

CONSULTA PÚBLICA

143

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Partilha de encargos de ligações de produtores à rede pública
e modelos logísticos associados aos gases renováveis

SETOR GÁS

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	ENQUADRAMENTO	4
3	MODELOS DE ACESSO ÀS REDES POR INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO DE GÁS.....	7
3.1	Contexto Europeu	7
3.2	Experiências Internacionais	9
4	MECANISMO DE PARTILHA DE ENCARGOS DE LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES PRODUTORAS DE GASES RENOVÁVEIS	15
4.1	Dever de informação sobre a viabilidade de ligação à rede	15
4.2	Avaliação da solução de ligação tecnicamente viável mais económica para o SNG	17
4.3	Encargos de ligação à rede e metodologia de partilha de custos.....	18
4.3.1	Metodologia de partilha dos encargos de ligação	18
4.3.2	Soluções de ligação com compressor dedicado no final do ramal de ligação	22
4.3.3	Partilha de custos quando a solução de ligação adotada difere da opção inicialmente proposta pelo operador da rede	22
4.3.4	Revisão dos parâmetros de partilha de custos	24
4.4	Diretiva sobre as condições comerciais de ligação do gás natural	24
4.5	Reporte de informação à ERSE sobre os encargos de ligação	28
5	RECUPERAÇÃO DE CUSTOS ASSOCIADOS À INJEÇÃO DE GASES RENOVÁVEIS.....	29
5.1	Custos associados à ligação e à injeção de gases renováveis	29
5.1.1	Elementos de ligação.....	29
5.1.2	Reforços de rede	31
5.2	Tarifas e preços propostos	32
5.3	Estrutura e preços das tarifas de injeção.....	35
5.3.1	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	35
5.3.2	Tarifa de uso de rede de distribuição aplicável a produtores de gases renováveis	35
5.3.3	Proposta de Preço da tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicável a produtores de gases renováveis e de baixo teor de carbono.....	38
5.4	Preço Regulado de utilização das estações de injeção	41
5.5	Preço Regulado de utilização das estações de Receção de BioGNC e BioGNL	44
5.6	Preço regulado para utilização de compressor dedicado no ramal de ligação.....	45
5.7	Tarifa de acesso às redes aplicável ao consumo.....	46
5.8	Transporte de BioGNL e de BioGNC através de cisternas.....	46
6	ACESSO ÀS REDES, ÀS INFRAESTRUTURAS E ÀS INTERLIGAÇÕES DO SETOR DO GÁS	51
6.1	Acesso às redes para instalações de produção	51
6.2	Procedimento de Acesso	52

6.3	Acordo de Acesso	53
6.4	Investimentos em reforços de rede dos operadores.....	54
6.5	Fatores de Perdas e Autoconsumos	56
7	IMPLEMENTAÇÃO DOS VÁRIOS MODELOS LOGÍSTICOS ASSOCIADOS AOS GASES RENOVÁVEIS ...	58
7.1	Estação de recepção de biometano comprimido	58
7.2	Estação de recepção de biometano liquefeito	61
7.3	Modelo logístico do BioGNL em cenário de grande utilização	62
7.4	Função de responsável pelos desequilíbrios na RNTG.....	64
7.5	Mecanismo de incentivo à compensação na UAG Virtual	65
8	APLICAÇÃO NO TEMPO DAS REGRAS DE PARTILHA DE CUSTOS PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO.....	67

1 INTRODUÇÃO

A alteração do [Decreto-Lei n.º 62/2020](#), de 28 de agosto, aprovada pelo [Decreto-Lei n.º 94/2026](#), de 30 de abril, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), criou um mecanismo de comparticipação dos encargos com a ligação de instalações de produção de gases de origem renovável à rede pública de gás (RPG), atribuindo à ERSE a responsabilidade de aprovar os respetivos critérios e metodologia. Para o efeito, a ERSE deve realizar a consulta e aprovação das respetivas regras, no prazo de 180 dias da data de entrada em vigor do respetivo diploma, respeitando os princípios fixados na lei.

Neste enquadramento, a ERSE propõe a reformulação da regulamentação do setor do gás, nomeadamente do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás ([RRC](#)), do Regulamento Tarifário do setor do gás ([RT](#)) e do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do gás ([RARI](#)), de forma a incorporar o desígnio nacional de criar condições regulatórias e económicas mais favoráveis à ligação de produtores de gases renováveis e de baixo teor de carbono ao SNG, não descurando uma utilização racional dos recursos energéticos endógenos, nem a proteção dos interesses dos consumidores. O princípio que a ERSE defende e que está subjacente à proposta de adaptação da regulamentação, é o de que a transição deve ser feita com a maior neutralidade tarifária possível. Ou seja, os custos de adaptação da rede, os quais devem sinalizar a necessidade de utilização eficiente das redes, devem ser geridos de forma a não penalizar excessivamente o consumidor final de gás, tendo em consideração, ao mesmo tempo, a viabilidade económica dos projetos de produção de gás renovável e de baixo teor de carbono.

Além dos regulamentos referidos, a ERSE coloca também em consulta propostas de alteração a um conjunto de subregulamentação que está diretamente relacionada com os temas em discussão e que visam facilitar a implementação dos vários modelos logísticos associados aos gases renováveis e de baixo teor de carbono. Assim, são propostas alterações à Diretiva de Tarifas e Preços para o ano gás de 2026-2027 ([Diretiva n.º 3/2026](#), de 26 de junho), às condições gerais de uso das redes de transporte e distribuição ([Diretiva n.º 24/2022](#) e [Diretiva n.º 26/2022](#), ambas de 23 de dezembro), às regras que fixam as condições comerciais de ligação à rede ([Diretiva n.º 2/2011](#), de 26 de julho), ao Manual de gestão logística de abastecimento de gás ([MGLA](#)) e ao Manual de procedimentos da gestão técnica global do sistema nacional de gás ([MPGTG](#)).

Por questões relacionadas com a dimensão de cada peça regulamentar e com a extensão das alterações, as versões das propostas submetidas a consulta, adotam a forma de apresentação que mais facilita a sua

leitura. No caso do RRC e do RT, onde a dimensão das alterações é reduzida, optou-se por um formato em que se identificam apenas os artigos sujeitos a alteração e os aditamentos. No caso do RARII, do MGLA, do MPGTG e das condições gerais de uso das redes de transporte e distribuição, dada a extensão das alterações, optou-se por colocar a consulta as versões integrais dos documentos com o registo das alterações. No caso das regras que estabelecem as condições comerciais de ligação à rede, optou-se pela publicação integral da proposta regulamentar, que uma vez aprovada, revogará a Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho.

A ERSE dá nota ainda que as injeções de gás nas redes poderão justificar alterações adicionais, não previstas nesta consulta pública. Essas alterações impactam o RT, no que respeita, por exemplo, à tarifa de injeção, proveitos permitidos e normas de reporte, as quais deverão ser discutidas no quadro da revisão global do RT, que antecede o novo período de regulação do setor do gás, a iniciar em 2028.

A ERSE submete os mencionados regulamentos e demais subregulamentação a consulta pública, acompanhados do respetivo documento justificativo, nos termos dos números 1 a 4 do artigo 10.º dos respetivos Estatutos ¹, dando publicidade das propostas no sítio da ERSE na internet ².

Os contributos devem ser enviados preferencialmente por e-mail para o endereço eletrónico: consultapublica@erse.pt, identificando a consulta a que responde ao introduzir o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex.: Assunto: CP 143 ou Consulta Pública 143 - Partilha de encargos de ligações de produtores e modelos logísticos associados aos gases renováveis).

Os contributos serão publicados, exceto se, expressamente, for pedida confidencialidade. Em caso de confidencialidade deve ser disponibilizada uma versão pública. Em qualquer caso, os interessados devem:

- a) Confirmar se são enviados elementos cuja divulgação seja restrita;
- b) Para proteção dos dados pessoais dos remetentes, enviar os contributos num documento autónomo que não contenha os mencionados dados pessoais.

A consulta decorre entre o dia 20 de julho e o dia 21 de setembro de 2026, sendo este o período durante o qual podem ser enviados comentários. O presente documento justificativo pretende promover a reflexão dos agentes em torno de aspetos que se consideram determinantes para a elaboração das regras de

¹ Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na sua redação vigente.

² <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/em-curso/>.

ligações às redes de instalações produtoras de gases renováveis e de gases de baixo teor de carbono e modelos logísticos associados e, deste modo, coadjuvar a ERSE na sua elaboração e aprovação. Terminada a consulta, a ERSE elaborará um relatório da consulta pública onde sistematizará os contributos recebidos.

2 ENQUADRAMENTO

No quadro da transição energética nacional e europeia, as medidas políticas preconizadas em vários países apontam no sentido da relevância dos gases de origem renovável e/ou de baixo teor de carbono para a descarbonização do setor do gás. Em particular, a produção e o consumo destes gases assumem um papel relevante no segmento do consumo industrial cujo consumo de gás é considerado difícil de substituir.

Em março de 2024 foi aprovado o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 (PAB) ³, o qual estabelece uma estratégia integrada e sustentada, para o desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal. Uma das metas do PAB é a incorporação de biometano no SNG, sendo reconhecido como um passo fundamental para a descarbonização do setor.

O potencial de implementação do biometano a partir da digestão anaeróbia das matérias-primas residuais dos cinco setores estratégicos identificados no PAB ⁴ deverá atingir cerca de 2,7 TWh em 2030, correspondendo à substituição de até 9,1% do consumo de gás natural previsto nesse ano. A estimativa para 2040 é que a digestão anaeróbia produzirá 3,1 TWh, e que, com o uso de novas tecnologias como a gaseificação e o *power-to-methane*, a produção possa escalar para 5,6 TWh, atingindo, assim, uma substituição do gás natural de até 18,6% (mantendo o consumo previsto em 2040 idêntico ao de 2030).

Considerando a lista de projetos de biometano conhecidos a esta data ⁵, os quais, no seu conjunto, apresentam uma dimensão média de produção de 72 GWh por instalação, a ERSE estima que será necessário a entrada em funcionamento de 37 instalações de produção até 2030 e 79 instalações de produção até 2040 para atingir os objetivos do PAB.

A estratégia do PAB prevê duas fases, com horizontes temporais distintos: uma primeira fase que tem por objetivo a criação de um mercado do biometano em Portugal, e uma segunda fase que tem como objetivo o reforço e consolidação deste mercado. Esta consulta pública, insere-se na primeira fase, em particular na prioridade 2, relativa à criação de um quadro regulatório adequado à injeção de gases renováveis na RPG.

³ [Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024](#), de 15 de março.

⁴ Os cinco setores baseados na biomassa considerados estratégicos para a criação do mercado do biometano em Portugal são: i) resíduos urbanos; ii) águas residuais; iii) pecuária; iv) agroindústria; v) agricultura e floresta. Mais informação em <https://biometano.lneg.pt/plano-de-acao/>.

⁵ Informação recolhida das propostas de PDIRD-G de 2026, para 2027-2031 (atualmente em [consulta pública](#)), bem como através de informação prestada pelos operadores da rede de distribuição e transporte integrando todos os projetos de biometano conhecidos, independentemente da fase de execução do projeto.

No que respeita aos objetivos de descarbonização e diversificação de fontes energéticas, é fundamental também considerar a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), aprovada pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto ⁶. Esta resolução apresenta como metas, a realizar até 2030, as seguintes: a) 10% a 15% de injeção de hidrogénio verde ⁷ nas redes de gás; b) 2% a 5% de hidrogénio verde no consumo de energia do setor da indústria; c) 1% a 5% de hidrogénio verde no consumo de energia do transporte rodoviário; d) 3% a 5% de hidrogénio verde no consumo de energia do transporte marítimo doméstico; e) 1,5% a 2% de hidrogénio verde no consumo final de energia; f) 2 GW a 2,5 GW de capacidade instalada em eletrolisadores; g) criação de 50 a 100 postos de abastecimento de hidrogénio.

Mais recentemente, o Decreto-Lei n.º 94/2026, de 30 de abril, que altera o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, fixou um mecanismo de comparticipação de encargos com a ligação desde o estabelecimento de produção até à interligação com a RPG, promovendo a utilização de gases de origem renovável e de desenvolvimento da Rede Nacional de Gás, cuja metodologia deverá ser aprovada pela ERSE.

De modo a completar o quadro aplicável aos gases renováveis e, depois de em 2021, a incorporação de gases renováveis e de baixo teor de carbono ter sido objeto da revisão do Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) e do MPGTG, bem como do RARII, na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, importa agora enquadrar os vários modelos logísticos associados a estes gases.

Estão já previstos, e em aplicação, o modelo de injeção direta de um produtor na RPG e o modelo de receção de biometano liquefeito, em unidades autónomas de gás natural liquefeito (UAG) de rede não interligada. No entanto, face à evolução regulamentar e técnica recente, importa considerar dois modelos adicionais, ancorados nas estações de receção de biometano comprimido para injeção na rede pública e nas estações de receção de biometano liquefeito para injeção na rede pública interligada.

Assim, a presente consulta pública coloca em discussão o conjunto de elementos necessários à aplicação do mecanismo de partilha de custos, assim como de preços regulados e de tarifas, incluindo formas de recuperação dos custos, bem como a implementação dos vários modelos logísticos associados aos gases renováveis e de baixo teor de carbono. Adicionalmente, coloca-se em discussão alterações aos

⁶ Disponível em <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/63-2020-140346286>.

⁷ Para efeitos da estratégia, considera-se hidrogénio verde aquele que é produzido exclusivamente a partir de processos que utilizem energia de fontes de origem renovável.

procedimentos de operação, balanço e gestão das redes que têm o objetivo de facilitar a incorporação de instalações de produção destes gases e a sua veiculação no SNG.

3 MODELOS DE ACESSO ÀS REDES POR INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO DE GÁS

3.1 CONTEXTO EUROPEU

O plano REPowerEU⁸ identifica o gás renovável, incluindo o biometano, como fundamental para diversificar o abastecimento de gás da União Europeia (UE), sendo de destacar o objetivo de duplicar a meta original de produção na UE para 2030, colocando o biometano no topo das prioridades em matéria de energias renováveis. A nova meta estabelecida de 35 bcm/ano⁹ de biometano representa cerca de 20% do gás natural importado pela UE da Rússia em 2021. Para atingir esta meta, estima-se a necessidade de adicionar 5 000 instalações de biometano na UE, com um investimento total de 83 mil milhões de euros¹⁰.

No contexto do Direito da União Europeia, importa ter em consideração, nomeadamente, o previsto na Diretiva (UE) 2024/1788, de 13 de junho, relativa a regras comuns para os mercados internos do gás natural e do hidrogénio, integrante do pacote legislativo «Objetivo 55», que visa uma redução de 55% das emissões de carbono até 2030 e, por fim, a neutralidade climática até 2050.

Com relevo para esta proposta de alteração regulamentar, prevê o considerando 112 desta diretiva que «os Estados-Membros deverão tomar medidas concretas que contribuam para uma utilização acrescida do biometano sustentável, ou outros tipos de gás que possam ser injetados e transportados no sistema de gás natural, do ponto de vista técnico e de segurança, cujos produtores deverão beneficiar de um acesso não discriminatório a essa rede, desde que esse acesso seja permanentemente compatível com a regulamentação técnica e as normas de segurança relevantes, e salvo disposição em contrário da presente diretiva.»

Adicionalmente, o considerando 137 da mesma diretiva refere que «o quadro que rege o cálculo e a cobrança dos custos e taxas de ligação aos produtores de biometano desempenha um papel importante para permitir a integração do biometano sustentável nas redes de gás natural da União. Os Estados-Membros deverão estabelecer um quadro regulamentar que facilite uma ligação eficiente das instalações de produção de biometano às redes de transporte ou distribuição. Ao fixarem ou aprovarem as

⁸ Mais informação em https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_pt.

⁹ A unidade bcm (em inglês, “billion cubic meters”) corresponde, em português, ao milhar de milhão de metros cúbicos.

¹⁰ Commission staff working document for a [Regulation of the European Parliament and of the Council on establishing a framework of measures for strengthening Europe’s net-zero technology products manufacturing ecosystem \(Net Zero Industry Act\)](#).

tarifas ou as metodologias a utilizar pelos operadores das redes de transporte e distribuição, as entidades reguladoras, sem prejuízo da sua independência no desempenho dessas funções, deverão poder ter em conta os custos incorridos e os investimentos realizados por esses operadores de rede».

O artigo 41.º, n.º 3, da mesma diretiva estabelece que «para efeitos da rápida execução da ligação à rede da produção de biometano, os Estados-Membros devem procurar assegurar que o operador de rede de transporte cumpra prazos razoáveis para avaliar os pedidos de injeção de biometano, apresentar uma oferta e executar a ligação, sob a monitorização das entidades reguladoras».

