

AMBIENTE E ENERGIA

Direção-Geral de Energia e Geologia

Despacho n.º 3264/2025

Sumário: Aprova o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, veio estabelecer num único diploma a organização e funcionamento do agora denominado Sistema Nacional de Gás (SNG) e seu regime jurídico. Este diploma, revogando o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, unifica o regime aplicável ao anterior Sistema Nacional de Gás Natural, com a consequente alteração da denominação dos agentes e da cadeia de atividades setoriais, introduzindo ainda como nova atividade a produção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono.

O referido decreto-lei, estabelece igualmente o regime aplicável à injeção de outros gases na rede nacional de gás, atendendo às metas constantes do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC), e determina que os regulamentos setoriais devem ser alterados para incorporar o novo modelo legislativo. Nos termos do referido diploma, a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) deve adaptar os regulamentos da sua competência, competindo ao Diretor-Geral de Energia e Geologia a sua aprovação.

O Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás (RRNTG), aprovado pelo Despacho n.º 806-C/2022, de 14 de janeiro, do Diretor-Geral da DGEG, ao abrigo do disposto no artigo 113.º e do n.º 1 do artigo 121.º do mencionado decreto-lei, estabelece as condições técnicas e de segurança a que devem obedecer o projeto, a construção, a exploração, a manutenção e a colocação fora de serviço das infraestruturas da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG).

A presente revisão do RRNTG insere-se no âmbito das reformas aprovadas na revisão do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), em 2023, de acordo com a Decisão de Implementação do Conselho da União Europeia (CID). Em concreto, a reforma *RP-C21-46 – Quadro regulamentar para o hidrogénio renovável*, incluída no Plano *REPowerEU*, prevê a revisão do enquadramento normativo das redes nacionais de transporte e distribuição de gás, de modo a promover a utilização de gases renováveis, e em particular o hidrogénio, no âmbito de uma estratégia de transição mais abrangente para uma economia descarbonizada.

De acordo com a reforma aprovada, a revisão do RRNTG (e do Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás) deve assegurar o estabelecimento dos critérios técnicos e os aspetos operacionais para a produção, certificação, transporte, armazenamento e prevenção de fugas. O RRNTG deve ainda estabelecer critérios de concentração máxima de hidrogénio na rede de gás, bem como definir os utilizadores finais do hidrogénio renovável, em consonância com a estratégia da UE para o hidrogénio, visando aplicações difíceis de descarbonizar nos setores da indústria e dos transportes.

As principais alterações introduzidas no RRNTG dizem respeito a disposições relacionadas com as características dos gases renováveis ou de baixo teor de carbono injetados na rede pública de gás, bem como aspetos da integração da produção de hidrogénio na Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), designadamente os princípios base de planeamento e de gestão de injeção de hidrogénio, incluindo a definição de uma nova metodologia de cálculo da capacidade de injeção de hidrogénio na RNTG, diferenciada por zona de rede, em função do consumo local e da percentagem máxima de incorporação (10 %).

Outra alteração significativa é a extensão da aplicação do RRNTG aos gasodutos de ligação entre as instalações de produção e os consumidores finais de hidrogénio, o que permitirá direcionar parte da produção de gases de origem renovável ou de gases de baixo teor de carbono diretamente às unidades industriais dos setores de difícil descarbonização.

A revisão do Regulamento tem igualmente em consideração as disposições constantes na Diretiva (UE) 2024/1788 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024, relativa a regras comuns para os mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, que altera a Diretiva (UE) 2023/1791 e revoga a Diretiva 2009/73/CE.

O presente Regulamento foi precedido de parecer da ERSE e das entidades concessionárias e licenciadas das redes que integram a RPG e foi notificado à Comissão Europeia, na fase de projeto, em cumprimento do disposto na Diretiva n.º 98/34/CE, do Parlamento e do Conselho de 22 de junho, relativa ao procedimento de informação no domínio das normas e regras técnicas.

Ao abrigo do n.º 1 do artigo 121.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto:

1 – Aprovo a presente revisão ao Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás, constante do anexo ao presente despacho, do qual faz parte integrante.

2 – O Operador da RNTG deverá obter a aprovação, por terceira parte independente, das condições de adequação da conformidade da sua rede à operação com até 10 % de hidrogénio no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente Regulamento e, no prazo de um ano, definir as medidas e investimentos necessários para assegurar a sua adequação para concentrações de hidrogénio até 100 %.

3 – O plano de adaptação das infraestruturas existentes da RNTG a novas misturas de gás, que inclui a incorporação de gases renováveis, deverá ter por base estudos de viabilidade técnica e análises de impactes das soluções, devendo, ainda, os eventuais investimentos ser tratados no âmbito do respetivo plano de desenvolvimento.

4 – O operador da RNTG deverá elaborar, de dois em dois anos, um relatório de monitorização relativo ao impacte da injeção de gases origem renovável e/ou de baixo teor de carbono na rede de gasodutos, contendo nomeadamente a análise ao comportamento dos materiais e equipamentos aos fenómenos de permeação, o programa de pesquisa de fugas, o controlo da mistura, e a adequação dos procedimentos de operação e de resposta a emergências, no seguimento dos estudos técnicos desenvolvidos e do plano de iniciativas de monitorização da conformidade para injeção de misturas de gases de origem renovável.

5 – No prazo de quatro anos após a entrada em vigor do presente regulamento, a DGEG, ouvida a ERSE e o operador da RNTG, procede à avaliação da necessidade de nova revisão do mesmo, tendo por base a avaliação dos relatórios de monitorização elaborados nos termos do número anterior.

6 – Revogo o Despacho n.º 806-C/2022, de 14 de janeiro de 2022, publicado no *Diário da República*, 2.ª série, n.º 13, de 19 de janeiro de 2022.

7 – Os efeitos do presente despacho entram em vigor na data da minha assinatura.

20 de fevereiro de 2025. – O Diretor-Geral, Paulo Jorge Leal da Silva Carmona.

ANEXO

Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás

CAPÍTULO I

Disposições gerais

Artigo 1.º

Objeto e âmbito

1 – O presente Regulamento estabelece as condições técnicas e de segurança a que devem obedecer o projeto, a construção, a exploração, a manutenção e a colocação fora de serviço das infraestruturas da Rede Nacional de Transporte de Gás, doravante designada por RNTG, bem como os princípios base de planeamento e gestão de injeção de gases de origem renovável ou de baixo

teor de carbono na RNTG, visando assegurar o adequado fluxo de gás, a interoperabilidade com as infraestruturas a que estejam ligadas, a segurança de pessoas e bens e a preservação do meio ambiente.

2 – Este Regulamento aplica-se aos gasodutos de transporte de gás de diâmetro igual ou superior a 100 mm e cujas pressões de operação sejam superiores a 20 bar, assim como às estações de regulação de pressão e medição (GRMS), às estações de mistura e injeção (EMI), às estações de receção de gás (ERG), às estações de inversão de fluxo (EIF) e às estações de separação de gás (ESG) pertencentes à RNTG, incluindo os troços de ligação entre o produtor de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono e a rede de transporte e ainda os troços de ligação das instalações de consumo diretamente ligadas à RNTG.

3 – O presente regulamento aplica-se, com as necessárias adaptações, aos gasodutos com uma percentagem de 100 % hidrogénio de ligação à RNTG, bem como por analogia aos gasodutos 100 % hidrogénio entre a instalação de produção e o consumidor final, com diâmetro igual ou superior a 100 mm e cujas pressões de operação sejam superiores a 20 bar.

4 – O limite técnico de concentração máximo de hidrogénio na RNTG é de 10 %, estando, porém, condicionado:

a) À demonstração de que as infraestruturas associadas à RNTG e ao armazenamento subterrâneo se encontram aptas a acomodar as referidas concentrações de hidrogénio;

b) Ao enquadramento legal e regulamentar vigente a nível nacional e europeu.

5 – Sendo o biometano/metano um gás intermutável com o gás natural ao nível das características físico-químicas da mistura, a sua injeção na RNTG submete-se às gamas de variação admissíveis aplicáveis às características do gás, de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás (RQS), aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

6 – O disposto nos números anteriores não impede que parte da rede interligada possa veicular, em exclusivo, combustíveis gasosos definidos nas alíneas aa) e bb) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto, na sua atual redação, desde que seja assegurada a intermutabilidade ou sua compatibilidade, quando da sua introdução ao consumo.

Artigo 2.º

Generalidades

1 – O gás veiculado na RNTG deve ser gás natural, misturas de gás natural com gás(es) de origem renovável ou de baixo teor de carbono, gases de baixo teor de carbono e gases de origem renovável, não tóxicos e não corrosivos, devendo o operador garantir que as características do gás:

a) Asseguram a interoperabilidade das suas infraestruturas com as demais infraestruturas a que se encontrem ligadas;

b) Respeitam as gamas de variação admissíveis, estabelecidas ou a estabelecer no RQS.

2 – A temperatura do gás transportado deve ser compatível com a perfeita conservação dos revestimentos interiores, caso existam, e exteriores das tubagens, nunca excedendo 50°C em qualquer ponto destas.

3 – As pressões referidas no presente Regulamento, sem qualquer outra indicação, são pressões relativas.

4 – A introdução de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono na RNTG, a partir de uma unidade de produção ou conversão gasosa, requer o cumprimento e coordenação, pelo operador da RNTG (ORT), de um conjunto de ações associadas à gestão da capacidade de injeção e às condições de operação.

5 – As ações referidas no número anterior, devem garantir que a composição da mistura resultante da injeção cumpre os limites para a sua utilização em segurança ao longo de todo o percurso do gás, ao abrigo do quadro, legislativo e regulamentar, aplicável.

6 – Sem prejuízo do disposto no RQS, as características do gás aplicáveis às entregas de pontos de produção de gás à rede, devem observar o seguinte:

a) O disposto na norma ISO 13686, ou outra norma tecnicamente equivalente e as recomendações da *European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas* (EASEEGas), no que respeita ao gás natural;

b) O disposto nas normas EN 16726 e NP EN 16723-1 no que respeita ao biometano;

c) O disposto na norma ISO 14687 e a recomendação da EASEE-gas, na sua versão mais atualizada, no que respeita ao hidrogénio.

7 – No caso da existência de instalações sensíveis pertencentes à Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), a concentração máxima admissível de oxigénio poderá ser inferior aos limites das normas acima referidas devendo o ORT avaliar e propor medidas de mitigação ao abrigo do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (PDIRG).

Artigo 3.º

Referências normativas

1 – Para efeitos da aplicação do disposto no presente Regulamento, serão aceites as normas standards, códigos e as especificações técnicas referidas no Anexo I ou outras tecnicamente equivalentes.

2 – Para os casos em que as infraestruturas e as redes se destinem a veicular misturas com hidrogénio em concentrações superiores às estabelecidas no n.º 4 do Artigo 1.º, o normativo aplicável será o explicitado no artigo 70.º em função de cada caso.

3 – O disposto nos números anteriores não impede a adoção de disposições que constem de revisões ou edições ulteriores das mesmas normas e códigos, ou de outros tecnicamente equivalentes, que não contrariem normas ou códigos nacionais ou europeus.

4 – Sem prejuízo do disposto no presente Regulamento, é permitida a comercialização e utilização de produtos, materiais, componentes e equipamentos por ele abrangidos, desde que acompanhados de certificados de conformidade emitidos com base em normas aplicáveis e procedimentos de certificação que assegurem uma qualidade equivalente à visada por este Regulamento e realizados por organismos de certificação acreditados segundo a norma NP EN ISO/IEC 17065, como está previsto no Decreto-Lei n.º 71/2012, de 21 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 80/2014, de 15 de maio.

Artigo 4.º

Siglas e definições

1 – No presente Regulamento são usadas as seguintes siglas:

ANEPC – Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil

BV – Estação de válvulas de seccionamento;

DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia;

DN – Diâmetro nominal;

EC – Estação de compressão;

EIF – Estação de inversão de fluxo;

EMI – Estação de mistura e injeção de gás;

ERG – Estação de receção de gás;

ESG – Estação de separação de gás;

ENSE – Entidade Nacional para o Sector Energético;

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

GRMS – Estação de regulação de pressão e medição (*Gas Regulating and Metering Station*);

GN – Gás natural conforme definido na Norma ISO 13686;

GNL – Gás natural liquefeito;

JCT – Estação de válvulas de seccionamento e derivação;

MPGTG – Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG;

ORD – Operador da RNDG;

ORT – Operador da RNTG;

PE – Ponto de entrega de gás (corresponde a uma saída da RNTG associada a uma transferência de custódia);

PI – Ponto de interligação;

PR – Ponto de receção de gás;

PEF – Pressão de ensaio na fábrica

PMA – Pressão máxima acidental;

PMO – Pressão máxima de operação;

RNDG – Rede Nacional de Distribuição de Gás;

RNTG – Rede Nacional de Transporte de Gás;

SCADA (*supervisory control and data acquisition*) – sistema de controlo, supervisão e aquisição de dados; SNG – Sistema Nacional de Gás.

2 – Para efeitos do presente Regulamento são aplicáveis, para além das constantes do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, as seguintes definições:

- a) «Atravessamento», o cruzamento da tubagem com outras infraestruturas, nomeadamente ferroviárias, rodoviárias e cursos de água;
- b) «Banda avisadora», elemento destinado a assinalar a presença de tubagens de gás enterradas;
- c) «Comissionamento», as atividades requeridas para pressurizar com gás e colocar em operação as tubagens, estações, equipamentos e acessórios;
- d) «Componentes do gasoduto», os elementos a partir dos quais o gasoduto é construído, nomeadamente:
 - i) Tubos, incluindo curvas enformadas a quente;
 - ii) Acessórios, designadamente reduções, tês, curvas e cotovelos de fábrica, flanges, fundos copados, pontas soldadas, juntas mecânicas;

iii) Equipamentos, designadamente válvulas, juntas de expansão, juntas de isolamento, reguladores de pressão, bombas, compressores, reservatórios de pressão;

iv) Fabricações, transformadas a partir dos elementos referidos em cima, tais como coletores, reservatórios de purga de condensados, equipamentos de lançamento/receção de «pigs», de medida e controlo de caudal, e de mistura e injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono;

e) «Condições de referência do gás natural», consideram-se as seguintes condições de referência: 0°C de temperatura, 1,01325 bar de pressão absoluta e 25°C de temperatura de combustão de referência, nos termos da norma ISO 13443;

f) «Descomissionamento», as atividades requeridas para colocar fora de serviço qualquer tubagem, estação, equipamento ou acessório que contenha gás;

g) «Emergência», a situação que pode afetar a segurança das operações do sistema de fornecimento de gás e ou a segurança de pessoas e bens, requerendo ação urgente;

h) «Ensaio de estanquidade», um procedimento específico para verificar se os gasodutos e outros componentes do sistema cumprem os requisitos de estanquidade de fugas;

i) «Ensaio de resistência mecânica», um procedimento específico para verificar se os gasodutos e outros componentes do sistema cumprem os requisitos de resistência mecânica;

j) «Entidade inspetora», a entidade que realiza a atividade de inspeção na área do gás, autorizada pela DGEG, nos termos da Lei n.º 15/2015, de 16 de fevereiro, ou proveniente de um Estado membro da União Europeia ou do Espaço Económico Europeu, com acreditação efetuada por um organismo nacional de acreditação na aceção dada pelo Regulamento (CE) n.º 765/2008, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 9 de julho, de acordo com a NP EN ISO/IEC 17020;

k) «Estação», uma instalação para processamento ou operação do sistema de fornecimento de gás;

l) «Estação de compressão (EC)», equipamentos instalados num ponto da rede com o objetivo de assegurar o aumento predeterminado da pressão do gás para jusante;

m) «Estação de inversão de fluxo (EIF)», equipamentos instalados num ponto de rede com o objetivo de enviar gás em excesso numa zona da RNDG para a RNTG;

n) «Estação de mistura e injeção de gás (EMI)», instalação para processamento da mistura ou injeção incluindo a receção, monitorização e controlo de qualidade do gás;

o) «Estação de receção de gás», estação de receção de hidrogénio ou biometano comprimido transportado através de recipientes ou cisternas móveis, cuja função é a de reduzir a pressão para pressões predeterminadas, 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;

p) «Estação de regulação de pressão e medição (GRMS)», equipamentos instalados num ponto da rede submetido a uma pressão de serviço variável com o objetivo de assegurar passagem de gás para jusante em condições de pressão predeterminadas;

q) «Estação de separação de gás (ESG)», instalação para processamento da separação e/ou injeção, incluindo a monitorização e controlo de qualidade do gás;

r) «Fator de segurança», um fator aplicado aquando do cálculo da espessura da parede da tubagem ou da pressão admissível;

s) «Faixa de servidão», a faixa de terreno sobre a qual são constituídos, ao longo de toda a extensão dos gasodutos e nos termos legalmente fixados, direitos de acesso e de ocupação e ainda restrições ao uso dos solos e subsolos necessários às atividades de estudo, construção, conservação, reparação e vigilância de todo o equipamento necessário ao transporte de gás;

t) «Gás», gás natural, gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, puros ou em mistura homogénea com gás natural, nas concentrações permitidas, de acordo com o estabelecido nos n.ºs 3 a 5 do artigo 1.º;

u) «Gás natural», a mistura de compostos de hidrocarbonetos e de pequenas quantidades de vários não-hidrocarbonetos, cujo maior componente é o metano, com as características definidas na regulamentação aplicável e que assegura a interoperabilidade com a rede europeia de gás natural;

v) «Gases de baixo teor de carbono», a parte correspondente aos combustíveis gasosos presente nos combustíveis de carbono reciclado na aceção do artigo 2.º, ponto 35, da Diretiva (UE) 2018/2001, o hidrogénio hipocarbónico e os combustíveis gasosos sintéticos cujo teor energético é proveniente de hidrogénio hipocarbónico, que cumprem o limiar de redução das emissões de gases com efeito de estufa de 70 % face ao valor do combustível fóssil de referência para os combustíveis renováveis de origem não biológica estabelecido na metodologia adotada nos termos do artigo 29.º-A, n.º 3, da Diretiva (UE) 2018/2001;

w) «Gases de origem renovável», os combustíveis gasosos produzidos a partir de processos que utilizem energia de fonte renovável na aceção da Diretiva (EU) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018;

x) «Gasoduto», o sistema de tubagens e equipamentos associados, incluindo as estações, entre o ponto de receção de gás e o ponto de entrega ou ponto de interligação;

y) «Hidrogénio hipocarbónico», o hidrogénio cujo teor energético é proveniente de fontes não renováveis, que cumpre o limiar de redução das emissões de gases com efeito de estufa de 70 % face ao valor do combustível fóssil de referência para os combustíveis renováveis de origem não biológica estabelecido na metodologia para avaliar a redução das emissões de gases com efeito de estufa provenientes de combustíveis renováveis de origem não biológica e de combustíveis de carbono reciclado, adotada nos termos do artigo 29.º-A, n.º 3, da Diretiva (UE) 2018/2001;

z) «Junta isolante», dispositivo destinado a interromper a continuidade elétrica da instalação, assegurando simultaneamente a passagem normal do fluxo de gás;

aa) «Incidente», uma ocorrência inesperada, que pode ocasionar uma situação de emergência, nomeadamente fuga de gás ou falha das instalações;

bb) «Inspeção», o processo de medida, examinação, teste, aferição ou outra forma de determinar o estado dos componentes do sistema do gasoduto ou da sua instalação, comparando-os com os padrões e requisitos aplicáveis;

cc) «Instalação de produção de gás», designação genérica para uma instalação produtora de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono;

dd) «Limite elástico», a tensão máxima que o material pode suportar sem sofrer deformações permanentes para provocar o alongamento, do comprimento inicial entre marcas, em relação à secção inicial do provete, de acordo com as normas mencionadas no artigo 3.º;

ee) «Manutenção», a combinação de todas as ações técnicas ou administrativas, no sentido de conservar o componente do gasoduto em operação ou a sua reparação para que o mesmo possa desempenhar a função requerida;

ff) «Outros gases», os gases de origem renovável e os gases de baixo teor de carbono;

gg) «Pig», um equipamento que é conduzido através do gasoduto sob a ação do fluxo do fluido, para executar várias atividades internas, como por exemplo separação de fluidos, limpeza ou inspeção do gasoduto;

hh) «Ponto de entrega (PE)», limite da instalação da RNTG, com acesso pela via pública, com válvula de seccionamento e junta isolante, onde se faz a entrega de gás à RNDG ou a instalações de consumo de gás com acesso direto à RNTG;

- ii) «Ponto de receção (PR)», ponto de ligação na RNTG onde se procede à entrega de gás à RNTG;
- jj) «Ponto de interligação (PI)», ponto de fronteira entre Estados-Membros com a finalidade de ligar as redes de transporte desses Estados-Membros ou uma conduta de transporte entre um Estado-Membro e um país terceiro até ao território ou mar territorial nacional desse Estado-Membro;
- kk) «Pré-comissionamento», as atividades incluindo, entre outras, limpeza e possível secagem, que devem ser executadas antes do comissionamento do gasoduto;
- ll) «Pressão de operação», a pressão num sistema sob condições normais de operação;
- mm) «Pressão máxima acidental» (PMA) a pressão máxima a que o sistema pode operar de forma excecional, no limite operativo dos equipamentos;
- nn) «Pressão de projeto», a pressão que serve de base para o cálculo e projeto do sistema;
- oo) «Pressão de ensaio», a pressão a que o sistema é sujeito antes da entrada em serviço, para assegurar a operação em segurança;
- pp) «Pressão máxima de operação (PMO)», a pressão máxima a que o sistema pode operar continuamente, dentro das condições normais de operação sem risco de falha de equipamento;
- qq) «Recomissionamento», as atividades requeridas para repor em serviço uma infraestrutura descomissionada;
- rr) «Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)», o conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas ao transporte de gás em alta pressão, bem como as infraestruturas para a respetiva operação, incluindo a tipologia de estações constantes no presente regulamento e os ramais de ligação e demais infraestruturas de ligação a instalações de consumo e de produção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono;
- ss) «Sistema de controlo da pressão», um sistema que inclui a regulação e segurança da pressão e, eventualmente, o seu registo e um sistema de alarme;
- tt) «Temperatura de operação», a temperatura do sistema sob condições normais de operação;
- uu) «Temperatura de projeto», a temperatura que serve de base para o cálculo do projeto;
- vv) «Tensão perimetral σ (sigma)» o esforço de tração atuando tangencialmente à circunferência exterior da secção reta das tubagens, produzida pela pressão do fluido no seu interior;
- ww) «Transporte», a veiculação de gás numa rede interligada de alta pressão para efeitos de receção e entrega a distribuidores, comercializadores ou grandes clientes finais.

