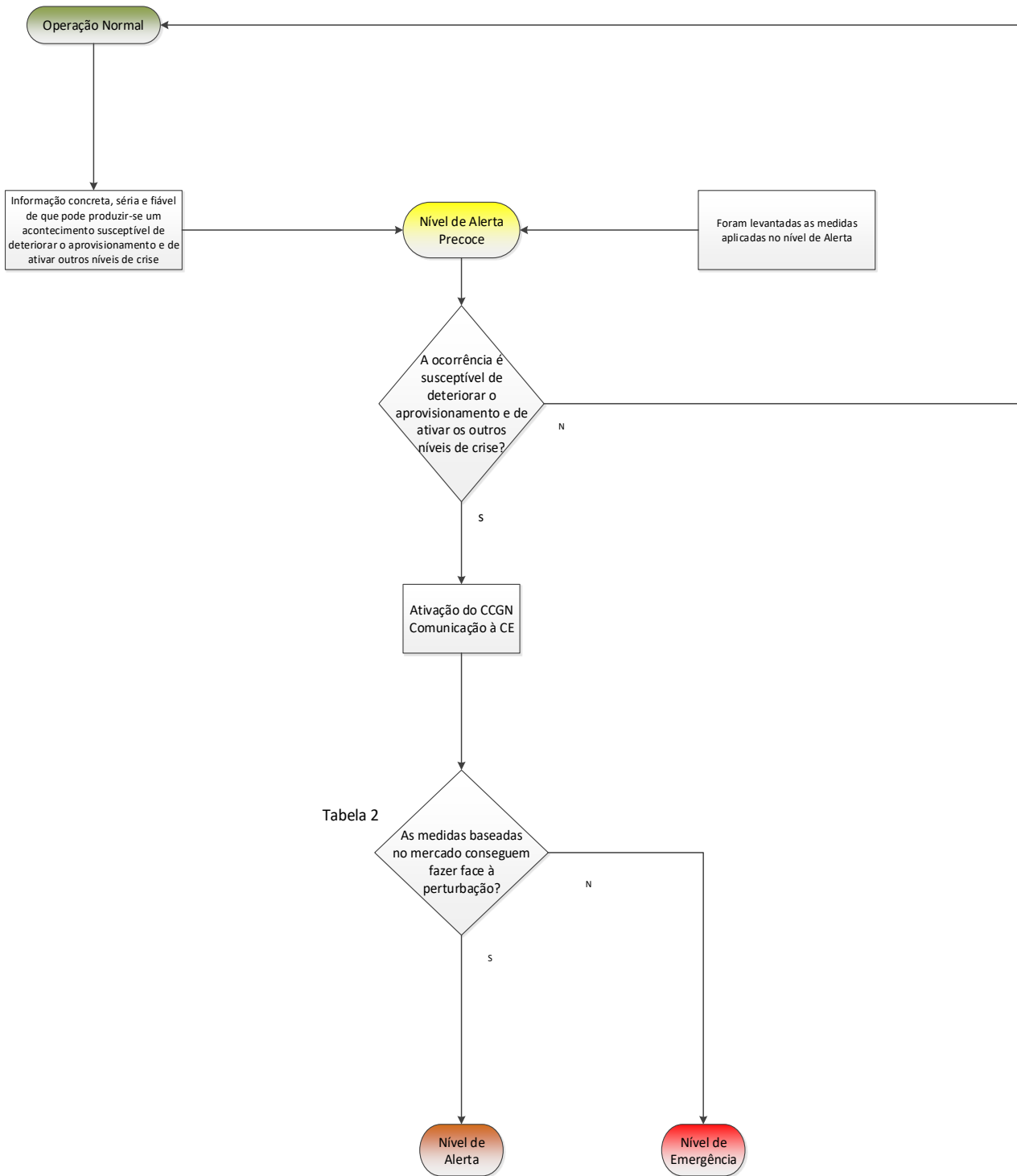


FIGURA 2 - ESQUEMA DE ATUAÇÃO PERANTE UMA SITUAÇÃO NÍVEL DE ALERTA PRECOCE

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 PPA e do PE.

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 GN 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 ou um aumento excepcional 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 CRISE DE ALERTA

Evento de Risco	Condições de ativação	Medidas / Ações (baseadas no mercado)
Falha na infraestrutura do TGNL (indisponibilidades, avarias e incidentes)	- Indisponibilidade total de um dos processos (descarga de navios, armazenamento de GNL, regaseificação de GNL, emissão de GN/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 SNGN possui três pontos de entrada para importação de gás natural, 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 português e espanhol, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis.
Falha na infraestrutura da RNTGN (indisponibilidades, avarias e incidentes)	<p>- Rutura e/ou seccionamento do gasoduto em local críticos ou de potencial congestionamento da rede.</p> <p>- 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).</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se houver necessidade, os importadores poderão recorrer ao mercado <i>SPOT</i> de GNL. ✓ Redução voluntária dos consumos 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). ✓ Utilização de fontes de energia renováveis em substituição do gás natural. <p>✓ <u>Atividades da Gestão Técnica Global do SNGN</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;
Falha na infraestrutura do AS (indisponibilidades, avarias e incidentes)	- Indisponibilidade total de movimentação de GN, devido a problemas num dos processos (injeção, armazenamento e extração de gás), por um período superior a 24 horas.	

<p>Perturbação no aprovisionamento dos fornecedores de países terceiros (fenómenos naturais, indisponibilidades, avarias e incidentes)</p>	<p>- Redução significativa das capacidades e das quantidades de gás disponíveis para o aprovisionamento do SNGN, obrigando à aplicação de medidas baseadas no mercado.</p>	<ul style="list-style-type: none">- Intensificação da coordenação das atividades de despacho por parte dos Operadores da Rede de Transporte (ORT) REN e Enagás;- Quantidades adicionais a transportar pelas interligações de Valença do Minho e Campo Maior (poderá requerer a redução de pressão na rede). Possibilidade de 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>(As atividades de coordenação entre os ORT REN e Enagás deverão ser intensificadas, de modo a permitir uma avaliação do impacto do funcionamento do SNGN na Rede Básica de Espanha e da Rede Básica de Espanha no SNGN, passando pela troca de informação relativa à oferta, procura e níveis de existências em ambos os sistemas de gás natural)</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 (RARII), 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>
--	--	---

<p>Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT</p>	<p>- Verifica-se o comportamento anormal de sistemas ou equipamentos nas infraestruturas de gás natural, 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.

