

Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás

SETOR GÁS

FICHA TÉCNICA

Título:

Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional do Gás

Edição:

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Processo de Aprovação:

Consulta Pública [n.º 96](#)

Parecer do Conselho Consultivo em 26/02/2021

Aprovação pelo Conselho de Administração em 30/03/2021

Publicação:

[Diretiva n.º 9/2021](#), publicado no *Diário da República*, 2.ª Série, n.º 92, de 12 de maio de 2021

Alteração:

Consulta Pública [n.º 107](#)

Aprovação pelo Conselho de Administração em 25/05/2022

[1] [Diretiva n.º 13/2022](#), publicado no *Diário da República*, 2.ª Série, n.º 11, de 8 de junho de 2022

Alteração:

Consulta Pública [n.º 116](#)

Aprovação pelo Conselho de Administração em 21/12/2023

[2] [Diretiva n.º 8/2024](#), publicado no *Diário da República*, 2.ª Série, n.º 11, de 16 de janeiro de 2024

ÍNDICE

DIRETIVA N.º 9/2021	1
MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS	3
PARTE I - DISPOSIÇÕES GERAIS	5
1 Objetivo	7
2 Âmbito	7
3 Siglas e definições [2]	8
PARTE II - PROCEDIMENTOS	17
PROCEDIMENTO N.º 1 ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO	19
1 Agente de mercado	19
2 Obtenção do estatuto de agente de mercado	19
3 Suspensão do contrato de adesão	21
4 Cessação do contrato de Adesão	22
PROCEDIMENTO N.º 2 CRITÉRIOS GERAIS DE OPERAÇÃO	25
1 Objetivo e âmbito	25
2 Funcionamento das infraestruturas da RNTIAT	25
2.1 Utilização da Rede Nacional de Transporte de gás	26
2.2 Utilização do Terminal de GNL	26
2.3 Utilização do Armazenamento Subterrâneo de gás	27
2.4 Utilização da RNTIAT para constituição e manutenção de reservas de segurança	28
3 Regimes de operação	28
4 Parâmetros de operação	29
4.1 Limites admissíveis para as variáveis de segurança	29
4.2 Limites de existências de gás nas infraestruturas da RNTIAT	29
4.3 Níveis de referência de existências de gás na RNTG	30
4.4 Gás de Operação	31
5 Atuação do GTG	33
5.1 Ações de compensação pelo GTG	33
5.2 Ordem de mérito aplicável nas ações de compensação	34
5.3 Operação integrada das infraestruturas em condições de segurança	36
5.4 Controlo de capacidades nas interfaces da RNTG com o Terminal de GNL e o Armazenamento Subterrâneo	36
5.5 Rastreamento do gás em circulação no sistema	37
PROCEDIMENTO N.º 3 PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO	39
1 Objetivo e âmbito	39

2	Coordenação de indisponibilidades.....	39
2.1	Plano Anual de Manutenção da RNTIAT	41
2.2	Plano de Indisponibilidades da RNTIAT.....	41
3	Previsões de utilização de capacidade pelos agentes de mercado.....	42
3.1	Previsão de utilização de capacidades em pontos de fornecimento a anéis da RNDG	43
3.2	Previsão de utilização de capacidades em pontos agregadores de fornecimento a consumidores abastecidos em alta pressão	43
3.3	Previsão de utilização de capacidade de receção e expedição de GNL	43
3.4	Previsão de utilização de capacidade de enchimento de cisternas	44
3.5	Processo de previsão de utilização pelos agentes de mercado	44
3.5.1	Horizonte Anual	44
3.5.2	Horizonte Mensal	45
3.5.3	Horizonte Semanal	46
3.6	Prazos	47
4	Programa de operação	47
4.1	Introdução	47
4.2	Elaboração do Programa de Operação da RNTIAT	47
4.3	Emissão do Programa de Operação da RNTIAT	48
4.4	Seguimento do Programa de Operação da RNTIAT	49
4.5	Publicação do Programa de Operação.....	49
4.6	Instruções de Operação.....	50
	PROCEDIMENTO N.º 4 OPERAÇÃO DA RNTIAT NO DIA GÁS	53
1	Objetivo e âmbito.....	53
2	Regime de operação normal do sistema	53
2.1	Definição.....	53
3	Regime de operação em situação de contingência	54
3.1	Definição.....	54
3.2	Tipificação de incidentes passíveis de restringir a capacidade efetiva das infraestruturas da RNTIAT	55
3.3	Metodologia de elaboração de planos de atuação em situação de contingência.....	55
3.3.1	Avaliação dos impactos reais e riscos potenciais.....	55
3.3.2	Definição das ações a implementar.....	56
3.3.3	Aplicação das ações preventivas e corretivas	56
3.4	Planos de reposição do fornecimento de gás.....	57
	PROCEDIMENTO N.º 5 SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DO LINEPACK	59
1	Objetivo e âmbito.....	59
2	Condições de oferta do serviço de flexibilidade de <i>linepack</i>	59
2.1	Critérios para a oferta do serviço por parte do GTG.....	59

2.2	Adesão ao serviço	60
3	Processo de subscrição e de utilização do serviço de flexibilidade de <i>linepack</i>	61
3.1	Subscrição do serviço	61
3.2	Utilização do Serviço de Flexibilidade do <i>Linepack</i>	61
	PROCEDIMENTO N.º 6 PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO NO DIA D-1.....	63
1	Objetivo e âmbito.....	63
2	Disponibilização da composição das carteiras de compensação dos agentes de mercado.....	64
3	Disponibilização de perfis de consumo relativos a consumidores com Medição Não Diária (MND).....	64
4	Apuramento da previsão do consumo das carteiras de compensação dos agentes de mercado, relativamente a consumos com MND	65
5	Disponibilização de dados de caracterização de consumos	66
6	Atribuição de quantidades	66
	PROCEDIMENTO N.º 7 NOMEAÇÕES, RENOMEAÇÕES, PRÉ-NOTIFICAÇÕES, NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO	69
1	Objetivo e âmbito.....	69
2	Regras gerais aplicáveis a nomeações e renomeações	69
2.1	Nomeações.....	70
2.2	Renomeações	71
2.3	Confirmação de quantidades nomeadas e renomeadas	72
2.4	Rejeição de nomeações e renomeações	72
3	Disposições específicas aplicáveis ao VIP Ibérico	73
4	Regras gerais aplicáveis a pré-notificações e notificações de transação	74
4.1	Notificações de transação no âmbito de contratos bilaterais	74
4.2	Pré-notificações e notificações de transação em plataformas de negociação	75
	PROCEDIMENTO N.º 8 ATUALIZAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA NO DIA GÁS	77
1	Objetivo e âmbito.....	77
2	Atualização de informação de fornecimentos e consumos de medição intradiária	77
2.1	Primeira Atualização.....	78
2.2	Segunda Atualização.....	79
2.3	Terceira Atualização	80
2.4	Atualizações complementares.....	82
3	Atribuição de quantidades	82
	PROCEDIMENTO N.º 9 REPARTIÇÕES.....	83
1	Objetivo e âmbito.....	83
2	Processos e critérios de execução das repartições.....	83

3	Repartições na RNTG	83
3.1	Pontos de Interligação	84
3.2	Ligação entre a RNTG e o Terminal de GNL	86
3.3	Ligações entre a RNTG e a RNDG	87
3.3.1	Envio de informação relativa à repartição diária	87
3.3.2	Envio de informação relativa à repartição final	94
3.4	Ligações entre a RNTG e as instalações de produção ou de consumo em alta pressão e as estações de receção de gás	95
3.5	Ponto de interface com o Armazenamento Subterrâneo	96
4	Repartições na RNDG	98
5	Repartições no terminal de GNL	98
5.1	Entrada de GNL mediante a trasfega de navios metaneiros	99
5.2	Saída de GNL mediante o enchimento de cisternas	99
5.3	Saída de GNL mediante o enchimento de navios metaneiros	100
5.4	Saída de gás através da queima de gás na tocha criogénica do Terminal de GNL	100
6	Repartições no Armazenamento Subterrâneo de gás	101
	PROCEDIMENTO N.º 10 BALANÇOS	103
1	Objetivo e âmbito	103
2	Processos e critérios de execução de balanços	103
3	Balanço físico das infraestruturas da RNTIAT	104
3.1	Critérios de execução dos balanços diários	104
3.2	Balanço diário na RNTG	104
3.3	Balanço diário no terminal de GNL	106
3.4	Balanço diário no Armazenamento Subterrâneo de gás	107
3.5	Balanço mensal	107
4	Balanço individual dos agentes de mercado na RNTIAT	108
4.1	Balanço individual diário no Terminal de GNL	108
4.2	Balanço individual diário no Armazenamento Subterrâneo de gás	109
4.3	Existências individuais diárias na RNTIAT	111
4.4	Balanço mensal	111
5	Balanço do gás de operação na RNTIAT	111
5.1	Balanço diário na RNTG	112
5.2	Balanço diário no Terminal de GNL	113
5.3	Balanço diário no Armazenamento Subterrâneo de gás	114
5.4	Balanço diário do Gás de Operação na RNTIAT	115
5.5	Balanço mensal	116
6	Ajustamento às existências dos agentes de mercado	116
6.1	Ajustamento às existências por efeito das diferenças de medição	116
6.2	Ajustamento às existências por insuficiência de contratação de capacidade	118

6.3	Ajustamento às existências por violação do nível mínimo no terminal de GNL	119
PROCEDIMENTO N.º 11 APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS NO DIA D+1		121
1	Objetivo e âmbito	121
2	Apuramento do ajustamento diário dos consumos com Medição Não Diária	121
3	Prestação de informação de ajustamentos aos agentes de mercado	123
PROCEDIMENTO N.º 12 APURAMENTO DE DESEQUILÍBRIOS DIÁRIOS		125
1	Objetivo e âmbito	125
1.1	Delegação das responsabilidades pelos desequilíbrios na RNTG	125
2	Processos e critérios para o apuramento de desequilíbrios	126
3	Desequilíbrio diário base	127
4	Desequilíbrio diário com subscrição de flexibilidade de <i>linepack</i>	129
5	Desequilíbrio diário final	131
PROCEDIMENTO N.º 13 PREÇOS DE DESEQUILÍBRIOS DIÁRIOS, ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS E PROCESSO DE CONCILIAÇÃO		133
1	Objetivo e âmbito	133
2	Procedimento para o apuramento dos preços de desequilíbrio diários	133
3	Preços de desequilíbrio diários	134
4	Preço médio ponderado do gás [2]	134
5	Preço marginal de venda	135
6	Preço marginal de compra	135
7	Apuramento dos encargos de compensação diários	136
8	Apuramento dos pagamentos e recebimentos relativos ao processo de conciliação [2]	137
9	Processo de liquidação	141
PROCEDIMENTO N.º 14 ENCARGOS DE NEUTRALIDADE		143
1	Objetivo e âmbito	143
2	Princípios aplicáveis ao apuramento dos encargos de neutralidade	143
3	Custos elegíveis para efeitos de aplicação do apuramento dos encargos de neutralidade	144
4	Metodologia de imputação dos custos e receitas associados à atividade de compensação da RNTG	144
PROCEDIMENTO N.º 15 MERCADO SECUNDÁRIO		147
1	Objetivo e âmbito	147
2	Disposições gerais	147
3	Deveres de informação	148
3.1	Informação a disponibilizar ao GTG	148
3.2	Regras de comunicação de informação	148

PROCEDIMENTO N.º 16 CONTRATOS BILATERAIS.....	149
1 Objetivo e âmbito.....	149
2 Disposições gerais	149
2.1 Processo de notificação de transação	150
2.2 Confidencialidade	153
3 Liquidação	153
PROCEDIMENTO N.º 17 PAGAMENTO, RECEBIMENTOS, GARANTIAS E INCUMPRIMENTOS DE PAGAMENTOS	155
1 Objetivo e âmbito.....	155
2 Procedimentos gerais	155
2.1 Liquidação e faturação.....	155
2.2 Obrigações dos agentes de mercado devedores.....	156
2.3 Direitos dos agentes de mercado credores	157
2.4 Contas designadas para recebimentos e pagamentos	157
2.5 Regime para os pagamentos em mora	157
3 Procedimentos relativos às garantias	158
4 Procedimentos relativos às garantias.....	158
4.1 Critérios de atuação em caso de incumprimentos de pagamento	158
4.2 Venda e valorização das existências de gás em caso de cessação do contrato de adesão	159
4.3 Atrasos nos pagamentos e juros de mora.....	160
4.4 Incumprimento prolongado nos pagamentos por realizar	160
PROCEDIMENTO N.º 18 GESTÃO DA INFORMAÇÃO	161
1 Objetivo e âmbito.....	161
2 Registo e divulgação de informação.....	162
2.1 Informação operacional.....	162
2.2 Articulação entre informação operacional e atribuição de DUC	164
3 Meios de registo e divulgação de informação	164
4 Equipamentos de suporte à atividade de GTG	165
5 Sistemas de informação e comunicação	166
6 Contactos operacionais	166
6.1 Processos de operação do sistema	167
6.2 Processos de operação de mercado.....	167
7 Confidencialidade	167
PROCEDIMENTO N.º 19 GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO FUNCIONAMENTO DO SNG	169
1 Objeto e âmbito	169
2 Funcionamento do Grupo de Acompanhamento.....	169

PROCEDIMENTO N.º 20 DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO À ERSE.....	171
1 Âmbito.....	171
2 Formatos e meios de disponibilização da informação.....	171
3 Informação a enviar anualmente	171
4 Informação a enviar trimestralmente.....	172
5 Informação a enviar mensalmente.....	173
6 Outra informação a enviar.....	173
PROCEDIMENTO N.º 21 AUTORIZAÇÃO PARA TRANSAÇÕES DE VENDA	175
1 Âmbito.....	175
2 Comunicação da lista de agentes de mercado autorizados.....	175
3 Retenção das receitas de transações de venda.....	175
4 Apuramento da posição do agente de mercado	176
5 Valorização da posição do agente de mercado	176
6 Autorização para transações e liberação de receitas de transações de venda.....	178
7 Periodicidade do apuramento da posição do agente de mercado.....	179
PROCEDIMENTO N.º 22 CATIVAÇÃO VOLUNTÁRIA DE EXISTÊNCIAS	181
1 Objetivo e âmbito.....	181
2 Regras Gerais Aplicáveis à Cativação de Existências.....	181
2.1 Condições de Aceitação pelo GTG	182
2.2 Condições de rejeição pelo GTG.....	183
3 Processo de Cativação de Existências.....	183
3.1 Solicitação.....	183
3.2 Validação pelo GTG.....	184
3.3 Libertação das Existências Cativadas	185
3.4 Prazos	185
PROCEDIMENTO N.º 23 REPARTIÇÕES NAS UAG DE REDE [2]	187
1 Objetivos e Âmbito	187
2 Processos e Critérios	188
3 Ligação entre a UAG e a RNDG	188
4 Ponto de entrega de gás na UAG através de transfeza de cisternas	192
PROCEDIMENTO N.º 24 BALANÇOS NAS UAG [2]	195
1 Objetivos e Âmbito	195
2 Processos e Critérios	195
3 Balanço Físico Diário na UAG.....	196
4 Balanço no Reservatório Virtual	197

5	Balanço Comercial dos Agentes de Mercado na UAG Virtual.....	198
6	Ajustamento às existências dos Agentes de Mercado.....	200
PROCEDIMENTO N.º 25 DEFINIÇÃO DE EXISTÊNCIAS MÍNIMAS COMERCIAIS NA UAG VIRTUAL [2]..		203
1	Objetivos e Âmbito	203
2	Definição do valor mínimo de existências na UAG Virtual.....	203
3	Definição do valor mínimo de existências por agente de mercado.....	204
PROCEDIMENTO N.º 26 MECANISMO DE INCENTIVO À COMPENSAÇÃO NA UAG VIRTUAL [2]		207
1	Objetivos e Âmbito	207
2	Disposições gerais	207
3	Metodologia de Incentivo à Compensação por Incumprimento do Valor Mínimo Comercial ...	208
3.1	Penalizações Financeiras	208
3.2	Conciliação Financeira	210
4	Metodologia de Incentivo à Compensação por acumulação de gás com origem em Produção	210
4.1	Penalizações Financeiras	211
4.2	Conciliação Financeira	212
PROCEDIMENTO N.º 27 MECANISMO DE INTERCÂMBIOS COMERCIAIS DE GÁS NA UAG VIRTUAL [2].....		215
1	Objetivo e Âmbito	215
2	Intercâmbios em mercado livre.....	215
3	Intercâmbios regulados	215
PARTE III - DISPOSIÇÕES FINAIS.....		219
1	Norma remissiva.....	221
2	Prazos	221
3	Fiscalização da aplicação do manual	221
4	Regime sancionatório	221
5	Formato da informação a enviar à ERSE	222
6	Divulgação	222
7	Aplicação no tempo.....	222
8	Disposições transitórias.....	222
8.1	Consumos com medição não diária	222
8.2	Consumos com medição intradiária	223
8.3	Procedimentos relativos a garantias.....	223
8.4	Preço do desequilíbrio	223
8.5	Frequência de liquidação.....	224
8.6	Mecanismo de flexibilidade de <i>linepack</i>	224

8.7	Proposta de mecanismo de conciliação das carteiras dos agentes de mercado nas redes não interligadas	224
9	Norma revogatória	225
10	Entrada em vigor	225
PARTE IV– ANEXOS.....		227
ANEXO I MINUTA DO PEDIDO DE INSCRIÇÃO COMO AGENTE DE MERCADO.....		229
ANEXO II CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO À GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG		231
ANEXO III VALOR DO PEQUENO AJUSTE.....		239

DIRETIVA N.º 9/2021

Aprova o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás e revoga as Diretivas n.º 18/2016, de 27 de outubro, e n.º 20/2016, de 20 de dezembro, e Anexo II da Diretiva n.º 14/2020

O Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás (MPGTG) detalha os procedimentos que implementam o Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI), o qual define os princípios gerais aplicáveis à operação das redes e das infraestruturas e à compensação da rede de transporte.

O Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão de 26 de março de 2014 que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás constitui um quadro europeu harmonizado para esta atividade. O MPGTG aplica as disposições do código de rede no contexto específico do SNG.

O MPGTG foi aprovado em 2016 de forma a concretizar o código de rede europeu de compensação, embora, tal como o ROI, embora essa norma tenha sido parcialmente derrogada pela inexistência de uma plataforma de negociação de produtos uniformizados de gás natural em Portugal.

Com o início do funcionamento regular da nova plataforma de negociação para o ponto de balanço português (operada pela MIBGAS S.A.), em 16 de março de 2021, o MPGTG é reformulado para completar a concretização plena do código de rede europeu. Com esta concretização, são revogadas a Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro, e na Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro.

A transição para o novo modelo de compensação da rede de transporte inclui um regime de devolução de existências de gás dos agentes de mercado, que se encontravam cedidas ao gestor técnico global (GTG), e a respetiva aquisição do gás de operação pelo GTG no mercado organizado. Este regime é aprovado em diretiva autónoma.

Em paralelo, o MPGTG passa também a adotar a nova orgânica do SNG, dada pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, em particular no domínio da possibilidade de injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nas redes de gás natural ou da gestão integrada de garantias. O novo diploma do SNG veio renomear algumas das atividades e dos intervenientes no setor do gás, o que se reflete no MPGTG.

O procedimento regulamentar desenvolveu-se nos termos dos n.ºs 1 a 4 do artigo 10.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente, tendo a proposta, acompanhada do correspondente documento justificativo, sido submetida a parecer do Conselho Consultivo da ERSE e a consulta pública. Os comentários dos interessados, o parecer do referido Conselho, bem como a análise da ERSE aos mesmos estão disponíveis no site da ERSE.

Assim:

Ao abrigo das disposições conjugadas da alínea b) do artigo 110.º, do artigo 112.º e do n.º 2 do artigo 121.º, todos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, do n.º 1, da subalínea v) da alínea b) do n.º 2 e do n.º 3 do artigo 9.º, do artigo 10.º e da alínea c) do n.º 2 do artigo 31.º, todos dos Estatutos da ERSE, o Conselho de Administração da ERSE aprovou, por deliberação de 30 de março de 2021, o seguinte:

MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL
DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS

PARTE I - DISPOSIÇÕES GERAIS

1 OBJETIVO

O presente Manual de Procedimentos, previsto no Regulamento de Operação das Infraestruturas do Setor do Gás (ROI), tem por objeto estabelecer, de uma forma integrada, os procedimentos relativos ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) e à operação das respetivas infraestruturas.

A aplicação dos procedimentos estabelecidos no presente Manual tem como pressupostos e limites os princípios estabelecidos no ROI, bem como a regulamentação técnica aplicável ao setor do gás, cabendo ao Gestor Técnico Global do SNG (GTG) a aplicação e implementação das suas disposições e medidas.

2 ÂMBITO

Este Manual tem como âmbito de aplicação a atividade da Gestão Técnica Global do SNG, conforme definida nos termos do Regulamento de Relações Comerciais (RRC).

Para efeitos deste Manual, distinguem-se nas atribuições da Gestão Técnica Global do SNG, as disposições relativas aos processos que decorrem até ao dia gás, inclusive, e as disposições que são relativas a processos que decorrem após o dia gás.

Consideram-se processos que decorrem até ao dia gás, inclusive, os seguintes:

- a) Previsão da utilização da RNTIAT;
- b) Operação da RNTIAT no dia gás.

Consideram-se processos que decorrem após o dia gás os seguintes:

- a) Repartições e balanços;
- b) Apuramento de desequilíbrios;
- c) Apuramento de encargos e conciliações financeiras.

Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente Manual as seguintes entidades:

- a) Os clientes;
- b) Os produtores;
- c) Os comercializadores;

- d) O comercializador do SNG;
- e) O comercializador de último recurso grossista;
- f) Os comercializadores de último recurso retalhistas;
- g) O operador do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL;
- h) O operador do armazenamento subterrâneo de gás;
- i) O operador da rede de transporte;
- j) Os operadores das redes de distribuição;
- k) Os operadores dos mercados organizados.

Ao longo do Manual as disposições sobre os agentes de mercado aplicam-se da mesma forma aos agentes de mercado agregadores.

3 SIGLAS E DEFINIÇÕES [2]

No presente Manual são utilizadas as seguintes siglas:

- a) ACER - Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia;
- b) AM – Agente de Mercado;
- c) AP – Alta Pressão;
- d) AS – Armazenamento Subterrâneo de Gás;
- e) DM – Diferenças de Medição;
- f) DUC – Direito de Utilização de Capacidade;
- g) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- h) GL UAG – Gestor Logístico das UAG;
- i) GNL – Gás Natural Liquefeito;
- j) GMLDD – Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás
- k) GRMS – Estação de Medida e Regulação;
- l) GTG – Gestor Técnico Global do SNG;

- m) MAC – Mecanismo de Atribuição de Capacidade (relativo a cada uma das infraestruturas), previsto no MPAl;
- n) MEDC – Metodologia dos Estudos para a Determinação da Capacidade das infraestruturas (relativo a cada uma das infraestruturas), previsto no MPAl;
- o) MGLA – Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG;
- p) MPAl – Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do setor do gás;
- q) ORD – Operador de Rede de Distribuição;
- r) ORT – Operador da Rede de Transporte;
- s) RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações;
- t) RNDG – Rede Nacional de Distribuição de Gás;
- u) RNTG – Rede Nacional de Transporte de Gás;
- v) RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL;
- w) ROI – Regulamento de Operação das Infraestruturas;
- x) RPG – Rede Pública de Gás;
- y) RRC – Regulamento de Relações Comerciais;
- z) SNG – Sistema Nacional de Gás;
- aa) TGNL – Terminal de GNL;
- bb) UAG – Unidade Autónoma de Gás;
- cc) VTP – *Virtual Trading Point* ou ponto virtual de transação;
- dd) VIP – *Virtual Interconnection Point* ou ponto virtual de interligação.

Para efeitos do presente Manual entende-se por:

- a) Agente de mercado – entidade que transaciona gás nos mercados organizados, por contratação bilateral ou por outra modalidade de contratação legalmente admissível;
- a) Agente de mercado agregador – agente de mercado que assume, em nome de outro, as responsabilidades pelo equilíbrio na RNTG ou na UAG Virtual, para os efeitos deste manual;

- b) Ano gás – período compreendido entre as 05h00 (04h00 UTC) de 1 de outubro e as 05h00 (04h00 UTC) de 1 de outubro do ano seguinte;
- c) Alta pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 20 bar;
- d) Armazenamento subterrâneo de gás – conjunto de cavidades, equipamentos e redes que, após receção do gás na interface com a RNTG, permite armazenar o gás na forma gasosa em cavidades subterrâneas, ou reservatórios especialmente construídos para o efeito e, posteriormente, voltar a injetá-lo na RNTG através da mesma interface de transferência de custódia;
- e) Autoconsumo – quantidade de gás consumida nas infraestruturas em virtude dos processos que lhes são inerentes;
- f) Baixa pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou inferior a 4 bar;
- g) Balanço residual – Compensação da RNTG no dia gás da responsabilidade do GTG;
- h) Capacidade – caudal de gás, expresso em termos de energia por unidade de tempo;
- i) Capacidade de armazenamento – quantidade de gás ou de GNL, expresso em termos de energia, que os agentes de mercado podem colocar no armazenamento ou nos tanques do terminal de GNL, num determinado período temporal;
- j) Cliente – pessoa singular ou coletiva que compra gás para consumo próprio, incluindo a fase pré contratual.
- k) Comercializador – entidade registada para a comercialização de gás cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de gás, em regime de livre concorrência;
- l) Comercializador de último recurso grossista – entidade titular de licença de comercialização de último recurso que está obrigada a assegurar o fornecimento de gás aos comercializadores de último recurso retalhistas;
- m) Comercializador de último recurso retalhista – entidade titular de licença de comercialização de último recurso que está obrigada a assegurar o fornecimento de gás a todos os consumidores com instalações ligadas à rede enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou, após a sua extinção, as tarifas transitórias, bem como o fornecimento dos clientes economicamente vulneráveis, nos termos legalmente definidos;

- n) Consumos e fornecimentos com medição intradiária – situações em que a recolha de leituras em equipamentos de medição, instalados em pontos relevantes da RNTG e em pontos de entrega a consumidores finais, ocorre, no mínimo, duas vezes por dia gás;
- o) Consumos e fornecimentos com medição diária – situações em que a recolha de leituras em equipamentos de medição, instalados em pontos de entrega a consumidores finais ou de produtores, ocorre uma vez por dia gás;
- p) Consumos com medição não diária – situações em que a recolha de leituras em equipamentos de medição, instalados em pontos de entrega a consumidores finais, ocorre com uma frequência inferior a uma vez por dia gás;
- q) Dia gás – período compreendido entre as 5h00 e as 5h00 UTC do dia seguinte na hora de inverno e entre as 4h00 e as 4h00 UTC do dia seguinte na hora de verão;
- r) Distribuição – veiculação de gás através de redes de distribuição de média ou baixa pressão, para entrega física a clientes, a outras instalações fisicamente interligadas ou ainda a outras redes de distribuição, excluindo a comercialização;
- r+s) Estação de receção de gás na RNTG ou na RNDG - estação de receção de gás renovável comprimido ou liquefeito transportado através de recipientes ou cisternas móveis, cuja função é a de reduzir a pressão para pressões predeterminadas e/ou regaseificar, garantindo simultaneamente que o gás fornecido tem a temperatura adequada, é medido e contabilizado como entrada na rede, em termos de energia, sendo odorizado se for destinado à injeção na rede de distribuição;
- s+t) Gás – a mistura homogénea de gás natural e outros gases, nas quotas estipuladas nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, do Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás e do Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás, destinada à introdução no consumo;
- t+u) Gestão Técnica Global do SNG – conjunto de atividades e responsabilidades de coordenação do SNG; que asseguram a segurança e a continuidade do abastecimento de gás;
- u+v) Gestor Logístico das UAG – entidade responsável pela gestão integrada da logística das UAG, de forma a assegurar níveis superiores de segurança de abastecimento;
- v+w) Gestor Técnico Global do SNG – designação do operador da rede de transporte, no exercício da atividade de Gestão Técnica Global do SNG;

- ~~w)~~x) Infraestruturas – infraestruturas da RPG, nomeadamente os terminais de GNL, as instalações de armazenamento subterrâneo de gás, as redes de transporte e de distribuição e as unidades autónomas de gás;
- ~~x)~~y) Instalação de gás – instalação privada instalada a jusante da RPG para uso de um ou mais clientes;
- ~~y)~~z) Interligação – conduta de transporte que atravessa ou transpõe uma fronteira entre Estados-Membros vizinhos com a finalidade de interligar as respetivas redes de transporte ou uma conduta de transporte entre um Estado-Membro e um país terceiro até ao território ou mar territorial desse Estado-Membro;
- ~~z)~~aa) *Linepack* – capacidade de acumulação da RNTG, referente à diferença entre o nível máximo e o nível mínimo de enchimento da rede, respeitando a fiabilidade e segurança da operação e interoperabilidade relativamente a infraestruturas adjacentes;
- ~~aa)~~bb) *Matching* de capacidade – procedimento para o encontro de solicitações de capacidade nas interligações internacionais, designadamente em processos de nomeação e renomeação, nos quais a capacidade solicitada em ambos os lados da interligação, apresentada aos operadores, não é semelhante;
- ~~bb)~~cc) Média Pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar;
- ~~cc)~~dd) Nomeação – processo de informação diária em que os agentes de mercado comunicam ao operador da rede de transporte, na sua atividade de GTG do SNG e aos operadores das infraestruturas a capacidade que pretendem utilizar, nos pontos de entrada e de saída da referida infraestrutura, no dia gás seguinte;
- ~~dd)~~ee) Operador de armazenamento subterrâneo – entidade que exerce a atividade de armazenamento subterrâneo de gás e é responsável, num conjunto específico de instalações, pela exploração e manutenção das capacidades de armazenamento e respetivas infraestruturas;
- ~~ee)~~ff) Operador da rede de distribuição – entidade concessionária ou titular de licença de distribuição de serviço público da RNDG, responsável pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de distribuição numa área específica e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como pela garantia de capacidade da rede a longo prazo para atender pedidos razoáveis de distribuição de gás;

~~ff)~~gg) Operador da rede de transporte – entidade concessionária da RNTG, responsável pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de transporte e das suas interligações com outras redes, quando aplicável, bem como pela garantia de capacidade da rede a longo prazo para atender pedidos razoáveis de transporte de gás;

~~gg)~~hh) Operador de terminal de GNL – entidade que exerce a atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, sendo responsável, num terminal de GNL, pela exploração e manutenção das capacidades de receção, armazenamento e regaseificação e respetivas infraestruturas;

~~hh)~~ii) Operadores dos mercados organizados – entidades que mediante autorização exercem a atividade de gestão de mercados organizados de contratação de gás ou ativo equivalente;

~~ii)~~jj) Ponto Virtual de Interligação – Ponto comercial que agrega dois ou mais pontos de interligação entre Portugal e Espanha;

~~jj)~~kk) Previsão de consumo – quantidades de gás determinadas por cada comercializador de acordo com as melhores estimativas próprias elaboradas com respeito pelos respetivos compromissos para com os clientes da sua carteira de comercialização, definidas em unidades de energia num período de tempo;

~~kk)~~ll) Previsão de utilização – quantidades de gás determinadas por cada comercializador de acordo com as estimativas elaboradas com respeito pelas respetivas opções comerciais de aprovisionamento ou fornecimento, coerentes com os DUC que pretende adquirir nos vários horizontes temporais em cada produto de capacidade, definidas em unidades de energia num período de tempo;

~~ll)~~mm) Produto de título – quantidade de gás transacionada em plataforma de mercado e efetivada no VTP, correspondente a um produto normalizado de curto prazo conforme previsto no Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão de 26 de março de 2014 que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás;

~~mm)~~nn) Produto localizado – quantidade de gás transacionada em plataforma de mercado e efetivada no VTP e para a qual seja necessário efetuar alterações ao fluxo de gás em pontos relevantes específicos da RNTG, através de nomeação ou renomeação, correspondente a um produto normalizado de curto prazo conforme previsto no Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão de 26 de março de 2014 que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás;

- ~~nn)oo)~~ oo)pp) Produtor - a pessoa singular ou coletiva registada para o exercício da atividade de produção de gases renováveis ou de produção de gases de baixo teor de carbono, nos termos e condições constantes das disposições legais e regulamentares aplicáveis, e que injeta gás na rede;
- ~~ee)pp)~~ pp)qq) Quantidade confirmada – quantidade de gás que, uma vez solicitada num processo de nomeação ou de renomeação, é considerada viável pelo GTG, sendo integrada no programa de operação para o dia gás d;
- ~~pp)qq)~~ qq)rr) Quantidade notificada – quantidade de gás que é comunicada ao GTG por um agente de mercado que toma parte numa transação numa zona de compensação, podendo ser uma notificação de aquisição ou de alienação, que, uma vez validada pelo GTG, é assumida como fornecimento ou consumo de gás na zona de compensação, respetivamente;
- ~~qq)rr)~~ rr)ss) Rede Nacional de Distribuição de Gás – conjunto das infraestruturas de serviço público que compõem as redes regionais de distribuição de gás em média e baixa pressão, a jusante das estações de redução de pressão e medida de 1.ª classe, ou, no caso dos polos de consumo, as infraestruturas necessárias ao recebimento, armazenamento e regaseificação de GNL nas UAG, a emissão de gás, a sua veiculação e entrega a clientes finais através das respetivas redes, incluindo ainda todas as demais infraestruturas necessárias à respetiva operação e de ligação a outras redes, a instalações de produção de outros gases ou a clientes finais;
- ~~rr)ss)~~ ss)tt) Rede Nacional de Transporte de Gás – conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas ao transporte de gás em alta pressão, bem como as infraestruturas para a respetiva operação, incluindo as estações de redução de pressão e medida de 1.ª classe e respetiva ligação ao consumidor ou às instalações de produção de outros gases;
- ~~ss)tt)~~ tt)uu) Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL – conjunto das infraestruturas de serviço público que integram a Rede Nacional de Transporte de Gás, as infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás e os terminais de GNL, bem como as respetivas infraestruturas de ligação à rede de transporte;
- ~~tt)uu)~~ uu)vv) Rede Pública de Gás – conjunto das infraestruturas de serviço público que integram a Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL e a Rede Nacional de Distribuição de Gás;

~~uu)vv)~~ Renomeação – Processo de alteração de nomeações já aceites ou confirmadas pelo GTG, com o objetivo de uma vez aceite como viável pelo operador da rede de transporte, introduzir modificações ao Programa de Operação da RNTIAT.

~~vv)ww)~~ Reservas de Segurança – quantidades armazenadas com o fim de serem libertadas para consumo, quando expressamente determinado pelo ministro responsável pela área da energia, para fazer face a situações de perturbação do abastecimento;

~~ww)xx)~~ Sistema – conjunto de redes e de infraestruturas de receção e de entrega de gás, ligadas entre si e localizadas em Portugal, e de interligações a sistemas de gás vizinhos;

~~xx)yy)~~ Sistema Nacional de Gás – o conjunto de princípios, organizações, agentes e infraestruturas relacionados com as atividades abrangidas no presente Manual e no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto;

~~yy)zz)~~ Slot – Janela de tempo atribuída pelo Gestor Técnico Global do SNG a um agente de mercado para receção de um navio, armazenagem e regaseificação de GNL;

~~zz)aaa)~~ Terminal de GNL – conjunto de infraestruturas ligadas diretamente à rede de transporte destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento, tratamento e regaseificação de GNL e à sua posterior emissão para a rede de transporte, bem como o carregamento de GNL em cisternas;

~~aaa)bbb)~~ Transporte – veiculação de gás numa rede interligada de alta pressão, para efeitos de receção dos produtores e entrega física às redes de distribuição, a comercializadores, ou a grandes clientes finais, ou para receção e entrega às outras infraestruturas interligadas, sem incluir a comercialização;

~~bbb)ccc)~~ Trimestre – períodos de 3 meses para efeitos de atribuição de capacidade nas infraestruturas do SNG nos horizontes anual e trimestral, compreendidos entre 1 de outubro e 31 de dezembro seguinte, entre 1 de janeiro e 31 de março seguinte, entre 1 de abril e 30 de junho seguinte, e entre 1 de julho e 30 de setembro seguinte;

~~ccc)ddd)~~ Unidade Autónoma de Gás - a instalação autónoma de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, outros gases ou mistura de gases para emissão em rede de distribuição ou diretamente ao cliente;

~~ddd)eee)~~ Uso das infraestruturas – utilização das infraestruturas nos termos do presente Manual;

~~eee)~~fff) Utilizador – pessoa singular ou coletiva que entrega gás na rede ou que é abastecida através dela, incluindo os consumidores e os produtores que atuam como agentes de mercado, os comercializadores, o comercializador de último recurso grossista e os comercializadores de último recurso retalhistas;

~~fff)~~ggg) Zona de Compensação – sistema de entrada saída que engloba a rede de transporte, ao qual é aplicado um regime de compensação específico, de acordo com a definição de Zona de Compensação do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão de 26 de março de 2014 que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás;

~~ggg)~~hhh) UAG Virtual – virtualização das existências dos agentes de mercado que operam nas redes de distribuição não interligadas para efeitos dos seus balanços comerciais;

~~hhh)~~iii) Reservatório Virtual – agregação virtual de UAG do SNG, representando o somatório de todos os reservatórios das UAG para abastecimento de redes de distribuição do SNG, incluindo clientes diretos.

PARTE II - PROCEDIMENTOS

PROCEDIMENTO N.º 1

ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO

1 AGENTE DE MERCADO

Todas as entidades que pretendam transacionar gás, através de contratação bilateral ou da participação em mercados organizados, ou adquirir produtos de capacidade nos mercados adequados para esse efeito, devem obter o estatuto de Agente de Mercado.

Podem constituir-se como Agentes de Mercado no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, as entidades registadas junto de uma Entidade Reguladora Nacional da União Europeia e da ACER, nos termos do artigo 9.º do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT) e que tenham obtido o Código de Registo Individualizado junto da ERSE, nos termos do RRC.

2 OBTENÇÃO DO ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO

A obtenção do estatuto de Agente de Mercado no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global do SNG produz efeitos com a celebração de um Contrato de Adesão à Gestão Técnica Global do SNG com o Gestor Técnico Global do SNG (GTG), doravante designado de Contrato de Adesão, no âmbito dessa sua atividade, onde se definem as condições técnicas e comerciais necessárias à sua participação.

Os Agentes de Mercado, através da celebração do correspondente Contrato de Adesão, obrigam-se a cumprir o estabelecido no presente Manual de Procedimentos bem como o estabelecido em todas as disposições legislativas e regulamentares associadas.

Para a inscrição como Agente de Mercado, o Requerente deve instruir um processo junto do GTG do SNG composto pelos seguintes elementos:

iii)jjj) Pedido de Inscrição, de acordo com a minuta disponibilizada no Anexo I do presente Manual de Procedimentos;

jjj)kkk) Habilitação legal comprovativa da capacidade de representação para o efeito da subscrição do pedido, bem como, posteriormente, do(s) subscritor(es) do Contrato de Adesão. Estes documentos

podem ser originais ou cópias autenticadas, devendo ser redigidos em língua portuguesa ou acompanhados de tradução oficial na língua portuguesa;

~~kkk)lll)~~ Certidão do Registo Comercial ou informação do respetivo código de acesso à Certidão Permanente do Registo Comercial, se registado em Portugal;

~~lll)mmm)~~ Identificação das pessoas responsáveis para efeito do relacionamento com o GTG e indicação dos respetivos contactos;

~~mmm)nnn)~~ Informação necessária para efeitos de Liquidação e Faturação;

~~nnn)ooo)~~ Qualquer outro documento exigível, de acordo com a legislação e regulamentação aplicável.

Os procedimentos e formulários referidos em d) e e) são definidos por Aviso do GTG e disponibilizados no seu sítio da internet.

Compete ao GTG confirmar que o Requerente cumpre o estabelecido no presente Manual de Procedimentos, em especial que possui os meios técnicos e económicos necessários ao cumprimento das suas obrigações como Agente de Mercado.

Após a receção do Pedido de Inscrição, o GTG analisará toda a documentação e demais informações apresentadas. Em particular, deverá verificar e confirmar que foi apresentada toda a documentação e informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos.

O GTG deverá, num prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis a contar do dia útil seguinte ao da receção do Pedido de Inscrição, notificar o Requerente, de forma fundamentada, da eventual necessidade de:

- a) Completar a documentação apresentada;
- b) Realizar ensaios de verificação e aceitação dos meios técnicos e dos equipamentos necessários à realização das atividades que decorrem da sua participação;
- c) Apresentar as garantias exigíveis, nos termos da regulamentação relativa à gestão integrada de garantias.

A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores deverão ser prestados nos 15 dias úteis subsequentes ao da notificação efetuada pelo GTG. Decorrido esse prazo e na falta de algum dos elementos adicionais, o Pedido de Inscrição será considerado sem efeito.

Após a verificação do cumprimento dos requisitos fixados, o GTG remete ao Requerente o Contrato de Adesão, em duplicado, para que proceda à sua assinatura e devolução.

Caso o Requerente não devolva o Contrato de Adesão devidamente assinado no prazo de 20 (vinte) dias úteis, contados a partir da comunicação referida no número anterior, o GTG reserva-se o direito de revogar a decisão de inscrição.

O Contrato de Adesão será redigido de acordo com as condições gerais que constituem o Anexo II do presente Manual de Procedimentos.

3 SUSPENSÃO DO CONTRATO DE ADESÃO

A suspensão do Contrato de Adesão implica que o Agente de Mercado abrangido perca temporariamente a possibilidade de atuar no SNG, transacionando gás através de contratação bilateral ou nos mercados organizados ou adquirindo produtos de capacidade nos mercados geridos pelo GTG.

Consideram-se situações de incumprimento suscetíveis de constituir causa de suspensão, as seguintes:

- a) Suspensão do registo a que se refere o artigo 9.º do Regulamento (UE) n.º 1227/2011.
- b) Falta de comunicação ao GTG de todas as alterações aos elementos apresentados no processo de inscrição do Agente;
- c) Falta de comunicação ao GTG de qualquer alteração aos elementos constantes do Contrato de Adesão, relativos à identificação, residência ou sede no prazo de 30 (trinta) dias a contar da data da alteração, nos termos previstos na lei;
- d) Falta de pagamentos ao GTG dos encargos decorrentes da sua atuação como Agente de Mercado;
- e) Falta de manutenção das garantias exigidas nos termos da regulamentação relativa à gestão integrada de garantias;
- f) Incumprimento de outras disposições constantes do Contrato de Adesão ou do presente Manual de Procedimentos.

Perante a ocorrência de uma situação de incumprimento de pagamentos ou de manutenção das garantias exigidas, proceder-se-á de acordo com a regulamentação relativa à gestão integrada de garantias.

Perante a ocorrência de outras situações de incumprimento não previstas no parágrafo anterior, o GTG notificará o Agente de Mercado em causa que disporá do prazo de 5 (cinco) dias úteis, a contar da data da notificação, para fazer prova de que se encontra, de novo, em condições de observar as disposições constantes do Contrato de Adesão bem como do presente Manual de Procedimentos.

Se, após o decurso do prazo referido no ponto anterior, o Agente de Mercado não tiver regularizada a situação, o GTG determinará a sua suspensão, informando o Agente de Mercado por meio escrito e dando conhecimento desse facto à ERSE, respetivos operadores das infraestruturas e operadores dos mercados organizados.

O Agente de Mercado suspenso dispõe de um prazo de 20 (vinte) dias úteis, a contar da data de suspensão, para fazer prova perante o GTG de que reúne de novo as condições contratual e regulamentarmente exigíveis.

4 CESSAÇÃO DO CONTRATO DE ADESÃO

A cessação do Contrato de Adesão implica que o Agente de Mercado abrangido perca definitivamente a possibilidade de atuar no SNG, transacionando gás através de contratação bilateral ou nos mercados organizados ou adquirindo produtos de capacidade nos mercados geridos pelo GTG.

A cessação do Contrato de Adesão ocorre nas seguintes situações:

- a) Acordo entre as partes;
- b) Caducidade;
- c) Caducidade do registo a que se refere o artigo 9.º do Regulamento (UE) n.º 1227/2011;
- d) Rescisão, caso se mantenha por um período superior a 20 (vinte) dias úteis, a situação de incumprimento que tenha originado a suspensão do Agente de Mercado.

O GTG informará o Agente de Mercado por meio escrito, da cessação do Contrato de Adesão, dando conhecimento desse facto à ERSE, respetivos operadores das infraestruturas e operadores dos mercados organizados.