Artigo 5.º

Sistema de gestão de qualidade

1 – De acordo com este Regulamento, deverá ser aplicado aos gasodutos de transporte de gás um sistema de gestão de qualidade baseado na série de standards NP EN ISO 9000, ou equivalente.

2 – O período de vida de um gasoduto de transporte de gás, para efeito da aplicação do sistema de gestão de qualidade contempla o projeto, a construção e ensaios, a operação e manutenção e a gestão de integridade.

Artigo 6.º

Capacidade de injeção de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono

1 – A injeção de gases intermutáveis na RNTG, nomeadamente o biometano/metano, está limitada pela capacidade de receção da infraestrutura.

2 – Os princípios base de planeamento e gestão da capacidade de injeção de hidrogénio na RNTG encontram-se definidos no capítulo IX do presente regulamento.

3 – A capacidade de receção de gás na RNTG é definida pelas regras técnicas aplicáveis à sua determinação, independentemente da sua componente de origem renovável.

CAPÍTULO II

Segurança, traçado e meio ambiente

Artigo 7.º

Classificação dos locais para a implantação das tubagens

1 – Para efeitos de segurança, os locais para a implantação das tubagens são classificados em quatro categorias, definidas tendo em atenção os seguintes fatores:

- a) A densidade populacional;
- b) A natureza, importância e fim a que se destinam as edificações, construções e obras de arte aí existentes;
- c) A intensidade do tráfego ferroviário e rodoviário;
- d) As afetações futuras, previstas nos planos diretores municipais e outros instrumentos de planeamento.

2 – A densidade populacional referida no número anterior poderá ser traduzida pelo índice da densidade de edifícios por quilómetro.

3 – Para se obter o índice da densidade de edifícios por quilómetro, apenas são contabilizáveis os imóveis suscetíveis de serem ocupados por pessoas, situados no interior de uma faixa de terreno com 0,4 km de largura para cada lado do eixo do traçado da tubagem projetada e com 1 km de comprimento.

4 – O índice da densidade de edifícios por 10 km é obtido a partir da média aritmética dos 10 índices de densidade de edifícios por quilómetro.

5 – No caso de uma esteira de gasodutos, a faixa de terreno a considerar para a contagem de edifícios terá 0,4 km de largura a contar do eixo dos gasodutos mais exteriores.

6 – A cada categoria de local corresponde a obrigação de respeitar:

- a) O tipo de construção, caracterizado por um valor máximo determinado para o valor de tensão perimetral σ (sigma) admissível para os tubos, de acordo com as normas mencionadas no artigo 3.º, devendo estas condições ser prolongadas pelo comprimento mínimo de 220 m para cada lado dos locais de categoria superior;
- b) A distância mínima entre as tubagens e os edifícios, construções e obras de arte vizinhas.

7 – As categorias 1 e 2 correspondem a regiões desérticas ou montanhosas, pastagens, terras de cultivo, zonas rurais, zonas na proximidade de aglomerações e, em geral, a todas as localizações não compreendidas nas categorias 3 e 4:

- a) Incluem-se na categoria 1 os locais em que o índice da densidade de edifícios por 10 km seja inferior a 8 e o índice da densidade de edifícios por quilómetro seja inferior a 13;
- b) Incluem-se na categoria 2 os locais em que a densidade de edifícios por 10 km seja igual ou superior a 8 e a densidade de edifícios por quilómetro seja igual ou superior a 13 e inferior a 28.

8 – A categoria 3 corresponde a zonas residenciais ou comerciais, em que a densidade de edifícios por quilómetro com ocupação humana seja igual ou superior a 28, desde que a altura dos referidos edifícios não exceda três pisos acima do nível do solo.

9 – A categoria 4 integra as zonas nas quais se verificarem cumulativamente as seguintes condições:

- a) Predominância de edifícios de quatro ou mais pisos acima do nível do solo;
- b) Tráfego intenso;
- c) Existência, no subsolo, de numerosas instalações, nomeadamente canalizações e cabos elétricos.

10 – Os gasodutos de transporte de gás que integram a RNTG não podem ser implantados nos locais de categoria 4.

Artigo 8.º

Medidas de segurança

1 – De modo a garantir a segurança no projeto, construção e operação da rede, tendo em consideração as condições de segurança e ambientais existentes, devem ser tomadas as medidas indicadas na lista seguinte, que não é exaustiva e que poderá não incorporar todas as medidas necessárias em cada ocasião:

a) O estabelecimento de uma zona para controlo de todas as atividades de terceiros de forma a salvaguardar o gasoduto contra interferências;

b) Na vizinhança das tubagens não podem realizar-se trabalhos suscetíveis de as afetar, direta ou indiretamente, sem que sejam tomadas as precauções consideradas necessárias e suficientes pelo operador da rede;

c) A realização de trabalhos na faixa de servidão do gasoduto carece de prévia apreciação técnica e validação pelo operador da rede e, em casos devidamente justificados, de autorização da entidade licenciadora, a qual deverá dar o seu assentimento ao método de realização dos trabalhos, podendo impor as condições que considerar necessárias para manter a segurança do gasoduto;

d) Em caso de desacordo entre o dono dos trabalhos e o operador da rede, o diferendo será submetido à DGEG, que deve proferir decisão fundamentada;

e) Em situação de emergência que ponha em risco a segurança de pessoas ou bens, o operador da rede deve promover as medidas que entender necessárias para garantir a segurança e participá-las à entidade licenciadora, às autoridades concelhias, à autoridade policial da zona afetada e à Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil (ANEPC);

f) Quando se usarem vedações para impedir o acesso de terceiros às partes visíveis das instalações, devem as mesmas ter 2 m de altura mínima, serem construídas em materiais incombustíveis e com uma estrutura que assegure uma proteção suficiente contra a entrada de pessoas estranhas ao serviço da instalação;

g) A vedação referida na alínea anterior não deve constituir obstáculo à ventilação e pode ser realizada em rede metálica desde que devidamente ligada à rede de terras da instalação, devendo ainda ser construída de forma a não impedir qualquer intervenção;

h) Deve ser respeitada a classificação dos locais e fatores de segurança, de acordo com os artigos 7.º, 18.º e 19.º deste Regulamento;

i) O traçado do gasoduto deve respeitar a distância a edifícios de acordo com o artigo 20.º deste Regulamento;

j) A profundidade mínima para os gasodutos enterrados deve respeitar o disposto no artigo 21.º deste Regulamento.

2 – No caso de terceiros, promotores de outras infraestruturas, pretenderem desenvolver projetos com interferência sobre as condições de segurança dos gasodutos que integram a RNTG devem solicitar à concessionária da RNTG o estudo das medidas adequadas para proteção ou alteração da infraestrutura de transporte de gás, sendo que:

a) Os custos incorridos pela concessionária da RNTG com o estudo de interferências de terceiros, acompanhamento, segurança, supervisão e certificação dos trabalhos, serão imputados ao respetivo promotor, antes da sua execução;

b) Os custos com as medidas de proteção ou alteração dos gasodutos de transporte, devidas a interferências de terceiros, serão suportados por estes, incluindo os incorridos pela concessionária da RNTG para a sua segurança, supervisão e certificação;

c) Os custos referidos nas alíneas anteriores, bem como o calendário indicativo das medidas necessárias serão previamente indicados pela concessionária da RNTG, aos promotores de outras infraestruturas, no prazo máximo de 60 dias.

Artigo 9.º

Traçado

1 – Previamente à adoção de um traçado para construção de um gasoduto, deve ser efetuado um levantamento de campo de um conjunto de dados relevantes para o dimensionamento, construção, operação e segurança, podendo a recolha dos dados ser suportada, se necessário, em fotografia aérea, características dos solos, observações submersas e numa análise das ocorrências geográficas, geológicas, topográficas e ambientais.

2 – O levantamento do traçado deve cobrir uma faixa adequada e identificar as ocorrências que possam influenciar a instalação e a operação do gasoduto.

3 – O estudo de qualquer traçado deve ser precedido da ponderação dos interesses a proteger, designadamente os de segurança, preservação do ambiente e ordenamento do território, devendo considerar as componentes físicas, de qualidade, ecológicas e humanas mais relevantes, tendo em conta as características da área onde se pretende implantar um gasoduto, bem como avaliar as condicionantes legais, que refletem as políticas nacionais e municipais.

4 – Para a identificação de possíveis efeitos, devem ser abordadas as seguintes áreas:

- a) Clima;
- b) Topografia;
- c) Geologia e geotecnia;
- d) Tectónica e sismicidade;
- e) Hidrogeologia;
- f) Solos;
- g) Recursos hídricos subterrâneos;
- h) Recursos hídricos superficiais;
- i) Qualidade da água;
- j) Qualidade do ar;
- k) Ambiente sonoro;
- l) Uso do solo e ordenamento do território;

- m) Fatores ecológicos;
- n) Paisagem;
- o) Socioeconomia;
- p) Património arqueológico e arquitetónico.

5 – Os seguintes aspetos ambientais devem também ser considerados:

- a) A limitação de ruído e vibrações;
- b) A ausência de odores e poeiras e a minimização da deterioração da qualidade do ar.

6 – Outras considerações aplicáveis a gasodutos instalados sob cursos de água incluem:

- a) O ambiente subaquático;
- b) O desenvolvimento subaquático;
- c) As condições do fundo.

7 – As seguintes condições do solo devem ser consideradas e investigadas durante a fase de estudo do traçado:

- a) Áreas de instabilidade geológica, incluindo falhas e fissuras;
- b) Tipos de solos (macios, pantanosos ou rochosos);
- c) A natureza corrosiva dos solos;
- d) Áreas inundáveis;
- e) Áreas de elevado risco sísmico;
- f) Áreas montanhosas;
- g) Áreas de deslizamento de terrenos, de assentamentos existentes ou potenciais ou de assentamento diferencial;
- h) Áreas mineiras ou de pedreiras;
- i) Locais de aterro e aterro sanitário, incluindo os contaminados.

8 – Se qualquer das condições referidas nos números anteriores for expectável no decurso da vida útil do gasoduto, a sua monitorização deve ser incorporada nos procedimentos regulares de vigilância, podendo a monitorização incluir a medição de movimentos locais do solo e alterações do estado de tensão da tubagem.

Artigo 10.º

Representação cartográfica

As infraestruturas devem ser representadas cartograficamente, de forma adequada, com indicação:

- a) Do seu posicionamento, em projeção horizontal, com indicação da profundidade de implantação;
- b) Do diâmetro da tubagem;
- c) Dos acessórios (válvulas, juntas e outros) e da respetiva localização;
- d) De eventuais pormenores relativos a obras especiais;
- e) Da categoria de local de implantação das tubagens.

Artigo 11.º

Sinalização dos gasodutos

1 – As tubagens enterradas do gasoduto devem ser sinalizadas com uma fita/banda avisadora de cor amarela, situada a 0,3 m acima da geratriz superior e com uma largura mínima de 0,2 m, contendo os termos «Atenção – Gás», bem visíveis e indeléveis, inscritos a intervalos não superiores a 1 m.

2 – Fora dos núcleos habitacionais devem ser colocados e mantidos, na vertical do eixo dos gasodutos, sinalizadores de linha que identifiquem e indiquem a sua correta localização.

3 – O espaçamento entre sinalizadores não deve ser superior a 500 m e de um sinalizador deve ser possível visualizar o imediatamente anterior e posterior.

4 – Nos pontos de curvatura e vértices os sinalizadores deverão ser colocados na intersecção dos eixos dos dois troços de tubagem adjacentes.

5 – Os sinalizadores de linha, nos atravessamentos de vias-férreas, vias rodoviárias e cursos de água, devem conter a indicação do nome da entidade responsável pelo gasoduto e do contacto telefónico de emergência.

Artigo 12.º

Pressões

1 – Os níveis de pressão do gasoduto devem ser definidos pelas seguintes condições:

a) Os cálculos do estado de tensão do gasoduto, realizados na fase de projeto, devem ser baseados na pressão de projeto;

b) O gasoduto deve ser ensaiado à pressão de ensaio, conforme o disposto no artigo 32.º;

c) O valor máximo da pressão de operação não deve ultrapassar o valor da pressão de projeto.

2 – Deve ser providenciado um sistema de controlo de pressão para assegurar que, durante a operação normal, a pressão de operação não excede a pressão máxima de operação (PMO) em qualquer local da rede, devendo os reguladores de pressão ser dimensionados para as condições normais de operação.

3 – A pressão normal de operação é a pressão parametrizada nos dispositivos de regulação de pressão. Contudo, quando em operação a pressões iguais ou próximas da pressão máxima de operação, esta pressão pode ser excedida em não mais do que 2,5 % do seu valor devido à tolerância característica dos dispositivos de regulação.

Artigo 13.º

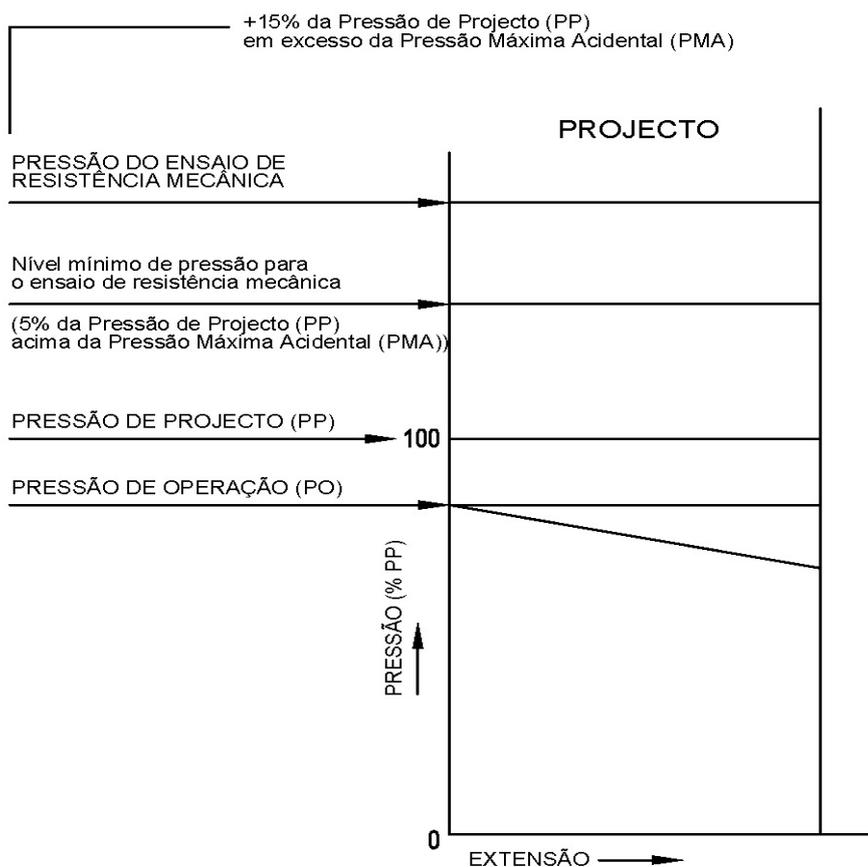
Limitação de pressão

Os sistemas de limitação da pressão dos gasodutos devem:

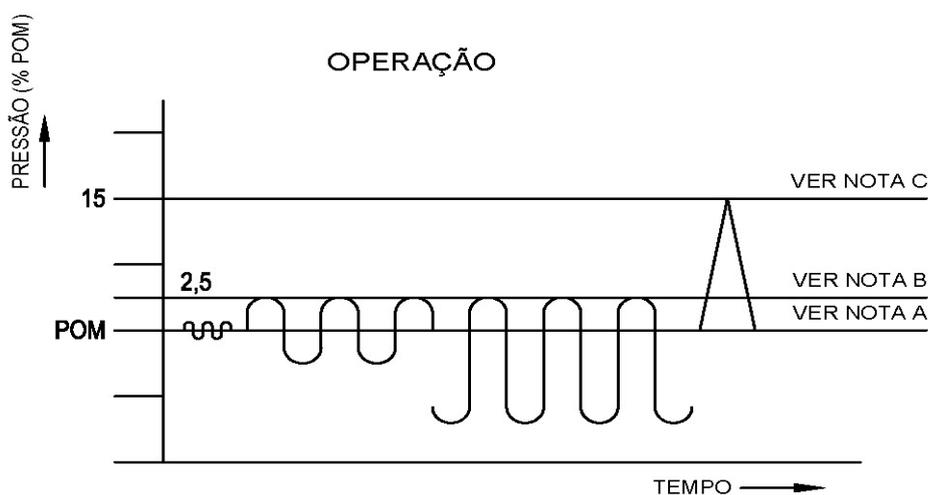
a) Garantir as necessárias condições de segurança e ser devidamente aprovados pelo operador da rede;

b) Ser ajustados para que a pressão máxima accidental não seja excedida (ver fig. 1);

c) Admitir um aumento accidental de pressão desde que existam sistemas que automaticamente limitem esse aumento a 15 % acima da pressão máxima de operação (pode ser escolhido um valor inferior para esta pressão, que corresponde à pressão máxima accidental ou PMA), sendo que a pressão máxima de operação não deve ser excedida durante mais do que o estritamente necessário período de tempo para verificar a condição de funcionamento que originou o aumento de pressão e repor as condições normais de operação.



A pressão é expressa em percentagem da Pressão de Projecto (PP)



A pressão é expressa em percentagem da Pressão Máxima de Operação (POM).

- NOTA A Normalmente igual à Pressão de Projecto, mas podendo ser inferior.
- NOTA B Nível aceitável de controlo da Pressão de Operação.
- NOTA C Pressão Máxima Acidental (PMA)

Fig. 1 – Guia para sistemas de limitação de pressão

CAPÍTULO III

Projeto

Artigo 14.º

Princípios gerais

- 1 – O projeto do gasoduto de transporte deve resultar num sistema seguro para o transporte de gás.
- 2 – O projeto deve considerar todas as questões técnicas relevantes para o serviço a que se destina em conjunto com os aspetos de segurança, preservação do ambiente e ordenamento do território.
- 3 – O projeto deve tomar em consideração as boas práticas e os investimentos necessários que conduzam à mitigação e controlo das emissões de gás no decurso da construção, operação e manutenção do gasoduto.
- 4 – Os dados de projeto devem ser documentados em conjunto com os procedimentos de cálculo considerados no projeto base, conforme o disposto no artigo 30.º

Artigo 15.º

Gestão da faixa de servidão

Na fase de projeto, quando necessário, deve ser desenvolvido um estudo geotécnico com o objetivo de recolher dados sobre a gestão geohidrológica da água e aspetos geomecânicos relacionados com o traçado do gasoduto, bem como reunir dados sobre a gestão e utilização de solos, recursos hídricos e aspetos agrícolas/hortícolas, na área de implantação do traçado do gasoduto.

Artigo 16.º

Bases de projeto

- 1 – O projeto do gasoduto deve considerar que:
 - a) O gasoduto deve ser estanque e possuir a resistência mecânica necessária para resistir em segurança a todas as solicitações previsíveis a que venha a estar exposto durante a construção, ensaio e operação;
 - b) O gasoduto é constituído por troços de tubagem e estações (de compressão, de regulação de pressão e medição, de mistura e injeção, de receção de gás, de inversão de fluxo de gás e de separação de gás), sendo que na fase de projeto a interação de esforços entre estes componentes do gasoduto deve ser levada em conta nos cálculos;
 - c) Os atravessamentos de vias-férreas, vias rodoviárias principais e cursos de água devem ser projetados depois de consultados os respetivos proprietários e ou autoridades com jurisdição nessas infraestruturas;
 - d) Nos atravessamentos de linhas de água com recurso a diques e ou infraestruturas hidráulicas, poderá haver necessidade de implementar medidas para prevenir a possibilidade de ocorrência de cheias;
 - e) A instalação dos gasodutos pode incluir troços aéreos ou à superfície, no atravessamento de regiões pantanosas, montanhosas ou suscetíveis de serem afetadas por movimentos dos terrenos ou por desmoronamento;
 - f) Nos casos do atravessamento de cursos de água, desniveis ou similares, pode ser autorizada a utilização das obras de arte existentes, à exceção das estruturas metálicas importantes, sempre na condição de serem tomadas as medidas de segurança específicas de cada caso particular, e dependente da aprovação das respetivas entidades tutelares;
 - g) Nos casos previstos nas alíneas e) e f), os gasodutos não podem ser instalados em espaços não ventilados ou não acessíveis para inspeção e manutenção.

2 – O cálculo da tubagem deve considerar que:

a) Os troços de tubagem devem ser suportados, ancorados ou enterrados por forma a que, durante a sua vida útil, o troço de tubagem não sofra qualquer movimento relativamente à sua posição inicial de instalação, exceto os deslocamentos admissíveis resultantes, nomeadamente, da pressão e expansão térmica;

b) Se um troço de tubagem submersível não for enterrado, coberto ou ancorado, o peso próprio da tubagem deve, em todas as condições, garantir a estabilidade horizontal e vertical quer na fase de construção quer na fase de operação;

c) O cálculo para a determinação da espessura da parede da tubagem é baseado na pressão interna e num fator de segurança, podendo, caso se considere necessário, serem adicionados parâmetros para providenciar proteção contra interferências de terceiros, como referido no artigo 18.º;

d) Quando um troço de tubagem percorre áreas que podem impor esforços exteriores significativos, torna-se necessário um processo de cálculo específico, tal como disposto no artigo 18.º, levando em consideração a análise de todos os esforços expectáveis, incluindo as análises anteriores desenvolvidas para gasodutos com as mesmas características.

3 – No projeto e cálculo da tubagem de estações deve ainda considerar-se que:

a) A resistência à pressão da tubagem de estações deve ser conseguida através da seleção de tubo e componentes de tubagem adequados de um conjunto limitado de classes de pressão;

b) Poderá ser necessário impor requisitos adicionais de cálculo, porque a tubagem de estações, enterrada ou aérea, está, muitas vezes, sujeita a maiores esforços exteriores do que os gasodutos de transporte, devido à temperatura, vibrações e forças de travamento.