Na ótica dos custos de ligação das instalações de produção de biometano, o artigo 58.º, n.º 1 da referida diretiva determina que «os Estados-Membros devem estabelecer um quadro regulamentar favorável às instalações de produção de biometano no que respeita às taxas e aos custos de ligação resultantes da sua ligação às redes de transporte ou de distribuição. (...)», devendo esse quadro regulamentar assegurar que: as taxas e os custos de ligação têm em conta o princípio da prioridade à eficiência energética aplicável ao desenvolvimento da rede (cf. artigos 3.º e 27.º, n.º 2 da Diretiva (UE) 2023/1791); as taxas e os custos de ligação são publicados no âmbito dos procedimentos de novas instalações de produção de gás renovável e gás hipocarbónico à rede de transporte e distribuição (cf. artigos 41.º e 45.º da Diretiva (UE) 2024/1788 e artigo 20.º, n.º 2 da Diretiva (UE) 2018/2001); e, que são tidos em conta os princípios da transparência e da não discriminação, a necessidade de quadros financeiros estáveis para os investimentos existentes, o avanço da implantação do gás renovável e do gás hipocarbónico no Estado-Membro em causa e a existência de mecanismos de apoio alternativos para aumentar a utilização de gás renovável ou de gás hipocarbónico, se for caso disso – tudo cf. alíneas a) a c) do n.º 1 do artigo 58.º da Diretiva (UE) 2024/1788.

É igualmente relevante ter em consideração que o n.º 2 do artigo 58.º da mesma Diretiva (UE) 2024/1788 determina que «ao fixarem ou aprovarem as tarifas ou as metodologias a utilizar pelos operadores das redes de transporte e pelos operadores das redes de distribuição, as entidades reguladoras podem ter em conta os custos incorridos e os investimentos realizados por esses operadores para cumprir as suas obrigações e não diretamente recuperados dos custos e taxas de ligação, desde que os custos correspondam aos de um operador regulado eficiente e estruturalmente comparável.»

Como objetivo geral das entidades reguladoras, o artigo 77.º, alínea e) da Diretiva (UE) 2024/1788 estabelece que «na execução das funções reguladoras especificadas na presente diretiva, a entidade reguladora adota todas as medidas razoáveis na prossecução dos seguintes objetivos (...): e) facilitação da ligação e do acesso à rede de novas capacidades de produção, em especial através da supressão de

entraves à ligação e ao acesso ao mercado dos novos operadores de gás e hidrogénio produzidos a partir de fontes renováveis».

3.2 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

A nível europeu, o quadro regulamentar relativo às condições comerciais de ligação à rede de serviço público das instalações de biometano ¹¹, bem como as condições da sua injeção na rede de transporte e distribuição para venda em mercado, apresenta múltiplas soluções, reflexo dos diferentes níveis de desenvolvimento desta atividade em cada país.

Como se observa no quadro seguinte, um número significativo de países europeus apresenta modelos de repartição de custos de ligações que permitem a socialização de custos com os restantes utilizadores do setor de gás (os clientes), entre os quais se destacam, a Alemanha, a Áustria, a França e a Itália. Nestes países, os produtores pagam parcialmente pela infraestrutura específica do projeto, sendo aplicados limites, na maioria dos casos associados à distância ¹².

De notar ainda que, nos países com regimes de partilha de custos, os elementos do ramal ¹³ são considerados na partilha de custos. E que, em todos os países analisados, os reforços de rede são sempre um custo assumido pelo sistema de gás.

¹¹ A nível europeu a injeção de hidrogénio é incipiente, e a existente é efetuada em redes de distribuição exclusivas, não integradas nas redes públicas de distribuição. Por essa razão, a informação disponibilizada diz unicamente respeito à injeção de biometano.

¹² No site da ERSE estão disponíveis as apresentações que foram debatidas na iniciativa ConVERSE, realizada em 11 de setembro de 2025, sobre «[Biometano: Potencial e caminho a seguir](#)», que complementam a informação apresentada.

¹³ Em Portugal, o ramal considera troços de tubagem destinados a assegurar em exclusivo a ligação de uma instalação ou pequeno conjunto de instalações, que se desenvolvem entre os troços principais da rede e a válvula de corte geral da instalação a ligar (conforme o RRC, art.º 94.º, n.º 2, al. b).

Quadro 3-1 - Modelos de partilha de custos para a ligação de produtores de biometano à RPG

	Alemanha	Áustria	França	Itália	Bélgica	Dinamarca	Países Baixos	Espanha
Custos Partilhados?	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Não
Ramal (pipeline)	Sim	Sim	Sim	Sim	Em parte	Não	Não	Não
Estações de injeção	Sim	Sim	Aluguer	n.d.	Sim	Não	Não	Não
Reforços de rede	100% Sistema	100% Sistema	100% Sistema	100% Sistema	100% Sistema	100% Sistema	100% Sistema	100% Sistema
Observações			Estação de injeção alugada (ORD) ou custo partilhado (ORT).		Regras variam por região, por elementos de partilha e por ORD\ORT.			
% partilha Sistema/Produtor	75/25	100/0	60/40	70/30	Vários	Não	Não	Não
Limite EUR/instalação	Não	Não	600.000€	Não	Não	Não	Não	Não
Limite EUR/capacidade	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
Limites de distância	10 km	3/10 km	Não	Não	4 km	Não	Não	Não
Observações	Máximo 10 km. Até 1 km, comparticipação do produtor limitada a 250.000€	Instalações novas até 3 km e instalações existentes até 10 km. O que estiver acima destes limites é pago pelo produtor.		Partilha só no ORD.	É referido um limite de 4km no ORD.			
Aplicação de tarifas de injeção a produtores?	Não	Em parte	Sim	Em parte	Sim	Em parte	Em parte	Em parte
Observações		Só no ORD. Termo de energia. (0,268 EUR/MWh)	Termo de capacidade para todas as injeções. Termo de energia em função da necessidade de reforço da zona de rede (3 zonas)	Só no ORD. Termo de capacidade. EUR 0,99 - 3,18 m3/dia/ano	ORD. Termo de Energia. 0,87-0,944 EUR/MWh ORT. Termo de capacidade 1,3 EUR/kWh/h/ano	Só no ORD. Termo de energia 0,4 EUR/MWh	Só no ORD. Termo de capacidade. EUR 500 - 1500/m3/ano	Só no ORD. Termo de energia. 0,4 EUR/MWh
Outros elementos relevantes	"Biogas levy" paga pelos consumidores para recuperar os custos de ligação e de reforços de rede relativos ao biometano.	As instalações que apresentem um rácio de ligação até 60 m/m³ de equivalente a CH₄/h da quantidade de energia acordada a injetar na rede de gás, o sistema suporta os custos de ligação, medição, qualidade, odorização e estações de compressão	Tarifa de capacidade (50EUR/MWh/d/ano). Tarifa de energia (0-0,4-0,7 EUR/MWh). Aluguer das estações de injeção e pagamento de "usage fee".		Limite anual de 50.000 euros de pagamento de tarifa de injeção			

Legenda: n.d. – informação não disponível; ORD – Operador de rede de distribuição; ORT – Operador de rede de transporte. Células a vermelho: custos imputados na totalidade ao promotor; células a verde: nenhuns ou parte dos custos imputados ao promotor.

Fontes: «How costs to connect biomethane to gas grids are paid for», European Biogas Association (EBA), abril de 2025; Esclarecimentos do regulador de energia francês (CRE) e austríaco (E-Control) e «NRAs' Reflections on Enabling the Injection and Access to the Wholesale Market of Biomethane», Council of European Energy Regulators (CEER), 2025. Itália: EBA Grid Ready Forum, abril 2026.

A Dinamarca, Países Baixos e Espanha ¹⁴ apresentam, neste momento, quadros regulamentares em que não existe partilha dos custos de ligação à rede, incluindo os custos de construção do gasoduto e a estação de injeção (EI), que são suportados na totalidade pelos produtores que se desejam ligar à rede.

No que respeita aos custos com a construção e instalação das EI, na maioria dos casos em que há partilha dos custos de ligação, estes estão incluídos na partilha, verificando-se exceções, como em França.

Para além da questão da partilha de encargos, é importante destacar que o Relatório da Associação Europeia de Biogás (EBA), de abril de 2025, contém informação relevante quanto à assunção de custos de operação (medição, controlo da qualidade do gás, regulação de pressão) sendo que, em muitos países, a operação é assegurada pelo operador de rede, mas os produtores assumem responsabilidade financeira relativamente a esses custos.

De entre os casos estudados, e relativamente à partilha de encargos de ligação, a ERSE opta por descrever em mais detalhe o modelo francês, dado o estado avançado de desenvolvimento do biometano neste país.

Assim, em França, como regra geral, os produtores de biometano pagam apenas uma parte do custo da ligação à rede da sua unidade de produção. O operador de rede assume 60% do custo, até um máximo de 600 mil euros, valor que é coberto pelos proveitos permitidos e repercutido nos consumidores, sendo o valor remanescente suportado pelo produtor. Este custo é suportado «de uma só vez» pelo produtor antes da entrada em funcionamento das instalações.

Relativamente aos custos da construção das EI, ao nível da rede de distribuição, estes estão excluídos da partilha de encargos. Em França, o operador da rede assume os custos de construção da EI, que passa a ser sua propriedade, recuperando-os posteriormente, através de um contrato de arrendamento entre o operador da rede de distribuição e o produtor, sendo também cobrada aos produtores uma taxa de utilização destinada a cobrir os custos dos serviços de manutenção, controlo de qualidade e, na maioria das vezes, odorização (quando realizada pelo ORD).

No caso da rede de transporte, as EI estão sujeitas a um regime diferente, em que os custos de construção da EI estão incluídos nos encargos de «ligação à rede» a partilhar, sendo a EI propriedade do produtor. Os

¹⁴ Em Espanha, está a decorrer uma consulta pública sobre o projeto de Real Decreto de Impulso ao Biometano, <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2026/detalle-participacion-publica-k-823.html>, que não se encontra refletida na análise incluída neste documento.

produtores podem optar por pagar a sua parte do custo «de uma só vez» ou repartir o custo ao longo do contrato de ligação através de uma taxa anual.

Em qualquer caso, as condições e preços/tarifas de cada serviço referidos são aprovados pelo regulador.

No que respeita aos limites associados à realização do investimento, para além do caso francês, verifica-se a existência de diferentes opções noutros países. Em alguns casos, são fixados limites técnicos, tais como os relativos à distância da ligação, designadamente na Áustria, na Alemanha e na Bélgica. Na Áustria é ainda aplicável um limite associado à relação entre a distância da instalação à rede e a capacidade de injeção dessa instalação ¹⁵, privilegiando as ligações de instalações com dimensões e distâncias que justificam o investimento da rede.

Cada uma destas opções reflete objetivos ou racionais associados à eficiência do investimento. Os limites da distância assinalam a importância de localizações próximas da rede, enquanto que os limites associados à capacidade assinalam a dimensão das instalações. O caso francês adota um critério económico deixando as condições técnicas de ligação para a decisão do caso concreto.

Em termos tarifários, verifica-se também que, com exceção da Alemanha, que recupera os custos de ligação através de uma «taxa de biogás» sobre o consumo, fixada pelo Governo, nos demais países analisados é o regulador que fixa as tarifas de injeção aplicáveis aos produtores, sendo aplicáveis variáveis de faturação de energia e/ou capacidade, consoante o caso.

No caso francês, as tarifas de injeção são diferenciadas em função da instalação se encontrar ligada em locais da rede que estejam ou não congestionados, estando previstas três zonas distintas. Assim, as instalações que se situem em zonas mais congestionadas, que exijam equipamentos de inversão de fluxo, pagam tarifas mais elevadas (0,7 €/MWh), as que estejam em zonas em que o congestionamento se pode resolver com construção de rede, a tarifa é mais baixa (0,4 €/MWh) e, finalmente, as instalações que se situem em zonas de rede que não exijam reforço de rede estão isentas do pagamento desta tarifa. Na maioria dos casos, a tarifa de injeção é aplicada na rede de distribuição.

Nos restantes países analisados, existe normalmente uma tarifa de injeção, que pode assumir componentes de preço distintas, embora seja comum a adoção de tarifas apenas com um termo de

¹⁵ Para mais informação consultar “Gas Act 2011”, disponível em [link](#).

energia. Nas tarifas de injeção baseadas na energia encontraram-se valores que variam entre os 0,268 €/MWh na Áustria, até valores próximos de 1 €/MWh, na Bélgica.

Face ao exposto, a experiência internacional apresenta diversas opções possíveis para a partilha de encargos de ligação às redes. Estas servem, naturalmente, como exemplos a analisar, visando identificar as vantagens e as desvantagens de cada um, em função das características de cada mercado e da real potencialidade que esta atividade representa para o setor energético e para a sociedade.

No contexto europeu, cabe ainda referir que a EBA considera os pontos centrais de injeção (*central injection points*) uma das cinco soluções estruturais para integrar biometano nas redes europeias, referindo explicitamente no seu estudo ¹⁶ a solução do transporte de biometano, comprimido (Bio-GNC) ou liquefeito (Bio-GNL), por camião até um ponto de injeção comum ligado à rede, como uma solução relevante para os seguintes casos:

- zonas rurais sem cobertura de rede de gás,
- pequenas e médias unidades de produção,
- fases iniciais de desenvolvimento do mercado,
- regiões onde o custo de ligação por gasoduto é demasiado elevado.

Este modelo já existe em alguns países da Europa e está a ganhar relevância, sobretudo em regiões onde a produção de biometano está longe da rede de gás. O conceito é normalmente designado por «*virtual pipeline*». Em vez de se construir um gasoduto até à unidade de produção, o Bio-GNC ou Bio-GNL é transportado por camião-cisterna, ou por reboque com garrafas pressurizadas, e posteriormente descarregado num ponto de injeção ligado à rede de gás. O país que é apontado como tendo, no mercado europeu, projetos mais desenvolvidos em termos de *virtual pipeline* é a Itália, existindo também projetos na Finlândia, Alemanha, França e Irlanda, entre outros.

Do ponto de vista regulatório, em nenhum dos países referidos existe um modelo em que os custos do transporte rodoviário do biometano entre a unidade de produção e o ponto de injeção seja socializado pelo setor do gás. O estudo da EBA identifica explicitamente os *central injection points* como uma categoria

¹⁶ Disponível em https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2025/04/How-costs-to-connect-biomethane-to-gas-grids-are-paid-for_Common-Futures-study-for-EBA.pdf. Disponível em https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2025/04/How-costs-to-connect-biomethane-to-gas-grids-are-paid-for_Common-Futures-study-for-EBA.pdf.

distinta de ligação à rede e refere que os mecanismos de repartição de custos ainda estão em desenvolvimento na Europa, tendo atualmente identificado três modelos:

1. O produtor é responsável por todos os custos, designadamente os relativos ao próprio transporte e os relativos ao ponto de receção,
2. Vários produtores utilizam o mesmo ponto de injeção, ficando o operador da rede (ou uma entidade externa ao setor) responsável pelo custo do ponto de injeção (com todos ou parte dos custos a entrarem na base de ativos do operador) e ficando o produtor como responsável pelo transporte até ao ponto de injeção,
3. *Hub* logístico regulado, na perspetiva de que o biometano produzido em zonas rurais evita importações de gás fóssil, e tendo em conta que a construção de gasodutos dedicados seria muito cara, o transporte por camião poderia ser encarado como uma extensão temporária da infraestrutura de gás.

Contudo, o debate regulatório, a nível europeu, está mais focado na socialização dos custos dos pontos centrais de injeção do que propriamente da logística por camião, destacando-se que em todos os países referidos o transporte por camião de biometano comprimido é responsabilidade do produtor ou de um comercializador, sendo a opção 1 e a opção 2 os únicos modelos até agora implementados.

4 MECANISMO DE PARTILHA DE ENCARGOS DE LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES PRODUTORAS DE GASES RENOVÁVEIS

4.1 DEVER DE INFORMAÇÃO SOBRE A VIABILIDADE DE LIGAÇÃO À REDE

A ligação de produtores na rede de gás é uma novidade e coloca desafios de integração distintos dos que se observam no consumo. As instalações de produção não estão localizadas, necessariamente, nos locais servidos por rede, sendo por isso necessário assegurar que existem condições técnicas e económicas para permitir a sua ligação à rede.

O artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, na redação atual, prevê que a produção de gases renováveis está sujeita a um processo de registo prévio junto da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), antes da instalação e entrada em exploração da instalação de produção, que deve decorrer num prazo de até 30 dias.