A cessação do Contrato de Adesão determina a supressão do estatuto de Agente de Mercado.

Sem prejuízo da cessação do Contrato de Adesão, as obrigações do Agente de Mercado só cessam após a liquidação de todos encargos inerentes à sua participação.

Em caso de cessação do contrato de adesão à GTG do SNG, as existências de gás do agente de mercado nas infraestruturas do SGN respondem pelo cumprimento das obrigações deste, relativas aos encargos incorridos no âmbito do contrato de adesão ou dos contratos de uso das infraestruturas, e não liquidadas por este junto do GTG ou dos operadores respetivos.

Caso uma entidade que tenha deixado de ter o estatuto de Agente de Mercado pretenda voltar a obter essa condição, deverá instruir um novo processo de inscrição nos termos do ponto 2 do presente Procedimento.

PROCEDIMENTO N.º 2

CRITÉRIOS GERAIS DE OPERAÇÃO

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo estabelecer os princípios e regras de funcionamento e operação das infraestruturas da RNTIAT, designadamente sobre:

- a) Regimes de Operação;
- b) Parâmetros de Operação;
- c) Limites admissíveis para as variáveis e segurança;
- d) Limites das existências de gás nas infraestruturas da RNTIAT;
- e) Volumes do gás de operação;
- f) Constituição e manutenção do gás de operação nas infraestruturas da RNTIAT;
- g) Constituição de existências mínimas nas infraestruturas da RNTIAT;
- h) Regras de atuação do GTG.

2 FUNCIONAMENTO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

De modo a permitir a utilização segura e eficiente da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), são definidas anualmente, para cada infraestrutura, existências máximas e mínimas de gás, para além dos quais a integridade e operação das respetivas infraestruturas passam a estar comprometidas.

No caso de ocorrência de desvios na RNTG entre as quantidades de gás entregues e recebidas, respetivamente, nos pontos de saída e entrada de gás na referida infraestrutura, o GTG, ao identificar a violação real ou iminente dos limites de existências anteriormente referidos, mobiliza o Gás de Operação, no sentido de corrigir os desequilíbrios físicos verificados.

A utilização das capacidades da RNTIAT por parte dos agentes de mercado deverá ser feita em conformidade com a totalidade dos Direitos de Utilização de Capacidade (DUC) adquiridos de acordo com as regras previstas no MPAI.

2.1 UTILIZAÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

A utilização da RNTG está condicionada à manutenção de um nível mínimo de existências a determinar pelo operador da rede de transporte, de acordo com o estabelecido no presente Manual, por forma a garantir a integridade e normal funcionamento da referida infraestrutura. As existências mínimas na RNTG correspondem ao gás de enchimento e são propriedade do respetivo operador.

Para efeitos de compensação da RNTG, cada agente de mercado utilizador da rede deve recorrer aos processos de nomeação e renomeação de fluxos de gás nos pontos de entrada e de saída, bem como ao processo de notificações de transação no ponto virtual de transação VTP, de acordo com as regras previstas neste Manual.

O VTP deverá ser utilizado para a realização de todas as transações para troca de propriedade de gás (intercâmbios) nesta infraestrutura.

Para os agentes de mercado utilizadores da rede que apenas veiculem gás através das saídas para consumo, o VTP configura o ponto de entrada na zona de compensação da RNTG.

2.2 UTILIZAÇÃO DO TERMINAL DE GNL

A utilização do Terminal de GNL está condicionada à manutenção de um nível mínimo de existências, a determinar pelo operador do terminal de GNL, por forma a garantir a integridade e normal funcionamento desta infraestrutura.

O terminal de GNL foi projetado de modo a que, em condições normais de operação, o *“boil-off gas”* (BOG), decorrente do armazenamento de GNL e dos processos de descarga de navios e de enchimento de cisternas, seja recuperado em fase líquida (GNL) via recondensação do BOG, evitando a sua libertação para a atmosfera e/ou queima na tocha criogénica. A recondensação do gás vaporizado nos tanques é efetuada por via de um fluxo mínimo de GNL correspondente a um caudal mínimo de emissão de gás para a RNTG.

Desse modo, a manutenção das condições mínimas de operação do Terminal, designadamente desse valor mínimo de emissão para a RNTG, que garantam uma operação sem recurso a queima de gás,

constitui um requisito técnico desta infraestrutura. Esse requisito deverá ser garantido pelos agentes de mercado que utilizem o terminal de GNL, de acordo com as regras previstas neste Manual.

Sendo o GTG responsável por gerir os fluxos de gás no ponto de ligação do terminal de GNL à RNTG e procurando manter um caudal mínimo de regaseificação que garanta uma operação sem recurso a queima de gás, sem prejuízo das restrições técnicas de operacionalização do terminal GNL e da RNTG, nos casos em que o GTG antevê, pelas quantidades indicadas pelos agentes de mercado nas suas nomeações e renomeações, que existe a possibilidade de queima de gás na tocha criogénica por violação do caudal de regaseificação mínimo, compete-lhe emitir um aviso aos agentes de mercado utilizadores do terminal de GNL sobre essa eventualidade.

Caso ocorra queima de gás na tocha criogénica por violação do caudal mínimo de regaseificação, o operador do terminal de GNL deverá apurar as quantidades em questão e o GTG deverá alterar os balanços ajustando as existências dos agentes de mercado utilizadores do terminal de GNL, de acordo com as regras previstas neste Manual.

No entanto, considera-se que, quando houver necessidade de recorrer à queima de gás na tocha criogénica por razões técnicas ou de segurança, e não exista alternativa, estas quantidades serão contabilizadas no balanço físico da infraestrutura, contabilizadas como perdas e autoconsumos do terminal de GNL.

São consideradas razões técnicas ou de segurança a indisponibilidade dos sistemas de regaseificação do terminal de GNL, decorrente de atividades no âmbito do Plano de Indisponibilidades ou as operações de manutenção ou *upgrade* das instalações, podendo obrigar à necessidade de libertar pontualmente quantidades de *boil-off* através de queima de gás pela tocha criogénica.

2.3 UTILIZAÇÃO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

A utilização do armazenamento subterrâneo de gás está condicionada à manutenção de um nível mínimo de existências que garanta a sua integridade e normal funcionamento. As existências mínimas nas infraestruturas de armazenamento subterrâneo correspondem ao *cushion gas* e são propriedade do respetivo operador.

2.4 UTILIZAÇÃO DA RNTIAT PARA CONSTITUIÇÃO E MANUTENÇÃO DE RESERVAS DE SEGURANÇA

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, no âmbito da segurança de abastecimento, prevê a obrigação de constituição e manutenção de reservas de segurança de aprovisionamento de gás pelos agentes de mercado que sejam comercializadores em regime de mercado e comercializadores de último recurso retalhistas.

As existências em gás que contam para a constituição de reservas de segurança, que se encontram nas infraestruturas da RNTIAT, são propriedade dos agentes de mercado, devendo ser por eles constituídos no momento em que iniciam a atividade como utilizadores da RNTIAT.

As reservas de segurança, constituídas pelos agentes de mercado segundo as regras previstas na legislação aplicável, são distribuídas pelas infraestruturas do armazenamento subterrâneo de gás e terminal de GNL, nos termos previstos no RARII.

Os agentes de mercado que cessem a atividade de utilização da RNTIAT terão, a partir desse momento, direito a dispor das suas contribuições de reservas de segurança, podendo, se assim o entenderem, transferir esses quantitativos de gás, dando conhecimento desta situação ao GTG.

3 REGIMES DE OPERAÇÃO

Definem-se três regimes distintos de operação do sistema:

- a) Regime de operação normal;
- b) Regime de operação em situação de contingência;
- c) Regime de operação em situações de emergência.

Os regimes de operação normal e de operação em situação de contingência são detalhados neste Manual, no âmbito do Procedimento n.º 4, sobre Operação da RNTIAT no dia gás.

O regime de operação em situações de emergência é definido nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, no âmbito da segurança de abastecimento, não estando abrangida pelo ROI e pelo presente Manual.

4 PARÂMETROS DE OPERAÇÃO

Consideram-se como variáveis essenciais para a garantia das condições de operacionalidade da RNTIAT as seguintes grandezas, denominadas parâmetros de operação, e que consistem em:

- a) Limites admissíveis para as Variáveis de Segurança;
- b) Limites de Existências de gás nas infraestruturas da RNTIAT;
- c) Gás de Operação (GO).

4.1 LIMITES ADMISSÍVEIS PARA AS VARIÁVEIS DE SEGURANÇA

De forma a preservar a integridade e segurança de cada infraestrutura da RNTIAT assim como da continuidade do fornecimento de gás ao mercado, o GTG tem de verificar o cumprimento de determinados limites operativos, os quais assentam em valores absolutos para variáveis de controlo como a pressão e caudais em pontos de entrega e receção da RNTG. A manutenção destes limites deve verificar-se em qualquer regime de operação da RNTIAT, com exceção da operação em regime de emergência, e são os seguintes:

- a) Caudais máximos das estações de entrega de gás para as redes de distribuição, para os clientes abastecidos em alta pressão e para a rede interligada;
- b) Pressão máxima de operacionalidade na RNTG (P.M.O. Pressão Máxima de Operação), de 84,0 barg;
- c) Pressões máximas e mínimas de entrega nas interfaces com a RNDG, nos pontos de interface com o terminal de GNL e com o armazenamento subterrâneo, definidos pelos respetivos operadores, e nas interligações com a RNTG, acordadas com o operador da rede de transporte espanhol;
- d) Pressões máximas e mínimas nas cavidades do armazenamento subterrâneo de gás;
- e) Nível máximo e mínimo de GNL nos tanques do terminal de GNL.

4.2 LIMITES DE EXISTÊNCIAS DE GÁS NAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

Os valores das existências máximas e mínimas a determinar por cada operador de infraestrutura devem respeitar, em cada momento, os limites admissíveis para as variáveis de segurança das respetivas infraestruturas, tendo como base:

- a) RNTG: simulações de suporte aos estudos das capacidades de acordo com o MPAl, em particular, a Metodologia dos Estudos para a Determinação de Capacidade na RNTG;
- b) Terminal de GNL: dados físicos da infraestrutura e respetivos níveis críticos de operação;
- c) Armazenamento subterrâneo: simulações de diferentes regimes previsionais de exploração e inventários de gás.

Após consolidação dos limites de existências nas infraestruturas da RNTIAT por parte do GTG, os operadores efetuam o anúncio dos respetivos valores de acordo com o seguinte calendário:

- Anúncio anual: até dia 15 de junho do ano em que se inicia o período de atribuição anual;
- Outros anúncios: sempre que requerido pelos operadores das infraestruturas e por determinação do GTG.

4.3 NÍVEIS DE REFERÊNCIA DE EXISTÊNCIAS DE GÁS NA RNTG

De forma a aferir o estado de disponibilidade da RNTG para responder a alterações no balanço do sistema, e agilizar a gestão de entradas e saídas, dentro da margem de pressões que garantam uma operação segura da infraestrutura, o GTG deve definir intervalos de segurança de existências de gás na rede, que enquadrem o nível de *linepack* apurado, a cada momento.

Tendo por base os valores mínimos e máximos admissíveis, o GTG define o valor de referência para o nível de *linepack* onde, tendencialmente, os valores das existências se deverão fixar. O GTG deve igualmente definir níveis de alerta: limites de aviso e limites de alerta, inferiores e superiores, devendo estes últimos estender-se até ao limite dos valores mínimos e máximos de existências admissíveis:

- Os níveis de aviso compreendem o intervalo de existências na RNTG em que a operação da rede se faz sem qualquer restrição;
- Os níveis de alerta definem valores de existências até onde é possível garantir a operação da RNTG de forma transitória.

A operação da RNTG em valores que transponham os níveis de alerta é garantida apenas de modo condicionado e em circunstâncias excecionais.

O GTG deverá anunciar os valores de referência do nível do *linepack*, bem como os níveis de alerta até ao dia 15 de junho do ano em que se inicia o respetivo ano gás.

4.4 GÁS DE OPERAÇÃO

O Gás de Operação corresponde à quantidade de gás ao dispor do GTG tendo em vista garantir a operacionalidade da RNTG. O GTG tem ainda ao dispor uma quantidade de gás, denominada Extensão do Gás de Operação, com vista a garantir a operacionalidade da RNTIAT, nomeadamente a exploração integrada da rede de transporte e das infraestruturas de alta pressão.

O GTG deve elaborar estudos para a determinação das quantidades de Gás de Operação para enchimento da RNTG, associadas ao *linepack*, nos termos do art.º 34.º do ROI. Os referidos estudos devem ser atualizados sempre que ocorram alterações na configuração da RNTG que o GTG considere justificáveis ou quando verificar alterações significativas das suas condições de exploração, remetendo os respetivos resultados à ERSE para aprovação.

O Gás de Operação é propriedade do GTG, sendo constituído pelo volume de gás correspondente ao nível de *linepack* necessário ao normal funcionamento da RNTG.

A Extensão do Gás de Operação é também propriedade do GTG e corresponde ao volume de gás necessário à operação integrada das infraestruturas da RNTIAT em condições de segurança, distribuindo-se pelas infraestruturas da RNTIAT – RNTG (apenas transitoriamente), armazenamento subterrâneo de gás e terminal de GNL – de acordo com as necessidades identificadas pelo GTG. A Extensão de Gás de Operação é mobilizada através da emissão de instruções de operação aos operadores das infraestruturas da RNTIAT, podendo ser utilizada para serviço de compensação da rede nas situações previstas no ponto 5.2 deste procedimento, devendo configurar-se como um serviço de compensação nos termos do ROI.

A Extensão do Gás de Operação é constituída até ao limite do valor da procura média diária, determinada de acordo com a seguinte expressão:

$$PMD_T = PMD_{MND} + PMD_{MD} + PMD_{MI}$$

em que:

PMD_T Procura média diária total;

PMD_{MND}	Procura média diária nos pontos de consumo de medição não diária (MND);
PMD_{MD}	Procura média diária nos pontos de consumo de medição diária (MD);
PMD_{MI}	Procura média diária nos pontos de consumo de medição intradiária (MI).

À procura média diária aplicável aos consumos com MI aplica-se a seguinte formula:

$$PMD_{MI} = \sum_k CDM_{MI,PERO,k} \times FS + PMD_{MI,Conv.}$$

em que:

PMD_{MI}	Procura média diária nos pontos de consumo de medição intradiária (MI);
$\sum_k CDM_{MI,PERO,k}$	Consumo Diário Máximo, do Produtor de Eletricidade em Regime Ordinário (PERO) k;
$PMD_{MI,Conv.}$	Procura média diária nos pontos de consumo com MI associado ao mercado convencional;
FS	Fator de Simultaneidade aplicável ao abastecimento dos Produtores de Eletricidade em Regime Ordinário (PERO).

O valor da Extensão do Gás de Operação é proposto pelo GTG até ao dia 1 de março, sendo publicado até 15 de junho seguinte, após aprovação pela ERSE, vigorando, no máximo, até ao final do ano gás seguinte.

Relativamente ao espaço total para a manutenção da Extensão de Gás de Operação fora da RNTG, este reparte-se entre o armazenamento subterrâneo e o terminal de GNL, de acordo com os limites de existências na RNTIAT a anunciar anualmente pelo GTG, como previsto no ponto anterior.

O Gás de Operação adquirido pelo GTG, destinado à gestão do *linepack* e incluindo a respetiva extensão, é considerado um parâmetro intrínseco para a operação da RNTIAT.

A variação do Gás de Operação é apurada de acordo com o ponto 5 do Procedimento n.º 10, relativo a Balanços, sendo que o inventário diário deve estar compreendido entre um valor máximo e mínimo, proposto pelo GTG até ao dia 1 de março, sendo publicado a 15 de junho seguinte, após aprovação pela ERSE, vigorando durante a totalidade do ano gás seguinte.

As quantidades destinadas ao exercício da compensação operacional relativas ao acerto residual de perdas e autoconsumos na RNTIAT e diferenças de medição na RNTG, são integradas na variação do Gás

de Operação sendo, consequentemente, incorporadas nos encargos de neutralidade, como definido no Procedimento n.º 14 deste Manual.

5 ATUAÇÃO DO GTG

No âmbito das suas competências de gestão integrada e de coordenação sistémica das infraestruturas da RNTIAT, é obrigação do GTG proceder à movimentação de quantitativos de gás entre as infraestruturas que compõem a RNTIAT e a rede interligada, sempre que se justificarem medidas no contexto da garantia da segurança de pessoas ou infraestruturas e da continuidade do fornecimento de gás. Para além disso, deverão ser tidos em conta fatores económicos e de maximização de eficiências do sistema de gás, devendo a imputação de quaisquer ónus ou custos ser, em qualquer caso e na medida do que for identificável, imputada aos operadores das infraestruturas ou aos agentes de mercado responsáveis, nas respetivas situações.

5.1 AÇÕES DE COMPENSAÇÃO PELO GTG

Para cada dia gás, o GTG estabelece, em sede de Programa de Operação, os fluxos de gás necessários à gestão segura e eficiente da RNTIAT, recorrendo se necessário a ações de compensação, com o objetivo de:

- a) Manter o funcionamento integrado das infraestruturas da RNTIAT dentro dos respetivos limites operacionais;
- b) Alcançar uma posição final de *linepack* na RNTG em cada dia gás, diferente da posição prevista com base nos fluxos esperados de entrada e de saída, compatível com uma gestão económica e eficiente da infraestrutura.

O GTG fará o seguimento numa base intradiária da evolução das existências da rede de transporte. Para tal, o GTG publicará o valor de existências ao início de cada dia gás e, numa base horária, o valor de existências que se prevê estar disponível no final do dia gás. Caso o GTG identifique a iminência de transposição dos níveis de alerta definidos, é espoletada a condição de recurso a ações de compensação, com vista ao reposicionamento do nível de *linepack* dentro do intervalo de segurança, tal como explicitado de seguida. O valor máximo da quantidade a regularizar não poderá ser superior à quantidade determinada pelo GTG para repor o nível de *linepack* dentro dos limites de aviso até ao valor de referência.

A realização de ações de compensação deve respeitar o nível de *linepack*, enquadrado nos intervalos definidos pelos níveis de risco e de alerta, do seguinte modo:

- a) Caso nível de *linepack* se situe no intervalo compreendido entre níveis de aviso: O GTG não realiza qualquer ação de balanço;
- b) Caso no nível de *linepack* se situe nos intervalos compreendidos entre os níveis de aviso e os níveis de alerta: O GTG poderá realizar ações de balanço para evitar que o nível de *linepack* transponha o nível de alerta, ou para levar o nível de *linepack* para valores compreendidos entre os níveis de aviso, aproximando-o do valor de referência, onde é possível operar a RNTG sem qualquer restrição. Em caso de atuar, o GTG deverá ter em conta os seguintes critérios:
 - Nível atual de existências;
 - Previsão da evolução futura do nível de existências;
 - Liquidez e nível de preços do mercado organizado de gás.
- c) Caso o nível de *linepack* assuma um valor que transponha os níveis de alerta: O GTG deverá obrigatoriamente realizar as ações de compensação necessárias para que o nível de existências na rede passe para o interior do intervalo segurança.

O GTG poderá adaptar a forma de atuação mediante as condições operacionais intrínsecas de cada dia gás. No relatório relativo a custos e receitas decorrentes da compensação da RNTG previsto no ROI no contexto da supervisão dos encargos de neutralidade, o GTG deve caracterizar as incidências relevantes das ações de compensação.

5.2 ORDEM DE MÉRITO APLICÁVEL NAS AÇÕES DE COMPENSAÇÃO

O GTG realiza ações de compensação da RNTG de acordo com a seguinte ordem de mérito:

- a) Compra e venda de produtos normalizados de curto prazo numa plataforma de negociação, por recurso a:
 - i. Prioritariamente através de produtos de título;
 - ii. Produtos localizados, quando, de acordo com a avaliação do GTG, os produtos de título não proporcionem, ou seja pouco provável que proporcionem, a resposta necessária para manter a RNTG dentro dos seus limites operacionais.

b) Serviços de compensação, nas seguintes situações:

- i. Se, de acordo com a avaliação do GTG, os produtos normalizados de curto prazo não proporcionem, ou seja pouco provável que proporcionem, a resposta necessária para manter a RNTG dentro dos seus limites operacionais;
- ii. Na ausência de liquidez na comercialização de produtos normalizados de curto prazo;
- iii. Quando o custo estimado da aquisição e utilização de serviços de compensação for inequivocamente favorável por comparação ao custo estimado da utilização de quaisquer produtos normalizados de curto prazo disponíveis.

O GTG, antes de colocar ordens de compra e venda de produtos normalizados de curto prazo na plataforma de negociação, comunica atempadamente ao mercado essa decisão, justificando-a.

O GTG deverá procurar maximizar o nível de participação dos agentes de mercado nas ações de compensação tendo em vista a satisfação das ofertas colocadas. Assim, o GTG deve dar ordens de compra/venda com dimensão tal que possam ser viabilizadas com recurso a capacidade de curto prazo e que estejam ao alcance do maior número de participantes de mercado. Neste sentido, considerando as condições particulares de mercado, acabando por ditar a estratégia de colocação de ofertas, volume e frequência, as ofertas de compra/venda de gás por parte do GTG não podem exceder o limite máximo por ação. Esse limite máximo é proposto pelo GTG até ao dia 1 de março, sendo publicado até 15 de junho seguinte, após aprovação pela ERSE, vigorando durante a totalidade do ano gás seguinte.

O GTG pode solicitar a autorização da ERSE para a transação na zona de compensação adjacente (VTP em Espanha) e providenciar o transporte do gás de e para essa zona de compensação, em alternativa a transacionar produtos de título e/ou produtos localizados no VTP em Portugal. Os termos da autorização devem ser revistos anualmente pelo GTG e pela ERSE. O recurso a esta ação de compensação não limita o acesso dos utilizadores da rede à capacidade no ponto de interligação em causa nem a sua utilização. O mecanismo deverá ser coordenado com o operador da rede de transporte interligada, em Espanha, e com a respetiva entidade reguladora.

A movimentação de gás para além do Gás de Operação existente a cada momento em cada uma das infraestruturas da RNTIAT poderá justificar-se pelo facto de estes quantitativos (GO) terem uma restrição intrínseca, derivada da sua eventual deslocalização e inventário limitado, o que numa perspetiva de otimização de custos de operação e de redução de riscos de violação das variáveis de segurança, pode

obrigar à movimentação, entre infraestruturas, de gás dos agentes de mercado, sem qualquer reflexo comercial para os seus proprietários.

5.3 OPERAÇÃO INTEGRADA DAS INFRAESTRUTURAS EM CONDIÇÕES DE SEGURANÇA

As manobras de gás a realizar pelo GTG ocorrem no âmbito dos princípios de uma gestão eficiente e segura do sistema, podendo ainda configurar-se como outras movimentações de gás do GTG justificadas nos termos regulamentares previstos. Estas manobras são contabilizadas em Programa de Operação, estando fora do âmbito do sistema normal de compensação da RNTG.

A movimentação de gás pelo GTG é justificada para os seguintes casos:

- a) Compensação da RNTG;
- b) Adequação das condições de operação em qualquer infraestrutura da RNTIAT para realização de operações no âmbito de trabalhos de manutenção ou outras operações especiais;
- c) Reposição das condições de segurança em qualquer infraestrutura afeta ao SNG e rede interligada, desde que operacionalmente viável;
- d) Utilização para fins de ajuda mútua ao operador da rede interligada, conforme estabelecido em documentação própria acordada entre as partes e após aprovação por parte do proprietário do gás.

5.4 CONTROLO DE CAPACIDADES NAS INTERFACES DA RNTG COM O TERMINAL DE GNL E O ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

De forma a manter a integridade das infraestruturas do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo de gás, os agentes de mercado devem garantir em permanência que a movimentação de quantitativos das suas existências individuais é realizada com respeito pelos limites da capacidade que lhes foi atribuída para a respetiva infraestrutura.

A utilização de capacidade nessas interfaces fica também condicionada à compatibilização dos fluxos de gás previstos nos respetivos perfis diários com as existências dessas infraestruturas, situação aplicável dentro do regime intradiário.

Nestas circunstâncias, as capacidades associadas aos fluxos de gás nas saídas dessas infraestruturas estão condicionadas à verificação da condição acima referida, sendo o dever do GTG, em coordenação com o operador do terminal de GNL ou com o operador do armazenamento subterrâneo, emitir instruções para os agentes de mercado no respeito pelas condições de utilização da infraestrutura em questão.

Os agentes de mercado que veem limitadas as suas capacidades nestes pontos devem recorrer a formas alternativas de compensação da RNTG, podendo o GTG, nesses casos, imputar aos respetivos agentes de mercado os custos decorrentes da mobilização de gás efetuada em seu nome.

O GTG tem igualmente o dever de garantir o acesso às capacidades de armazenamento previamente atribuídas no terminal de GNL e armazenamento subterrâneo, em casos de ocorrência de desvios por excesso provocados por outros agentes de mercado nessas infraestruturas e que, desse modo, condicionam os detentores dos direitos de capacidade à sua utilização. Nessas situações, o GTG efetua a movimentação do gás em excesso para a RNTG, com reflexo comercial no apuramento de desequilíbrios dos agentes de mercado, até ao limite necessário para cumprimento das capacidades atribuídas, levando em linha de conta a efetiva capacidade de acomodação do gás a movimentar nas restantes infraestruturas.

5.5 RASTREAMENTO DO GÁS EM CIRCULAÇÃO NO SISTEMA

De modo a assegurar a correta determinação dos parâmetros do gás veiculado a todo o momento no sistema, o GTG deve proceder ao seu rastreamento através de algoritmos de simulação das condições de escoamento nas redes, em coordenação com os operadores de cada rede, os quais são responsáveis pela monitorização da qualidade do gás como previsto no Regulamento da Qualidade de Serviço. Os resultados da referida simulação, depois de aferidos, são utilizados para as seguintes finalidades:

- Determinação em tempo real das características das misturas de gases em circulação;
- Fundamentação de decisões com vista à emissão de instruções de operação aos vários intervenientes no sistema;
- Valorização dos quantitativos de energia veiculada em cada ponto de entrega, de acordo com o respetivo tipo de medição;
- Outras finalidades de carácter operacional com vista à gestão eficiente e segura do sistema.

Esta atuação deve respeitar um mecanismo de rastreamento do gás em circulação, a aprovar pela ERSE por proposta do GTG, elaborada em coordenação com os operadores envolvidos, devendo incluir a descrição dos modelos de simulação numérica, os critérios aplicáveis de aferição de resultados e um processo de *fallback* aplicável nas situações de indisponibilidade de dados provenientes dos processos de monitorização.

PROCEDIMENTO N.º 3

PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir os princípios e as regras relativas à elaboração dos programas de operação das infraestruturas da RNTIAT.

Este procedimento é aplicável a operadores das infraestruturas da RNTIAT, ao GTG e a agentes de mercado.

O presente procedimento estabelece as regras aplicáveis sobre as seguintes matérias:

- a) Coordenação de indisponibilidades da RNTIAT;
- b) Elaboração do Plano Anual de Manutenção da RNTIAT;
- c) Elaboração do Plano de indisponibilidades;
- d) Previsão da utilização das infraestruturas da RNTIAT;
- e) Elaboração do Programa de Operação.

2 COORDENAÇÃO DE INDISPONIBILIDADES

O Gestor Técnico Global do SNG (GTG) assegura a coordenação de indisponibilidades com vista à otimização do funcionamento das infraestruturas da RNTIAT, garantindo a segurança e qualidade do fornecimento.

Para efeitos de coordenação de indisponibilidades, o GTG elabora o Plano Anual de Manutenção da RNTIAT, com informação de todas as indisponibilidades previstas, e estabelece, a partir desse plano, o Plano de Indisponibilidades da RNTIAT. O Plano de Indisponibilidades da RNTIAT é atualizado à medida que são introduzidas alterações às indisponibilidades previstas ou solicitadas novas indisponibilidades, que afetem as infraestruturas da RNTIAT, as interligações internacionais e/ou interfaces com a RNDG.

A informação constante do plano de indisponibilidades da RNTIAT é, em cada momento, incorporada no Programa de Operação (PO) da RNTIAT.

Para efeitos da operação do SNG, considera-se indisponibilidade qualquer ação de intervenção sobre as infraestruturas da RNTIAT, rede interligada e/ou RNDG, da qual seja possível prever como resultado a redução eventual ou efetiva da capacidade de qualquer infraestrutura da RNTIAT.

As indisponibilidades classificam-se, quanto à sua natureza, em três tipos:

Potencial: Intervenções que contêm o risco de provocar uma indisponibilidade ou que provoquem tão-somente a perda de redundância mas não resultem na redução da capacidade disponível para fins comerciais em nenhum momento do período afetado;

Parcial: Intervenções que provoquem a redução efetiva da capacidade disponível para fins comerciais, mas não na sua totalidade. Deverá ser sempre indicado o valor dessa redução durante o período afetado;

Total: Intervenções que provoquem 100% de indisponibilidade da infraestrutura durante determinado período, ou seja, que resultem num anúncio do valor de capacidade disponível para fins comerciais de zero no período afetado.

A gestão eficiente da RNTIAT implica a realização de um conjunto de atividades previamente planeadas, nomeadamente as decorrentes de programas de inspeção e manutenção, assegurando assim a fiabilidade operacional do SNG.

Essas atividades estão relacionadas com:

- a) Inspeções periódicas;
- b) Intervenções extraordinárias, planeadas ou de emergência, motivadas por atividades não autorizadas de terceiros, incluindo as reparações para sanear defeitos ou anomalias;
- c) Intervenções de manutenção, tais como, por exemplo, a reparação/substituição, planeada ou de emergência, de órgãos e equipamentos defeituosos;
- d) No caso específico da RNTG, intervenções para realização de novas ligações, incluindo ligações a novos clientes e aumento de capacidade.

Algumas dessas atividades são suscetíveis de originar interrupções ou reduções na capacidade de transporte da RNTG. É da responsabilidade do GTG, juntamente com os operadores das infraestruturas, coordenar essas atividades de manutenção de forma a minimizar qualquer interrupção ou redução dos

DUC contratados e a afetar os serviços prestados pelos operadores, evitando, se possível, indisponibilidades nas infraestruturas no período de inverno.

2.1 PLANO ANUAL DE MANUTENÇÃO DA RNTIAT

O GTG elabora, numa base correspondente ao período de atribuição anual e nos termos, prazos e condições previstas no ROI e no RARII, o Plano Anual de Manutenção da RNTIAT, o qual considera, entre outros aspetos, os requisitos legais a que esta atividade se encontra obrigada, as limitações do sistema gasista espanhol, bem como as restantes entidades da RNTIAT.

O Plano Anual de Manutenção da RNTIAT, inclui, obrigatoriamente, informação sobre todas as atividades com impacto, potencial, parcial ou total, na capacidade de transporte, indicando, quando possível, os períodos estimados de paragem ou redução dos serviços prestados.

Anualmente, e até ao dia 31 de maio, os operadores da RPG enviam ao GTG os Planos Anuais de Manutenção das infraestruturas que operam, para o período de atribuição anual seguinte. Juntamente com a informação sobre o Plano de Manutenção do operador da rede interligada, o GTG deve elaborar o Plano Anual de Manutenção da RNTIAT para o período de atribuição anual, o qual será publicado até ao dia 15 de junho.

2.2 PLANO DE INDISPONIBILIDADES DA RNTIAT

De forma a reduzir o impacto no funcionamento da RNTG, provocado por ações de intervenção na RNTG ou demais infraestruturas da RNTIAT, decorrentes, ou não, do Plano Anual de Manutenção, ou outras ocorrências não controladas pelos operadores da RNTIAT, como sejam casos fortuitos ou de força maior, o GTG atualizará o Plano de Indisponibilidades da RNTIAT, onde serão referenciadas de forma detalhada as indisponibilidades previstas nas infraestruturas durante todo o período de atribuição anual.

O Plano de Indisponibilidades deve obrigatoriamente conter a seguinte informação:

- a) Identificação da infraestrutura em causa;
- b) Identificação do sistema afetado;
- c) Início e fim do período da indisponibilidade (data e hora);

- d) Identificação do tipo de indisponibilidade;
- e) Indicação do valor de capacidade diária indisponível (nos casos em que é possível quantificar);
- f) Descrição da atividade ou ocorrência que determina a indisponibilidade.

No âmbito da Programação da Operação da RNTIAT, os operadores do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, devem fornecer ao GTG todas as informações relativas às indisponibilidades que possam limitar ou inviabilizar o normal funcionamento da respetiva infraestrutura e, conseqüentemente, condicionar a operação conjunta da RNTIAT, desde esse dia até ao final do período de atribuição anual. Uma vez que estas atividades poderão ter impacto no cálculo das capacidades disponíveis para fins comerciais, obrigando à eventual alteração do Programa de Operação, a informação que constar em qualquer uma destas revisões/atualizações deve conter o maior detalhe conhecido no momento da sua emissão.

Desta forma, o GTG deve receber dos operadores do armazenamento subterrâneo de gás e do terminal de GNL, até ao dia 4 do mês, as informações de indisponibilidade em cada uma das respetivas infraestruturas da RNTIAT, as quais devem abranger o período desde o dia 1 do mês seguinte até ao final do período de atribuição anual. Com base nessas informações, o GTG valida as mesmas numa perspetiva de maximização da eficiência da RNTIAT e de garantia da segurança e integridade de pessoas e bens envolvidos e divulga a revisão/atualização mensal do Plano de Indisponibilidades da RNTIAT até ao dia 8 desse mês.

Sem prejuízo da obrigatoriedade de divulgação do Plano Anual de Manutenção e respetivas revisões do Plano de Indisponibilidades, sempre que em qualquer momento ocorram factos cujas características obriguem a uma revisão do mesmo, esta deve ser feita com a maior antecedência possível pelos operadores das infraestruturas.

A informação sobre indisponibilidades para os pontos de interligação Portugal-Espanha, prestada entre os operadores das redes de transporte interligadas, é matéria a acordar entre as partes, integrada em Manual específico.

3 PREVISÕES DE UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADE PELOS AGENTES DE MERCADO

Para que o GTG possa realizar eficazmente a programação da operação da RNTIAT, no dia gás, atendendo para o efeito aos critérios de segurança e limites operativos referenciados, é fundamental a participação de todos os operadores e agentes de mercado do SNG, através da prestação de informação

relevante e atempada à elaboração do programa. Contam-se, em particular, as informações prestadas pelos agentes de mercado e pelos operadores das infraestruturas da RPG, relativas às previsões de utilização de capacidade, dentro dos prazos e de acordo com os procedimentos estabelecidos neste Manual ou através de informações relevantes sobre a integridade e disponibilidade das respetivas infraestruturas.

3.1 PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADES EM PONTOS DE FORNECIMENTO A ANÉIS DA RNDG

Nos casos específicos das capacidades dos anéis da RNDG, o processo de anúncio, e de previsão de utilização é efetuado exclusivamente para o anel, o qual, para este efeito, é considerado como um ponto de entrega da RNTG. Não obstante, a determinação das capacidades utilizadas continua a ser discriminada por ponto de entrega desagregado.

3.2 PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADES EM PONTOS AGREGADORES DE FORNECIMENTO A CONSUMIDORES ABASTECIDOS EM ALTA PRESSÃO

Nos casos específicos das capacidades da rede de transporte de instalações abastecidas em alta pressão adjacentes e cuja propriedade do ponto de entrega seja da mesma entidade, os processos de anúncio, de previsão de utilização e de repartições e balanços podem ser efetuados sobre um único ponto de entrega agregador.

A identificação de um ponto de entrega agregador na RNTG é efetuada pelo GTG quando solicitado pelo agente de mercado e desde que se verifiquem cumpridos os pressupostos descritos.

3.3 PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO E EXPEDIÇÃO DE GNL

No âmbito da responsabilidade atribuída ao GTG de monitorização da utilização das infraestruturas do SNG, assim como da monitorização dos níveis de reservas de segurança a constituir obrigatoriamente pelos agentes de mercado, estes últimos devem confirmar ao GTG a data prevista para descarga/recarga no terminal de GNL, assim como prestar informações sobre a respetiva quantidade (volume e energia) e qualidade do GNL a descarregar/recarregar, a partir do momento em que estes navios se encontrem a uma distância do terminal considerada para efeitos legais. Nos casos das recargas, os agentes de mercado

devem fornecer ao GTG, para além da informação acima referida, a identificação da correspondente operação de descarga associada.

Nos casos das descargas, os agentes de mercado devem disponibilizar informação relevante ao GTG sobre quantidades previstas de utilização de energia com detalhe diário, referindo a previsão de utilização de quantidades de emissão para a RNTG, de enchimento de cisternas e transações de existências que venham a realizar na infraestrutura do terminal de GNL. A informação deverá ser atualizada pelos agentes de mercado ao GTG sempre que se verifique alteração relevante.

As regras de atribuição de capacidade assim como os critérios para aceitação dos navios no terminal de GNL são alvo de detalhe no MPAl e em documentação técnica própria desta infraestrutura, respetivamente.

3.4 PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADE DE ENCHIMENTO DE CISTERNAS

O transporte de GNL por rodovia ou outros modos, através de cisternas, obedece a um plano semanal de cargas, enviado diretamente pelos agentes de mercado ou pelo Gestor Logístico das UAG, no âmbito do Manual de Procedimentos de Gestão Logística do Abastecimento de UAG, ao operador do Terminal de GNL.

Os procedimentos de trasfega de GNL e enchimento de cisternas regem-se pelo disposto no MPAl, aprovado pela ERSE, e em documentação técnica própria desta infraestrutura, publicada pelo operador do terminal de GNL na sua página de Internet, aprovada pelas entidades competentes.

3.5 PROCESSO DE PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO PELOS AGENTES DE MERCADO

3.5.1 HORIZONTE ANUAL

ANÚNCIO

O GTG divulga, de acordo com o disposto no MPAl e no prazo estabelecido de acordo com o ponto 3.6, a capacidade disponível para fins comerciais dos pontos relevantes da RNTIAT para o ano gás seguinte, com detalhe mensal, assim como as respetivas capacidades máximas diárias disponíveis.

PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO

Anualmente e no prazo estabelecido de acordo com o ponto 3.6, os agentes de mercado deverão enviar ao GTG, assim como aos operadores das infraestruturas da RNTIAT envolvidos, a previsão de utilização anual da capacidade que preveem utilizar em cada ponto de entrada e em cada ponto de saída de cada infraestrutura da RNTIAT no ano gás seguinte. Esta informação deverá conter detalhe mensal e estar ajustada à capacidade que o agente de mercado prevê utilizar em cada ponto.

O valor da capacidade constante nas previsões anuais não poderá exceder o limite máximo da capacidade disponível para fins comerciais anunciada anualmente pelo GTG.

A previsão de utilização dos pontos de saída para a RNDG deve discriminar os consumos, face aos fornecimentos de produtores ligados na RNDG.

Trimestralmente e no prazo estabelecido de acordo com o ponto 3.6, os agentes de mercado deverão enviar ao GTG, assim como aos operadores das infraestruturas da RNTIAT envolvidas, a atualização da previsão de utilização da capacidade que preveem utilizar em cada ponto de entrada e em cada ponto de saída da RNTIAT para os restantes meses do ano gás em curso. A capacidade indicada para os pontos de entrada e de saída da RNTIAT deverá conter detalhe mensal e estar ajustada à capacidade que o agente de mercado prevê utilizar nos pontos de entrada e saída da RNTIAT.

O valor da capacidade constante nas previsões trimestrais não poderá exceder o limite máximo da capacidade disponível para fins comerciais anunciada anualmente pelo GTG.

3.5.2 HORIZONTE MENSAL

ANÚNCIO

O GTG divulga no prazo estabelecido de acordo com o ponto 3.6, a capacidade disponível para fins comerciais dos pontos relevantes da RNTIAT para o mês seguinte, com detalhe diário, assim como as respetivas capacidades máximas diárias disponíveis.

PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO

Mensalmente e no prazo estabelecido de acordo com o ponto 3.6, os agentes de mercado deverão enviar ao GTG, assim como aos operadores das infraestruturas da RNTIAT envolvidos, a previsão de utilização da capacidade que preveem utilizar em cada ponto de entrada e em cada ponto de saída das infraestruturas da RNTIAT para os três meses seguintes. Esta informação deverá conter detalhe diário e estar ajustada à capacidade que o agente de mercado prevê utilizar em cada ponto.

O valor da capacidade constante nas previsões mensais não poderá exceder o limite máximo da capacidade disponível para fins comerciais anunciada mensalmente pelo GTG.

A previsão de utilização dos pontos de saída para a RNDG deve discriminar os consumos, face aos fornecimentos de produtores ligados na RNDG.

3.5.3 HORIZONTE SEMANAL**ANÚNCIO**

O GTG divulga no prazo estabelecido de acordo com o ponto 3.6, a capacidade disponível para fins comerciais dos pontos relevantes da RNTIAT para as semanas seguintes até ao final do mês, com detalhe diário.

PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO

Semanalmente e no prazo estabelecido no ponto 3.6, os agentes de mercado deverão enviar ao GTG, assim como aos operadores das infraestruturas da RNTIAT envolvidos, a previsão de utilização da capacidade que preveem utilizar em cada ponto de entrada e em cada ponto de saída das infraestruturas da RNTIAT para as semanas seguintes até final do mês. Esta informação deverá conter detalhe diário e estar ajustada à capacidade que o agente de mercado prevê utilizar em cada ponto.

O valor da capacidade constante nas previsões semanais não poderá exceder o limite máximo da capacidade disponível para fins comerciais anunciada semanalmente pelo GTG.

A previsão de utilização dos pontos de saída para a RNDG deve discriminar os consumos, face aos fornecimentos de produtores ligados na RNDG.

3.6 PRAZOS

O GTG é responsável por anunciar aos agentes de mercado os prazos relativos aos processos descritos no ponto anterior. O anúncio deve ser divulgado na sua página na internet, e com a antecedência mínima de 20 dias relativamente à primeira data estabelecida nesse anúncio.

No caso dos prazos a anunciar pelo GTG apresentarem alterações aos prazos do ano anterior, nomeadamente através da antecipação das datas estabelecidas anteriormente, deve ser dado conhecimento das alterações à ERSE com a antecedência mínima de 30 dias em relação à data em que se pretenda que vigore, tendo a ERSE o direito de indeferir as alterações das datas.

4 PROGRAMA DE OPERAÇÃO

4.1 INTRODUÇÃO

De forma a programar os movimentos de gás na RNTIAT em cada dia gás, o GTG elabora diariamente o Programa de Operação da RNTIAT. Este programa tem como objetivo sistematizar o funcionamento integrado das infraestruturas da RNTIAT, promovendo a eficiência no seu funcionamento, e garantindo em permanência a sua integridade.

O Programa de Operação da RNTIAT consiste num conjunto de informações integradas sobre os fluxos de gás, que o GTG prevê veicular através das interligações internacionais, das ligações com o armazenamento subterrâneo, terminal de GNL, RNDG, consumidores e produtores ligados em alta pressão, assim como informações das condições de operação previstas ao longo do dia gás nas infraestruturas da RNTIAT.

4.2 ELABORAÇÃO DO PROGRAMA DE OPERAÇÃO DA RNTIAT

Para elaborar o Programa de Operação da RNTIAT do dia gás, o GTG baseia-se nas nomeações aceites como viáveis (quantidades confirmadas) e informações que recebe dos agentes de mercado, operadores da RPG, assim como de outros parâmetros técnicos característicos de cada infraestrutura, nomeadamente:

- a) Informações sobre disponibilidade das instalações das infraestruturas da RNTIAT, consagrado no Plano de Indisponibilidades.
- b) Níveis de existências de gás na RNTG, armazenamento subterrâneo e terminal de GNL.
- c) Parâmetros técnicos para operação da RNTG e restantes infraestruturas (pressões e caudais máximos e mínimos admissíveis).
- d) Ocorrência de manutenções ou outras intervenções não previstas na RPG, no dia gás ou seguintes, que possam condicionar a operação no dia gás.
- e) Previsões de comportamento dos mercados e, consequentemente, dos perfis de consumo expectáveis nos pontos de ligação com a RNDG e com os consumidores e produtores em alta pressão.
- f) Previsões de utilização.
- g) Informação sobre a descarga/recarga de navios metaneiros no Terminal de GNL (data e hora prevista para o início e fim da operação).

A informação constante do Programa de Operação da RNTIAT deverá incluir, pelo menos, a seguinte informação detalhada para cada dia gás:

- a) Programas de receção de gás na interligação com a rede espanhola e com as ligações ao armazenamento subterrâneo e ao terminal de GNL, e em cada ponto de ligação a produtores em alta pressão ou a estações de receção de gás da RNTG.
- b) Programas de entregas em cada ponto de ligação da RNTG com a RNDG, consumidores em alta pressão, interligação com a rede espanhola e ponto de interface com o Armazenamento Subterrâneo.
- c) Níveis de existências em cada infraestrutura da RNTIAT.