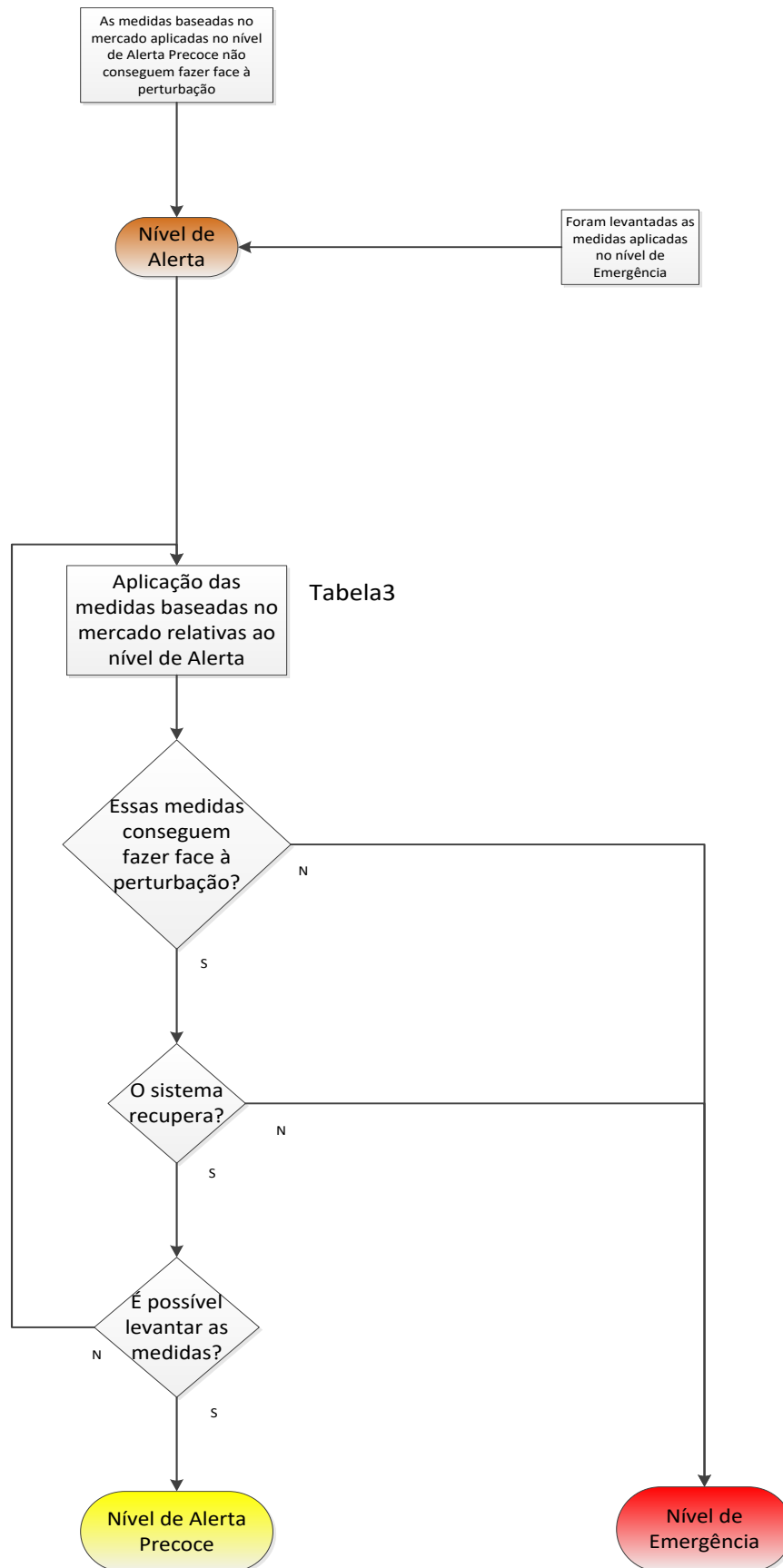


Figura 3 - ESQUEMA DE ATUAÇÃO PERANTE UMA SITUAÇÃO NÍVEL DE ALERTA

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 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 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 PPA e do PE.

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 GN em cooperação com as respetivas autoridades competentes com vista à completa reposição da normalidade.

4.4 NÍVEL DE EMERGÊNCIA

4.4.1 PLANO DE ATUAÇÃO

Deve ser declarado o nível de emergência quando se produz 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 de gás e de eletricidade da 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 natural.

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.

TABELA 4 - PLANO DE ATUAÇÃO NO NÍVEL DE CRISE DE ALERTA DE EMERGÊNCIA

Evento de Risco	Condições de ativação	Medidas / Ações (não baseadas no mercado)
<p>Falha na infraestrutura do TGNL (indisponibilidades, avarias e incidentes)</p>	<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 gás natural. ✓ 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 natural deverá garantir estes consumos num cenário de procura excecionalmente elevada de gás natural 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 encontram-se localizadas nas instalações de Armazenamento Subterrâneo, no terminal de GNL de Sines ou em navios metaneiros em trânsito, no máximo a três dias de trajeto do terminal; - 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>Falha na infraestrutura da RNTGN (indisponibilidades, avarias e incidentes)</p>	<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"> ✓ Ativação do protocolo entre os ORT português e espanhol, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis ✓ Utilização de eletricidade produzida a partir de fontes distintas do gás.

<p>Falha na infraestrutura do AS (indisponibilidades, avarias e incidentes)</p>	<p>- Indisponibilidade total da infraestrutura por um longo período de tempo, indisponibilizando a movimentação das reservas de segurança.</p>	<p>(A coordenação dos dois gestores dos sistemas de gás natural (GTG do SNGN) e de eletricidade (GS do SEN) permitirá que o despacho elétrico privilegie, se possível, a produção elétrica a partir de fontes distintas do gás natural, nomeadamente o carvão, o fuel, a água ou recorrendo à importação, para fazer face a situações de falta de aprovisionamento de gás natural)</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Interruptibilidade dos produtores de eletricidade / Substituição obrigatória do combustível – “<i>Fuel switching</i>”. <p>(O GTG do SNGN, em coordenação com o GS do SEN, deverá proceder ao cálculo das quantidades de GN disponíveis para o abastecimento das CCGT e determinar a necessidade de proceder à utilização de combustíveis alternativos, emitindo, para esse efeito, as instruções de interrupção de clientes produtores de eletricidade)</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ O Estado pode lançar um apelo a que as grandes empresas 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 GN; ✓ Redução obrigatória dos consumos contratados com os grandes clientes industriais de modo a salvaguardar o fornecimento dos consumos dos clientes protegidos;
<p>Perturbação no aprovisionamento dos fornecedores de países terceiros (fenómenos naturais, indisponibilidades, avarias e incidentes)</p>	<p>- O aprovisionamento do SNGN 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 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 CCGN, de campanhas informativas para o grande público, em meios de comunicação social, destinadas a reduzir o consumo de GN. ✓ <u>Atividades da Gestão Técnica Global do SNGN</u> <p>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.</p> <p>(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);</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Intensificação da coordenação e cooperação entre os operadores ORT REN e Enagas;