Quando o projeto envolva ligação à rede, a DGEG solicita a pronúncia do operador da rede a que se liga a instalação, respeitando a ordem sequencial dos pedidos, sobre a existência de condições técnicas de ligação à rede e sobre o cumprimento dos regulamentos aplicáveis, fixando desde logo as condições técnicas para a ligação proposta.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, para efeitos da emissão do registo prévio, os interessados têm de instruir o pedido com diversos elementos, incluindo a planta do traçado proposto para a interligação à rede recetora do gás produzido, quando este seja veiculado por intermédio de gasoduto,¹⁷ pelo que os produtores têm sempre que estabelecer um contacto inicial com os operadores de redes. De facto, de acordo com informação prestada pelos operadores de rede, é prática corrente os interessados solicitarem aos operadores das redes uma análise de viabilidade de ligação à rede, antes da submissão do registo prévio, junto da DGEG, existindo, naturalmente, procedimentos diferentes consoante os operadores.

Atendendo à realidade existente, e reconhecendo a utilidade da prática adotada, a presente proposta regulamentar pretende criar condições para a existência de procedimentos simples, transparentes e harmonizados, quer na perspetiva do interessado, quer do operador da rede, para que seja assegurado um

¹⁷ Alínea d) do ponto 3.2 do Anexo VI, a que se refere o artigo 70.º, n.º 1, al. a) do Decreto-Lei n.º 62/2020.

tratamento não discriminatório dos pedidos de informação sobre a viabilidade de ligação, independentemente da localização da instalação de produção e do operador da rede responsável.

Considerando as características e dimensões das instalações de produção de gás, a maior extensão da rede de distribuição e os menores custos de ligação à rede de distribuição, é mais provável que os produtores se liguem à rede de distribuição, do que à rede de transporte de gás.

Por estes motivos, considera-se que os pedidos de informação sobre a viabilidade de ligação devam ser, preferencialmente, dirigidos ao operador da rede de distribuição responsável pela concessão, ou licença, da zona onde se localiza a instalação de produção ou, no caso de a instalação de produção se situar numa área sem concessão de distribuição de gás, ao operador da rede de distribuição ou transporte mais próximo.

Este pedido de informação é o primeiro momento de contacto entre um potencial produtor interessado na ligação à rede de gás e os operadores das redes. Este contacto serve para delinear o projeto e obter informação relevante, embora de natureza preliminar, que não substitui as etapas em que será definida, em maior detalhe, a solução de ligação a implementar.

Neste contexto, a proposta regulamentar define que os pedidos de informação sobre a viabilidade de ligação à rede devem ser dirigidos ao operador da rede de distribuição da área onde se localiza a instalação de produção. No caso de a instalação de produção se situar em zona não concessionada/licenciada deve o pedido ser dirigido ao operador da rede mais próximo.

De forma a assegurar a uniformidade de tratamento, propõe-se que os operadores das redes, incluindo o operador da rede de transporte, devem disponibilizar nas respetivas páginas na internet um formulário para o efeito, o qual deve ser claro e facilmente acessível, contendo toda a informação indispensável que os interessados devam incluir no seu pedido de viabilidade de ligação à rede.

É igualmente estabelecido que todos os operadores das redes têm um prazo de 20 dias, após a submissão do pedido, para dar uma resposta positiva ou negativa sobre a viabilidade de ligação pretendida. Recorde-se que esta informação é uma informação preliminar, que se pronuncia sobre a possibilidade de ligação à rede. Não substitui a informação a prestar junto da DGEG, aquando do registo prévio, nem os eventuais estudos e a requisição de ligação, que implica a entrega de orçamento, o qual irá determinar os custos de ligação à rede e a solução técnica mais adequada.

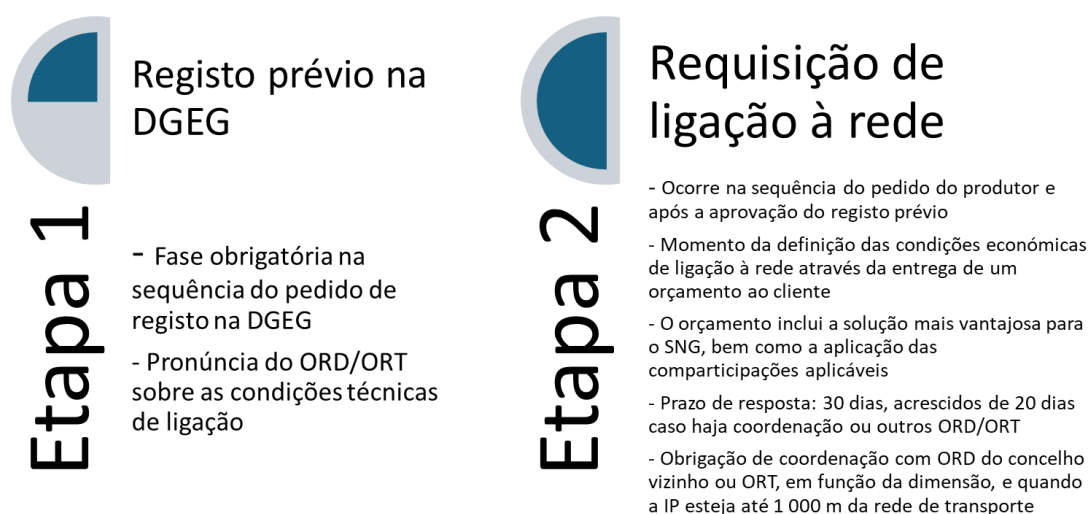
Os elementos apresentados estão previstos no artigo 179.º A, do RRC, constituindo um aditamento ao RRC em vigor.

4.2 AVALIAÇÃO DA SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO TECNICAMENTE VIÁVEL MAIS ECONÓMICA PARA O SNG

Este ponto apresenta a metodologia e os critérios de avaliação da solução tecnicamente viável e economicamente mais favorável para proceder à ligação à rede destas instalações.

Como se referiu no ponto anterior, existem dois momentos ou etapas em que o operador da rede se pronuncia necessariamente sobre as condições de ligação à rede, que se podem resumir conforme se apresenta na Figura 4-1. A avaliação ocorre na Etapa 2, na sequência da aprovação do registo prévio pela DGEG e da apresentação do pedido de requisição de ligação por parte do produtor.

Figura 4-1 – Etapas para a ligação de instalações de produção de gás à rede



Nota: IP: instalação de produção.

A ligação à rede de instalações de produção de gás exige que o operador da rede defina as condições que, em termos técnicos e económicos, demonstrem ser mais favoráveis. Esta avaliação é realizada pelo operador da rede a quem foi solicitado o pedido de requisição de ligação.

Nos casos em que a instalação de produção possa estar muito próxima de outra rede concessionada ou licenciada, ou muito próxima da rede de transporte, pode ser necessário avaliar junto dos operadores de rede limítrofes os encargos de ligação, para identificar a solução técnica e económica mais favorável.

Neste contexto, é proposto que o operador da rede a quem foi solicitado a requisição de ligação se coordene com os operadores de rede nas proximidades do local do pedido de ligação, nomeadamente solicitando os elementos necessários para a definição do ponto de ligação.

A solução tecnicamente viável mais eficiente, que resulta da avaliação do operador da rede, corresponde à que apresente o menor custo unitário para o SNG, considerando, para o efeito, o valor atualizado dos investimentos em elementos de ligação, bem como custos de OPEX ¹⁸, ao longo de um período de 20 anos.

Nesta avaliação podem ser incluídos custos de expansão ou de alteração da configuração de um troço existente (malhamentos de redes), sem necessidade de avaliação prévia dos planos de desenvolvimento e investimento de redes (PDIR). No entanto, quando ocorram situações desta natureza, o operador da rede deve informar a ERSE da opção tomada e da devida fundamentação.

Em contrapartida, não se permite a consideração de elementos de ligação que envolvam alterações da rede consideradas como reforço de rede, nem a instalação de equipamentos de inversão de fluxo no interior da rede existente, os denominados *reverse-flows*. De facto, a sua construção exige que estes investimentos sejam previstos, propostos e aprovados no âmbito dos PDIR, tal como estabelecido na proposta, também em discussão, do RARII. A ERSE propõe esta abordagem por considerar que o investimento em equipamentos de *reverse-flow* deve ser sempre discutido e avaliado no âmbito do processo participado de decisão de investimento das redes, e porque o montante de investimento além de relevante, induz, em permanência, custos de operação e manutenção ¹⁹ os quais não se coadunam com uma decisão casuística associada à orçamentação de uma instalação de produção.

Esta proposta reflete-se na inserção de um novo artigo 179.º-B no RRC.

4.3 ENCARGOS DE LIGAÇÃO À REDE E METODOLOGIA DE PARTILHA DE CUSTOS

4.3.1 METODOLOGIA DE PARTILHA DOS ENCARGOS DE LIGAÇÃO

Em simultâneo com a determinação da solução técnica e economicamente mais eficiente para o SNG, e com a definição do ponto de ligação da instalação de produção à rede, o operador da rede na qual se irá

¹⁸ Gastos de exploração (*operational expenditure*).

¹⁹ Tais como, por exemplo, o consumo de energia associado à compressão.

ligar a instalação de produção apresenta ao requisitante o orçamento, que contém todos os elementos necessários à ligação à rede, com a identificação dos encargos da comparticipação pelo SNG.

A partilha dos encargos com os elementos de ligação deve incidir apenas sobre os elementos necessários à implementação da solução de ligação tecnicamente viável e economicamente mais eficiente para o SNG. A ERSE propõe que os elementos de ligação cujos custos devem estar sujeitos a partilha sejam os seguintes:

- Gasoduto (ramal) que liga o produtor à rede;
- Elementos de ligação associados à rede a construir (excluindo *reverse-flows*) quando façam parte da solução viável economicamente mais eficiente para o SNG;
- Estação de injeção (EI), no caso do biometano, e estação de mistura e injeção (EMI), no caso do hidrogénio;
- Compressor dedicado no final do gasoduto de ligação (junto à rede), quando seja a solução viável economicamente mais eficiente para o SNG.

Esta proposta está alinhada com a prática da maior parte dos países que têm mecanismos de partilha de encargos de ligação, identificados no ponto 3.2 deste documento.

Em termos regulamentares, a identificação dos elementos de ligação está prevista no **artigo 94.º do RRC, ao qual foram adicionadas as alíneas c) e d), ao n.º 2**, para prever explicitamente que a EI/EMI e os compressores no final do ramal de ligação sejam considerados elementos de ligação. Foi também **alterado o n.º 1 do artigo 180.º**, para prever que parte dos encargos de ligação possam ser suportados pelo operador da rede.

A ERSE propõe que a metodologia de partilha dos encargos de ligação entre o SNG e o produtor, para a solução de ligação definida pelo operador da rede, resulte da: (i) divisão do custo total da ligação entre as partes em função de uma percentagem definida pela ERSE, e (ii) fixação de valores máximos de comparticipação, definidos em euros por ligação e em euros por GWh/ano de capacidade de injeção na rede. A inclusão destes valores máximos na metodologia inspira-se nos modelos de comparticipação de custos já apresentados na experiência internacional, em concreto, nos modelos francês e austríaco.

Os valores concretos destes parâmetros são definidos em norma complementar relativa às condições de ligação à rede, a qual integra também a presente consulta. Assim, os valores propostos constam do artigo 6.º da proposta de Diretiva relativa às condições comerciais de ligação às redes de gás, sendo os seguintes:

- **Regra de partilha de custos:** 60% dos encargos de ligação são suportados pelo SNG e 40% pelos produtores.
- **Limites à comparticipação do SNG:**
 - Valor máximo de 600 mil euros por instalação.
 - Valor máximo de 20 mil euros por GWh/ano de injeção na rede.

A percentagem de comparticipação proposta, bem como o valor máximo por ligação, correspondem aos valores que foram definidos em França, sendo de destacar, no entanto, que no caso francês a EI não é comparticipada, recorrendo-se à figura do aluguer. No caso alemão, a comparticipação do sistema é de 75% e inclui a EI, mas limita-se aos custos de ligação até 10 km. Na Itália, a percentagem é de 70% e inclui também a EI.

Esta proposta, ao incluir a EI na partilha de custos, tem implícito um apoio médio mais elevado por ligação do que o praticado em França, mas também que, mais rapidamente do que em França, se atinge o valor máximo da comparticipação por instalação. Em comparação com os mecanismos de apoio da Alemanha ou da Itália, o apoio médio proposto é menor, uma vez que estes países também comparticipam os encargos com as EI e apresentam percentagens de comparticipação mais elevadas.

O teto máximo de 600 mil euros vai tipicamente atuar em ligações mais extensas e com maior custo. Este teto justifica-se, por um lado, com a necessidade de se sinalizar que instalações mais próximas da rede são mais benéficas para o sistema e, por outro lado, para evitar apoios demasiadamente elevados concentrados em poucas instalações.

Por sua vez, o teto de 20 mil euros por GWh/ano serve para incentivar a eficiência no dimensionamento dos projetos, impedindo que o SNG participe com valores muito elevados ligações que têm um custo de ligação em GWh/ano ineficiente. Efetivamente, o custo das EI/EMI não varia muito com a dimensão da capacidade de injeção, pelo que ligações de instalações de baixa capacidade tornam-se rapidamente ineficientes.

Tendo em conta a informação disponibilizada pelos operadores de redes nas propostas de PDIRD-G 2026, bem como em informação reportada à ERSE, relativamente aos pedidos de ligação à rede (produção anual, pressão de injeção e comprimento da rede), estima-se a ligação de cerca de 4,1 TWh/ano de gases renováveis entre 2027 e 2031. Com base nos parâmetros apresentados nos parágrafos anteriores, estima-

se que estes projetos tenham um custo total de 48 milhões de euros, dos quais cerca de 23 milhões de euros seriam comparticipados pelo SNG ²⁰. Note-se que os 23 milhões de euros se traduzem numa comparticipação de 48% do SNG, dado que, com a informação conhecida a esta data, existem projetos em que atuarão os demais limites fixados. Entre 2031 e 2040, a ERSE estima um cenário de comparticipação adicional de 11 milhões de euros relativos à ligação de mais 2 TWh/ano de gases renováveis.

É de referir que os 4,1 TWh/ano previstos até 2031 se repartem em cerca de 3,8 TWh/ano de produção de biometano e 0,3 TWh/ano de hidrogénio. No que diz respeito ao biometano, este valor supera a meta de 2,7 TWh/ano em 2030, inscrita no PAB. Relativamente ao hidrogénio, o valor está muito abaixo das metas inscritas na Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto. Para 2040, a ERSE considera como cenário que a produção de biometano atinge a meta de 5,7 TWh/ano inscrita no PAB, sendo que para o hidrogénio se considera um cenário conservador de ligação de mais 50% da capacidade, face aos valores previstos para 2031.

Cabe referir que os custos de reforços de rede aprovados através dos PDIR, sejam *reverse-flows* ou a construção de rede interna, bem como os seus custos de operação e manutenção, não são considerados elementos de ligação, no âmbito de um pedido de requisição de ligação, e são totalmente socializados pelo SNG.

De igual forma, também há custos que são totalmente suportados pelo produtor, sem a aplicação de qualquer comparticipação ou socialização pelo SNG. Nestes incluem-se os custos associados à própria instalação de produção, incluindo o compressor dessa instalação de produção.

A concretização da metodologia de partilha de encargos de ligação está prevista nos n.ºs 1 a 5 do artigo 179.º-C do RRC.

No que respeita à forma de pagamento dos encargos, é proposto uma **alteração ao artigo 180.º do RRC** para prever que os produtores ficam responsáveis pelo pagamento dos encargos de ligação, deduzidos da comparticipação do SNG. Também se propõe o **aditamento de um novo número 12 neste artigo** para estabelecer como é processada a comparticipação do SNG nas situações em que o produtor é responsável

²⁰ Considerando os seguintes custos unitários:

- Construção da rede em BP: 100 euros/metro;
- Construção da rede em MP: 200 euros/metro;
- EMI/EI: 400 000 euros/equipamento.

pela construção dos elementos de ligação ²¹. A regra proposta é a de que o operador da rede procede ao pagamento da participação do SNG ao produtor, em momento a acordar entre as partes, e no máximo até à transferência dos ativos para o operador da rede.

Finalmente, é proposta a extensão das regras relativas aos serviços de ligação aplicáveis a instalações de consumo, às requisições de ligação de produtores, **através do aditamento do artigo 180.º-A ao RRC**.