4.3 EMISSÃO DO PROGRAMA DE OPERAÇÃO DA RNTIAT

Após validação da viabilidade dos programas para o dia seguinte, o GTG disponibiliza até às 21:00h de cada dia a cada operador das infraestruturas da RNTIAT, informação relativa aos fluxos de gás previstos para o dia seguinte nos respetivos pontos de ligação, na forma de Instruções de Operação conforme detalhado neste Manual, sendo essa informação extraída do Programa de Operação da RNTIAT. O relacionamento operacional com o operador da rede interligada, incluindo os horários de troca de informação de fluxos nas interligações e respetivos procedimentos de verificação de concordância de

capacidades (*matching*), decorre nos termos definidos para cada interligação em manual acordado entre ambas as partes.

Sem prejuízo do limite horário para elaboração e emissão do Programa de Operação da RNTIAT na véspera de cada dia gás, o GTG, sempre que para tal considere necessário, poderá atualizá-lo e emitir novas revisões, dando para o efeito conhecimento aos operadores envolvidos. Nos casos de revisão por alteração das nomeações de gás para o próprio dia, as Instruções de Operação emitidas para os operadores das infraestruturas deverão ser emitidas até duas horas após o fim do prazo de renomeação.

4.4 SEGUIMENTO DO PROGRAMA DE OPERAÇÃO DA RNTIAT

A partir dos elementos consolidados no Programa de Operação da RNTIAT para o dia gás, o GTG realiza, em permanência, a verificação da sua execução efetiva, através da monitorização das condições de exploração da RNTIAT, em tempo real, a partir do centro de despacho. Essa verificação consiste na análise de:

- a) Conformidade dos valores de pressão reais com os previstos.
- b) Cumprimento do programa de levantamentos e entregas nos pontos relevantes da RNTG.
- c) Conformidade das existências de gás nas infraestruturas da RNTIAT.

É ainda função do GTG a deteção e o diagnóstico de situações passíveis de interferir a curto ou médio prazo com o normal funcionamento da RNTIAT, como sejam intervenções fortuitas ou acidentais, e que, pela sua natureza, coloquem em risco a segurança e a integridade das pessoas, bens e do meio ambiente. Tais ocorrências condicionam a operação da RNTG em condições normais, motivando o acionamento imediato de planos de atuação em situações de contingência, que têm como finalidade repor os níveis de segurança e de operacionalidade na RNTIAT.

4.5 PUBLICAÇÃO DO PROGRAMA DE OPERAÇÃO

O programa de operação será publicado diariamente pelo GTG, sendo de horizonte mensal e detalhe diário, devendo conter as seguintes informações sobre cada infraestrutura:

- a) RNTG:

- i. Entradas, com detalhe dos fluxos verificados e esperados para as interligações, terminal de GNL, armazenamento subterrâneo ~~e~~, produtores e estações de receção de gás da RNTG;
 - ii. Saídas, com detalhe para os fluxos verificados e esperados para as interligações, armazenamento subterrâneo, terminal de GNL, mercado convencional, setor elétrico e cisternas;
 - iii. Existências;
 - iv. Observações sobre manobras de gás realizadas pelo GTG.
- b) Terminal de GNL:
- i. Contra fluxo;
 - ii. Saídas, com detalhe para a Regaseificação e carregamento de cisternas verificadas e esperadas;
 - iii. Programa de chegada de navios;
 - iv. Existências.
- c) Armazenamento subterrâneo:
- i. Existências

4.6 INSTRUÇÕES DE OPERAÇÃO

O cumprimento do Programa de Operação da RNTIAT é da responsabilidade de todos os intervenientes no SNG, na área da sua competência, sendo responsabilidade acrescida para o GTG verificar e adequar o Programa de Operação em função das necessidades reais da operação em cada momento.

Para tal, o GTG dispõe de um mecanismo para instruir os respetivos operadores das infraestruturas da RNTIAT das medidas que considera fundamentais para o efeito. Tal mecanismo tem a forma de Instruções de Operação emitidas pelo GTG as quais podem ser classificadas em 5 tipos diferentes:

- a) Instruções para execução do Programa de Operação;
- b) Instruções de renomeação;
- c) Instruções para realizar testes ou inspeções;
- d) Instruções para garantir ou repor condições de segurança;
- e) Instruções extraordinárias de operação.

Todas as Instruções de Operação, independentemente da sua natureza, têm como destinatários os operadores das infraestruturas da RNTIAT e têm carácter obrigatório, para os pontos de ligação com a RNTG, de forma a permitir a concretização das respetivas operações. Adicionalmente, o GTG pode emitir Instruções de Operação destinadas aos produtores, de forma a restringir as injeções de gás nas redes para garantir as condições de segurança e as especificações técnicas do gás.

Com exceção do primeiro tipo referenciado, que terá uma obrigatoriedade diária, as restantes Instruções de Operação são emitidas apenas quando o GTG determinar a sua necessidade, o que poderá ocorrer durante o dia gás, não havendo, contudo, nenhum limite relativamente ao número de instruções emitidas.

PROCEDIMENTO N.º 4

OPERAÇÃO DA RNTIAT NO DIA GÁS

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir os princípios e as regras relativas aos diferentes regimes de operação das infraestruturas da RNTIAT no dia gás, nomeadamente para os seguintes regimes de operação:

- a) Regime Normal;
- b) Regime em situação de contingência.

2 REGIME DE OPERAÇÃO NORMAL DO SISTEMA

2.1 DEFINIÇÃO

O regime de operação normal é aquele que ocorre quando as variáveis de controlo e segurança que caracterizam o sistema se encontram dentro das margens de funcionamento estabelecidas, para que a operação da RNTIAT decorra de acordo com o planeado no Programa de Operação e/ou respetivas revisões, não afetando a capacidade nem a segurança da integridade da RNTIAT.

A implementação do Programa de Operação da RNTIAT é realizada por parte do GTG com recurso a Instruções de Operação.

Tal programa não impede que possam ocorrer, durante o dia gás, alterações dos pressupostos que estiveram na sua origem, como sejam, por exemplo, alterações dos perfis de consumo dos mercados abastecidos pela RNTG, ocorrências perante as quais os agentes de mercado devem agir no sentido de repor o respetivo equilíbrio na RNTG, quando aplicável, com a consequente atualização do Programa de Operação da RNTIAT por parte do GTG.

3 REGIME DE OPERAÇÃO EM SITUAÇÃO DE CONTINGÊNCIA

3.1 DEFINIÇÃO

Sempre que se verifique ou se preveja o acumular de desvios ao Programa de Operação e/ou se registem ocorrências que condicionem o cumprimento das instruções de operação emitidas e que levem à violação dos limites operativos definidos para as variáveis de controlo e segurança das Infraestruturas da RNTIAT, o GTG deverá proceder à declaração de Regime de Operação em Situação de Contingência, desde que esgotados todos os meios de compensação e regularização ao dispor do GTG do SNG.

A alteração do Plano de Indisponibilidades da RNTIAT, que pela sua natureza fortuita e grande impacto não permita cumprir os requisitos para manutenção do regime de Operação Normal, também é motivo de declaração de regime de Operação em Situação de Contingência por parte de GTG.

O GTG deve informar a ERSE, sempre que estabelecer o regime de Operação em Situações de Contingência. Os operadores das infraestruturas e os agentes de mercado devem ser informados de todas as ações relevantes da situação de contingência.

Na situação de regime de operação em Situação de Contingência, o GTG deve recorrer ao Plano de Atuação adequado, de acordo com as regras definidas neste Manual, e emitir, para os operadores das infraestruturas e agentes de mercado afetados, as instruções necessárias para a execução das ações definidas, atualizando para esse efeito o Programa da Operação da RNTIAT, tendo em vista a reposição ordenada, segura e rápida das condições normais de operação.

Se o centro de despacho principal do operador da RNTG ficar inabilitado para operar, é no centro de despacho de emergência que o GTG assume temporariamente as suas funções. Para o efeito, o centro de despacho central deve adotar os procedimentos operativos que garantam uma transição eficaz dos meios de controlo e correspondente operacionalidade do seu centro de despacho de emergência.

3.2 TIPIFICAÇÃO DE INCIDENTES PASSÍVEIS DE RESTRINGIR A CAPACIDADE EFETIVA DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

Não sendo possível a tipificação, em termos concretos, dos incidentes passíveis de restringir a capacidade efetiva das infraestruturas, dada a sua imprevisibilidade e interdependência, em cada momento, entre as diferentes condições operacionais, o GTG deve realizar em conjunto com os operadores das infraestruturas envolvidas, caso a caso, os estudos de análise de segurança que sejam necessários, de acordo com a metodologia e meios definidos nos Planos de Atuação em Situações de Contingência e com as boas práticas do setor do gás.

Pelo exposto, não existem planos de atuação pré-definidos, sendo determinados em função da especificidade de cada situação e corporizados num conjunto de ações que são inscritas no plano de operação.

3.3 METODOLOGIA DE ELABORAÇÃO DE PLANOS DE ATUAÇÃO EM SITUAÇÃO DE CONTINGÊNCIA

Perante a ocorrência de uma situação de contingência o GTG elabora um plano de atuação específico, de acordo com a seguinte metodologia:

- a) Avaliação dos impactos reais e dos riscos potenciais decorrentes dessa ocorrência.
- b) Definição das ações a implementar.
- c) Aplicação das ações preventivas e corretivas.

3.3.1 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS REAIS E RISCOS POTENCIAIS

Perante a ocorrência de incidente com violação iminente ou efetiva dos limites estabelecidos para as variáveis de controlo, o GTG identifica as infraestruturas e entidades externas afetadas, assim como a extensão dos impactos sobre o Programa de Operação previsto. Nesta avaliação serão também consideradas as circunstâncias que podem, de algum modo, incrementar os impactos e os potenciais riscos da ocorrência, tais como:

- a) Condições atmosféricas (descargas atmosféricas, inundações, etc.);

- b) Risco de incêndio que possa afetar as instalações de superfície, respetivos sistemas e/ou equipamentos;
- c) Outras anomalias identificadas;
- d) Trabalhos em carga que se encontrem em curso;
- e) Alertas enviados pelos diversos intervenientes do SNG e/ ou autoridades competentes.

3.3.2 DEFINIÇÃO DAS AÇÕES A IMPLEMENTAR

De acordo com a extensão conhecida dos impactos do incidente, o GTG procede à definição das ações preventivas e/ou corretivas a desenvolver no âmbito do plano de atuação específico, como sejam:

- a) Comunicações a realizar;
- b) Modificações ao Programa de Operação;
- c) Mobilização de Gás de Operação;
- d) Emissão de instruções a operadores e/ou agentes de mercado para modificação dos respetivos planos de movimentação de gás;
- e) Eventual ativação de Acordo de Assistência Mútua entre os operadores das redes de transporte interligadas de Portugal e Espanha;
- f) Monitorização contínua das infraestruturas afetadas.

No caso de o incidente poder vir a tornar-se generalizado ou de grande amplitude no sistema, o GTG deve adotar as medidas de salvaguarda para reduzir tanto quanto possível as consequências que derivem dessa contingência. Sempre que forem identificadas diversas soluções possíveis para um mesmo fim, o GTG deverá optar por concretizar aquela que introduza, em primeiro lugar, o menor impacto possível sobre o abastecimento dos consumidores e, logo depois, o menor sobrecusto no sistema.

3.3.3 APLICAÇÃO DAS AÇÕES PREVENTIVAS E CORRETIVAS

Sendo necessário adotar medidas preventivas e/ou corretivas, estas devem aplicar-se o mais cedo possível, em particular se ocorrerem em circunstâncias que apresentem maior probabilidade de agravamento. Uma vez tomada decisão de aplicação das ações definidas, as entidades externas envolvidas devem responsabilizar-se pelo rápido e eficaz cumprimento das instruções emitidas pelo GTG.

3.4 PLANOS DE REPOSIÇÃO DO FORNECIMENTO DE GÁS

O processo de reposição do fornecimento de gás é permanentemente coordenado e dirigido pelo GTG até ao momento em que se retomem as condições normais de operação, por declaração do GTG.

Uma vez interrompido o fornecimento de gás numa determinada zona, ou na totalidade do sistema, o GTG, com o contributo dos operadores da RNTIAT e das redes de distribuição das zonas afetadas, deve coordenar o processo de reposição remotamente e da seguinte forma:

- a) Coordena as manobras de reposição do fornecimento dando as instruções necessárias para ajustar os fluxos de injeção ou extração de gás na RNTG no mais curto espaço de tempo possível.
- b) Quando o sistema se encontre em estado de reposição, o primeiro objetivo é o de manter, ou recuperar a continuidade do abastecimento em todo o SNG. Para isso, o GTG toma as medidas que forem necessárias para eliminar as condições de operação que ponham em risco essa continuidade.
- c) Implementa as medidas necessárias para conseguir, o mais cedo possível, o equilíbrio entre quantidades nas entradas e nas saídas da RNTG.

Nos casos em que considere necessário, o GTG pode designar períodos extraordinários de renomeação, em função das condições de operação que se verifiquem a cada momento.

PROCEDIMENTO N.º 5

SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DO *LINEPACK*

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento define as regras relativas ao acesso a um serviço de flexibilidade do *linepack* que pode ser oferecido pelo GTG aos agentes de mercado utilizadores da RNTG.

O serviço de flexibilidade do *linepack* é considerado para efeitos do cálculo do desequilíbrio diário de cada agente de mercado, de acordo com o Procedimento n.º 12, sobre Apuramento de desequilíbrios diários, tendo em conta o limite máximo da flexibilidade diária associada ao serviço, subscrito nos termos do presente procedimento.

Este procedimento é aplicável ao GTG e aos agentes de mercado, incluindo os agentes de mercado agregadores.

O presente procedimento estabelece as regras aplicáveis aos seguintes processos:

a) Oferta do serviço de flexibilidade de *linepack* por parte do GTG;

b) Subscrição e utilização do serviço de flexibilidade do *linepack* por parte dos agentes de mercado.

Os serviços de flexibilidade de *linepack* devem ser oferecidos aos agentes de mercado agregadores, pelo que os contratos de serviço de flexibilidade dos agentes de mercado agregados devem ser contabilizados de forma adicional ao limite máximo da flexibilidade diária do agente agregador

2 CONDIÇÕES DE OFERTA DO SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK*

2.1 CRITÉRIOS PARA A OFERTA DO SERVIÇO POR PARTE DO GTG

O GTG pode colocar à disposição dos agentes de mercado um serviço de flexibilidade do *linepack*, nas seguintes condições:

a) O serviço deve ser compatível com a responsabilidade de cada agente de mercado em assegurar o equilíbrio dos seus fornecimentos e consumos ao longo de cada dia gás;

- b) O serviço deve ser restringido ao *linepack* disponível na RNTG, sem prejuízo do desempenho da atividade de transporte de gás da responsabilidade do operador da rede de transporte e GTG;
- c) O operador da rede de transporte não pode celebrar quaisquer contratos com o operador do armazenamento subterrâneo de gás ou com o operador do terminal de GNL, para efeitos de prestação desse serviço;
- d) A utilização do serviço por parte dos agentes de mercado é sujeita a subscrição prévia por via de uma contratação, a qual é concretizada através de um mecanismo de leilão em plataforma de negociação própria de subscrição, tendo por base o valor de anúncio publicado anualmente pelo GTG;
- e) Pode ser estabelecida uma percentagem máxima sobre a capacidade total de subscrição por cada agente de mercado, acima da qual o agente de mercado só poderá subscrever capacidade depois de satisfeitos os pedidos de subscrição dos restantes agentes de mercado;
- f) A capacidade associada ao serviço de flexibilidade de *linepack* é oferecida no horizonte anual, cabendo ao GTG propor critérios sobre a realização processos adicionais de subscrição para horizontes mais reduzidos, baseados nos custos da realização desses processos bem como nas condições de procura do serviço e da capacidade disponível;
- g) As datas para a realização dos processos de subscrição são propostas pelo GTG.

O GTG anuncia a plataforma de negociação do serviço, bem como as regras de participação.

A capacidade a oferecer associada ao serviço de flexibilidade de *linepack*, o preço correspondente, a percentagem máxima de subscrição por um único agente de mercado, os critérios para a realização de processos adicionais de atribuição em horizontes inferiores ao anual e as datas para a realização dos processos de subscrição são propostos pelo GTG até ao dia 1 de março, previamente submetidos a uma consulta dos agentes de mercado, sendo sujeitos à aprovação pela ERSE, vigorando durante a totalidade do ano gás seguinte.

2.2 ADESÃO AO SERVIÇO

Todos os agentes de mercado utilizadores da RNTG são elegíveis para adesão ao serviço de flexibilidade do *linepack*.

3 PROCESSO DE SUBSCRIÇÃO E DE UTILIZAÇÃO DO SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK*

3.1 SUBSCRIÇÃO DO SERVIÇO

Os Agentes de Mercado enviam para a plataforma de negociação do serviço de *linepack*, em cada processo de subscrição, as suas solicitações relativamente a este serviço, sendo informados dos respetivos valores atribuídos de acordo com as datas fixadas para atribuição de capacidade.

A partir do momento em que subscreva este serviço, o Agente de Mercado ficará responsável pelo seu pagamento, no montante confirmado, de acordo com o preço resultante do processo de subscrição e restantes condições do serviço.

3.2 UTILIZAÇÃO DO SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DO *LINEPACK*

Uma vez subscrito e confirmado ao Agente de Mercado, o serviço de flexibilidade do *linepack* ficará disponível a cada agente de mercado i sob a forma do parâmetro $\text{Flex}_{i,d}^{\text{MAX}}$ que determina uma das parcelas da fórmula de apuramento dos desequilíbrios diários, conforme estabelecido no Procedimento n.º 12, sobre Apuramento de desequilíbrios diários, aplicável em cada dia do período de subscrição.

No dia seguinte ao final de um período de subscrição do serviço de flexibilidade do *linepack* por parte de um agente de mercado será registada, para efeitos do apuramento de desequilíbrio do agente de mercado, uma entrada ou uma saída na RNTG, correspondente à utilização da flexibilidade do *linepack* por esse agente de mercado no último dia de subscrição do serviço.

PROCEDIMENTO N.º 6

PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO NO DIA D-1

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento define as regras relativas à prestação de informação referente às previsões de consumos com medição não diária (MND), para o dia gás *d*.

Os valores previsionais de consumos com medição não diária são apurados pelo GTG para cada agente de mercado, sendo posteriormente atribuídos para efeitos de determinação do desequilíbrio diário, nos termos do Procedimento n.º 12, sobre Apuramento de desequilíbrios diários.

A informação a fornecer pelo GTG a cada agente de mercado agrega a respetiva carteira de compensação relativa aos consumos com MND incluindo o devido ajustamento para compensação de perdas e autoconsumos na RNDG.

Este procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNG (GTG);
- Operadores das redes de distribuição (ORD);
- Entidade Responsável pelas Previsões (ERP);
- Agentes de mercado.

O presente procedimento estabelece as regras aplicáveis aos seguintes processos:

- a) Prestação de informação por parte da ERP ao GTG relativamente aos perfis de consumo dos consumidores com MND.
- b) Prestação de informação por parte dos ORD ao GTG relativamente à composição das carteiras de compensação dos agentes de mercado, relativamente a consumos com MND, abastecidos a partir das respetivas redes de distribuição.
- c) Apuramento da previsão do consumo das carteiras de compensação dos agentes de mercado, relativamente a consumos com MND, tendo como referencial os pontos de saída da RNTG, para o dia gás *d*.

- d) Prestação de informação por parte do GTG aos agentes de mercado relativamente à previsão do consumo das respetivas carteiras de compensação, relativamente a consumos com MND, tendo como referencial os pontos de saída da RNTG, para o dia gás *d*.

2 DISPONIBILIZAÇÃO DA COMPOSIÇÃO DAS CARTEIRAS DE COMPENSAÇÃO DOS AGENTES DE MERCADO

No dia anterior ao dia gás (*d-1*), até às 09:30h, cada ORD deve fornecer ao GTG os dados de caracterização das carteiras de compensação dos agentes de mercado relativos aos consumos com MND, previstos para o dia gás *d*.

Os dados sobre as carteiras de compensação devem ser disponibilizados de forma harmonizada e deverão considerar, como detalhe mínimo, o número de pontos de medição com MND agregados por perfil consumo, nível de pressão de abastecimento e discriminação dos pontos de fornecimento da rede de distribuição [designadamente as GRMS a montante e/ou o ponto de transferência de custódia entre redes de distribuição contíguas (e interligadas) operadas por ORD distintos].

No caso de ausência da prestação informação referida (no dia *d-1*) por parte dos ORD, o GTG utilizará os dados recebidos na última atualização das carteiras de compensação dos agentes de mercado fornecida pelos ORD.

3 DISPONIBILIZAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO RELATIVOS A CONSUMIDORES COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA (MND)

No dia anterior ao dia gás (*d-1*), até às 11:00h, a ERP deve fornecer ao GTG os dados relativos aos perfis de consumo relativos a consumidores com MND, aplicáveis ao dia gás *d*.

Os perfis referidos são determinados de acordo com uma metodologia de previsão integrada no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

No caso de ausência de novos dados por parte da ERP, o GTG utilizará os dados recebidos na última prestação de informação.

4 APURAMENTO DA PREVISÃO DO CONSUMO DAS CARTEIRAS DE COMPENSAÇÃO DOS AGENTES DE MERCADO, RELATIVAMENTE A CONSUMOS COM MND

O GTG deverá determinar a previsão de consumo das carteiras de compensação dos agentes de mercado, relativamente a consumos com MND incluindo o devido ajustamento para compensação de perdas e autoconsumos na RNDG, para o dia gás d , com a seguinte desagregação:

- A jusante de cada ponto de entrega (“RDk”).
- Para as redes de distribuição de cada ORD, cujo fornecimento se processe exclusivamente a partir da RNTG (“RD”).
- Para a totalidade das redes de distribuição, compensadas a partir da RNTG (“RNDG”).

O procedimento referido é descrito pelas seguintes expressões:

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RDk,prev.} \Big|_{MND} = \sum_j N_{i,d,j}^{RDk,BP} \times P_{j,d,k} \times (1+\gamma_{RMP}) \times (1+\gamma_{RBP}) + \sum_j N_{i,d,j}^{RDk,MP} \times P_{j,d,k} \times (1+\gamma_{RMP})$$

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RD,prev.} \Big|_{MND} = \sum_k W_{i,d}^{S,RNTG,RDk,prev.} \Big|_{MND}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,prev.} \Big|_{MND} = \sum_{RD} W_{i,d}^{S,RNTG,RD,prev.} \Big|_{MND}$$

em que:

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RDk,prev.} \Big|_{MND}$$

Quantidade de gás em kWh, prevista no dia $d-1$ para o fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa a consumos com medição não diária (MND) associados à rede de distribuição k integrados na carteira de compensação do agente de mercado i , para o dia gás d .

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RD,prev.} \Big|_{MND}$$

Quantidade de gás em kWh, prevista no dia $d-1$ para o fornecimento das redes de distribuição de um ORD através da RNTG, relativa a consumos com medição não diária (MND), associados a essas redes de distribuição, integrados na carteira de compensação do agente de mercado i , para o dia gás d .

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,prev.} \Big|_{MND}$$

Quantidade de gás em kWh, prevista no dia $d-1$ para o fornecimento das redes

de distribuição ligadas à RNTG, relativa a consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de compensação do agente de mercado i , para o dia gás d .

$$N_{i,d,j}^{RDk,BP}$$

Número de pontos de medição associados ao perfil de consumo j , integrados na carteira de compensação do agente de mercado i , no dia gás d , abastecidos através da rede de distribuição k em baixa pressão (BP).

$$N_{i,d,j}^{RDk,MP}$$

Número de pontos de medição associados ao perfil de consumo j , integrados na carteira de compensação do agente de mercado i , no dia gás d , abastecidos através da rede de distribuição k em média pressão (MP).

$$P_{j,d,k}$$

Consumo diário em kWh associado ao perfil j , aplicável no dia gás d , na rede de distribuição k .

$$Y_{RBP}$$

Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo a uma rede de distribuição em baixa pressão (BP).

$$Y_{RMP}$$

Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo a uma rede de distribuição em média pressão (MP).

5 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE CARACTERIZAÇÃO DE CONSUMOS

No dia anterior ao dia gás ($d-1$), até às 12:00h, o GTG deve comunicar aos agentes de mercado a previsão do total dos seus consumos com MND, relativa ao dia gás d . $[W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,prev.}|_{MND}]$

6 ATRIBUIÇÃO DE QUANTIDADES

Para efeitos de apuramento do desequilíbrio diário são atribuídos aos agentes de mercado, como consumos com MND no dia gás d , as previsões que lhes sejam previamente comunicadas pelo GTG no dia anterior (dia $d-1$), designadamente:

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,atrib.}|_{MND} = W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,prev.}|_{MND}$$

em que:

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,atrib.} \Big|_{MND}$$

Quantidade de gás em kWh, atribuída aos consumos com medição não diária (MND) da carteira de compensação do agente de mercado i, no dia gás d.

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,prev.} \Big|_{MND}$$

Quantidade de gás em kWh, prevista no dia d-1 para o fornecimento das redes de distribuição ligadas à RNTG, relativa a consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de compensação do agente de mercado i, para o dia gás d.

PROCEDIMENTO N.º 7

NOMEAÇÕES, RENOMEAÇÕES, PRÉ-NOTIFICAÇÕES, NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento define as regras relativas à submissão de nomeações, renomeações, pré-notificações e notificações de transação, a realizar pelos agentes de mercado ou em seu nome, bem como a posterior confirmação de quantidades, a realizar pelo GTG.

Este procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNG;
- Operador do terminal de GNL;
- Operador do armazenamento subterrâneo de gás;
- Agentes de Mercado;
- Operadores de plataformas de negociação;
- Entidade de contraparte central.

2 REGRAS GERAIS APLICÁVEIS A NOMEAÇÕES E RENOMEAÇÕES

Os agentes de mercado utilizadores das infraestruturas da RNTIAT são obrigados a participar nos processos de nomeação, nos termos dos art.º 14.º a 18.º do ROI.

As nomeações e renomeações devem ser submetidas pelos agentes de mercado ao GTG, bem como ao operador do terminal de GNL e ao operador do armazenamento subterrâneo de gás caso incluam os pontos de ligação entre a RNTG e as referidas infraestruturas, devendo conter as seguintes informações:

- a) A identificação do agente de mercado utilizador da infraestrutura;
- b) A identificação da contraparte do agente de mercado, nos casos específicos de nomeações e renomeações sujeitas a *matching* de capacidade;
- c) O tipo de nomeação pretendida pelo agente de mercado (simples ou dupla) nos casos específicos de nomeações e renomeações sujeitas a *matching* de capacidade;

- d) A identificação do ponto relevante;
- e) O sentido do fluxo de gás, caso se trate de um ponto bidirecional;
- f) O dia gás respetivo;
- g) A quantidade de gás a transportar, em kWh/d ou em kWh/h nos casos específicos do fornecimento de consumos com medição intradiária (MI) ou das injeções de produtores na RNTG.

2.1 NOMEAÇÕES

No dia anterior ao dia gás ($d-1$), até às 13:00h, cada agente de mercado deverá enviar ao GTG, bem como ao operador do terminal de GNL e ao operador do armazenamento subterrâneo de gás caso se incluam os pontos de ligação entre a RNTG e as referidas infraestruturas, as nomeações para o dia gás d , com a seguinte desagregação:

- a) A quantidade de gás, em kWh, solicitada para cada interligação internacional, referindo explicitamente o sentido do fluxo de gás.
- b) A quantidade de gás, em kWh, solicitada para a ligação entre o terminal de GNL e a RNTG, referindo explicitamente o sentido do fluxo de gás.
- c) A quantidade de gás, em kWh, solicitada para a ligação entre o armazenamento subterrâneo de gás e a RNTG, referindo explicitamente o sentido do fluxo de gás.
- d) A quantidade de gás, em kWh, solicitada individualmente para cada ligação entre a RNTG e os consumidores abastecidos em alta pressão (com MI), com detalhe horário.
- e) A quantidade de gás, em kWh, solicitada individualmente para cada ligação entre a RNTG e os produtores ligados em alta pressão (com MI), com detalhe horário.

No caso das estações de receção de gás ligadas à RNTG, cabe ao respetivo operador a comunicação ao GTG das nomeações de injeção em cada ponto de ligação, por agente de mercado, com detalhe horário.

Os valores das quantidades nomeadas não poderão exceder a capacidade disponível para fins comerciais anunciada para cada ponto relevante da RNTG pelo GTG.

Sem prejuízo dos termos e condições específicas aplicáveis à utilização de capacidades interruptíveis no horizonte intradiário, os valores das quantidades nomeadas não poderão exceder os valores de capacidades contratadas em cada ponto relevante da RNTG.

Os agentes de mercado que pretendam nomear capacidade para fornecimento de consumos com medição intradiária (MI) estão obrigados a apresentar as quantidades indicativas (em kWh) do consumo horário expectável nos respetivos pontos de saída da rede de transporte.

Os agentes de mercado que pretendam nomear capacidade para injeção de gás na rede, de produtores ligados na rede de transporte com medição intradiária (MI), estão obrigados a apresentar as quantidades indicativas (em kWh) da produção horária expectável nos respetivos pontos de entrada na rede de transporte.

2.2 RENOMEAÇÕES

As renomeações são os processos através dos quais os agentes de mercado submetem alterações a nomeações ou renomeações previamente confirmadas pelo GTG como válidas e, como tal, integradas no Programa de Operação.

As renomeações devem estar sujeitas ao mesmo detalhe das nomeações, em particular a desagregação referida no ponto 2.1 do presente procedimento.

Os agentes de mercado podem submeter renomeações para o dia gás d , durante o intervalo de tempo que se inicia às 15:00h do dia anterior ao dia gás ($d-1$) até às 02:00h do dia gás d , com efeitos duas horas após a hora certa posterior à submissão da renomeação.

Cada renomeação deve respeitar a capacidade atribuída ao agente de mercado, observada a respetiva exequibilidade no período remanescente do dia gás para o qual tem efeitos, nas seguintes condições:

- Não pode indicar quantidade inferior à proporção da quantidade confirmada no período desde o início do dia gás e até à hora em que produza efeitos;
- Não pode indicar quantidade superior à proporção dos respetivos direitos de utilização de capacidade no período a partir da hora em que produz efeitos e até final do dia gás.

2.3 CONFIRMAÇÃO DE QUANTIDADES NOMEADAS E RENOMEADAS

A confirmação de quantidades é o processo através do qual o GTG integra as nomeações e renomeações no Programa de Operação, dando conhecimento aos agentes de mercado que as mesmas foram aceites e programadas para o dia gás *d*.

No processo de confirmação de quantidades nomeadas ou renomeadas, o GTG e eventualmente os operadores do terminal de GNL e armazenamento subterrâneo de gás, apenas considerarão a última nomeação ou renomeação submetida pelos agentes de mercado.

CONFIRMAÇÃO DE NOMEAÇÕES

No dia anterior ao dia gás (*d-1*), até às 15:00h, o GTG procede à comunicação aos agentes de mercado das quantidades confirmadas resultantes das respetivas nomeações recebidas para o dia gás *d*.

CONFIRMAÇÃO DE RENOMEAÇÕES

Até 2 horas após a hora certa posterior à submissão da renomeação, o GTG procede à comunicação aos agentes de mercado das quantidades confirmadas resultantes das respetivas renomeações recebidas para o dia gás *d*.

2.4 REJEIÇÃO DE NOMEAÇÕES E RENOMEAÇÕES

O GTG poderá rejeitar, total ou parcialmente, nomeações e renomeações nas seguintes situações:

- a) Não sejam apresentadas nos prazos estabelecidos em 2.1 e 2.2 do presente procedimento;
- b) Não integrem toda a informação relevante referida nos termos do presente procedimento;
- c) Não identifiquem a contraparte ou se verifiquem situações de incoerência nos casos específicos de nomeações e renomeações sujeitas a *matching* de capacidade;
- d) A capacidade solicitada exceda a capacidade contratada;
- e) A aceitação da nomeação ou renomeação diária resulte num caudal de nomeação implícito negativo;

- f) As capacidades solicitadas tenham sido contratadas em regime interruptível, estando a regra de interruptibilidade estabelecida no Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas do SNG (MPAI);
- g) A atribuição de capacidade esteja sujeita à aplicação de um Mecanismo de Gestão de Congestionamentos estabelecido nos termos do Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas do SNG (MPAI);
- h) A renomeação indique quantidade que não permita a respetiva exequibilidade no período remanescente do dia gás para o qual tem efeitos, nas condições referidas em 2.2.
- i) A nomeação ou renomeação for inconsistente com as existências de gás de cada agente de mercado nas infraestruturas, designadamente para o terminal de GNL e para o armazenamento subterrâneo de gás, considerando ainda as existências cativadas nos termos do Procedimento n.º 22.

Caso uma nomeação ou renomeação seja rejeitada parcialmente, em particular nos casos c), d), f), g) e i), o GTG confirmará a quantidade máxima que, conforme o caso, seja possível integrar no Programa de Operação.

No caso de uma renomeação ser rejeitada integralmente [casos a), b) e e)], o GTG irá considerar a última quantidade confirmada ao agente de mercado para o dia gás d , caso exista.

3 DISPOSIÇÕES ESPECÍFICAS APLICÁVEIS AO VIP IBÉRICO

No caso das nomeações ou renomeações para o VIP Ibérico, estas encontram-se sujeitas a processo de *matching* de capacidades a realizar conjuntamente com o operador de rede de transporte do sistema gasista espanhol.

Estas nomeações ou renomeações serão necessariamente de um dos dois tipos seguidamente descritos, consoante a opção a tomada por cada agente de mercado:

- a) As de tipo duplo, que correspondem a nomeações ou renomeações em que, independentemente de se tratar da utilização de capacidade harmonizada ou não harmonizada, o agente de mercado apresenta duas nomeações ou renomeações equivalentes, enviadas em simultâneo para o GTG e para o operador da rede de transporte do sistema gasista espanhol.

- b) Havendo discrepâncias nos valores apresentados, será confirmada a menor quantidade apresentada (*lesser value rule*).
- c) As de tipo simples, que correspondem a nomeações ou renomeações em que, sendo o agente de mercado utilizador da rede de transporte em ambos os lados da interligação, poderão somente ser submetidas nomeações ou renomeações ao GTG, independentemente de se tratar da utilização de capacidade harmonizada ou de capacidade não harmonizada. Assim, não se torna necessário enviar qualquer nomeação ou renomeação equivalente ao operador de rede de transporte do sistema gasista espanhol.
- d) Neste caso, a quantidade da nomeação apresentada ao GTG, como nomeação de tipo simples, não ficará sujeita à aplicação da *lesser value rule*.

No caso de comunicações de utilização de capacidade no âmbito de mecanismos de atribuição implícita, estas serão comunicadas pelos operadores do mercado organizado no âmbito de Procedimento específico.

4 REGRAS GERAIS APLICÁVEIS A PRÉ-NOTIFICAÇÕES E NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO

Para efeitos de balanço, as transações de gás são associadas ao ponto onde ocorre a transferência física de gás nas infraestruturas da RNTIAT, sendo considerados os seguintes casos:

- a) Intercâmbio no VTP, com efeito nos fornecimentos e/ou consumos (na RNTG) dos agentes de mercado intervenientes na transação.
- b) Intercâmbio no armazenamento subterrâneo de gás, com efeito nas existências individuais na referida infraestrutura dos agentes de mercado intervenientes na transação.
- c) Intercâmbio no terminal de GNL, com efeito nas existências individuais na referida infraestrutura dos agentes de mercado intervenientes na transação.

4.1 NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO NO ÂMBITO DE CONTRATOS BILATERAIS

As notificações de transação são realizadas, no caso de as transações ocorrerem no âmbito de contratos bilaterais, de acordo com o Procedimento n.º 16.

4.2 PRÉ-NOTIFICAÇÕES E NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO EM PLATAFORMAS DE NEGOCIAÇÃO

O operador da plataforma de negociação é responsável pela comunicação ao GTG das pré-notificações e notificações de transações no VTP na plataforma de negociação, relativas às transações dos produtos negociados nessa plataforma que não sejam compensados por entidade de contraparte central.

A entidade de contraparte central é responsável pelas notificações relativas a transações dos produtos por si compensados.

Entende-se por pré-notificação o envio da informação relativa ao saldo da energia resultante das transações de compra e venda de gás, realizadas nas Sessões de Negociação desse dia, para cada dia gás posterior ao dia gás em curso, por agente de mercado, na plataforma de negociação.

Entende-se por notificação o envio da informação relativa ao saldo da energia resultante das transações com entrega no dia seguinte de gás, que incluem para cada dia a soma de todas as energias correspondentes às transações de compra e de venda com entrega em tal dia, bem como, para os produtos intradiários, o saldo da energia resultante das transações desses produtos.

Nos casos em que se verifique a perda de autorização para a realização de vendas de um agente de mercado, os saldos das pré-notificações que tenham sido comunicados antes dessa perda de autorização ter ocorrido são integrados na notificação, não podendo ser rejeitas pelo GTG.

O GTG e o operador da plataforma de negociação podem acordar um aumento da frequência do envio das notificações e pré-notificações, nomeadamente, associado ao aumento da frequência da verificação da posição do agente de mercado prevista no Procedimento n.º 21.

PROCEDIMENTO N.º 8

ATUALIZAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA NO DIA GÁS

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente Procedimento define as regras sobre a prestação de informação relativa a fornecimentos e consumos com medição intradiária (MI), no dia gás *d*.

No que respeita a fornecimentos e consumos com medição intradiária na RNTG, nos casos em que as atribuições aos agentes de mercado sejam diferentes das quantidades confirmadas, estabelecidas de acordo com as regras previstas no Procedimento n.º 7, sobre Nomeações, renomeações, pré-notificações, notificações de transação, o GTG deverá monitorizar o desvio dos fluxos reais face às quantidades confirmadas. Estes desvios deverão ser comunicados aos agentes de mercado, tendo a designação de atualizações dos fornecimentos (dos produtores) e consumos com MI no dia gás.

As quantidades atualizadas dos fornecimentos e consumos com MI são atribuídas pelo GTG a cada agente de mercado para efeitos de determinação do desequilíbrio diário, nos termos do Procedimento n.º 12, sobre Apuramento de desequilíbrios diários.

Este procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNG;
- Agentes de mercado.

2 ATUALIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS DE MEDIÇÃO INTRADIÁRIA

No dia gás *d*, em três momentos distintos, o GTG deve comunicar aos agentes de mercado as atualizações dos fornecimentos (de produtores) e consumos de medição intradiária das respetivas carteiras de compensação.

No caso das estações de receção de gás comprimido ligadas à RNTG, a atualização de fornecimentos resulta da repartição realizada pelo operador da infraestrutura.

As atualizações devem ter o seguinte detalhe:

- a) Os valores dos fluxos de gás medidos desde o início do dia gás, por agente de mercado e por ponto de fornecimento ou de consumo;
- b) Os desvios entre os fluxos de gás medidos e as respetivas quantidades confirmadas no mesmo período, por agente de mercado e por ponto de fornecimento ou de consumo.

No caso de ausência de dados disponíveis o GTG poderá comunicar aos agentes de mercado estimativas, as quais deverão obedecer ao estabelecido no Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados.

A comunicação das atualizações por parte do GTG aos agentes de mercado, no dia gás d , deve cumprir, pelo menos, o agendamento seguinte:

- a) Até às 13:00h, relativamente aos dados do período até às 10:00h do dia gás (D);
- b) Até às 20:00h, relativamente aos dados do período até às 17:00h do dia gás (D);
- c) Até às 01:00h, relativamente aos dados do período até às 22:00h do dia gás (D).

2.1 PRIMEIRA ATUALIZAÇÃO

Os desvios por ponto de consumo obedecem à seguinte fórmula:

$$D_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{10:00,MI}^{05:00} = W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{10:00,MI}^{05:00} - W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP,conf.} \Big|_{10:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$$D_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{10:00,MI}^{05:00}$$

Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 10:00h, referente ao ponto de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{10:00,MI}^{05:00}$$

Quantidade de gás em kWh, medida no intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 10:00h, no ponto de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP,conf.} \Big|_{10:00,MI}^{05:00}$$

Quantidade de gás em kWh, confirmada para o intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 10:00h, no ponto de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

O desvio acumulado do agente de mercado às 10:00h do dia gás d , relativo a consumos com MI, equivale à agregação da sua carteira de compensação, de acordo com a seguinte fórmula:

$$D_{i,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{10:00,MI}^{05:00} = \sum_n D_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{10:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$$D_{i,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{10:00,MI}^{05:00}$$

Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 10:00h, referente aos consumos com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$D_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{10:00,MI}^{05:00}$$

Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 10:00h, referente ao ponto de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

Os desvios por ponto de produção são calculados de forma análoga aos pontos de consumo.

2.2 SEGUNDA ATUALIZAÇÃO

Os desvios por ponto de consumo obedecem à seguinte fórmula:

$$D_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{17:00,MI}^{05:00} = W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{17:00,MI}^{05:00} - W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP,conf.} \Big|_{17:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$$D_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{17:00,MI}^{05:00}$$

Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 17:00h, referente ao ponto

de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{17:00,MI}^{05:00}$$

Quantidade de gás em kWh, medida no intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 17:00h, no ponto de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP,conf.} \Big|_{17:00,MI}^{05:00}$$

Quantidade de gás em kWh, confirmada para o intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 17:00h, no ponto de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

O desvio acumulado do agente de mercado às 17:00h do dia gás d , relativo a consumos com MI, equivale à agregação da sua carteira de compensação, de acordo com a seguinte fórmula:

$$D_{i,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{17:00,MI}^{05:00} = \sum_n D_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{17:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$$D_{i,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{17:00,MI}^{05:00}$$

Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 17:00h, referente aos consumos com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$D_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{17:00,MI}^{05:00}$$

Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 17:00h, referente ao ponto de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

Os desvios por ponto de produção são calculados de forma análoga aos pontos de consumo.

2.3 TERCEIRA ATUALIZAÇÃO

Os desvios por ponto de consumo obedecem à seguinte fórmula:

$$D_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{22:00,MI}^{05:00} = W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{22:00,MI}^{05:00} - W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP,conf.} \Big|_{22:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$$D_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{22:00,MI}^{05:00}$$

Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 22:00h, referente ao ponto de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{22:00,MI}^{05:00}$$

Quantidade de gás em kWh, medida no intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 22:00h, no ponto de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP,conf.} \Big|_{22:00,MI}^{05:00}$$

Quantidade de gás em kWh, confirmada para o intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 22:00h, no ponto de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

O desvio acumulado do agente de mercado às 22:00h do dia gás d , relativo a consumos com MI, equivale à agregação da sua carteira de compensação, de acordo com a seguinte fórmula:

$$D_{i,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{22:00,MI}^{05:00} = \sum_n D_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{22:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$$D_{i,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{22:00,MI}^{05:00}$$

Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 22:00h, referente aos consumos com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$D_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{22:00,MI}^{05:00}$$

Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás d e as 22:00h, referente ao ponto de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

Os desvios por ponto de produção são calculados de forma análoga aos pontos de consumo.

2.4 ATUALIZAÇÕES COMPLEMENTARES

O GTG desenvolve os seus melhores esforços para proporcionar aos agentes de mercado atualizações horárias dos fornecimentos e consumos com MI, durante o dia gás. Para efeitos de validação dos dados devem observar-se os valores da mais recente atualização intradiária referida nos pontos anteriores.

3 ATRIBUIÇÃO DE QUANTIDADES

Para efeitos do apuramento do desequilíbrio diário é atribuída aos agentes de mercado, como fornecimentos e consumos com MI no dia gás d , a soma das quantidades medidas em cada ponto de produção ou de consumo da carteira de compensação do agente de mercado.

No caso das estações de receção de gás ligadas à RNTG, o apuramento do desequilíbrio diário de cada agente de mercado considera os fornecimentos com MI no dia gás d , resultantes da repartição de injeções por ponto de ligação apurada pelo respetivo operador.

PROCEDIMENTO N.º 9

REPARTIÇÕES

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir a metodologia aplicável aos processos de repartição, ou seja, a atribuição a cada agente de mercado das quantidades de gás, em termos energéticos, veiculadas nos pontos relevantes das infraestruturas do SNG.