Artigo 17.º

Pontos de entrega/receção

1 – São da responsabilidade e propriedade do operador da RNTG, as infraestruturas a executar entre a rede de transporte existente e os pontos de interligação (PI).

2 – Sem prejuízo da responsabilidade pelos encargos definida na lei, é da responsabilidade do operador da RNTG, o desenvolvimento das infraestruturas a estabelecer entre a rede de transporte existente e os pontos de entrega (PE), ou os pontos de receção (PR), com exceção dos gasodutos ou ramais de ligação a montante ou jusante, respetivamente dos referidos pontos.

Incluem:

a) A instalação ou alteração de estações de junção, tipo JCT;

b) A instalação ou alteração de estações de redução de pressão e medição, na JCT ou no final do ramal em alta pressão;

c) A instalação ou alteração de estações de mistura e injeção, de receção de gás, de inversão de fluxo de gás e de separação de gás.

3 – É da responsabilidade do produtor ou consumidor, o desenvolvimento do gasoduto ou ramal a estabelecer entre a instalação de produção ou de consumo, respetivamente, e a RNTG existente, ou a estabelecer pelo operador da RNTG, sujeito às seguintes condições:

a) O produtor, ou consumidor, consoante os casos, deve observar as condições técnicas previstas na lei e demais regulamentação aplicável, bem como as condições técnicas e requisitos que o operador da RNTG determinar para o projeto, construção e comissionamento;

b) O operador da RNTG tem o direito de supervisionar e inspecionar a construção e o comissionamento do gasoduto ou ramal, devendo os encargos incorridos pelo operador da RNTG integrar os encargos associados à ligação, de acordo com as responsabilidades definidas na lei e na regulamentação da ERSE;

c) A integração do gasoduto ou ramal na RNTG e respetiva transferência para o operador da RNTG far-se-á, nos termos legais e regulamentares;

d) A transferência para o operador da RNTG, mencionada na alínea anterior, deve ser realizada mediante acordo a celebrar entre as partes;

e) Assegurar a instalação dos equipamentos do sistema de medição e de qualidade adequados para analisar e medir o gás entregue.

4 – A ligação de infraestruturas da RNDG ou de outros promotores a estações de regulação de pressão e medição da RNTG será efetuada no limite da vedação da estação, sendo neste caso as válvulas de seccionamento consideradas como ponto de entrega (PE).

5 – A ligação de instalações de produção de gás à RNTG será efetuada no limite da vedação da instalação de produção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, sendo neste caso as válvulas de seccionamento consideradas como ponto de receção (PR).

6 – No caso de instalações consumidoras ou produtoras de gás com acesso direto à RNTG, são da responsabilidade e propriedade, respetivamente, do consumidor, ou produtor, as infraestruturas a desenvolver no interior da respetiva instalação a jusante do ponto de entrega (PE), ou a montante do (PR), consoante se trate de uma instalação consumidora ou de produção, sendo que essas infraestruturas deverão obedecer à legislação e regulamentação vigente, aos requisitos específicos a definir, em cada caso, pelo operador da RNTG e respeitar as especificações técnicas da RNTG para as infraestruturas em alta pressão, designadamente em relação a:

a) Projeto, licenciamento, construção, operação, manutenção e descomissionamento das infraestruturas;

b) Garantia da compatibilização técnica e funcional dos equipamentos e sistemas, nomeadamente de monitorização, medição, de qualidade do gás, controlo e telecomunicações, com os da RNTG, e que sejam necessários à realização das funções de gestão técnica global do SNG e de operação da RNTG, de acordo com os requisitos específicos definidos pelo operador da RNTG;

c) Garantia de acesso incondicional, ao operador da RNTG ou entidade responsável pelas leituras, nos termos indicados pelo operador da RNTG, aos sistemas de medição e de qualidade do gás, bem como ao acesso remoto em tempo real à respetiva informação e medidas, nos casos em que tal funcionalidade tenha sido definida pelo operador da RNTG;

d) Operação e manutenção das infraestruturas em boas condições de exploração;

e) Comprovação, através de certificados emitidos por entidade inspetora, do cumprimento da legislação, da regulamentação, dos requisitos específicos definidos pelo operador da RNTG e das especificações técnicas da RNTG;

f) Assegurar, em todo o momento, quando solicitado pelo operador da RNTG e pelas demais entidades de supervisão, a disponibilização de registos, instruções técnicas, manuais, planos de manutenção, intervenções e certificação de conformidade dos equipamentos e sistemas de medição, de qualidade do gás, de controlo, de monitorização e, quando aplicável, os respetivos sistemas de alimentação e de telecomunicações que asseguram a sua operacionalidade e o acesso remoto pelo operador da RNTG.

Artigo 18.º

Pressão de cálculo das tubagens

1 – Se não forem impostas cargas adicionais, em tubos retos, a pressão de cálculo para uma tubagem de espessura nominal dada, ou a espessura nominal para uma pressão de cálculo fixada, deve ser determinada pela aplicação da seguinte fórmula:

$$P = \frac{20 \times E \times e}{D} \times F$$

sendo:

P = pressão de cálculo, expressa em bar;

E = limite elástico mínimo do metal fixado nas especificações dos tubos, expresso em newton por milímetro quadrado;

D = diâmetro exterior nominal dos tubos, expresso em milímetro;

e = espessura nominal da parede dos tubos, expressa em milímetro;

F = fator de segurança admissível, correspondente à categoria do local de implantação das tubagens aplicável nos termos do quadro I do artigo 19.º

2 – A pressão de cálculo é a pressão máxima permitida, em função dos materiais utilizados e da categoria do local de implantação das tubagens.

3 – A fórmula mencionada no n.º 1 do presente artigo pode também ser usada para calcular a espessura da parede dos tubos, não devendo, contudo, neste caso, serem consideradas as tolerâncias, para menos, admitidas nas normas de fabrico dos tubos.

4 – No caso de cargas adicionais ou deformações impostas pelos métodos de construção, ou resultantes de situações posteriores de interferências, operação ou manutenção, a pressão de serviço ou a espessura podem ser verificadas, se necessário, recorrendo aos métodos de análise elástica ou de estados limites conforme a norma EN 1594.

5 – Os cálculos previstos no número anterior compreendem a análise das solicitações e deslocamentos e a análise das tensões e deformações que possam ocorrer devido a:

- a) Pressão interna;
- b) Ancoragem ou tapamento da tubagem;
- c) Tráfego e vias de tráfego;
- d) Esforços necessários à instalação e ensaio de pressão;
- e) Peso próprio do fluido utilizado no ensaio hidráulico;
- f) Ligação a ramais;
- g) Ligação a pontos de entrega (PE) ou de receção (PR);
- h) Ligação a componentes não sujeitos à pressão;
- i) Flutuação;
- j) Outras infraestruturas enterradas;
- k) Solicitações do meio envolvente tais como temperatura, vento, neve, etc.;
- l) Assentamento de terras;
- m) Deslizamento de terrenos;
- n) Áreas de elevado risco sísmico;
- o) Erosão;
- p) Troços aéreos;
- q) Outras situações a determinar em fase de projeto.

Artigo 19.º**Valor da tensão de tração perimetral máxima admissível**

1 – As tensões máximas de tração perimetral σ (sigma) admissíveis para o metal dos tubos, em função do limite elástico E, são fixadas no quadro seguinte:

QUADRO I**Categoria de localização e fator de segurança**

Categoria de localização	Fator de segurança (F)	Valor correspondente de tração perimetral máxima (σ)
Categoria 1	0,72	0,72.E
Categoria 2	0,60	0,60.E
Categoria 3	0,50	0,50.E

2 – Na fórmula do artigo anterior deve ser considerado um fator de segurança F definido por:

a) $F \leq 0,60$, para os troços de tubagem localizados na categoria 1 e que:

i) Cruzem a faixa de servidão de uma via rodoviária não pavimentada sem recurso a outras medidas de proteção;

ii) Cruzem a faixa de servidão ou se desenvolvam paralelamente na proximidade de vias rodoviárias pavimentadas, autoestradas, vias públicas ou vias-férreas, sem recurso a outras medidas de proteção;

b) $F \leq 0,50$, para os troços de tubagem localizados na categoria 2 e que cruzem a faixa de servidão de vias rodoviárias pavimentadas, autoestradas, vias públicas ou vias-férreas;

c) $F \leq 0,50$, para os troços de tubagem de estações de compressão, estações de regulação de pressão e medição, estações de mistura e injeção e estações de separação de gás localizadas nas categorias 1 e 2;

d) $F \leq 0,50$, para os troços de tubagem localizados nas categorias 1 e 2 e que se desenvolvam na proximidade de locais de reunião ou concentração organizada de público, tais como igrejas, escolas, edifícios de múltiplos andares, hospitais ou centros de arte e recreio;

e) O fator de segurança pode ser aumentado se forem implementadas medidas adicionais de proteção contra a interferência de terceiros.

Artigo 20.º**Distâncias de segurança**

A localização do eixo longitudinal deve respeitar as seguintes condições:

a) O eixo longitudinal dos gasodutos deve situar-se a uma distância mínima de 25 m de qualquer edifício habitado;

b) Relativamente às construções que recebem público ou que apresentem riscos particulares, nomeadamente de incêndio ou explosão, o eixo longitudinal dos gasodutos deve ficar situado a uma distância igual ou superior a 75 m;

c) As distâncias referidas nas alíneas a) e b) podem ser reduzidas para os valores constantes do quadro II desde que o projetista adote alguma ou algumas das medidas de segurança suplementares previstas nos pontos seguintes:

i) Reforço da espessura da própria tubagem que deverá ser definida com base na fórmula do artigo 18.º utilizando um valor de pressão P, aumentado de 25 %;

ii) Adoção de uma ou mais proteções adicionais a seguir indicadas, com referência à fig. 2, ou outras cuja justificação seja aceite pela entidade licenciadora:

Envolvimento da tubagem por uma manga metálica;

Interposição de um muro cego de betão;

Galeria com segmentos de betão armado, em forma de «U» invertido de acordo com a fig. 2 (a);

Cobertura de chapa sobre camada de betão, de acordo com a fig. 2 (b);

Cobertura com caleira invertida de chapa reforçada, de acordo com a fig. 2 (c);

Caleira invertida de betão armado, de acordo com a fig. 2 (d);

Cofragem lateral de chapa de aço, de acordo com a fig. 2 (e);

Cobertura de placas de betão armado de acordo com a fig. 2 (f).

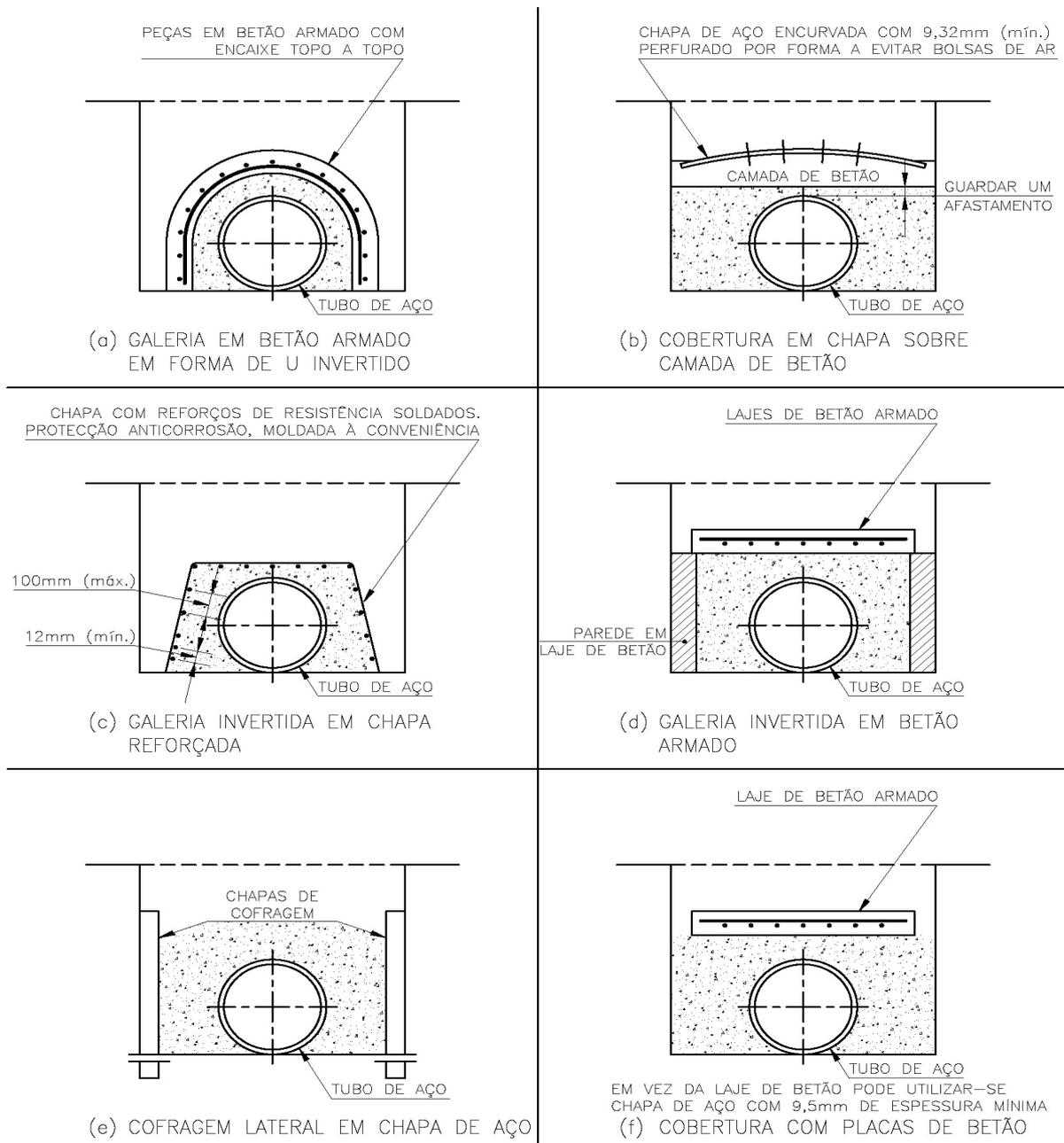


Fig. 2 – Medidas de segurança suplementares

d) Quando se adotar uma das soluções previstas na alínea c), o elemento de proteção deve ser colocado de modo que as distâncias entre os seus extremos e os pontos mais próximos dos edifícios obedeçam ao estabelecido no quadro II:

QUADRO II

Distâncias a edifícios habitados

Diâmetro nominal (mm)	Distância (m)
100-150	2,5
175-250	4,0
300-450	7,0
> 500	10,0

Artigo 21.º

Profundidade

1 – A profundidade normal de implantação das tubagens, determinada pela distância entre a geratriz superior da tubagem e o nível do solo, deve ser pelo menos de 0,8 m, tendo-se em consideração as características dos terrenos.

2 – A profundidade mínima de implantação das tubagens em atravessamentos sob as vias-férreas e as estradas de grande circulação, nomeadamente sob as redes viárias regionais e nacionais deve ser de 1 m, sendo as mesmas, em tais casos, protegidas com uma manga, nos termos definidos no artigo 22.º

3 – Em casos especiais, devidamente justificados, pode a profundidade mínima das tubagens ser reduzida, desde que estas não colidam com outras tubagens e fiquem protegidas em termos adequados contra cargas excessivas, nomeadamente com uma manga de proteção ou por uma barreira contínua de separação, de modo a garantir as condições de segurança equivalentes às de um enterramento normal.

Artigo 22.º

Mangas de proteção

1 – Nos atravessamentos das vias-férreas ou estradas, as tubagens, sempre que necessário e possível, devem ser instaladas com uma manga de proteção de resistência adequada aos esforços a que vão ser submetidas, em toda a extensão do atravessamento, devendo as mangas de proteção ser projetadas de acordo com a EN 1594 e seguindo as recomendações de normas e standards aplicáveis, designadamente a API RP 1102.

2 – A utilização de mangas de proteção em cruzamentos deve ser minimizada já que podem causar efeitos adversos nos sistemas de proteção catódica.

3 – Quando forem utilizadas mangas de proteção estas devem ser projetadas de forma a:

- Permitirem a fácil instalação da tubagem;
- Possibilitarem a proteção catódica da tubagem.

4 – O espaço anelar entre a tubagem e a manga deve ser selado e pode ser preenchido com um material adequado para minimizar a circulação de água e reduzir a presença de oxigénio ao mínimo.

5 – As mangas de proteção metálica devem ser protegidas:

- Contra a corrosão, interna e externamente;
- Com isolamento elétrico, em relação à tubagem que envolvem;
- Com proteção catódica, sempre que necessário.

6 – No interior da manga de proteção a tubagem deve ser provida com um número adequado de suportes a intervalos regulares e, especialmente nas extremidades da manga, para impedir a possibilidade de contacto entre a tubagem e a manga.

7 – Os anéis de suporte devem ser espaçados e calculados na base do peso da tubagem de transporte cheia de água.

Artigo 23.º

Estações

1 – A implantação de estações deve considerar que:

a) O limite entre os troços de gasoduto e as estações deve estabelecer-se nos pontos imediatamente a montante da primeira válvula na entrada da estação e imediatamente a jusante da última válvula na saída da estação, podendo, alternativamente, ser considerados como pontos limite a vedação da estação ou as válvulas de isolamento;

b) Os requisitos aplicáveis ao projeto e à implantação de uma estação dependem da área circundante e do tipo de estação, devendo ter-se em atenção o seguinte:

i) Poder ser colocada fora de serviço, no todo ou em parte, operando um determinado número de válvulas, salvo para estações de válvulas de seccionamento;

ii) Ser garantida uma operação eficiente a longo prazo em todas as condições atmosféricas;

iii) não sofrer de efeitos adversos devidos ao assentamento, corrosão ou outras causas;

iv) A manutenção poder ser realizada sem interromper o fluxo de gás;

v) Ser prevenida a operação não autorizada de componentes críticos;

c) No interior das estações deverão ser impostos requisitos relativos a distâncias mínimas entre componentes exteriores, tendo em vista facilitar a manutenção, a operação ou o combate a incêndios;

d) As estações serão vedadas para prevenir a entrada de pessoal não autorizado e deverá ser garantida, em situação de emergência, a fácil evacuação de pessoal no interior da estação;

e) Dependendo da dimensão da estação devem ser projetados e construídos portões que permitam um acesso fácil a equipamentos de combate a incêndios e ambulâncias;

f) Se a estação for instalada num edifício este deve permitir uma evacuação rápida;

g) O sistema elétrico de iluminação, quando aplicável, deve ser projetado para que as saídas e as áreas críticas no interior e no exterior da estação sejam claramente identificáveis durante a noite ou na presença de nevoeiro;

h) A construção de instalações elétricas deve cumprir as normas técnicas aplicáveis, e devem ser tomadas em consideração a existência de atmosferas com gases inflamáveis e a proteção contra descargas atmosféricas;

i) As estações deverão possuir acessos exteriores que facilitem a evacuação de pessoas em caso de emergência e permitam ao mesmo tempo a acessibilidade a veículos de combate a incêndios, se tal for necessário;

ii) Em locais com risco de explosão, as massas metálicas das canalizações e equipamentos elétricos devem ser ligadas, a intervalos regulares, às massas condutoras acessíveis nas proximidades, de forma a evitar a ocorrência de diferenças de potencial entre elementos.

2 – Os componentes das estações serão projetados de forma a:

a) Cada componente individual de uma estação execute as funções requeridas para esse componente e satisfaça os standards segundo os quais foi projetado;

b) A espessura da tubagem (e) não pode ser inferior ao valor especificado no quadro III, em função do diâmetro exterior da tubagem (D), e deve ser suficiente para resistir às solicitações impostas, incluindo a pressão com um fator de segurança $F \leq 0,5$.

QUADRO III

Espessura da tubagem (e)

D (mm)	$\leq 114,3$	168,3	219,1	273,1	323,9	355,6	406,4	508,0	610,0	$> 610,0$
e (mm)	3,2	4,0	4,5	5,0	5,6	5,6	6,3	6,3	6,3	1 % D

c) Os componentes no interior das estações são normalmente ligados por tubagem, incluindo os sistemas auxiliares de tubagem, instrumentação, lubrificação, gás, ar comprimido e água, controlo e tomadas de amostras, sendo que esta tubagem e as válvulas, flanges, reduções, curvas e outros acessórios associados devem ser fabricados em material adequado e devem resistir às temperaturas e pressões mínimas e máximas.

3 – No projeto das estações deve ser considerada a interação com troços do gasoduto, em particular:

a) A interação das ligações entre os troços de gasoduto e as estações;

b) O efeito pulsatório, como por exemplo o efeito induzido pelo escoamento;

c) A expansão e contração do gasoduto devido às variações de temperatura e pressão, sendo que, e necessário, o gasoduto deve ser ancorado ou implantado de forma adequada de modo que as variações de pressão e temperatura não resultem em tensões entre componentes que excedam os limites permitidos;

d) Os componentes das estações e gasodutos adjacentes devem ser projetados para que as tensões devidas ao assentamento não uniforme permaneçam dentro de limites aceitáveis.

4 – No projeto das ligações entre a RNTG, a RNDG, os produtores de gás e os promotores de instalações ou parques industriais com acesso direto à RNTG, deve assegurar-se que:

a) Para cumprir as condições de entrega de gás na interface RNTG/RNDG ou na interface RNTG/clientes devem ser instaladas estações de regulação de pressão e medição para assegurar as condições de pressão e temperatura de entrega, bem como medir o caudal a ser entregue, devendo ainda ser efetuada a odorização ao teor de odorante estipulado, em função do caudal instantâneo. As condições medidas na estação serão consideradas válidas para o ponto de entrega à RNDG ou para o ponto de entrega a clientes, quando a estação de regulação de pressão e medição (GRMS) se localize no limite de propriedade do cliente;

b) As estações de regulação de pressão e medição devem ser projetadas e construídas de acordo com a NP EN 12186 e deverão obedecer à legislação e regulamentação vigente;

c) Os sistemas de medição das estações de regulação de pressão e medição devem ser projetados e construídos de acordo com a NP EN 1776 e deverão obedecer à legislação e regulamentação vigente;

d) Deve existir um registo automático dos valores de operação dos sistemas de odorização das estações de regulação de pressão e medição;

e) Para cumprir as condições de receção de gás na RNTG devem ser instalados sistemas de medição e análise da qualidade do gás nas instalações de produção de gás.