4.3.2 SOLUÇÕES DE LIGAÇÃO COM COMPRESSOR DEDICADO NO FINAL DO RAMAL DE LIGAÇÃO

A injeção de gás renovável na rede exige que essa rede tenha capacidade de receção desse gás, de forma a manter as condições técnicas de segurança e de continuidade de serviço. A ligação à rede de produtores de gás em média pressão (MP) assegura maior capacidade de gestão da rede, por parte do operador da rede. Todavia, poderá dar-se o caso da ligação à rede em MP se encontrar a uma distância que poderá justificar a ligação em baixa pressão (BP) com a instalação de equipamento adicional para assegurar a entrega do gás à rede.

Nestas situações, em que a solução viável mais vantajosa para o SNG seja a ligação à rede existente através de um gasoduto de pressão inferior à da rede, com um compressor no final desse gasoduto junto à rede, que funciona em exclusivo para o produtor, e que eleva a pressão para o nível da rede, propõe-se que a regra da partilha de encargos de investimento seja a mesma, mas o custo de operação do compressor seja repassado pelo operador da rede ao produtor através do pagamento de um preço regulado pelo serviço de utilização do compressor.

Essa proposta é detalhada no ponto 5 deste documento.

4.3.3 PARTILHA DE CUSTOS QUANDO A SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO ADOTADA DIFERE DA OPÇÃO INICIALMENTE PROPOSTA PELO OPERADOR DA REDE

A ERSE propõe ainda que, por acordo entre o operador da rede e o produtor, possa ser implementada uma solução de ligação à rede distinta da que foi inicialmente proposta pelo operador da rede, com a condição de que o SNG não resulte prejudicado com a solução adotada.

²¹ Nos casos em que seja o operador de rede a construir, deve existir um acordo prévio entre produtor e operador de rede, previsto no número 3 do artigo 180.º do RRC, o qual definirá a forma de pagamento dos encargos de ligação já deduzidos da participação do SNG, razão pela qual não se sentiu necessidade de alterar o RRC em relação a esta matéria.

Assim, o operador da rede deve calcular qual o custo unitário para o SNG da solução inicialmente (CSI) definida por este, em euros por GWh/ano, de capacidade de injeção na rede da seguinte forma:

$$CSI = \frac{COMP + OPEX + R}{CAP}$$

Em que:

CSI – Custo da solução inicial;

COMP – Comparticipação a suportar pelo SNG nesta solução, em euros;

OPEX – Valor atual do OPEX desta solução ao longo de um período de 20 anos, em euros;

R – Valor atual das receitas associado a esta solução ao longo de um período de 20 anos, com a aplicação de tarifas de Uso da Rede, aplicáveis às entregas de produtores de gases renováveis, e de preços regulados, em euros.

CAP - Capacidade de injeção na rede, em GWh/ano.

O operador da rede deve depois apurar o valor do custo unitário para o SNG da solução alternativa (CSA), em euros por GWh/ano, considerando que todos os encargos com os elementos de ligação são suportados pelo produtor:

$$CSA = \frac{OPEX + R}{CAP}$$

Em que:

CSA – Custo da solução alternativa;

OPEX – Valor atual do OPEX desta solução ao longo de um período de 20 anos, em euros;

R – Valor atual das receitas associado a esta solução ao longo de um período de 20 anos relativas à aplicação de tarifas de Uso de Rede aplicáveis às entregas de produtores de gases renováveis e de preços regulados aplicáveis, em euros;

CAP – Capacidade de injeção associada a esta solução, em GWh/ano.

Caso o CSA seja menor que o CSI, pode haver uma comparticipação dos encargos com os elementos de ligação, por parte do operador da rede, de acordo com a regra geral aplicável, mas que fica limitada à diferença entre o CSI e o CSA. Nesse caso, a comparticipação final do SNG é tal que, em termos de custos para o sistema, as duas soluções se tornam equivalentes.

Caso o CSA seja maior que o CSI, não há lugar a qualquer comparticipação dos encargos de ligação da solução alternativa por parte do operador da rede, e a solução alternativa só pode ser adotada mediante um ressarcimento do produtor ao operador de rede, que compense a diferença entre a CSA e a CSI. Nesta situação, as duas soluções, após comparticipação do produtor, tornam-se equivalentes em termos de custos para o sistema.

Para efeitos do cálculo do valor R e do OPEX, o operador da rede deve considerar uma taxa de desconto igual à taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade, do último ano com dados fechados, resultante da metodologia de indexação definida para o período de regulação.

Esta proposta consta dos números 6 a 8 do novo artigo 179.º-C do RRC.

4.3.4 REVISÃO DOS PARÂMETROS DE PARTILHA DE CUSTOS

A ERSE entende que os parâmetros de ligação agora propostos devem ter alguma estabilidade ao longo do tempo, para dar alguma segurança aos agentes quanto à sua tomada de decisão. A socialização de custos serve, assim, como incentivo para o desenvolvimento do mercado de biometano, em linha com os objetivos nacionais e europeus. Adicionalmente, a ERSE considera ainda que o nível de partilha de encargos de ligação deve ser ponderado, tanto na perspetiva do cumprimento dos objetivos nacionais de injeções de gases renováveis, como na da repartição equilibrada desses encargos entre produção e consumo.

Nesse sentido, a ERSE monitorizará a evolução das ligações de gases renováveis, avaliando a adequação dos parâmetros de comparticipação dos encargos de ligação, em função de se estar mais ou menos próximo dos objetivos definidos.

4.4 DIRETIVA SOBRE AS CONDIÇÕES COMERCIAIS DE LIGAÇÃO DO GÁS

A proposta de alterações ao RRC submetida a consulta, inscreve o princípio da partilha dos encargos de ligação de instalações de produção de gás renovável ou de baixo teor de carbono através de uma percentagem sobre o valor total dos elementos de ligação, excluindo os reforços de rede associados a

reverse-flows. A proposta define que o valor total da comparticipação para cada ligação deve respeitar um teto máximo por unidade, e um teto máximo em GWh/ano de capacidade de injeção na rede. Quer a percentagem quer o valor dos tetos máximos são aprovados pela ERSE em norma complementar sobre as condições comerciais de ligação do gás. Este recurso a uma norma complementar para a fixação de parâmetros replica o que já sucede atualmente no RRC nas matérias relativas às condições comerciais das ligações às redes de instalações de consumo.

Assim, a ERSE propõe aprovar uma nova Diretiva sobre as condições comerciais de ligação do gás, revogando a [Diretiva n.º 2/2011](#), de 26 de julho, que sub-regulamentou um conjunto de matérias relacionada com as condições comerciais de ligação às redes de gás natural, de modo a que, para além das condições aplicáveis às ligações de instalações de consumo, inclua também as condições aplicáveis às instalações de produção. A publicação de uma nova diretiva, que revoga a anterior, de 2011, permite atualizar tanto as remissões dessa diretiva (desatualizadas) para o RRC, como atualizar valores, relativos a ligações de instalações de consumo, que têm vindo a ser atualizados ao longo do tempo.

Assim, a **proposta de Diretiva submetida a consulta** inclui:

- A concretização dos parâmetros de partilha dos encargos de ligação dos produtores de gases renováveis, que inclui uma percentagem de 60% na comparticipação pelo SNG, um teto máximo de 600 mil euros por ligação e um teto máximo de 20 mil euros por GWh/ano de capacidade de injeção.
- Informação a prestar pelos produtores aos operadores de rede na requisição de ligação.
- O valor dos encargos com serviços de ligação a suportar pelos produtores.

Relativamente às condições comerciais de ligação de clientes, a ERSE propõe que se mantenham sem alteração as disposições que constam da Diretiva n.º 2/2011, tendo-se procedido à atualização dos valores pelo índice do deflator de consumo privado (quando aplicável), bem como à atualização das remissões para o RRC.

A este respeito, faz-se notar que os valores propostos para os serviços de ligação, terminologia adotada no RRC em 2023, correspondem aos valores atualizados para os encargos dos estudos para a elaboração do orçamento de ligação à rede de distribuição, que se propõe que sejam iguais para clientes e produtores.

No caso da informação a prestar pelos produtores aos operadores de rede na requisição de ligação, a proposta inclui os valores de capacidade e de injeção, informação de localização e o título de registo prévio.

De notar que os aspetos relativos à codificação universal de instalações da Diretiva n.º 2/2011 (art.º 9.º a art.º 13.º), já se encontram incorporados no RRC atualmente em vigor, podendo por isso ser retirados da atual diretiva.

ENCARGOS DE LIGAÇÃO PARA INSTALAÇÕES DE CONSUMO SUPERIOR A 10 000 M³(N)

A Diretiva sobre as condições comerciais de ligação à rede estabelece também os encargos de ligação para instalações de consumo superior a 10 000 m³(n), fixando que estes correspondem ao maior dos valores entre o sobrecusto de veiculação de gás associado à ligação e um valor de 20% do custo verificado para a construção da ligação, nos termos previstos pelo artigo 159.º do RRC.

A fórmula de determinação do sobrecusto de veiculação de gás (S_p) é a seguinte:

$$S_p = I_p - F_j \times Q_p$$

em que:

I_p – Valor do investimento na ligação à rede, em euros,

Q_p – Caudal anual previsto na instalação a ligar à rede, em kWh,

F_j – Fator a aplicar ao nível de pressão j (BP, MP), definido anualmente pela ERSE.

Embora esteja perspectivado o lançamento de revisão regulamentar abrangente para o setor do gás no decorrer do corrente ano, enquadrada no novo período de regulação a iniciar em 2028, considera-se que a presente consulta pública pode constituir uma oportunidade para efetuar uma auscultação aos agentes sobre esta matéria.

Esta regra foi objeto, em março de 2021, de proposta de alteração por parte dos operadores das redes de distribuição que defendia que o percentual de 20% fosse ajustado em função da distância, devendo assumir um valor mais baixo para ligações mais próximas das redes e atingindo o valor de 20% apenas para distâncias superiores a 5 km, de acordo com a figura seguinte.

Figura 4-2 – Proposta conjunta dos operadores de redes de distribuição

Distância à rede(metros)		Sobre a rede	Até 100	101 a 500	501 a 1.000	1.001 a 2.500	2.500 a 5.000	5.001 a 10.000	5.001 a 10.000
"X" % do investimento	Atualmente	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
	Proposta	-	-	-	2,5%	5,0%	7,5%	10,0%	20,0%

Esta proposta foi remetida à ERSE no âmbito de um exercício anual de tarifas, tendo a ERSE concluído, com a concordância do Conselho Tarifário ²², que a mesma carecia de melhor justificação.

Em março de 2023, os operadores das redes de distribuição voltaram a apresentar a proposta, complementada com uma metodologia que prevê o reconhecimento de um montante máximo de investimento por unidade de energia na base de ativos das empresas que garanta a recuperação do total de custos num horizonte temporal definido (20 euros/MWh no caso de clientes de BP> 10 000 m³ e 2,6 euros/MWh no caso de clientes de MP ²³). Para a definição desse montante máximo foram considerados vários pressupostos para aferir os encargos e os benefícios para o sistema da nova ligação. Os ORD referem que esta metodologia melhora a atratividade das condições de captação de clientes, no segmento empresarial, cuja ligação à rede fomenta a sustentabilidade e eficiência do SNG potenciando assim a captação de mais volume para o SNG, incluindo a utilização de gases renováveis.

Após a análise da proposta, a ERSE propõe, neste momento, não alterar a regra vigente, que considera proteger o SNG da ligação de instalações que podem revelar-se onerosas para o sistema. A regra atual já contém um apoio à ligação de instalações de maior dimensão por comparação com as restantes, que são obrigadas a suportar a totalidade do custo de ligação, com exceção dos 10 metros iniciais. A ERSE entende que deve manter-se um valor de comparticipação mínimo de 20% sobre o custo de construção da ligação a suportar pelo requisitante para dar os sinais adequados à eficiência das ligações.

Finalmente, a proposta dos operadores de rede de distribuição parece vir no sentido contrário à tendência entretanto observada de redução de consumos do gás e de eletrificação dos consumos, que importa ter em consideração na revisão da regra em causa.

²² Ver em [Parecer do Conselho Tarifário](#) sobre “Tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023”, pag. 30.

²³ Pressupostos: considerados:

- Encargos para o sistema: 0,025148 €/ponto entrega, 0,000957€/MWh (com base nos OPEX de cada ORD publicado no Doc. Tarifas 22-23, ponderado pelo peso de cada ORD no SNG).

- Benefícios para o sistema: 11,39 €/MWh de preço médio da TAR de BP>, 2,30 €/MWh de preço médio da TAR MP.

- Período de retorno: 5 anos, considerando que um cliente empresarial permanece em média 13 anos.

Ainda assim, a ERSE coloca à discussão este tema, em particular a proposta dos operadores, no sentido de recolher comentários que possibilitem eventualmente melhorar o regime atual.

4.5 REPORTE DE INFORMAÇÃO À ERSE SOBRE OS ENCARGOS DE LIGAÇÃO

Para efetuar a monitorização das ligações à rede de produtores de gases renováveis e de baixo teor de carbono, foi inscrita a obrigação de os operadores de rede reportarem à ERSE, semestralmente, a seguinte informação: i) a lista de instalações de produção ligadas no semestre anterior incluindo a identificação e localização geográfica da instalação; ii) a sua capacidade anual de injeção, em GWh/ano; iii) a extensão física do ramal de ligação, em quilómetros; iv) o valor dos elementos de ligação, em euros, por tipo de elemento de ligação e identificando, quando aplicável, o valor do reforço de rede relativo a interligação de redes existentes; v) o valor da comparticipação suportada pelo SNG, em euros.

Esta proposta concretiza-se com uma alteração ao artigo 396.º do RRC.

5 RECUPERAÇÃO DE CUSTOS ASSOCIADOS À INJEÇÃO DE GASES RENOVÁVEIS

5.1 CUSTOS ASSOCIADOS À LIGAÇÃO E À INJEÇÃO DE GASES RENOVÁVEIS

A ERSE identifica um conjunto de custos associados à ligação e à injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono na RPG que importa estimar ou quantificar:

- Custos relativos aos elementos de ligação:
 - Valor da comparticipação por parte do operador de rede dos elementos de ligação e encargos de ligação suportados pelo produtor;
 - Custos de operação e manutenção associados aos elementos de ligação;
- Custos associados aos reforços de rede:
 - O valor do investimento em reforços de rede, incluindo em equipamentos de *reverse-flow*;
 - Os custos de operação e manutenção associado aos reforços de rede.

5.1.1 ELEMENTOS DE LIGAÇÃO

No que diz respeito aos custos com os elementos de ligação, a ERSE estima que, de acordo com o que já foi referido no ponto relativo à metodologia de partilha de encargos (4.1), o **valor da comparticipação a suportar pelos operadores de rede**, associado à proposta base de partilha submetida a consulta, é de cerca **de 23 milhões de euros**, em termos acumulados, para uma **capacidade anual de 4,1 TWh** de gases renováveis até **2031**, valor que ascenderia a **34 milhões de euros**, em termos acumulados, para uma produção prevista de **6,1 TWh de gases renováveis em 2040**.

Complementarmente, os produtores suportam, a título de encargos com elementos de ligação, 25 milhões de euros, acumulados até 2031, e 37 milhões de euros, acumulados até 2040, ao invés dos 48 e 71 milhões de euros, respetivamente, que resultariam do regime anterior ao Decreto-Lei n.º 94/2026, no qual os produtores suportam a totalidade desse encargos, conforme se observa na Figura 5-1.

Figura 5-1 – Estimativa de partilha de encargos de ligação, valores acumulados até 2031 e valores acumulados até 2040



Nota: A repartição final não corresponde a 60%-40%, porque se aplicam os tetos máximos previstos.

Relativamente aos **custos de operação e manutenção dos elementos de ligação** a ERSE identifica duas componentes distintas:

- i) a componente de OPEX relativa às EI/EMI que, dadas as suas especificidades, se prevê possam ter um custo fixo anual por EI/EMI, na ordem dos 30 mil euros por instalação. Tal previsão implica um valor anual na ordem dos 2,0 milhões de euros em 2031 e de 2,9 milhões de euros em 2040, para as estimativas utilizadas neste documento.

- ii) uma componente de OPEX relativa aos restantes elementos de ligação que, calculada como uma percentagem do valor global do ativo, representaria um valor anual na ordem dos 0,2 milhões de euros por ano.

Ou seja, estima-se que o custo anual para o SNG da operação e manutenção dos ativos associados aos elementos de ligação possa atingir um valor de 2,1 milhões de euros em 2031 e 3,1 milhões de euros em 2040.