O presente procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNG;
- Operadores das redes de distribuição (ORD);
- Operador do terminal de GNL;
- Operador do armazenamento subterrâneo de gás;
- Agentes de mercado.

2 PROCESSOS E CRITÉRIOS DE EXECUÇÃO DAS REPARTIÇÕES

O processo de repartições deverá ser realizado tendo por base a metodologia descrita neste Manual, no respeito pelos princípios de objetividade, transparência e não discriminação, destinando-se ao apuramento de eventuais desequilíbrios individuais nas infraestruturas da RNTIAT.

Compete aos operadores das infraestruturas do SNG comunicar ao GTG, em tempo útil, qualquer anomalia detetada nas suas infraestruturas, em particular nos seus pontos de medição, que comprometa a fiabilidade do processo de repartições e balanços.

3 REPARTIÇÕES NA RNTG

Para a RNTG devem ser objeto de repartição as quantidades de gás, em termos energéticos, veiculadas através dos seguintes pontos relevantes:

- a) As interligações entre a RNTG e a rede de transporte de gás espanhola;
- b) A ligação entre a RNTG e o terminal de GNL;

- c) As ligações entre a RNTG e a RNDG;
- d) As ligações entre a RNTG e as instalações de consumidores ligados em alta pressão;
- e) As ligações entre a RNTG e as instalações de produtores ligados em alta pressão;
- e)f) As ligações entre a RNTG e as estações de receção de gás;
- f)g) A ligação entre a RNTG e o armazenamento subterrâneo de gás.

3.1 PONTOS DE INTERLIGAÇÃO

Os pontos de interligação de Campo Maior e Valença do Minho poderão ser considerados pontos de entrada ou de saída da RNTG, dependendo do sentido do fluxo do gás. A repartição nestes pontos é efetuada nos termos e nos horários estabelecidos no Acordo de Interligações com o Operador do sistema gasista espanhol.

No processo de repartição serão atribuídas aos agentes de mercado as quantidades confirmadas pelo GTG nos processos de nomeação/renomeação estabelecidos no Procedimento n.º 7, sobre Nomeações, renomeações, pré-notificações, notificações de transação.

O procedimento de repartição referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_{i,d}^{E,RNTG,IP} = W_{i,d}^{E,RNTG,IP,conf.}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTG,IP} = W_{i,d}^{S,RNTG,IP,conf.}$$

em que, para cada dia gás d :

$$W_{i,d}^{E,RNTG,IP}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNTG através das interligações, relativa ao agente de mercado i .

$$W_{i,d}^{S,RNTG,IP}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente à saída da RNTG através das interligações, relativa ao agente de mercado i .

$$W_{i,d}^{E,RNTG,IP,conf.}$$

Quantidade de gás, em kWh, confirmada ao agente de mercado i para o fornecimento da RNTG através das interligações.

$W_{i,d}^{S,RNTG,IP,conf.}$

Quantidade de gás, em kWh, confirmada ao agente de mercado i para a saída da RNTG através das interligações.

A diferença, em termos energéticos, entre a quantidade total de gás medida nas interligações e a agregação das quantidades confirmadas aos agentes de mercado é atribuída à movimentação do gás de operação, de acordo com a expressão seguinte:

$$W_{GO,d}^{E,RNTG,IP} = W_d^{E,RNTG,IP} - \left(\sum_i W_{i,d}^{E,RNTG,IP} - \sum_i W_{i,d}^{S,RNTG,IP} \right)$$

em que, para cada dia gás d :

 $W_{GO,d}^{E,RNTG,IP}$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNTG através das interligações, relativa à movimentação do gás de operação.

 $W_d^{E,RNTG,IP}$

Quantidade de gás, em kWh, veiculada nas interligações, convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTG através das interligações. Caso o fluxo seja o de saída de gás nas interligações o termo é negativo.

 $W_{i,d}^{E,RNTG,IP}$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNTG através das interligações, relativa ao agente de mercado i .

 $W_{i,d}^{S,RNTG,IP}$

Quantidade de gás, em kWh, referente à saída da RNTG através das interligações, relativa ao agente de mercado i .

O termo referente à movimentação do gás de operação para fornecimento da RNTG através das interligações, no dia gás d ($W_{GO,d}^{E,RNTG,IP}$), poderá ter um valor positivo ou negativo, conforme a quantidade medida para fornecimento da RNTG através das interligações seja superior ou inferior à agregação das quantidades atribuídas aos agentes de mercado para o dia gás d .

3.2 LIGAÇÃO ENTRE A RNTG E O TERMINAL DE GNL

No ponto de ligação entre o terminal de GNL e a RNTG são atribuídos aos agentes de mercado as quantidades confirmadas pelo GTG nos processos de nomeação/renomeação estabelecidos no Procedimento n.º 7, sobre Nomeações, renomeações, pré-notificações, notificações de transação.

O procedimento de repartição referido é descrito pelas seguintes expressões:

$$W_{i,d}^{E,RNTG,TRAR} = W_{i,d}^{E,RNTG,TRAR,conf.}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTG,TRAR} = W_{i,d}^{S,RNTG,TRAR,conf.}$$

em que, para cada dia gás d :

$W_{i,d}^{E,RNTG,TRAR}$	Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNTG através do terminal de GNL, relativa ao agente de mercado i .
$W_{i,d}^{S,RNTG,TRAR}$	Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento do terminal de GNL a partir da RNTG (em contra fluxo), relativa ao agente de mercado i .
$W_{i,d}^{E,RNTG,TRAR,conf.}$	Quantidade de gás, em kWh, confirmada ao agente de mercado i para o fornecimento da RNTG através do terminal de GNL.
$W_{i,d}^{S,RNTG,TRAR,conf.}$	Quantidade de gás, em kWh, confirmada ao agente de mercado i para o fornecimento do terminal de GNL a partir da RNTG (em contra fluxo).

A diferença, em termos energéticos, entre a quantidade total de gás medida na interface do terminal de GNL e a RNTG e a agregação das quantidades atribuídas aos agentes de mercado é atribuída à movimentação do gás de operação, de acordo com a expressão seguinte:

$$W_{GO,d}^{E,RNTG,TRAR} = W_d^{E,RNTG,TRAR} - \left(\sum_i W_{i,d}^{E,RNTG,TRAR} - \sum_i W_{i,d}^{S,RNTG,TRAR} \right)$$

em que, para cada dia gás d :

$W_{GO,d}^{E,RNTG,TRAR}$	Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNTG através do terminal de GNL, relativa à movimentação do gás de operação.
--------------------------	--

$W_d^{E,RNTG,TRAR}$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNTG através do terminal de GNL.

 $W_{i,d}^{E,RNTG,TRAR}$

Quantidade de gás, em kWh, confirmada ao agente de mercado i para o fornecimento da RNTG através do terminal de GNL.

 $W_{i,d}^{S,RNTG,TRAR}$

Quantidade de gás, em kWh, confirmada ao agente de mercado i para o fornecimento do terminal de GNL a partir da RNTG (em contra fluxo).

O termo referente à movimentação do gás de operação ($W_{GO,d}^{E,RNTG,TRAR}$) poderá ter um valor positivo ou negativo, conforme as quantidades medidas na interface entre o terminal de GNL e a RNTG sejam superiores ou inferiores à agregação das quantidades atribuídas aos agentes de mercado para o dia gás d .

Até às 13:00h do dia gás $d+1$, o GTG deverá receber do operador do terminal de GNL a quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento da RNTG através do terminal de GNL, no dia gás d .

3.3 LIGAÇÕES ENTRE A RNTG E A RNDG

Para as redes de distribuição em anel, fornecidas a partir de dois ou mais pontos de ligação entre a RNTG e a RNDG, a repartição será efetuada tendo por base o somatório das quantidades de energia medidas em cada uma das GRMS em causa.

3.3.1 ENVIO DE INFORMAÇÃO RELATIVA À REPARTIÇÃO DIÁRIA

Até às 10:30 do dia gás $d+1$, o GTG disponibilizará a cada ORD as quantidades de energia e os valores de poder calorífico superior e de densidade relativa médios apurados nas GRMS que fornecem as suas redes de distribuição, referentes ao dia gás d .

Até às 12:00h do dia gás $d+1$, os ORD deverão disponibilizar ao GTG as quantidades de energia apuradas nos pontos de medição dos consumidores com medição diária, incluindo a aplicação dos fatores de ajustamento de perdas e autoconsumos aplicáveis, e as quantidades de energia apuradas nos pontos de entrega de produtores e nas estações de receção de gás ligadas à RNDG. Para cada ponto de consumo e de produção serão detalhados os seguintes aspetos:

- O agente de mercado detentor da carteira de compensação onde se integra o ponto de medição, no dia gás d ;
- O agente de mercado que corresponde à repartição da injeção da estação de receção de gás, no dia gás d ;
- A GRMS a montante que fornece a rede de distribuição onde se integra o ponto de medição;
- A indicação se o apuramento da energia veiculada no ponto de medição, no dia gás d , se deve a uma medição ou a uma estimativa;
- A agregação das quantidades de energia apuradas nos pontos de medição de um mesmo consumidor ou produtor, numa mesma localização.

Para efeitos de garantir a correta aquisição de dados de medição, os ORD deverão proceder à validação desses dados tendo em consideração os dados de medição nos pontos de consumo e nos pontos de injeção de produtores, os fatores de perdas e autoconsumos e as quantidades de energia medidas à entrada da rede de distribuição.

Na repartição das injeções na RNDG a partir das estações de receção de gás, os ORD devem validar que a agregação das repartições no dia gás d para os agentes de mercado utilizadores da cada infraestrutura corresponde às quantidades de energia medidas à entrada da rede de distribuição.

A repartição das quantidades de energia atribuídas aos agentes de mercado nos pontos de ligação entre a RNTG e a RNDG será determinada pelo GTG de acordo com a seguinte metodologia:

- a) Para cada agente de mercado, a jusante de cada GRMS, deverão ser agregadas as quantidades de energia apuradas nos pontos de medição dos consumidores com medição diária integrados na sua carteira de compensação, devidamente ajustados para os referenciais de entrada da rede de distribuição, através da aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RDk}|_{MD} = \sum_n W_{i,n,d}^{RDk,BP}|_{MD} \times (1+\gamma_{RMP}) \times (1+\gamma_{RBP}) + \sum_m W_{i,m,d}^{RDk,MP}|_{MD} \times (1+\gamma_{RMP})$$

em que, para cada dia gás d :

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RDk} \Big|_{MD}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa a consumos com medição diária (MD) associados à rede de distribuição k integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,n,d}^{RDk,BP} \Big|_{MD}$$

Quantidade de gás, em kWh, apurada no ponto de medição n com medição diária (MD), abastecido através da rede de distribuição k em baixa pressão (BP), integrada na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,m,d}^{RDk,MP} \Big|_{MD}$$

Quantidade de gás, em kWh, apurada no ponto de medição m com medição diária (MD), abastecido através da rede de distribuição k em média pressão (MP), integrada na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$\gamma_{RBP}$$

Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo a uma rede de distribuição em baixa pressão (BP).

$$\gamma_{RMP}$$

Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo a uma rede de distribuição em média pressão (MP).

- b) A quantidade total de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa a consumos com medição diária (MD), para o dia gás d , corresponde ao somatório das quantidades de gás, em termos energéticos, referentes aos consumos com MD na rede de distribuição k integrados nas carteiras de compensação dos agentes de mercado, para o dia gás d .

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_d^{S,RNTG,RDk} \Big|_{MD} = \sum_i W_{i,d}^{S,RNTG,RDk} \Big|_{MD}$$

em que, para cada dia gás d :

$$W_d^{S,RNTG,RDk} \Big|_{MD}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa a consumos com medição diária (MD).

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RDk} \Big|_{MD}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa a consumos com medição diária (MD) associados à rede de distribuição k integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

- c) Para cada agente de mercado, a jusante de cada GRMS, deverão ser agregadas as quantidades de energia apuradas nos pontos de medição dos produtores e atribuídas nos pontos de ligação à rede das estações de receção de gás, integrados na sua carteira de compensação.

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_{i,d}^{E,RNTG,RDk} \Big|_{Prod} = \sum_i W_{i,n,d}^{RDk} \Big|_{ProdLig} + \sum_i W_{i,n,d}^{RDk} \Big|_{ERG}$$

em que, para cada dia gás d :

$$W_{i,d}^{E,RNTG,RDk} \Big|_{Prod}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através de injeções de produtores e estações de receção de gás ligados nessa rede, integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,n,d}^{RDk} \Big|_{ProdLig}$$

Quantidade de gás, em kWh, apurada no ponto de medição n de produtor ligado na rede de distribuição k , integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,n,d}^{RDk} \Big|_{ERG}$$

Quantidade de gás, em kWh, apurada no ponto de medição n de uma estação de receção de gás ligada na rede de distribuição k , atribuída à carteira de compensação do agente de mercado i .

- d) A quantidade total de gás, em termos energéticos, referente à injeção na rede de distribuição k a partir de pontos de produção ou estações de receção de gás, para o dia gás d , corresponde ao somatório das quantidades de gás, em termos energéticos, referentes às injeções de produtores e estações de receção de gás na rede de distribuição k , integrados nas carteiras de compensação dos agentes de mercado, para o dia gás d .

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_d^{E,RNTG,RDk}|_{Prod} = \sum_i W_{i,d}^{E,RNTG,RDk}|_{Prod}$$

em que, para cada dia gás d :

$W_d^{E,RNTG,RDk}|_{Prod}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através de injeções de produtores e estações de receção de gás ligados nessa rede.

$W_{i,d}^{E,RNTG,RDk}|_{Prod}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através de injeções de produtores e estações de receção de gás ligados nessa rede, integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

- e) A quantidade de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa a consumos com medição não diária (MND), para o dia gás d , é obtida através da diferença entre a quantidade total de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG ou de produtores ligados nessa rede de distribuição, para o dia gás d , e a quantidade de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, atribuída aos consumos com medição diária (MD), para o dia gás d .

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_d^{S,RNTG,RDk}|_{MND} = W_d^{S,RNTG,RDk} + W_d^{E,RNTG,RDk}|_{Prod} - W_d^{S,RNTG,RDk}|_{MD}$$

em que, para cada dia gás d :

$W_d^{S,RNTG,RDk}|_{MND}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa a consumos com medição não diária (MND).

$W_d^{S,RNTG,RDk}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, medida no ponto de saída da RNTG.

$W_d^{E,RNTG,RDk}|_{Prod}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através de injeções de produtores ligados nessa rede.

$$W_d^{S,RNTG,RDk} \Big|_{MD}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa a consumos com medição diária (MD).

- f) Uma vez apurada a quantidade de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, atribuída aos consumos com medição não diária (MND), para o dia gás d , a sua repartição pelos agentes de mercado é feita na proporção das quantidades previstas no dia gás $d-1$ pelo GTG, conforme estabelecido no Procedimento n.º 6, sobre Prestação de informação no dia $d-1$.

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RDk} \Big|_{MND} = \frac{W_{i,d}^{S,RNTG,RDk,prev.} \Big|_{MND}}{\sum_i W_{i,d}^{S,RNTG,RDk,prev.} \Big|_{MND}} \cdot W_d^{S,RNTG,RDk} \Big|_{MND}$$

em que, para cada dia gás d :

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RDk} \Big|_{MND}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa aos consumos com medição não diária (MND) associados à rede de distribuição k integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RDk,prev.} \Big|_{MND}$$

Quantidade de gás, em kWh, prevista no dia $d-1$ para o fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa a consumos com medição não diária (MND) associados à rede de distribuição k integrados na carteira de compensação do agente de mercado i . [ver Procedimento n.º 6, sobre Prestação de informação no dia $d-1$]

$$W_d^{S,RNTG,RDk} \Big|_{MND}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa a consumos com medição não diária (MND).

Até ao final do dia gás $d+1$, o GTG disponibilizará a cada ORD as repartições diárias pelos agentes de mercado dos consumos de medição não diária na RNDG.

- g) Nos casos em que na rede de distribuição k não existam consumos com medição não diária (MND), a diferença entre a quantidade total de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento à rede

de distribuição k através da RNTG ou de produtores ligados nessa rede de distribuição, para o dia gás d , e a quantidade de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento pela rede de distribuição k , relativa aos consumos com medição diária (MD), para o dia gás d , é atribuída à movimentação do gás de operação.

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_{GO,d}^{S,RNTG,RDk} = W_d^{S,RNTG,RDk} + W_d^{E,RNTG,RDk} \Big|_{Prod} - W_d^{S,RNTG,RDk} \Big|_{MD}$$

em que, para cada dia gás d :

$$W_{GO,d}^{S,RNTG,RDk}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa à movimentação do gás de operação.

$$W_d^{S,RNTG,RDk}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, medida no ponto de saída da RNTG.

$$W_d^{E,RNTG,RDk} \Big|_{Prod}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através de injeções de produtores ligados nessa rede.

$$W_d^{S,RNTG,RDk} \Big|_{MD}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de MD distribuição k através da RNTG, relativa a consumos com medição diária (MD).

- h) Para efeitos de apuramento do desequilíbrio diário são atribuídos aos agentes de mercado, como consumos com MD no dia gás d , os consumos comunicados pelos ORD ao GTG no dia $d+1$ uma vez agregados e ajustados para o referencial de saída da RNTG, conforme referido em a).

O procedimento referido é descrito pelas seguintes expressões:

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,atrib.} \Big|_{MD} = W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG} \Big|_{MD}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG} \Big|_{MD} = \sum_{RD} W_{i,d}^{S,RNTG,RD} \Big|_{MD}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RD}|_{MD} = \sum_k W_{i,d}^{S,RNTG,RDk}|_{MD}$$

em que, para cada dia gás d :

$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,atrib.}|_{MD}$ Quantidade de gás, em kWh, atribuída aos consumos com medição diária (MD) da carteira de compensação do agente de mercado i .

$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG}|_{MD}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento das redes de distribuição ligadas à RNTG, relativa a consumos com medição diária (MD) integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

$W_{i,d}^{S,RNTG,RD}|_{MD}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD através da RNTG, relativa a consumos com medição diária (MD) associados a essa rede de distribuição integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

$W_{i,d}^{S,RNTG,RDk}|_{MD}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa a consumos com medição diária (MD) associados à rede de distribuição k integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

3.3.2 ENVIO DE INFORMAÇÃO RELATIVA À REPARTIÇÃO FINAL

Relativamente aos consumos com medição diária (MD), os ORD deverão disponibilizar ao GTG, até às 12:00h do 3º dia útil de cada mês, por ponto de medição e agente de mercado, as atualizações e/ou substituições das correções de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância, anteriormente comunicadas em cada dia $d+1$ do mês anterior, bem como dos meses para os quais os dados de consumo das carteiras dos agentes de mercado se tornaram definitivos de acordo com o GMLDD.

As referidas atualizações devem ser discriminadas por dia, incluindo a aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Relativamente aos consumos com medição não diária (MND), os ORD deverão disponibilizar ao GTG a seguinte informação, por ponto de saída da RNTG e agente de mercado:

- a) Até às 12:00h do 3º dia útil do terceiro mês seguinte ao mês em referência ($M+3$), os consumos com medição não diária (MND) finais provisórios referentes ao mês M com discriminação diária, obtidos segundo o estabelecido no GMLDD;
- b) Até às 12:00h do 3º dia útil de cada mês, os consumos com medição não diária (MND) finais definitivos referentes aos meses cujos dados de consumo das carteiras dos agentes de mercado se tornaram definitivos de acordo com o GMLDD, e obtidos segundo o apuramento de leituras estabelecido no mesmo documento.

3.4 LIGAÇÕES ENTRE A RNTG E AS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE CONSUMO EM ALTA PRESSÃO E AS ESTAÇÕES DE RECEÇÃO DE GÁS

Até às 10:30 do dia gás $d+1$, o GTG disponibilizará aos agentes de mercado a quantidade total de energia e os valores de poder calorífico superior e de densidade relativa médios apurados no ponto de entrega da RNTG, de consumidores e produtores, e das estações de receção de gás, relativo ao dia gás d .

Para clientes com mais do que um ponto de consumo abastecido a partir da mesma ligação à RNTG, e mediante solicitação, o GTG poderá agregar os pontos de consumo, disponibilizando ao agente de mercado a informação do total de energia entregue e os valores de poder calorífico superior e de densidade relativa médios registados.

O procedimento de repartição no dia gás d , nos pontos de ligação entre a RNTG e os consumidores ou produtores ligados em alta pressão, é descrito pela seguinte fórmula:

$$W_{i,d}^{S,RNTG,AP}|_{MI} = \sum_n W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP}|_{MI}$$

$$W_{i,d}^{E,RNTG,AP}|_{Prod} = \sum_n W_{i,n,d}^{E,RNTG,AP}|_{ProdLig} + \sum_n W_{i,n,d}^{E,RNTG,AP}|_{ERG}$$

em que, para cada dia gás d :

$$W_{i,d}^{S,RNTG,AP}|_{MI}$$

Quantidade de gás, em kWh, relativa aos consumos com medição intradiária (MI) da carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,n,d}^{S,RNTG,AP} \Big|_{MI}$$

Quantidade de gás, em kWh, no ponto de consumo n com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,d}^{E,RNTG,AP} \Big|_{Prod}$$

Quantidade de gás, em kWh, relativa às injeções de produtores e estações de receção de gás ligados na RNTG, da carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,n,d}^{E,RNTG,AP} \Big|_{ProdLig}$$

Quantidade de gás, em kWh injetada na RNTG, no ponto de produção n ligado na RNTG, integrado na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,n,d}^{E,RNTG,AP} \Big|_{ERG}$$

Quantidade de gás, em kWh, injetada na RNTG e apurada no ponto de medição n de uma estação de receção de gás ligada na RNTG, atribuída à carteira de compensação do agente de mercado i .

3.5 PONTO DE INTERFACE COM O ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

No ponto de ligação entre a RNTG e o armazenamento subterrâneo de gás, são atribuídas aos agentes de mercado as quantidades confirmadas pelo GTG nos processos de nomeação/renomeação estabelecidos no Procedimento n.º 7, sobre Nomeações, renomeações, pré-notificações, notificações de transação.

O procedimento de repartição é descrito pelas seguintes expressões:

$$W_{i,d}^{E,RNTG,AS} = W_{i,d}^{E,RNTG,AS,conf.}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTG,AS} = W_{i,d}^{S,RNTG,AS,conf.}$$

em que, para cada dia gás d :

$$W_{i,d}^{E,RNTG,AS}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás, relativa ao agente de mercado i , no dia gás d .

$$W_{i,d}^{S,RNTG,AS}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás a partir da RNTG, relativa ao agente de mercado i .

$$W_{i,d}^{E,RNTG,AS,conf.}$$

Quantidade de gás, em kWh, confirmada ao agente de mercado i para o

fornecimento da RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás.

$W_{i,d}^{S,RNTG,AS,conf.}$ Quantidade de gás, em kWh, confirmada ao agente de mercado i para o fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás a partir da RNTG.

A diferença, em termos energéticos, entre a quantidade total de gás medida na interface do armazenamento subterrâneo de gás e a RNTG e a agregação das quantidades atribuídas aos agentes de mercado é atribuída à movimentação do gás de operação, de acordo com a expressão seguinte:

$$W_{GO,d}^{E,RNTG,AS} = W_d^{E,RNTG,AS} - \left(\sum_i W_{i,d}^{E,RNTG,AS} - \sum_i W_{i,d}^{S,RNTG,AS} \right)$$

em que, para cada dia gás d :

$W_{GO,d}^{E,RNTG,AS}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás, relativa à movimentação do gás de operação.

$W_d^{E,RNTG,AS}$ Quantidade de gás, em kWh, veiculada na ligação entre a RNTG e o armazenamento subterrâneo de gás, convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTG através da infraestrutura de armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção no armazenamento subterrâneo de gás o termo é negativo.

$W_{i,d}^{E,RNTG,AS}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás, relativa ao agente de mercado i .

$W_{i,d}^{S,RNTG,AS}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás a partir da RNTG, relativa ao agente de mercado i .

O termo referente à movimentação do gás de operação para fornecimento da RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás, no dia gás d ($W_{GO,d}^{E,RNTG,AS}$), poderá ter um valor positivo ou negativo, conforme as quantidades medidas para fornecimento da RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás sejam superiores ou inferiores à agregação das quantidades atribuídas aos agentes de mercado para o dia gás d .

Até às 13:00h do dia gás $d+1$, o GTG deverá receber do operador do armazenamento subterrâneo de gás a quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento da RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás, no dia gás d .

4 REPARTIÇÕES NA RNDG

Nos pontos de interligação entre redes de distribuição de diferentes ORD, o ORD de jusante procede à repartição das quantidades de gás medidas nessa interligação e comunica essa informação ao ORD de montante. Este último incorpora as repartições recebidas nas repartições relativas à ligação entre a RNTG e a RNDG.

Nas redes de distribuição não interligadas, abastecidas a partir de UAG, o ORD aplica o algoritmo das repartições tendo por referência a medição no ponto de ligação da UAG à rede. O ORD comunica essas repartições ao GTG, de modo análogo ao previsto no ponto anterior.

5 REPARTIÇÕES NO TERMINAL DE GNL

Para o terminal de GNL, devem ser objeto de repartição as quantidades de gás, em termos energéticos, veiculadas através dos seguintes processos:

- a) Entrada de GNL, mediante a trasfega de navios metaneiros.
- b) Entrada de gás, através da ligação da RNTG ao terminal de GNL em contra fluxo.
- c) Saída de gás, através da ligação do terminal de GNL à RNTG.
- d) Saída de GNL, mediante o enchimento de cisternas.
- e) Saída de GNL, mediante o enchimento de navios metaneiros.
- f) Saída de gás, através da queima de gás na tocha criogénica do terminal de GNL.

Os processos b) e c) ocorrem no ponto de ligação entre o terminal de GNL e a RNTG, pelo que a metodologia adotada é a descrita no ponto 3.2 do presente procedimento.

5.1 ENTRADA DE GNL MEDIANTE A TRASFEGA DE NAVIOS METANEIROS

As repartições no ponto de entrada do terminal de GNL, relativo à trasfega de navios metaneiros, são da responsabilidade do operador do TGNL.

Se o GNL de um navio metaneiro for propriedade de mais do que um agente de mercado, a quantidade de energia trasfegada será determinada pelo operador do terminal de GNL e o procedimento de repartição da quantidade trasfegada será realizado em conformidade com as quantidades previstas (devidamente comunicadas pelos agentes de mercado).

Até às 13:00h do dia gás $d+1$, o GTG deverá receber do operador do terminal de GNL a repartição relativa ao dia gás d , discriminando a quantidade total de energia trasfegada, assim como a sua repartição pelos agentes de mercado.

5.2 SAÍDA DE GNL MEDIANTE O ENCHIMENTO DE CISTERNAS

As repartições nos pontos de trasfega para cisternas de GNL serão efetuadas pelo operador do terminal de GNL.

Se o GNL trasfegado para uma cisterna de GNL for propriedade de mais do que um agente de mercado, a quantidade de energia trasfegada será a comunicada pelos agentes de mercado envolvidos ou pelo Gestor Logístico das UAG, e validada pelo operador do terminal de GNL e o procedimento de repartição da quantidade trasfegada será feito de acordo com as quantidades programadas no âmbito do Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG.

Até às 13:00h do dia gás $d+1$ o GTG deverá receber do operador do terminal de GNL a repartição relativa ao dia gás d , discriminando a quantidade total de energia trasfegada, assim como a sua repartição pelos agentes de mercado.

Mensalmente e até ao 2º dia útil de cada mês, os ORD devem enviar ao GTG as quantidades diárias de energia entregues nas Unidades Autónomas de Gás (UAG) da sua área de concessão, repartidas por agente de mercado.

5.3 SAÍDA DE GNL MEDIANTE O ENCHIMENTO DE NAVIOS METANEIROS

As repartições para a saída de GNL mediante o enchimento de navios metaneiros serão efetuadas pelo operador do terminal de GNL.

Se o GNL trasfegado para um navio metaneiro for propriedade de mais do que um agente de mercado, a quantidade de energia trasfegada será determinada pelo operador do terminal de GNL e o procedimento de repartição da quantidade trasfegada será realizado em conformidade com as quantidades previstas (devidamente comunicadas pelos agentes de mercado).

Até às 13:00h do dia gás $d+1$, o GTG deverá receber do operador do terminal de GNL a repartição relativa ao dia gás d , discriminando a quantidade total de energia trasfegada, assim como a sua repartição pelos agentes de mercado.

5.4 SAÍDA DE GÁS ATRAVÉS DA QUEIMA DE GÁS NA TOCHA CRIOGÉNICA DO TERMINAL DE GNL

Nos casos em que ocorra queima de gás na tocha criogénica por violação do caudal mínimo de regaseificação o operador do Terminal de GNL deverá apurar as quantidades em questão e o GTG deverá alterar os balanços ajustando as existências dos agentes de mercado utilizadores do Terminal de GNL da seguinte forma:

$$W_{i,d}^{q,TGNL} = \frac{E_{i,d}^{TGNL}}{\sum_i E_{i,d}^{TGNL}} \times W_d^{q,TGNL}$$

em que, para cada dia gás d :

$W_{i,d}^{q,TGNL}$	Quantidade de gás, em termos energéticos, referente à queima de gás na tocha criogénica do terminal de GNL, atribuída ao agente de mercado i .
$E_{i,d}^{TGNL}$	Existências iniciais no terminal de GNL, em termos energéticos, do agente de mercado i .
$W_d^{q,TGNL}$	Quantidade de gás, em termos energéticos, referente à queima de gás na tocha criogénica do terminal de GNL.

Quando, no âmbito da realização de operações específicas não relacionadas com o aprovisionamento do SNG (arrefecimentos de navios, cargas e recargas de navios, etc.), houver necessidade de recorrer à queima de gás na tocha criogénica, o operador do TGNL deverá apurar as quantidades em questão e o GTG irá imputá-las no balanço do agente de mercado responsável por essas operações específicas.

6 REPARTIÇÕES NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

Para o armazenamento subterrâneo de gás, devem ser objeto de repartição as quantidades de gás, em termos energéticos, veiculadas através dos seguintes processos:

- a) Injeção de gás no armazenamento subterrâneo de gás, a partir da RNTG.
- b) Extração de gás do armazenamento subterrâneo de gás e entrega na RNTG.

Os processos referidos ocorrem no ponto de ligação entre o armazenamento subterrâneo de gás e a RNTG, pelo que a metodologia adotada é a descrita no ponto 3.5 do presente Procedimento.

PROCEDIMENTO N.º 10

BALANÇOS

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir a metodologia aplicável aos balanços de existências dos agentes de mercado no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo de gás, bem como o balanço de existências do gás de operação na RNTIAT.

O presente procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNG;
- Operador do terminal de GNL;
- Operador do armazenamento subterrâneo de gás;
- Agentes de mercado.

2 PROCESSOS E CRITÉRIOS DE EXECUÇÃO DE BALANÇOS

Para as infraestruturas da RNTIAT são realizados três tipos de balanços de gás: o balanço físico da infraestrutura, o balanço individual por agente de mercado e o balanço relativo ao gás de operação.

Os balanços diários de cada agente de mercado são realizados para as seguintes infraestruturas:

a) Terminal de GNL.

b) Armazenamento subterrâneo de gás;

b)c) Estações de receção de gás liquefeito.

Com base nas repartições efetuadas de acordo com o Procedimento n.º 9, sobre Repartições, o GTG, em coordenação com os operadores da RNTIAT, realiza os balanços diários determinando as existências de gás de cada agente de mercado nas respetivas infraestruturas.

Os balanços nas estações de receção de gás liquefeito seguem os princípios estabelecidos para as UAG de rede não interligada, previstos no Procedimento n.º 24.

3 BALANÇO FÍSICO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

3.1 CRITÉRIOS DE EXECUÇÃO DOS BALANÇOS DIÁRIOS

Até às 13:00h do dia gás $d+1$, os operadores das infraestruturas da RNTIAT deverão enviar ao GTG o balanço físico diário da sua infraestrutura, detalhando os valores do dia gás d , considerados na seguinte relação:

$$EI_d - EF_d + E_d - S_d - PA_d - C_d - DM_d = 0$$

em que, para cada dia gás d :

EI_d Existências iniciais, em kWh.

EF_d Existências finais, em kWh.

E_d Entradas de gás, em kWh.

S_d Saídas de gás, em kWh.

PA_d Perdas e autoconsumos de gás, em kWh.

C_d Correções, em kWh, relativas a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados).

DM_d Diferenças de medição, em kWh.

3.2 BALANÇO DIÁRIO NA RNTG

O procedimento relativo ao balanço diário da RNTG é descrito pelas seguintes relações:

$$EI_d^{RNTG} - EF_d^{RNTG} + E_d^{RNTG} - S_d^{RNTG} - PA_d^{RNTG} - C_d^{RNTG} - DM_d^{RNTG} = 0$$

$$E_d^{RNTG} - S_d^{RNTG} = W_d^{E,RNTG,IP} + W_d^{E,RNTG,TRAR} + W_d^{E,RNTG,AS} + W_d^{E,RNTG,AP} - W_d^{S,RNTG,RNDG} - W_d^{S,RNTG,AP}$$

$$EI_d^{RNTG} = EF_{d-1}^{RNTG}$$

em que, para cada dia d :

E_d^{RNTG}	Existências iniciais na RNTG em kWh.
E_f^{RNTG}	Existências finais na RNTG em kWh.
E_d^{RNTG}	Entradas de gás na RNTG em kWh.
S_d^{RNTG}	Saídas de gás na RNTG em kWh.
DM_d^{RNTG}	Diferenças de medição na RNTG em kWh.
PA_d^{RNTG}	Perdas e autoconsumos relativos à rede de transporte em kWh.
C_d^{RNTG}	Correções relativas à rede de transporte em kWh relativas a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados).
$W_d^{E,RNTG,IP}$	Quantidade de gás em kWh veiculada nas interligações, convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTG através das interligações. Caso o fluxo seja o de saída de gás nas interligações o termo é negativo.
$W_d^{E,RNTG,TRAR}$	Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento da RNTG através do terminal de GNL.
$W_d^{E,RNTG,AS}$	Quantidade de gás em kWh veiculada na ligação entre a RNTG e o armazenamento subterrâneo de gás, convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTG através da infraestrutura de armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção no armazenamento subterrâneo de gás o termo é negativo.
$W_d^{E,RNTG,AP}$	Quantidade de gás em kWh referente à injeção na RNTG por produtores.
$W_d^{S,RNTG,RNDG}$	Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento das redes de distribuição ligadas à RNTG.
$W_d^{S,RNTG,AP}$	Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento dos pontos de consumo com medição intradiária (MI).

3.3 BALANÇO DIÁRIO NO TERMINAL DE GNL

O procedimento relativo ao balanço diário no terminal de GNL é descrito pelas seguintes relações:

$$E_d^{TRAR} - E_f^{TRAR} + E_d^{TRAR} - S_d^{TRAR} - PA_d^{TRAR} - C_d^{TRAR} - DM_d^{TRAR} = 0$$

$$E_d^{TRAR} - S_d^{TRAR} = W_d^{E,TRAR,NM} - \left(W_d^{E,RNTG,TRAR} + \sum_k W_d^{S,TRAR,CCK} + W_d^{S,TRAR,NM} \right)$$

$$E_d^{TRAR} = E_{d-1}^{TRAR}$$

em que, para cada dia gás d :

E_d^{TRAR}	Existências iniciais no terminal de GNL em kWh.
E_f^{TRAR}	Existências finais no terminal de GNL em kWh.
E_d^{TRAR}	Entradas de gás no terminal de GNL em kWh.
S_d^{TRAR}	Saídas de gás no terminal de GNL em kWh.
DM_d^{TRAR}	Diferenças de medição no terminal de GNL em kWh.
PA_d^{TRAR}	Perdas e autoconsumos relativos ao terminal de GNL em kWh.
C_d^{TRAR}	Correções relativas ao terminal de GNL em kWh relativas a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados).
$W_d^{E,TRAR,NM}$	Quantidade de gás em kWh referente à entrada no terminal de GNL através de trasfega de GNL a partir de navio metaneiro.
$W_d^{S,TRAR,NM}$	Quantidade de gás em kWh referente à saída do terminal de GNL através de trasfega de GNL para um navio metaneiro.
$W_d^{E,RNTG,TRAR}$	Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento da RNTG através do terminal de GNL.
$W_d^{S,TRAR,CCK}$	Quantidade de gás em kWh referente a saída do terminal de GNL para enchimento da

cisterna k .

3.4 BALANÇO DIÁRIO NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

O procedimento relativo ao balanço diário no armazenamento subterrâneo de gás é descrito pelas seguintes relações:

$$EI_d^{AS} - EF_d^{AS} + (E_d^{AS} - S_d^{AS}) - PA_d^{AS} = 0$$

$$E_d^{AS} - S_d^{AS} = -W_d^{E,RNTG,AS}$$

$$EI_d^{AS} = EF_{d-1}^{AS}$$

em que, para cada dia d :

EI_d^{AS} Existências iniciais no armazenamento subterrâneo de gás em kWh.

EF_d^{AS} Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás em kWh.

E_d^{AS} Entradas de gás no armazenamento subterrâneo de gás em kWh.

S_d^{AS} Saídas de gás no armazenamento subterrâneo de gás em kWh.

PA_d^{AS} Perdas e autoconsumos relativos ao armazenamento subterrâneo de gás em kWh.

$W_d^{E,RNTG,AS}$ Quantidade de gás em kWh veiculada na ligação entre a RNTG e o armazenamento subterrâneo de gás, convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTG através da infraestrutura de armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção no armazenamento subterrâneo de gás o termo é negativo.

3.5 BALANÇO MENSAL

Até às 13:00h do terceiro dia útil de cada mês os operadores das infraestruturas da RNTIAT devem enviar ao GTG o balanço físico mensal da respetiva infraestrutura, detalhando e consolidando os valores diários relativos ao mês anterior.

O balanço mensal deverá conter também todos os acertos relativos ao apuramento de quantidades dos meses anteriores (correções), até um período máximo de seis meses, identificando os meses a que dizem respeito.

4 BALANÇO INDIVIDUAL DOS AGENTES DE MERCADO NA RNTIAT

As existências dos agentes de mercado nas infraestruturas da RNTIAT devem ser determinadas diariamente, tendo em conta as quantidades confirmadas e as repartições apuradas em conformidade com o Procedimento n.º 7, sobre Nomeações, renomeações, pré-notificações, notificações de transação, e o Procedimento n.º 9, sobre Repartições, respetivamente.

As metodologias aplicáveis à determinação de existências individuais materializam-se nas fórmulas de balanço apresentadas em 4.1, 4.2 e 4.3 do presente procedimento.

4.1 BALANÇO INDIVIDUAL DIÁRIO NO TERMINAL DE GNL

O procedimento relativo ao balanço individual diário no terminal de GNL é descrito pelas seguintes relações:

$$EF_{i,d}^{TRAR} = EI_{i,d}^{TRAR} + E_{i,d}^{TRAR} - S_{i,d}^{TRAR} \times (1 + v_{TRAR}) + Tr_{i,d}^{E,TRAR} - Tr_{i,d}^{S,TRAR} - C_{i,d}^{TRAR}$$

$$E_{i,d}^{TRAR} = W_{i,d}^{E,TRAR,NM} + W_{i,d}^{S,RNTG,TRAR}$$

$$S_{i,d}^{TRAR} = W_{i,d}^{E,RNTG,TRAR} + W_{i,d}^{S,TRAR,NM} + \sum_k W_{i,d}^{S,TRAR,CCK} + W_{i,d}^{q,TRAR}$$

$$EI_{i,d}^{TRAR} = EF_{i,d-1}^{TRAR}$$

em que, para cada dia d :

$EI_{i,d}^{TRAR}$ Existências iniciais no terminal de GNL em kWh do agente de mercado i .

$EF_{i,d}^{TRAR}$ Existências finais no terminal de GNL em kWh do agente de mercado i .

$E_{i,d}^{TRAR}$ Entradas de gás no terminal de GNL em kWh do agente de mercado i .

$S_{i,d}^{TRAR}$	Saídas de gás no terminal de GNL em kWh do agente de mercado i .
$Tr_{i,d}^{E,TRAR}$	Transações de aquisição de gás no terminal de GNL em kWh do agente de mercado i .
$Tr_{i,d}^{S,TRAR}$	Transações de alienação de gás no terminal de GNL em kWh do agente de mercado i .
$C_{i,d}^{TRAR}$	Correções de gás no terminal de GNL em kWh do agente de mercado i , referentes a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados).
V_{TRAR}	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo ao terminal de GNL.
$W_{i,d}^{E,TRAR,NM}$	Quantidade de gás em kWh referente à entrada no terminal de GNL através de trasfega de navio metaneiro, do agente de mercado i .
$W_{i,d}^{S,RNTG,TRAR}$	Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento do terminal de GNL a partir da RNTG (em contra fluxo), relativa ao agente de mercado i .
$W_{i,d}^{E,RNTG,TRAR}$	Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento da RNTG através do terminal de GNL, relativa ao agente de mercado i .
$W_{i,d}^{S,TRAR,NM}$	Quantidade de gás em kWh referente à saída do terminal de GNL através de trasfega de navio metaneiro, do agente de mercado i .
$W_{i,d}^{S,TRAR,CCK}$	Quantidade de gás em kWh referente à saída do terminal de GNL para enchimento da cisterna k , do agente de mercado i .
$W_{i,d}^{q,TRAR}$	Quantidade de gás em kWh referente à queima de gás na tocha criogénica do terminal de GNL, imputada ao agente de mercado i . (determinado de acordo com o Procedimento n.º 9, sobre Repartições)

4.2 BALANÇO INDIVIDUAL DIÁRIO NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

O procedimento relativo ao balanço individual diário no armazenamento subterrâneo de gás é descrito pelas seguintes relações:

$$EF_{i,d}^{AS} = EI_{i,d}^{AS} + E_{i,d}^{AS} - S_{i,d}^{AS} \times (1 + V_{AS}) + Tr_{i,d}^{E,AS} - Tr_{i,d}^{S,AS} - C_{i,d}^{AS}$$

$$E_{i,d}^{AS} = W_{i,d}^{S,RNTG,AS}$$

$$S_{i,d}^{AS} = W_{i,d}^{E,RNTG,AS}$$

$$EI_{i,d}^{AS} = EF_{i,d-1}^{AS}$$

em que, para cada dia gás d :

$EI_{i,d}^{AS}$	Existências iniciais no armazenamento subterrâneo de gás em kWh do agente de mercado i .
$EF_{i,d}^{AS}$	Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás em kWh do agente de mercado i .
$E_{i,d}^{AS}$	Entradas de gás no armazenamento subterrâneo de gás em kWh do agente de mercado i .
$S_{i,d}^{AS}$	Saídas de gás no armazenamento subterrâneo de gás em kWh do agente de mercado i .
$Tr_{i,d}^{E,AS}$	Transações de aquisição de gás no armazenamento subterrâneo em kWh do agente de mercado i .
$Tr_{i,d}^{S,AS}$	Transações de alienação de gás no armazenamento subterrâneo em kWh do agente de mercado i .
$Tr_{i,d}^{S,AS}$	Correções de gás no armazenamento subterrâneo em kWh do agente de mercado i , referentes a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados).
γ_{AS}	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo ao armazenamento subterrâneo de gás.
$W_{i,d}^{S,RNTG,AS}$	Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás a partir da RNTG, relativa ao agente de mercado i .
$W_{i,d}^{E,RNTG,AS}$	Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento da RNTG através do

armazenamento subterrâneo de gás, relativa ao agente de mercado i .

4.3 EXISTÊNCIAS INDIVIDUAIS DIÁRIAS NA RNTIAT

O procedimento relativo ao apuramento das existências individuais diárias no conjunto das infraestruturas da RNTIAT é descrito pela seguinte relação:

$$EF_{i,d}^{RNTIAT} = EF_{i,d}^{TRAR} + EF_{i,d}^{AS}$$

em que, para cada dia gás d

$EF_{i,d}^{RNTIAT}$	Existências finais no conjunto das infraestruturas da RNTIAT em kWh do agente de mercado i .
$EF_{i,d}^{TRAR}$	Existências finais no terminal de GNL em kWh do agente de mercado i .
$EF_{i,d}^{AS}$	Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás em kWh do agente de mercado i .

4.4 BALANÇO MENSAL

Até às 13:00h do quarto dia útil de cada mês, o GTG disponibilizará, a cada agente de mercado e por infraestrutura da RNTIAT, o respetivo balanço individual mensal.

5 BALANÇO DO GÁS DE OPERAÇÃO NA RNTIAT

As existências do gás de operação devem ser determinadas diariamente, tendo em conta as repartições apuradas em conformidade com o Procedimento n.º 9, sobre Repartições.