Artigo 24.º

Estações de regulação de pressão e medição

1 – As estações de regulação de pressão e medição são equipamentos que se instalam num ponto da RNTG, submetido a uma pressão de operação variável, com o objetivo de assegurar a passagem de gás para jusante, nas condições de pressão predeterminadas.

2 – As estações de regulação de pressão e medição podem ser dos seguintes tipos:

- a) Tipo A, quando os equipamentos de regulação de pressão são montados ao ar livre;
- b) Tipo B, quando os equipamentos de regulação de pressão são montados num edifício próprio.

3 – Standards aplicáveis:

a) As estações de regulação de pressão e medição instaladas na RNTG devem corresponder ao disposto no standard NP EN 12186;

b) Os equipamentos de regulação de pressão instalados na RNTG devem corresponder ao disposto no standard NP EN 334.

4 – Ligação das infraestruturas da RNTG com a RNDG e com os promotores de instalações ou parques industriais com acesso direto à RNTG, ou clientes:

a) A ligação RNTG/RNDG ou RNTG/cliente situa-se imediatamente a jusante das estações de regulação de pressão e medição instaladas na RNTG, ou dos pontos de entrega (PE), na válvula de seccionamento da rede de transporte, salvo convenção em contrário entre o operador da RNTG e o operador da RNDG ou o cliente;

b) Nos casos em que a localização da ligação RNTG/RNDG ou RNTG/cliente se situe imediatamente a jusante das estações de regulação de pressão e medição, o operador da RNTG assegurará que a pressão de operação não ultrapasse 20 % da pressão máxima admissível de operação prevista para esse ponto, instalando na conduta, a montante da válvula de seccionamento, equipamento de segurança adequado;

c) Nos casos em que a ligação RNTG/RNDG ou RNTG/cliente seja definida por acordo, esse acordo deverá estipular as responsabilidades de cada uma das partes, de forma a assegurar a conveniente pressão no ponto de ligação e a instalação de equipamento de segurança adequado;

d) Dado que o gás poderá ser colocado na RNTG na condição de não odorizado ou parcialmente odorizado, nos termos a definir pelo operador da RNTG, será transportado numa dessas formas;

e) Nos casos em que a localização da ligação RNTG/RNDG onde o operador de RNDG possua gasodutos em rede que permitam a ligação em anel com vários pontos de entrega da RNTG, deverá o operador da RNDG submeter à RNTG a sua aprovação, para avaliação das condições de segurança no fornecimento.

5 – As distâncias de segurança a serem observadas na instalação de estações de regulação de pressão e medição são:

a) A distância mínima entre as estações de regulação de pressão e medição do tipo A e a vedação é de 10 m;

b) A distância referida no número anterior pode ser reduzida a metade nos casos em que se interponham entre a estação e a vedação estruturas de proteção em alvenaria ou em terra;

c) A distância mínima entre as paredes dos edifícios das estações de regulação de pressão e medição do tipo B e a vedação é de 2 m;

d) Os componentes não enterrados exteriores ao edifício devem respeitar a distância mínima de 2 m em relação à vedação.

6 – Os edifícios das estações de regulação de pressão e medição do tipo B devem obedecer às seguintes características construtivas:

a) As paredes dos edifícios podem ser construídas nos materiais e com as espessuras seguintes:

- i) Em betão simples, com a espessura mínima de 0,20 m;
- ii) Em betão armado, com a espessura mínima de 0,15 m;
- iii) Em alvenaria de tijolo, com a espessura mínima de 0,44 m;

b) A cobertura dos edifícios pode ser do tipo aligeirado, em chapa leve e vigotas incombustíveis;

c) A ventilação dos edifícios deve ser assegurada por meio de aberturas situadas imediatamente abaixo da cobertura, com uma superfície total igual ou superior a 10 % da área do edifício (em planta), e de aberturas junto ao solo, para garantir a circulação do ar;

d) As aberturas de ventilação devem estar protegidas por redes metálicas;

e) As estações de regulação de pressão e medição devem ser instaladas numa área vedada de acordo com os requisitos estabelecidos no artigo 8.º

7 – O circuito principal de gás das estações de regulação de pressão e medição deve respeitar as seguintes condições:

a) O circuito principal de gás das estações de regulação de pressão e medição (GRMS) é constituído por tubagem, válvulas, filtros, componentes especiais, reguladores, contador e outros equipamentos, através dos quais o gás circula para passar do troço a montante para o troço a jusante;

b) Os circuitos paralelos ao circuito principal de gás devem dispor também de equipamento de regulação de pressão;

c) Os circuitos paralelos ao circuito principal de gás são considerados como parte integrante da estação de regulação de pressão e medição e ficam sujeitos às disposições do presente artigo;

d) A espessura dos tubos dos circuitos de gás deve ser calculada conforme o estabelecido no artigo 23.º

8 – As estações de regulação de pressão e medição devem ser dotadas de equipamentos de interrupção do fluxo de gás, de modo que:

a) O equipamento do circuito principal de gás deve proceder à interrupção completa do fluxo de gás, incluindo válvulas de seccionamento a montante e a jusante do equipamento de regulação de pressão, de forma a permitir o isolamento de todo o conjunto;

b) O equipamento de interrupção do fluxo de gás deve ser instalado em posição facilmente acessível, no exterior do edifício, quando esta exista, mas sempre no interior da vedação.

9 – Aparelhagem para limitação da pressão:

a) Devem ser instalados equipamentos, integrados na estação de regulação de pressão e medição (GRMS), adequados para impedir que, em caso de avaria ou desgaste do equipamento de regulação de pressão, se verifiquem aumentos da pressão de serviço máxima que sejam superiores aos definidos para a pressão a jusante;

b) Os equipamentos mencionados na alínea anterior podem ser:

- i) Um segundo aparelho de regulação de pressão, colocado em série com o regulador principal;
- ii) Uma válvula de segurança com descarga para a atmosfera;
- iii) Uma válvula de corte do fluxo de gás;
- iv) Outros sistemas, desde que garantam o mesmo nível de segurança;

c) Os equipamentos de limitação de pressão devem atuar antes que a pressão a jusante atinja a pressão de serviço máxima fixada na NP EN 12186;

d) Para evitar uma eventual vedação imperfeita do regulador principal na posição de fechado deve ainda ser instalado, a jusante, um dispositivo de descarga para a atmosfera, de diâmetro útil igual ou superior a um décimo do diâmetro da tubagem, calibrado para não mais de 110 % da pressão de serviço máxima;

e) Para as válvulas de segurança e para os dispositivos de descarga para a atmosfera devem ser previstas condutas para descarga a altura conveniente acima do solo, nunca inferior a 3 m ou 1 m acima do telhado do edifício.

10 – O equipamento de aquecimento de gás em estações de regulação de pressão e medição deve respeitar as seguintes condições:

a) Não é autorizada a utilização de aquecedores de gás do tipo chama direta;

b) No caso de aquecedores de gás trabalhando com fluido intermédio, as caldeiras de aquecimento do referido fluido devem ser instaladas em compartimento próprio, cuja parede divisória tenha uma resistência ao fogo igual ou superior a 30 minutos;

c) No caso das estações de regulação de pressão e medição do tipo A, as caldeiras devem ficar colocadas a mais de 15 m dos edifícios exteriores à instalação;

d) A distância referida no número anterior pode ser reduzida a metade se forem instalados dispositivos de proteção adequados, tais como paredes de alvenaria ou muros de terra, desde que entre estes dispositivos e o equipamento se guarde uma distância mínima de 1,5 m.

Artigo 25.º

Estações de mistura e injeção, de receção de gás, de inversão de fluxo de gás e de separação de gás

1 – As estações de mistura e injeção (EMI) são instalações e equipamentos da RNTG associados a uma GRMS, JCT ou BV com o objetivo de assegurar a mistura de gás de origem renovável ou de baixo teor de carbono com o gás que transita na RNTG.

2 – As instalações referidas no número anterior podem considerar as seguintes opções:

a) Mistura e injeção numa GRMS a jusante da cadeia de medida, imediatamente a montante do PE à rede de distribuição ou a cliente e sempre dentro do limite da bateria do operador da RNTG;

b) Mistura e injeção numa JCT ou BV.

3 – As estações de separação de gás (ESG) são instalações e equipamentos associados a uma GRMS, JCT ou BV com o objetivo de dissociar um dos componentes do gás veiculado para entrega do gás separado para utilização em rede ou instalação dedicada.

4 – As estações de receção de gás (ERG) ligadas à RNTG são instalações e equipamentos desta rede, devendo obedecer aos requisitos técnicos do ORT.

5 – A instalação das estações referidas no número anterior, carece da aprovação de projeto por parte da DGEG, sendo que a submissão do projeto para aprovação, assim como a sua execução, compete ao ORT.

6 – A pressão final de descarga na ERG é definida pelo operador da RNTG.

7 – Quando necessário, a ERG deve dispor de uma unidade de controlo da temperatura do gás à saída, que garanta a compatibilidade da temperatura do gás a injetar com as temperaturas estipuladas para a RNTG.

8 – A unidade de controlo de temperatura referida no número anterior deve ter funcionamento automático.

9 – A incapacidade da ERG para garantir a pressão ou temperatura do gás à saída dentro dos valores admissíveis determina automaticamente a interrupção da injeção.

10 – A operação das ERG fica sujeita às regras de gestão de fluxos de energia, incluindo nomeações e programação de paragens definidas no MPGTG para as instalações de produção diretamente ligadas à rede.

11 – As Estações de Inversão de Fluxo (EIF) deverão incluir, entre outros, os seguintes componentes, com vista a garantir o cumprimento dos padrões da rede de transporte e a funcionalidade do conjunto:

a) Compressor(es) com pressão de aspiração compatível com a pressão da rede de distribuição e pressão de descarga máxima de até 85 barg;

b) Circuito de arrefecimento entre andares de compressão quando existam para arrefecimento do gás veiculado;

c) Contagem do gás veiculado;

d) Alimentação elétrica;

e) Restantes utilidades.

12 – O projeto, construção, comissionamento, exploração, manutenção e descomissionamento das estações de mistura e injeção, das estações de receção de gás, das estações de inversão de fluxo de gás e das estações de separação de gás devem obedecer ao disposto nos códigos e normas específicas aplicáveis, consoante o tipo de gás que se pretenda misturar, comprimir ou separar.

Artigo 26.º

Equipamentos para limpeza e inspeção

1 – De modo a permitir a utilização de equipamentos para limpeza e inspeção, sem interrupção de serviço, devem os gasodutos ser equipados com os necessários dispositivos de introdução e remoção do equipamento de limpeza e inspeção (*pigs*).

2 – Os raios de curvatura, as ligações de ramais ou outro tipo de equipamentos devem ter dimensões adequadas à passagem dos equipamentos de limpeza e inspeção.

Artigo 27.º

Curvas

1 – As mudanças de direção das tubagens podem ser realizadas mediante a utilização de:

a) Curvas de grande raio de curvatura, produzidas a partir de tubos com ou sem costura, empregando máquinas de dobrar tubo sem formação de pregas, quer na fábrica, a frio ou a quente, quer no estaleiro, somente a frio, depois de submetidas aos ensaios previstos nas normas técnicas aplicáveis;

b) Curvas de reduzido raio de curvatura, produzidas na fábrica e com os requisitos estabelecidos no artigo 33.º;

c) Curvas em gomos, feitas por soldadura de troços direitos, que só excecionalmente devem ser aplicadas.

2 – São proibidas as curvas em gomos referidas na alínea c) do número anterior nos seguintes casos:

a) Em tubagens previstas para serem utilizadas com pressões de serviço máximas correspondendo a tensões de tração perimetrais nos tubos direitos, iguais ou superiores a 40 % do limite elástico mínimo especificado;

b) Quando o ângulo entre os dois elementos direitos adjacentes da curva for superior a 12º 30';

Todas as soldaduras dos tubos utilizados na fabricação de curvas devem ser controladas a 100 % por processos não destrutivos, em conformidade com as normas mencionadas no artigo 3.º

Artigo 28.º

Válvulas de seccionamento

1 – Nas tubagens devem ser instaladas válvulas de seccionamento, em locais acessíveis, automáticas ou telecomandadas, com intervalos não superiores a:

- a) 30 km, nas zonas correspondentes à categoria 1;
- b) 20 km, nas zonas correspondentes à categoria 2;
- c) 10 km, nas zonas correspondentes à categoria 3.

2 – Excetuam-se casos particulares para os quais a entidade licenciadora considere que intervalos diferentes podem providenciar um nível de segurança equivalente.

3 – Todas as derivações ou ligações ao gasoduto devem incluir uma válvula de seccionamento colocada o mais perto possível do ponto de ligação.

4 – Para o isolamento de troços do gasoduto devem ser instaladas uma ou mais válvulas de purga entre cada duas válvulas de seccionamento, de forma a poder purgar a tubagem com rapidez e segurança.

5 – Se a classe de localização for alterada, deverá ser estudada a inserção de uma nova estação de válvulas de seccionamento (BV), de acordo com os intervalos especificados no n.º 1.

Artigo 29.º

Proteção contra a corrosão

1 – Generalidades:

a) Os troços de gasodutos aéreos ou instalados à superfície devem ser protegidos externamente contra os agentes atmosféricos e eventuais ações mecânicas, mediante pintura, metalização, guarda mecânica ou qualquer outro processo adequado;

b) Os troços de tubagem em aço, enterrados ou submersos, devem ser protegidos por intermédio de um revestimento de proteção adequado (proteção passiva) e devem ser providos de um sistema de proteção catódica (proteção ativa);

c) A proteção catódica pode ser dispensada nos troços que disponham de revestimento eficiente e estejam eletricamente isolados da restante tubagem por meio de juntas isolantes.

Nestes troços deve ser garantida a ausência de defeitos de revestimento;

d) Os revestimentos aplicados em tubos e, onde aplicável, em outros acessórios de tubagem devem obedecer às normas técnicas aplicáveis mencionadas no artigo 3.º

2 – Revestimento exterior de tubagem enterrada ou submersa:

a) As tubagens de aço enterradas devem possuir um revestimento de proteção contra as ações agressivas do meio em que são instaladas e contra as corrosões provocadas por correntes elétricas naturais ou vagabundas;

b) A espessura do revestimento deve ter um valor apropriado ao tipo de material utilizado e às condições de instalação e deve ser controlada por meios adequados, nomeadamente ultrassons;

c) A rigidez dielétrica do revestimento dos tubos de aço deve ser de 5 kV, acrescida de 5 kV por milímetro de espessura de camada isolante, até um máximo de 25 kV;

d) O revestimento para troços de tubagem em aço enterrados deve apresentar boas propriedades mecânicas e elétricas tendo em consideração as condições do meio envolvente (por exemplo tipo de solo) e compatíveis com os sistemas de proteção catódica que estejam ou venham a ser instalados;

e) O revestimento deve aderir completamente à superfície metálica e possuir uma resistência adequada à descolagem provocada pelos sistemas de proteção catódica, em localizações junto a zonas que apresentem defeitos de revestimento;

f) Na escolha do revestimento para troços de tubagem enterrados realizadas por outros processos que não «vala aberta» (p. e. atravessamento por perfuração dirigida) deve ser tomada em consideração uma adequada resistência mecânica a defeitos provocados por abrasão, devendo os métodos construtivos a utilizar para os referidos atravessamentos precaver a ocorrência de danos no revestimento;

g) O revestimento deve ser objeto de inspeção imediatamente antes da colocação da tubagem em vala e antes da reposição do terreno e qualquer defeito verificado deve ser objeto de reparação adequada.

3 – A tubagem enterrada deve ser protegida com proteção catódica nos termos seguintes:

a) Os troços de tubagem com proteção catódica aplicada devem garantir continuidade elétrica e condutividade longitudinal adequada;

b) A proteção catódica deve ser assegurada através de sistemas de corrente impressa ou ânodos de sacrifício;

c) Os sistemas de proteção catódica devem fornecer à tubagem um nível de proteção adequado, de acordo com os seguintes critérios:

i) O potencial negativo do tubo em relação à terra deverá ser no mínimo inferior a (mais negativo que) $-0,85\text{ V}$, em relação a um eletrodo de referência Cu/CuSO_4 (cobresulfato de cobre);

ii) Em caso de presença de bactérias redutoras de sulfato no solo o potencial negativo do tubo em relação à terra deverá ser no mínimo inferior a (mais negativo que) $-0,95\text{ V}$, em relação a um eletrodo de referência Cu/CuSO_4 (cobre-sulfato de cobre);

iii) A medição deste potencial deve ser obtida com a injeção de corrente de proteção ativa, em pontos predefinidos (estações de proteção catódica ou ânodos sacrificiais);

iv) O valor do potencial negativo do tubo em relação à terra a garantir deve ser obtido em leituras de potencial efetuadas no instante de interrupção da injeção de corrente de proteção (em *off*);

d) Os sistemas de proteção catódica devem ser projetados de forma a limitar interferências adversas sobre ou de outras infraestruturas metálicas enterradas;

e) Deverão ser instaladas juntas isolantes em localizações adequadas de forma a confinar a proteção catódica aos troços de tubagem a proteger;

f) Não devem ser instaladas juntas isolantes em zonas onde exista o risco de ocorrência de atmosfera explosiva a menos que sejam tomadas precauções para prevenir o risco de arco elétrico, como, por exemplo, instalação de descarregadores de sobretensão;

g) Os sistemas de proteção catódica devem ser colocados em operação logo após a finalização da construção da infraestrutura, sendo que caso que não seja possível colocar imediatamente em serviço os sistemas de proteção catódica ou, quando identificadas zonas de elevado índice de corrosão durante fase de construção, devem ser instalados sistemas de proteção temporária.

4 – Interferência elétrica:

a) Os troços de tubagem em aço enterrados devem ser protegidos contra os efeitos de influência elétrica por indução, condução ou carga elétrica acumulada na tubagem por efeitos capacitivos ou de correntes elétricas vagabundas, por métodos adequados;

b) Quando os gasodutos tiverem de ser implantados nas proximidades de estruturas de suporte de linhas aéreas de alta tensão, instalações produtoras de energia elétrica, estações de transformação e ou distribuição e em paralelo com cabos elétricos enterrados ou linhas de caminho de ferro DC e AC, devem ser tomadas medidas que garantam a manutenção da proteção e do isolamento elétricos dos gasodutos, para a segurança da própria infraestrutura e das pessoas e bens.

5 – Isolamento elétrico:

a) Os troços de tubagem em aço enterrados devem estar isolados eletricamente de outras estruturas metálicas enterradas, a menos que os referidos troços e as outras estruturas estejam eletricamente interligados e protegidos catodicamente como um único sistema;

b) Os troços de tubagem em aço devem estar isolados eletricamente de mangas de proteção metálicas que formem parte do sistema enterrado e, se tal não for possível, devem ser implementadas, quando necessárias, outras medidas que minimizem o processo de corrosão da tubagem no interior da manga de proteção.

Artigo 30.º

Projeto

Os estudos que irão suportar e viabilizar o desenvolvimento do projeto para efeitos de aprovação, e sem prejuízo do disposto na legislação aplicável, devem conter nomeadamente os seguintes elementos:

a) Dados base:

i) Uma descrição do gasoduto e instalações, com informação geral relativa às pressões de projeto, de serviço e de ensaio, limites do sistema de transporte, sistemas de segurança e limitação de pressão;

ii) Informação relativa à capacidade física do sistema, caudais, pressões, densidade, etc.;

b) Traçado:

i) Cálculo preliminar das classes de localização e da posição das estações;

ii) Memória descritiva do traçado com descrição das classes de localização do gasoduto, pareceres/aprovações preliminares ao traçado, caso existam, servidões e aspetos construtivos;

iii) Confrontação com os instrumentos de gestão territorial em vigor no local;

iv) Contactos prévios efetuados com as autarquias e todas as entidades relevantes;

v) Acessibilidade de máquinas e pessoal ao longo da faixa de trabalho;

vi) Os traçados deverão ser representados no projeto base à escala de 1:25 000 ou outra mais adequada com implantação dos principais componentes, quilometragem e pontos especiais, indicando a conformidade com outras infraestruturas e zonas de proteção ambiental;

vii) delimitação das zonas com explorações mineiras, ativas ou abandonadas;

c) Projeto mecânico e de tubagem:

i) Memória descritiva técnica contendo, entre outros, cálculos justificativos e verificação de diâmetros e espessuras da tubagem, perdas de carga;

ii) Especificações dimensionais e de materiais de tubagem, válvulas, acessórios e equipamentos de regulação e medição, com descrição dos principais equipamentos e sistemas, incluindo estações, descrição das normas e dos códigos observados;

iii) Implantações gerais das estações;

iv) Especificações para a construção, como raios de curvatura, revestimentos, pressões de teste, etc.;

v) Descrição detalhada dos dispositivos de segurança de que a instalação fica dotada, incluindo comunicações e telecomunicações internas e externas, sempre que necessárias;

- vi) Compilação de desenhos padrão e especificações;
- vii) Estabelecimento e atualização do diagrama geral da RNTG;
- d) Projeto de construção civil:
 - i) Implantação de estações, atravessamentos e pontos especiais;
 - ii) Especificações gerais para a construção, pavimentos, edifícios, arruamentos;
 - iii) Informação sobre os métodos de execução de valas e aterros, atravessamentos, taludes e zonas especiais;
- e) Projeto de eletricidade e instrumentação:
 - i) Rede de terras e proteção contra descargas atmosféricas;
 - ii) Classificação de áreas e distâncias de segurança;
 - iii) Sistema de proteção catódica;
 - iv) Sistemas de medição e de análise da qualidade do gás;
 - v) Integração no sistema de SCADA e telecomunicações da RNTG;
- f) Geotecnia/geologia/arqueologia:
 - i) Cartografia geotécnica numa largura de 400 m para cada lado do eixo da tubagem, com determinação da escavabilidade dos terrenos atravessados e possível utilização dos materiais de escavação para a preparação do leito da tubagem e seu posterior enchimento, e localização de zonas de depósito ou de pedreiras;
 - ii) dados geotécnicos e hidráulicos para o projeto de cruzamento dos cursos de água naturais ou artificiais e para o cruzamento de obras viárias ou de outro tipo;
 - iii) dados geotécnicos e recomendações para travessia das zonas especiais (níveis freáticos elevados, terrenos deslizantes, lodos, solos compressíveis, etc.);
 - iv) Caracterização geotécnica e recomendações para as estações e particularmente para as fundações de equipamentos;
- g) Estudo de impacte ou enquadramento ambiental:
 - i) Estudo de impacte ambiental (EIA) executado de acordo com o Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, na sua atual redação;
 - ii) no caso de não ser exigido estudo de impacte ambiental, deverá ser efetuada uma avaliação de incidências ambientais abordando os descritores ambientais mais significativos na zona;
 - iii) Identificação de todas as áreas sensíveis nos termos da alínea a) do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 151-B/2013;
 - iv) A elaboração do EIA ou da avaliação de incidências ambientais deverá conter um resumo não técnico destinado à divulgação geral, um relatório técnico com a apresentação técnica de todos os trabalhos desenvolvidos e os documentos complementares, onde deverão ser apresentados todos os anexos;
- h) Plano de segurança e emergência com base no plano de segurança e emergência da RNTG;
- i) Coordenação geral;
- ii) Estrutura organizacional;
- iii) Planeamento das etapas relevantes da construção.