5.1.2 REFORÇOS DE REDE

No que diz respeito aos reforços de rede, a estimativa de investimento baseia-se nos valores identificados nas propostas de PDIRD-G de 2026, para 2027-2031, na ordem dos 6,8 milhões de euros, dos quais cerca de 1,6 milhões de euros correspondem a investimentos em equipamento de *reverse-flow*, e o valor remanescente a construção de rede necessária para ligar produtores de gases renováveis.

Quanto às estimativas de OPEX, há que separar os custos associados aos equipamentos do *reverse-flow* dos restantes ativos:

- i. Custos de operação e manutenção dos *reverse-flow* – A principal componente de custos está relacionada com os consumos de energia necessária para fazer o *reverse-flow* (compressão de gás de baixa para média pressão). A previsão destes custos é complexa uma vez que depende de um conjunto de fatores como o volume de gás a comprimir ou o preço da energia. A ERSE estima que, para o referencial de injeção de gases renováveis nas redes interligadas projetado para 2031, este custo possa atingir valores entre 0,1 e 0,3 milhões de euros por ano, em função dos pressupostos que se considerem para a utilização dos *reverse-flows*. A este custo, haveria que adicionar os restantes custos de operação e manutenção, perfazendo um total entre 0,4 a 0,6 milhões de euros por ano ²⁴.
- ii. Restantes custos de operação e manutenção – Para os restantes ativos associados aos reforços de rede estima-se um valor anual de OPEX em 2031, na ordem dos 0,1 milhões de euros.

Assim, estima-se um custo de operação e manutenção associado aos reforços de rede, entre 0,5 a 0,7 milhões de euro por ano. Neste caso, não se estimaram valores para 2040, por se entender que há bastante incerteza quanto aos reforços a realizar para um horizonte tão longo.

²⁴ São apresentados cálculos mais detalhados no ponto 5.3 deste documento.

5.2 TARIFAS E PREÇOS PROPOSTOS

De forma a recuperar os custos identificados, a ERSE propõe que sejam adotadas abordagens distintas em função do tipo de custos. Assim propõe-se as seguintes tarifas e preços:

- **Encargos de ligação suportados pelos produtores** – com a proposta de partilha apresentada acima (ponto 5.1), os produtores deixam de pagar a totalidade dos custos relacionados com a ligação às redes.
- **Tarifa de injeção nas redes de distribuição aplicável aos produtores** – Os custos de operação e manutenção dos ativos associados a reforços da rede relacionados com a injeção de gases renováveis devem ser tendencialmente recuperados através de uma tarifa de injeção, com um preço em euros/kWh (ponto 5.3).
- **Preço regulado de utilização das EI ou das EMI aplicável aos produtores** – Parte dos custos de natureza fixa, relativos à operação e manutenção das EI/EMI, devem ser recuperados através de um preço, de composição binómia, correspondendo uma parte a um valor fixado mensalmente em euros/mês e o restante em euros/kWh (ponto 5.4).

Adicionalmente, e conforme assinalado acima, no ponto 4.3.2, algumas das soluções de ligação à rede podem implicar que haja um gasoduto de menor pressão até ao ponto de ligação à rede, a uma pressão superior, obrigando à existência de um compressor dedicado. Nesses casos, propõe-se aplicar um preço específico:

- **Preço regulado relativo aos custos de operação e manutenção de compressores dedicados** – Os custos fixos, relativo à operação e manutenção de compressores dedicados no final do ramal de ligação, são recuperados através de um preço, aplicável ao produtor ou aos produtores ligados, em exclusividade, fixado em euros/mês. Adicionalmente, os custos associados aos consumos de energia necessários para o funcionamento do compressor em que o operador de rede tenha incorrido, são repassados mensalmente aos produtores que utilizam o compressor, de forma proporcional às suas injeções (ponto 5.6).

Acresce, ainda, as situações particulares em que não é possível a injeção na rede através de uma ligação, havendo necessidade de recorrer ao transporte rodoviário de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, na forma comprimida (GNC) ou liquefeita (GNL), conforme descrito no levantamento das

experiências a nível internacional (ponto 3.2). Para esses casos, considera-se ser de aplicar preços específicos, conforme se detalha:

- **Preço regulado de utilização das estações de receção de biometano comprimido (BioGNC) e biometano liquefeito (BioGNL) aplicável aos produtores** – Os custos de operação e manutenção destas infraestruturas deve ser recuperado através de um preço regulado, com estrutura a definir (ponto 5.5).

Por último, e como a presente proposta assume a partilha de custos relativos à ligação e injeção de instalações de produção de gases renováveis e de baixo teor de carbono, os restantes utilizadores da RPG suportam os custos não incorridos pelos produtores. Esses custos são recuperados pela:

- **Tarifa de acesso às redes aplicável ao consumo** - A totalidade dos custos relativos à comparticipação pelo SNG das ligações de produtores, bem como os restantes proveitos associados à injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono não recuperados através das tarifas de injeção ou dos preços regulados são incluídos nos proveitos dos operadores de redes, e recuperados através das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo, no caso dos operadores das redes de distribuição, ou nas tarifas de entrada e de saída da rede de transporte, no caso dos operadores da rede de transporte.

O quadro seguinte procura, de forma resumida, apresentar a natureza de cada um dos custos e forma de recuperação.

Quadro 5-1 – Custos de ligação e de operação e proposta para a sua alocação aos utilizadores das redes

	Equipamentos para ligar produtor de gases renováveis	Sempre necessário?	Construção	Propriedade	Partilha de custos CAPEX (SNG/Produtor)	Custos a suportar pelo produtor	Tarifas / Preços propostos	Observações
Fornecimento por gasoduto	Ramal e rede a construir (inclui malhamento de redes)	Sim	OR/Produtor	OR	60/40 (Cap: 600 mil EUR e 20 mil EUR/(GWh/ano))	CAPEX: 40% (com a ligação) OPEX: 0%	CAPEX: Partilha de custos (ver cap. 4.3.1) OPEX: 0%	O malhamento de redes pode ser incluído como elemento de ligação.
	EMI/EI	Sim	OR/Produtor	OR		CAPEX: 40% (com a ligação) OPEX: Preço regulado para cobrir OPEX inerente ao funcionamento das EMI/EI (mensal)	CAPEX: Partilha de custos (ver cap. 4.3.1) OPEX: (ver 5.4) Termo fixo: 500 €/mês Termo variável: de 0,10 €/MWh	EMI para produtores de hidrogénio EI para produtores de biometano.
	Compressor dedicado	Não	OR/Produtor	OR		CAPEX: 40% (com a ligação) OPEX: Repasse dos custos de fornecimento de energia ao compressor + Preço regulado para cobrir restante OPEX do equipamento (mensal)	CAPEX: Partilha de custos (ver cap. 4.3.1) OPEX: Preço depende de proposta dos operadores de redes (ver cap. 5.6)	No caso a melhor solução passar por construir um gasoduto de pressão mais baixa e pôr um compressor na ponta da ligação, junto à rede existente, para elevar a pressão.
	Rede a construir (Reforços de redes)	Não	OR/Produtor	OR	100/0	CAPEX: 0% OPEX: Tarifa de injeção para cobrir OPEX dos reforços de rede, incluindo o <i>reverse flow</i>	CAPEX: 0% OPEX: Tarifa de injeção na rede distribuição: 0,13 €/MWh (ver cap. 5.3.3) A vigorar até 2031.	Investimentos aprovados no PDIR.
	Reverse flow	Não	OR/Produtor	OR				
Fornecimento por cisterna	Estação de descarga Bio-GNL/Bio-GNC	Sim	OR	OR	100/0	CAPEX: 0% OPEX: Preço regulado para cobrir OPEX inerente à utilização da estação de descarga	CAPEX: 0% OPEX: Preço depende de proposta dos operadores de redes (ver cap. 5.5 e 5.8)	Previsto nos PDIR. Não se aplica a redes já abastecidas por UAG, uma vez que já dispõem de estação de descarga.
	Ligação da estação de descarga à rede	Sim	OR/Produtor	OR				

CAPEX: gastos de investimento (*capital expenditure*); OPEX: Gastos de exploração (*operational expenditure*). Notas: No caso de os limitadores à comparticipação atuarem, a comparticipação do promotor será superior a 40% e a do SNG inferior a 60%. Os elementos de ligação no interior da instalação de produção são custo do produtor.

5.3 ESTRUTURA E PREÇOS DAS TARIFAS DE INJEÇÃO

5.3.1 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

A presente consulta pública não inclui qualquer alteração relativa às tarifas de Uso da Rede de Transporte, em particular à aplicável às entradas na rede de transporte por injeção de gás. As tarifas de entrada na rede de transporte aplicáveis à injeção, mantêm-se, bem como a sua metodologia de cálculo.

Recorde-se que as tarifas de uso da rede de transporte estão sujeitas ao cumprimento das disposições do [Código de Rede de Tarifas](#) e, ao contrário do que sucede na rede de distribuição, não se antecipa que a injeção de gases renováveis na rede de transporte obrigue a reforços de rede específicos nesta rede, que exijam alterações na metodologia ou nas tarifas vigentes.

Ainda relativamente à rede de transporte, cabe referir que, no futuro, podem ser necessários investimentos por parte do ORT em equipamentos de inversão de fluxo de média para alta pressão, por conta de injeções de gases renováveis na rede de distribuição. No entanto, face à informação atualmente disponível, não se perspetiva que tal venha a ocorrer no curto a médio prazo.

Neste enquadramento, a ERSE optou por não introduzir na proposta submetida a consulta, quaisquer alterações sobre esta matéria. Tal significa que o tratamento a dar a eventuais custos relacionados com os ativos de inversão de fluxo será idêntico ao dos restantes custos da rede de transporte.

No entanto, a ERSE entende que esta matéria deve ser objeto de discussão para alterações regulamentares futuras. Uma vez que estes investimentos servirão para viabilizar injeções de gases renováveis nas redes de distribuição, parece fazer sentido que os proveitos associados à operação e manutenção dos equipamentos de inversão de fluxo, ainda que detidos pelo ORT, possam vir a ser recuperados junto dos produtores ligados às redes de distribuição. A confirmar-se tal opção, seria necessário discutir a melhor forma de recuperação desses proveitos, bem como a alteração das normas de reporte de informação de proveitos.

5.3.2 TARIFA DE USO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO APLICÁVEL A PRODUTORES DE GASES RENOVÁVEIS

No que diz respeito às injeções nas redes de distribuição de gases renováveis e de baixo teor de carbono, a ERSE propõe que o RT preveja a aplicação de tarifas de injeção nestas redes, o que se traduz na introdução

de uma tarifa de uso de rede da distribuição, aplicável às injeções provenientes de instalações de produção de gases renováveis e de baixo teor de carbono, tendo em vista a recuperação de proveitos relativos à operação e manutenção dos ativos relativos aos reforços de rede que visam permitir a injeção de gases renováveis.

A ERSE entende que, numa fase inicial, é desaconselhável adotar uma lógica de revisão anual de tarifas que poderia levar a variações tarifárias significativas, que parecem indesejáveis num momento em que este mercado está a iniciar a sua atividade.

Por um lado, ainda não existe uma base fixa de produtores, que se espera vá aumentando paulatinamente, o que torna incerto o nível de receitas em cada ano. Por outro lado, não existe ainda experiência quanto aos níveis de custos de operação dos *reverse-flows*, o que pode impactar o nível de proveitos a recuperar. Finalmente, parece importante dar alguma segurança e previsibilidade aos produtores quanto ao nível da tarifa que vão enfrentar nos próximos anos.

Nesse sentido, a ERSE propõe definir um preço da tarifa, a vigorar até ao final do próximo período regulatório, 2028-2031, tendo por base alguns pressupostos quanto a quantidades injetadas e proveitos a recuperar relativos aos custos de operação e manutenção dos reforços de rede construídos para viabilizar a injeção dos gases renováveis.

Face ao exposto, a ERSE propõe alterar o RT, para prever a tarifa de Uso da Rede de Distribuição, para entradas na rede em baixa e em média pressão, aplicável a produtores. A redação proposta prevê a possibilidade de esta tarifa poder apresentar uma diferenciação de preço por nível de pressão. Todavia, nesta consulta pública, a ERSE propõe aplicar o mesmo preço, em ambos os níveis de pressão, proposta que consta do ponto 5.3.3 deste documento.

A proposta de que o RT permita uma diferenciação dos preços desta tarifa prende-se com o facto de ser expectável que os custos a suportar pelo SNG sejam mais elevados para injeções em níveis de pressão mais baixos. Nas redes de baixa pressão, ao existirem menores consumos, mais facilmente se torna necessário investir em malhamento de redes ou na instalação de equipamentos de *reverse-flow* que comprimam o gás para média pressão, quando os consumos não são suficientes para absorver a produção injetada. Na média pressão, pelo contrário, espera-se que a necessidade de investimento seja menor, sendo que, em termos práticos, os planos de investimento ainda não identificaram a necessidade de *reverse-flows* de média para alta pressão. Assim, a possibilidade de se poder diferenciar o preço da tarifa aplicável, por nível de pressão, permite que no futuro se possa sinalizar a localização mais eficiente das injeções.

A proposta da ERSE tem subjacente que a tarifa definida seja sempre aplicável, independentemente de na zona de rede existirem ou não reforços de rede. Existem vários argumentos a favor desta prática: i) a recuperação de custos apenas nas zonas com reforços de rede teria uma base de imputação baixa, levando a tarifas muito mais elevadas para apenas uma parte dos produtores, ii) o produtor liga-se de acordo com a opção definida pelo operador de rede, pelo que não tem grande controlo sobre a zona em que se liga, iii) ao ligar-se à rede, o produtor acaba sempre por ocupar capacidade disponível, pressionando a rede com a necessidade de reforços futuros, pelo que é razoável que seja chamado a pagar parte dos custos dos reforços, iv) na maior parte dos países europeus a prática aponta para tarifas não diferenciadas em função da existência ou não de reforços de rede ²⁵.

No que respeita às injeções de gases renováveis e de baixo teor de carbono em redes servidas por UAG, a ERSE propõe que a essas injeções não se apliquem tarifas de injeção. As razões para esta proposta são de várias ordens: i) nestas redes não existem investimentos em *reverse-flows*, que são o ativo que gera maior custo de operação e manutenção, ii) o GNL transportado por cisterna não paga qualquer tarifa de entrada nestas redes, pelo que a cobrança de uma tarifa às injeções de gases renováveis podia ser entendido como discriminatória, e iii) as injeções de gases renováveis nas redes servidas por UAG poupam ao SNG o custo do transporte de GNL por camião, pelo que, em termos de custo, são mais benéficas do que prejudiciais para o sistema.

Quanto à estrutura da tarifa, a ERSE propõe que esta seja constituída por um único preço, em euros/kWh injetado. A razão para esta opção prende-se com o facto de a tarifa pretender recuperar custos de operação e manutenção dos reforços de rede, dos quais o que assume maior relevância é o custo com a energia necessária para o funcionamento dos equipamentos de *reverse-flow*. Atendendo a que esse custo está diretamente relacionado com os volumes de gás injetado, não parece necessário que a tarifa contenha um preço por capacidade, beneficiando assim de uma estrutura mais simples.

A introdução da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição aplicável a produtores de gases renováveis e de baixo teor de carbono está vertida na proposta de alteração dos artigos 13.º, 84.º e 85.º do Regulamento Tarifário (RT) do setor do gás.

²⁵ Assinala-se apenas o caso da França, onde a tarifa de injeção varia entre um mínimo de 0 e um máximo de 0,7 euros/MWh em função do nível de reforços de rede verificado na zona onde se liga o produtor.

No **artigo 84.º** circunscreve-se a aplicação desta tarifa às entregas de produtores de gases renováveis e de baixo teor de carbono em **redes interligadas**, enquanto no **artigo 85.º** se define que estas tarifas são compostas por um **preço de energia em euros por kWh**.

Um elemento considerado fundamental para a criação de condições de desenvolvimento de um mercado emergente é a confiança e segurança jurídica, designadamente relativa a preços e tarifas aplicáveis. Neste contexto, visando manter um quadro regulatório estável e previsível, a ERSE propõe que a fixação dos preços e tarifas decorrentes da presente consulta sejam aplicáveis até ao final do ano gás de 2030-2031. Este prazo considera-se um prazo razoável para transmitir estabilidade aos agentes de mercado, designadamente os produtores, e equilibrado para se garantir a avaliação em tempo para corrigir os preços/tarifas de modo que se mantenham os princípios da transparência e correspondência com a realidade.

Esta situação não deve colocar em causa a decisão da ERSE intervir sobre os preços e tarifas em situações que o justifiquem.