As metodologias aplicáveis à determinação de existências do gás de operação materializam-se nas fórmulas de balanço apresentadas em 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 do presente procedimento.

5.1 BALANÇO DIÁRIO NA RNTG

O procedimento relativo ao balanço diário do gás de operação na RNTG é descrito pelas seguintes relações:

$$EF_{GO,d}^{RNTG} = EI_{GO,d}^{RNTG} + W_{GO,d}^{E,RNTG,IP} + W_{GO,d}^{E,RNTG,TRAR} + W_{GO,d}^{E,RNTG,AS} - \sum_k W_{GO,d}^{S,RNTG,RDk} + \sum_i Des_{i,d} + Tr_{GO,d}^{E,RNTG} - Tr_{GO,d}^{S,RNTG}$$

$$EI_{GO,d}^{RNTG} = EF_{GO,d-1}^{RNTG}$$

em que, para cada dia gás d :

$EI_{GO,d}^{RNTG}$ Existências iniciais do gás de operação na RNTG em kWh.

$EF_{GO,d}^{RNTG}$ Existências finais do gás de operação na RNTG em kWh.

Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento da RNTG através das interligações, relativa à movimentação do gás de operação.

$W_{GO,d}^{E,RNTG,IP}$ Considera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTG através das interligações. Caso o fluxo seja o de exportação de gás o termo é negativo.

Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento da RNTG através do terminal de GNL, relativa à movimentação do gás de operação.

$W_{GO,d}^{E,RNTG,TRAR}$ Considera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTG através do terminal de GNL. Caso o fluxo seja o de entrada de gás no terminal de GNL o termo é negativo.

Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento da RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás, relativa à movimentação do gás de operação.

$W_{GO,d}^{E,RNTG,AS}$ Considera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTG através do armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção de gás no armazenamento subterrâneo o termo é negativo.

$W_{GO,d}^{S,RNTG,RDk}$	Quantidade de gás em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa à movimentação do gás de operação. [ver 3.3 g) do Procedimento n.º 9, sobre Repartições]
$Des_{i,d}$	Desequilíbrio individual do agente de mercado i .
$Tr_{GO,d}^{E,RNTG}$	Transações para aquisição de gás de operação com entrega física no VTP, em kWh.
$Tr_{GO,d}^{S,RNTG}$	Transações para alienação de gás de operação com entrega física no VTP, em kWh.

Os termos $W_{GO,d}^{E,RNTG,IP}$, $W_{GO,d}^{E,RNTG,TRAR}$, $W_{GO,d}^{E,RNTG,AS}$ e $W_{GO,d}^{S,RNTG,RDk}$ acertam as quantidades veiculadas diariamente nas interfaces da RNTG com as infraestruturas às quais a rede de transporte se encontra interligada, podendo ser positivos ou negativos conforme o sentido do fluxo de gás.

O termo $Des_{i,d}$, refere-se ao desequilíbrio individual diário de um agente de mercado, podendo igualmente ser positivo ou negativo, de acordo com o Procedimento n.º 12, sobre Apuramento de desequilíbrios diários.

5.2 BALANÇO DIÁRIO NO TERMINAL DE GNL

O procedimento relativo ao balanço diário do gás de operação no terminal de GNL é descrito pelas seguintes relações:

$$EF_{GO,d}^{TRAR} = EI_{GO,d}^{TRAR} - W_{GO,d}^{E,RNTG,TRAR} + Tr_{GO,d}^{E,TRAR} - Tr_{GO,d}^{S,TRAR}$$

$$EI_{GO,d}^{TRAR} = EF_{GO,d-1}^{TRAR}$$

em que, para cada dia gás d :

$EI_{GO,d}^{TRAR}$	Existências iniciais do gás de operação no terminal de GNL em kWh.
$EF_{GO,d}^{TRAR}$	Existências finais do gás de operação no terminal de GNL em kWh.
$W_{GO,d}^{E,RNTG,TRAR}$	Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento da RNTG através do terminal de GNL, relativa à movimentação do gás de operação. Considera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento

da RNTG através do terminal de GNL. Caso o fluxo seja o de entrada de gás no terminal de GNL o termo é negativo.

$Tr_{GO,d}^{E,TRAR}$

Transações para aquisição de gás de operação com entrega física no terminal de GNL, em kWh.

$Tr_{GO,d}^{S,TRAR}$

Transações para alienação de gás de operação com entrega física no terminal de GNL, em kWh.

O termo $W_{GO,d}^{E,RNTG,TRAR}$ acerta as quantidades veiculadas diariamente na interface entre a RNTG e o terminal de GNL, podendo ser positivo ou negativo.

5.3 BALANÇO DIÁRIO NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

O procedimento relativo ao balanço diário do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás é descrito pelas seguintes relações:

$$EF_{GO,d}^{AS} = EI_{GO,d}^{AS} - W_{GO,d}^{E,RNTG,AS} + Tr_{GO,d}^{E,AS} - Tr_{GO,d}^{S,AS}$$

$$EI_{GO,d}^{AS} = EF_{GO,d-1}^{AS}$$

em que, para cada dia gás d :

$EI_{GO,d}^{AS}$

Existências iniciais do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás em kWh.

$EF_{GO,d}^{AS}$

Existências finais do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás em kWh.

$W_{GO,d}^{E,RNTG,AS}$

Quantidade de gás em kWh referente ao fornecimento da RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás, relativa à movimentação do gás de operação.

Considera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTG através do armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção de gás no armazenamento subterrâneo o termo é negativo.

$Tr_{GO,d}^{E,AS}$

Transações para aquisição de gás de operação com entrega física no armazenamento

subterrâneo de gás, em kWh.

$Tr_{GO,d}^{S,AS}$ Transações para alienação de gás de operação com entrega física no armazenamento subterrâneo de gás, em kWh.

O termo $W_{GO,d}^{E,RNTG,AS}$ acerta as quantidades veiculadas diariamente na interface entre a RNTG e o armazenamento subterrâneo de gás, podendo ser positivo ou negativo.

5.4 BALANÇO DIÁRIO DO GÁS DE OPERAÇÃO NA RNTIAT

O procedimento relativo ao apuramento das existências de gás de operação no conjunto das infraestruturas da RNTIAT é descrito pela seguinte relação:

$$EF_{GO,d}^{RNTIAT} = EF_{GO,d}^{RNTG} + EF_{GO,d}^{TRAR} + EF_{GO,d}^{AS}$$

em que, para cada dia gás d

$EF_{GO,d}^{RNTIAT}$ Existências finais do gás de operação no conjunto das infraestruturas da RNTIAT em kWh.

$EF_{GO,d}^{RNTG}$ Existências finais do gás de operação na RNTG em kWh.

$EF_{GO,d}^{TRAR}$ Existências finais do gás de operação no terminal de GNL em kWh.

$EF_{GO,d}^{AS}$ Existências finais do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás em kWh.

O gás de operação no conjunto das infraestruturas da RNTIAT ($EF_{GO,d}^{RNTIAT}$) deve respeitar o nível de existências máximas e mínimas definidas de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 2, sobre Critérios gerais de operação.

Para além da metodologia descrita anteriormente, o GTG deverá determinar as existências do gás de operação que resultam da diferença, em cada infraestrutura, entre as existências físicas e o somatório das existências dos agentes de mercado, procedimento este que pode ser descrito pela aplicação das seguintes expressões:

$$EF_{GO,d}^{TRAR} = EF_d^{TRAR} - \sum_i EF_{i,d}^{TRAR}$$

$$EF_{GO,d}^{AS} = EF_d^{AS} - \sum_i EF_{i,d}^{AS}$$

em que, para cada dia gás d

$EF_{GO,d}^{TRAR}$	Existências finais do gás de operação no terminal de GNL em kWh.
$EF_{GO,d}^{AS}$	Existências finais do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás em kWh.
EF_d^{TRAR}	Existências finais no terminal de GNL em kWh.
EF_d^{AS}	Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás em kWh.
$EF_{i,d}^{TRAR}$	Existências finais no terminal de GNL em kWh do agente de mercado i .
$EF_{i,d}^{AS}$	Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás em kWh do agente de mercado i .

5.5 BALANÇO MENSAL

Até às 13:00h do quarto dia útil de cada mês, o GTG disponibilizará, a cada operador das infraestruturas da RNTIAT, o respetivo balanço mensal do gás de operação.

6 AJUSTAMENTO ÀS EXISTÊNCIAS DOS AGENTES DE MERCADO

6.1 AJUSTAMENTO ÀS EXISTÊNCIAS POR EFEITO DAS DIFERENÇAS DE MEDIÇÃO

Deverá haver um ajustamento às existências dos agentes de mercado no terminal de GNL, se o valor das Diferenças de Medição (DM) acumuladas desde o último ajustamento ultrapassar o valor limite de $\pm 10\%$ das existências na infraestrutura.

Desejavelmente este ajustamento deve ser efetuado após a finalização dos balanços mensais. No entanto, por razões estritamente operacionais, os ajustamentos podem ocorrer antes do final do mês.

Independentemente da altura do mês em que ocorra o ajustamento, a sua concretização é precedida de comunicação aos agentes de mercado, com um mínimo de cinco dias úteis de antecedência em relação ao dia gás previsto, indicando as quantidades para entrega física do gás.

Os agentes de mercado deverão incorporar o ajustamento comunicado na execução das suas programações, nomeações e renomeações, de modo a reposicionarem as suas existências na infraestrutura.

No final do período de atribuição anual, as DM existentes que ainda não tenham sido objeto de ajustamento serão repartidas pelos agentes de mercado, de forma proporcional à utilização da infraestrutura.

A integração dos ajustamentos nos balanços individuais dos agentes de mercado ocorre no termo de correção do terminal de GNL ($C_{i,d}^{TRAR}$).

A repartição das Diferenças de Medição no terminal de GNL será função da utilização da infraestrutura no período em questão, sendo descrito pela seguinte relação:

$$A_i^{TRAR} = \frac{\sum_d E_{i,d}^{TRAR} + \sum_d S_{i,d}^{TRAR}}{\sum_d \sum_i E_{i,d}^{TRAR} + \sum_d \sum_i S_{i,d}^{TRAR}} \times \sum_d DM_d^{TRAR}$$

em que:

A_i^{TRAR}	Ajuste das existências do agente de mercado i no terminal de GNL.
$E_{i,d}^{TRAR}$	Entradas de gás no terminal de GNL em kWh do agente de mercado i , no dia gás d .
$S_{i,d}^{TRAR}$	Saídas de gás no terminal de GNL em kWh do agente de mercado i , no dia gás d .
DM_d^{TRAR}	Diferenças de medição no terminal de GNL, no dia gás d .
d	Dias relativos ao período a que reportam as diferenças de medição sujeitas ao procedimento de repartição.

6.2 AJUSTAMENTO ÀS EXISTÊNCIAS POR INSUFICIÊNCIA DE CONTRATAÇÃO DE CAPACIDADE

Se o balanço diário de existências de um agente de mercado no terminal de GNL ou no armazenamento subterrâneo for superior ao valor dos seus direitos de utilização de capacidade nessa infraestrutura, o GTG, em conjunto com o operador da infraestrutura afetada, deve proceder de acordo com o seguinte:

- a) Se, no dia gás em causa, existir capacidade disponível para fins comerciais de armazenamento na infraestrutura, o GTG faz uma atribuição de capacidade diária ao agente de mercado na quantidade necessária para resolver a desconformidade. O agente de mercado pagará a capacidade atribuída por aplicação do preço do produto de capacidade de menor prazo, multiplicado por um fator de penalização igual a 2 (dois). Em caso de ocorrência simultânea com vários agentes de mercado e com limitação da capacidade disponível, o GTG aplicará, na atribuição da capacidade disponível, uma regra de rateio proporcional às existências de cada agente na infraestrutura.
- b) Se, no final do dia gás em causa, se verificar não existir capacidade disponível para fins comerciais de armazenamento na infraestrutura, o GTG deve, no período mais curto possível, atendendo ao prazo de cinco dias úteis para o pré aviso aos agentes de mercado face ao início da operação de venda, colocar o gás em excesso na rede de transporte e realizar ofertas de venda desse gás no mercado organizado, na forma de ações de compensação. O agente de mercado em incumprimento pagará a capacidade de armazenamento durante o tempo que decorra até à venda das existências no mercado ou até à eliminação da insuficiência de capacidade contratada, por aplicação do preço do produto de capacidade de menor prazo, multiplicado por um fator de penalização igual a 2 (dois). Quando o GTG realiza a venda das existências excedentárias no mercado, atribui ao agente de mercado um crédito resultante da aplicação do Preço Marginal de Venda aplicado aos desequilíbrios, deduzido dos custos de utilização da infraestrutura para emissão de gás para a rede, no referencial intradiário.
- c) O mecanismo não considera o armazenamento operacional no terminal de GNL.

No caso de o contrato de uso da infraestrutura do agente de mercado se encontrar suspenso ou tiver cessado, o GTG incorpora o gás em excesso face aos direitos de capacidade do agente de mercado na conta da Extensão do Gás de Operação, se não prejudicar a operação da infraestrutura e da RNTG, nem provocar alterações na conta da Extensão do Gás de Operação para além dos limites aprovados. Nesta alternativa, o agente de mercado receberá um crédito sobre o gás incorporado pelo GTG, nos termos referidos na alínea b).

O GTG deverá informar anualmente a ERSE sobre as incidências e a aplicação do mecanismo. Sempre que o volume de existências sem direito de utilização da infraestrutura puder prejudicar a operacionalidade das infraestruturas, a sua utilização pelos outros agentes de mercado, ou o funcionamento do mercado grossista, o GTG deve informar a ERSE de forma atempada e reavaliar a aplicação do presente mecanismo.

6.3 AJUSTAMENTO ÀS EXISTÊNCIAS POR VIOLAÇÃO DO NÍVEL MÍNIMO NO TERMINAL DE GNL

Se o balanço diário de existências de um agente de mercado no terminal de GNL for inferior ao nível mínimo referido no Procedimento n.º 2, o GTG, em conjunto com o operador da infraestrutura e atendendo ao prazo de cinco dias úteis para o pré aviso aos agentes de mercado face ao início da operação de venda, deve proceder no sentido de suprir o valor de existências em falta recorrendo à Extensão do Gás de Operação. Esta transferência de gás para o agente de mercado será cobrada pelo GTG, aplicando o Preço Marginal de Compra aplicado aos desequilíbrios, adicionado dos custos de utilização das infraestruturas para injeção virtual de gás no terminal de GNL em contra fluxo, a partir do VTP, no referencial intradiário.

O GTG deverá informar anualmente a ERSE sobre as incidências e a aplicação do mecanismo. Sempre que o volume de existências no terminal de GNL em violação do nível mínimo puder prejudicar a operacionalidade da infraestrutura, a sua utilização pelos outros agentes de mercado, ou o funcionamento do mercado grossista, o GTG deve informar a ERSE de forma atempada e reavaliar a aplicação do presente mecanismo.

PROCEDIMENTO N.º 11

APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS NO DIA $D+1$

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento define as metodologias aplicáveis ao apuramento dos ajustamentos diários relativamente a consumos com medição não diária (MND), reportados ao dia gás d , que deverão ser compensados durante o dia gás $d+1$.

Este procedimento considera o ajustamento aplicável aos consumos MND, agregados por carteira de compensação de cada agente de mercado devidamente ajustados ao referencial de saída da RNTG, o qual representa uma primeira aproximação das previsões de consumos com MND das carteiras de compensação dos agentes de mercado aos consumos reais deste segmento de consumidores.

O presente Procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNG;
- Agentes de mercado.

2 APURAMENTO DO AJUSTAMENTO DIÁRIO DOS CONSUMOS COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA

De acordo com o Procedimento n.º 12, sobre Apuramento de desequilíbrios diários, para efeitos do apuramento do desequilíbrio diário, são atribuídos aos agentes de mercado, como consumos com MND no dia gás d , as quantidades previstas no dia gás $d-1$ para esse dia gás d .

Por outro lado, a metodologia estabelecida no Procedimento n.º 9, sobre Repartições, determina as repartições das quantidades de energia fornecidas às redes de distribuição através da RNTG, discriminando os consumos com MND das carteiras de compensação agentes de mercado. Assim, de acordo com 3.3 f) do referido Procedimento, os consumos com MND das carteiras de compensação dos agentes de mercado obtêm-se por ajustamento das previsões do dia $d-1$ às quantidades apuradas nas GRMS.

Como forma de aproximar a compensação da RNTG às quantidades reais veiculadas na rede de transporte (e rede de distribuição) é apurada uma quantidade de ajustamento no dia $d+1$ que anula esta diferença e que deverá ser compensada nesse dia gás $d+1$.

No dia gás $d+1$, é apurado este ajustamento com base na seguinte metodologia:

- a) Agregam-se as quantidades referentes aos consumos com MND das carteiras de compensação de cada agente de mercado, determinadas para cada rede de distribuição k de acordo com 3.3 f) do Procedimento n.º 9, sobre Repartições, de forma a considerar a totalidade da RNDG compensada a partir da RNTG. Aplicam-se as seguintes fórmulas:

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG}|_{MND} = \sum_{RD} W_{i,d}^{S,RNTG,RD}|_{MND}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RD}|_{MND} = \sum_k W_{i,d}^{S,RNTG,RDk}|_{MND}$$

em que, para cada dia gás d :

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG}|_{MND}$$

Quantidade de gás em kWh, referente ao fornecimento das redes de distribuição ligadas à RNTG, relativa a consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RD}|_{MND}$$

Quantidade de gás em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD através da RNTG, relativa a consumos com medição não diária (MND) associados a essa rede de distribuição integrados na carteira de compensação do agente de mercado i .

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RDk}|_{MND}$$

Quantidade de gás em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da RNTG, relativa aos consumos com medição não diária (MND) associados à rede de distribuição k integrados na carteira de compensação do agente de mercado i , ajustada às quantidades apuradas nas GRMS.

- b) O ajustamento diário do agente de mercado para o dia gás d , relativamente aos consumos com MND, corresponde à diferença entre as quantidades agregadas apuradas em a) e as quantidades atribuídas aos consumos com MND no dia gás d apuradas de acordo com o ponto 6 do Procedimento n.º 6, sobre Prestação de informação no dia $d-1$, de acordo com a fórmula seguinte:

$$A_{i,d}^{\text{Corr.MND}} \Big|_{d+1}^d = W_{i,d}^{S,\text{RNTG},\text{RNDG}} \Big|_{\text{MND}} - W_{i,d}^{S,\text{RNTG},\text{RNDG},\text{atrib.}} \Big|_{\text{MND}}$$

em que:

$$A_{i,d}^{\text{Corr.MND}} \Big|_{d+1}^d$$

Ajustamento para o dia d , aplicável no dia gás $d+1$ ao agente de mercado i , referente ao ajustamento dos consumos com MND às quantidades veiculadas nas interfaces entre a RNDG e a RNTG.

$$W_{i,d}^{S,\text{RNTG},\text{RNDG}} \Big|_{\text{MND}}$$

Quantidade de gás em kWh, referente ao fornecimento das redes de distribuição ligadas à RNTG, relativa a consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de compensação do agente de mercado i , para o dia gás d

$$W_{i,d}^{S,\text{RNTG},\text{RNDG},\text{atrib.}} \Big|_{\text{MND}}$$

Quantidade de gás em kWh, atribuída aos consumos com medição não diária (MND) da carteira de compensação do agente de mercado i , no dia gás d .

3 PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE AJUSTAMENTOS AOS AGENTES DE MERCADO

No dia seguinte ao dia gás ($d+1$), até às 13:00h, o GTG disponibilizará aos agentes de mercado as quantidades apuradas para os ajustamentos diários relativamente aos consumos com medição não diária (MND), devendo os agentes de mercado considerá-las nas renomeações do dia $d+1$.

PROCEDIMENTO N.º 12

APURAMENTO DE DESEQUILÍBRIOS DIÁRIOS

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir a metodologia aplicável à determinação do desequilíbrio diário, bem como a modalidade de prestação de informação do GTG aos agentes de mercado relativamente a desequilíbrios.

O presente procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNG;
- Agentes de mercado.

1.1 DELEGAÇÃO DAS RESPONSABILIDADES PELOS DESEQUILÍBRIOS NA RNTG

O agente de mercado pode delegar num terceiro também agente de mercado (agregador) a responsabilidade pelos seus fornecimentos, pelos seus desequilíbrios diários e pelos respetivos encargos de compensação diários.

Assim, por acordo entre agentes de mercado, o GTG realiza o balanço comercial, determina existências e desequilíbrios apenas para o agente de mercado agregador, considerando as responsabilidades agregadas dos agentes envolvidos no acordo.

Consequentemente, o agente que delega vê os seus fornecimentos e os seus consumos incorporados no balanço do agente de mercado agregador na RNTG e este é diretamente responsável pelos pagamentos e os recebimentos resultantes do apuramento dos desequilíbrios e respetivo processo de conciliação previsto no Procedimento n.º 13 e pelos encargos de neutralidade previstos no Procedimento n.º 14.

Para concretizar a modalidade exposta, todos os agentes de mercado envolvidos, nomeadamente o agente que delega e o agente agregador, devem informar o GTG relativamente à opção de delegação de responsabilidades de equilíbrio.

Quando qualquer dos agentes de mercado envolvidos denuncie, junto do GTG, a opção de delegação de responsabilidades, o GTG reverte este processo retomando a contabilização individual de responsabilidades de equilíbrio.

O início e fim do apuramento de responsabilidades em agregação deve ocorrer no início do mês seguinte à comunicação ao GTG.

As comunicações do GTG relativamente às responsabilidades de equilíbrio são exclusivamente com os agentes que exerçam essas responsabilidades.

2 PROCESSOS E CRITÉRIOS PARA O APURAMENTO DE DESEQUILÍBRIOS

O procedimento para o apuramento de desequilíbrios é baseado nas regras e princípios estabelecidos no código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, designadamente o Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, e no Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI).

Assim, o apuramento de desequilíbrios individuais dos agentes de mercado resulta da diferença entre os fornecimentos e os consumos da RNTG, sendo os consumos devidamente ajustados para perdas e autoconsumos nas redes de transporte e distribuição.

Ao agente de mercado que delega num terceiro (agente de mercado agregador) a responsabilidade pela compensação da sua carteira, o processo e a metodologia de apuramento de desequilíbrios, devem ser aplicados à carteira agregada.

Para além de consumos e fornecimentos, a determinação de desequilíbrios também integra um termo de estimativas dos consumos com medição diária (MD), nos casos em que os ORD não tenham obtido no final do dia gás leituras dos equipamentos de medição instalados, e, mais concretamente, se aproximem as previsões dos consumos com medição não diária (MND) aos consumos reais apurados à *posteriori* no decurso dos ciclos de leitura.

A metodologia de apuramento pode ainda considerar uma parcela relativa a um serviço de flexibilidade do *linepack* o qual terá de ser contratado voluntariamente pelos agentes de mercado ao GTG, conforme descrito no Procedimento n.º 5, sobre Serviço de flexibilidade do *linepack*.

O presente procedimento distingue o apuramento do desequilíbrio *base* e o do desequilíbrio com subscrição de flexibilidade de *linepack*.

3 DESEQUILÍBRIO DIÁRIO BASE

O desequilíbrio diário base é determinado de acordo com as seguintes fórmulas:

$$Des_{i,d} = Fornecimentos_{i,d} - Consumos_{i,d} + Ajustamentos_{i,d}$$

$$Fornecimentos_{i,d} = Tr_{i,d}^{E,RNTG} + W_{i,d}^{E,RNTG,IP} + W_{i,d}^{E,RNTG,TRAR} + W_{i,d}^{E,RNTG,AS} + W_{i,d}^{E,RNTG,AP} \Big|_{Prod} + W_{i,d}^{E,RNTG,RNDG} \Big|_{Prod}$$

$$Consumos_{i,d} = Tr_{i,d}^{S,RNTG} + W_{i,d}^{S,RNTG,IP} + W_{i,d}^{S,RNTG,TRAR} + W_{i,d}^{S,RNTG,AS} + (1 + \gamma_{RAP}) \times \\ \times \left(W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,atrib.} \Big|_{MND} + W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,atrib.} \Big|_{MD} + W_{i,d}^{S,RNTG,AP,atrib.} \Big|_{MI} \right)$$

$$Ajustamentos_{i,d} = Aj_{i,d-1}^{Corr.MND} \Big|_d^{d-1}$$

em que, para cada dia d :

$Des_{i,d}$	Desequilíbrio individual do agente de mercado i .
$Fornecimentos_{i,d}$	Fornecimentos à RNTG do agente de mercado i .
$Consumos_{i,d}$	Consumos da RNTG do agente de mercado i .
$Ajustamentos_{i,d}$	Ajustamentos no VTP do agente de mercado i .
$Tr_{i,d}^{E,RNTG}$	Transações de aquisição de gás no VTP, em kWh, do agente de mercado i .
$Tr_{i,d}^{S,RNTG}$	Transações de alienação de gás no VTP, em kWh, do agente de mercado i .
$W_{i,d}^{E,RNTG,IP}$	Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNTG através das interligações, relativa ao agente de mercado i .
$W_{i,d}^{S,RNTG,IP}$	Quantidade de gás, em kWh, referente à saída da RNTG através das interligações, relativa ao agente de mercado i .

$$W_{i,d}^{E,RNTG,TRAR}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNTG através do terminal de GNL, relativa ao agente de mercado i .

$$W_{i,d}^{S,RNTG,TRAR}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento do terminal de GNL a partir da RNTG (em contra fluxo), relativa ao agente de mercado i .

$$W_{i,d}^{E,RNTG,AS}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás, relativa ao agente de mercado i .

$$W_{i,d}^{S,RNTG,AS}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás a partir da RNTG, relativa ao agente de mercado i .

$$W_{i,d}^{E,RNTG,AP} \Big|_{Prod}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente à injeção na RNTG por produtores e estações de receção de gás, relativa ao agente de mercado i

$$W_{i,d}^{E,RNTG,RNDG} \Big|_{Prod}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNDG por produtores e estações de receção de gás, relativa ao agente de mercado i

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,atrib.} \Big|_{MND}$$

Quantidade de gás, em kWh, atribuída aos consumos com medição não diária (MND) da carteira de compensação do agente de mercado i , incluindo a aplicação dos respetivos fatores de ajustamento de perdas e autoconsumos.

$$W_{i,d}^{S,RNTG,RNDG,atrib.} \Big|_{MD}$$

Quantidade de gás, em kWh, atribuída aos consumos com medição diária (MD) da carteira de compensação do agente de mercado i , incluindo a aplicação dos respetivos fatores de ajustamento de perdas e autoconsumos.

$$W_{i,d}^{S,RNTG,AP,atrib.} \Big|_{MI}$$

Quantidade de gás, em kWh, atribuída aos consumos com medição intradiária (MI) da carteira de compensação do agente de mercado i .

$$A_{i,d-1}^{Corr.MND} \Big|_d^{d-1}$$

Ajustamento relativo ao dia gás $d-1$, aplicável no dia gás d ao agente de mercado i , referente ao ajustamento dos consumos com MND às quantidades veiculadas nas interfaces entre a RNDG e a RNTG.

$$\gamma_{RAP}$$

Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo à rede de transporte em alta pressão (AP).

4 DESEQUILÍBRIO DIÁRIO COM SUBSCRIÇÃO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK*

O desequilíbrio diário com subscrição de flexibilidade de *linepack* é determinado de acordo com as seguintes fórmulas:

$$Des_{i,d} = Fornecimentos_{i,d} - Consumos_{i,d} + Ajustamentos_{i,d} + Flex.Linepack_{i,d}$$

$$Flex.Linepack_{i,d} = Flex_{i,d} + Flex_{i,d-1}$$

em que, para cada dia gás *d*:

$Des_{i,d}$	Desequilíbrio individual do agente de mercado <i>i</i> .
$Fornecimentos_{i,d}$	Fornecimentos à RNTG do agente de mercado <i>i</i> .
$Consumos_{i,d}$	Consumos da RNTG do agente de mercado <i>i</i> .
$Ajustamentos_{i,d}$	Ajustamentos no VTP do agente de mercado <i>i</i> .
$Flex.Linepack_{i,d}$	Termo associado ao serviço de flexibilidade do <i>Linepack</i> subscrito pelo agente de mercado <i>i</i> , aplicado no dia gás <i>d</i> .
$Flex_{i,d}$	Flexibilidade de <i>Linepack</i> do agente de mercado <i>i</i> , aplicada no dia gás <i>d</i> .
$Flex_{i,d-1}$	Flexibilidade de <i>Linepack</i> do agente de mercado <i>i</i> , aplicada no dia gás <i>d-1</i> .

No apuramento do desequilíbrio diário com subscrição de flexibilidade de *linepack*, os termos relativos aos fornecimentos e consumos na RNTG, bem como os ajustamentos no VTP, são determinados em função das previsões dos consumos com MND, efetuadas no dia *d-1*, e da utilização real das infraestruturas no dia gás *d* (apuradas em momentos distintos).

O termo relativo ao serviço de flexibilidade equivale à soma da flexibilidade aplicada no dia gás *d-1* ($Flex_{i,d-1}$), comunicada pelo GTG aos agentes de mercado no dia *d*, com a flexibilidade aplicada no dia gás *d* ($Flex_{i,d}$), cujo valor é determinado por forma a minimizar, em termos absolutos, o desequilíbrio diário individual do dia gás *d*.

Como tal, trata-se de um exercício de otimização, no qual se minimiza uma função objetivo (neste caso o valor absoluto do desequilíbrio diário), estando a flexibilidade aplicada no dia gás d ($Flex_{i,d}$) limitada a um valor máximo ($Flex_{i,d}^{MAX}$), determinado com base na metodologia de atribuição do serviço de flexibilidade do *linepack*, estabelecido no Procedimento n.º 5, sobre Serviço de flexibilidade do *linepack*.

A metodologia descrita para a determinação da flexibilidade aplicada no dia gás d ($Flex_{i,d}$) traduz-se da seguinte forma:

$$\text{Mínimo: } |Des_{i,d}|$$

Sujeito a:

$$Des_{i,d} = \text{Fornecimentos}_{i,d} - \text{Consumos}_{i,d} + \text{Ajustamentos}_{i,d} + \text{Flex.Linepack}_{i,d}$$

$$\text{Flex.Linepack}_{i,d} = \text{Flex}_{i,d} + \text{Flex}_{i,d-1}$$

$$-Flex_{i,d}^{MAX} \leq \text{Flex}_{i,d} \leq Flex_{i,d}^{MAX}$$

em que, para cada dia gás d :

$Des_{i,d}$	Desequilíbrio individual do agente de mercado i .
$\text{Fornecimentos}_{i,d}$	Fornecimentos à RNTG do agente de mercado i .
$\text{Consumos}_{i,d}$	Consumos da RNTG do agente de mercado i .
$\text{Ajustamentos}_{i,d}$	Ajustamentos no VTP do agente de mercado i .
$\text{Flex.Linepack}_{i,d}$	Termo associado ao serviço de flexibilidade do <i>Linepack</i> subscrito pelo agente de mercado i , aplicado no dia gás d .
$\text{Flex}_{i,d}$	Flexibilidade de <i>Linepack</i> do agente de mercado i , aplicada no dia gás d .
$\text{Flex}_{i,d-1}$	Flexibilidade de <i>Linepack</i> do agente de mercado i , aplicada no dia gás $d-1$.
$\text{Flex}_{i,d}^{MAX}$	Flexibilidade de <i>Linepack</i> máxima aplicável nos termos do contrato de subscrição do serviço ao agente de mercado i , no dia gás d .

5 DESEQUILÍBRIO DIÁRIO FINAL

O desequilíbrio diário final deve ser comunicado pelo GTG aos agentes de mercado, até ao final do dia $d+1$, sendo apurado com o recurso aos dados mais fiáveis disponíveis nesse dia.

Os encargos de compensação diários, apurados de acordo com o Procedimento n.º 13, sobre Preços de desequilíbrio diários, encargos de compensação diários e processo de conciliação, levam em linha de conta os desequilíbrios diários finais.

PROCEDIMENTO N.º 13

PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS, ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS E PROCESSO DE CONCILIAÇÃO

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir a metodologia aplicável à determinação dos preços dos desequilíbrios diários, dos encargos de compensação diários resultantes da liquidação dos desequilíbrios bem como à determinação dos pagamentos e recebimentos relativos ao processo de conciliação a realizar após o apuramento dos desequilíbrios.

O presente procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNG;
- Agentes de mercado;
- Operadores de mercado.

2 PROCEDIMENTO PARA O APURAMENTO DOS PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS

O procedimento para o apuramento dos preços de desequilíbrio diários dos agentes é baseado nas regras e princípios estabelecidos no Regulamento (UE) nº 312/2014, de 26 de março, que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás.

O apuramento do preço dos desequilíbrios individuais dos agentes de mercado depende do sentido do desequilíbrio do agente. Para os desequilíbrios por excesso, em que um agente de mercado regista entradas superiores às saídas, é definido um preço marginal de venda apurado como o mínimo entre o preço mais baixo de qualquer venda de produtos de título em que o operador da rede de transporte esteja envolvido no dia de gás d e o preço médio ponderado do gás no dia de gás d , nos termos do ponto seguinte, subtraído de um pequeno ajuste. Para os desequilíbrios por defeito, em que um agente de mercado regista entradas inferiores às saídas, é definido um preço marginal de compra apurado como o máximo entre o preço mais alto de qualquer compra de produtos de título em que o operador da rede de transporte esteja envolvido no dia de gás d e o preço médio ponderado do gás no dia de gás d , nos termos do ponto seguinte, adicionado de um pequeno ajuste.

O presente procedimento define ainda o processo determinação dos encargos de compensação diários, relativo à liquidação dos desequilíbrios diários, bem como o processo relativo às conciliações financeiras de cada agente de mercado. Os valores dos desequilíbrios e dos preços de desequilíbrio serão apurados diariamente no dia de gás seguinte. Os valores definitivos das conciliações financeiras são apurados quando os dados de consumo se tornem definitivos.

3 PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS

Para que seja possível ao GTG proceder ao apuramento dos preços dos desequilíbrios os operadores de mercado devem enviar ao GTG os dados necessários ao apuramento dos mesmos.

4 PREÇO MÉDIO PONDERADO DO GÁS

O preço médio ponderado do gás em cada dia de gás d será calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$PMP_d = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{i,d} * E_{i,d})}{\sum_{i=1}^n E_{i,d}}$$

em que:

PMP_d	Preço médio ponderado do gás do dia de gás d .
d	Dia de gás.
n	Número de transações de produtos de gás para entrega no VTP no dia de gás d , no mercado organizado de gás.
$P_{i,d}$	Preço da transação i de produtos de gás para entrega no VTP no dia de gás d , expresso em €/MWh com duas casas decimais, no mercado organizado de gás.
$E_{i,d}$	Energia da transação i de produtos de gás para entrega no VTP no dia de gás d , expressa em MWh, no mercado organizado de gás.

Quando não existam transações de produtos de gás para entrega no VTP no dia de gás d , o PMP_d apurar-se-á tomando em consideração o PMP_d de Espanha, apurado com as transações de produtos de gás para

entrega no *Punto Virtual de Balance* de Espanha no dia de gás d , afetado do preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito de capacidade de interligação.

A aplicação do disposto no parágrafo anterior implica que, para efeitos do apuramento do preço marginal de venda e do preço das conciliações que correspondam a aquisições de gás pelo GTG, será descontado ao PMP_d de Espanha o valor aplicado à utilização da capacidade de interligação, no mecanismo de atribuição de capacidade implícita, às saídas de Portugal e às entradas em Espanha. Para efeitos do apuramento do preço marginal de compra e do preço das conciliações que correspondam a vendas de gás pelo GTG, será adicionado ao PMP_d de Espanha o valor aplicado à utilização da capacidade de interligação, no mecanismo de atribuição de capacidade implícita, às saídas de Espanha e às entradas em Portugal.

5 PREÇO MARGINAL DE VENDA

O preço marginal de venda que se aplicará a todos os desequilíbrios diários por excesso será calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$PMV_d = \text{mínimo}(PBVG_{TG_d}; PMP_d * (1 - PA))$$

Em que:

PMV_d	Preço marginal de venda do dia de gás d .
$PBVG_{TG_d}$	O preço mais baixo de qualquer venda de produtos de título em que o operador da rede de transporte esteja envolvido no dia de gás d .
PA	O valor do pequeno ajuste aprovado pela ERSE e que consta do anexo III ao presente Manual de Procedimentos.

6 PREÇO MARGINAL DE COMPRA

O preço marginal de compra que se aplicará a todos os desequilíbrios diários por defeito será calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$PMC_d = \text{máximo}(PAC_{GTG_d}; PMP_d * (1 + PA))$$

Em que:

PMC_d	Preço marginal de compra do dia de gás d .
$PACGTG_d$	O preço mais alto de qualquer compra de produtos de título em que o operador da rede de transporte esteja envolvido no dia de gás d .
PA	O valor do pequeno ajuste aprovado pela ERSE e que consta do anexo III ao presente Manual de Procedimentos.

7 APURAMENTO DOS ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS

No dia seguinte ao dia de gás d o GTG calcula o desequilíbrio diário de cada agente de mercado que será sujeito aos preços de desequilíbrio, doravante designado $DesL_{i,d}$. O desequilíbrio diário sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio corresponde ao desequilíbrio com subscrição de flexibilidade de *linepack* $DesL_{i,d}$, definido no Procedimento n.º 12, sobre Apuramento de desequilíbrios diários, para o dia de gás d , caso o agente tenha subscrito o serviço de flexibilidade de *linepack*, ou o desequilíbrio diário base definido no mesmo Procedimento, caso contrário.

Também no dia seguinte ao dia de gás d , o GTG calcula os preços marginais de compra e de venda aplicáveis no dia de gás d , com base no disposto neste Procedimento, e informa os agentes de mercado dos mesmos.

No dia seguinte ao dia de gás d , o GTG calcula, com base nos valores dos desequilíbrios e preços marginais apurados, os encargos de compensação diários que correspondem aos montantes de pagamento ou recebimento atribuídos a cada agente de mercado por conta dos desequilíbrios registados no dia de gás d e informa cada agente de mercado desses valores.

Para efeitos da aplicação deste procedimento, as grandezas que assumam valores negativos corresponderão a pagamentos do agente de mercado e as grandezas com valor positivo corresponderão a recebimentos por parte do agente de mercado.

Os pagamentos de cada agente de mercado relativos a desequilíbrios por defeito num dia de gás d serão calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$PDD_d = DesL_{i,d} * PMC_d$$

em que:

PDD_d	Pagamentos do desequilíbrio por defeito do agente de mercado i relativo ao dia de gás d .
$DesL_{i,d}$	Desequilíbrio diário do agente de mercado i relativo ao dia de gás d sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio.

Os recebimentos de cada agente de mercado relativos a desequilíbrios por excesso num dia de gás d serão calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$RDE_{i,d} = DesL_{i,d} * PMV_d$$

em que:

$RDE_{i,d}$	Recebimentos do desequilíbrio por excesso do agente de mercado i relativos ao dia de gás d .
-------------	--

8 APURAMENTO DOS PAGAMENTOS E RECEBIMENTOS RELATIVOS AO PROCESSO DE CONCILIAÇÃO

Após o processo de apuramento dos desequilíbrios deverá ser realizado um processo de conciliação tendo em vista apurar os pagamentos e os recebimentos a realizar por cada agente de mercado para liquidar as diferenças entre os consumos discriminados agregados definitivos de cada agente de mercado no dia de gás d , obtidos de acordo com o estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados e os valores de consumo da carteira de cada agente de mercado que foram tidos em conta no processo de apuramento dos desequilíbrios diários do dia de gás d .

Para efeitos do processo de conciliação, será utilizado o PMP_d apurado nos termos do ponto 4 do presente procedimento.

Em relação ao processo de conciliação há que fazer a distinção entre consumos com medição intradiária e com medição diária, por um lado, e com medição não diária, por outro.

CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA E CONSUMOS COM MEDIÇÃO DIÁRIA

A disponibilização de novas medidas ou a correção de medidas existentes após o dia de gás $d+1$, relativas a consumos com medição intradiária ou com medição diária, não é tida em conta no apuramento das quantidades que o agente de mercado deve fornecer para efeitos de cálculo do desequilíbrio pelo que as mesmas devem ser incluídas no processo de conciliação financeira.

Quando, do apuramento dos consumos discriminados agregados definitivos com medição intradiária ou com medição diária para o dia de gás d , resultem quantidades diferentes das que foram tidas em conta no processo de apuramento dos desequilíbrios diários do dia de gás d , o apuramento dos valores a pagar ou a receber no processo de conciliação desenrola-se da seguinte forma:

- a) Quando se apurem consumos superiores aos que foram calculados no processo de apuramento dos desequilíbrios diários, o respetivo agente de mercado:
 - i. Que registe um desequilíbrio diário sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio por defeito ou nulo, pagará a diferença apurada valorizada ao PMC_d ;
 - ii. Que registe um desequilíbrio diário sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio por excesso, pagará a diferença apurada valorizada ao PMV_d se o valor absoluto do desequilíbrio for superior à diferença apurada. Se o valor absoluto do desequilíbrio for inferior à diferença apurada o agente de mercado pagará o PMV_d pelo montante igual ao valor do desequilíbrio sendo a restante diferença faturada ao PMP_d .
- b) Quando se apurem consumos inferiores aos que foram calculados no processo de apuramento dos desequilíbrios diários, o respetivo agente de mercado:
 - i. Que registe um desequilíbrio diário sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio por excesso ou nulo receberá a diferença apurada valorizada ao PMV_d ;
 - ii. Que registe um desequilíbrio diário sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio por defeito receberá a diferença apurada valorizada ao PMC_d se o valor absoluto do desequilíbrio diário for superior à diferença apurada. Se o valor absoluto do desequilíbrio diário for inferior à diferença apurada o agente de mercado receberá o PMC_d pelo montante igual ao valor do desequilíbrio sendo a restante diferença faturada ao PMP_d .

A conciliação financeira relativa aos consumos com medição intradiária e com medição diária deve ocorrer em $M+1$ e, mensalmente, sempre que exista uma atualização dos dados de consumo, até que dados de

consumo das carteiras dos agentes de mercado se tornem definitivos, nos termos do GMLDD. O resultado final da conciliação para cada dia d deve corresponder à seguinte fórmula:

Se $DesL_{i,d} \leq 0$

$$\text{e } D_{i,d}(\text{MD})|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(\text{MD})|_{d+1} + D_{i,d}(\text{MI})|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(\text{MI})|_{d+1} > 0$$

Então $CFD_{i,d}(\text{MD e MI}) = - \left(D_{i,d}(\text{MD})|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(\text{MD})|_{d+1} + D_{i,d}(\text{MI})|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(\text{MI})|_{d+1} \right) * PMC_d$

Se $DesL_{i,d} \geq 0$ e $D_{i,d}(\text{MD})|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(\text{MD})|_{d+1} + D_{i,d}(\text{MI})|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(\text{MI})|_{d+1} < 0$

Então $CFD_{i,d}(\text{MD e MI}) = - \left(D_{i,d}(\text{MD})|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(\text{MD})|_{d+1} + D_{i,d}(\text{MI})|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(\text{MI})|_{d+1} \right) * PMV_d$

em que:

$CFD_{i,d}(\text{MD e MI})$	Conciliação financeira do agente de mercado i relativa aos consumos com medição intradiária ou com medição diária do dia de gás d .
$D_{i,d}(\text{MD}) _{\text{definitivo}}$	Consumo definitivo do agente de mercado i no dia de gás d , relativo aos consumos com medição diária, apurado de acordo com o previsto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.
$D_{i,d}(\text{MD}) _{d+1}$	Consumo do agente de mercado i no dia de gás d , relativo aos consumos com medição diária, apurado com base nas leituras disponíveis no dia $d+1$
$D_{i,d}(\text{MI}) _{\text{definitivo}}$	Consumo definitivo do agente de mercado i no dia de gás d , relativo aos consumos com medição intradiária, apurado de acordo com o previsto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.
$D_{i,d}(\text{MI}) _{d+1}$	Consumo do agente de mercado i no dia de gás d , relativo aos consumos com medição intradiária, apurado com base nas leituras disponíveis no dia $d+1$

Se $DesL_{i,d} \leq 0$
 e $D_{i,d}(MD) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD) \Big|_{d+1} + D_{i,d}(MI) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MI) \Big|_{d+1} < 0$
 E se $\left| DesL_{i,d} \right| \geq \left| D_{i,d}(MD) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD) \Big|_{d+1} + D_{i,d}(MI) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MI) \Big|_{d+1} \right|$
 Então $CFD_{i,d}(MD \text{ e } MI) = - \left(D_{i,d}(MD) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD) \Big|_{d+1} + D_{i,d}(MI) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MI) \Big|_{d+1} \right) * PMC_d$

Caso contrário

$$CFD_{i,d}(MD \text{ e } MI) = -DesL_{i,d} * PMC_d - \left(D_{i,d}(MD) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD) \Big|_{d+1} + D_{i,d}(MI) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MI) \Big|_{d+1} - DesL_{i,d} \right) * PMP_d$$

Finalmente, se

$DesL_{i,d} \geq 0$
 e $D_{i,d}(MD) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD) \Big|_{d+1} + D_{i,d}(MI) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MI) \Big|_{d+1} > 0$
 E se $\left| DesL_{i,d} \right| \geq \left| D_{i,d}(MD) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD) \Big|_{d+1} + D_{i,d}(MI) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MI) \Big|_{d+1} \right|$
 Então $CFD_{i,d}(MD \text{ e } MI) = - \left(D_{i,d}(MD) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD) \Big|_{d+1} + D_{i,d}(MI) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MI) \Big|_{d+1} \right) * PMV_d$

Caso contrário

$$CFD_{i,d}(MD \text{ e } MI) = -DesL_{i,d} * PMV_d - \left(D_{i,d}(MD) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD) \Big|_{d+1} + D_{i,d}(MI) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MI) \Big|_{d+1} - DesL_{i,d} \right) * PMP_d$$

CONSUMOS COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA

A disponibilização de novas medidas ou a correção de medidas existentes após o dia de gás $d+1$ não são tidas em conta no apuramento das quantidades que o agente de mercado deve fornecer para efeitos de cálculo do desequilíbrio pelo que as mesmas devem ser incluídas no processo de conciliação financeira.