CAPÍTULO IV

Materiais

Artigo 31.º

Requisitos gerais

1 – Todos os componentes do gasoduto devem ser fabricados sob um sistema de qualidade reconhecido com materiais que garantam condições de funcionamento adequadas à sua utilização e obedeçam aos requisitos das normas técnicas aplicáveis.

2 – Devem ser utilizados tubos de aço, fabricados, ensaiados e controlados de acordo com as normas técnicas aplicáveis, sendo que na ausência de tais normas ou onde essas normas forem insuficientes, as suas características devem ser objeto de acordo entre o operador da RNTG, o promotor e o fabricante.

3 – Para aços de elevado limite de elasticidade devem ser selecionadas propriedades de dureza e resiliência adequadas.

4 – Todos os acessórios devem ser de modelo aprovado e obedecer aos requisitos estabelecidos nas normas ou especificações técnicas aplicáveis.

5 – As dimensões e tolerâncias devem estar de acordo com as normas mencionadas no artigo 3.º, exceto quando especificado diferentemente pelo projeto.

6 – Certificados de fabrico e marcação:

a) Os fabricantes dos tubos e acessórios de tubagem devem fazer acompanhar cada lote de um certificado, no qual se discriminem:

i) A qualidade do material, com a indicação da composição química e teor limite dos componentes, características mecânicas, tolerâncias dimensionais e defeitos encontrados;

ii) O processo de fabrico dos tubos;

iii) O procedimento da execução das soldaduras e condições da sua aceitação, quando se trate de tubos ou acessórios soldados;

iv) As modalidades dos controlos e ensaios efetuados nas diversas fases do fabrico dos tubos e acessórios, nomeadamente o tipo, método, número e critérios de aceitação;

v) As condições de realização da prova hidráulica e, sendo caso disso, dos ensaios não destrutivos;

b) Os tubos e acessórios devem ser marcados de acordo com a norma de fabrico aplicável.

c) Todos os tubos e acessórios deverão ser marcados externamente através de punções de baixa tensão contendo a seguinte informação:

i) Nome do fabricante ou símbolo;

ii) Identificação única ou número de série;

iii) Marcação do inspetor.

Artigo 32.º

Tubagem

1 – Os diâmetros e espessuras nominais dos tubos devem ser os que constam das normas aplicáveis.

2 – Os tubos estão obrigatoriamente sujeitos aos ensaios e controlos de fábrica previstos nas normas aplicáveis mencionadas no artigo 3.º, nomeadamente:

a) Teste de energia de impacto – o tubo deverá pelo menos cumprir os requisitos para a resistência de impacto estabelecidos pela norma NP EN 10208-2;

b) Temperatura de teste de impacto – a temperatura de teste de impacto para tubo e componentes de tubagem deve ser a considerada para as condições de projeto do gasoduto, no mínimo 0.ºC;

c) Tensão admissível – os tubos no que respeita às propriedades de tensão deverão cumprir os requisitos estabelecidos pela norma NP EN 10208-2;

d) Determinação do rácio entre a tensão limite de elasticidade e a tensão de rotura que não deverá exceder 0,90;

e) Dureza da soldadura – a dureza da soldadura produzida nos componentes de gasodutos não deverá exceder 350 pontos na escala de *Vickers* 10 (350 HV 10) em nenhum ponto da zona termicamente afetada.

3 – Pressões máximas e mínima para os ensaios:

a) As pressões de ensaio devem provocar tensões de tração perimetrais σ (sigma), em função da espessura fixada pelas normas, que, tendo em conta a tolerância mínima, devem estar compreendidas entre 95 % e 100 % do limite elástico mínimo indicado;

b) As pressões máximas e mínima do ensaio em fábrica, expressas em bar, correspondendo às tensões limite máximas e mínima, são determinadas pela forma indicada no quadro IV:

QUADRO IV

Pressão de ensaio

Tensão de tração perimetral (σ)		Pressões de ensaio (P)	
Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
$0,95 * E$	E	$\frac{20 * 0,95 * E * e * (100 - \delta)}{(D * 100)}$	$\frac{20 * E * e * (100 - \delta)}{(D * 100)}$

sendo:

E = limite elástico mínimo do metal, fixado nas especificações dos tubos, expresso em Newton por milímetro quadrado;

D = diâmetro exterior nominal do tubo, expresso em milímetro;

e = espessura nominal da parede do tubo, expressa em milímetro;

δ (delta) = tolerância da espessura mínima, expressa em percentagem de e ;

c) Os valores de E , D , e δ (delta) que devem ser considerados para a determinação das pressões mínima e máxima de ensaio após fabrico são os indicados nos certificados de fornecimento dos tubos;

d) Se, para determinação do limite elástico, as especificações de fornecimento dos tubos utilizarem um método diferente do prescrito neste artigo, a expressão das tensões de tração perimetral σ (sigma), máxima e mínima, e das pressões de prova correspondentes, em função do valor do limite elástico assim medido, devem ser tais que as tensões σ (sigma) e as pressões de prova assim calculadas sejam idênticas às determinadas como indicado no quadro IV.

4 – Prova hidráulica:

a) O limite máximo da pressão de prova hidráulica é de 210 bar e visa apenas o controlo de fabrico;

b) As pressões de prova hidráulica referidas na alínea anterior são controlos de fabrico e não têm relação com as pressões de serviço a que os tubos possam vir a ser submetidos.

Artigo 33.º

Curvas, derivações, reduções e tampões

1 – Todos os acessórios de tubagem (curvas, derivações, reduções e tampões) devem ser marcados exteriormente com informação indelével relativa a:

- a) Nome ou logótipo do fabricante;
- b) Número de identificação único ou de série;
- c) Marcação ou selo da entidade inspetora.

2 – Tubos curvados em fábrica:

a) Quando são utilizados tubos com costura longitudinal, a costura deverá ser colocada junto ao eixo neutro;

b) O processo de fabrico deverá ser acordado entre o fabricante e o comprador, sendo que, quando o processo envolva tratamento térmico, o efeito do processo nas propriedades do material deverá ser tido em consideração.

3 – Derivações:

a) Fabrico de tês e derivações em «Y»:

- i) Com troços de tubos soldados ou saídas extrudidas;
- ii) Com chapas conformadas ou soldadas com saídas extrudidas ou soldadas;

b) No caso de se utilizarem troços de tubos soldados, deverão ser tomadas precauções especiais no sentido de se assegurar que as saídas não interferem com a costura do tubo;

c) Na instalação de uma derivação devem ser tomadas as medidas adequadas para assegurar que a resistência do conjunto seja igual ou superior à dos elementos originais.

4 – As reduções de secção dos tubos podem ser fabricadas:

- a) Por expansão e ou redução de tubo;
- b) Por chapas conformadas ou soldadas;
- c) Por extrusão de um tampão.

5 – Os tampões são fabricados por prensagem.

Artigo 34.º

Ligações flangeadas

As ligações flangeadas só devem ser utilizadas acima do solo e devem obedecer às normas aplicáveis, previstas no artigo 3.º, excetuando-se as flanges especiais para picagens em carga, especialmente especificadas e fabricadas para serem enterradas.

Artigo 35.º

Juntas isolantes

1 – As juntas isolantes soldadas ou flangeadas devem ser objeto de um ensaio funcional.

2 – As juntas isolantes devem ser objeto de um ensaio hidráulico de resistência mecânica com uma duração mínima de 5 minutos e a uma pressão no mínimo igual a 1,5 vezes a pressão de cálculo, não devendo ser utilizados neste ensaio processos de selagem dos topos que submetam a junta à compressão axial.

3 – As juntas isolantes devem ser ensaiadas em condição seca e num período de 1 minuto a uma tensão mínima de 5000 V AC (50 Hz), não devendo este ensaio produzir qualquer efeito de coroa ou quebra da propriedade de isolamento e a corrente de fuga não deve exceder 2 mA.

4 – Após o ensaio hidráulico, a resistência em condição seca não deverá ser inferior a 0,1 MΩ quando ensaiadas a uma tensão mínima de 500 Vcc.

Artigo 36.º

Válvulas

1 – As válvulas devem corresponder aos requisitos mínimos do API 6D, ou de outro standard nacional ou internacional que promova um nível de desempenho equivalente, e não deverão ser utilizadas em condições de operação que excedam as classes de pressão e temperatura contidas nos referidos requisitos.

2 – As válvulas devem ser objeto de ensaio funcional.

CAPÍTULO V

Construção

Artigo 37.º

Generalidades

1 – Os trabalhos de construção das infraestruturas do gasoduto devem ser realizados de forma a assegurar a segurança dos trabalhadores, de terceiros e bens.

2 – Na execução e supervisão da construção do projeto deverá ser utilizado pessoal competente e com capacidade de avaliar a qualidade dos trabalhos dentro do âmbito deste Regulamento, sendo definidas pelo operador as qualificações necessárias para a execução dos trabalhos.

Artigo 38.º

Piquetagem

1 – A piquetagem deve ser efetuada de modo a que a faixa de trabalho seja assinalada e o traçado do gasoduto marcado com estacas.

2 – As estruturas enterradas ou obras de arte devem ser adequadamente assinaladas referindo a sua localização, tipo, profundidade e características da estrutura.

3 – Quando a faixa de trabalho passar por baixo de linhas elétricas aéreas, devem ser instaladas barreiras aéreas ou sinalização no mínimo a 10 m de cada lado daquelas linhas.

4 – O sistema de sinalização deve ser mantido em boas condições durante a fase de construção.

Artigo 39.º

Faixa de trabalho

1 – Antes do início de qualquer intervenção no terreno deverá ser realizada uma inspeção inicial com registo adequado, incluindo fotografias, do estado inicial da faixa de trabalho e redigido relatório, de preferência com o acordo de todas as partes envolvidas e por elas assinado.

2 – Os relatórios de registo do estado inicial da faixa de trabalho deverão ainda incluir referências claras sobre as condicionantes transmitidas pelos titulares de direitos sobre os prédios durante a construção e, na medida do possível, descrever os procedimentos para repor as condições iniciais do terreno.

3 – A faixa de trabalho deve respeitar as seguintes condições:

a) Ser definida antes do início da obra, baseada no tipo de trabalho, tipo de terreno atravessado, tipo de culturas e qualquer constrangimento local devido ao ambiente, não podendo exceder, em qualquer caso, uma faixa de 36 m de largura sobre as tubagens;

b) Se necessário, ser vedada, em particular nas áreas de pastagem;

c) Qualquer corte de árvores na faixa de trabalho será executado de acordo com o anteriormente acordado entre os titulares de direitos sobre o prédio, o dono da obra e outras entidades envolvidas;

d) Sempre que as características do terreno o exijam, deve ser construída uma via de acesso dentro da própria faixa de trabalho para movimentação de materiais e equipamentos ao longo do traçado do gasoduto.

4 – Antes da abertura da vala, o solo de cobertura deve ser cuidadosamente removido e separado do restante subsolo, de forma a permitir a melhor reposição possível das condições iniciais após o fecho da vala.

5 – A largura e a profundidade da camada de solo de cobertura são determinadas com base no tipo de terreno.

Artigo 40.º

Valas e escavações

1 – A seleção do equipamento e dos métodos de trabalho associados à abertura de valas e escavações deve ter em consideração a natureza e as condições do terreno e o respeito pelas normas de segurança.

2 – Na abertura e trabalhos em valas para instalação dos gasodutos deve considerar-se que:

a) A profundidade da vala é determinada por forma a que a cobertura do tubo cumpra os requisitos técnicos de acordo com os documentos de projeto e a topografia, tendo em consideração o uso de material de proteção, a instalação de um sistema de lastro, qualquer rede de drenagem ou outra proteção adicional;

b) A largura da vala é determinada em função da sua profundidade e do diâmetro do tubo, de forma a evitar instabilidade e a permitir a fácil instalação da tubagem sem danificar o isolamento;

c) As paredes da vala podem ser verticais, inclinadas ou em socalcos, dependendo da sua profundidade, largura, tipo do terreno e ou qualidade do solo;

d) O fundo da vala deve ser plano e isento de qualquer ponta aguçada ou objeto capaz de causar dano no gasoduto ou no seu revestimento e, se necessário, a tubagem será protegida de forma adequada, por exemplo com areia ou proteção mecânica;

e) Quando as soldaduras forem realizadas no fundo da vala, a mesma deverá ser alargada, aprofundada e mantida isenta de água para facilitar o trabalho e garantir a segurança dos trabalhadores.

3 – Nos trabalhos em valas e escavações devem ser adotados alguns procedimentos, nomeadamente:

a) Tomar precauções para assegurar a segurança e evitar danificar as estruturas enterradas durante os trabalhos na vala;

b) Realizar todos os trabalhos de escavação e ou movimentação de terras, se possível, em valas secas, usando poços para recolha de águas quando necessário;

c) Efetuar um estudo para determinar o procedimento de recolha de águas considerando a quantidade e qualidade da água removida;

d) Tomar precauções para evitar que a vala atue como um dreno em solos inclinados;

e) Reduzir ao mínimo as áreas da intervenção onde as escavações passam sob estradas ou caminhos, e cumprir os requisitos das autoridades competentes;

f) Efetuar os processos de aprovisionamento, armazenagem e utilização de explosivos de acordo com as normas aplicáveis e legislação em vigor, elaborando, para o efeito, um programa detalhado das explosões;

g) Nos cruzamentos com áreas drenadas e irrigadas, causar o menor incómodo possível aos utilizadores das mesmas.

Artigo 41.º

Cruzamento ou paralelismo com outras infraestruturas

1 – Em cruzamentos entre tubagens de gás com outras infraestruturas enterradas deve ser respeitada, entre os pontos mais próximos das infraestruturas, uma distância mínima de 0,8 m.

2 – Quando não for possível respeitar a distância mínima referida no número anterior, a tubagem de gás deve ser instalada no interior de uma manga de proteção, prolongada, para ambos os lados do ponto de maior proximidade, de um mínimo de:

a) 1 m, quando a tubagem do gás se situa a um nível superior ao das outras infraestruturas;

b) 3 m, quando a tubagem do gás se situa a um nível inferior ao das outras tubagens.

3 – No caso de percursos paralelos entre tubagens de gás e outras infraestruturas, nomeadamente gasodutos, cabos elétricos e de telecomunicações, águas ou esgotos, a distância mínima entre as duas superfícies externas deve ser igual ou superior a 5 m, podendo esta distância de segurança ser reduzida se o risco, determinado por uma Análise e Quantificação de Risco, decorrente do estudo ATEX a realizar, se demonstrar aceitável pelo operador de rede.

4 – Os valores mínimos referidos nos números anteriores devem ser aumentados de forma a serem minimizados os riscos decorrentes da execução de quaisquer trabalhos de uma instalação sobre outra que se encontre na sua proximidade.

Artigo 42.º

Transporte, armazenagem e manuseamento dos materiais

1 – O transporte de materiais deve ser feito tendo em consideração os requisitos da API RP 5LW e API RP 5L1 ou outra tecnicamente equivalente.

2 – Na movimentação deve assegurar-se o máximo cuidado para não danificar a tubagem, o revestimento externo e os chanfros.

3 – O equipamento usado deve ser de material flexível, suficientemente resistente e em quantidade suficiente.

4 – Se forem usados aparelhos eletromagnéticos o magnetismo residual deve ser verificado.

5 – O manuseamento, armazenagem e a instalação dos componentes do gasoduto devem ser feitos de modo a prevenir ou minimizar os danos nas tubagens, acessórios, componentes e revestimentos.

6 – Durante a armazenagem os tubos devem ser protegidos contra a corrosão, apoiados de forma a não estarem em contacto com o chão e, quando requerido, separados uns dos outros de forma adequada.

7 – Todos os componentes devem ser inspecionados por forma a detetar possíveis danos e defeitos.

8 – Devem ser tomadas medidas para evitar rolamento dos tubos e assegurar a estabilidade dos tubos armazenados.

Artigo 43.º

Curvas realizadas em obra

1 – Os tubos podem ser curvados a frio, em obra, para se ajustarem ao traçado e à topografia do terreno, devendo este trabalho ser apenas executado por operadores experientes e usando equipamento adequado.

2 – Os raios de curvatura nas curvas obtidas por flexão dependem da qualidade do material, da dimensão dos tubos e devem ser definidos na fase de projeto.

3 – O raio mínimo das curvas a frio deve ser:

- a) 20 vezes o diâmetro exterior do tubo, para diâmetros iguais ou inferiores a DN 200;
- b) 30 vezes o diâmetro exterior do tubo, para diâmetros entre DN 200 e DN 400;
- c) 40 vezes o diâmetro exterior do tubo, para diâmetros iguais ou superiores a DN 400.

4 – A curvatura não deve causar danos no tubo ou no seu revestimento, sendo que a tolerância da ovalização dos tubos é 2,5 % do seu diâmetro exterior.

5 – Se ocorrer enrugamento a profundidade admitida deve ser menor que 1 % da distância entre dois picos consecutivos.

6 – Sendo necessário verificar a conformidade com os requisitos anteriores pode ser passado um disco calibrado de aço macio através da curva, cuja dimensão dependerá das características do tubo e das tolerâncias permitidas, podendo, se apropriado, ser usado outro método de medida/verificação.

7 – Para as curvas a frio, um teste de curvatura deve ser realizado antes do começo dos trabalhos.

8 – As soldaduras em tubos com costura longitudinal serão posicionadas perto da zona neutra.

9 – As soldaduras circunferenciais não são permitidas na área curvada.

10 – Um comprimento reto pelo menos igual ao diâmetro do tubo, com um mínimo de 0,5 m, deve ser deixado em cada lado da curva, podendo-se usar um mandril se necessário.

11 – Podem ser usados tubos com soldadura helicoidal nas curvas em campo.

Artigo 44.º

Soldaduras

1 – As soldaduras dos tubos devem ser executadas em conformidade com procedimentos certificados e executadas por soldadores de aço por fusão, na área do gás, devidamente qualificados nos termos do disposto na Lei n.º 15/2015, de 16 de fevereiro.

2 – Os procedimentos de soldadura, o controlo visual e os ensaios destrutivos e não destrutivos relativos à qualidade das soldaduras devem satisfazer os requisitos das normas aplicáveis, previstas no artigo 3.º

3 – A percentagem mínima de soldaduras a serem controladas é a definida na NP EN 12732.

4 – O controle deve ser efetuado por exames radiográficos ou por outros meios não destrutivos, com interpretação dos resultados feita por um técnico certificado.

5 – Nos casos de traçados em áreas de elevada densidade de construção, construções especiais, troços de tubagem aéreas ou soldaduras de *tie-in*, ou em caso de deteção de um defeito, as soldaduras devem ser controladas a 100 %.

6 – As soldaduras devem corresponder aos critérios de aceitação especificados na NP EN 12732. As soldaduras que não corresponderem a estes critérios deverão ser ou reparadas e reinspeccionadas, se tal for possível, ou removidas.

7 – O metal de adição a usar nas soldaduras deve corresponder às características do aço dos tubos a soldar.

8 – A ligação dos diversos elementos constituintes do gasoduto, designadamente tubos, acessórios de ligação e dispositivos diversos, deve ser realizada, no decorrer da construção, por meio de soldadura elétrica topo a topo, quando se trate de tubagem enterrada.

9 – As soldaduras topo a topo devem ser executadas com os topos dos tubos devidamente chanfrados.

10 – Os tubos de aço com costura longitudinal ou helicoidal devem ser ligados entre si por forma a que as respetivas soldaduras fiquem desfasadas.

11 – Os *tie-ins*, ligação de troços soldados, devem ser efetuados de tal maneira que após a soldadura o tubo fique livre de tensões.

Artigo 45.º

Revestimento

1 – Todos os trabalhos de revestimento deverão ser executados por pessoal devidamente qualificado.

2 – Todas as juntas soldadas, tubos nus, bem como todos os danos e defeitos no revestimento da tubagem e acessórios devem ser revestidos de acordo com os sistemas aplicáveis previstos no artigo 3.º

3 – Nos revestimentos podem ser utilizadas fitas ou mangas termo retráteis, desde que se sobreponham ao revestimento do tubo ou componente e sejam aplicadas de acordo com as instruções do fabricante.

4 – A aplicação de revestimento que necessite de aquecimento não deverá ser realizada em troços de gasoduto contendo água (devido à possibilidade de condensação na superfície exterior do tubo).

5 – Nos pontos onde o projeto assim o indicar ou as condições do solo o recomendem, deve ser aplicada proteção mecânica suplementar por mantas de geotêxtil ou outros meios adequados, que não devem interferir com a proteção catódica.

6 – Na proteção de válvulas enterradas, acessórios de tubagem e pontos de ligação da proteção catódica, devem ser utilizados revestimentos adequados, nomeadamente à base de resinas *epoxy*, poliuretanos ou poliamidas, aplicadas em fábrica ou no local.

7 – As reparações de falhas ou danos no revestimento devem ser efetuadas utilizando o sistema original ou um sistema compatível homologado.

8 – Os revestimentos efetuados na construção deverão ser objeto de ensaio de rigidez dielétrica, devendo a sonda estar em contacto com a superfície revestida.

9 – As falhas detetadas nos revestimentos devem ser reparadas e testadas de novo na presença do inspetor, e os registos incluídos na documentação final.

Artigo 46.º

Assentamento da tubagem

1 – As tubagens devem assentar uniformemente sobre o fundo da vala e ser acondicionadas com os materiais adequados, de forma a ser evitada a deterioração quer dos tubos quer dos seus revestimentos.