		<p>(As atividades de coordenação e cooperação entre os ORT REN e Enagas deverão ser intensificadas, de modo a permitir uma avaliação do impacto do funcionamento do SNGN na Rede Básica de Espanha e da Rede Básica de Espanha no SNGN, incidindo na garantia do fornecimento aos clientes protegidos);</p>
Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT	- Verifica-se o comportamento anormal de sistemas ou equipamentos nas infraestruturas de gás natural, o qual é relacionado com informações de ataque cibernético em curso, com impacto generalizado sobre o aprovisionamento de gás.	✓ 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 no nível de emergência.

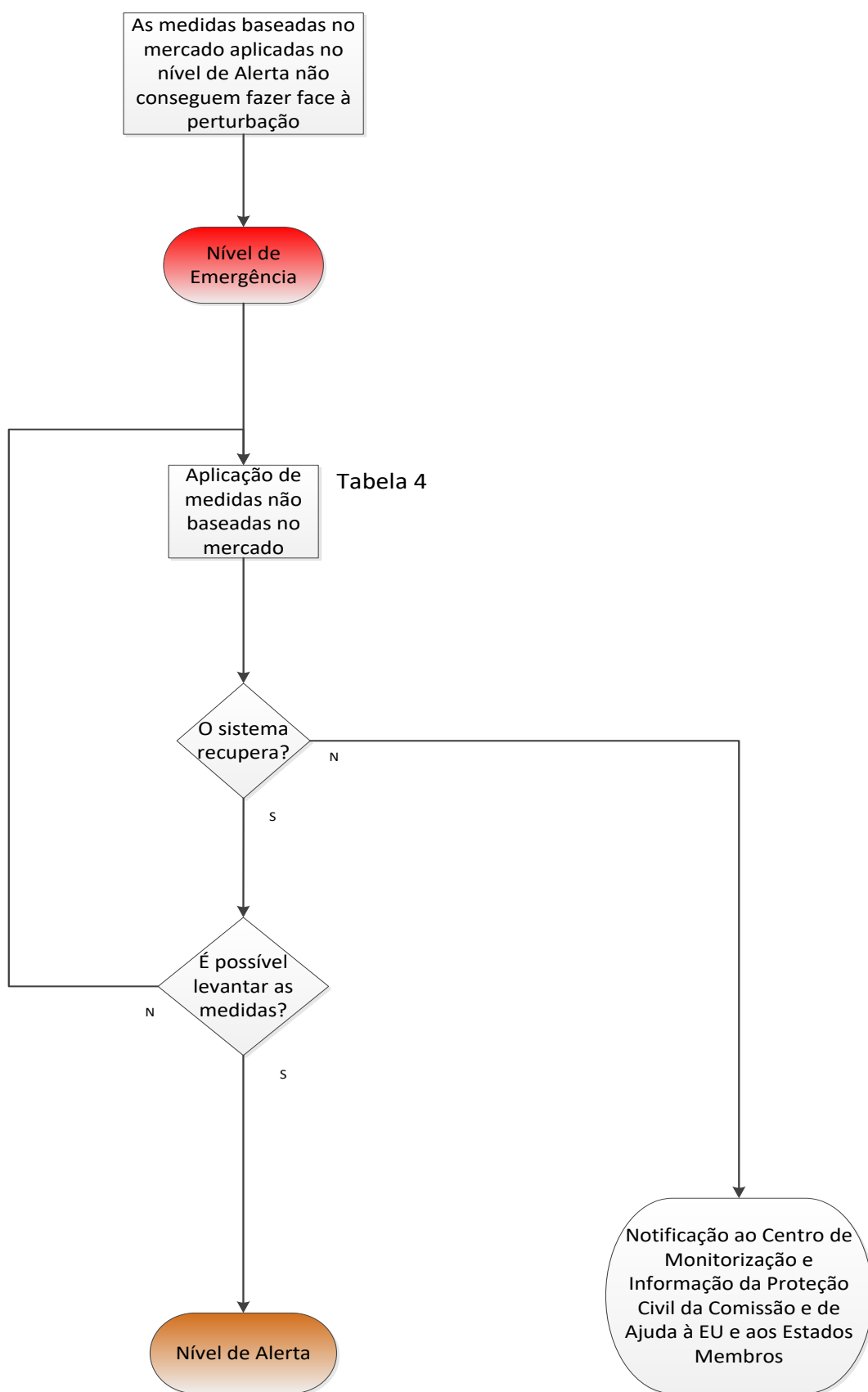


FIGURA 4 - ESQUEMA DE ATUAÇÃO PERANTE UMA SITUAÇÃO NÍVEL DE EMERGÊNCIA

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 PPA e do PE.

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 GN em cooperação com as respetivas autoridades competentes com vista à completa reposição da normalidade.

5. PLANO DE EMERGÊNCIA – IMPACTO REGIONAL

No ponto 6 do artigo 8.º do Regulamento é referido que “as autoridades competentes dos Estados-Membros vizinhos consultam-se mutuamente, de forma atempada, a fim de garantir a coerência entre os seus planos preventivos de ação e os seus planos de emergência. As autoridades competentes, no âmbito de cada grupo de risco, procedem à troca de projetos de planos preventivos de ação e de planos de emergência, com propostas de cooperação” .

De acordo com o ponto 3 do mesmo artigo, o plano de emergência inclui um capítulo regional, ou vários capítulos regionais caso um Estado-Membro faça parte de vários grupos de risco, conforme definidos no Anexo I do Regulamento.