Tal proposta consta do artigo 6.º da proposta de Regulamento que altera o RRC, o RT e a Diretiva de tarifas e preços de gás.

5.3.3 PROPOSTA DE PREÇO DAS TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO APLICÁVEL A PRODUTORES DE GASES RENOVÁVEIS E DE BAIXO TEOR DE CARBONO

No que diz respeito à fixação dos preços da tarifa de Uso das Redes de Distribuição para entradas na rede, de baixa e de média pressão, de instalações de produção de gás renovável e de baixo teor de carbono a vigorar a partir de 2026 e até ao final do ano gás 2030-2031, foi feito um exercício de estimativa dos custos de OPEX a recuperar em 2031, tomando por base as previsões de produção de 4,1 TWh e os investimentos em reforços de rede, tendo-se alcançado um valor que varia entre os 0,5 e os 0,7 milhões de euros, conforme anteriormente apresentado (ver ponto 5.1.2).

Um dos aspetos mais relevantes para a estimativa de custos de OPEX são os consumos de energia dos *reverse-flows* e os custos associados, sobre os quais existe um grau de incerteza muito elevado.

De forma a poder fazer uma estimativa do custo do fornecimento de energia para o funcionamento dos equipamentos de *reverse-flow* em 2031, a ERSE considerou quatro cenários distintos quanto à quantidade de energia que deve ser comprimida de baixa para média pressão: i) o cenário mais pessimista corresponde

à compressão durante os dias de fim-de-semana (28% dos dias do ano) de metade das injeções em baixa pressão durante o ano (680 GWh), o que corresponde a uma compressão de cerca de 190 GWh durante o ano, ii) o cenário mais otimista corresponde à compressão apenas durante todos os domingos do ano (14% dos dias do ano) de 25% das injeções de baixa pressão durante o ano (340 GWh), o que corresponde a uma compressão de cerca de 48 GWh, iii) os dois cenários intermédios consideram, respetivamente, 28% e 14% de dias de compressão relativos a 25% e a 50% da energia injetada em baixa pressão, com o que se obtém, em ambos os cenários, uma compressão de 95 GWh.

Sobre estes valores, e com base em informação disponibilizada pelos operadores de rede, considerou-se que os consumos de energia elétrica necessários à compressão correspondem a 0,85% da energia comprimida no processo de *reverse-flow* (valor de referência das compressões de baixa para média pressão) e um custo médio de aquisição de energia na ordem dos 180 euros/MWh²⁶, valor que corresponde ao preço médio de fornecimento dos contratos de BTE no mercado livre, durante o ano de 2025.

Com base nestes pressupostos, estima-se um custo com consumos de energia destes equipamentos que varia entre os 79 mil euros, no cenário mais otimista, e os 315 mil euros no cenário mais pessimista.

Os restantes custos de OPEX dos reforços de rede em 2031, foram estimados em cerca de 330 mil euros, considerando uma combinação entre um OPEX calculado em percentagem²⁷ do valor destes ativos, mais uma componente fixa²⁸ de custo associado aos *reverse-flows*, que parecem ter características de operação e manutenção distintas dos ativos de rede.

Utilizando estes valores de custo, e dividindo-os pela quantidade de energia injetada (excluindo as injeções em redes fornecidas por UAG) obtêm-se, para cada um dos cenários, os valores unitários de OPEX em 2031 que são apresentados na figura seguinte²⁹. Assim, o valor unitário de OPEX para o conjunto das injeções é de 0,10 euros/MWh no cenário mais otimista (*reverse-flow* de 14% das horas para 25% da energia injetada), e de 0,16 euros/MWh no cenário mais pessimista (*reverse-flow* de 28% das horas para 50% da energia

²⁶ Valor considerado para o início do período de análise, que foi depois atualizado a 2% ao ano para os anos subsequentes.

²⁷ Foi considerado uma percentagem de 5%

²⁸ Foi considerado um valor de 30.000 euros por ano por cada *reverse-flow*.

²⁹ A figura inclui também, a título meramente indicativo, o valor unitário de OPEX que se obteria caso se considerasse que 100% do gás injetado na rede de baixa pressão era suscetível de ser comprimido para a rede de média em *reverse-flow*.

injetada). Fazendo uma desagregação por nível de pressão, alcança-se um valor de 0,06 euros/MWh para a média pressão, em todos os cenários, e entre 0,18 euros/MWh e 0,36 euros/MWh para a baixa pressão.

Quadro 5-2 – Custos unitários de OPEX do *reverse-flows* e tarifa de injeção proposta

OPEX EUR/MWh	2031				Média (50% e 25%)	Tarifa proposta
	% RF	% de injeções BP para RF				
		100%	50%	25%		
Injeções em BP	28%	0,60	0,36	0,24	0,26	0,13
	14%	0,36	0,24	0,18		
Injeções em MP	28%	0,06			0,06	0,13
	14%					
Média ORD	28%	0,24	0,16	0,12	0,13	0,13
	14%	0,16	0,12	0,10		

Legenda: RF – Reverse-Flow

Considerando o elevado grau de incerteza destas estimativas, a ERSE propõe que seja considerado o mesmo preço para ligações em BP e em MP, a vigorar até ao final do ano gás de 2030-2031, no valor de 0,13 euros/MWh, que resulta da média dos quatro cenários considerados.

Há algumas considerações a fazer quanto ao valor proposto e à metodologia utilizada.

A metodologia projeta os valores de custos e de tarifas com referência ao ano de 2031, por entender que será o ano em que pode já existir uma base mais estabilizada de produção (e correspondente injeção na rede de gás) e de investimentos em reforços de rede. A consideração da globalidade do período entre 2027 e 2031, ao invés de apenas o ano de 2031, teria associado um elevado grau de incerteza quanto à entrada em funcionamento quer de instalações, quer dos reforços de rede, o que poderia afetar de forma significativa os resultados obtidos.

Faz-se notar que uma entrada mais tardia dos reforços de rede, mantendo-se a previsão de produção, resultaria num OPEX unitário mais baixo nos primeiros anos. Ao invés, uma entrada mais tardia das instalações de produção, elevaria o valor do OPEX unitário, uma vez que há uma componente do OPEX que é eminentemente fixa. Na parte variável do OPEX (consumos de energia dos *reverse-flows*) o efeito da entrada mais ou menos tardia das instalações de produção será relativamente indiferente, dado que os consumos efetivos dependem diretamente da quantidade de energia injetada em redes de baixa pressão.

Cabe ainda referir que os valores apurados estão projetados com um cenário muito concreto de investimentos em reforço de rede. No futuro, o valor irá depender bastante do nível de investimento

necessário. Caso se venham a verificar necessidades de reforços adicionais, ou uma necessidade de *reverse-flows* superior à que foi agora projetada, o valor unitário do OPEX será pressionado em alta. Pelo contrário, se for possível ligar mais produção (após 2032) sem necessidade de reforços de rede adicional ou se os volumes de *reverse-flows* se revelarem inferiores aos agora projetados, a tendência será de redução dos valores agora propostos.

Neste cenário de elevada incerteza, a ERSE entende que o mais adequado é definir uma tarifa a vigorar até ao final do ano gás de 2030-2031, sem prejuízo do exercício anual de tarifas, revendo depois os pressupostos de cálculo em função da informação mais atualizada nessa data.

A proposta do preço da tarifa de Uso das Redes de Distribuição para entradas na rede, em baixa e em média pressão, de instalações de produção de gás renovável e de baixo teor de carbono, é de 0,13 euros/MWh, a vigorar até ao final do ano gás de 2030-2031. Esta proposta está prevista no Artigo 6.º do Regulamento que procede às alterações ao RRC, RT e à Diretiva de tarifas e preços de gás.

5.4 PREÇO REGULADO DE UTILIZAÇÃO DAS ESTAÇÕES DE INJEÇÃO

A operação e manutenção das estações de injeção tem um custo associado que, de acordo com estimativas provisórias indicadas pelos operadores de rede, pode estar na ordem dos 30 mil euros ano, por unidade. A ERSE entende que, num contexto em que são comparticipados os custos de instalação destes elementos de ligação, **o produtor deve ser responsável por suportar parte dos custos de operação e manutenção das EI/EMI através de um preço regulado.**

Efetivamente, extrapolando a ligação de 65 unidades de produção de gases renováveis até ao final de 2031, o custo de operação e manutenção das EI/EMI pode atingir um valor anual recorrente de 2,0 milhões de euros, estimando-se que, até 2040, possa chegar a um valor próximo de 2,9 milhões de euros por ano, cuja ordem de grandeza já é relevante para os proveitos dos operadores da rede de distribuição.

Cabe referir que, de acordo com o estudo da EBA ³⁰, na maior parte dos países europeus, apesar de a operação destes equipamentos serem da responsabilidade do operador de rede, os custos são da responsabilidade do produtor, ou partilhados entre produtor e operador da rede. No caso concreto de

³⁰ Disponível em: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2025/04/How-costs-to-connect-biomethane-to-gas-grids-are-paid-for_Common-Futures-study-for-EBA.pdf.

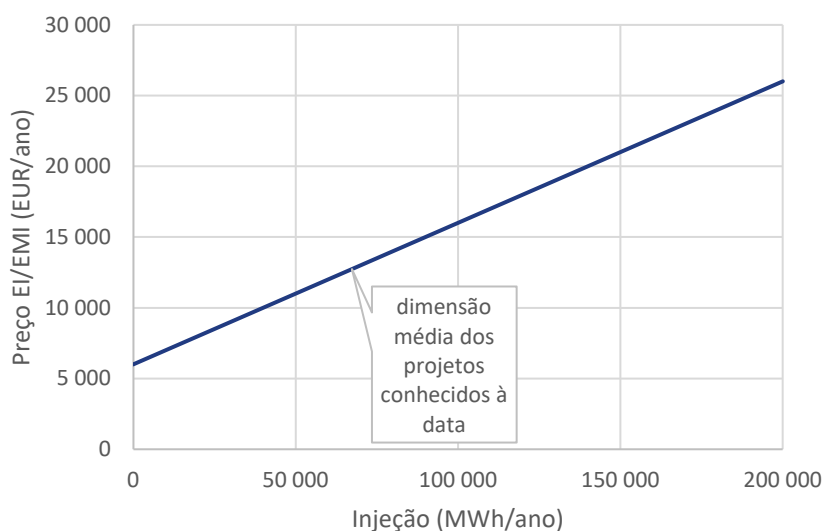
França, em que existem participações às ligações de produtores de gases renováveis, o custo associado à operação das estações de injeção é suportado pelos produtores através de um contrato de «aluguer» que é independente das tarifas de injeção que são também aplicáveis.

Uma vez mais, a ERSE entende que existe alguma incerteza quanto aos valores de operação e manutenção deste tipo de equipamentos, em face da in experiência na operação deste tipo de equipamentos. Neste contexto, a ERSE propõe que o preço regulado pela utilização das EI/EMI seja desenhado de forma a que o valor pago pelos produtores recupere 40% do custo total estimado de OPEX de todas as EI/EMI.

Uma vez que existe uma grande disparidade quanto à dimensão das instalações de produção, a aplicação de um preço fixo em euros por mês, poderia tornar-se demasiado onerosa para instalações de menor dimensão. Por outro lado, o preço deve ter uma estrutura que incentive a eficiência no dimensionamento das instalações, razão pela qual também não parece adequado que o preço regulado seja composto apenas por uma componente variável.

Neste contexto, a ERSE propõe que o preço regulado das EI/EMI a vigorar até ao final do período regulatório de 2030-2031 seja um preço que inclui duas componentes, uma componente fixa em euros por mês, no valor de 500 euros por mês, e uma componente variável no valor de 0,1 euros/MWh. A Figura 5-2 apresenta a aplicação dos preços propostos para várias dimensões de injeção na rede das instalações de produção.

Figura 5-2 – Simulação da aplicação da proposta de preço regulado das EI/EMI



Cabe referir que, em média, o custo suportado pelos produtores no âmbito desta proposta, cujo valor atual dos pagamentos ao longo de 20 anos se estima que tenha um valor na ordem dos 100 mil euros, é claramente inferior ao valor médio estimado das participações pagas pelo SNG aos produtores, que se estima na ordem dos 343 mil euros. Numa análise de maior detalhe, por instalação, em face da informação disponível, também se estima que esta diferença seja favorável aos produtores com duas ou três exceções pontuais.

A ERSE propõe ainda que o valor deste preço possa ser revisto em baixa antes do final do ano gás 2030 - 2031 em função de informação auditada enviada pelos ORD, com base na experiência concreta com a operação destes equipamentos, que fundamente essa descida.

Uma alternativa a esta proposta de aplicação de preço regulado seria a recuperação deste custo através das tarifas de injeção dos produtores. A ERSE não propõe esta solução pelas seguintes razões: i) podem existir várias instalações de produção a utilizar a mesma EI, pelo que a aplicação de uma tarifa com uma componente de preço fixa, penalizaria os produtores que partilham uma EI, ii) a proposta da ERSE é de não aplicar tarifas de injeção aos produtores ligados em redes fornecidas por UAG, pelo que não seria possível, para esses produtores, recuperar um custo com um equipamento que é por si utilizado, e iii) no caso das instalações de produção que se venham a ligar à rede de transporte, o cálculo das tarifas de entrada segue uma metodologia definida, pelo que não seria possível refletir nessa tarifa o custo específico da operação e manutenção da EMI/EI.

Outra alternativa é a de recuperar estes custos exclusivamente através das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos clientes finais. Há, no entanto, que ter em conta que se trata de um custo bastante significativo e recorrente, que tende a aumentar com o número de instalações, podendo tornar-se demasiado oneroso. No pressuposto que o nível de proveitos permitidos da atividade de distribuição do ano gás de 2026-2027 se mantivesse constante até 2031, estes custos representariam cerca de 0,8% desses proveitos.

No que respeita à receção das propostas deste preço, a ERSE propõe que as mesmas sejam enviadas pelos respetivos operadores das redes até 31 de janeiro de cada ano.

A **proposta de aplicação de um preço regulado para a utilização de EI/EMI** está vertida no aditamento de um **novo artigo 322.º B ao RRC dos setores elétrico e do gás**.

A **proposta de preço regulado das EI/EMI a vigorar até ao final do ano gás de 2030-2031, composto por um termo fixo de 500 euros/mês e um termo variável de 0,10 euros/MWh, está vertida no artigo 6.º do**

Regulamento de alteração ao RRC, ao RT e à Diretiva de tarifas e preços de gás. Também se inclui nesse artigo a possibilidade de revisão em baixa do preço, com base em informação que venha a ser disponibilizada pelos operadores de rede, que fundamente essa descida.

5.5 PREÇO REGULADO DE UTILIZAÇÃO DAS ESTAÇÕES DE RECEÇÃO DE BIOGNC E BIOGNL

A proposta da ERSE consiste em que os custos de operação e manutenção das estações de receção de BioGNC e BioGNL sejam suportados através de um preço específico a aplicar aos utilizadores que utilizam essa infraestrutura, definido anualmente pela ERSE, mediante proposta dos operadores de rede onde se instalam estas estações de receção.

Cabe referir que, para além deste preço, a energia descarregada nestas infraestruturas deve suportar também a tarifa de Uso da Rede de Distribuição aplicável às injeções de instalações de produção de gás, à semelhança do que se verifica com os produtores de gases renováveis e de baixo teor de carbono ligados à rede.

O racional desta proposta prende-se com o facto de as estações de receção se tratarem de infraestruturas cuja construção deve ser aprovada através dos planos de desenvolvimento e investimento dos operadores de rede, que avaliarão a sua eficiência. Neste contexto, o enquadramento destes ativos é semelhante ao dos reforços de rede, cujos custos de investimento se propõe que sejam recuperados através das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos clientes finais.

Desse modo, não serão imputados aos produtores os custos de investimento destas estações de receção. A ERSE entende que apenas os seus custos de operação e manutenção devem ser suportados pelos produtores, que utilizam a infraestrutura, uma vez que são os causadores desse custo.

Cabe ainda referir que não existe, de momento, experiência quanto à implementação deste tipo de infraestruturas, nem a perspectiva de que elas se venham a concretizar a curto prazo. Nesse sentido, a ERSE entende que a melhor opção é a de prever no RRC a existência deste preço regulado, que deve ser fixado anualmente mediante proposta dos operadores de rede que detêm este tipo de infraestruturas.

No que respeita à receção das propostas deste preço, a ERSE propõe que as mesmas sejam enviadas pelos respetivos operadores das redes até 31 de janeiro de cada ano.

A proposta de **preço regulado para a utilização das estações de receção de GNC e de GNL** consta do aditamento de um novo **artigo 322.º C ao RRC dos setores elétrico e do gás**.