2 – Sempre que a natureza do terreno possa ser agressiva para a tubagem esta deve ser instalada sobre uma camada de areia doce ou material equivalente, uniformemente distribuído no fundo da vala, com uma espessura mínima de 0,1 m, devendo a tubagem, neste caso, ficar completamente envolvida com o material referido no número anterior, mantendo-se, em todas as direções, a espessura mínima aí indicada.

3 – Os troços da tubagem, ao serem colocados nas valas, devem ser obturados com tampões provisórios, a retirar quando da sua interligação, ocasião em que se verificará da inexistência de corpos estranhos no seu interior.

Artigo 47.º

Situações especiais

1 – Devem ser evitados os cruzamentos sobre componentes suscetíveis de intervenções mais frequentes ou que requeiram a utilização de equipamentos de manutenção especialmente volumosos.

2 – Para a travessia de obstáculos hidrográficos, pântanos, terras inundáveis, terrenos de fraca consistência ou movediços, devem ser tomadas medidas especiais adequadas a assegurar a estabilidade da tubagem no nível fixado, impedindo-a, quando for caso disso, de subir para a superfície do solo ou flutuar.

3 – A tubagem deve ser lastrada ou ancorada, se necessário, em zonas onde tenha tendência a flutuar devido ao alto nível freático.

4 – A lastragem pode incluir âncoras, revestimento contínuo em betão, aplicado em obra, selas antifluidação em betão e aterros especiais com ou sem geotêxtil, ou outro tipo de processo e materiais equivalentes.

5 – Em terrenos inclinados, o aterro deve ser estabilizado com barreiras antierosão e desvio das águas pluviais, para impedir o arrastamento do aterro pelas águas.

6 – Devem ser adotadas as medidas adequadas em caso de se verificarem eventuais vibrações provocadas pelas estações de compressão, nos troços de tubagem a montante e a jusante das mesmas.

7 – Depois de instaladas nas valas e antes de realizados os ensaios de receção, deve o interior das tubagens ser cuidadosamente limpo e desembaraçado de quaisquer corpos estranhos.

Artigo 48.º

Tapamento e reposição dos terrenos

1 – Antes do tapamento da vala, a posição do tubo deve ser georreferenciada, para a documentação final.

2 – Para evitar danos ao revestimento deve ser aplicada imediatamente após a verificação de posição geográfica das soldaduras uma primeira camada de tapamento em areia ou solos crivados.

3 – A posição do tubo deve ser assinalada com a fita avisadora conforme referido no artigo 11.º

4 – O restante tapamento pode ser efetuado com os materiais disponíveis provenientes da abertura de vala desde que isentos de elementos que possam constituir perigo para a tubagem ou para o seu revestimento.

5 – No tapamento das valas em cruzamentos com estradas, caminhos, taludes e encostas deve ser assegurada a estabilidade das zonas referidas.

6 – O aterro da vala será feito logo após a colocação do gasoduto ou manga.

7 – No tapamento das valas deve ser utilizado apenas equipamento de compactação adequado, de forma a não causar danos à tubagem e seu revestimento.

8 – O terreno ocupado durante os trabalhos deve ser repostado, tanto quanto possível, nas condições originais.

9 – Os acessos às propriedades, vedações, muros e valas, sistemas de irrigação, marcos de limites de propriedade e outras estruturas devem ser repostos conforme acordado com os proprietários/entidades.

Artigo 49.º

Atravessamentos

1 – Os atravessamentos podem ser efetuados por vala a céu aberto quando as vias atravessadas são de menor importância e sejam assim assinalados no projeto, devendo estes atravessamentos ser construídos tal como indicado em desenhos tipo, caso não esteja disponível informação específica.

2 – Os atravessamentos de estradas, vias-férreas ou cursos de água são considerados atravessamentos especiais, devendo o projeto definir o tipo de método construtivo a utilizar em função da dimensão do atravessamento, do tipo de solos, do perfil do leito e da largura dos cursos de água.

3 – Os atravessamentos especiais podem ser executados por perfuração horizontal (em linha reta) ou direcional dirigida.

4 – Caso a cota mínima de recobrimento não possa ser cumprida, o gasoduto deve ser protegido com mangas de proteção ou selas de betão, de acordo com o projeto.

5 – Onde for necessário proteger mecanicamente ou evitar flutuação da conduta, deverão ser usadas selas ou revestimento de betão de acordo com o projeto.

6 – Para o atravessamento de futuras redes viárias regionais e nacionais e ferrovias, constantes no projeto, deverão ser instaladas mangas de proteção.

Artigo 50.º

Atravessamentos de cursos de água em vala aberta

1 – Sempre que possível o curso de água não deverá ser interrompido, podendo para o efeito ser adotadas as medidas adequadas em função do caudal de água transportado, nomeadamente a formação de represas ou o desvio das linhas de água por meio de diques e ou ensecadeiras.

2 – Serão tomadas em conta as proteções necessárias à fauna piscícola, propriedades rústicas ou outras atividades que dependam da quantidade e pureza da água.

3 – As extremidades da conduta, em ambos os lados do atravessamento, serão colocadas a uma distância suficiente do curso de água de forma a assegurar que não há qualquer perigo para a conduta resultante de erosão das margens.

4 – A vala será escavada a uma profundidade tal que seja obtida a cobertura especificada, mesmo no caso de algum material ser arrastado pela água para a vala antes de ser colocada a conduta, devendo o fundo da vala ser regularizado e receber uma cama de material apropriado para que o assentamento do tubo respeite o perfil do projeto.

5 – O tubo deve ser baixado para a vala gradualmente e de forma distribuída, de modo a evitar impactos, tensões ou deformações anormais e tensões permanentes inaceitáveis.

6 – Imediatamente após a colocação da conduta, será medida a sua profundidade. Este procedimento será registado na documentação final.

7 – A conduta será protegida contra a flutuação com selas ou revestimento de betão, tal como apresentado nos desenhos, devendo as cargas adicionais derivadas das estruturas de betão que envolvem a conduta garantir um fator de afundamento de 1,3.

8 – Os aterros nos cursos de água serão realizados de acordo com os requisitos da autoridade competente.

9 – Será efetuado o aterro da vala ao longo do atravessamento antes da realização dos *tie-in* da secção.

10 – Os nichos para os *tie-in* serão construídos de acordo com o projeto e deverão ser mantidos sem água.

Artigo 51.º

Atravessamentos por perfuração horizontal

1 – Os métodos de escavação e remoção do solo da perfuração podem ser manuais, por percussão, com recurso a macacos hidráulicos, por broca rotativa, por jatos de água a alta pressão ou ainda através de micro túneis.

2 – A construção do leito de perfuração pode incluir valas suplementares necessárias para a introdução do gasoduto e a construção de fundações adequadas para o equipamento de perfuração.

3 – Quando se realiza uma perfuração horizontal com manga de proteção, o diâmetro da broca não pode exceder o diâmetro externo do tubo em mais do que 2 %, devendo a pressão usada para a perfuração ser medida continuamente.

4 – No caso de o atravessamento ser realizado por perfuração horizontal com manga de proteção, deverão ser considerados os seguintes princípios construtivos:

- a) Devem ser fixados, na tubagem, espaçadores isoladores à distância indicada no projeto;
- b) Todas as mangas de proteção deverão ser limpas e secas internamente antes da introdução da tubagem;
- c) Qualquer desvio do tubo relativamente à linha especificada deverá ser compensado nas curvas adjacentes;
- d) No caso da manga de proteção ser de aço, deverá ser garantido (através de teste de isolamento elétrico) que não há qualquer contacto entre a conduta e a manga de proteção antes da realização da soldadura de ligação *tie-in* para o atravessamento;
- e) A tubagem será introduzida na manga de forma gradual e controlada, de modo a evitar impactos e ficar livre de tensões devendo o ensaio de rigidez dielétrica «*holiday test*» do revestimento ser efetuado durante a sua introdução;
- f) Devem ser colocados vedantes para garantir a estanquidade nas extremidades da manga de proteção.

5 – No caso de o atravessamento ser realizado por perfuração sem manga de proteção, deverá-se garantir, para além das condições referidas nos números anteriores, que o revestimento do gasoduto será sujeito às inspeções constantes nas especificações do projeto.

6 – O alinhamento do tubo deve ser verificado durante a realização da perfuração, de modo a ajustar o equipamento de perfuração e obter um alinhamento satisfatório.

7 – O aterro dos fossos de entrada e saída deve ser devidamente compactado em torno e por baixo da conduta.

8 – Os cabos para medição de proteção catódica devem ser soldados à conduta e mangas de proteção tal como descrito no projeto.

Artigo 52.º

Atravessamentos por perfuração dirigida

1 – Para o atravessamento por perfuração dirigida deve ser previamente elaborado um projeto detalhado incluindo, entre outra, a seguinte documentação:

- a) Área total a ocupar pelos estaleiros e prefabricação do tubo;
- b) *Layout* da estação de perfuração, incluindo posição dos suportes e da máquina;
- c) Força de tração prevista a aplicar ao tubo, no início e fim do processo e respetiva taxa de avanço do tubo;
- d) Perfil teórico da perfuração;
- e) Contactos com autoridades competentes.

2 – Os trabalhos devem incluir:

- a) Remoção dos solos vegetais e seu acondicionamento para posterior reposição;
- b) Marcação dos pontos de início e final da perfuração;
- c) Alinhamento, soldadura e ensaios dos tubos, sobre suportes deslizantes, de modo a não danificar o revestimento.

3 – O raio mínimo de curvatura é de 1000 DN, exceto se autorizado pelo projeto, verificando não exceder as tensões longitudinais admissíveis.

4 – Todas as soldaduras devem ser inspecionadas de acordo com a NP EN 12732 e o revestimento das zonas das soldaduras deve ser efetuado e inspecionado.

5 – Na execução da perfuração deve ser tido em conta o seguinte:

- a) O furo piloto deve, tanto quanto possível, estar de acordo com o projeto, com uma tolerância lateral de 2 m e vertical de 1 m;
- b) Devem ser tomadas todas as precauções para evitar fugas de lamas de perfuração;
- c) Os parâmetros de perfuração, nomeadamente a posição tridimensional da cabeça de perfuração, a pressão das lamas e a força de tração do tubo devem ser continuamente registados;
- d) Todas as lamas de perfuração devem ser removidas para local apropriado antes da reposição dos terrenos.

6 – Deve ser elaborado um relatório final com a documentação da perfuração, que deverá incluir:

- a) Inspeção inicial ao local;
- b) Desenhos finais da travessia incluindo o perfil final do tubo;
- c) Os registos contínuos dos parâmetros de perfuração, nomeadamente a posição xyz da cabeça de perfuração, a pressão das lamas e a força de tração do tubo;
- d) Os registos dos testes e ensaios finais a realizar antes da união de troços e respeitantes ao estado do revestimento, à proteção catódica e às condutas para telecomunicações;
- e) A aceitação da reposição dos terrenos pelas autoridades competentes.

Artigo 53.º**Calibre e limpeza**

1 – Antes do teste hidráulico e comissionamento deve ser verificada a limpeza e o calibre do gasoduto, com a utilização de várias passagens de equipamento de limpeza e de uma placa de calibre.

2 – Os troços verificados devem ser registados na documentação final e tamponados para as fases subsequentes, se não forem consecutivas no tempo.

Artigo 54.º**Ensaios de gasodutos**

1 – Antes da entrada em serviço, as tubagens devem ser submetidas aos ensaios de resistência mecânica e de estanquidade em todo o seu comprimento, de uma só vez ou por troços, depois de adotadas as adequadas precauções tendentes à garantia da segurança de pessoas e bens, devendo os ensaios ser realizados de acordo com a EN 12327.

2 – Os ensaios dos troços de tubagem a colocar dentro de mangas de proteção devem ser feitos, separadamente e fora destas, antes da montagem no local.

3 – As verificações previstas no número anterior não dispensam o ensaio final do conjunto da rede.

4 – Deve ser assegurado que o fluido de ensaio é retirado de um modo que minimize a ocorrência de danos no meio ambiente.

5 – Para a preparação e execução dos ensaios:

a) O fluido utilizado para ensaio deve ser normalmente água limpa e com inibidor de corrosão adicionado, se necessário;

b) A tubagem deve ser cheia utilizando *pigs* para prevenir a formação de bolsas de ar;

c) Os ensaios devem ser efetuados com a vala adequadamente tapada para evitar a influência de variações de temperatura e, caso a temperatura ao nível do solo, na vizinhança imediata da tubagem, for inferior a 2°C, devem ser adicionados anticongelantes;

d) O ensaio só deve começar após ter sido atingido o equilíbrio de temperaturas, devendo as pressões a manter e a localização e características dos instrumentos de medição ser definidos antes do início dos ensaios;

e) Deve proceder-se à medição contínua de pressões e temperaturas com o auxílio de aparelhos registadores e de um indicador de pressão calibrado para as leituras inicial e final, sendo que os registadores de pressão devem ser instalados em local protegido.

f) Os instrumentos de medida devem dispor de certificado de calibração válido e ser conformes às normas das séries NP EN 837, com uma classe de exatidão mínima de 0,6.

6 – A prova de resistência mecânica deve ser efetuada de acordo com as condições referidas no quadro seguinte:

QUADRO V**Pressões de ensaio de resistência mecânica**

Categoria do local	Fluido utilizado no ensaio	Pressão de ensaio	
		Mínima	Máxima
1	Água	1,10 PMO	PEF
2	Água	1,25 PMO	PEF
3	Água	1,40 PMO	PEF

sendo:

PEF = pressão de ensaio na fábrica;

PMO = pressão máxima de operação.

7 – Salvo decisão em contrário do técnico responsável pela inspeção e certificação, as condições constantes do quadro V não terão aplicação nos seguintes casos:

a) Se no momento da realização do ensaio de resistência, a temperatura do solo à profundidade da tubagem for inferior ou igual a 0°C ou puder baixar até esse nível antes do fim do ensaio ou ainda se não se dispuser de água em quantidade e qualidade convenientes;

b) Se o relevo da zona atravessada for de forma a obrigar a um seccionamento excessivo da tubagem para se poder efetuar o ensaio hidráulico.

8 – Nos casos indicados no número anterior, a prova de resistência será efetuada com ar a uma pressão igual ao produto de 1,1 pela pressão de serviço máxima.

9 – Os ensaios de resistência terão a duração mínima de uma hora, à pressão máxima de ensaio.

10 – Procedimento de ensaio de estanquidade:

a) O ar ou um gás inerte são aceitáveis como fluidos de ensaio, desde que medidas de segurança apropriadas sejam garantidas e que o produto da pressão vezes o volume seja limitado, devendo, nestes casos, ser utilizada uma pressão de ensaio conveniente;

b) O ensaio de estanquidade pode também ser realizado com água, devendo, neste caso, a pressão situar-se entre os limites fixados para os ensaios de resistência mecânica efetuados com água, para a categoria do local de implementação correspondente, de acordo com o n.º 6 deste artigo;

c) Se o ensaio da resistência for feito com ar ou com o gás inerte, o ensaio de estanquidade deve ser efetuado com o mesmo fluido à pressão de serviço máxima;

d) Os ensaios de estanquidade devem ter a duração de vinte e quatro horas, depois de estabilizada a temperatura do fluido, sendo que esta duração poderá ser reduzida no caso de aceitação por parte da entidade inspetora.

11 – As tubagens e acessórios devem ser objeto de ensaio prévio nas seguintes circunstâncias:

a) Quando não puderem ser ensaiados após a instalação como subconjuntos incorporados numa instalação existente;

b) Quando tiverem de ser instalados junto a uma instalação em operação que não é passível de ser protegida contra uma falha do ensaio;

c) Quando for considerado que as consequências de uma falha do ensaio justificam o ensaio prévio;

d) Para troços de tubagem prefabricados e de pequeno comprimento, para os quais é impraticável um ensaio após a sua instalação, deve ser realizado um ensaio prévio de resistência mecânica, mantendo a pressão igual ou acima da pressão de ensaio durante pelo menos quatro horas.

12 – Assim que os resultados dos ensaios forem considerados satisfatórios, o gasoduto deve ser esvaziado do fluido de ensaio e seco.

13 – Deve ser passado equipamento de limpeza e secagem através do gasoduto tantas vezes quantas as necessárias de forma a obter uma secagem satisfatória.

14 – Deve ser produzido, e mantido no decurso da vida útil do gasoduto, um relatório de cada ensaio, da rede ou de qualquer troço, onde constem, entre outras, as seguintes indicações:

a) Referência dos troços ensaiados;

b) Data, hora e duração do ensaio;

- c) Valores das temperaturas verificadas no fluido (parede da tubagem) durante o ensaio;
- d) Valores da pressão inicial e final do ensaio;
- e) Conclusões;
- f) Observações.

15 – Os relatórios dos ensaios do gasoduto devem ser verificados e validados por uma entidade inspetora reconhecida.

Artigo 55.º

Ensaios das estações

1 – O circuito principal de gás das estações deve ser submetido a ensaio hidráulico a uma pressão igual ou superior a 1,2 vezes a pressão máxima de operação.

2 – A pressão máxima de ensaio para o circuito principal de gás não deve provocar, na secção mais solicitada, tensões superiores a 95 % da carga unitária correspondente ao limite de elasticidade do material utilizado e deve também ser compatível com as pressões de ensaio previstas para os órgãos e peças especiais inseridos no circuito.

3 – O ensaio é considerado satisfatório se, após um período mínimo de uma hora, a pressão se mantiver constante, corrigida do efeito da temperatura.

4 – Podem ficar isentos deste ensaio os equipamentos que constituam as estações, bem como as estações na sua globalidade, desde que estejam acompanhados do respetivo certificado de ensaio na fábrica.

5 – Admite-se a execução destes ensaios com ar ou com azoto, nos casos de reconhecida dificuldade da sua realização com água.

6 – O ensaio do circuito principal de gás pode ser exigido mesmo para os troços imediatamente adjacentes ao equipamento de regulação da pressão ou do equipamento de mistura e injeção/separação do gás, das respetivas estações.

7 – O operador da RNTG deve produzir, e manter durante o período de serviço de qualquer estação, um relatório de cada ensaio, donde constem as seguintes indicações:

- a) Referência dos circuitos ou equipamentos ensaiados;
- b) Data, hora e duração do ensaio;
- c) Valores das temperaturas verificadas no fluido (parede da tubagem) durante o ensaio;
- d) Valores da pressão inicial e final do ensaio;
- e) Fluido de ensaio;
- f) Método de ensaio;
- g) Conclusões;
- h) Observações.

Artigo 56.º

Receção da construção

1 – A implantação do gasoduto e a localização das instalações devem ser verificadas no ato da receção, devendo as respetivas telas finais representar, de forma clara e inequívoca, o alinhamento daquele e a forma final de todas as partes da instalação, servindo aqueles desenhos e a informação digital de base para a exploração da rede.

2 – Todos os documentos finais devem ser organizados e registados em arquivo apropriado, de modo a poderem ser facilmente utilizados no âmbito da segurança e apoio à operação e manutenção.

3 – O pré-comissionamento deve ser efetuado antes da introdução do gás no sistema para a operação normal.

4 – A nova instalação deve ser pré-comissionada apenas após completamente instalada, limpa, seca e ensaiada e ligada à rede existente e, caso não esteja prevista a sua entrada em serviço imediata, deve ser cheia com um fluido protetor anticorrosivo (por exemplo azoto).

5 – Após o pré-comissionamento é realizada uma inspeção final por entidade inspetora, na qual participará igualmente o construtor e o operador da RNTG, ou o construtor e o produtor, no caso de gasoduto ou ramal de ligação da instalação de produção de gás à RNTG, ou o construtor e o consumidor, no caso de gasoduto ou ramal de ligação de instalações de consumo à RNTG.

6 – Após a realização da inspeção final referida no número anterior, a entidade inspetora emite o respetivo relatório e certificado do cumprimento da legislação, regulamentação e especificações técnicas da RNTG:

a) caso o relatório seja favorável à colocação em serviço, o gasoduto ou instalação é colocado em serviço em regime experimental por um período de 30 dias corridos, durante o qual, o construtor manterá todos os meios disponíveis para intervir de imediato e consoante a gravidade, em caso de avaria, mau funcionamento ou deteção de anomalia;

b) Após o período experimental e resolvidos que estejam cabalmente eventuais incidentes ou anomalias detetados, o gasoduto ou instalação é entregue, pelo construtor, à entidade que detém a responsabilidade pelo estabelecimento da infraestrutura em causa com um auto de receção provisória, assinado por ambas as partes, e incluindo a documentação final, e todas as especificações e documentos relacionados com o projeto e construção, incluindo as garantias de fornecimentos e boa execução;

c) caso o relatório seja desfavorável, o construtor e respetiva entidade responsável pela instalação da infraestrutura em causa, acordarão nova data para a inspeção, após as eventuais ações que sejam de realizar de acordo com o referido relatório.

7 – No caso das infraestruturas que vão integrar a RNTG e cuja construção não é da responsabilidade do operador da RNTG, os elementos técnicos e o auto de receção provisória, referidos no número anterior, são também disponibilizados ao operador da RNTG, constituindo uma condição necessária para a celebração do acordo de transferência da infraestrutura em causa para o operador da RNTG.

8 – Após o prazo estabelecido contratualmente, de acordo com a legislação nacional, ou quando todas as garantias tenham caducado, deve ser efetuada a receção definitiva através de um auto assinado por ambas as partes, operador da RNTG e construtor.

CAPÍTULO VI

Operação e manutenção

Artigo 57.º

Disposições gerais

1 – A exploração e manutenção da rede é da exclusiva responsabilidade do operador da rede, sendo este responsável por elaborar a política relativa à operação e manutenção das infraestruturas com o objetivo de assegurar o transporte do gás em segurança, sem interrupção e de uma forma eficiente e ambientalmente sustentável.

2 – O operador da rede deve dispor de um serviço de manutenção permanente, dotado de meios técnicos, materiais e humanos que o habilitem, em caso de acidente ou anomalia, a intervir com

a necessária eficácia e rapidez de modo a poder estar presente, em qualquer ponto da rede, em pelo menos 90 minutos.

3 – O operador da rede deve dispor de serviço de atendimento permanente para receber informações, do seu pessoal ou de terceiros, relativas a eventuais anomalias nas infraestruturas.