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

- a) Não são introduzidas medidas que restrinjam indevidamente os fluxos de gás no mercado interno, seja qual for a circunstância;
- b) Não são introduzidas medidas suscetíveis de comprometer gravemente a situação do aprovisionamento de gás noutro 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.

O impacto regional é avaliado ao nível dos cenários de risco identificados no documento “Avaliação dos riscos que afetam o aprovisionamento de Gás Natural em Portugal”.

5.1 IMPACTO REGIONAL DOS EVENTOS DE RISCO

Atualmente, o TGNL de Sines abastece única e exclusivamente o mercado nacional pelo que a falha nesta infraestrutura afetará apenas o SNGN, não apresentando, ao nível do cenário de risco, um impacto regional. No futuro, é possível que esta infraestrutura venha a ter relevância ao nível regional, não sendo, no entanto, essa a situação atual.

Também uma rutura no gasoduto em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTGN apresenta um impacto maioritariamente nacional, já que atualmente, as exportações por Valença do Minho / Tui são muito reduzidas. No entanto, neste cenário pode existir uma clara 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 é igualmente um cenário de risco de âmbito regional. Quer a Sonatrach na Argélia, quer a Nigéria LNG na Nigéria, são fornecedores de elevada dimensão nos sistemas de GN em Portugal e em Espanha. Por exemplo, no ano de 2016, o GN com proveniência da Argélia representou cerca de 68% da procura em Portugal. Este cenário de risco e respetivas medidas será igualmente abordado nos capítulos regionais, em particular para o grupo de risco “Argélia”.

5.2 IMPACTO REGIONAL DAS MEDIDAS DO PLANO DE EMERGÊNCIA

Apesar de nem todos os cenários de risco apresentarem impacto a nível regional, ao nível das medidas a tomar a cooperação regional entre a REN e a Enagas é extremamente importante para a atenuação do impacto de todos os cenários de risco identificados. Esta cooperação será tanto mais importante quanto maior for o impacto dos cenários

de risco, que será avaliado em função da capacidade deficitária nos pontos de oferta do SNGN e também da própria configuração da RNTGN, e traduz-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 natural.

A coordenação das atividades de despacho por parte dos Operadores da Rede de Transporte (ORT) REN e Enagas assume uma importância fundamental quer na operação normal, quer para a minimização do impacto de qualquer um dos níveis de crise: alerta precoce, alerta e emergência. Os acordos já existentes consagram essa cooperação, 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 ser intensificadas na situação de nível de alerta de emergência, de modo a permitir uma avaliação do impacto do funcionamento do SNGN na Rede Básica de Espanha e da Rede Básica de Espanha no SNGN, passando por uma troca de informação adicional de ambos os sistemas de gás natural.

A cooperação regional pode existir ao nível de ORTs como foi referido no ponto anterior, 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.

6. MECANISMO DE SOLIDARIEDADE

De acordo com o definido no artigo 13.º do Regulamento, devem ficar definidas no Plano de Emergência as medidas incluídas nos acordos de solidariedade a celebrar entre os Estados-Membros vizinhos. Ainda de acordo com este artigo do Regulamento, as medidas dos acordos de solidariedade são aplicadas quando esgotadas todas as medidas baseadas no mercado e não baseadas no mercado e quando já está em risco a garantia dos consumos dos clientes protegidos do EM em crise (nível de emergência).

NOTA: Neste ponto serão elencadas as medidas definidas no Acordo de Solidariedade estabelecido entre o Governo da República Portuguesa e o Governo do Reino de Espanha para atuação em situação de emergência, com o espírito de solidariedade preconizado no Regulamento, assim que este se encontrar disponível. O processo para o estabelecimento do referido acordo foi já iniciado pelas autoridades competentes dos dois Estados-Membros, tendo as autoridades competentes de Portugal e Espanha trocado propostas do Acordo de Solidariedade para servir de base às negociações do acordo definitivo.

7. 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 preventivo de ação e o plano de emergência deverão 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

Embora o presente capítulo regional tenha sido apresentado às autoridades dos Estados-Membros pertencentes a este grupo de risco, não foi ainda aprovado.

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 excepcional. À medida que os Acordos de Interligação foram sendo assinados, os anteriores acordos foram sendo anexados aos mesmos.

Medidas a adoptar por nível de crise

O termo “evento excepcional” 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 excepcional” 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.

Os desequilíbrios comerciais ou operações de manutenção programada estão excluídos desta definição.

Considerando o artigo 11.º do Regulamento (UE) 2017/1938 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 adoptar 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 SNGN, 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.

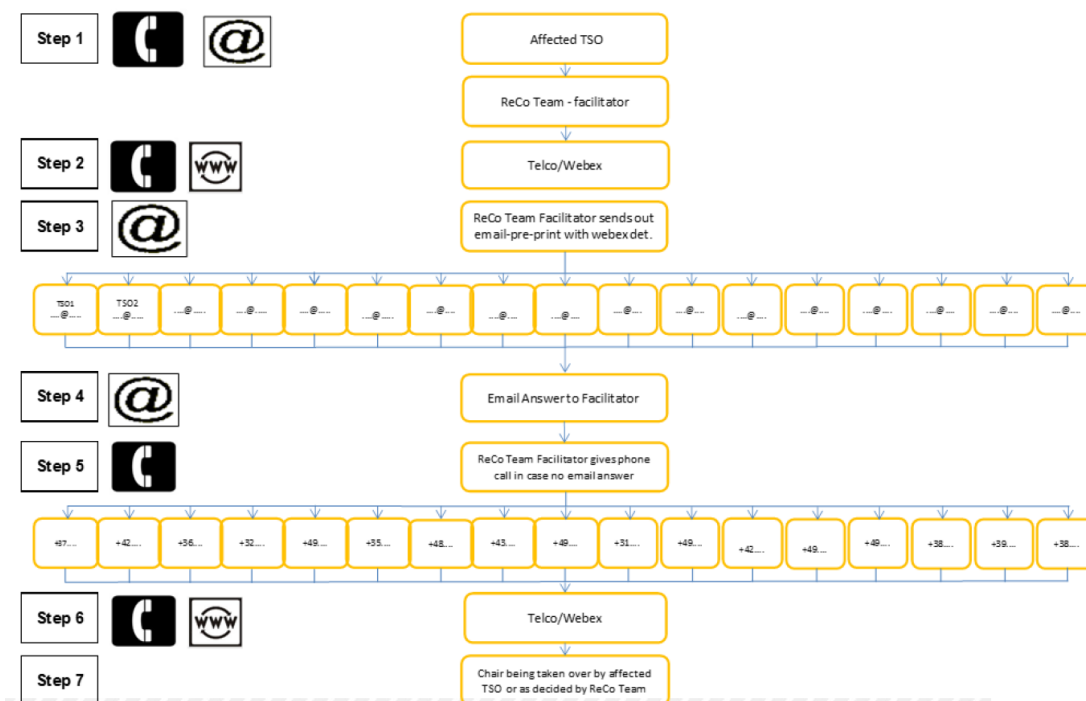


FIGURA 5 – FLUXO DE INFORMAÇÕES INCLUÍDO NO SISTEMA DE COORDENAÇÃO REGIONAL PARA O GÁS

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

Procedimento entre ORT contíguos:

Conforme detalhado em 8.1. - Medidas a adoptar 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 (UE) 2017/1938. À medida que estes acordos sejam acordados, serão incluídos neste ponto.

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

NOTA: Neste ponto deverão ser incluídas as medidas transfronteiriças de emergência definidas no capítulo regional que está em preparação para o “Grupo de Risco para o aprovisionamento de gás da Noruega”, que não se encontra ainda disponível (aguarda-se proposta de capítulo por parte da coordenação deste grupo de risco de aprovisionamento).

9. 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 respectivos 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 natural, 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 natural. 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 contatos 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.

10. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Plano de Emergência, bem como o Plano Preventivo de Ação para o SNGN, foram efectuados no seguimento da avaliação dos riscos que afetam o aprovisionamento de Gás Natural em Portugal, que identifica e analisa os cenários de risco e avalia a capacidade da RNTIAT para garantir a satisfação da procura total de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada, caso se verifique uma perturbação no TGNL de Sines, que constitui a maior infraestrutura de gás do SNGN (critério N-1). Considerando uma capacidade de importação em Valença do Minho de 10 GWh/d, o critério N-1 é cumprido durante a totalidade do período em análise (2018-2023) apenas no caso do Cenário Central da Procura, sem desclassificação da central térmica de Sines a carvão e com um volume operacional do AS do Carriço de 100%, e no caso do Cenário Superior da Procura, com desclassificação da central de Sines a carvão, assumindo a interruptibilidade das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro e de Lares e também com um volume operacional do AS do Carriço de 100%. Considerando uma capacidade de importação em Valença do Minho de 30 GWh/d, o critério N-1 é cumprido durante a totalidade do período em análise no caso de o volume operacional do AS do Carriço ser de 100%.

Na avaliação dos riscos constata-se ainda que a capacidade de armazenamento das cavidades subterrâneas de gás no complexo do Carriço é suficiente para que, no prazo em análise, o SNGN seja capaz de superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo, garantindo o cumprimento do artigo 6.º do Regulamento no cenário Base, sem desclassificação da central térmica de Sines a carvão. No cenário Segurança de Abastecimento o AS do Carriço terá uma capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das reservas de segurança apenas no período compreendido entre os anos 2018 e 2021. No cenário Base, com desclassificação da central térmica de Sines a carvão, o AS do Carriço terá uma capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das reservas de segurança apenas entre os anos 2018 e 2022.

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 SNGN, até que novas infraestruturas sejam

colocadas em operação. Algumas delas, designadamente o recurso à interrupção de consumos, requerem 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 permite 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 GN tomada em conjunto com os stakeholders referenciados no Diagrama Funcional descrito no ponto 3 do presente Plano.

GLOSSÁRIO

SIGLAS E ABREVIATURAS

AM	Agentes de Mercado
AP	Alta Pressão - Cliente diretamente abastecido pela RNTGN
AS	Armazenamento Subterrâneo
CCGN	Comité de Crise do Gás Natural
CCGT	Central de Ciclo Combinado a Gás Natural
CE	Comissão Europeia
COM	Comercializadores de Gás Natural
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 Gaseificação
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GO	Gás de operação à disposição do GTG no âmbito do ROI
GS	Gestor do Sistema Elétrico Nacional
GTG	Gestor Técnico Global do Sistema Nacional de Gás Natural
GTS	Gestor Técnico do Sistema
IMP	Importadores de GN do Sistema Nacional de Gás Natural
JCT	Estação de Junção
LNG	<i>Liquified Natural Gas</i>
MATE	Ministério do Ambiente e da Transição Energética
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
PE	Plano de Emergência

PME	Pequenas e Médias Empresas
PPA	Plano Preventivo de Ação
RARII	Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte de gás, Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminal de GNL
ROI	Regulamento de Operação das Infraestruturas
RPGN	Rede Pública de Gás Natural
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
TGNL	Terminal de gás natural liquefeito
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UAG	Unidade Autónoma de Gaseificação

- ANEXO I -

LISTA DE ENTIDADES

LISTA DE ENTIDADES

Entidades oficiais

Comissão Europeia

Direção-Geral de Energia e Geologia / Ministério do Ambiente e da Transição Energética

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Operadores da RNTIAT, rede interligada e SEN

REN – Gasodutos, S.A. (Gestor Técnico Global do SNGN – 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 – Comercializadores).

Os importadores de gás natural a atuar no mercado nacional são (dados de atividade em 2016 e 2017): Audax Portugal, Audax Espanha, CEPSA - Portuguesa Petróleos, Dufenergy Trading, DXT Commodities, EDP Gás COM, Endesa, Galp Gás Natural, Gas Natural Fenosa, Gold Energy, Iberdrola Clientes Portugal, Iberdrola Espanha, Incrygas, Molgás e PH Energia.