5.6 PREÇO REGULADO PARA UTILIZAÇÃO DE COMPRESSOR DEDICADO NO RAMAL DE LIGAÇÃO

Nas situações em que a ligação à rede existente seja feita através de um gasoduto de pressão inferior à da rede, com um compressor no final, junto à rede existente, que funciona em exclusivo para o produtor (ou produtores, no caso de existir mais do que um ligado ao mesmo ramal), e que eleva a pressão para o nível da rede, a ERSE propõe que o custo de operação e manutenção desse compressor seja suportado pelo produtor através:

- Do repasse, pelo operador de rede ao produtor, dos custos incorridos com os consumos de energia do compressor.
- De um preço regulado que recupera os custos de operação e manutenção associados a estes compressores. Este preço deve ser proposto pelos operadores de rede e aprovado pela ERSE, sendo que o valor pode variar em função dos níveis de pressão envolvidos.

A proposta da ERSE baseia-se no entendimento de que as ligações com este tipo de configuração têm implícito um benefício direto para os produtores que advém de o equipamento ser propriedade do operador de rede e por este operado.

Efetivamente, a alternativa a esta configuração seria a construção de um ramal de ligação com pressão igual à da rede com um compressor na instalação do produtor que assegurasse a compressão do gás para o nível de pressão da rede. Ora, nessa solução, todos os custos de operação e manutenção correm por conta do produtor, além de que os consumos energéticos associados à compressão são mais elevados (numa ligação à rede de média pressão, o produtor tem de elevar a pressão do seu gás para 20 bar em vez de 4 bar) e são também suportados pelo produtor.

Assim, a ERSE entende que a parte dos custos relativa aos consumos de energia dos compressores, em que o operador de rede tenha incorrido, deve ser repassada de forma individualizada ao produtor ou produtores que os utilizam de forma exclusiva. Esta parece a melhor forma de assegurar maior aderência aos custos induzidos por aquela instalação (quem injete mais gás renovável induz mais custo) além de que permite que o produtor, através de acordo com o operador de rede, possa ter uma palavra a dizer quanto ao tipo de contrato de fornecimento da eletricidade necessária aos consumos dos compressores.

Efetivamente, a contratação, por exemplo, de um fornecimento a preços dinâmicos pode ser vantajosa para o produtor, se tiver alguma capacidade de modulação relativamente às horas de injeção na rede.

No que diz respeito ao preço regulado relativo aos restantes custos de operação e manutenção, a ERSE entende que o deve definir mediante proposta dos operadores de rede, admitindo-se uma diferenciação do preço em função dos níveis de pressão em causa. Uma vez que não existe muita experiência em Portugal na operação deste tipo de equipamentos, parece preferível que o preço venha a ser definido após proposta dos operadores.

No que respeita à receção das propostas deste preço, a ERSE propõe que as mesmas sejam enviadas pelos respetivos operadores das redes até 31 de janeiro de cada ano.

A proposta de relativa ao pagamento dos **custos de utilização de um compressor exclusivo pelo produtor** consta do aditamento de um novo **artigo 322.º D ao RRC dos setores elétrico e do gás**.

5.7 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL AO CONSUMO

As propostas da ERSE apresentadas acima relativamente à repartição de custos incorridos pela ligação e pela injeção de gases renováveis e de baixo carbono pretendem estabelecer um regime de partilha de custos entre os produtores e o SNG, na senda da promoção do mercado destes gases fulcrais para a descarbonização do setor do gás, ponderando-se os princípios de alocação de custos a quem os provoca e o equilíbrio entre utilizadores das redes.

Em resultado, a proposta da ERSE concorre para que os montantes relativos à comparticipação pelo SNG das ligações de produtores (conforme previsto no ponto 4.3.1) sejam recuperados através das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos clientes finais. O mesmo sucede com os restantes proveitos dos operadores de rede associados à injeção de gases renováveis deduzidos das receitas obtidas com as tarifas e preços regulados previstos nos pontos 5.3 a 5.6 do presente documento.

5.8 TRANSPORTE DE BIOGNL E DE BIOGNC ATRAVÉS DE CISTERNAS

O atual modelo logístico de fornecimento de GNL às UAG pressupõe o seu transporte por via rodoviária e/ou ferroviária, através de cisternas, a partir do terminal de GNL de Sines e de instalações de produção até às UAG. Esta logística de transporte tem um custo significativamente superior ao custo de utilização da

rede nacional de transporte de gás (RNTG). Para evitar que os consumidores localizados nestas redes de distribuição local, não interligadas diretamente à RNTG, tenham um custo de fornecimento de gás superior aos restantes, a regulamentação da ERSE prevê a compensação dos sobrecustos ocorridos com essa veiculação de gás em cisterna aos comercializadores envolvidos, face ao custo da respetiva veiculação através da RNTG. Essa compensação é suportada pelo ORT, e incorporada nos proveitos da rede de transporte.

O valor máximo do custo a suportar pelo ORT para cada carga, a pagar ao agente de mercado que incorreu no custo de transporte, é definido através de uma fórmula aprovada anualmente pela ERSE, que inclui um termo fixo, associado ao custo para a disponibilização dos camiões, um valor em euros/kWh/km e o custo das portagens. Os parâmetros desta fórmula são depois sujeitos a um ajuste trimestral em função da evolução dos custos do gasóleo. Cabe referir que, no ano de 2025, o custo médio associado a este mecanismo foi 4 euros/MWh.

Em contrapartida, os mesmos agentes de mercado pagam a tarifa de uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema relativamente aos fornecimentos em UAG, tal como sucede para os fornecimentos a clientes situados em redes de distribuição interligadas com a RNTG. Este mecanismo, previsto no Regulamento Tarifário, permite uma perequação de custos, evitando a discriminação negativa de zonas do país sem acesso direto à RNTG.

Cabe referir que o custo suportado pelo SNG relativamente a cada cisterna varia em função, essencialmente, da distância a que a UAG se encontra de Sines ou do produtor de biometano liquefeito (BioGNL), ou seja, é mais baixo para as UAG mais próximas de Sines (ou do produtor de BioGNL) e é mais elevado para as que estão a maior distância.

É de esperar que no futuro possam surgir novos produtores de biometano que optem pelo modelo logístico de BioGNL e recorram a cisternas para o escoamento da sua produção. O aparecimento destes novos produtores não trará custos adicionais ao SNG resultantes do transporte por cisterna, na medida em que o único efeito sentido será o de substituir cargas de GNL fóssil a partir de Sines por cargas de BioGNL com origem nas instalações de produção. Uma vez que os produtores de biometano estão mais próximos das UAG que o terminal de GNL de Sines, verificar-se-á, pelo efeito da distância, uma tendência de redução do custo com o transporte de cisternas, que será efetiva caso não se alterem as condições idênticas dos restantes fatores que influenciam o custo do transporte, como por exemplo, o preço do gasóleo.

No entanto, a capacidade de absorção de biometano líquido por consumos em UAG está limitada aos consumos existentes nas UAG. Neste momento, o consumo das redes fornecidas por UAG é na ordem dos 800 GWh/ano, estando atualmente a capacidade de produção de biometano líquido na ordem dos 60 GWh/ano (num único projeto).

Caso a solução de produção de BioGNL venha a ser adotada de forma extensa, poderá ser necessária a instalação de estações de receção de BioGNL em redes interligadas. A acontecer tal situação, é necessário definir como tratar o custo com o transporte de cisternas para essas estações de receção.

Apesar de a lógica que subjaz ao financiamento do custo com o transporte de cisternas para as UAG não se poder replicar totalmente para as descargas de BioGNL em redes interligadas (uma vez que se tratam de redes fornecidas pela rede de transporte), a não adoção de um tratamento idêntico entre as cisternas descarregadas em UAG e em estações de receção comporta os seguintes dilemas:

- Potencial tratamento discriminatório entre produtores: A gestão logística das cisternas está cometida ao Gestor Logístico das UAG (GLUAG), que é quem gere o plano de descargas de cisternas. Neste contexto, dois produtores com cargas e distâncias de transporte idênticas poderiam ter um tratamento diferenciado em função das decisões do GLUAG que, tendo em conta o seu planeamento, destinaria cargas para uma estação de receção ou para uma UAG;
- Discriminação entre gás fóssil e gás renovável: Nos períodos de maior consumo das UAG, pode ser necessário recorrer a cargas de GNL fóssil a partir de Sines e, nos períodos de menor consumo das UAG, iria recorrer-se a descargas de BioGNL em estações de receção. Num cenário em que o primeiro receberia comparticipação e o segundo não, estar-se-ia a discriminar o gás renovável em favor do gás fóssil.

Neste contexto, e antevendo-se que, a médio prazo, o impacto em termos de custos seja limitado dado não se antever para breve a necessidade de estações de receção de BioGNL em redes interligadas, a proposta da ERSE é a de que o mecanismo de comparticipação do custo com o transporte de cisternas para UAG, previsto no RT, seja estendido para as estações de receção de BioGNL.

No que diz respeito às estações de receção de BioGNC, atendendo à solução proposta para o transporte de BioGNL em cisternas para as estações de receção, e tendo em conta que não se preveem, pelo menos no médio prazo, o aparecimento de volumes relevantes de bioGNC, a ERSE propõe que seja adotado um mecanismo de comparticipação do custo, em termos comparáveis aos do GNL e BioGNL, assegurando dessa forma, um tratamento equitativo entre a solução BioGNL e BioGNC.

Uma vez que a fórmula de comparticipação do transporte de GNL e BioGNL em cisterna segue uma lógica que foi desenhada para as características de transporte de GNL, a ERSE entende que esta pode não ser a mais adequada tendo em conta as características do transporte de BioGNC, que envolve quantidades e distâncias muito distintas das do GNL.

Em alternativa à aplicação ao BioGNC da fórmula de comparticipação do transporte de GNL, a ERSE propõe que o valor a comparticipar pelo transporte de BioGNC em cisterna seja definido em euros/MWh com base no preço médio que resulta do transporte de GNL e BioGNL. Ou seja, cada carga de BioGNC, receberia um valor fixo em euros/MWh, independentemente da distância percorrida.

O valor em euros/MWh a vigorar em cada ano é publicado anualmente pela ERSE, no documento de fixação de tarifas e preços para o ano gás seguinte, sendo apurado aplicando a fórmula de comparticipação do transporte de GNL em cisternas aprovada para esse ano gás, às quantidades e distâncias verificadas no ano anterior. A ERSE fixa também a distância e as quantidades médias utilizadas no cálculo da comparticipação média, tendo em conta a informação verificada no ano anterior.

O valor deve ser atualizado trimestralmente, pelo ORT, aquando da atualização da fórmula de comparticipação das cargas de GNL, considerando a distância e as quantidades médias fixadas pela ERSE.

Em suma, atendendo a que não se anteveem impactos significativos em termos de custos para o SNG, a ERSE propõe que se aplique ao transporte em cisterna de BioGNL destinado a estações de receção em redes interligadas, o mecanismo de comparticipação que se aplica atualmente às descargas de GNL e BioGNL nas UAG. Para o GNC, propõe-se que o valor do apoio seja expresso em euros/MWh, num valor similar ao valor médio do apoio ao transporte de GNL e BioGNL em cisterna.

Cabe referir que, caso as soluções de BioGNC ou BioGNL venham a registar um crescimento significativo, algo que de momento não se perspetiva, que tenha um impacto relevante nos custos suportados pelo SNG, poderá justificar-se, no futuro, uma revisão do mecanismo de apoio de forma a assegurar a sustentabilidade de custos para o SNG. Sublinhe-se que, no entendimento da ERSE, qualquer revisão que possa vir a ocorrer sobre esta matéria, deve continuar a assegurar um tratamento equitativo entre BioGNL e BioGNC.

Estas propostas estão inscritas na alteração ao artigo 145.º e no aditamento do artigo 145.º-A do RT, que passam a prever o transporte de GNL ou de GNC em cisternas para estações de receção de gás, e na alteração ao artigo 146.º do RT, que passa a prever o ressarcimento de custos por parte do ORT também para o transporte de GNC em cisterna.

Também é proposta a alteração do artigo 147.º do RT, no sentido de estabelecer que o ressarcimento, por parte do ORT, pelo transporte de GNC em cisterna, segue um valor em euros por kWh apurado anualmente pela ERSE com base no valor médio previsto para o GNL, e atualizado trimestralmente pelo ORT.

6 ACESSO ÀS REDES, ÀS INFRAESTRUTURAS E ÀS INTERLIGAÇÕES DO SETOR DO GÁS

6.1 ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

O Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII) define as regras de acesso dos utilizadores às infraestruturas e redes do Sistema Nacional de Gás (SNG). Como tal, é particularmente relevante na concretização da promoção da injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nas redes do SNG, e na implementação do Decreto-Lei 94/2026, de 30 de abril, que altera o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que cria um mecanismo de comparticipação nos encargos com a ligação desde o estabelecimento de produção até à interligação com a RPG, promovendo a utilização de gases de origem renovável e de desenvolvimento da RPG.

O RARII deve basear-se no princípio de que o acesso das instalações de produção às redes e infraestruturas de gás, que se concretiza através das ligações físicas e contratuais de produtores à RNDG ou RNTG, seja transparente, não discriminatório e economicamente eficiente.

A caracterização da capacidade existente nas redes para a injeção de gases de origem renovável é fundamental para orientar a possibilidade de localização dos produtores. Cabe aos operadores divulgar essa capacidade ao mercado e identificar as necessidades de implementação de condições para a injeção de gases de origem renovável, nomeadamente para a criação de pontos preferenciais para a injeção de gases renováveis nas suas redes.

Tal como referido no Enquadramento deste documento, no âmbito do grupo de trabalho do Plano de Ação para o Biometano 2024–2040 e do grupo de trabalho da ERSE para o biometano, a inexistência de um mecanismo de partilha de custos de ligação foi um dos temas identificados como uma barreira ao desenvolvimento do biometano. No entanto, neste espaço, os operadores e os produtores identificaram também a necessidade de a regulamentação evoluir de forma a enquadrar:

- O modelo e processo de acesso às redes
- Obrigações de identificação da capacidade disponível das redes para receção de biometano
- Regras de planeamento e desenvolvimento de infraestruturas para possibilitar a injeção de gases renováveis, nomeadamente reforços de rede
- Prestação de informação sobre os pontos de ligação à rede - avaliar a viabilidade técnica e económica (estimativa de custos e prazos; complexidade dos equipamentos técnicos; definição das responsabilidades; definição de condições técnicas claras)

- Regras de balanço e reconhecimento de novos ativos de rede

6.2 PROCEDIMENTO DE ACESSO

O RARI em vigor prevê no capítulo II, Acesso às Infraestruturas, o modelo de acesso dos agentes de mercado às infraestruturas do SNG através da implementação de condições gerais de acesso e respetivos contratos de uso das várias infraestruturas que compõe o SNG. No que se refere ao acesso às redes por produtores, o RARI tem apenas uma referência à coordenação entre o operador da rede a que o produtor está ligado e os operadores das redes de montante e de jusante, além do GTG, para assegurar a injeção do gás por parte da instalação de produção.

Tendo em conta os desígnios nacionais de descarbonização, nomeadamente do SNG, importa adotar regulamentos que facilitem a injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono. Neste quadro, o acesso às redes das instalações de produção é crucial para a persecução dos referidos objetivos, consequentemente propõe-se introduzir um novo artigo no RARI de forma a enquadrar o modelo desse acesso. Ficando previsto que os operadores das redes devem criar condições para a injeção de gases renováveis nas suas redes, para tal, devem agir coordenadamente de forma a assegurar soluções de ligação eficientes às suas redes. Adicionalmente, tal como já está previsto nos Regulamentos das Redes³¹, o RARII também considera a possibilidade dos produtores se ligarem à RNTG ou à RNDG através de ramais e através de ligação a estações de receção de gás (comprimido ou liquefeito). Por fim, enquadra-se que para os produtores de Biometano com processos de liquefação, para carregamento em cisternas, o mecanismo de acesso às redes e às Unidades Autónomas de Gás estão previstos no MPGTG no MGLA. Note-se que este mecanismo foi criado e previsto na revisão regulamentar destes dois Manuais no processo de [Consulta Pública n.º 116 da ERSE](#).

No que se refere ao procedimento de acesso à rede o RARII passa a prever que o operador da rede mais próximo da localização da instalação de produção é o responsável pelo processo dessa ligação, tendo a obrigação de se coordenar com os operadores adjacentes, deverá apresentar uma solução de ligação cumprido o estabelecido no RRC e descrito no capítulo 4.2 deste documento justificativo. Adicionalmente

³¹ O Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RRNDG), aprovado pelo [Despacho n.º 2791/2025, de 28 de fevereiro](#) e o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás (RRNTG), aprovado pelo [Despacho n.º 3264/2025, de 13 de março](#).