4 – Compete ao operador da rede gerir e monitorizar os fluxos de gás na rede e a gestão das injeções de gás, assegurando a sua interoperabilidade das suas infraestruturas com as demais infraestruturas a que esteja ligado e com as instalações dos consumidores, no quadro da gestão técnica global do sistema.

5 – O operador da rede tem o direito de implantar, nas instalações dos consumidores ou instalações de produção de gás, equipamentos de contagem bem como sistemas de controlo, monitorização e proteção nos pontos de ligação da sua rede com essas instalações, sem prejuízo da responsabilidade do consumidor ou produtor, respetivamente, em assegurar, a todo o tempo e para os seus próprios equipamentos e sistemas da mesma natureza e funcionalidades, os requisitos definidos pelo operador da rede.

6 – Devem ser tomadas todas as precauções e provisões necessárias para assegurar uma operação em segurança da rede, nomeadamente:

- a) Monitorizar a sua condição;
- b) Realizar as campanhas de Pesquisa Sistemática de Fugas;
- c) Monitorizar e verificar o nível de emissões de metano a partir da infraestrutura e seus componentes;
- d) Levar a cabo a manutenção de uma forma segura e eficiente;
- e) Controlar de uma forma eficiente e responsável incidentes e situações de emergência.

7 – As precauções e provisões referidas no número anterior devem ser incorporadas no sistema de gestão da qualidade.

8 – Todas as atividades de operação e manutenção deverão ser executadas de uma forma segura, de modo a minimizar, tanto quanto praticável, o impacto no meio ambiente e consistentes com os requisitos da legislação nacional ou normas relevantes aplicáveis.

9 – Todas as medidas preventivas viáveis e eficazes deverão ser tomadas para assegurar a segurança do pessoal, do público em geral e para proteger propriedades, as instalações e o ambiente.

10 – As tubagens só podem entrar em serviço depois de efetuados, com bons resultados, os ensaios de resistência e estanquidade.

11 – O operador da rede deve comunicar imediatamente a ocorrência de acidentes ou incidentes ocorridos nas suas infraestruturas à ANEPC, à DGEG e à ENSE, e se tal não for possível, no prazo máximo de três dias a contar a partir da data da ocorrência.

12 – Sem prejuízo das competências atribuídas às autoridades públicas, sempre que dos desastres ou acidentes resultem mortes, ferimentos graves ou prejuízos materiais importantes, o operador da rede deve elaborar, e enviar à DGEG, um relatório técnico com a análise das circunstâncias da ocorrência e com o estado das infraestruturas.

Artigo 58.º

Trabalhos na vizinhança do gasoduto

1 – Na vizinhança das tubagens não podem realizar-se trabalhos suscetíveis de as afetar, direta ou indiretamente, sem que sejam tomadas as precauções consideradas necessárias e suficientes pelo operador da RNTG, e ainda o estabelecido na alínea c) do n.º 1 do artigo 8.º do presente regulamento.

2 – A realização de quaisquer trabalhos na vizinhança da RNTG ou na sua faixa de servidão, carece de apreciação e validação prévia pelo operador da RNTG.

3 – Em caso de desacordo entre a entidade responsável pelos trabalhos referidos no número anterior e o operador da RNTG, o diferendo será submetido ao parecer da Direcção-Geral de Energia e Geologia.

4 – Os custos decorrentes da implementação das medidas adequadas à protecção ou alteração das infraestruturas da RNTG são da responsabilidade do agente terceiro ou promotor.

5 – Os custos incorridos pelo ORT, relativos ao parecer técnico, acompanhamento, segurança, supervisão e certificação dos trabalhos, serão previamente indicados e imputados às entidades responsáveis pela interferência.

6 – No caso da ocorrência de quaisquer danos na RNTG, causados por terceiros, os mesmos serão responsáveis pelos danos e custos incorridos, podendo vir a ser-lhes imputada a responsabilidade civil e criminal.

7 – Deve ser impedido o acesso de estranhos ao operador da RNTG a troços visíveis dos gasodutos.

Artigo 59.º

Odorização

1 – O gás é transportado na RNTG não odorizado, ou parcialmente odorizado, assegurando o cumprimento de acordos bilaterais estabelecidos entre o operador da RNTG e o operador das redes com as quais a RNTG se encontra interligada, relativos à garantia da interoperabilidade dos dois sistemas nos respetivos pontos de ligação transfronteiriços.

2 – O gás deve ser odorizado nos pontos de entrega à RNDG e a clientes ligados diretamente à RNTG, por forma a que o odor possa ser detetado no local de consumo, para concentrações de gás no ar iguais a um quinto do limite inferior de inflamabilidade da mistura gás/ar.

3 – A responsabilidade pela escolha do odorante e pela verificação da eficácia da operação do sistema de injeção de odorante, nos pontos de entrega à RNDG e a clientes ligados diretamente à RNTG, é do operador da RNTG.

4 – No caso dos clientes ligados diretamente à RNTG, o gás poderá não ser odorizado, desde que os clientes o solicitem expressamente e comprovem que se encontram devidamente autorizados pela entidade licenciadora para esse efeito, excetuando os casos onde o gás seja parcialmente odorizado.

Artigo 60.º

Organização da operação e manutenção

1 – O operador da rede deve dispor dos meios humanos, técnicos e materiais que lhes permitam assegurar o cumprimento dos aspetos de operação, manutenção, inspeção e controle dos gasodutos e intervir com a necessária rapidez e eficácia.

2 – O operador da rede deve dispor de, pelo menos, um serviço de atendimento permanente para receber informações, quer do seu pessoal quer de estranhos, relativas a eventuais anomalias nas tubagens.

3 – O operador da rede deve elaborar a informação necessária à operação e manutenção em segurança da rede, na forma de normas, regras de conduta e procedimentos formando um corpo de instruções de operação e manutenção, devendo estas instruções fazer parte do sistema de gestão da qualidade e serem verificadas em intervalos regulares para assegurar a sua máxima eficiência e revistas quando necessário.

4 – A informação referida no número anterior deve incluir, como mínimo:

- a) Condições de operação, nomeadamente pressão, temperatura e qualidade do gás;
- b) Limites das variáveis de operação;

- c) Instruções de despacho;
- d) Requisitos para obtenção de autorizações de trabalho;
- e) Procedimentos e frequências para as atividades de inspeção e manutenção;
- f) Desenhos de traçado, mapas, informação cartográfica em formato digital, descrição de equipamentos e outros documentos técnicos;
- g) Requisitos de legislação relevante ou recomendações de órgãos regulatórios;
- h) Procedimentos para atividades especiais;
- i) Valor da pressão efetiva nos gasodutos;
- j) Estanquidade dos gasodutos.

Artigo 61.º

Comissionamento

- 1 – Antes da introdução do gás deve ser verificada e comprovada a secagem do gasoduto.
- 2 – O comissionamento deve ser efetuado de acordo com os procedimentos previstos na norma EN 12327.
- 3 – A introdução do gás nas tubagens deve ser feita de modo a evitar-se a formação de misturas de ar-gás.
- 4 – Para assegurar a separação dos dois fluidos deve ser feita a introdução prévia de um tampão de azoto ou de equipamento de separação (*pig*).
- 5 – A pressão no gasoduto deve ser aumentada lentamente e controlada para não exceder o limite de pressão estabelecido neste Regulamento.
- 6 – Após ter passado tempo suficiente para permitir a polarização do gasoduto em relação ao solo, a eficiência do sistema de proteção catódica deve ser testada para aceitação.
- 7 – No comissionamento das estações de regulação de pressão e medição (GRMS), após a introdução de gás devem ser consideradas as seguintes duas fases:
 - a) Serão verificados, parametrizados e testados, em condições de operação, os equipamentos que integram, entre outros, os sistemas de filtragem, regulação, aquecimento, medição, odorização, unidades autónomas de energia e SCADA;
 - b) Após a colocação em serviço e enquanto decorrer o período de comissionamento da infraestrutura a jusante, pertença do utilizador final ou do operador da RNDG, qualquer eventual ajuste que se torne necessário realizar nos equipamentos da GRMS e que potencialmente conduzam a perturbações nas condições de fornecimento de gás deverão ser objeto de acordo entre todas as partes envolvidas, devendo ser cumpridos os parâmetros fixados no RQS.
- 8 – No comissionamento das restantes estações, após a introdução de gás devem ser verificados, parametrizados e testados, em condições de operação, os equipamentos que as integram.

Artigo 62.º

Descomissionamento

- 1 – O descomissionamento deve ser efetuado de acordo com os procedimentos da EN 12327.
- 2 – A tubagem que, por períodos prolongados de tempo, for colocada fora de serviço, deve ser descomissionada temporariamente.

3 – A colocação do gasoduto temporariamente fora de serviço deve ser comunicada à entidade licenciadora.

Artigo 63.º

Recomissionamento

1 – O recomissionamento deve ser efetuado de acordo com os procedimentos da EN 12327 e, antes ou durante o recomissionamento, deve ser verificada a boa execução dos trabalhos e ensaios efetuados, em especial relativamente à soldadura, ensaio de resistência mecânica e estanquidade, revestimento e proteção catódica.

2 – Durante o recomissionamento deve haver especial cuidado em não exceder a pressão e a velocidade do gás no momento de colocação do gasoduto em serviço, de forma a minimizar a afetação de sistemas de medição e regulação, quando colocados em regimes de serviço acima dos valores admissíveis.

3 – Ficam também abrangidas pelas disposições constantes neste artigo as ligações da RNTG a clientes onde a sua rede interna possua válvulas de corte no coletor principal, para resposta a situações de emergência.

Artigo 64.º

Manutenção, modificação e reparação de gasodutos

1 – O operador da rede deve preparar procedimentos para os trabalhos de manutenção, reparação e modificação a levar a cabo na rede.

2 – Todos os componentes essenciais para uma operação em segurança dos gasodutos devem ser inspecionados, mantidos e operados de modo a assegurar um funcionamento adequado.

3 – Os trabalhos deverão ser executados ou supervisionados apenas por pessoal autorizado.

4 – Os intervalos e frequências de manutenção devem ser determinados pelo operador da rede com base, nomeadamente, na sua experiência e conhecimento da condição de integridade dos gasodutos, na probabilidade de ocorrência de danos para a infraestrutura ou em circunstâncias particulares.

5 – Durante a execução dos trabalhos deve ser tomada em consideração a eventual existência de atividades de terceiros na vizinhança.

6 – O operador da rede deve manter em arquivo, durante os períodos legalmente estabelecidos, para as infraestruturas, relatórios das ações corretivas efetuadas e outros dados considerados relevantes que incluam:

- a) A data, localização e descrição de toda a reparação efetuada na tubagem e seus componentes;
- b) Cada vigilância, inspeção e ensaio requerido pelo presente Regulamento.

7 – A vigilância dos gasodutos deve ser de dois tipos:

a) Tipo A – a que tem por objetivo a deteção de danos causados por terceiros, a ser efetuada por meios aéreos, veículos terrestres a pé ou por outros meios, com recurso a outras tecnologias de mobilidade ou de monitorização, que assegurem o mesmo objetivo, desde que autorizados;

b) Tipo B – a que tem por objetivo a deteção de possíveis anomalias, a ser feita a pé ou por outros meios, com recurso a outras tecnologias de mobilidade ou de monitorização, que assegurem o mesmo objetivo, desde que autorizados.

8 – Os intervalos máximos entre inspeções ou controlos consecutivos devem ser os referidos no quadro VI, salvo o disposto nos números seguintes:

QUADRO VI

Intervalos entre inspeções

	Localização 1 e 2	Localização 3
Tipo A	Meio ano	Meio ano
Tipo B	Dois anos	Um ano

9 – Nos troços submersos e aéreos os intervalos entre inspeções e deteção de fugas ficam sujeitos a proposta, devidamente justificada, a apresentar pelo operador da rede, junto da entidade licenciadora;

10 – A inspeção da operacionalidade e a deteção de fugas nas válvulas do gasoduto ficam sujeitas aos intervalos máximos da inspeção do tipo B.

11 – A inspeção que tem por objetivo um controlo periódico de deteção de falhas do revestimento fica sujeita ao intervalo máximo de 8 anos.

12 – Os intervalos máximos referidos nos números 8, 10 e 11 podem ser alterados se forem utilizados métodos de análise de dados da monitorização e/ou das inspeções que, justificadamente, determinem outros períodos entre duas inspeções consecutivas, mediante parecer prévio da entidade licenciadora.

13 – As instalações de proteção catódica devem ser controladas com a periodicidade preconizada pelo seu fabricante.

14 – Os troços da tubagem em que sejam detetadas deteriorações devem ser reparados, substituídos, colocados fora de serviço ou com pressão de serviço reduzida, segundo o critério do operador da rede.

15 – Os materiais utilizados nas reparações das tubagens devem ser compatíveis com o material destas e ter a qualidade especificada.

16 – Devem ser tomadas medidas preventivas enquanto se realizam trabalhos de reparação de forma a garantir que não se formam misturas explosivas, sendo que, quando tal não poder ser garantido, devem ser tomadas medidas de segurança apropriadas para prevenir o risco para pessoas e bens nas zonas circundantes.

17 – Trabalhos que envolvam soldar, cortar, rebarbar e outros similares podem ser autorizados num gasoduto em serviço desde que o projeto, especificação do material de tubagem e técnicas de execução estabelecidas assegurem uma execução em segurança.

18 – Qualquer imperfeição ou dano que tenham impacto na operacionalidade da tubagem num gasoduto de transporte que opere a uma tensão perimetral (*hoop stress*) igual ou acima de 40 % do limite elástico mínimo da tubagem, deve ser:

- a) Removida por corte e substituída por uma nova secção cilíndrica de tubagem;
- b) Em alternativa, reparada por um método cujos ensaios e análises assegurem que se pode restaurar definitivamente a operacionalidade da tubagem.

19 – As reparações definitivas nas tubagens devem realizar-se, de preferência, por soldadura, sendo estas posteriormente controladas por meio de ensaios não destrutivos.

20 – Cortes, soldaduras e esmerilagem de um gasoduto em serviço só podem ser efetuados quando a especificação e material do tubo e as técnicas recomendadas permitam executar estes trabalhos em segurança.

21 – Após conclusão dos trabalhos, o revestimento do tubo e a proteção catódica devem ser cuidadosamente repostos e verificados.

22 – Todas as reparações que impliquem a substituição de mais de três varas de tubagem obrigam à execução dos ensaios de resistência mecânica e de estanquidade mencionados no capítulo v deste Regulamento, podendo este ensaio ser realizado antes da instalação do troço de tubagem.

23 – Antes de se realizarem trabalhos de reparação de fugas ou que envolvam corte de tubagem devem ser tomadas medidas apropriadas que garantam manutenção e controlo da envolvente e equipamentos a intervir, de forma a impossibilitar a criação de atmosferas explosivas.

24 – Antes do início dos trabalhos, a secção do gasoduto onde decorre a intervenção deve ser isolada, despressurizada e, se necessário, inertizada.

25 – Devem ser tomadas precauções para assegurar que não existe a possibilidade de ingresso de gás em qualquer secção que tenha sido previamente inertizada.

26 – Sempre que se realizarem trabalhos de manutenção e reparação em gasodutos em serviço, incluindo trabalhos que se realizem a quente, devem ser tomadas todas as precauções para evitar a fuga de gás e outros perigos associados:

a) Se o procedimento escolhido não puder ser levado a cabo no gasoduto à sua pressão normal de operação, a pressão na secção em questão deve ser reduzida de uma forma controlada até ao nível requerido e mantida nesse estado enquanto prosseguir o trabalho;

b) Qualquer soldadura ou picagem realizada só deve ser realizada por uma equipa com qualificação para intervenções em carga;

c) Deverão ser instalados dispositivos de segurança e estabelecidos perímetros de exclusão a garantir, se necessário, pelas entidades civis de segurança.

27 – Em troços de gasodutos que necessitam de outros trabalhos de manutenção especial devem ser verificados, nomeadamente:

a) Nas passagens aéreas:

i) Condição da proteção mecânica do gasoduto;

ii) Situação da pintura e revestimento do gasoduto;

iii) Condição dos suportes do tubo;

iv) A inspeção deve ser exaustiva em particular na zona de transição aérea enterrada;

b) Nos atravessamentos de cursos de água:

i) Estabilidade do fundo e das margens;

ii) Condição da tubagem e da sua cobertura;

iii) A inspeção deve verificar efeitos de cheias sobre a estabilidade do fundo e das margens e ser efetuada de acordo com as autoridades hidráulicas;

c) Nas mangas de proteção:

i) Integridade da manga;

ii) Contacto elétrico da manga com o tubo;

d) Em zonas com risco de deslizamentos do terreno e assentamentos:

i) Inclínómetros ou outros aparelhos de monitorização instalados durante o projeto;

ii) Assentamentos devido a atividades mineiras ou a cargas adicionais sobre o terreno como aterros derivados da construção de estradas, caminhos de ferro, etc.

Artigo 65.º

Alteração da classe de localização

1 – Se houver uma alteração da densidade populacional ou dos parâmetros que integram a definição da classe de localização, o operador da RNTG deverá realizar um estudo por forma a:

- a) Determinar a classe de localização para a secção em questão considerando as condições atuais de operação;
- b) Comparar as especificações de cálculo, construção e ensaio utilizadas aquando do projeto inicial com as exigidas pela classe de localização atual;
- c) Determinar a condição da secção quanto à sua integridade, na extensão em que for possível a partir de relatórios existentes;
- d) Incorporar o histórico de operação e manutenção da secção;
- e) Determinar a pressão máxima de operação atual e a correspondente tensão perimetral, tomando em linha de conta o gradiente de pressão observado, para a secção do gasoduto em causa;
- f) Identificar a área atualmente afetada pela expansão da densidade populacional e barreiras físicas ou outros fatores que possam limitar expansões futuras da área mais densamente povoada.

2 – Se na sequência deste estudo se concluir que houve uma alteração da classe de localização, o operador da RNTG dela dará informação à entidade licenciadora e ajustará os intervalos das inspeções para a nova classe de localização.

Artigo 66.º

Descomissionamento definitivo de gasodutos

1 – O operador da RNTG deve solicitar autorização para o descomissionamento total ou parcial, em consequência de razões técnicas ou comerciais, apresentando o respetivo plano à entidade licenciadora, a qual poderá impor as condições e procedimentos apropriados.

2 – Antes de ser autorizado o descomissionamento definitivo, pode ser determinada a colocação fora de serviço nos termos do número anterior, por período a fixar pela entidade licenciadora.

3 – Devem ser tomadas medidas de segurança apropriadas, nomeadamente quando se proceder à remoção de gasodutos descomissionados definitivamente.

Artigo 67.º

Arquivo documental e relatórios

1 – Os desenhos e documentação do sistema devem ser mantidos atualizados.

2 – Os registos de manutenção e de intervenções de emergência devem ser mantidos durante toda a vida do gasoduto.

3 – Anualmente, o operador da RNTG deve enviar à entidade licenciadora um relatório síntese dos principais factos da exploração, controlo e inspeção do gasoduto e da faixa de servidão relevantes na perspetiva da segurança, incluindo medidas tomadas e eventuais propostas de ações regulamentares.

CAPÍTULO VII

Emergências e gestão de integridade

Artigo 68.º

Programa de gestão de integridade

1 – O operador da RNTG deve desenvolver um programa de gestão de integridade, para os gasodutos de transporte, de acordo com o ASME B31.8S e a norma EN 17649.

2 – O programa de gestão de integridade deve referenciar os riscos a que os diversos troços de gasoduto da RNTG estão sujeitos e conter, entre outros, os seguintes elementos:

- a) Identificação de todas as áreas que apresentem risco especial;
- b) Planos de avaliação da condição de integridade, incluindo:
 - i) Identificação de todos os riscos associados à integridade de cada secção de gasoduto incluindo uma avaliação probabilística do risco, periodização dos planos de avaliação a implementar e identificação de medidas preventivas e mitigadoras a considerar para implementação;
 - ii) Métodos selecionados para avaliar a condição de integridade;
 - iii) Planeamento e periodicidade para a realização das diversas operações de inspeção e ensaio relacionadas com a avaliação da condição de integridade;
 - iv) Procedimento que assegure a minimização de riscos de segurança e ambientais na execução do plano;
- c) Identificação de medidas a implementar na correção de condições de integridade não aceitáveis, verificadas na condução dos planos de avaliação;
- d) Procedimento para assegurar a incorporação de propostas de melhoria no programa;
- e) Identificação de medidas adicionais de proteção a implementar para assegurar a proteção de áreas de risco acrescido.

3 – Para avaliação da condição de integridade, o operador da RNTG poderá aplicar um, ou mais de um, dos métodos a seguir indicados:

- a) Ferramentas inteligentes de inspeção pelo interior da tubagem (*pigs* inteligentes), com capacidade para detetar corrosão externa e interna e outros defeitos de material ou construção;
- b) Ensaios de resistência mecânica, de acordo com o estipulado no presente Regulamento;
- c) Métodos de inspeção de avaliação direta, com capacidade para deteção de corrosão externa ou interna, estado do revestimento, etc.;
- d) Outros métodos baseados em técnicas de inspeção e ensaio que venham a demonstrar-se adequados para a obtenção dos fins em vista.

Artigo 69.º

Plano de emergência

1 – Na ocorrência de fugas ou outras situações de emergência devem ser tomadas, de imediato, todas as medidas necessárias para reparar a falha ou restaurar as condições de segurança quer do gasoduto quer da área circundante.

2 – O operador da rede deve possuir um plano de emergência, contendo as bases procedimentais e instruções apropriadas para o pessoal de operação e manutenção, devendo o plano deve conter, no mínimo, a seguinte informação:

- a) Procedimento a seguir para a receção, identificação e classificação dos incidentes;
- b) Listagem de entidades e indivíduos, externas e internas, bem como de serviços da administração pública, que devem ser notificados no caso da ocorrência de um incidente;
- c) Procedimento para o estabelecimento e manutenção de comunicação com a entidade licenciadora, as autoridades concelhias, as autoridades policiais e a ANEPC;
- d) Definição de responsabilidades de atuação no caso da ocorrência de um incidente;
- e) Procedimentos para limitação dos efeitos de fugas, identificando as situações de perigo e incluindo as operações que venham a ser necessárias para minimizar os riscos para pessoas e bens;
- f) Procedimento para alertar as equipas de prevenção ou os empreiteiros com contratos de emergência e a mobilização dos equipamentos e materiais necessários;
- g) Procedimentos para restabelecimento, em segurança das condições de operação.