Outros Operadores

Gestor Logístico de Unidades Autónomas de Gás

- ANEXO II -

DIAGRAMA GERAL DE ATUAÇÃO EM SITUAÇÃO DE CRISE

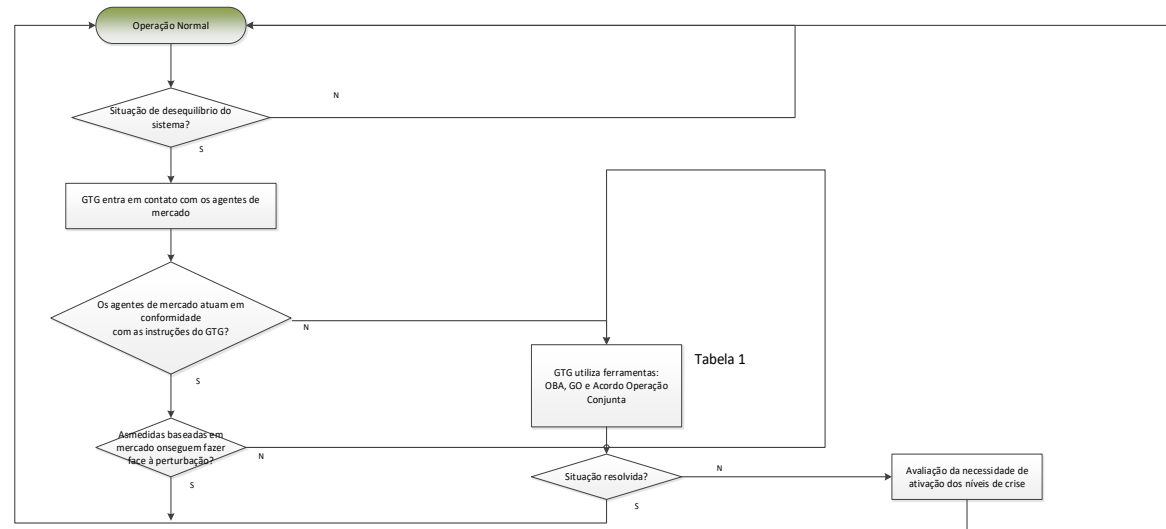
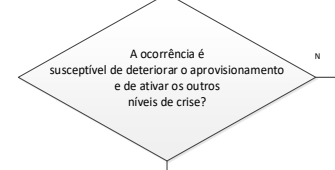


Tabela 1
GTG utiliza ferramentas: OBA, GO e Acordo Operação Conjunta

Nível de Alerta Precoce



Ativação do CCGN
Comunicação à CE

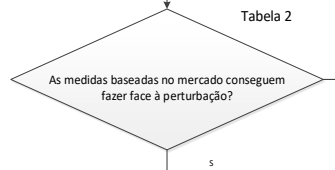
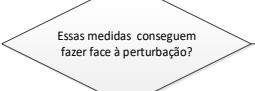


Tabela 2

Nível de Alerta

Aplicação das medidas baseadas no mercado relativas ao nível de Alerta

Tabela 3



Nível de Emergência

Aplicação de medidas não baseadas no mercado

Tabela 4



Notificação ao Centro de Monitorização e Informação da Proteção Civil da Comissão e de Ajuda à EU e aos Estados Membros

- 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 PE a adotar para fazer face aos cenários de risco identificados no relatório de Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento do SNGN.

III.1 TABELA RESUMO

Na página seguinte apresenta-se uma tabela resumo com a indicação dos quatro 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 o aprovisionamento de Gás Natural em Portugal 2018-2023”, e apresentadas as medidas de atuação conforme descritos nos capítulos anteriores deste documento.

Cenário de Risco	Valor da falha	Severidade	Nível	Medidas	Descrição
Falha no TGNL de Sines (Regaseificação de GNL)	229 GWh/d	2 634 GWh (considerando um período de 90 dias de indisponibilidade)	Alerta precoce	<ul style="list-style-type: none"> Utilização da flexibilidade de <i>linepack</i> (valor de 30 GWh); Alteração dos programas de entrada /saída nas interligações Campo Maior/Valença do Minho Acordo de Assistência Técnica entre a Enagas e a REN); Utilização de gás comercial armazenado no AS do Carriço (disponível até um valor máximo de 3570* GWh). *inclui reservas de segurança 	<p>Utilização do valor de flexibilidade de <i>linepack</i>, num valor até 30 GWh.</p> <p>Utilização da capacidade disponível no VIP, no valor de 144 GWh/d.</p> <p>Até ao valor adicional de 60 GWh, que poderá ascender a 280 GWh em caso de disponibilidade e após autorização das entidades reguladoras.</p> <p>Utilização do gás comercial que está disponível nas cavernas do Armazenamento Subterrâneo, que variará, mas que no máximo corresponderá a um valor de 3570* GWh, e que poderá ser extraído do AS a um caudal de 129 GWh/d com um volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS, e 71 GWh/d com um volume operacional de GN nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS.</p> <p>(A utilização de gás comercial no AS deverá ser limitada ao nível mínimo que garanta as reservas de segurança).</p>
			Alerta	<ul style="list-style-type: none"> Flexibilidade na importação e diferentes vias de aprovisionamento (aquisição até 2,5 navios no Mercado <i>Spot</i> de GNL). Quantidades adicionais a transportar pelo VIP (poderá requerer a redução de pressão na rede). 	<p>Para compensar a falha de aprovisionamento do TGNL de Sines, os importadores do GNL em falta deverão proceder ao desvio dos navios necessários, à compra de GNL no mercado SPOT ou à realização de <i>Swaps</i> com AM de Espanha, permitindo a respetiva descarga nos terminais em Espanha, de modo a ser transportado até ao SNGN pelo ponto de interligação de Campo Maior / Badajoz e de Valença do Minho / Tuy.</p> <p>Possibilidade de sistema espanhol disponibilizar ao sistema português quantidades adicionais pelas interligações de Valença do Minho/Tuy ou Campo Maior/Badajoz, em</p>

				<ul style="list-style-type: none"> • 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>função da reorganização do sistema espanhol, das condições de pressão existentes e das necessidades de Portugal.</p> <p>Redução do nível de existências na RNTGN, traduzido na redução da pressão média de operação da rede, de modo a maximizar a capacidade de transporte nos pontos de interligação, para o abastecimento do SNGN.</p>
			Emergência	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso à utilização de combustível alternativo em determinados clientes (redução máxima diária de 86 GWh/dia); • Mobilização das reservas de segurança (até um valor máximo de 2875 GWh); • Interruptibilidade de outros clientes (clientes diretamente ligados à rede AP, que representam um consumo aproximado de 80 GWh/d). 	<p>Recorrer à utilização de combustível alternativo na CT da Tapada do Outeiro e na CT de Lares (poderá representar uma poupança máxima diária em gás natural de 48 GWh/d e 38 GWh/d, respetivamente);</p> <p>Mobilização do valor de reservas de segurança, por indicação do membro do Governo responsável pela área da energia, e que se encontram no AS.</p> <p>Proceder à interrupção do fornecimento, p.e., dos clientes diretamente ligados à RNTGN (AP), incluindo os clientes para o mercado elétrico (TER e Pego), de modo a salvaguardar o aprovisionamento dos clientes protegidos (consumo aproximado de 35 GWh/d). Os clientes AP, excluindo as centrais TER e Pego, representam um consumo anual sensivelmente constante de cerca de 45 GWh/d.</p>