Caso o apuramento dos consumos discriminados agregados definitivos com medição não diária para o dia de gás d resulte em consumos da carteira de um agente de mercado superiores às quantidades que foram tidas em conta no processo de apuramento dos desequilíbrios diários para o dia de gás d , o agente de mercado em causa deve pagar a diferença valorizada ao PMP_d apurado. Caso contrário, o agente de mercado em causa deve receber a diferença valorizada ao PMP_d apurado.

A conciliação financeira relativa aos consumos com medição não diária será feita em dois momentos: M+3 e após os consumos das carteiras dos agentes de mercado se tornarem definitivos, nos termos do GMLDD. No primeiro momento são conciliadas as diferenças entre os consumos discriminados agregados provisórios e os consumos discriminados agregados estimados, ambos relativos aos consumos com medição não diária. No segundo momento são conciliadas as diferenças entre os consumos discriminados agregados definitivos e os consumos discriminados agregados provisórios, ambos relativos aos consumos com medição não diária. O resultado final da conciliação deve corresponder à seguinte fórmula:

$$CFD_{i,d}(MND) = - \left(D_{i,d}(MND) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MND) \Big|_{d+1} \right) * PMP_d$$

em que:

$CFD_{i,d}(MND)$	Conciliação financeira do agente de mercado <i>i</i> relativa aos consumos com medição não diária do dia de gás <i>d</i> .
$D_{i,d}(MND) \Big _{\text{definitivo}}$	Consumo discriminado do agente de mercado <i>i</i> no dia de gás <i>d</i> , relativo aos consumos com medição não diária, apurado de acordo com o previsto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.
$D_{i,d}(MND) \Big _{d+1}$	Consumo discriminado agregado estimado do agente de mercado <i>i</i> no dia de gás <i>d</i> , relativo aos consumos com medição não diária, apurado como a soma da previsão de consumo das carteiras de compensação dos agentes de mercado realizada no dia <i>d-1</i> e a soma do ajustamento diário dos consumos com medição não diária apurado no dia <i>d+1</i> .

9 PROCESSO DE LIQUIDAÇÃO

A liquidação e faturação dos encargos de compensação dos pagamentos e recebimentos relativos à conciliação são detalhados no Procedimento n.º 17, sobre Pagamento, recebimentos, garantias e incumprimentos de pagamentos.

As liquidações mensais podem ser provisórias ou definitivas.

Os motivos que condicionam o carácter provisório da liquidação são:

- a) Não ter ainda terminado o período de liquidação;

- b) A utilização de contagens com carácter provisório;
- c) A existência de reclamações pendentes;
- d) A verificação, *à posteriori*, de valores errados numa liquidação considerada como definitiva, que não puderam ser detetados no momento devido, nem pelo Agente de Mercado, nem pelo GTG;
- e) Qualquer outra causa que determine insuficiência ou erro em alguma informação necessária para efetuar a liquidação.

Não se verificando quaisquer dos motivos acima indicados a liquidação mensal será considerada definitiva e dela resultarão direitos de recebimento e obrigações de pagamento firmes.

A correção aos valores da nota de liquidação mensal, não poderá ocorrer em data posterior em mais de 6 meses à data da nota de liquidação inicial, enquadrada no âmbito dos prazos de divulgação de informação para efeitos de liquidação estabelecidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

PROCEDIMENTO N.º 14

ENCARGOS DE NEUTRALIDADE

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento é baseado nas regras e princípios estabelecidos no Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás.

Este procedimento determina as regras e a metodologia de repartição dos custos e receitas relativos ao pagamento ou ao recebimento de encargos de compensação diária e os relativos às ações de compensação realizadas pelo GTG.

O presente mecanismo visa garantir que das diferenças entre os pagamentos e as cobranças decorrentes dos encargos de compensação diária e as ações de compensação a realizar pelo GTG, não resultem prejuízos ou benefícios para o GTG.

O presente procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNG;
- Agentes de mercado.

2 PRINCÍPIOS APLICÁVEIS AO APURAMENTO DOS ENCARGOS DE NEUTRALIDADE

O GTG não terá benefícios nem custos em resultado dos pagamentos ou recebimentos de encargos de compensação diária, nem com a realização das ações de compensação, desde que realizadas de forma eficiente.

Cabe à ERSE a decisão sobre se os custos, ou receitas, incorridos pelo GTG são considerados eficientes.

O GTG deverá publicar, com periodicidade mensal, na sua página na internet, os dados relevantes sobre os encargos de neutralidade totais.

3 CUSTOS ELEGÍVEIS PARA EFEITOS DE APLICAÇÃO DO APURAMENTO DOS ENCARGOS DE NEUTRALIDADE

A compensação operacional da RNTG, em tempo real, é concretizada pelo GTG mediante a utilização do Gás de Operação.

Para efeitos da aplicação do presente procedimento, consideram-se as seguintes categorias de custos/receitas diretamente associados às atividades de compensação da RNTG:

- Os encargos de compensação diária (estabelecidos nos termos do Procedimento n.º 13), relativos a desequilíbrios individuais diários dos agentes de mercado (estabelecidos nos termos do Procedimento n.º 12) que, uma vez apurados, são de imediato repercutidos no balanço de Gás de Operação;
- As conciliações apuradas nos termos do Procedimento n.º 13;
- As ações de compensação, destinadas à reposição do Gás de Operação, que nos termos do Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, podem ser concretizadas mediante a compra e venda de gás em mercados de curto prazo ou recorrendo a serviços de compensação;
- O saldo líquido entre receitas e custos diretamente relacionados com a oferta do mecanismo de flexibilidade de *linepack*;
- Outros custos variáveis diretamente relacionados com a realização de atividades de compensação, tais como:
 - Custo de acesso a plataformas de negociação para compra e venda de gás;
 - Custo das garantias de operações de financiamento para efeitos de realização das ações de compensação.

4 METODOLOGIA DE IMPUTAÇÃO DOS CUSTOS E RECEITAS ASSOCIADOS À ATIVIDADE DE COMPENSAÇÃO DA RNTG

O GTG deverá apurar os encargos de neutralidade em cada dia gás agregando, para cada mês, os custos e receitas associadas à atividade de compensação da RNTG, mencionados no ponto 3 do presente procedimento.

O apuramento dos encargos de neutralidade é realizado em base diária, devendo o GTG cobrar ou pagar aos agentes de mercado, os referidos encargos, por rateio dos fornecimentos (entradas) e consumos (saídas) da RNTG, determinados nos termos do Procedimento n.º 12, agregando para cada mês de faturação os correspondentes valores diários, de acordo com a seguinte fórmula:

$$EN_{i,M} = \sum_d \frac{\text{Fornecimentos}_{i,d} + \text{Consumos}_{i,d}}{\sum_j \text{Fornecimentos}_{j,d} + \text{Consumos}_{j,d}} \times EN_d$$

em que:

$EN_{i,M}$	Encargos de neutralidade aplicáveis ao agente de mercado i , no mês M .
EN_d	Encargos de neutralidade aplicáveis no dia d .
$\text{Fornecimentos}_{i,d}$	Fornecimentos à RNTG do agente de mercado i , no dia gás d , nos termos do Procedimento n.º 12.
$\text{Consumos}_{i,d}$	Consumos da RNTG do agente de mercado i , no dia gás d , nos termos do Procedimento n.º 12.

Os encargos de neutralidade são apurados diariamente pelo GTG, devendo ser faturados com a periodicidade estabelecida no Procedimento n.º 17.

A faturação emitida pelo GTG deverá ser permitir a compreensão e o cálculo de todos os valores faturados aos agentes de mercado, devendo identificar, entre outros elementos, o custo por tipo de rubrica de custo ou receita e demais elementos à completa identificação dos custos apresentados.

PROCEDIMENTO N.º 15**MERCADO SECUNDÁRIO****1 OBJETIVO E ÂMBITO**

O presente procedimento tem como objetivo definir os princípios e as regras relativas ao funcionamento do mercado secundário de capacidade no qual os agentes de mercado podem transacionar entre si os direitos de utilização da capacidade que lhes foram atribuídos num processo prévio solicitação e contratação de capacidade (DUC), no âmbito do MPAl, através do funcionamento do mercado secundário de capacidade.

Os direitos de utilização da capacidade poderão ser transacionados entre agentes de mercado, recorrendo à plataforma disponibilizada para o efeito, segundo as regras publicadas na página da *Internet* da REN.

2 DISPOSIÇÕES GERAIS

Os direitos de utilização de capacidade transacionáveis são obtidos também através dos mecanismos de atribuição de capacidade descritos no MPAl.

A operacionalização do mercado secundário de direitos de utilização de capacidade é responsabilidade do GTG, de acordo com o estabelecido no RRC. No entanto, é de salvaguardar que todas as operações e encargos decorrentes do processo de transação de direitos de utilização da capacidade são responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado intervenientes na transação, não se encontrando abrangidos pelo âmbito de aplicação deste Manual.

Sem prejuízo dos direitos de utilização da capacidade adquiridos no âmbito do mercado secundário, os agentes de mercado estão obrigados a participar nos processos de previsão de utilização/nomeação de capacidade, de acordo com os princípios gerais de atribuição da capacidade nas infraestruturas previstos no RARII.

A responsabilidade de liquidação dos DUC contratados à REN mantém-se sempre do agente que adquiriu a capacidade no primário.

3 DEVERES DE INFORMAÇÃO

No final de cada dia, após o encerramento do mercado secundário, a posição final dos DUC para cada agente de mercado resultante das transações de capacidade estará disponível na respetiva plataforma.

3.1 INFORMAÇÃO A DISPONIBILIZAR AO GTG

A informação a disponibilizar ao GTG deve ser submetida por escrito ou através de sistemas informáticos, e deverá conter entre outros os seguintes dados:

- Identificação dos agentes de mercado intervenientes no processo de transação;
- Produtos transacionados;
- Maturidade dos produtos.

3.2 REGRAS DE COMUNICAÇÃO DE INFORMAÇÃO

A informação sobre a transferência ou revenda de direitos de utilização de capacidade deve ser recebida pelo GTG, o mais tardar, até um dia útil anterior à data limite do envio previsão de utilização/nomeação ou renomeação, referente ao horizonte temporal subsequente.

O GTG verifica a compatibilidade da transação de capacidades entre agentes de mercado com as correspondentes atribuições prévias de capacidade, e valida as previsões de utilização/nomeações de utilização de capacidade ou renomeações para cada horizonte temporal.

PROCEDIMENTO N.º 16**CONTRATOS BILATERAIS****1 OBJETIVO E ÂMBITO**

O presente procedimento tem como objetivo estabelecer os princípios e as regras que devem reger a celebração de contratos bilaterais entre agentes de mercado para transação de gás no SNG, quer para fazer face à resolução de desequilíbrios individuais, quer por motivos de estratégia comercial.

Este procedimento deve observar o disposto no Procedimento n.º 1 relativo ao estatuto de agente de mercado e às regras de registo de agentes de mercado.

2 DISPOSIÇÕES GERAIS

Os contratos bilaterais são uma das formas que os agentes de mercado têm disponível para transacionar gás no SNG. Ao celebrar um contrato bilateral, uma das partes compromete-se a vender e a outra a comprar as quantidades contratadas de gás aos preços e condições fixadas no mesmo contrato.

Para efeitos de balanço, as transações de gás são associadas ao ponto onde ocorre a transferência física de gás nas infraestruturas da RNTIAT, sendo considerados os seguintes casos:

- a) Intercâmbio no VTP, com efeitos nos fornecimentos e/ou consumos (na RNTG) dos agentes de mercado intervenientes na transação;
- b) Intercâmbio no AS com efeito nas existências individuais na referida infraestrutura dos agentes de mercado intervenientes na transação; e
- c) Intercâmbio no TGNL, com efeito nas existências individuais na referida infraestrutura dos agentes de mercado intervenientes na transação.

Podem ser estabelecidos contratos bilaterais entre dois agentes de mercado no SNG.

Os agentes de mercado podem celebrar um ou vários contratos bilaterais para a concretização de transações de venda e/ou compra de quantidades de gás para um mesmo dia gás, de acordo com as disposições do presente Manual, como previsto na Divisão do RRC relativa à contratação bilateral.

Cabe aos agentes de mercado envolvidos em contratos bilaterais a responsabilidade de estabelecimento dos respetivos contratos de uso das infraestruturas bem como a do pagamento das tarifas de acesso às infraestruturas.

Os encargos decorrentes da aquisição de quantidades de gás através de contratos bilaterais são da responsabilidade exclusiva das partes envolvidas na transação, não se encontrando abrangidos pelo âmbito de aplicação do presente Manual de Procedimentos.

Os agentes de mercado que tomem parte numa transação de gás devem submeter ao GTG as respetivas notificações de transação, as quais podem ser aquisição (compra) ou de alienação (venda). Para efeitos de balanço na RNTIAT, a concretização de cada transação é efetuada através de um par de notificações de intercâmbio coerentes entre si, uma de alienação e outra de aquisição de gás, a submeter ao GTG por cada um dos agentes de mercado envolvidos.

O GTG pode desenvolver ferramentas que promovam a notificação de transações de forma simples e acessível aos agentes de mercado, inclusivamente alargando o início dos horizontes de submissão das notificações, assegurando o mesmo nível de rastreabilidade previsto no parágrafo anterior.

As notificações de transação são sujeitas a validação e confirmação atribuição, de acordo com os processos e prazos definidos neste capítulo.

Os agentes de mercado que percam a autorização para a realização de transações de venda através de intercâmbios de existências no âmbito do Procedimento n.º 21, não podem concretizar transações em que sejam a parte que procede à alienação (venda).

2.1 PROCESSO DE NOTIFICAÇÃO DE TRANSAÇÃO

Cada notificação de transação deve ser submetida ao GTG, por cada um dos agentes de mercado envolvidos numa transação, e conter as seguintes informações:

- Quantidade de gás a transacionar, expressa em kWh/d.
- A identificação da infraestrutura onde é pretendida a concretização da transação.
- O dia gás no qual a quantidade de gás é transacionada.
- Identificação das entidades contraentes.

- A identificação se consiste numa notificação de entrega ou de receção de gás, em coerência com o sentido da transação.

NOTIFICAÇÕES DE INTERCÂMBIO

Diariamente, até às 13:00h da data anterior ao dia gás, os agentes de mercado deverão enviar ao GTG, assim como aos operadores do terminal de GNL e armazenamento subterrâneo de gás caso as respetivas infraestruturas sejam pontos de transferência física de gás, as notificações de intercâmbio relativas a cada transação que pretendam concretizar.

Num horizonte de tempo que se inicia no dia anterior ao dia gás ($d-1$) e que termina às 02:00h do dia gás d , os agentes de mercado devem submeter ao GTG e aos operadores das infraestruturas envolvidas, designadamente ao operador do terminal de GNL e/ou ao operador do armazenamento subterrâneo, as notificações de intercâmbio para o dia gás d .

REVISÃO DAS NOTIFICAÇÕES DE INTERCÂMBIO

Os agentes de mercado podem submeter ao GTG e aos operadores das infraestruturas envolvidas, designadamente ao operador do terminal de GNL e/ou ao operador do armazenamento subterrâneo, a revisão/alteração de notificações de transação previamente submetidas.

O prazo para a submissão de alterações a notificações de transação previamente submetidas, para o dia gás d , decorre no horizonte temporal que se inicia no dia anterior ao dia gás ($d-1$) e que termina às 02:00h do dia gás d .

CONFIRMAÇÃO DAS NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO

No processo de confirmação de notificações de transação, o GTG e eventualmente os operadores do terminal de GNL e armazenamento subterrâneo de gás, apenas considerarão a última revisão submetida pelos agentes de mercado.

As notificações de transação serão confirmadas pelo GTG aos agentes de mercado num prazo máximo de 2 horas após a receção de um par de notificações de aquisição/alienação casadas, exceto nos casos em

que as notificações ocorram no período de renomeação, tendo efeitos no próprio dia gás d , em que a confirmação deverá tardar o máximo de 30 minutos.

O GTG confirmará a cada agente de mercado as quantidades indicadas em cada par de notificações de transação recebidas, caso se verifique a coerência entre todos os elementos de informação acima descritos.

Quando as informações de cada par de notificações de transação submetidas não forem compatíveis entre si, em particular, caso as quantidades de gás (em kWh) no par aquisição/alienação não seja coerente, o GTG confirmará a menor quantidade apresentada (aplicação da *lesser value rule*).

O GTG considerará nulas as notificações de transação, e respetivas revisões, que não tenham contrapartes coerentes na identificação da infraestrutura, no dia gás d , nas entidades contraentes e no sentido da transação (entendendo-se por sentido a aquisição ou alienação).

Para além das verificações de coerência acima referidas, as notificações de transação são verificadas, também pelo GTG, nos seguintes aspetos:

- a) De acordo com as existências de gás de cada agente de mercado nas infraestruturas, designadamente nas transações submetidas para o terminal de GNL e para o armazenamento subterrâneo de gás, considerando ainda as existências cativadas nos termos do Procedimento n.º 22.
- b) De acordo com as quantidades de gás confirmadas nos pontos de entrada para a RNTG de cada agente de mercado, nos casos de transações no VTP.

Nos casos referidos anteriormente o GTG pode rejeitar um par de notificações de transação nas seguintes situações:

- a) Se na notificação de alienação as existências de gás no terminal de GNL ou armazenamento subterrâneo não forem, no mínimo, iguais à quantidade de gás a transferir à contraparte, no dia gás d , na infraestrutura em causa.
- b) Se na notificação de aquisição a capacidade de armazenamento contratada no terminal de GNL ou armazenamento subterrâneo não for, no mínimo, igual à quantidade de gás a receber da contraparte, no dia gás d , na infraestrutura em causa.
- c) Se não forem confirmadas nas entradas da RNTG quantidades que viabilizem a notificação de alienação apresentada, no caso de uma transação no VTP.

- d) Se o agente de mercado vendedor na notificação de transação não está autorizado a realizar vendas no âmbito do Procedimento n.º 21.

ALOCAÇÃO DE QUANTIDADES

Em resultado da atribuição de quantidades transacionadas entre agentes de mercado, o GTG procederá, no caso de transações no terminal de GNL ou no AS, à alocação dessas quantidades aos balanços individuais de cada agente de mercado e no caso de transações no VTP, à alocação da aquisição como fornecimento e da alienação como um consumo do agente de mercado envolvido com respeito pelos termos e prazos específicos definidos neste Manual.

2.2 CONFIDENCIALIDADE

O GTG obriga-se a manter a confidencialidade da informação que o agente de mercado lhe tenha transmitido na informação de celebração ou rescisão do contrato bilateral, sem prejuízo do estabelecido na legislação e regulamentação em vigor e do disposto neste Manual de Procedimentos.

3 LIQUIDAÇÃO

O processo de liquidação relativo às quantidades de gás contratadas através de contratos bilaterais é da responsabilidade exclusiva dos contraentes.

O processo de liquidação dos encargos decorrentes da utilização das infraestruturas associadas à execução dos contratos bilaterais é efetuado no âmbito do processo de faturação mensal, decorrente dos contratos de uso que o agente de mercado seja titular.

As penalidades previstas e apuradas nos termos deste Manual sempre que os agentes incorram nas situações previstas para cada uma das infraestruturas, serão faturadas logo que apuradas.

PROCEDIMENTO N.º 17**PAGAMENTO, RECEBIMENTOS, GARANTIAS E INCUMPRIMENTOS DE PAGAMENTOS****1 OBJETIVO E ÂMBITO**

O presente procedimento tem como objetivo estabelecer os princípios e as regras que devem reger os processos relativos à liquidação, faturação, pagamentos, recebimentos, garantias e a incumprimentos de pagamentos relativos aos contratos celebrados entre os agentes de mercado e o GTG.

Exclui-se do âmbito do presente procedimento a atividade de gestão de garantias, a gestão de riscos e de prestação de garantias, bem como a atividade e procedimentos a observar pelo gestor integrado de garantias, que são objeto de regulamentação própria.

2 PROCEDIMENTOS GERAIS**2.1 LIQUIDAÇÃO E FATURAÇÃO**

A liquidação e a faturação dos encargos:

- a) Associados ao contrato de adesão à Gestão Técnica Global do SNG, tem uma periodicidade semanal;
- b) Relativos a DUC primários e à utilização por infraestrutura do SNG, tem uma periodicidade mensal.

O GTG, para realizar a liquidação referida no presente Manual de Procedimentos, comunicará aos agentes de mercado do SNG, as respetivas Notas de Liquidação, para os pagamentos e recebimentos que lhes corresponda realizar, em cada período de liquidação.

O agente de mercado tem direito ao recebimento, ou, obriga-se ao pagamento, dos montantes devidos pelas transações realizadas, pelos valores constantes da nota de liquidação e na data e hora definidos pelo GTG, independentemente da data de receção da faturação emitida pelo GTG.

O agente de mercado receberá a faturação correspondente à nota de liquidação a pagamento, que deverá ser emitida:

- a) Até ao segundo dia útil da semana, para as liquidações dos encargos associados ao contrato de adesão à Gestão Técnica Global do SNG;

- b) Pelo menos 5 (cinco) dias úteis antes da data de pagamento, para os restantes encargos.

Os encargos relativos a conciliações e a encargos de neutralidade são apurados uma vez por mês e incluídos na liquidação da terceira semana de cada mês. O GTG deve divulgar antes do início de cada ano civil o calendário de liquidações com as datas de emissão das notas de liquidação, datas de pagamento e datas de recebimento.

CARACTERÍSTICAS DA FATURAÇÃO

O GTG enviará aos agentes de mercado, a correspondente faturação e, sempre que aplicável, os respetivos documentos de suporte, os quais, deverão conter informação sobre os elementos seguintes:

- a) Período de liquidação;
- b) Encargos relativos a DUC primários, quando aplicáveis;
- c) Encargos relativos à utilização por infraestrutura do SNG, quando aplicáveis;
- d) Encargos de compensação, quando aplicáveis;
- e) Encargos relativos ao processo de conciliação, quando aplicáveis;
- f) Encargos de neutralidade;
- g) Encargos relativos à subscrição do serviço de flexibilidade do *linepack*;
- h) Informação sobre o IVA, quando aplicável;
- i) Total a pagar ou a receber.

2.2 OBRIGAÇÕES DOS AGENTES DE MERCADO DEVEDORES

O agente de mercado devedor obriga-se a efetuar o pagamento que lhe corresponder, resultado da liquidação, incluindo o IVA, quando aplicável. A data e hora limite para efetuar o pagamento, através de entidade bancária, pela conta designada para o efeito, serão aquelas indicadas pelo GTG.

A data dos pagamentos relativos aos encargos associados ao Contrato de Adesão à Gestão Técnica Global do SNG corresponde ao segundo dia útil seguinte à data de divulgação da nota de liquidação.

2.3 DIREITOS DOS AGENTES DE MERCADO CREDITORES

O agente de mercado credor tem direito a receber o montante que lhe corresponder, resultado da liquidação, incluindo o IVA, quando aplicável. O recebimento será realizado através de entidade bancária, pela conta designada para o efeito, a partir da data e hora limite definidas pelo GTG.

A data dos recebimentos relativos aos encargos associados ao Contrato de Adesão à Gestão Técnica Global do SNG corresponde ao terceiro dia útil seguinte à data de divulgação da nota de liquidação.

2.4 CONTAS DESIGNADAS PARA RECEBIMENTOS E PAGAMENTOS

O GTG designará uma conta em instituição bancária nacional, para efeito de pagamento, por parte de agentes de mercado devedores, resultado da liquidação, cujos elementos de identificação, comunicará aos agentes de mercado.

Durante o processo de inscrição como agente de mercado ou, para efeitos de atualização de informação necessária à Liquidação e Faturação, segundo procedimentos e formulários definidos por aviso do GTG, os agentes de mercado, designarão uma conta em instituição bancária, para efeito de recebimento, quando se apresentarem como credores, em resultado da liquidação.

2.5 REGIME PARA OS PAGAMENTOS EM MORA

O não recebimento pelo GTG, até à data e hora limite de pagamento, de notificação de ordem de transferência bancária dos montantes constantes na nota de liquidação tem as consequências seguintes:

- a) O GTG notifica o gestor integrado de garantias, para efeitos de execução das garantias constituídas.
- b) Enquanto o pagamento não estiver totalmente realizado, o agente de mercado é considerado em mora e, sobre as quantias em dívida incidirão juros calculados nos termos especificados no ponto 4.3 do presente Procedimento.

3 PROCEDIMENTOS RELATIVOS ÀS GARANTIAS

Os agentes de mercado devem prestar, nos termos da regulamentação aplicável, garantias suficientes para dar cobertura às obrigações financeiras decorrentes das suas transações, de tal modo que se garanta o recebimento integral dos valores devidos pela sua participação na RNTIAT no próprio dia em que se efetue a liquidação do período correspondente.

O valor das garantias de pagamento a serem prestadas, a sua cobertura e a espécie de garantias que pode ser utilizada são objeto de regulamentação própria relativa à gestão integrada de garantias. A falta de prestação destas garantias, bem como a prestação insuficiente ou inadequada, ou a sua não manutenção e atualização, originam a suspensão do Contrato de Adesão.

4 PROCEDIMENTOS RELATIVOS ÀS GARANTIAS

4.1 CRITÉRIOS DE ATUAÇÃO EM CASO DE INCUMPRIMENTOS DE PAGAMENTO

Sempre que algum agente de mercado entre em incumprimento das suas obrigações de pagamento, decorrentes das suas transações na RNTIAT, o GTG notifica o gestor integrado de garantias, para que este, nos termos da regulamentação aplicável, desencadeie a execução, com a máxima diligência e com a maior brevidade das garantias constituídas.

Quando se verifique, por parte de um agente de mercado, um incumprimento do pagamento de uma fatura emitida no âmbito do Contrato de Adesão procede-se à mobilização de recursos disponíveis para obviar a esse incumprimento, de acordo com a seguinte prioridade:

- a) Notificação ao gestor integrado de garantias para a execução das garantias prestadas, nos termos da regulamentação aplicável;
- b) Utilização das receitas de vendas retidas nas plataformas de negociação e câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG, de forma proporcional ao valor dos montantes retidos em cada plataforma ou câmara de compensação;
- c) Valorização do montante de existências comunicado pelo agente de mercado e cativado nos termos do Procedimento n.º 21 e do Procedimento n.º 22.

A valorização das existências, nos termos da alínea c) do parágrafo anterior, é feita no dia útil seguinte à data da execução da garantia através de:

- a) Venda pelo GTG dessas existências no VTP através do mercado organizado;
- b) Integração dessas existências em gás de operação, valorizadas ao preço de referência desse dia gás, quando, por razões operativas, não seja oportuno realizar essa venda.

Quando as existências de gás cativadas nos termos dos Procedimentos n.º 22 e 23, se encontrem constituídas no Terminal de GNL ou no Armazenamento Subterrâneo, deve ser deduzida à valorização prevista no parágrafo anterior, o valor relativo às tarifas de acesso às infraestruturas que sejam aplicáveis.

4.2 VENDA E VALORIZAÇÃO DAS EXISTÊNCIAS DE GÁS EM CASO DE CESSAÇÃO DO CONTRATO DE ADESÃO

Nas situações em que ocorra a cessação de um contrato de adesão à Gestão Técnica Global do SNG, por incumprimento do agente de mercado, e este tenha existências de gás no TGNL ou no AS, o GTG procede, no dia útil seguinte à data da cessação:

- a) À venda dessas existências no VTP através do mercado organizado;
- b) À integração dessas existências em gás de operação, valorizadas ao preço de referência desse dia gás, quando, por razões operativas, não seja oportuno realizar essa venda.

Nas situações em que ocorra a cessação de um contrato de adesão à Gestão Técnica Global e este tenha existência de gás numa Unidade Autónoma de Gás associadas a uma rede de distribuição local, estas são entregues ao respetivo CURR, sendo valorizadas ao preço de referência no dia útil seguinte à cessação.

As receitas obtidas pela venda das existências ou pela sua valorização nos termos dos parágrafos anteriores, constituem receitas do SNG que são utilizadas, por decisão da ERSE, para a regularização de dívidas relativas a incumprimentos do Contrato de Adesão, dos contratos de uso das redes e dos contratos de uso das infraestruturas.

4.3 ATRASOS NOS PAGAMENTOS E JUROS DE MORA

Em caso de não pagamento pontual, total ou parcial, o agente de mercado incumpridor fica obrigado ao pagamento de juros de mora sobre a quantia em dívida, contados desde a data limite de pagamento indicada na fatura, até à data em que o pagamento for efetivamente realizado.

A taxa de juros de mora a aplicar será a taxa de juro legal em vigor.

Igual procedimento será aplicado em caso de atraso de pagamento do GTG ao agente de mercado, por razões que lhe sejam imputáveis.

4.4 INCUMPRIMENTO PROLONGADO NOS PAGAMENTOS POR REALIZAR

Em caso de incumprimento prolongado das obrigações de pagamento por parte de um agente de mercado, que não seja possível regularizar através dos meios previstos no presente Procedimento, o GTG ou os operadores das infraestruturas da RNTIAT em causa, consoante o caso, opor-se-lhe-ão judicialmente, ou por outro meio admitido pelo ordenamento jurídico. O agente de mercado incumpridor ficará obrigado a pagar os descobertos com juros e todos os danos e prejuízos causados.

Para este efeito, considera-se que existe um incumprimento prolongado das obrigações de pagamento de um agente de mercado, quando decorrerem mais de trinta dias desde a data em que o pagamento foi exigido sem que tenha sido efetuado.

PROCEDIMENTO N.º 18

GESTÃO DA INFORMAÇÃO

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir os princípios e as regras relativas aos procedimentos de registo e troca de informação entre agentes de mercado e operadores das infraestruturas da RNTIAT.

O procedimento contém ainda as obrigações de informação por parte do GTG para efeitos de supervisão por parte da ERSE, quer em termos de envio de informação à ERSE, quer através da criação de um grupo de acompanhamento do funcionamento do SNG.

Está abrangida pelo presente procedimento, nomeadamente, a seguinte informação:

- a) Capacidade disponibilizada para efeitos de comerciais;
- b) Direitos de Utilização de Capacidade atribuídos a cada agente de mercado;
- c) Nomeação de Capacidade, através do Programa de Operação;
- d) Notificações de transação;
- e) Transações de DUC entre agentes em sede de mercado secundário;
- f) Processos de repartição por agentes de mercado;
- g) Processo de balanço comercial de cada agente de mercados;
- h) Desequilíbrios diários individuais e, quando aplicável, desequilíbrios com subscrição de flexibilidade de *linepack*;
- i) Ajustamentos previstos no Procedimento n.º 11;
- j) Processos de balanço físico das infraestruturas;
- k) Processo de gestão do Gás de Operação pelo GTG;
- l) Encargos de compensação individuais dos agentes de mercado;
- m) Preços marginais de compra, Preços marginais de venda e Preços médios ponderados;
- n) Encargos relativos à aplicação do princípio da neutralidade;
- o) Encargos relativos ao processo de conciliação;

- p) Reservas de segurança por agente de mercado;
- q) Plano Anual de manutenção e de indisponibilidades da RNTIAT;
- r) Toda a informação operacional prevista no ponto 2.1 do presente procedimento.

2 REGISTO E DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

O GTG deve manter atualizados registos de toda a informação relevante relativa à operação do SNG. Para tal, o GTG deve recorrer aos meios e equipamento descritos no ponto 3 do presente procedimento.

A informação deve ser disponibilizada aos agentes de mercado ou ao mercado em geral, consoante o caso, através de meios eletrónicos, usando formatos transparentes e plataformas aptas para recolha e processamento automático dos dados. A informação deve ser disponibilizada, pelo menos, em língua portuguesa e inglesa.

O GTG deve ainda prestar informação através das plataformas eletrónicas europeias de transparência sobre as redes de transporte interligadas.

2.1 INFORMAÇÃO OPERACIONAL

A informação resultante da atuação do GTG no âmbito da operação da RNTIAT, e em particular no que respeita o relacionamento entre o GTG e as restantes entidades do SNG, deve ser objeto de registo e de divulgação.

Em termos de caracterização da operação real do SNG, o GTG deve publicar a seguinte informação na sua página da *internet*:

- a) Desencadeamento de ações de balanço na plataforma de negociação;
- b) Consumo agregado da RNTG, real e previsto, com discriminação horária;
- c) Fluxos de gás nos pontos de ligação da RNTG com as restantes infraestruturas da RNTIAT e com as redes interligadas, com uma discriminação horária;
- d) Programa de operação das infraestruturas da RNTIAT;
- e) Existências totais de gás no SNG, com discriminação diária;

- f) Movimentação do Gás de Operação pelo GTG;
- g) Capacidade utilizada nos diversos pontos de ligação à RNTG;
- h) Condicionalismos técnicos de operação;
- i) Incidentes com impacto para os utilizadores em qualquer uma das infraestruturas da RNTIAT;
- j) Entrada em serviço de novas instalações da RNTIAT (integrado no anúncio de capacidade);
- k) Existências ao início de cada dia gás e a previsão de valor de existências para o final do dia.

As alíneas a) a i) devem ser atualizadas diariamente, e a alínea j) mensalmente. A alínea k) deve ser atualizada em base horária.

É igualmente da responsabilidade do GTG, em articulação com os operadores de cada infraestrutura da RNTIAT, a compilação de toda a informação relativa aos processos de repartição, balanços e apuramento de desequilíbrios, recolhida diariamente. Esta informação deve ser objeto de registo em base de dados passível de ser auditada e deve ser objeto de divulgação aos agentes de mercado na parte que lhes diz respeito.

De forma a que o GTG possa desempenhar a sua função de modo mais eficiente, deverão ser-lhe enviados atempadamente todos os dados que permitam elaborar as informações constantes do ponto anterior, nomeadamente:

- a) A informação enviada pelos operadores das infraestruturas do SNG e pelo operador da Rede Interligada, relacionada com as repartições do gás processado por cada agente de mercado em cada uma das suas infraestruturas;
- b) A informação enviada pelos operadores das infraestruturas do SNG relacionadas com o balanço físico (diário, mensal) em cada uma das suas infraestruturas;
- c) A informação enviada pelos operadores das infraestruturas do SNG relacionadas com o balanço comercial (diário e mensal) por agente de mercado;
- d) A informação enviada pelos operadores das infraestruturas do SNG relacionadas com o balanço (diário e mensal) relativo ao Gás de Operação em cada infraestrutura.

2.2 ARTICULAÇÃO ENTRE INFORMAÇÃO OPERACIONAL E ATRIBUIÇÃO DE DUC

Em termos de gestão da capacidade disponível para fins comerciais e sua determinação, o GTG deve manter o registo e divulgação da informação relativa ao Plano Anual de Manutenção da RNTIAT, ao Plano de Indisponibilidades da RNTIAT e ao anúncio de capacidades disponível para fins comerciais nos diversos pontos de ligação à RNTG para cada horizonte de atribuição de capacidade, nos termos definidos no MPAL.

Adicionalmente, tendo em conta o processo de atribuição primária de Direitos de Utilização de Capacidade (DUC), bem como os processos de DUC entre agentes em sede de mercado secundário, o GTG através do seu sistema ATR deve garantir o registo de toda a informação relacionada com esses processos, nomeadamente a seguinte informação relativa à utilização de DUC pelos agentes de mercado:

- a) Valores das capacidades disponíveis para fins comerciais em cada horizonte temporal e em cada infraestrutura;
- b) DUC atribuídos a cada agente de mercado em processos de atribuição em cada horizonte temporal e em cada infraestrutura;
- c) Resultados dos processos de leilão de atribuição de DUC;
- d) Nomeações e renomeações em cada ponto relevante;
- e) Apuramento de desequilíbrios diários individuais.

3 MEIOS DE REGISTO E DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

O GTG deve manter registos atualizados da informação relativa à operação do sistema, devendo dispor de um sistema de telecomunicações de fibra ótica e de um sistema SCADA que lhe permite obter um panorama geral do sistema em tempo real, sobre todas as infraestruturas da RNTIAT, com garantia de alta disponibilidade, fiabilidade, integridade e segurança de dados e processos. Para o efeito, o Centro de Despacho principal do ORT dispõe de dois sistemas informáticos em concorrência na disponibilização das respetivas funcionalidades e para efeitos de recuperação do comando e controlo da gestão do sistema em caso de desastre e ainda de um terceiro sistema no Centro de Despacho de Emergência.

Integrados com estes sistemas industriais, de modo a propiciar e facultar os serviços necessários à gestão rápida, segura e auditável da informação, o GTG dispõe de sistemas de gestão de gás, designadamente um

Simulador de Fluxos de Gás, um Sistema de Informação e Gestão Operacional (SIGO) e um Sistema de Acesso de Terceiros à Rede (ATR), sistemas que contemplam o registo, gestão dos dados e a validação e gestão dos processos. Deste modo, são facultadas as funcionalidades de simulação em tempo real e as previsões de comportamentos na RNTG, assim como disponibilizadas, com uma resolução horária, todos os dados necessários à gestão do SNG, nomeadamente valores de pressão, temperatura, volume, autoconsumo e dados de energia registados na infraestrutura de transporte, de interfaces e interligações.

4 EQUIPAMENTOS DE SUPORTE À ATIVIDADE DE GTG

Os sistemas que propiciam e facultam os serviços necessários à gestão rápida segura e auditável da informação são suportados numa arquitetura tecnológica que assenta nos seguintes princípios:

a) Garantia Operacional

Estes sistemas operam em modo permanente, sendo para isso suportados por uma arquitetura suficientemente robusta e por serviços redundantes, pelo que a sua continuidade operativa é salvaguardada em caso de qualquer falha do equipamento, da comunicação, ou outra.

b) Desempenho

A arquitetura dos sistemas foi desenhada de forma a se poder obter um bom desempenho dos mesmos, tendo em atenção o volume de informação esperado. Para garantia da continuidade da prestação de serviço de qualidade, são realizados testes de desempenho periódicos, ou sempre que se justifique. Os tempos de resposta e de sincronismo entre os vários intervenientes dos sistemas (internos e externos) satisfazem os níveis de desempenho necessários à eficiente condução da atividade do GTG.

c) Segurança

Os sistemas contemplam os vários níveis de segurança necessários, nomeadamente no que diz respeito ao seguinte:

- Segurança no controlo de acesso à rede, local e remotamente, garantindo a devida autorização e autenticação dos intervenientes;
- Segurança e confidencialidade nas transações efetuadas entre os vários intervenientes;
- Segurança no controlo de acesso aos registos de informação na Base de Dados, dentro da própria rede local.

d) Flexibilidade

Os sistemas estão dimensionados de forma a permitir um aumento do número de intervenientes no processo e consequentemente, um aumento do volume de informação, sem degradação dos níveis de desempenho. A sua arquitetura tecnológica assenta numa plataforma modular e suficientemente dinâmica para que seja possível incorporar novas regras e funcionalidades sempre que necessário.

e) Redes de Comunicação

As redes de comunicação assentam numa filosofia de elevada segurança e total auditabilidade, estando suportadas por uma plataforma de segurança local que controla os acessos.

5 SISTEMAS DE INFORMAÇÃO E COMUNICAÇÃO

O sistema de comunicações com os agentes de mercado ou outras entidades, é assegurado por correio eletrónico e/ou através do sítio da Internet da REN Gasodutos.

Com o desenvolvimento do Sistema de Informação de Acesso de Terceiros à Rede (ATR), disponibiliza-se a cada entidade o acesso privilegiado à respetiva informação, mediante uma prévia e obrigatória autenticação no sistema.

O formato dos ficheiros/mensagens, referentes às trocas de informação a prestar, previstas neste manual de procedimentos, estará disponível no sítio da Internet da REN Gasodutos.

A REN poderá alterar ou atualizar os meios de comunicação atrás referidos, devendo manter informados os agentes de mercado de todas as modificações com uma antecedência que lhes permita tomar as medidas necessárias à adaptação às novas características dos meios utilizados. As alterações necessárias a introduzir nos sistemas informáticos dos agentes de mercado serão da exclusiva responsabilidade destes.

6 CONTACTOS OPERACIONAIS

Todas as informações de carácter operacional efetuadas por todas as entidades envolvidas no SNG para o GTG devem respeitar os canais de comunicação previstos neste capítulo.

Sempre que haja alteração dos contactos operacionais por parte de uma das entidades do SNG, as entidades envolvidas deverão divulgar essa alteração por escrito.

6.1 PROCESSOS DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Com exceção dos processos de contratação, todas as informações relativas aos processos que decorrem até ao final do dia $d+1$, deverão ser direccionadas para a Gestão do Sistema do GTG da REN Gasodutos, através dos contactos definidos pelo GTG.

Todas as informações de carácter operacional estabelecidas telefonicamente com o Centro de Despacho da REN-Gasodutos são gravadas, sendo responsabilidade do GTG tomar as devidas providências para que a divulgação dessas gravações fique limitada aos serviços, ou às pessoas que diretamente intervêm em cada tipo específico de operação.

6.2 PROCESSOS DE OPERAÇÃO DE MERCADO

Todas as informações relativas aos processos de contratação e processos que decorrem após o final do dia $d+1$, deverão ser direccionadas para a Operação de Mercados do GTG da REN Gasodutos, através dos contactos definidos pelo GTG.

7 CONFIDENCIALIDADE

De forma a preservar a confidencialidade dos dados recolhidos, todos os colaboradores que exerçam funções na Gestão Técnica Global do SNG obrigam-se ao cumprimento das regras constantes do respetivo Código de Conduta e demais legislação aplicável à proteção de dados.

PROCEDIMENTO N.º 19**GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO FUNCIONAMENTO DO SNG****1 OBJETO E ÂMBITO**

No âmbito da atividade de supervisão da ERSE, estabelece-se neste procedimento a criação e as regras de organização de um grupo de acompanhamento do funcionamento do SNG.

O grupo de trabalho terá como objetivo contribuir para o aprofundamento das matérias de regulação e regulamentação do funcionamento do SNG, através, nomeadamente, do acompanhamento da programação e operação das infraestruturas da RNTIAT, da coordenação com a atribuição de direitos de utilização de capacidade, bem como outras matérias que a ERSE considere necessárias abordar desde que as mesmas se enquadrem no âmbito do grupo de trabalho e não coincidam com matérias que devam ser abordadas em sede dos Conselhos Consultivo e Tarifário da ERSE.

2 FUNCIONAMENTO DO GRUPO DE ACOMPANHAMENTO

O grupo de acompanhamento do funcionamento do SNG é coordenado pela ERSE e constituído por representantes da DGEG, do GTG, dos operadores das infraestruturas, dos comercializadores e outras entidades que a ERSE considere de interesse convocar para as respetivas reuniões

As reuniões do grupo de acompanhamento serão convocadas pela ERSE sempre que se considere necessário.

O grupo de trabalho reúne por iniciativa da ERSE, pelo menos anualmente, ou a pedido fundamentado, submetido à apreciação da ERSE, dos membros do grupo de trabalho.