3 – O plano de emergência deve ser verificado regularmente e revisto sempre que necessário.

4 – O plano de emergência deverá ser apresentado à entidade licenciadora e outras entidades competentes.

5 – Os incidentes devem ser notificados de imediato para a entidade licenciadora, para as autoridades concelhias e autoridades policiais da zona afetada, listadas no plano de emergência e para a ANEPC, sempre que ponha em risco a segurança de pessoas ou bens e ou a integridade do sistema de transporte de gás.

6 – No prazo de 48 horas, o operador da rede deve enviar à entidade licenciadora um relatório preliminar em caso de incidente.

7 – As causas do incidente devem ser investigadas e todas as medidas preventivas que necessitem ser implementadas para prevenir a recorrência devem ser identificadas e implementadas de imediato.

8 – As causas identificadas, as conclusões obtidas e o método de reparação devem ser objeto de relatório de incidente, a submeter à entidade licenciadora, de acordo com a legislação aplicável.

CAPÍTULO VIII

Gasodutos 100 % hidrogénio

Artigo 70.º

Especificidades

1 – O presente regulamento aplica-se, com as necessárias adaptações, aos gasodutos de transporte de gás com uma percentagem de 100 % hidrogénio de ligação à RNTG, bem como, por analogia, aos gasodutos 100 % hidrogénio entre a instalação de produção e o consumidor final, estabelecendo-se no presente artigo as características mínimas aplicáveis às condições técnicas e de segurança a que devem obedecer o projeto, a construção, colocação em serviço, a exploração, manutenção e a colocação fora de serviço destas infraestruturas, visando assegurar o adequado fluxo de gás, a interoperabilidade com a rede e a segurança de pessoas e bens.

2 – Os gasodutos referidos no número anterior, devem ter diâmetro igual ou superior a 100 mm e pressões de operação superiores a 20 bar.

3 – É adotado como regulamento para o projeto, construção, colocação em serviço, exploração, manutenção e a colocação fora de serviço das infraestruturas de transporte de gás 100 % hidrogénio, o código "ASME B31.12 *Hydrogen Piping and Pipelines*", complementado, no caso de gasodutos ligados à RNTG, com as especificações e os "standards" da concessionária da RNTG.

4 – Às situações não previstas na norma referida no número anterior relacionadas com o projeto, construção, exploração, manutenção e colocação fora de serviço aplicam-se supletivamente as disposições do presente regulamento.

5 – Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, deverão ser igualmente consideradas as recomendações constantes da DVGW G 463 (A) – *High Pressure Gas Steel Pipelines for Design Pressure of more than 16 bar; Design and Construction* e do IGC Doc 121/14 – *Hydrogen Pipeline Systems*, publicado pela EIGA, *European Industrial Gases Association*, sempre que resultem numa solução viável e técnico-economicamente mais eficiente.

6 – Os estudos que irão suportar e viabilizar o desenvolvimento do projeto para efeitos de aprovação do mesmo e sem prejuízo do disposto na legislação aplicável específica, devem ser elaborados de acordo com o definido no artigo 30.º do presente regulamento.

7 – A avaliação das condições dos gasodutos referidos no n.º 1, deverá seguir as recomendações constantes da DVGW G 464 (M) – *Technical Information – Guideline – Fracture Mechanical Assessment Concept for Steel Pipelines with a Design Pressure of more than 16 bar for the Transport of Hydrogen*.

8 – A reconversão de gasodutos projetados e construídos para o transporte de gás natural para a operação com hidrogénio deve ser suportada em estudos de engenharia elaborados de acordo com as recomendações expressas no guia DVGW G 409 (M) – *Technical Information – Guideline – Conversion of High Pressure Gas Steel Pipelines for a Design Pressure of more than 16 bar for Transportation of Hydrogen*, complementada com os requisitos aplicáveis do Código ASME B31.12 *Hydrogen Piping and Pipelines*.

9 – O projeto de construção e a exploração das infraestruturas para transporte de hidrogénio para ligação à RNTG ficam sujeitos à aprovação nos termos da legislação aplicável, carecendo do parecer do operador da RNTG quando o projeto envolva ligação à referida rede.

10 – Compete ao responsável pela unidade de produção ou compressão de hidrogénio garantir que a infraestrutura é operada dentro dos limites que garantam as condições técnicas necessárias ao cumprimento das nomeações para a mistura e injeção nas infraestruturas da RNTG.

11 – Os equipamentos de segurança considerados nas infraestruturas de produção, compressão e transporte de hidrogénio devem estar de acordo com o disposto nos códigos, normas e legislação aplicáveis.

CAPÍTULO IX

Critérios de planeamento e gestão de capacidades de injeção de hidrogénio na RNTG

Artigo 71.º

Limite de concentração de hidrogénio na RNTG

1 – O limite de concentração máximo de hidrogénio na RNTG é definido por despacho do responsável da pasta da Energia, tendo em conta o seguinte:

- a) A política energética do concedente;
- b) As condições, regimes ou critérios de operação definidas pelo concedente;
- c) A necessidade de se assegurar a correta operação das interligações com Espanha;

- d) Os limites técnicos de concentração de H₂ na RNTG e instalações conexas, incluindo de consumo;
- e) As condições, regimes ou critérios de operação propostos pelo operador da RNTG, sujeitos a aprovação da DGEG, que resultem da necessidade de salvaguarda da segurança do SNG.

2 – Os limites de concentração nas interligações devem respeitar a regulamentação europeia.

3 – Caso a legislação europeia determine limites de concentração nas interligações inferiores aos estabelecidos pelo concedente, a operação das interligações com concentrações superiores estará condicionada ao estabelecimento de acordos entre Estados-Membros.

4 – Em caso de condicionamento da operação da RNTG em consequência dos limites de concentração de hidrogénio nas interligações, o ORT deve avaliar e propor soluções de mitigação em sede de PDIRG.

Artigo 72.º

Alocação de capacidade de injeção de hidrogénio

1 – A capacidade de injeção de hidrogénio em cada ponto da RNTG, face às suas propriedades químicas que o distinguem do gás natural, encontra-se fisicamente limitada pelos parâmetros definidos na EN 17928-3 *Gas infrastructure – Injection Stations – Part 3: Specific requirements regarding the injection of hydrogen*, e pelo efeito cumulativo da concentração de hidrogénio no gás resultante da injeção distribuída para adequação ao consumo.

2 – As capacidades de injeção de hidrogénio na RNTG devem ser publicadas anualmente pelo ORT no seu sítio da internet.

3 – A atribuição da capacidade de injeção de hidrogénio na RNTG pelo ORT, deve ser suportada na determinação da capacidade efetuada pelo mesmo, de acordo com a metodologia de cálculo definida no artigo seguinte.

4 – Na fase de operação, será responsabilidade do operador da RNTG avaliar a injeção máxima de hidrogénio em cada instante e para cada ponto da rede, procedendo a eventuais reduções ou interrupções de injeção na rede, caso venha a ser necessário para garantir a qualidade e a operação SNG e, no aplicável, os limites regulamentares de mistura de hidrogénio e gás natural.

5 – Os volumes de injeção máximos admissíveis na RNTG dependem da procura na rede e dos fluxos de gás nos pontos de entrada e saída da rede de transporte e, no futuro, dependerão das tecnologias que vierem a ser instaladas para gerir as concentrações de hidrogénio na rede.

Artigo 73.º

Metodologia de cálculo da capacidade de injeção de hidrogénio na RNTG

1 – A metodologia de alocação de capacidade de injeção de hidrogénio na RNTG considera cinco zonas distintas da rede, estando a capacidade total disponível em cada horizonte temporal dependente da evolução estimada do consumo de gás para esse período.

2 – A percentagem de alocação por zona é determinada em função das projeções de consumo, tendo por base os consumos verificados nos últimos anos.

3 – As zonas acima referidas são definidas da seguinte forma:

- a) Zona α_1 : JCT 12800 Sines a JCT 02500 Bidoeira;
- b) Zona α_2 : JCT 02500 Bidoeira a JCT 05002 São Cosme do Vale;
- c) Zona α_3 : JCT 02500 Bidoeira a CTS 07000 Campo Maior;
- d) Zona α_4 : JCT 07300 Monforte a JCT 11000 Cantanhede, passando pela JCT 13500 Guarda;
- e) Zona α_5 : JCT 05002 São Cosme do Vale a CTS 06000 Valença do Minho.

4 – A capacidade de injeção de hidrogénio varia ao longo de cada zona de rede, e resulta das saídas de gás que se verificarem nessa zona, sendo que, na sua extensão, são determinados valores de capacidade de injeção máxima e mínima, coincidentes com a distribuição inversa das saídas da zona.

5 – A determinação da capacidade de injeção de hidrogénio em cada zona, C_{α_x} , é determinada em função das saídas dessa zona e de forma a garantir que a injeção admissível em cada zona não viola os limites máximos de concentração de hidrogénio, devendo para o efeito ser calculada da seguinte forma:

$$C_{\alpha_x,i} = f_{\alpha_x} F E_{\alpha_x,i} \frac{PCS_{H_2}}{PCS_{GN}}$$

em que:

$C_{\alpha_x,i}$: Capacidade máxima anual global para injeção de hidrogénio na localização i, dentro da zona α_x anual global para injeção de hidrogénio na localização i, dentro da zona α_x , com unidades de GWh/ano;

f_{α_x} : Fração de alocação de capacidade à zona α_x , correspondente ao peso relativo que o consumo da zona α_x tem no consumo total do país;

F : Fração volúmica de hidrogénio máxima definida para a RNTG;

$E_{\alpha_x,i}$: Energia veiculada anualmente pelo gás natural no ponto i, dentro da zona α_x , com unidades de GWh/ano;

PCS_{H_2} : Poder calorífico do hidrogénio, com unidades de energia por volume normalizado;

PCS_{GN} : Poder calorífico do gás natural, com unidades de energia por volume normalizado.

6 – A capacidade de injeção de hidrogénio em cada ponto da rede, dentro de uma zona α_x ($C_{\alpha_x,i}$), resulta da multiplicação da Fração volúmica de Hidrogénio máxima definida para a RNTG (F), pelo fluxo de Energia veiculada anualmente nesse ponto ($E_{\alpha_x,i}$), e pela razão de poderes caloríficos (PCS_{H_2} / PCS_{GN}), ponderada pelo peso relativo que o consumo da zona α_x tem no consumo total do país (f_{α_x}).

7 – Atribuída uma fração da capacidade, $f_{\alpha_x,i}$, disponível num ponto de injeção dentro da zona α_x , a capacidade remanescente para injeção de hidrogénio na localização j da zona α_x é determinada de acordo com:

$$C_{\alpha_x,j,1} = (1 - f_i) C_{\alpha_x,j,0}$$

em que:

$C_{\alpha_x,j,1}$: Capacidade anual remanescente para injeção de hidrogénio na localização j, dentro da zona α_x , após a atribuição de capacidade de longo prazo ao longo da zona α_x , de fração do seu valor inicial equivalente a f_i no ponto de injeção;

$C_{\alpha_x,j,0}$: Capacidade máxima anual global para injeção de hidrogénio na localização j, dentro da zona α_x , considerando apenas um ponto de injeção na zona α_x , com localização j;

8 – Em cada ponto de injeção, e para as capacidades de longo prazo, é definida uma capacidade horária técnica máxima (CHTM) associada à instalação produtora no ponto de injeção, atribuída pelo ORT, que permitirá aos produtores obter uma referência para dimensionamento das suas instalações produtoras e que se define:

$$CHTM_{\alpha_x,i} = \frac{C_{\alpha_x,i} \times 1000}{F_{Ta_x} \times 8760}$$

em que:

$CHTM_{\alpha_x,i}$: Capacidade horária técnica máxima para injeção de hidrogénio na localização i, dentro da zona α_x , com unidades de MW;

F_{Ta_x} : Consumo médio dividido pelo consumo máximo da zona α_x ;

$C_{a_{x_i}}$: Capacidade máxima anual global para injeção de hidrogénio na localização i , dentro da zona a_x , com unidades de GWh/ano.

9 – A capacidade de injeção está, em qualquer caso, sujeita a restrições operacionais definidas pelo ORT, devido às condições de operação da rede e à garantia dos parâmetros de qualidade do gás a entregar aos clientes finais.

Artigo 74.º

Critérios de gestão dos pontos de injeção de hidrogénio na rede

1 – A ligação deve cumprir os requisitos técnicos específicos do ORT no ponto de injeção na rede, por forma a garantir a segurança e qualidade operacional na gestão da infraestrutura.

2 – O controlo da injeção de hidrogénio na RNTG será realizado dentro dos parâmetros, designadamente relacionados com a monitorização e a controlabilidade da injeção, estabelecidos na regulamentação em vigor.

3 – A articulação operacional entre o produtor, o ORT e o Gestor Técnico Global do SNG segue o disposto na regulamentação e sub-regulamentação aplicáveis.

Artigo 75.º

Critérios de gestão dos limites de concentração nas redes de transporte e distribuição interligadas

1 – A coordenação da capacidade de injeção de hidrogénio nas redes interligadas dos ORT e ORD, deve assegurar que em caso algum a concentração de hidrogénio em volume nos pontos de consumo da RNDG ultrapasse o seu valor máximo admissível de 20 % e que o gás proveniente da RNTG poderá incorporar até 10 % de hidrogénio do volume de gás em qualquer ponto de entrega.

2 – A coordenação destas capacidades é assegurada pelo GTG, nos termos do procedimento n.º 2 do MPGTG.

3 – Sem prejuízo do disposto no n.º 1, quando tecnicamente possível, em cada momento e sob coordenação do GTG, poderão ser ajustáveis as injeções em cada ponto do percurso do gás na RNTG e RNDG que permitam maximizar a capacidade instantânea de receção de hidrogénio no SNG num determinado percurso, desde que não interfira em qualquer circunstância com o limite estabelecido para a RNTG e uma vez garantida a não violação dos limites estabelecidos para a concentração máxima de hidrogénio nos clientes de cada rede.

Artigo 76.º

Critérios operacionais específicos a considerar nas capacidades

1 – O contexto do mercado do SNG pode induzir a existência de variações nos critérios operacionais, nomeadamente para integrar alterações de trânsito e abastecimento de gás resultantes das opções comerciais de abastecimento da RNTG.

2 – A metodologia de atribuição de capacidade de injeção de hidrogénio deverá assim refletir os consumos de cada zona relevante da RNTG, para minimizar o efeito na injeção de hidrogénio da alteração de circulação de gás.

3 – Os limites de mistura estabelecidos para os pontos de consumo poderão ser ajustados às limitações de algumas instalações de consumo final que venham a ser consideradas por despacho do membro do Governo responsável da energia.

ANEXO I

Normas aplicáveis (lista não exaustiva)

API 5L – Specification for line pipe.

API 6D – Specification for pipeline valves.

- API RP 5LW – Recommended Practice for Transportation of Line Pipe on Barges and Marine Vessels.
- API RP 5L1 – Recommended Practice for Railroad Transportation of Line Pipe.
- API RP 1102 – Steel pipelines crossing railroads and highways.
- API STD 1104 – Standard for welding of pipelines and related facilities.
- ASME B31.8 – Gas transmission and distribution piping systems.
- ASME B31.8S – Managing system integrity of gas pipelines.
- ASME B31.12 – Hydrogen Piping and Pipelines.
- ASME B16.5 – Pipe flanges and flanged fitting.
- ASME B16.9 – Factory made wrought steel butt welding fittings.
- DVGW G 409 (M) – Technical Information – Guideline – Conversion of High Pressure Gas Steel Pipelines for a Design Pressure of more than 16 bar for Transportation of Hydrogen.
- DVGW G 463 (A) – Technical Rule – Standard – High Pressure Gas Steel Pipelines for Design Pressure of more than 16 bar; Design and Construction.
- DVGW G 464 (M) – Technical Information – Guideline – Fracture-Mechanical Assessment Concept for Steel Pipelines with a Design Pressure of more than 16 bar for the Transport of Hydrogen.
- EIGA – IGC Doc 121/14 – Hydrogen Pipeline Systems.
- EN 287 – Qualification test of welders – Fusion welding.
- EN 1594 – Gas supply systems – Pipelines for maximum operating pressure over 16 bar. Functional requirements.
- EN 10288 – Steel tubes and fittings for on and offshore pipelines – External two layers extruded polyethylene based coatings.
- EN 10289 – Steel tubes and fittings for on and offshore pipelines – External liquid applied epoxy and epoxy-modified coatings.
- EN 10290 – Steel tubes and fittings for on and offshore pipelines – External liquid applied polyurethane and polyurethane-modified coatings.
- EN 12007-1 – Gas infrastructure – Pipelines for maximum operating pressure up to and including 16 bar – Part 1: General functional requirements.
- EN 12068 – Cathodic protection – External organic coatings for the corrosion protection of buried or immersed steel pipelines used in conjunction with cathodic protection – Tapes and shrinkable materials.
- EN 12327 – Gas infrastructure- Pressure testing, commissioning and decommissioning procedures – Functional requirements.
- EN 12560-1 – Flanges and their joints – Gaskets for Class-designated flanges – Part 1: Non-metallic flat gaskets with or without inserts.
- EN 12560-2 – Flanges and their joints – Gaskets for class-designated flanges – Part 2: Spiral wound gaskets for use with steel flanges.
- EN 12560-3 – Flanges and their joints – Gaskets for class designated flanges – Part 3: Non-metallic PTFE envelope gaskets.
- EN 12560-4 – Flanges and their joints – Gaskets for class-designated flanges – Part 4: Corrugated flat or grooved metallic and filled metallic gaskets for use with steel flanges.

EN 17649 – Gas infrastructure – Safety Management System (SMS) and Pipeline Integrity Management System (PIMS) – Functional requirements.

EN 17928-1 Gas infrastructure – Injection Stations – Part 1: General requirements.

EN 17928-2 Gas infrastructure – Injection Stations – Part 2: Specific requirements regarding the injection of biomethane.

EN 17928-3 Gas infrastructure – Injection Stations – Part 3: Specific requirements regarding the injection of hydrogen fuel gas.

EN ISO 6251 – Liquefied petroleum gases – Corrosiveness to copper – Copper strip tests.

EN ISO 13443 – Natural gas – Standard reference conditions (ISO 13443:1996 including corrigendum 1: 1997).

EN ISO 13686 – Natural gas – Quality designation.

ISO 14687 – Hydrogen fuel quality – Product specification.

NP EN 334 – Gas pressure regulators for inlet pressure up to 10 MPa (100 bar).

NP EN 837 (todas as partes) – Manómetros.

NP EN 1776 – Gas infrastructure – Gas measuring systems – Functional requirements.

NP EN ISO 3183 – Petroleum and natural gas industries – Steel pipe for pipeline transportation systems.

NP EN ISO 6892-1 – Materiais metálicos – Ensaio de tração – Parte 1: Método de ensaio à temperatura ambiente.

NP EN 10204 – Produtos metálicos – Tipos de documentos de inspeção.

NP EN 10216-1 – Tubos de aço sem costura para aplicações sob pressão – Condições técnicas de fornecimento – Parte 1: Tubos de aço não ligado com características especificadas à temperatura ambiente.

NP EN 10216-2 + A1 – Seamless steel tubes for pressure purposes – Technical delivery conditions – Part 2: Non-alloy and alloy steel tubes with specified elevated temperature properties.

NP EN 10216-3 – Tubos de aço sem costura para utilizações sob pressão – Condições técnicas de fornecimento – Parte 3: Tubos de aço ligado de grão fino.

NP EN 10216-4 – Tubos de aço sem costura para utilizações sob pressão – Condições técnicas de fornecimento – Parte 4: Tubos de aço ligado e não ligado com características especificadas a baixa temperatura.

NP EN 10217-1 – Tubos soldados de aço para aplicações sob pressão – Condições técnicas de fornecimento – Parte 1: Tubos de aço não ligado obtidos por soldadura elétrica e por arco submerso, com características especificadas à temperatura ambiente.

NP EN 10217-2 – Tubos soldados de aço para aplicações sob pressão – Condições técnicas de fornecimento – Parte 2: Tubos de aço não ligado e ligado, obtidos por soldadura elétrica, com características especificadas a temperatura elevada.

NP EN 10217-3 – Tubos soldados de aço para aplicações sob pressão – Condições técnicas de fornecimento – Parte 3: Tubos de aço ligado de grão fino obtidos por soldadura elétrica e por arco submerso, com características especificadas à temperatura ambiente, temperatura elevada e baixa temperatura.

NP EN 10217-4 – Tubos soldados de aço para aplicações sob pressão – Condições técnicas de fornecimento – Parte 4: Tubos de aço não ligado obtidos por soldadura elétrica com características especificadas a baixa temperatura.

NP EN 10217-5 – Tubos soldados de aço para aplicações sob pressão – Condições técnicas de fornecimento – Parte 5: Tubos de aço ligado e não ligado, soldados por arco submerso, com características especificadas a temperatura elevada.

NP EN 10217-6 – Tubos soldados de aço para aplicações sob pressão – Condições técnicas de fornecimento – Parte 6: Tubos de aço não ligado, soldados por arco submerso, com características especificadas a baixa temperatura.

NP EN 12007-3 – Infraestruturas para gás – Conduitas para pressões de operação máximas até 16 bar, inclusive – Parte 3: Requisitos específicos para o aço.

NP EN 12186 – Gas infrastructure – Gas pressure regulating stations for transmission and distribution – Functional requirements.

NP EN 12583 – Infraestrutura de gás – Estações de compressão – Requisitos funcionais.

NP EN 12732 – Gas infrastructure – Welding steel pipework – Functional requirements.

NP EN 16723-1 – Gás natural e biometano para utilização no transporte e biometano para injeção nas redes de gás natural – Parte 1: Especificações de biometano para injeção nas redes de gás natural.

NP EN ISO 9000 – Sistemas de gestão da qualidade – Funcionamentos e vocabulário.

NP EN ISO 15614-3 – Especificação e qualificação de procedimentos de soldadura para materiais metálicos – Prova de procedimento de soldadura – Parte 3: Soldadura por fusão de ferros fundidos não ligados e fracamente ligados.

NP EN ISO/IEC 17020 – Avaliação da conformidade – Requisitos para o funcionamento de diferentes tipos de organismos de inspeção.

NP ISO/IEC 17065 – Avaliação da conformidade – Requisitos para organismos de certificação de produtos, processos e serviços.

318736487