Cenário de Risco	Valor da falha	Severidade	Nível	Medidas	Descrição
Falha na interligação de Campo Maior e/ou Valença do Minho	144 GWh/d	-	Alerta precoce	<ul style="list-style-type: none"> Utilização da flexibilidade de <i>linepack</i> (valor de 30 GWh); Alteração dos programas de entrada /saída na outra interligação que não foi afetada; Acordo de Assistência Técnica entre a Enagas e a REN); Utilização de gás comercial armazenado no AS do Carriço (disponível até um valor máximo de 3570* GWh) e do TGNL (disponível até um valor máximo de 860* GWh). <p>*Inclui reservas de segurança.</p>	<p>Utilização do valor de flexibilidade de <i>linepack</i>, num valor até 30 GWh.</p> <p>Utilização da capacidade disponível no VIP, no valor de 144 GWh/d.</p> <p>Até ao valor adicional de 60 GWh, que poderá ascender a 280 GWh em caso de disponibilidade e após autorização das entidades reguladoras, e utilizando a interligação que não foi afetada</p> <p>Utilização do gás comercial que está disponível nas cavernas do Armazenamento Subterrâneo, que variará, mas que no máximo corresponderá a um valor de 3570* GWh, e que poderá ser extraído do AS a um caudal de 129 GWh/d com um volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS, e 71 GWh/d com um volume operacional de GN nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS. Utilização do gás comercial disponível nos tanques de GNL, até um valor máximo de 860* GWh, que poderá ser regaseificado até um caudal máximo de 192 GWh/d.(A utilização de gás comercial no AS e no TGNL deverá ser limitada ao nível mínimo que garanta as reservas de segurança).</p>
			Alerta	<ul style="list-style-type: none"> Flexibilidade na importação (utilização do outro ponto de interligação disponível) e diferentes vias de aprovisionamento (aquisição de até 2,5 navios no Mercado <i>Spot</i> de GNL). 	<p>Os importadores do GNL em falta deverão proceder ao desvio dos navios necessários, à compra de GNL no mercado SPOT ou à realização de <i>Swaps</i> com AM de Espanha, permitindo a respetiva descarga no TGNL de Sines ou a descarga nos terminais em Espanha, de modo a ser transportado até ao SNGN pelo ponto de interligação que esteja disponível.</p>

				<ul style="list-style-type: none"> • Quantidades adicionais a transportar pela interligação não afetada (poderá requerer a redução de pressão na rede). • Avaliação do GTG relativamente à necessidade de redução da pressão média de operação da rede (utilização da flexibilidade excepcional de linepack em função das condições de operação a determinar no momento). 	<p>Possibilidade de 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.</p> <p>Redução do nível de existências na RNTGN, traduzido na redução da pressão média de operação da rede, de modo a maximizar a capacidade de transporte nos pontos de interligação, para o abastecimento do SNGN</p>
			Emergência	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso à utilização de combustível alternativo em determinados clientes (redução máxima diária de 86 GWh/dia); • Mobilização das reservas de segurança (até um valor máximo de 2875 GWh); • Interruptibilidade de outros clientes (clientes diretamente ligados à rede AP, que representam um consumo aproximado de 80 GWh/d). 	<p>Recorrer à utilização de combustível alternativo na CT da Tapada do Outeiro e na CT de Lares (poderá representar uma poupança máxima diária em gás natural de 48 GWh/d e 38 GWh/d, respetivamente);</p> <p>Mobilização do valor de reservas de segurança, por indicação do membro do Governo responsável pela área da energia, e que se encontram no AS, no TGNL e nos navios metaneiros no máximo a três dias de distância do terminal de GNL.</p> <p>Proceder à interrupção do fornecimento, p.e., dos clientes diretamente ligados à RNTGN (AP), incluindo os clientes para o mercado elétrico (TER e Pego), de modo a salvaguardar o aprovisionamento dos clientes protegidos (consumo aproximado de 35 GWh/d). Os clientes AP, excluindo as centrais TER e Pego, representam um consumo anual sensivelmente constante de cerca de 45 GWh/d.</p>

Cenário de Risco	Valor da falha	Severidade	Nível	Medidas	Descrição
Rutura no gasoduto em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTGN	-	25 GWh (considerando um período de 5 dias de interrupção. Este valor poderá ser consideravelmente maior em função do consumo da C.T. Tapada)	Alerta precoce	<ul style="list-style-type: none"> Utilização do valor de flexibilidade de <i>linepack</i>, num valor até 30 GWh; Alteração dos programas de entrada /saída nas interligações de Campo Maior/Valença do Minho; Acordo de Assistência Técnica entre a Enagás e a REN; Utilização de gás comercial armazenado no AS do Carriço (disponível até um valor máximo de 3570* GWh e do TGNL (disponível até um valor máximo de 860*GWh). 	<p>Utilização do valor de flexibilidade de <i>linepack</i>, num valor até 30 GWh.</p> <p>Utilização da capacidade disponível no VIP, no valor de 144 GWh/d.</p> <p>Até ao valor adicional de 60 GWh, que poderá ascender a 280 GWh em caso de disponibilidade e após autorização das entidades reguladoras.</p> <p>Utilização do gás comercial que está disponível nas cavernas do Armazenamento Subterrâneo, que variará, mas que no máximo corresponderá a um valor de 3570* GWh, e que poderá ser extraído do AS a um caudal de 129 GWh/d com um volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS, e 71 GWh/d com um volume operacional de GN nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS. Utilização do gás comercial disponível nos tanques de GNL, até um valor máximo de 860* GWh, que poderá ser regaseificado até um caudal máximo de 192 GWh/d.</p> <p>(A utilização de gás comercial no AS e no TGNL deverá ser limitada ao nível mínimo que garanta as reservas de segurança).</p>
			Alerta	<ul style="list-style-type: none"> Flexibilidade na importação e diferentes vias de aprovisionamento (aquisição até 2,5 navios no Mercado <i>Spot</i> de GNL). 	Os importadores do GNL em falta deverão proceder ao desvio dos navios necessários, à compra de GNL no mercado SPOT ou à realização de <i>Swaps</i> com AM de Espanha, permitindo a respetiva descarga no terminal de Sines e nos terminais em Espanha, de modo a ser transportado até ao SNGN pelo ponto de interligação de Campo Maior / Badajoz e de Valença do Minho / Tuy.