PROCEDIMENTO N.º 20

DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO À ERSE

1 ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo identificar a informação que deve ser disponibilizada pelo GTG à ERSE no âmbito da sua atividade de Gestão Técnica Global do SNG, em complemento da informação disponibilizada ao mercado através do site do operador, bem como a periodicidade e os prazos aplicáveis.

2 FORMATOS E MEIOS DE DISPONIBILIZAÇÃO DA INFORMAÇÃO

A informação a disponibilizar à ERSE deve ser apresentada por meios eletrónicos, segundo formatos definidos entre a ERSE e o GTG, e podendo recorrer a plataformas eletrónicas de partilha de informação que permitam o tratamento automático de dados.

A informação que seja publicada no sítio de internet do operador, acessível ao mercado, considera-se disponibilizada à ERSE desde que identifique a respetiva data de publicação.

3 INFORMAÇÃO A ENVIAR ANUALMENTE

O Gestor Técnico Global do SNG deve enviar anualmente informação à ERSE, para cada ano gás, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhe sejam aplicáveis:

- a) Relatório sobre o processo de atribuição de capacidade para reservas de segurança no processo anual e o valor das capacidades afetas a reservas de segurança por agente de mercado;
- b) Proposta para a quantidade de Gás de Operação do GTG e para a respetiva Extensão;
- c) Proposta para o preço e capacidade disponível para o serviço de flexibilidade do linepack;
- d) Relatório de monitorização do funcionamento do SNG, incluindo os dados físicos individualizados por agente de mercado sobre a compensação da RNTG, terminal de GNL e armazenamento subterrâneo, relativo ao ano gás anterior;
- e) Relatório de balanço do Gás de operação, incluindo a caracterização física e financeira das ações de compensação, relativo ao ano gás anterior;

- f) Relatório sobre compensação e encargos de neutralidade referido na secção do ROI sobre a neutralidade.

A informação referida deve ser disponibilizada até 1 de março, salvo para a alínea a) que deve ser disponibilizada até 1 mês após o processo de atribuição anual de capacidade.

4 INFORMAÇÃO A ENVIAR TRIMESTRALMENTE

O Gestor Técnico Global do SNG deve enviar trimestralmente informação à ERSE, com detalhe diário quando aplicável, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhe sejam aplicáveis:

- a) Capacidade agregada por infraestrutura, em cada dia, por agente de mercado, resultante do somatório dos DUC atribuídos, ou negociados em sede de mercado secundário;
- b) Nomeações e renomeações, por ponto relevante e por agente de mercado;
- c) Repartições diárias por agente de mercado, por infraestrutura, incluindo as redes de distribuição abastecidas por UAG (individualizadas das restantes);
- d) Balanço individual de cada agente de mercado por infraestrutura, resultante do processo diário e processo mensal;
- e) Balanço físico por infraestrutura;
- f) Encargos de compensação diária por agente de mercado;
- g) Valor mensal dos encargos de neutralidade liquidados, por agente de mercado e devoluções à tarifa;
- h) Encargos relativos ao processo de conciliação, por agente de mercado;
- i) Movimentação do Gás de Operação e da Extensão do Gás de Operação pelo GTG, incluindo as ações de balanço e utilizações dos serviços de compensação;
- j) Capacidade disponível no VIP para atribuição através de mecanismos implícitos para cada dia de gás;
- k) Capacidade total atribuída no VIP através de mecanismos de atribuição implícita para cada dia de gás;

Esta informação deve ser enviada à ERSE até ao dia 15 do 2º mês de cada trimestre e relativa ao trimestre anterior.

5 INFORMAÇÃO A ENVIAR MENSALMENTE

O Gestor Técnico Global do SNG deve disponibilizar mensalmente informação à ERSE, com detalhe diário quando aplicável, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhe sejam aplicáveis:

- a) Operações de compra e de venda de produtos de título em que o GTG esteja envolvido em cada dia de gás, com discriminação de preços e de quantidades;
- b) Desequilíbrios diários individuais e, quando aplicável, desequilíbrios diários com subscrição de flexibilidade do *linepack*;
- c) Notificações de transação, por ponto relevante e por agente de mercado.
- d) Valores diários dos consumos apurados no dia $d+1$ para o dia gás d , por agente de mercado, com discriminação dos consumos com medição intradiária e com medição diária;
- e) Valores diários dos fornecimentos apurados no dia $d+1$ para o dia gás d , por agente de mercado, com discriminação entre pontos de ligação de produtores e estações de receção de gás e entre entregas na RNTG e na RNDG;
- e)f) Valores diários das quantidades de gás em kWh, atribuída aos consumos com medição não diária (MND), por agente de mercado, em cada dia de gás.

Esta informação deve ser enviada à ERSE até ao dia 15 do mês seguinte.

6 OUTRA INFORMAÇÃO A ENVIAR

O Gestor Técnico Global do SNG deve enviar à ERSE qualquer outra informação para além da descrita nos pontos 3 a 5 relativas a:

- a) Condicionalismos técnicos de operação;
- b) Incidentes com impacto para os utilizadores em qualquer uma das infraestruturas da RNTIAT;
- c) Entrada em serviço de novas instalações da RNTIAT;
- d) Plano de Indisponibilidade das infraestruturas da RNTIAT
- e) Outra informação solicitada pela ERSE para efeitos de supervisão da operação da RNTIAT.

PROCEDIMENTO N.º 21

AUTORIZAÇÃO PARA TRANSAÇÕES DE VENDA

1 ÂMBITO

O presente procedimento define as regras para a autorização dos agentes de mercado pelo GTG para transacionarem na plataforma de negociação do MIBGAS, S. A. e noutras plataformas ou câmaras de compensação que realizem notificações de transações ao GTG, bem como para realizarem transações de venda através do intercâmbio de existências no âmbito de contratos bilaterais.

2 COMUNICAÇÃO DA LISTA DE AGENTES DE MERCADO AUTORIZADOS

O GTG deve comunicar ao operador da plataforma de negociação e câmara de compensação que realizem notificações ao GTG, antes do início de cada dia de negociação, a lista de agentes de mercado que se encontram autorizados a realizar transações na plataforma de negociação.

A comunicação a que se refere o parágrafo anterior pode incluir autorizações parciais de realização de transações, que têm por consequência que o agente de mercado apenas pode realizar em mercado transações de compra.

O GTG deve também informar no mesmo momento, os agentes de mercado em questão da sua não autorização para a realização de transações, incluindo a não autorização para realizarem transações de venda através de intercâmbio de existências no âmbito de contratos bilaterais.

O GTG deve comunicar, antes do início de cada dia de negociação, ao operador da plataforma de negociação e câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG, os dias gás para os quais as receitas de transações de venda retidas, no âmbito ponto seguinte, podem ser liberadas.

3 RETENÇÃO DAS RECEITAS DE TRANSAÇÕES DE VENDA

O operador da plataforma de negociação ou câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG retêm as receitas das transações de venda por si liquidadas até que o GTG lhes comunique a liberação dessas receitas, nos termos previstos no ponto 6 do presente procedimento

4 APURAMENTO DA POSIÇÃO DO AGENTE DE MERCADO

O GTG deve avaliar, antes do início da negociação, a posição de cada agente de mercado de acordo com o seguinte:

- a) Cálculo e valorização dos desequilíbrios dos dias anteriores, bem como de outros encargos apurados nos termos do contrato de adesão à Gestão Técnica Global do SNG, que ainda não tenham sido liquidados ou pagos;
- b) Cálculo e valorização da posição do agente, para os dias gás para os quais já não é possível realizar nomeações ou renomeações e para os quais ainda não foi apurado desequilíbrio, com a informação de nomeações de entrada e de saída na RNTG, de transações no VTP e, quando aplicável, com uma estimativa de desequilíbrios baseado no histórico de desequilíbrios do agente de mercado;
- c) Cálculo e valorização da posição do agente para os dias gás para os quais ainda será possível realizar nomeações ou renomeações, com exceção dos produtos com horizonte igual ou superior ao Resto de Mês.

Para efeitos da alínea b) do parágrafo anterior, entende -se por posição do agente num determinado dia gás, a diferença entre o saldo de entradas na RNTG nesse dia, resultante de todas as nomeações de entrada e saída do agente de mercado na RNTG, e o saldo vendedor do agente de mercado no VTP para esse dia gás, resultante de todas as vendas e compras do agente de mercado nesse dia gás, adicionada da estimativa de desequilíbrios do agente de mercado.

A estimativa de desequilíbrios a que se refere o parágrafo anterior corresponde, para cada dia gás, à média diária dos desequilíbrios que ainda não tenham sido liquidados ou pagos, assumindo um valor zero quando o saldo global dos desequilíbrios nesse período seja no sentido de desequilíbrios por excesso.

Para efeitos da alínea c), entende-se por posição do agente em cada dia gás o saldo vendedor na plataforma de negociação nesse dia gás.

5 VALORIZAÇÃO DA POSIÇÃO DO AGENTE DE MERCADO

Para efeitos da valorização prevista no ponto anterior, os desequilíbrios e as posições dos agentes são valorizadas tendo em conta os preços marginais de compra ou de venda para cada dia gás, apurados nos termos do Procedimento n.º 13, sem prejuízo do disposto nos parágrafos seguintes.

Para os dias gás com entrega no dia seguinte ou em data posterior, utilizam-se os últimos preços marginais disponíveis.

Para efeitos da alínea c) do ponto anterior, em cada dia gás, as posições de cada agente são valorizadas de acordo com a seguinte regra:

- a) Se o agente de mercado regista vendas associadas a desequilíbrios, a valorização é feita ao último preço marginal de compra disponível, apurado nos termos do MPGTG;
- b) Se o agente de mercado não regista vendas associadas a desequilíbrios, a valorização é feita a 20 % do último preço marginal de compra disponível, apurado nos termos do MPGTG.

O agente de mercado pode, voluntariamente, comunicar ao GTG um montante de existências de gás por si detidas nas infraestruturas do SNG, que fica cativada para fazer face a eventuais incumprimentos do agente de mercado e cuja valorização pode ser deduzida ao valor apurado nos termos do parágrafo anterior, até ao limite desse valor.

Para efeitos do parágrafo anterior, o GTG:

- a) Valida se o agente de mercado dispõe do montante de existências comunicado, não se considerando para esse efeito as reservas obrigatórias constituídas nos termos da legislação e os montantes já comprometidos em nomeações ou transações para o próprio dia e o dia de gás seguinte;
- b) Pode limitar o montante solicitado pelo agente de mercado, em função da infraestrutura onde estão constituídas as existências, caso este coloque constrangimentos operacionais à gestão das infraestruturas.

Os montantes de existências comunicados e validados nos termos dos números anteriores são valorizados a 80 % do último preço médio ponderado disponível, calculado nos termos do Procedimento n.º 13, sendo essa valorização deduzida ao valor apurado nos termos terceiro parágrafo deste ponto, até ao limite desse valor.

Para efeitos do atual procedimento, considera-se que um agente regista vendas associadas a desequilíbrios para um dado dia gás quando registe, para esse dia gás, um saldo vendedor no conjunto das transações notificadas pela plataforma de negociação do MIBGAS, S. A. e por outras plataformas ou câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG e, simultaneamente:

- a) Registe, nesse dia gás, um desequilíbrio por defeito, cujo valor não possa ser explicado exclusivamente pelas restantes operações do agente de mercado; ou
- b) Registe, nesse dia gás, um desequilíbrio por defeito e, no dia do apuramento desse desequilíbrio, a avaliação realizada nos termos do artigo seguinte, leva à suspensão da autorização para a realização de vendas na plataforma de negociação do MIBGAS, S. A.

As percentagens de valorização a que se refere o presente ponto podem ser alteradas por iniciativa da ERSE ou a pedido do GTG caso se verifiquem ser inadequadas às condições de mercado.

6 AUTORIZAÇÃO PARA TRANSAÇÕES E LIBERAÇÃO DE RECEITAS DE TRANSAÇÕES DE VENDA

Após a avaliação prevista nos pontos anteriores, o GTG compara a posição financeira do agente de mercado obtida de acordo com essa avaliação, com a garantia prestada pelo agente de mercado no âmbito do contrato de adesão à Gestão Técnica Global do SNG:

- a) Caso a posição seja igual ou inferior ao valor da garantia, o GTG:
 - i. Mantém a autorização do agente de mercado para a realizar transações na plataforma de negociação do MIBGAS e noutras plataformas e câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG, bem como para a realização de transações de venda através de intercâmbio de existências no âmbito de contratos bilaterais;
 - ii. Comunica à plataforma de negociação do MIBGAS e a outras plataformas e câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG a liberação das receitas de venda retidas relativas aos dias gás anteriores ao dia da comunicação;
- b) Caso a posição seja superior ao valor da garantia, o GTG comunica às plataformas de negociação, às câmaras de compensação que realizam notificações ao GTG e ao agente de mercado em questão, a perda de autorização do agente para a realização de vendas.

O Agente de Mercado pode solicitar ao GTG uma reavaliação da sua posição após proceder ao reforço da garantia, à antecipação do pagamento de valores em dívida ou à comunicação para cativação de existências prevista no ponto anterior.

Quando se verifique uma situação de suspensão do agente de mercado, nos termos da regulamentação aplicável, o GTG comunica essa situação às plataformas de negociação e às câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG.

7 PERIODICIDADE DO APURAMENTO DA POSIÇÃO DO AGENTE DE MERCADO

O GTG pode propor à ERSE o aumento da frequência da verificação da posição do agente de mercado prevista neste Procedimento.

PROCEDIMENTO N.º 22

CATIVAÇÃO VOLUNTÁRIA DE EXISTÊNCIAS

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento define as regras relativas ao processo voluntário de cativação de existências através do qual o GTG autoriza os agentes de mercado a transacionarem na plataforma de negociação do MIBGAS, S.A. e noutras plataformas ou câmaras de compensação que realizem notificações de transação ao GTG, designadamente através do apuramento da posição de cada agente de mercado, como previsto no Procedimento n.º 21.

A cativação voluntária de existências não isenta os agentes de mercado da constituição de garantias nos termos da regulamentação aplicável.

Este procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNG;
- Operador do terminal de GNL;
- Operador do armazenamento subterrâneo de gás natural;
- Agentes de mercado.

2 REGRAS GERAIS APLICÁVEIS À CATIVAÇÃO DE EXISTÊNCIAS

Cada agente de mercado pode, de forma voluntária, comunicar ao GTG um montante de existências de gás por si detidas nas infraestruturas do SNG, para integração no cálculo e valorização da posição do agente, nos termos do Procedimento n.º 21, as quais ficam cativadas para fazer face a eventuais incumprimentos do agente de mercado.

Durante o período de cativação, estas existências permanecem imobilizadas na infraestrutura onde se encontram constituídas, sendo contabilizadas nos balanços comerciais do respetivo agente de mercado durante todo o período de cativação. A cativação de existências pressupõe suficiência de capacidade de armazenamento para todo o período de cativação, não podendo essa capacidade ser transacionada em mercado secundário durante o respetivo período de cativação.

Apenas será possível ao agente de mercado movimentar as suas existências cativadas após libertação das mesmas, nas condições definidas neste procedimento.

2.1 CONDIÇÕES DE ACEITAÇÃO PELO GTG

Apenas poderão ser aceites, total ou parcialmente, pedidos de cativação de existências detidas nas infraestruturas do terminal de GNL e/ou do armazenamento subterrâneo de gás.

Cada solicitação de cativação de existências é processada pelo GTG por ordem de receção, por forma a ser validada relativamente a:

- a) Verificação de disponibilidade da quantidade solicitada, considerando a constituição de existências em balanços comerciais do respetivo agente nas infraestruturas do Armazenamento Subterrâneo e/ou do Terminal de GNL, face a:
 - i. obrigações de constituição e manutenção de reservas de segurança nos termos da legislação;
 - ii. montantes já comprometidos em nomeações ou transações para o próprio dia gás e dia gás seguinte;
 - iii. existências anteriormente cativadas em processo de solicitação prévio;
 - iv. suficiência de capacidade de armazenamento contratada para as existências durante o respetivo período de cativação.
- b) Verificação da inexistência de constrangimentos operacionais que possam incidir sobre a gestão das infraestruturas, considerando os potenciais efeitos decorrentes da imobilização da quantidade de gás durante o respetivo período de cativação.

Para efeitos de validação pelo GTG, o período de cativação é determinado para cada solicitação e corresponde ao intervalo de tempo compreendido entre: (i) a data de receção da solicitação pelo GTG; e (ii) a data final do período de cativação pretendido pelo agente de mercado.

A cativação de existências no terminal de GNL não poderá condicionar o processo de atribuição mensal de capacidade de receção/emissão de GNL por navios, pelo que a validação de solicitações de cativação de existências nesta infraestrutura apenas poderá ser realizada para cada mês após a atribuição de capacidade de receção de navios, no respetivo horizonte mensal.

2.2 CONDIÇÕES DE REJEIÇÃO PELO GTG

Serão rejeitadas as solicitações de cativação nas seguintes situações:

- a) Não sejam apresentadas de acordo com as regras gerais definidas no ponto 2.1 do presente procedimento;
- b) Não integrem toda a informação relevante referida no ponto 3.1 do presente procedimento;
- c) A quantidade de gás para a qual é solicitada a cativação exceda a existência constituída em balanço comercial na infraestrutura indicada;
- d) A quantidade de gás para a qual é solicitada a cativação não tenha suficiência de capacidade de armazenamento contratada para o período máximo de cativação;
- e) A permanência da quantidade de gás para a qual é solicitada a cativação possa constituir risco de constrangimentos operacionais que possam incidir sobre a gestão das infraestruturas.

A rejeição de solicitações de cativação é comunicada pelo GTG aos respetivos agentes de mercado de acordo com os prazos definidos no ponto 3.5 do presente procedimento.

3 PROCESSO DE CATIVAÇÃO DE EXISTÊNCIAS

3.1 SOLICITAÇÃO

As solicitações para cativação de existências devem ser submetidas pelos agentes de mercado interessados ao GTG, bem como ao operador do terminal de GNL ou ao operador do armazenamento subterrâneo de gás, consoante a infraestrutura em causa, devendo conter as seguintes informações:

- a) A identificação do agente de mercado;
- b) A identificação da infraestrutura onde as existências se encontram constituídas: o terminal de GNL e/ou o armazenamento subterrâneo de gás;
- c) A quantidade de gás a cativar, em kWh;
- d) A indicação do período para o qual a cativação tem efeito e para o qual é pretendida a valorização da posição do agente considerando as existências cativadas, expresso pelas datas de início e de fim do período.

As solicitações para cativação podem ser submetidas pelos agentes de mercado interessados em qualquer momento, através dos meios disponibilizados para o efeito pelo GTG, ficando sujeitos aos prazos definidos no ponto 3.5 deste procedimento.

3.2 VALIDAÇÃO PELO GTG

Em resultado do processo de validação de solicitação de cativação pelo GTG, cada solicitação poderá ser classificada de acordo com os seguintes estados:

- Aceite (total ou parcialmente);
- Rejeitada.

O GTG aceitará, total ou parcialmente, todas as solicitações de cativação que não sejam rejeitadas por aplicação das regras definidas no ponto 3.2 do presente procedimento. A aceitação parcial é aplicável nos seguintes casos:

- a) Quando sejam verificadas limitações à quantidade de gás apresentada pelo agente de mercado, situação em que o GTG reduz a quantidade de existências validadas ao valor máximo aceitável;
- b) Quando sejam verificadas limitações às datas de cativação apresentadas pelo agente de mercado, situação em que o GTG reduz as datas de cativação validadas ao conjunto de datas aceitáveis.

A comunicação de confirmação de validação de cada solicitação de cativação contém as seguintes informações:

- a) A identificação do agente de mercado;
- b) A classificação resultante do processo de validação;
- c) A quantidade de gás cativada, em kWh, se aplicável;
- d) A identificação da infraestrutura onde as existências se encontram constituídas, de acordo com a solicitação;
- e) O período durante o qual as existências permanecerão cativadas, expresso pelas respetivas datas de início e de fim, inclusive.

As comunicações de confirmação de validação são comunicadas pelo GTG aos respetivos agentes de mercado de acordo com os prazos definidos no ponto 3.5 do presente procedimento.

3.3 LIBERTAÇÃO DAS EXISTÊNCIAS CATIVADAS

As existências cativadas pelo GTG são libertadas para utilização pelo agente de mercado quando forem verificadas as seguintes situações:

- a) Na sequência da rejeição do pedido de cativação ou aceitação parcial pelo GTG;
- b) No final do período de cativação definido na comunicação de confirmação de validação pelo GTG;
- c) Na sequência de solicitação, pelo agente de mercado, para libertação antecipada (total ou parcial) da cativação de existências previamente aceite pelo GTG.

Na situação descrita na alínea c), a libertação verifica-se após validação da posição financeira em dia útil posterior à solicitação de libertação.

São comunicadas ao agente de mercado as implicações resultantes desta nova posição até às 11 horas do dia em que se verifica a validação acima referida, de modo a que o agente de mercado decida quanto ao reforço do pedido de libertação, quando aplicável, ou a possibilidade de recativar de acordo com as condições iniciais, tendo para tal 1 hora desde a receção desta comunicação. Por defeito, caso o agente não responda dentro do prazo estipulado, será mantida a libertação.

Após este exercício, a existência será libertada ou recativada, de acordo com o feedback recebido por parte do agente de mercado, a materializar durante o próprio dia da comunicação. No momento da materialização é comunicado ao agente de mercado a nova posição financeira e a confirmação da libertação ou recativação das existências.

3.4 PRAZOS

As solicitações de cativação devem ser apresentadas pelos agentes de mercado com antecedência mínima de 3 dias úteis.

A aceitação ou rejeição de cativações pelo GTG será comunicada no segundo dia útil após a receção da mesma.

PROCEDIMENTO N.º 23

REPARTIÇÕES NAS UAG DE REDE [2]

1 OBJETIVOS E ÂMBITO

1. O presente Procedimento aplica-se às seguintes entidades:
 - a) Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global (GTG) do SNG;
 - b) Operadores das redes de distribuição (ORD);
 - c) Gestor Logístico das UAG (GLUAG);
 - d) Agentes de mercado.
2. O presente procedimento define a metodologia aplicável aos processos de repartição, correspondendo à atribuição a cada agente de mercado, em termos energéticos, das quantidades veiculadas nos pontos relevantes das redes não interligadas que pertencem ao SNG.
3. O processo de repartições deve ser realizado no respeito pelos princípios de objetividade, transparência e não discriminação, destinando-se ao apuramento dos balanços comerciais dos agentes de mercado na “UAG Virtual”.
4. Os operadores das redes de distribuição não interligadas são responsáveis pelo processo de repartições nas respetivas redes.
5. Consideram-se pontos relevantes das redes de distribuição não interligadas os seguintes:
 - a) UAG;
 - b) Ligação entre a UAG e a RNDG;
 - c) Ponto de saída da UAG para abastecimento de clientes, no caso das UAG de rede que apenas abastecem um cliente isolado;
 - d) Ponto de entrada da UAG por descarga de cisterna;
 - e) Ligação entre um produtor e a RNDG;
 - e)f) Ligação entre uma estação de receção de gás e a RNDG.

2 PROCESSOS E CRITÉRIOS

6. Para garantir a correta realização da repartição da energia entregue, os ORD procedem à validação da informação a disponibilizar tendo em consideração os dados de medição nos pontos de consumo e nos pontos de injeção de produtores e de estações de receção de gás, os valores de perdas e autoconsumos reais apurados e as quantidades de energia medidas à entrada da rede de distribuição.

3 LIGAÇÃO ENTRE A UAG E A RNDG

7. A repartição das quantidades de energia a atribuir aos agentes de mercado nos pontos de ligação entre a UAG e a RNDG deve ser determinada da mesma forma que para os pontos de ligação entre a RNTG e a RNDG.
8. A repartição das quantidades de energia nos pontos de ligação entre a UAG e a RNDG deve ser determinada de acordo com a metodologia prevista no ponto 3.3 do Procedimento n.º 9 do presente Manual, com as seguintes ressalvas e adaptações:
- O processo de repartições compete aos operadores das redes de distribuição não interligadas, exceto o processo definido na alínea f) do ponto 3.3.1 do procedimento n.º 9 que é efetuado pelo GTG;
 - Os prazos para a disponibilização da informação e o seu detalhe, sobre as repartições diárias e as repartições finais, ficam estabelecidos neste procedimento, não se aplicando os definidos no ponto 3.3.1 e 3.3.2 do Procedimento n.º 9;
 - Não se aplicam as alíneas g) e h) do ponto 3.3.1 e a alínea a) do ponto 3.3.2 do Procedimento n.º 9.
 - A referência a GRMS deve ser adaptada para o ponto de medição na interface entre a UAG e a rede de distribuição;
 - Nas expressões onde se faz referência à RNTG deve considerar-se UAG;
 - O procedimento de repartição no dia gás d, nos pontos de ligação entre a UAG e os consumidores ligados diretamente não inclui a aplicação de ajustamento para perdas e autoconsumos, sendo descrito pela seguinte expressão:

$$w_{i,d}^{S,UAG,Cd}|_{MD} = \sum_n w_{i,n,d}^{S,UAG,Cd}|_{MD}$$

$W_{i,n,d}^{S,UAG,Cd}|_{MD}$ Quantidade de gás no dia d, em kWh, no ponto de consumo n ligado diretamente à UAG com medição diária (MD), integrado na carteira de compensação do agente de mercado i.

9. Nos casos em que na rede k não existam consumos com medição não diária (MND), a diferença entre a quantidade total de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento à rede de distribuição k através da UAG ou de produção de gás ligada nessa rede de distribuição, para o dia gás d, e os consumos com medição diária (MD) associados à mesma rede, é atribuída na sua totalidade sobre o balanço de gás na UAG Virtual de cada agente de mercado, segundo o procedimento descrito pelas seguintes expressões, para cada dia d:

$$W_{ajust,d}^{UAG,RDk} = W_d^{S,UAG,RDk} + W_d^{E,UAG,RDk}|_{Prod} - W_d^{S,UAG,RDk}|_{MD}$$

$$W_{ajust,i,d}^{UAG\ Virtual} = \sum_k \left(W_{ajust,d}^{UAG,RDk} \times \left(\frac{W_{i,d}^{S,UAG,RDk}|_{MD}}{W_d^{S,UAG,RDk}|_{MD}} \right) \right)$$

$W_{ajust,d}^{UAG,RDk}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao ajuste determinado relativo à diferença do fornecimento da rede de distribuição k, face ao referencial de entrada.

$W_{ajust,i,d}^{UAG\ Virtual}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao somatório dos ajustes das várias redes de distribuição k, em que não existam consumos com medição não diárias (MND), determinados relativamente às diferenças dos fornecimentos dessas redes, face ao referencial de entrada, integrados na carteira de clientes do agente de mercado i e a aplicar ao respetivo balanço da UAG Virtual

$W_d^{S,UAG,RDk}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k, através da UAG.

$W_d^{E,UAG,RDk}|_{Prod}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k, através de injeções de produtores ligados.

$W_{i,d}^{S,UAG,RDk}|_{MD}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da UAG, relativa a consumos com medição diária (MD), integrados na carteira de clientes do agente de mercado i.

$W_d^{S,UAG,RDk}|_{MD}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da UAG, relativa a consumos com medição diária (MD).

10. A informação a enviar pelos ORD, deve contemplar o valor das repartições realizadas, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da UAG, de consumos com medição diária (MD) e medição não diária (MND) associados à rede de distribuição k, integrados na carteira de clientes do agente de mercado i, com a determinação do valor para perdas na infraestrutura UAG por aplicação do respetivo fator de ajustamento de perdas e autoconsumos, de acordo com as seguintes expressões, para cada dia d:

$$W_{i,d}^{S,UAG,RDk} = \left(W_{i,d}^{S,RDNIk}|_{MND} + W_{i,d}^{S,RDNIk}|_{MD} + W_{i,d}^{S,Cd}|_{MD} \right) \times (1 + V_{UAG})$$

$$PA_{i,d}^{UAG,RDk} = W_{i,d}^{S,UAG,RDk} \times \frac{V_{UAG}}{1 + V_{UAG}}$$

$W_{i,d}^{S,UAG,RDk}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da UAG, associados à rede de distribuição k integrados na carteira de clientes do agente de mercado i, com a determinação do valor para perdas na UAG por aplicação do respetivo fator de ajustamento de perdas e autoconsumos.

$W_{i,d}^{S,RDNIk}|_{MND}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da UAG e injeção de produtores ligados nessa rede, relativa a consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de clientes do agente de mercado i.

$W_{i,d}^{S,RDNIk}|_{MD}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da UAG e injeção de produtores ligados nessa rede, relativa a consumos com medição diária (MD) integrados na carteira de clientes do agente de mercado i.

$W_{i,d}^{S,Cd}|_{MD}$ Quantidade de gás, em kWh, dos clientes diretamente ligados à UAG com medição diária (MD), integrados na carteira de compensação do agente de mercado i.

V_{UAG} Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo a uma infraestrutura UAG

$PA_{i,d}^{UAG,RDK}$ Valor de perdas e autoconsumos relativos à utilização da infraestrutura UAG para o fornecimento de gás no dia gás d, em kWh, aos clientes integrados na carteira de clientes do agente de mercado i, localizados na rede de distribuição k

11. Cada ORD disponibiliza ao GTG, no dia gás d+1 e até às 12:00, as repartições diárias apuradas em cada fornecimento a redes de distribuição não interligadas com a desagregação do valor relativo às quantidades de gás fornecidas, do valor determinado para perdas e autoconsumos na UAG e o valor de gás produzido relativo a cada agente de mercado.
12. Após a obtenção dos dados definitivos de todos os clientes pertencentes à carteira de consumos do agente de mercado i, a agregação dos consumos do conjunto dos clientes com medição não diária passa a ser determinada pela seguinte expressão:

$$W_{i,d}^{S,RDNIk} \Big|_{MND} = CDAD_d^{i,UAG,RDK,RBP} \times (1 + v_{RBP})$$

$W_{i,d}^{S,RDNIk} \Big|_{MND}$ Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da UAG e injeção de produtores ligados nessa rede, relativa a consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de clientes do agente de mercado i.

$CDAD_d^{i,UAG,RDK,RBP}$ Consumo Discriminado Agregado Definitivo, para o dia d, do conjunto dos clientes da carteira de cada comercializador i, na rede de distribuição k, no nível de distribuição em baixa pressão (BP)

v_{RBP} Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo a uma rede de distribuição em baixa pressão (BP)

13. Relativamente aos consumos com medição diária (MD) e não diária (MND), os ORD disponibilizam ao GTG, até às 12:00h do 3º dia útil de cada mês, por ponto de medição de fornecimento à rede de distribuição k e agente de mercado, as atualizações e/ou substituições das correções de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância, anteriormente comunicadas em cada dia d+1 relativa ao mês anterior, as atualizações mensais relativas aos consumos provisórios nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados até ao mês M+7, ajustados ao referencial de entrada, bem como dos meses para os quais os dados de consumo das carteiras dos agentes de

mercado se tornaram definitivos de acordo com o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, ~~no sexto mês após o final do mês do dia a que se refere o consumo.~~

14. As atualizações referidas no número anterior devem ser discriminadas por dia e por UAG, incluindo a aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, segundo o estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.
15. Para cada ponto de consumo e de produção e estação de receção de gás, os ORD devem apresentar informação com o seguinte detalhe:
 - a) O agente de mercado detentor da carteira de clientes onde se integra o ponto de medição, no dia gás d;
 - b) A UAG a montante que abastece a rede de distribuição onde se integra o ponto de medição;
 - c) A indicação sobre se o apuramento da energia veiculada no ponto de medição, no dia gás d, se deve a uma medição ou a uma estimativa;
 - d) A agregação das quantidades de energia apuradas nos pontos de medição de um mesmo consumidor ou produtor, numa mesma localização;
 - e) No caso da existência de injeção de gases de origem renovável ou baixo teor de carbono, a identificação dos parâmetros de qualidade desse gás, nomeadamente o respetivo PCS, densidade relativa e o teor em hidrogénio.
16. Até às 11:00 do dia gás d+1, o ORD disponibiliza ao GTG a quantidade total de energia apurada no ponto de entrega da UAG e de produtores, relativo ao dia gás d.
17. O GTG, até às 16:00h de cada dia gás d+1, disponibilizará a todos os agentes de mercado, as suas repartições diárias apuradas no fornecimento em cada rede de distribuição não interligada com a desagregação do valor relativo às quantidades de gás fornecidas, do valor para perdas e autoconsumos na UAG e o valor de gás produzido injetado na nessa rede.

4 PONTO DE ENTRAEGA DE GÁS NA UAG ATRAVÉS DE TRANSFEGA DE CISTERNAS

18. Se o gás de uma cisterna, proveniente do Terminal de GNL em Sines, pertencer a mais do que um agente de mercado, a quantidade de energia trasfegada é determinada de acordo com o ponto 5.2 do Procedimento n.º 9 do MPGTG.

19. Se o gás no estado liquefeito e carregado em cisterna for proveniente de outros terminais de GNL ou de produtores, a quantidade de energia trasfegada deve ser comunicada pelos agentes de mercado envolvidos ou pelo GLUAG e o procedimento de repartição da quantidade trasfegada é realizado de acordo com as quantidades programadas no âmbito do Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG.
20. Até às 13:00h do dia gás d+1, o GTG também deve receber de cada ORD a repartição relativa ao dia gás d, discriminando a quantidade total de energia trasfegada, com detalhe relativo à sua origem, assim como a repartição considerada para os vários agentes de mercado como entrada de gás.

PROCEDIMENTO N.º 24

BALANÇOS NAS UAG [2]

1 OBJETIVOS E ÂMBITO

1. O presente Procedimento aplica-se às seguintes entidades:
 - a) Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global (GTG) do SNG;
 - b) Operadores das redes de distribuição (ORD);
 - c) Gestor Logístico das UAG (GLUAG);
 - d) Agentes de mercado.
2. O presente procedimento define a metodologia aplicável aos processos de apuramento dos balanços físicos de cada UAG, do balanço do reservatório virtual e dos balanços comerciais da UAG Virtual.

2 PROCESSOS E CRITÉRIOS

3. Os ORD são responsáveis por determinar o balanço físico, para cada UAG.
4. O GTG é responsável por determinar o balanço para o Reservatório virtual e por determinar o balanço individual de cada agente de mercado na UAG Virtual.
5. Com base nas repartições efetuadas de acordo com o Procedimento n.º 23, o GTG, em coordenação com os ORD, realiza os balanços diários determinando as existências de gás de cada agente de mercado na UAG Virtual.
6. Os comercializadores com atividade na UAG Virtual devem assinar o Contrato de Adesão ao GTG.
7. Caso um agente de mercado cesse a atividade de fornecimento de clientes nas redes de distribuição não interligadas e possua existências de gás na UAG Virtual, deve anular estas existências no prazo de 15 dias úteis após as mesmas se tornarem definitivas, nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

8. Nas situações em que ocorra a cessação de um contrato de adesão à Gestão Técnica Global e o respetivo agente de mercado detenha existências de gás na UAG Virtual, são aplicados os procedimentos definidos neste Manual, nomeadamente no Procedimento n.º 10, sobre balanços.
9. Um agente de mercado pode delegar num terceiro, também agente de mercado (agregador), a responsabilidade pelo abastecimento das UAG e pela compensação nas redes não interligadas.
10. Por acordo entre agentes de mercado, e de acordo com o número anterior, o GTG realiza um balanço comercial e determina existências na UAG Virtual apenas para o agente de mercado agregador, considerando as responsabilidades agregadas dos agentes envolvidos no acordo.
11. Para a modalidade exposta no número anterior, todos os agentes de mercado envolvidos, nomeadamente o agente que delega e o agente agregador, devem informar o GTG relativamente à opção de delegar agente agregador, no qual delegaram as responsabilidades relativamente a balanços na UAG Virtual.
12. Quando qualquer dos agentes de mercado envolvidos denuncie, junto do GTG, a opção de delegação de responsabilidades, o GTG reverte este processo retomando a contabilização individual de responsabilidades de equilíbrio.
13. O início e fim do apuramento de responsabilidades em agregação deve ocorrer no início do mês seguinte à comunicação ao GTG.
- 11,14. As comunicações do GTG relativamente às responsabilidades de equilíbrio são exclusivamente com os agentes que exerçam essas responsabilidades.

3 BALANÇO FÍSICO DIÁRIO NA UAG

- 12,15. O procedimento relativo ao balanço físico diário em cada UAG, em cada dia d, é descrito pela seguinte expressão:

$$EI_d^{UAG,RDk} - EF_d^{UAG,RDk} + E_d^{UAG,RDk} - S_d^{UAG,RDk} - C_d^{UAG,RDk} - PA_d^{UAG,RDk} = 0$$

$$EI_d^{UAG,RDk} = EF_{d-1}^{UAG,RDk}$$

$EI_d^{UAG,RDk}$ Existências iniciais, em kWh, referente à UAG que fornece a rede de distribuição k.

$EF_d^{UAG,RDk}$	Existências finais, em kWh, referente à UAG que fornece a rede de distribuição k.
$E_d^{UAG,RDk}$	Entradas de gás a partir de cisternas, em kWh, referente à UAG que fornece a rede de distribuição k.
$S_d^{UAG,RDk}$	Saídas de gás, em kWh, referente à UAG que fornece a rede de distribuição k.
$C_d^{UAG,RDk}$	Correções de gás nas UAG, em kWh, referentes a acertos a incorporar na rede de distribuição k.
$PA_d^{UAG,RDk}$	Perdas e autoconsumos de gás reais da infraestrutura, em kWh, referente à UAG que fornece a rede de distribuição k.

13.16. Cada ORD, no dia gás d+1 e até às 13:00, deve enviar ao GTG o balanço físico diário do dia gás d de cada UAG de que é proprietário.

4 BALANÇO NO RESERVATÓRIO VIRTUAL

14.17. O GTG, no dia gás d+1, determina para o dia d, a Existência diária do Reservatório Virtual, calculada como o somatório das existências diárias de cada UAG enviadas pelos ORD e calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$EF_d^{ResVirt} = \sum_k EF_d^{UAG,RDk}$$

$EF_d^{ResVirt}$	Existências finais, em kWh, no reservatório virtual.
$EF_d^{UAG,RDk}$	Existências finais, em kWh, referente à UAG que fornece a rede de distribuição k.

15.18. Até às 18:00h do segundo dia útil de cada mês, cada ORD deve enviar ao GTG o balanço físico mensal da cada UAG de que é proprietário, detalhando e consolidando os valores diários relativos ao mês anterior.

16.19. O balanço mensal deve ser corrigido, até um período máximo de seis meses, sempre que identificada uma situação de anomalia, com a implementação de correções de acordo com as regras definidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, tendo em consideração o tipo de anomalia verificada.

17-20. O GTG deve proceder à agregação da totalidade da informação disponibilizada e proceder à elaboração de um balanço ao Reservatório Virtual.

5 BALANÇO COMERCIAL DOS AGENTES DE MERCADO NA UAG VIRTUAL

18-21. O GTG determina diariamente as existências dos agentes de mercado no balanço da UAG Virtual, tendo em conta as repartições, correções e valores relativos a perdas e autoconsumos de gás reais apurados e comunicados por cada ORD, em conformidade com o Procedimento n.º 23 deste Manual.

19-22. O apuramento das existências individuais diárias na UAG virtual, por parte do GTG, é de acordo com a seguinte expressão, para cada dia d:

$$EF_{i,d}^{UAGVirt} = EI_{i,d}^{UAGVirt} + E_{i,d}^{UAGVirt} - S_{i,d}^{UAGVirt} - C_{i,d}^{UAGVirt}$$

$$EI_{i,d}^{UAGVirt} = EF_{i,d-1}^{UAGVirt}$$

$$E_{i,d}^{UAGVirt} = \sum_k E_{i,d}^{UAG\ transf} + \sum_k E_{i,d}^{UAG\ Prod}$$

$$S_{i,d}^{UAGVirt} = \sum_k W_{i,d}^{S,UAG,RDk} + W_{ajust,i,d}^{UAG\ Virtual} + (Ie_{i,d}^{UAGVirt,RNTG} - Ir_{i,d}^{UAGVirt,RNTG})$$

$EI_{i,d}^{UAGVirt}$	Existências iniciais, em kWh, referente à UAG Virtual, do agente de mercado i, no dia gás d.
$EF_{i,d}^{UAGVirt}$	Existências finais, em kWh, referente à UAG Virtual, do agente de mercado i, no dia gás d.
$E_{i,d}^{UAGVirt}$	Total de entradas de gás através de trasfega e injeção de gás de produção, em kWh, do agente de mercado i.
$E_{i,d}^{UAG\ transf}$	Entradas de gás a partir de cisternas, em kWh, referente à UAG que fornece a rede de distribuição k.
$E_{i,d}^{UAG\ Prod}$	Entradas de gás através de injeção de gás de produção, em kWh, referente à UAG que fornece a rede de distribuição k

$S_{i,d}^{UAGVirt}$	Saídas de gás, em kWh, referente à UAG Virtual do agente de mercado i, no dia gás d.
$Ie_{i,d}^{UAGVirt,RNTG}$	Intercâmbio de existências no âmbito de contratos bilaterais, em kWh, com outras infraestruturas pertencentes ao SNG. Parcela relativa a entregas do agente de mercado
$Ir_{i,d}^{UAGVirt,RNTG}$	Intercâmbio de existências no âmbito de contratos bilaterais, em kWh, com outras infraestruturas pertencentes ao SNG. Parcela relativa a receções do agente de mercado.
$C_{i,d}^{UAGVirt}$	Correções de gás nas UAG, em kWh do agente de mercado i, referentes a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores.
$W_{i,d}^{S,UAG,RDk}$	Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da UAG, associados à rede de distribuição k integrados na carteira de clientes do agente de mercado i com a determinação do valor para perdas na UAG por aplicação do respetivo fator de ajustamento de perdas e autoconsumos.
$W_{ajust,i,d}^{UAG Virtual}$	Quantidade de gás, em kWh, referente ao somatório dos ajustes das várias redes de distribuição k, em que não existam consumos com medição não diárias (MND), determinados relativamente às diferenças dos fornecimentos dessas redes, face ao referencial de entrada, integrados na carteira de clientes do agente de mercado i e a aplicar ao balanço da UAG Virtual.

20-23. Até às 16:00h de cada dia gás d+1, o GTG disponibiliza, a cada agente de mercado, o seu balanço na UAG Virtual e ao GLUAG o balanço de todos os agentes, sem prejuízo do disposto no parágrafo 10 deste procedimento.

21-24. Até às 16:00h do quarto dia útil de cada mês, o GTG disponibiliza a cada agente de mercado, o respetivo balanço na UAG virtual referente ao mês anterior e ao GLUAG o balanço de todos os agentes de mercado.

6 AJUSTAMENTO ÀS EXISTÊNCIAS DOS AGENTES DE MERCADO

22-25. Os ORD são responsáveis pelo cálculo de todos os acertos relativos ao apuramento de quantidades das repartições, dos balanços nas UAG e das existências reais das UAG (resultantes de balanços físicos) dos meses anteriores (correções), até um período máximo de seis meses (até M+7).

23-26. Até às 18:00h do terceiro dia útil de cada mês, cada ORD deve enviar ao GTG o valor das correções, para que o GTG possa agregar estes valores, obtendo a parcela $C_{i,d}^{UAGVirt}$, e incorporar no balanço comercial da UAG Virtual do mês seguinte ao mês em curso, no quarto dia útil.

24-27. O valor relativo às correções diz respeito ao somatório das diferenças apuradas entre as novas quantidades face às últimas quantidades obtidas para o mesmo período, desagregado por agente de mercado e por UAG.

25-28. Até às 18:00h do segundo dia útil de cada mês, cada ORD deve enviar ao GTG o valor de perdas e autoconsumos de gás reais, em kWh, por cada uma das suas UAG (PA_M^{UAG}).

26-29. O ajuste deve ser efetuado após a finalização dos balanços mensais, sendo incorporado no balanço do mês seguinte ao mês em curso, no quarto dia útil.

27-30. O ajustamento às existências por efeito do acerto de perdas e autoconsumos reais e diferenças de medição é determinado pela seguinte expressão

$$ajust_PA_{i,M+7}^{UAGVirt} = \frac{W_{repart\ final_{i,M+7}}^{S,UAG,RDk}}{\sum_k W_{repart\ final_{i,M+7}}^{S,UAG,RDk}} \times \left(\sum_k PA_M^{UAG} - \sum_k PA_{i,M}^{UAG} \right)$$

$ajust_PA_{i,M+7}^{UAGVirt}$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao ajuste determinado à rubrica de perdas e autoconsumos, relativo à diferença do fornecimento da rede de distribuição k, face ao referencial de entrada.