				<ul style="list-style-type: none"> • Quantidades adicionais a transportar pelas interligações de Valença do Minho e Campo Maior (poderá requerer a redução de pressão na rede). • 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>Possibilidade de 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.</p> <p>Redução do nível de existências na RNTGN, traduzido na redução da pressão média de operação da rede, de modo a maximizar a capacidade de transporte nos pontos de interligação, para o abastecimento do SNGN.</p>
			Emergência	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso à utilização de combustível alternativo em determinados clientes (redução máxima diária de 86 GWh/dia); • Mobilização das reservas de segurança (até um valor máximo de 2875 GWh); • Interruptibilidade de outros clientes (clientes diretamente ligados à rede AP, que representam um consumo aproximado de 80 GWh/d). 	<p>Recorrer à utilização de combustível alternativo na CT da Tapada do Outeiro e na CT de Lares (poderá representar uma poupança máxima diária em gás natural de 48 GWh/d e 38 GWh/d, respetivamente);</p> <p>Mobilização do valor de reservas de segurança, por indicação do membro do Governo responsável pela área da energia, e que se encontram no AS, TGNL e nos navios metaneiros no máximo a três dias de distância do terminal de GNL.</p> <p>Proceder à interrupção do fornecimento, p.e., dos clientes diretamente ligados à RNTGN (AP), incluindo os clientes para o mercado elétrico (TER e Pego), de modo a salvaguardar o aprovisionamento dos clientes protegidos (consumo aproximado de 35 GWh/d). Os clientes AP, excluindo as centrais TER e Pego, representam um consumo anual sensivelmente constante de cerca de 45 GWh/d.</p>

Cenário de Risco	Valor da falha	Severidade	Nível	Medidas	Descrição
Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros	-	<p>Aquisição de 2 634 GWh de GNL no mercado SPOT de curto prazo (equivalente a 2,9 navios de capacidade de 900 GWh)</p> <p>(considerando uma indisponibilidade de GNL de 90 dias)</p>	Alerta precoce	<ul style="list-style-type: none"> Utilização do valor de flexibilidade de linepack, num valor até 30 GWh; Alteração dos programas de entrada /saída nas interligações de Campo Maior/Valença do Minho; Acordo de Assistência Técnica entre a Enagás e a REN); Utilização de gás comercial armazenado no AS do Carricho (disponível até um valor máximo de 3570* GWh e do TGNL (disponível até um valor de 860* GWh). 	<p>Utilização do valor de flexibilidade de <i>linepack</i>, num valor até 30 GWh.</p> <p>Utilização da capacidade disponível no VIP, no valor de 144 GWh/d.</p> <p>Até ao valor adicional de 60 GWh, que poderá ascender a 280 GWh em caso de disponibilidade e após autorização das entidades reguladoras.</p> <p>Utilização do gás comercial que está disponível nas cavernas do Armazenamento Subterrâneo, que variará, mas que no máximo corresponderá a um valor de 3570* GWh, e que poderá ser extraído do AS a um caudal de 129 GWh/d com um volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS, e 71 GWh/d com um volume operacional de GN nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS. Utilização do gás comercial disponível nos tanques de GNL, até um valor máximo de 860* GWh, que poderá ser regaseificado até um caudal máximo de 192 GWh/d.</p> <p>(A utilização de gás comercial no AS e no TGNL deverá ser limitada ao nível mínimo que garanta as reservas de segurança).</p>
			Alerta	<ul style="list-style-type: none"> Flexibilidade na importação e diferentes vias de aprovisionamento (aquisição de até 2,5 navios no Mercado <i>Spot</i> de GNL). 	<p>Os importadores do GNL em falta deverão proceder ao desvio dos navios necessários, à compra de GNL no mercado SPOT ou à realização de <i>Swaps</i> com AM de Espanha, permitindo a respetiva descarga no terminal de Sines e nos terminais em Espanha, de modo a ser transportado até ao SNGN pelo ponto de interligação de Campo Maior / Badajoz e de Valença do Minho / Tuy.</p>

				<ul style="list-style-type: none"> • Quantidades adicionais a transportar pelas interligações de Valença do Minho e Campo Maior (poderá requerer a redução de pressão na rede). • 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>Possibilidade de 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.</p> <p>Redução do nível de existências na RNTGN, traduzido na redução da pressão média de operação da rede, de modo a maximizar a capacidade de transporte nos pontos de interligação, para o abastecimento do SNGN.</p>
			Emergência	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso à utilização de combustível alternativo em determinados clientes (redução máxima diária de 80 GWh/dia); • Mobilização das reservas de segurança (até um valor máximo de 2875 GWh); • Interruptibilidade de outros clientes (clientes diretamente ligados à rede AP, que representam um consumo aproximado de 80 GWh/d). 	<p>Recorrer à utilização de combustível alternativo na CT da Tapada do Outeiro e na CT de Lares (poderá representar uma poupança máxima diária em gás natural de 48 GWh/d e 38 GWh/d, respetivamente);</p> <p>Mobilização do valor de reservas de segurança, por indicação do membro do Governo responsável pela área da energia, e que se encontram no AS, TGNL e nos navios metaneiros no máximo a três dias de distância do terminal de GNL.</p> <p>Proceder à interrupção do fornecimento, p.e., dos clientes diretamente ligados à RNTGN (AP), incluindo os clientes para o mercado elétrico (TER e Pego), de modo a salvaguardar o aprovisionamento dos clientes protegidos (consumo aproximado de 35 GWh/d). Os clientes AP, excluindo as centrais TER e Pego, representam um consumo anual sensivelmente constante de cerca de 45 GWh/d.</p>

Cenário de Risco	Valor da falha	Severidade	Nível	Medidas	Descrição
<p>Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT</p>	<p>-- (sem estimativa)</p>	<p>(de forma qualitativa definida como severidade média de acordo com a publicação do Fórum Económico Mundial)</p>	<p>Alerta precoce</p> <p>Alerta</p> <p>Emergência</p>	<p>Monitorização de vulnerabilidades dos sistemas informáticos</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>

- 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