$PA_{i,M}^{UAG}$

Perdas e autoconsumos de gás da infraestrutura, em kWh, referente à UAG virtual que fornece a rede de distribuição k, considerando aplicação fixa do fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo à infraestrutura UAG e à carteira de clientes do agente de mercado i.

PA_M^{UAG}	Perdas e autoconsumos de gás reais da infraestrutura, em kWh, referente ao reservatório virtual, que fornece a rede de distribuição k.
$W_{\text{repart final } i, M+7}^{S, UAG, RDk}$	Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição k através da UAG, relativa a consumos com medição diária (MD) e consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de clientes do agente de mercado i, determinada quando os consumos se tornam definitivos, no mês M+7.

PROCEDIMENTO N.º 25

DEFINIÇÃO DE EXISTÊNCIAS MÍNIMAS COMERCIAIS NA UAG VIRTUAL [2]

1 OBJETIVOS E ÂMBITO

1. O presente Procedimento aplica-se às seguintes entidades:
 - a) Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global (GTG) do SNG;
 - b) Operadores das redes de distribuição (ORD);
 - c) Agentes de mercado.
2. Este Procedimento define os limites operacionais pelos quais os agentes de mercado se devem reger por forma a salvaguardar condições de equidade entre todos os que atuam comercialmente nas redes de distribuição não interligadas, através da obrigação de constituição de um nível de existências diário mínimo na UAG Virtual, para cada agente de mercado.
3. O processo de definição dos limites operacionais dos agentes de mercado, é baseado nos limites operacionais inferiores e superiores para a UAG Virtual, entre os quais deve decorrer a operação comercial diária.

2 DEFINIÇÃO DO VALOR MÍNIMO DE EXISTÊNCIAS NA UAG VIRTUAL

4. O GTG, em coordenação com cada ORD, define os limites operacionais inferiores e superiores para a “UAG Virtual”, entre os quais deve decorrer a operação comercial diária.
5. Anualmente, a 15 de junho, GTG publica os limites operacionais mínimo e máximo para a UAG Virtual, para o ano gás.
6. Na definição dos limites, considera-se que a operação diária se faz de forma segura sempre que o limite físico de cada UAG em operação se situa acima dos 30% e abaixo dos 85%, relativamente ao máximo da capacidade da unidade.
7. A determinação dos valores de existências mínimos e máximos a considerar para a UAG Virtual resulta da agregação dos valores determinados individualmente de todas as UAG que integram as redes não interligadas.

3 DEFINIÇÃO DO VALOR MÍNIMO DE EXISTÊNCIAS POR AGENTE DE MERCADO

8. O valor mínimo de existências de cada agente de mercado na UAG Virtual - valor mínimo comercial - para cada ano gás é determinado de forma diferente para os agentes de mercado que têm histórico de consumos e para os agentes de mercado que não têm, ou seja, que iniciam atividade nas redes de distribuição não interligadas nesse ano gás.
9. Para os agentes de mercado sem histórico de consumos, o valor mínimo comercial determina-se de acordo com a seguinte metodologia:

$$Vmin_{ano\ j}^{AMi}=10\ MWh$$

10. Para os agentes de mercado com histórico de consumos, o valor mínimo comercial determina-se de acordo com a seguinte metodologia:

$$Vmin_{ano\ j}^{AMi}=MAX[10\ MWh;V_{ano\ j}^{AMi}]$$

$$V_{ano\ j}^{AMi}=Vmin_{ano\ j}^{UAGVirt} \times \frac{WS_{i,ano}^{UAGVirt}}{\sum_i WS_{i,ano}^{UAGVirt}}$$

$WS_{i,ano}^{UAGVirt}$

Quantidade de gás, em kWh, referente aos consumos através das UAG, associados à carteira de clientes do agente de mercado i, com a determinação do valor para perdas na UAG por aplicação do respetivo fator de ajustamento de perdas e autoconsumos. Saídas do agente de mercado i, na UAG Virtual, relativas aos últimos 12 meses, anteriores ao mês em que estão ser calculadas.

$Vmin_{ano\ j}^{UAGVirt}$

Valor correspondente ao limite operacional inferior da UAG virtual definido para o ano gás j.

11. O GTG deve determinar e comunicar anualmente, até ao dia 31 de agosto e para cada ano gás, os valores mínimos comerciais aplicáveis a cada agente de mercado, que vigoram a partir do dia 1 de outubro.

12. Os valores determinados ao abrigo do número anterior deverão ser revistos extraordinariamente pelo GTG e comunicados ao agente de mercado, sempre que ocorrer uma alteração significativa na constituição da carteira de clientes desse agente de mercado para as redes não interligadas, nomeadamente uma variação do consumo anual equivalente superior a 25% face ao pressuposto do valor mínimo comercial em vigorecálculo anual, aplicando-se o novo valor mínimo comercial 30 dias consecutivos após a comunicação.
13. No caso dos agentes de mercado sem histórico de consumos, o valor mínimo comercial deve ser constituído na UAG Virtual, pelo agente de mercado, previamente à constituição da sua carteira de clientes em redes não interligadas, e agente de mercado deve informar o GTG sobre a constituição e a data de início dos seus consumos.
- 13.14. No caso de incumprimento do número anterior, será atribuída automaticamente a Existência Mínima do agente de mercado de acordo com o estabelecido no nº 9 que vigora a partir do dia gás em que seja detetado o primeiro consumo desse agente de mercado.
- 14.15. Aos agentes de mercado sem histórico de consumos que não constituírem existências mínimas acima do seu valor mínimo comercial até à data do início do primeiro fornecimento de gás é concedido um prazo de 5 dias úteis para que o façam, após o qual e caso se verifique ainda o incumprimento do seu valor mínimo comercial, é aplicado o mecanismo de incentivos, conforme definido no Procedimento nº 26 deste Manual.
- 15.16. Os agentes de mercado com histórico de consumo, a partir da data em que vigora o valor mínimo comercial comunicado pelo GTG, têm um prazo de 5 dias úteis para que as suas existências na UAG Virtual sejam superiores ao valor mínimo definido, após o qual e caso se verifiquem existências abaixo do valor mínimo que lhe foi atribuído, é aplicado o mecanismo de incentivos definido no Procedimento n.º 26 deste Manual.

PROCEDIMENTO N.º 26

MECANISMO DE INCENTIVO À COMPENSAÇÃO NA UAG VIRTUAL [2]

1 OBJETIVOS E ÂMBITO

1. O presente Procedimento aplica-se às seguintes entidades:
 - a) Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global (GTG) do SNG;
 - b) Operadores das redes de distribuição (ORD);
 - c) Gestor Logístico das UAG (GLUAG);
 - d) Agentes de mercado.
2. O mecanismo de compensação, definido no presente procedimento, tem como objetivo incentivar os comercializadores a manter o seu nível de existências comerciais nas redes não interligadas em valores adequados à segurança e bom funcionamento destas redes.

2 DISPOSIÇÕES GERAIS

3. Os resultados da aplicação do mecanismo de incentivo à compensação devem ser considerados no âmbito da aplicação do Regime de gestão de riscos e garantias do SEN e SNG.
4. Sem prejuízo do número anterior, para os agentes de mercado que delegam o seu balanço num agente de mercado agregador, este último é o responsável pela compensação devendo o cálculo das garantias considerar essa circunstância.
5. As receitas do GTG resultantes da aplicação de penalidades, determinadas pela aplicação deste Procedimento, devem ser revertidas para os proveitos permitidos da atividade de gestão global do sistema.
6. As faturas emitidas no âmbito de aplicação deste procedimento podem estar associadas à faturação dos encargos de compensação, ao abrigo do Procedimento n.º 17 deste Manual e cumprem os prazos de emissão e de pagamento aí estabelecidos.

7. O GTG deve informar a ERSE, anualmente, de acordo com o definido na alínea f) do n.º 3 do Procedimento n.º 20 deste Manual, sobre o resultado da aplicação do mecanismo de compensação.

3 METODOLOGIA DE INCENTIVO À COMPENSAÇÃO POR INCUMPRIMENTO DO VALOR MÍNIMO COMERCIAL

3.1 PENALIZAÇÕES FINANCEIRAS

8. Quando o balanço comercial diário de um agente de mercado na UAG Virtual resultar numa existência com um valor inferior ao seu nível mínimo, determinado conforme descrito no Procedimento n.º 25 deste Manual, o GTG deve apurar o custo económico associado à aplicação de uma penalidade.
9. Na sequência do número anterior, o GTG deve apurar o volume de energia em défice face ao valor mínimo comercial do agente de mercado e o custo da penalidade, diariamente de acordo com as expressões:

$$V_{def,i,d} = V_{min_{ano j}^{AMi}} - EF_{i,d}^{UAGVirt}$$

$$Penalidade_{i,d}^{def} = \begin{cases} V_{def,i,d} \times \emptyset \times PMC_d & \emptyset = 0,4 & \text{se } V_{def,i,d} \geq 0,5 V_{min_{ano j}^{AMi}} \\ V_{def,i,d} \times \emptyset \times PMC_d & \emptyset = 0,2 & \text{se } V_{def,i,d} < 0,5 V_{min_{ano j}^{AMi}} \end{cases}$$

$V_{def,i,d}$ Quantidade de energia em défice do agente de mercado i, para o dia gás d, em kWh.

$V_{min_{ano j}^{AMi}}$ Valor mínimo comercial a aplicar ao agente de mercado i durante o ano j, em kWh.

$EF_{i,d}^{UAGVirt}$ Existências finais referentes à UAG Virtual, do agente de mercado i, no dia gás d, em kWh.

$Penalidade_{i,d}^{def}$ Custo associado à penalização por defeito do agente de mercado i, para o dia gás d, em euros.

$\emptyset$ Parâmetro para cálculo da penalidade, associado à dimensão da quantidade de energia em défice do agente de mercado.

PMC_d Preço Marginal de Compra, determinado para o dia d, apurado pelo GTG, nos termos do Procedimento n.º 13 deste Manual de Procedimentos.

10. As penalidades diárias são devidas pelos agentes de mercado a partir do ~~terceiro-quarto~~ dia útil consecutivo em que se verifica que as suas existências são inferiores ao seu valor mínimo comercial na UAG Virtual.

11. Semanalmente, o GTG apura o valor total da penalização a cobrar aos agentes de mercado, ~~com base nos valores diários contabilizadas na semana anterior.~~

12. O GTG apura o valor total da penalização a cobrar aos agentes de mercado, de cada semana com base nos valores diários, no segundo dia útil da segunda semana subsequente.

13. Para efeitos do apuramento referido no número anterior, o GTG deve ter em consideração a informação mais recente, sobre fornecimentos de cada agente, incluindo correções.

11.14. No caso particular do balanço comercial diário de um agente de mercado ser inferior ao seu valor mínimo comercial devido à incorporação de correções às repartições e ajuste ao valor de perdas e autoconsumos inicialmente considerado, de acordo com o n.º 6 do Procedimento n.º 24, é concedido um prazo de 5 dias consecutivos para este se reposicionar, período para o qual não se aplicam penalidades.

15. Não ~~há lugar a correções de penalidades já aplicadas, nem~~ devem ser aplicadas penalidades retroativas por revisão das existências dos agentes de mercado motivadas pela incorporação de correções às quantidades de energia inicialmente anunciadas para cada dia gás.

16. Sem prejuízo do número anterior e do estabelecido no n.º 9 do Procedimento n.º 13, pode haver lugar a correção de penalidades já aplicadas, que resultem de correções provenientes de erros na aplicação do presente procedimento.

3. — 2

3.33.2 CONCILIAÇÃO FINANCEIRA

~~12.17.~~ No caso de um agente de mercado cuja existência final na UAG Virtual se encontra abaixo do valor mínimo comercial mais do que 15 dias consecutivos, o diferencial de existências até ao mínimo comercial é conciliado financeiramente.

~~13.18.~~ Na circunstância do parágrafo n.º 14 o GTG compra o gás correspondente à quantidade em défice do agente de mercado ao comercializador de último recurso grossista, valorizado ao preço médio ponderado no dia d de conciliação, PMP_d , determinado de acordo com o n.º 4 do Procedimento n.º 13 deste Manual.

~~14.19.~~ O GTG é responsável pela identificação das situações referidas no n.º 17.

~~15.20.~~ O GTG deve fornecer e faturar o agente de mercado com défice de gás na UAG Virtual, relativamente ao custo de fornecimento do gás, tendo em conta a valorização do gás determinada de acordo com o n.º 15, acrescida de todos os encargos associados à operacionalidade deste fornecimento para compensação, que pode incluir o transporte extraordinário do gás por cisterna, do Terminal de GNL até uma UAG.

~~16.21.~~ O comercializador de último recurso grossista recebe do GTG o valor devido pelo agente de mercado, no âmbito do fornecimento de gás em défice, referido nos números anteriores.

~~17.22.~~ As transações descritas nos parágrafos, n.º 15 e n.º 17, devem ser realizadas durante o mesmo dia gás, o GTG deverá terminar o dia gás sem existências de gás na UAG Virtual.

~~18.23.~~ No caso de um agente de mercado que se encontre em situação de incumprimento do valor mínimo comercial na UAG Virtual de forma muito significativa, pondo em causa a segurança e continuidade da operação das redes não interligadas, a ERSE pode tomar as decisões necessárias à reposição da compensação, sob proposta do GTG ou dos ORD, de forma articulada com o GLUAG.

4 METODOLOGIA DE INCENTIVO À COMPENSAÇÃO POR ACUMULAÇÃO DE GÁS COM ORIGEM EM PRODUÇÃO

~~19.24.~~ Não é definido um valor máximo comercial para a acumulação excessiva de gás na UAG Virtual, para cada agente de mercado, cabendo ao GLUAG o controlo de existências dos agentes de mercado

na UAG Virtual de modo a evitar essa situação, através da elaboração do plano semanal de cargas de gás das UAG.

~~20-25.~~ Sem prejuízo do número anterior, no caso de a injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono conduzir a um nível de existências de gás excessivo na UAG Virtual, de forma sistemática, é aplicado o mecanismo de incentivo à compensação por acumulação de gás.

4.1 PENALIZAÇÕES FINANCEIRAS

~~21-26.~~ Para os agentes de mercado com contratos de aquisição de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, o GTG determina diariamente os seguintes indicadores:

$$a) \text{ Racio}_i^{30\text{dias}} = \frac{\sum_{d=30}^d E_{i,d}^{\text{UAGVirt}}}{\sum_{d=30}^d S_{i,d}^{\text{UAGVirt}}}$$

$$b) \text{ Racio}_i^{60\text{dias}} = \frac{\sum_{d=60}^{60} E_{i,d}^{\text{UAGVirt}}}{\sum_{d=60}^{60} S_{i,d}^{\text{UAGVirt}}}$$

$\text{Racio}_i^{30\text{dias}}$ Rácio de quantidades de energia de produção, relativas ao agente de mercado i, avaliado para o período correspondente aos últimos 30 dias, por referência ao dia d.

$\text{Racio}_i^{60\text{dias}}$ Rácio de quantidades de energia de produção, relativas ao agente de mercado i, avaliado para o período correspondente aos últimos 60 dias por referência ao dia d.

$E_{i,d}^{\text{UAGVirt}}$ Total de entradas de gás de produção, através de trasfega ou injeção, em kWh, do agente de mercado i, no dia d.

$S_{i,d}^{\text{UAGVirt}}$ Saídas de gás, kWh, referente à UAG Virtual do agente de mercado i, no dia gás d, determinadas de acordo com a alínea 14 do n.º 5 do Procedimento n.º 25, deste Manual.

~~22-27.~~ Se os rácios determinados para um agente de mercado cumprirem, por três dias consecutivos, uma das seguintes condições:

$$a) \text{ Racio}_i^{30\text{dias}} > 2$$

$$b) \text{ Racio}_i^{60\text{dias}} > 1$$

Então é lhe aplicado o mecanismo de incentivo à compensação por gás em excesso, baseado numa penalidade, de acordo com as seguintes expressões:

$$Vexc_{i,d} = EF_{i,d}^{UAGVirt} - E_{ajust_M}^{AMi}$$

$$E_{ajust_M}^{AMi} = Vmin_{ano_j}^{AMi} + 5 \times \frac{\sum_d^{60} S_{i,d}^{UAGVirt}}{60}$$

$$Penalidade_{i,d}^{exc} = Vexc_{i,d} \times PMV_d$$

$Vexc_{i,d}$	Quantidade de energia, em kWh, em excesso do agente de mercado i, para o dia gás d.
$EF_{i,d}^{UAGVirt}$	Existências finais, em kWh, referente à UAG Virtual, do agente de mercado i, no dia gás d.
$E_{ajust_M}^{AMi}$	Existência que deve remanescer no balanço comercial do agente de mercado i, em cada dia do mês em curso, mês M.
$S_{i,d}^{UAGVirt}$	Saídas de gás, em kWh, referente à UAG Virtual do agente de mercado i, no dia gás d.
$Penalidade_{i,d}^{exc}$	Custo, em euros, associado à penalização por excesso do agente de mercado i, para o dia gás d.
PMV_d	Preço Marginal de Venda, determinado para o dia d, apurado pelo GTG, nos termos do Procedimento n.º 13 deste Manual de Procedimentos.

23-28. O GTG deve calcular os 2 indicadores enviando essa informação, até às 16:00h de d+1, para os agentes de mercado.

24-29. Semanalmente, o GTG apura o valor total de penalização a cobrar aos agentes de mercado, com base nos valores diários de penalizações contabilizadas na semana anterior, e emite a respetiva fatura.

25-30. Não há lugar a correções de penalidades já aplicadas, nem devem ser aplicadas penalidades retroativas por revisão das existências dos agentes de mercado motivadas pela incorporação de correções às quantidades de energia inicialmente anunciadas para cada dia gás.

4.2 CONCILIAÇÃO FINANCEIRA

26-31. Se, para um agente de mercado, se apurarem penalidades por acumulação de gás por mais de 15 dias consecutivos, o diferencial de existências de modo a reverter a situação de gás em excesso ($Vexc_{i,d}$) é conciliado financeiramente.

~~27.~~32. Na circunstância do número anterior o GTG compra o gás correspondente à quantidade em excesso do agente de mercado, valorizado ao preço médio ponderado no dia d de conciliação, PMP_d , determinado de acordo com o n.º 4 do Procedimento n.º 13 deste Manual.

~~28.~~33. O GTG é responsável pela identificação das situações referidas no n.º 29.

~~29.~~34. O GTG vende ao comercializador de último recurso o gás e credita ao agente de mercado, com acumulação de gás na UAG Virtual, o valor da alienação do gás deduzido de todos os encargos associados à operacionalidade desta compensação, de acordo com o número anterior.

~~30.~~35. O GTG fatura ao comercializador de último recurso grossista o valor do gás adquirido ao agente de mercado, valorizado ao preço médio ponderado de acordo com o n.º 30.

~~31.~~36. As transações descritas nos parágrafos, n.º 29 e n.º 31, devem ser realizadas durante o mesmo dia gás, o GTG deverá terminar o dia gás sem existências de gás na UAG Virtual.

~~32.~~37. No caso de um agente de mercado que se encontre em situação de incumprimento da compensação por excesso de gás na UAG Virtual, pondo em causa a segurança e continuidade da operação das redes não interligadas, a ERSE pode tomar as decisões necessárias à reposição da compensação, sob proposta do GTG ou dos ORD, de forma articulada com o GLUAG.

PROCEDIMENTO N.º 27**MECANISMO DE INTERCÂMBIOS COMERCIAIS DE GÁS NA UAG VIRTUAL [2]****1 OBJETIVO E ÂMBITO**

1. O presente procedimento complementa o Procedimento n.º 16 do presente Manual e tem o objetivo de estabelecer o mecanismo de transferência comercial de gás na UAG Virtual e entre esta infraestrutura e o Terminal de GNL.
2. O agente de mercado que receba gás de origem renovável ou de baixo teor em carbono em repartição numa UAG pode fazer uma entrega na UAG Virtual, através de intercâmbios regulados, assegurando que o gás produzido de origem renovável/baixo teor em carbono pode ser transferido para todo o SNG.
3. O agente de mercado com existências na UAG Virtual pode fazer intercâmbios de gás com outros agentes de mercado nas mesmas circunstâncias.
4. Os agentes de mercado, com transações na UAG Virtual, podem fazer transferências comerciais, de entregas ou receções de gás, na UAG Virtual e intercâmbios com as restantes infraestruturas da RNTIAT.

2 INTERCÂMBIOS EM MERCADO LIVRE

5. Os agentes de mercado que pretendem executar um intercâmbio na UAG Virtual devem cumprir as disposições gerais e o processo de notificação de transação definidos no Procedimento n.º 16 do presente Manual.
6. Sem prejuízo do número anterior, as notificações de transação só podem ser confirmadas se o agente de mercado que efetua a entrega de gás tenha existências suficientes para cumprir o valor mínimo de existências na UAG Virtual, considerando as existências ao final do dia gás anterior e todas as transações confirmadas para o dia em que o intercâmbio está a ser solicitado.

3 INTERCÂMBIOS REGULADOS

7. A utilização de um intercâmbio regulado nos termos do presente procedimento é uma opção do agente de mercado, sob as condições definidas nos números seguintes.

8. Os intercâmbios regulados são ~~implementados pelo garantidos pelo comercializador de último recurso grossista sendo um mecanismo de último recurso~~ Gestor Logístico das UAG, com vista à realização de transferências comerciais entre a UAG Virtual e o Terminal de GNL (TGNL), por solicitação dos agentes de mercado.
9. Sem prejuízo do número anterior, os intercâmbios regulados aplicam-se nas ~~seguintes situações:~~
- ~~10.9.~~ transferências de quantidades de gás de origem renovável ou de baixo teor de carbono;
- ~~11.10.~~ No caso de constituição de existências mínimas na UAG Virtual por parte de agentes de mercado que iniciam operação em redes de distribuição não interligadas, o intercâmbio regulado é garantido pelo comercializador de último recurso grossista sendo um mecanismo de último recurso.
- ~~12.11.~~ Os intercâmbios regulados ~~estão~~ concretizados através de entregas ou receções a realizar ~~entre por parte dos~~ agentes de mercado requerente e o agente de mercado designado pelo Gestor Logístico das UAG ao comercializador de último recurso grossista na UAG virtual e ~~é que são~~ operacionalizados de modo compatível, em sentido contrário e entre as mesmas partes, na infraestrutura do TGNL.
- ~~13.12.~~ Os intercâmbios regulados são implementados de acordo com o seguinte procedimento ficam sujeitos às seguintes condições:
- a) ~~Solicitação pelo~~ O agente de mercado deve solicitar ao ~~comercializador de último recurso grossista~~ Gestor Logístico das UAG até às 18:00h de terça-feira, em programa vinculativo com informação das quantidades diárias pretendidas para a semana seguinte, de sábado a sexta-feira, dando o Gestor Logístico das UAG ~~comercializador de último recurso grossista~~ conhecimento da solicitação ~~ao Comercializador do SNG e~~ ao GTG;
- b) O Gestor Logístico das UAG, assegura as operações, através da gestão do Plano Semanal de Cargas de gás que deverá incorporar as quantidades a transacionar entre a UAG Virtual e o Terminal de GNL;
- c) O Gestor Logístico das UAG confirma ao agente mercado até às 12:00h de quarta-feira no programa de intercâmbios para a semana seguinte, dando conhecimento ao GTG;
- d) O Intercâmbio é concretizado através da submissão de notificações de intercâmbio para cada dia gás (d), de modo análogo ao previsto para os intercâmbios em mercado livre, no parágrafo número 2 deste Procedimento, identificando a notificação que se refere a um intercâmbio regulado, por parte do Gestor Logístico da UAG;

13. Os intercâmbios regulados ficam sujeitos às seguintes condições:

- a) De acordo com o procedimento do número anterior, o intercâmbio regulado está sujeito a uma solicitação do agente mercado requerente, junto do Gestor Logístico das UAG;
- b) O intercâmbio regulado é contabilizado no balanço dos agentes de mercado envolvidos no dia gás da entrega de gás na UAG Virtual (carga incluída no plano semanal) ou, no dia gás definido pelo Gestor Logístico das UAG (existências já entregues na UAG Virtual);-
- c) Os intercâmbios regulados devem assegurar o cumprimento das existências mínimas na UAG Virtual e evitar a acumulação excessiva de gás na UAG Virtual, por partes dos agentes envolvidos;-
- ~~e) Confirmação pelo comercializador de último recurso grossista ao agente mercado até às 12:00h de quarta-feira no programa de intercâmbios para a semana seguinte, dando conhecimento ao Comercializado do SNG e ao GTG;~~
- ~~d) Concretização através da submissão de notificações de intercâmbio para cada dia gás (d), de modo análogo ao previsto para os intercâmbios em mercado livre, no número 2 deste Procedimento, identificando a notificação que se refere a um intercâmbio regulado;~~
- e)d) O valor das transações solicitadas e aceites para intercâmbio, por parte do Gestor Logístico das UAG não deve em momento algum comprometer o cumprimento do valor mínimo comercial para os comercializadores de último recurso grossista na UAG Virtual.
- e) Os atrasos ou suspensões de cargas, provenientes das instalações de produção de gás de origem renovável ou de baixo teor de carbono, programadas para intercâmbio regulado não devem por em causa o cumprimento das existências mínimas na UAG Virtual ou acumulação excessiva de gás na UAG Virtual, por partes do agente de mercado designado;
- a)f) Os valores do intercâmbio devem ser coerentes com as quantidades diárias que entram na UAG Virtual com origem na produção e com as quantidades estabelecidas no programa vinculativo referido nos pontos anteriores;
- b)g) O comercializador de último recurso grossista assegura ~~estas~~ operações de intercâmbio regulado prevista no parágrafo número 10, através da gestão contratual de quantidades junto do comercializador do SNG, garantindo sempre que o comercializador de último recurso grossista permanece com existências nulas diárias no TGNL.

PARTE III - DISPOSIÇÕES FINAIS

1 NORMA REMISSIVA

Aos procedimentos administrativos previstos no presente Manual, não especificamente nele regulados, aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.

2 PRAZOS

Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente procedimento, que não tenham natureza administrativa, são prazos contínuos.

Os prazos previstos no parágrafo anterior contam-se nos termos gerais do Código Civil.

Salvo indicação em contrário, quaisquer prazos fixados para o cumprimento do presente Manual contam-se das 00:00h às 24:00h.

3 FISCALIZAÇÃO DA APLICAÇÃO DO MANUAL

A fiscalização da aplicação do presente Manual integra as competências da ERSE, nos termos dos seus Estatutos e demais legislação aplicável.

Para efeitos do disposto no número anterior, a ERSE aprovará as normas e os procedimentos aplicáveis às ações de fiscalização realizadas diretamente ou mediante uma terceira entidade, designadamente através de auditorias que considere necessárias.

4 REGIME SANCIONATÓRIO

A inobservância das disposições estabelecidas no presente Manual, está sujeita ao regime sancionatório da ERSE, considerando designadamente o disposto no artigo 29.º da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente Manual, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada para efeitos de regime sancionatório nos termos previstos na Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

5 FORMATO DA INFORMAÇÃO A ENVIAR À ERSE

Salvo indicação em contrário pela ERSE, toda a informação a enviar à ERSE pelos sujeitos intervenientes no SNG, nos termos previstos no presente Manual, deve ser apresentada em formato eletrónico.

6 DIVULGAÇÃO

A divulgação do presente Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG processa-se nos termos previstos no ROI.

7 APLICAÇÃO NO TEMPO

As condições gerais e específicas, previstas no presente regulamento, aplicam-se aos contratos existentes à data da sua entrada em vigor, salvaguardando-se os efeitos já produzidos.

8 DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

As normas e decisões previstas no presente Manual, já aprovadas pela ERSE, mantêm-se em vigor até à aprovação das disposições que as venham substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente Manual.

As regras previstas nos Procedimentos n.ºs 8, 11, 12, 13 e 14, aprovadas pela Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro, e alteradas pela Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro, mantêm-se em vigor até ao dia 30 de setembro de 2021, tendo presente as adaptações referidas nos números seguintes.

8.1 CONSUMOS COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA

Durante o mês de agosto de 2021 serão apurados, pela última vez, os valores dos ajustamentos mensais de M+2, a corrigir em espécie durante o mês de setembro, de acordo com as regras previstas no MPGTG aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro. Consequentemente, setembro de 2021 é o último mês no qual será tomado em consideração o valor dos ajustamentos mensais a devolver em espécie no apuramento dos desequilíbrios relativos aos consumos com medição não diária.

Durante o mês de setembro de 2021 serão apuradas, pela primeira vez, as conciliações dos consumos com mediação não diária de acordo com a regra prevista no ponto 8 do Procedimento n.º 13. Nos primeiros meses de aplicação da referida regra, deve ser tido em conta que, para os meses que já foram sujeitos a algum tipo de acerto mensal, a conciliação total incide sobre a diferença entre os consumos discriminados agregados definitivos desse mês e o último consumo discriminado agregado provisório utilizado para o apuramento dos acertos mensais.

8.2 CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA

O dia gás com início em 29 de setembro de 2021 é o último para o qual é apurado um valor desvio dos consumos com medição intradiária com devolução em espécie no dia seguinte, de acordo com as regras previstas no MPGTG aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro. Consequentemente, o dia gás com início em 30 de setembro de 2021 é o último para o qual é tido em conta, no apuramento do desequilíbrio, a componente relativa ao desvio de d-1 dos consumos com medição intradiária.

8.3 PROCEDIMENTOS RELATIVOS A GARANTIAS

Até à operacionalização da regulamentação relativa à gestão integrada de garantias, aplicam-se as regras relativas às garantias previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro.

8.4 PREÇO DO DESEQUILÍBRIO

A disposição prevista no ponto 4 do Procedimento n.º 13 aplica-se no início do primeiro mês após a entrada em vigor.

Até que esteja implementado um mecanismo de atribuição implícita de capacidade de interligação, sempre que seja necessário recorrer, para efeitos do apuramento da variável PMPd, incluída no Procedimento n.º 13, à referência do preço das transações de produtos de gás natural para entrega no Punto Virtual de Balance de Espanha, considerar-se-á, para efeitos do preço da capacidade de interligação a adicionar ou a subtrair ao preço de Espanha, o preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito, em Portugal, bem como a tarifa de utilização diária da capacidade de interligação aplicável às entradas ou saídas de Espanha.

8.5 FREQUÊNCIA DE LIQUIDAÇÃO

O GTG deve comunicar aos agentes de mercado, com um mês de antecedência, o início da aplicação das regras relativas à frequência de liquidação semanal, previstas no Procedimento n.º 17.

Até ao início da aplicação das referidas regras, vigora a frequência de liquidação prevista no Procedimento n.º 17, no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro.

As referidas regras devem ser aplicadas, o mais tardar, a partir de 1 de outubro de 2021.

Caso a frequência de liquidação semanal seja operacionalizada antes de terminado o período transitório previsto no ponto 8.3, deve ser alterado em conformidade o período de risco estabelecido no Procedimento n.º 17.

8.6 MECANISMO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK*

As alterações transitórias ao mecanismo de flexibilidade de *linepack* previstas no n.º 9 da Diretiva n.º 18/2020, de 27 de outubro, mantêm-se em vigor até ao dia gás com início em 30 de setembro de 2021.

O GTG deve submeter à aprovação da ERSE a proposta prevista no Procedimento n.º 5, relativa à disponibilização de um serviço de flexibilidade de *linepack* no ano gás de 2021/2022, até ao dia 15 de julho de 2021.

8.7 PROPOSTA DE MECANISMO DE CONCILIAÇÃO DAS CARTEIRAS DOS AGENTES DE MERCADO NAS REDES NÃO INTERLIGADAS

Os ORD devem apresentar proposta à ERSE sobre um mecanismo de conciliação das quantidades das carteiras de compensação dos agentes de mercado correspondentes a redes não interligadas.

O mecanismo deve oferecer uma alternativa ao conceito de gás de operação usado na compensação da rede de transporte, ser compatível com a logística do abastecimento de GNL às UAG de rede e com a realidade da injeção de gases de origem renovável na rede de distribuição e transmitir incentivos à compensação dos agentes de mercado.

A proposta deve ser enviada à ERSE no prazo de 6 meses depois da entrada em vigor do presente Manual.

9 NORMA REVOGATÓRIA

São revogadas, sem prejuízo do disposto no ponto anterior, a Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro, que aprovou o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN, e a Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro, que a alterou.

É ainda revogado o Anexo II da Diretiva n.º 14/2020.

10 ENTRADA EM VIGOR

O presente Manual entra em vigor 30 dias após a sua publicação.

As disposições que carecem de ser desenvolvidas nos termos previstos no presente Manual entram em vigor com a publicação dos respetivos atos que as aprovam.

A regulamentação que integra os documentos previstos no presente Manual, já aprovados pela ERSE ao abrigo de regulamentos anteriores, mantém-se em vigor até à aprovação de novos documentos que os venham substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente Manual.

PARTE IV– ANEXOS

ANEXO I

MINUTA DO PEDIDO DE INSCRIÇÃO COMO AGENTE DE MERCADO

Carta a endereçar ao

Sr. Presidente do Conselho de Administração da REN - Rede Energéticas Nacionais, S.A.

Av. Estados Unidos da América, 55 1749 - 061 Lisboa

Portugal

_____, com o Número de Identificação Fiscal _____, com sede em _____, com o capital social de _____ euros, matriculada na Conservatória do Registo Comercial de _____, sob o n.º _____, vem solicitar, conforme o disposto no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, a obtenção do estatuto de Agente de Mercado, ao abrigo das normas legais e regulamentares em vigor aplicáveis.

Junto se anexam os documentos referidos no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Pela (Nome da Empresa), (data)

ANEXO II

CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESAO À GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

Cláusula 1

Objeto

O presente Contrato tem por objeto estabelecer:

14. A definição das funções, responsabilidades, direitos e obrigações do Agente de Mercado e do GTG;
15. As condições para a obtenção do estatuto de Agente de Mercado, nos termos do disposto no:
 - i. Regulamento de Operação das Infraestruturas;
 - ii. Regulamento de Acesso às Redes às Infraestruturas e às Interligações;
 - iii. Regulamento de Relações Comerciais;
 - iv. Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Cláusula 2

Direitos do Agente de Mercado

São direitos do Agente de Mercado, para além dos referidos na legislação e regulamentação aplicável, os seguintes:

1. Poder transacionar gás através de contratação bilateral ou nos mercados organizados e adquirir produtos de capacidade nos mercados geridos pelo GTG, de acordo com o previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global;
2. Obter do GTG toda a informação definida no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global;
3. Ter garantia da confidencialidade da informação submetida ao GTG, nas condições e para os períodos de duração estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global;
4. Obter o pagamento correspondente às liquidações efetuadas no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Cláusula 3**Obrigações do Agente de Mercado**

São obrigações do Agente de Mercado, para além das referidas na legislação aplicável, as seguintes:

1. Respeitar as disposições constantes no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, incluindo as que forem introduzidas em alterações posteriores à data de entrada em vigor do presente Contrato, desde que aprovadas pela ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
2. Manter confidenciais todos os dados relativos ao acesso aos sistemas informáticos do GTG, sendo da sua conta e responsabilidade todos os custos relativos a chaves de acesso e procedimentos necessários à manutenção da referida confidencialidade;
3. Comunicar ao GTG quaisquer irregularidades que possam pôr em causa a segurança da informação nos sistemas informáticos do GTG;
4. Comunicar ao GTG toda a informação identificada no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global. Esta comunicação deve incluir todas as informações referidas no mesmo Manual, e ser apresentada no formato previsto aí descrito;
5. Consultar regularmente os sistemas informáticos do GTG, de forma a tomar conhecimento das informações e avisos emitidos pelo GTG;
6. Proceder ao pagamento correspondente às liquidações efetuadas no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global, nos prazos estabelecidos;
7. Facilitar toda a informação que seja necessária para o cumprimento do disposto da legislação e regulamentação aplicável.

É obrigação específica do Agente de Mercado cumprir todas as obrigações a que venha a incorrer junto do operador da rede de transporte no desenvolvimento da sua atividade no SNG.

Cláusula 4**Funções e Responsabilidades do GTG**

São funções e responsabilidades do GTG, para além das referidas na legislação aplicável, as seguintes:

- i. Receber do Agente de Mercado todas as comunicações previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global;

- ii. Confirmar ao Agente de Mercado a receção e validação das comunicações operacionais previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global;
- iii. Manter confidenciais, durante o período estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, a informação considerada comercialmente sensível;
- iv. Dar conhecimento ao Agente de Mercado de todas as alterações e revisões, aprovadas pela ERSE, efetuadas ao Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, bem como de todas as alterações às condições de funcionamento dos próprios sistemas informáticos.

Cláusula 5

Condições Comerciais

As condições comerciais (faturação, prazos de pagamento e outras) são as constantes no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global ou dos Avisos nele previstos.

O não pagamento de faturas e de notas de débito e de crédito, nas datas e horas estipuladas, constitui o Agente de Mercado ou o operador da rede de transporte em mora, ficando sujeitos ao pagamento de juros de mora, à taxa de juro legal, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao vencimento da fatura.

Em caso de atraso de pagamento, o GTG poderá executar de imediato as garantias constituídas a seu favor.

Se o valor das garantias for insuficiente, o Agente de Mercado, mantém-se em mora sobre as quantias em dívida.

O atraso no pagamento das faturas pelo Agente de Mercado, bem como dos respetivos juros de mora, pode ainda constituir fundamento para a suspensão do Contrato de Adesão ao SNG.

A faturação é processada pelo operador da rede de transporte nos termos previstos no Código do IVA para a elaboração de faturas ou documentos equivalentes por parte do adquirente dos bens ou dos serviços.

O Agente de Mercado aceita que as faturas ou documentos equivalentes possam ser emitidos por via eletrónica.

Cláusula 6**Garantias**

Para garantir o exato e pontual cumprimento das obrigações constantes do presente contrato, e conforme aplicável, o Agente de Mercado prestará garantias nos termos da regulamentação aplicável.

A não prestação das garantias ou a sua não aceitação, com fundamento na respetiva insuficiência ou não atualização, impedem o Agente de Mercado de transacionar gás através de contratação bilateral ou nos mercados organizados e de adquirir produtos de capacidade nos mercados geridos pelo GTG, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Cláusula 7**Confidencialidade**

O Agente de Mercado e o GTG obrigam-se a manter confidenciais todas as informações respeitantes à sua atuação como Agente de Mercado durante os períodos de confidencialidade e ao seu acesso aos sistemas informáticos do GTG.

Para efeitos do número anterior, não se consideram confidenciais as informações acessíveis ao público ou que tenham sido recebidas legitimamente de terceiros, bem como as sujeitas a publicação por decisão das autoridades competentes, judiciais ou administrativas.

Cláusula 8**Alteração do Contrato**

Qualquer alteração nos elementos constantes do presente Contrato, relativos à identificação, residência ou sede do Agente de Mercado, deve ser comunicada por este ao GTG no prazo de 30 (trinta) dias, a contar da data de alteração.

O Agente de Mercado deve apresentar comprovativos da alteração verificada, quando tal lhe for solicitado pelo GTG.

O incumprimento do estabelecido nos pontos anteriores constitui causa para a suspensão temporária do presente Contrato, nos termos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Cláusula 9**Duração e Denúncia**

O presente Contrato tem a duração de um ano, considerando-se automática e sucessivamente renovado por iguais períodos, salvo denúncia, pelo Agente de Mercado, sujeita à forma escrita, com a antecedência mínima de 60 (sessenta) dias contados do respetivo termo ou das suas renovações.

Cláusula 10**Suspensão do Contrato**

O incumprimento, pelo Agente de Mercado, das disposições do presente Contrato, assim como das constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global e restante legislação aplicável que, nos termos do respetivo clausulado, constituem causa de suspensão, determinará a suspensão do Contrato.

Para efeitos do número anterior, o GTG notificará o Agente de Mercado para, no prazo de 5 (cinco) dias úteis a contar da data de notificação, proceder à regularização da situação que deu origem ao incumprimento, nos termos do disposto no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Decorrido o prazo fixado pelo GTG sem que o Agente de Mercado regularize a situação, o GTG procederá à sua suspensão do SNG, informando-o desse facto e dando conhecimento, por escrito, à ERSE.

O Agente de Mercado suspenso dispõe de um prazo de 20 (vinte) dias úteis a contar da data de suspensão, para regularizar a situação que deu origem ao seu afastamento do SNG. Findo este prazo, caso se mantenha o incumprimento, o GTG, procederá à rescisão do Contrato e dará seguimento às disposições aplicáveis, facto de que dará conhecimento, por escrito, ao Agente de Mercado e à ERSE.

Cláusula 11**Extinção do Contrato**

1. O Contrato de Adesão extingue-se por:

- a) Acordo das Partes;
- b) Caducidade;
- c) Caducidade do registo a que se refere o artigo 9.º do Regulamento (UE) n.º 1227/2011;

- d) Rescisão.
- 2. Para além do decurso do prazo, constituem causa de caducidade, a ocorrência das seguintes situações:
 - a) O Agente de Mercado deixar de ter:
 - i. Licença ou registo de comercialização de gás, junto da DGEG.
 - ii. Contrato de Uso das Infraestruturas, se aplicável.
 - b) O Agente de Mercado transmitir a propriedade da instalação de utilização.

Cláusula 12

Rescisão do Contrato

O incumprimento, pelo Agente de Mercado, das disposições do presente Contrato, assim como das disposições constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global que, nos termos do respetivo clausulado, constituem causa de rescisão, determinará a rescisão do Contrato.

O Agente de Mercado inibido de transacionar gás através de contratação bilateral ou nos mercados organizados e adquirir produtos de capacidade nos mercados geridos pelo GTG por rescisão do Contrato, só poderá solicitar nova adesão se satisfizer os compromissos pendentes e reunir todos os requisitos legais e regulamentares para obtenção do estatuto de Agente de Mercado, como se de uma primeira participação se tratasse.

Para efeitos do número anterior, o Agente de Mercado deverá apresentar, por escrito, um novo pedido de adesão, o qual deverá incluir a indicação de cessação das causas que deram lugar ao incumprimento, bem como as provas de que observa todos os requisitos exigidos para a aquisição do estatuto de Agente de Mercado.

A adesão à Gestão Técnica Global do SNG, solicitada nos termos do número anterior, exige a celebração de novo Contrato de Adesão.

Cláusula 13

Resolução de Conflitos

Os eventuais conflitos que surjam entre as Partes em matéria de aplicação das regras por que se rege o presente Contrato, serão resolvidos, de acordo com o estabelecido do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Quando as Partes resolvam recorrer à arbitragem voluntária nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, o tribunal será constituído nos seguintes termos:

- a) O tribunal será composto por três membros, um nomeado por cada Parte e o terceiro escolhido de comum acordo pelos árbitros que as Partes tiverem designado, que presidirá;
- b) A Parte que decida submeter determinado diferendo ao tribunal arbitral apresentará os seus fundamentos para a referida submissão e designará de imediato o árbitro da sua nomeação no requerimento de constituição do tribunal que dirija à outra Parte através de carta registada com aviso de receção, devendo esta, no prazo de 20 dias, designar o árbitro de sua nomeação e deduzir a sua defesa;
- c) Ambos os árbitros designados nos termos anteriores nomearão o terceiro árbitro do tribunal, no prazo de 20 dias, cabendo ao presidente do Tribunal da Relação de Lisboa, a designação, caso a mesma não ocorra dentro deste prazo;
- d) O tribunal considera-se constituído na data em que o terceiro árbitro, que a ele presidirá, aceitar a sua nomeação, e o comunicar a ambas as Partes;
- e) A arbitragem decorrerá em Lisboa;
- f) O tribunal arbitral, salvo compromisso pontual entre as Partes, julgará segundo as disposições contratuais e legais aplicáveis, e das suas decisões não cabe recurso;
- g) As decisões do tribunal arbitral deverão ser proferidas no prazo máximo de 3 (três) meses, a contar da data de constituição do tribunal, determinada nos termos da presente cláusula, eventualmente prorrogável por mais 3 (três) meses, por decisão do tribunal, incluindo a fixação das custas do processo e a forma da sua repartição pelas Partes.

Em tudo o omissa, regerá o disposto na Lei n.º 31/86, de 29 de agosto.

Nota - A cláusula 13 do presente Contrato só é estabelecida quando as Partes resolvam livremente acordar recorrer, desde logo, à arbitragem voluntária.

ANEXO III

VALOR DO PEQUENO AJUSTE

O valor do pequeno ajuste a que se refere o Procedimento n.º 13 é de 3%.

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