é previsto o acordo de acesso, que concretiza a proposta final de solução de acesso à rede especificando as condições técnicas da injeção, tal como explicado no ponto seguinte.

6.3 ACORDO DE ACESSO

A integração de produtores de gases renováveis nas infraestruturas da RPG, designadamente de instalações de produção de biometano e de hidrogénio renovável, introduz novas necessidades de enquadramento regulamentar associadas à articulação operacional e contratual entre produtores, operadores das redes e agentes de mercado.

No âmbito do primeiro procedimento concorrencial para a aquisição centralizada de biometano pelo Comercializador de Último Recurso grossista (CURG), foram identificadas algumas matérias suscetíveis de melhoria nas Condições Gerais do Contrato de Uso da Rede de Transporte e as das Redes de Distribuição de gás. Em particular, verificou-se a necessidade de clarificar as responsabilidades aplicáveis aos produtores de gases renováveis e aos agentes de mercado.

Além disso, a incorporação de gases renováveis nas redes e a utilização mais dinâmica das infraestruturas de gás exige mecanismos adicionais de articulação entre os operadores das redes e os produtores.

Neste contexto, propõe-se no RARII um novo artigo que prevê a celebração de um «Acordo de Acesso» entre o operador da rede e o produtor de gases renováveis. Este acordo de acesso visa estabelecer, de forma autónoma e clara, as condições técnicas, operacionais e de responsabilidade associadas à ligação e à injeção de gases renováveis nas redes, assegurando simultaneamente a coerência com os contratos de uso das redes existentes.

O Acordo de Acesso deverá abranger aspetos relacionados com a qualidade e composição do gás, monitorização, medição, troca de informação operacional, gestão de restrições e procedimentos de coordenação operacional. A definição destas condições assume particular relevância num contexto em que a variabilidade das condições de produção e as especificidades técnicas dos gases renováveis podem ter impacto direto na operação das redes e na qualidade de serviço prestada.

Adicionalmente, a formalização destas matérias através do acordo de Acesso contribui para:

- clarificar as responsabilidades entre as partes;

- assegurar condições harmonizadas e transparentes de acesso às redes por parte dos produtores de gases renováveis;
- reforçar a segurança, fiabilidade e integridade da operação das infraestruturas de gás;
- acomodar a crescente diversidade de configurações de produção e de modelos de participação no mercado;
- promover maior previsibilidade jurídica e operacional para os novos investimentos em gases renováveis.

Por fim, torna-se igualmente necessário adaptar as condições gerais dos contratos de uso das redes da RNTG e da RNDG, de modo a prever expressamente a articulação com o novo acordo de acesso e a assegurar a coerência global do enquadramento regulamentar aplicável à injeção de gases renováveis na RPG.

6.4 INVESTIMENTOS EM REFORÇOS DE REDE DOS OPERADORES

O artigo 18.º do RARII estabelece atualmente obrigações de divulgação de informação pelos operadores relativamente às condições de acesso às redes e infraestruturas do SNG, incluindo informação sobre capacidade disponível, utilização das infraestruturas e congestionamentos. Complementarmente, o artigo 19.º identifica os pontos relevantes da RPG para efeitos de acesso regulado.

No entanto, no contexto do desenvolvimento da produção de biometano, verificou-se que a informação atualmente disponibilizada não é suficiente para suportar a avaliação da viabilidade técnica e económica dos projetos de produção.

Desta forma, a informação prevista no regulamento encontra-se orientada para o funcionamento tradicional do sistema de gás, com uma abordagem *top-down*, focando-se nas especificidades do acesso associado à satisfação do consumo, na ótica dos agentes de mercado e, não contemplando a informação específica associada à ligação de instalações de produção distribuída de gases renováveis.

Em particular, o enquadramento atual não prevê a disponibilização de informação relativa:

- à capacidade efetivamente disponível para ligação de produtores às redes;
- à localização e disponibilidade de estações de receção de gás comprimido ou liquefeito;

- às condições das diferentes zonas da rede relevantes para a integração de novos produtores, designadamente limitações locais tais como a sazonalidade da procura
- à necessidade previsível de reforços de rede para absorção de produção de gases renováveis;
- aos investimentos previstos pelos operadores para criação de novas condições de receção de gases renováveis.

Esta limitação traduz-se numa dificuldade acrescida de avaliação dos projetos pelos produtores, aumentando a incerteza quanto às soluções técnicas de acesso disponíveis, aos custos expectáveis e aos prazos de implementação. Assim, propõe-se acrescentar um novo artigo no RARII que inclui os temas identificados e prevê a obrigação de divulgação de informação orientada para o acesso dos produtores às redes.

Adicionalmente, considera-se necessário rever o artigo 19.º, relativo aos pontos relevantes da RPG, de forma a enquadrar a prestação de informação detalhada sobre a capacidade disponível para ligação de produtores e sobre os pontos relevantes associados aos modelos de injeção de gases renováveis.

No que se refere aos novos investimentos na rede, nomeadamente os destinados à criação de nova capacidade de injeção de gases renováveis ou para assegurar capacidade de injeção já atribuída, é proposto um novo artigo que prevê a possibilidade da existência de investimentos supervenientes aos inscritos em sede dos Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes.

Na ótica da implementação dos modelos logísticos associados aos gases renováveis, refere-se que os investimentos dos operadores das redes em estações de receção de biometano comprimido ou liquefeito devem ser propostos e avaliados no âmbito dos PDIR e equiparados a reforços de rede. Em concreto, sugere-se que os operadores nos seus exercícios de planeamento, de forma coordenada, mapeiem localizações no SNG onde consideram a instalação deste tipo de equipamento, através de consulta ao mercado de produção de biometano, procurando assegurar a existência de compromissos firmes para a sua utilização, de forma a evitar investimentos ociosos.

Nos processos de avaliação prévia de um pedido de acesso de um produtor, ou até através de estudos e prospeção do potencial de produção de gases renováveis na proximidade geográfica da sua rede, o operador pode identificar a necessidade de reforçar a sua rede para fazer face à capacidade potencial de ligação, prevendo a instalação de equipamentos ou, construindo interligações entre redes existentes. Pelo que também se propõe que os operadores possam inscrever nos PDIR e PDIRD montantes para

investimento em projetos de reforços de rede que prevejam ser necessários no âmbito de pedidos de acesso à rede de produtores, sem a localização exata e a caracterização de detalhe. Estas necessidades não sendo totalmente previsíveis, no momento de elaboração dos PDIR, poderão ser projetos de investimento descritos e fundamentados na informação a enviar à ERSE no seu exercício de supervisão.

Contudo, tal como descrito (vd. capítulo 4.2) na análise aos pedidos concretos de ligação à rede os operadores podem identificar a necessidade de construir rede para expandir ou alterar a configuração de um troço da rede para viabilizar um pedido concreto de ligação de uma instalação de um produtor. Neste particular, este investimento é considerado como mais um elemento de ligação e faz parte do modelo de comparticipação, não se enquadrando num investimento a aprovar no âmbito do PDIRG.

Adicionalmente, o mesmo novo artigo propõe implementar o estabelecido no Decreto-Lei n.º 94/2026, de 30 de abril, que altera o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, no que se refere à nova redação do artigo 86.º. Assim, ficou instituído o princípio de que, para efeitos de planeamento de rede, os novos investimentos em infraestruturas da rede devem depender de uma análise custo e benefício maximizando a eficiência dos investimentos ao abrigo do princípio da prioridade à eficiência energética face a opções alternativas viáveis, assegurando os objetivos do plano nacional de energia e clima (PNEC) e roteiro para a neutralidade carbónica (RNC).

6.5 FATORES DE PERDAS E AUTOCONSUMOS

A integração crescente de gases renováveis nas redes poderá, contudo, implicar a utilização de novas infraestruturas de ligação, nomeadamente pontos de receção de BioGNC e estações de compressão, que poderão apresentar consumos energéticos próprios ou originar perdas associadas à sua operação.

A relevância destes consumos depende das soluções tecnológicas adotadas. No caso das estações de compressão, os equipamentos poderão ser alimentados por energia elétrica ou, em determinadas configurações, por gás. Quando a compressão seja efetuada com recurso a energia elétrica, os respetivos custos operacionais encontram-se refletidos nos custos de exploração da infraestrutura. Caso seja utilizado gás para alimentação dos compressores, verificar-se-á um consumo de gás associado à operação da instalação, o qual poderá traduzir-se num aumento das necessidades de aquisição de gás de operação e dos encargos associados aos mecanismos de neutralidade do sistema.

De igual modo, nos pontos de recepção de BioGNC poderá ser necessário proceder ao aquecimento do gás após a descompressão, em resultado do arrefecimento provocado por esse processo. Também neste caso, a eventual necessidade de considerar perdas ou autoconsumos dependerá da fonte de energia utilizada e das características técnicas da instalação.

Atendendo à diversidade de soluções tecnológicas disponíveis, à reduzida experiência de exploração destas infraestruturas no contexto nacional, considera-se que não se justifica, nesta fase, a definição de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos específicos para estas infraestruturas.

Sem prejuízo do referido, poderá prever-se que os operadores das redes proponham à ERSE a definição de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos aplicáveis a pontos de recepção de BioGNC ou estações de compressão, sempre que demonstrem a existência de consumos ou perdas relevantes, devidamente fundamentados e suportados por informação técnica e operacional.

7 IMPLEMENTAÇÃO DOS VÁRIOS MODELOS LOGÍSTICOS ASSOCIADOS AOS GASES RENOVÁVEIS

Em 2021, a incorporação de gases renováveis foi objeto de uma revisão do Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) e do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global (MPGTG), bem como do Regulamento de Acesso às Redes, às Interligações e às Infraestruturas (RARII), na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto. Não obstante, a experiência adquirida e as recentes alterações dos Regulamentos da RNTG e da RNDG, justificam alterações pontuais nestes regulamentos, de forma a completar o quadro aplicável aos gases renováveis e de baixo teor de carbono.

Entre os vários modelos logísticos associados aos gases renováveis, estão já previstos e em aplicação o modelo de injeção direta de um produtor na rede pública e o modelo de receção de biometano liquefeito, em UAG de rede não interligada. Face à evolução regulamentar e técnica recente, importa considerar dois modelos adicionais:

- Estação de receção de biometano comprimido e injeção na rede pública
- Estação de receção de biometano liquefeito e injeção na rede pública interligada

Sobre estes dois modelos, importa referir que o investimento neste tipo de infraestruturas de receção de Biometano liquefeito ou comprimido deve ser decidida no âmbito do PDIR com compromissos de procura firme, para evitar investimentos ociosos.

De seguida apresentam-se os dois modelos e as implicações regulamentares propostas.

7.1 ESTAÇÃO DE RECEÇÃO DE BIOMETANO COMPRIMIDO

Os Regulamentos da RNTG e da RNDG preveem a figura da «**Estação de receção de gás**», definindo como uma «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».

Estando este tipo de infraestrutura previsto nestes regulamentos técnicos, importa estabelecer o modelo de acesso à mesma e considerar a sua existência nos processos de operação do SNG.

Figura 7-1 – Fotografia de estação de receção de biometano comprimido



Fonte: CNG Services, Ltd

Caso a infraestrutura seja operada pelo operador de rede a que está ligada, deve ser definido o respetivo modelo de acesso regulado. Note-se que esta explicitação não impede, em abstrato, que um produtor estabeleça uma infraestrutura com objetivo semelhante, para operação própria a título exclusivo. Esse caso seria equiparável a uma ligação direta à rede.

O RARII deve incluir como ponto relevante da RPG os pontos de ligação destas estações de receção de gás comprimido à RNTG ou à RNDG (artigo 23.º).

O acesso regulado desta infraestrutura, implica um processo transparente e não discriminatório de programação das entregas de gás. Simultaneamente, a complexidade do modelo de acesso deve acompanhar as necessidades do sistema, começando por modelos simples numa fase inicial, em que não se consegue prever o número de utilizadores de cada uma destas estações de receção. Aplica-se aqui a analogia com a receção de navios metaneiros no terminal, em que a programação segue uma lógica de janelas e de previsões de programação, que vão sendo ajustadas em função das condições circunstanciais como o estado do mar. Nesta medida, propõe-se prever (por aditamento do art.º 40.º-A do RARII) um mecanismo de atribuição de capacidade, nos termos gerais do RARII, cujo procedimento de detalhe deverá ser aprovado no MPAl, quando necessário. Admite-se que o modelo mais adequado seja uma regra *first-come-first-served* (FCFS).

A utilização da estação de receção de gás comprimido fica sujeita ao pagamento de um preço regulado, previsto no novo artigo 322.º-C do RRC. Para além disso é sempre devida a tarifa de Uso da Rede relativa à injeção de gás na rede de transporte ou de distribuição.

A existência de pontos de entrada na RNDG ou na RNTG, a partir das estações de receção de gás, deve ser prevista nas regras de operação do SNG, no quadro do ROI e do MPGTG. No âmbito do ROI, considera-se que a designação suficientemente genérica dos pontos relevantes, admite uma extensão às entradas de gás a partir de estações de receção de gás sem necessidade de alterações.

No caso do MPGTG, são propostas diversas alterações pontuais para incluir as estações de receção de gás no contexto do programa de operação da RNTIAT, das repartições e balanços de gás.

O modelo proposto pressupõe que o processo de injeção de gás na RNDG ou na RNTG a partir de uma estação de receção de gás não é nomeado pelo agente de mercado, mas antes corresponde aos *slots* de capacidade de receção e injeção na rede definidos pelo operador da infraestrutura. Nessa medida, as quantidades atribuídas à injeção pelo agente de mercado assemelham-se mais a repartições do gás injetado por essa infraestrutura de receção em cada dia gás.

A proposta prevê que o operador da estação de receção, caso injete na RNTG, seja responsável pela repartição das injeções e respetiva atualização de informação intradiária, a disponibilizar pelo GTG aos agentes de mercado. Nas estações de receção de receção ligadas à RNDG, o operador emite a repartição diária das injeções para efeitos de balanços.

Não se prevê a aplicação de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas estações de receção de gás comprimido, uma vez que os consumos energéticos são, provavelmente, elétricos.

Importa ainda referir que se prevê a existência de estações de receção de gás ligadas em redes de distribuição não interligadas, por razões de homogeneidade do enquadramento regulamentar. Contudo, atendendo ao carácter local destas redes não interligadas e ao seu reduzido consumo, a localização destas estações de receção será provavelmente mais adequada em ligações a redes interligadas. A ponderação da exequibilidade deste tipo de infraestruturas deve ser feita no contexto dos exercícios de planeamento.

7.2 ESTAÇÃO DE RECEÇÃO DE BIOMETANO LIQUEFEITO

A logística do biometano liquefeito já está estabelecida em regulamento e em funcionamento. Em concreto, o biometano produzido é liquefeito na própria instalação de produção e carregado em cisternas, tal como é feito no terminal de GNL de Sines. As cargas de biometano liquefeito são programadas pelo gestor logístico das UAG (GLUAG) e despachadas para as UAG com capacidade de receção desse gás. A entrega de gás incrementa as quantidades do agente de mercado responsável pela carga de biometano na UAG virtual.

Esta opção de modelo logístico, que há uns anos era apenas hipotética, tem-se vindo a afirmar como viável para instalações afastadas da rede de gás. Acresce que o consumo nas redes de gás não interligadas é apenas residual (a previsão da procura para 2026-27³² considera 807 GWh, para 66 UAG de rede) e com uma sazonalidade não coincidente com o perfil de produção de biometano. Nesta medida, considerou-se relevante admitir desde já a eventualidade de recorrer a infraestruturas do tipo UAG, mas ligadas à rede de distribuição interligada, que pudessem viabilizar a receção de maiores volumes de biometano liquefeito se isso se tornar uma necessidade.

Admite-se que a ligação de estações de receção de biometano liquefeito a uma rede interligada seja preferencialmente feita no nível de distribuição, a jusante da GRMS, de modo a minimizar os requisitos de pressão de entrega e aproximar a solução técnica à das UAG de rede. Não obstante, a proposta inscreve genericamente a existência de estações de receção de gás na RNTG e na RNDG.

Propõe-se que o RARII inclua como ponto relevante da RPG os pontos de ligação destas estações de receção de gás liquefeito à RNTG ou à RNDG.

No que respeita à operação das redes, as regras incluídas tratam de forma semelhante as estações de receção de gás, seja comprimido ou liquefeito. Ao contrário das estações de receção de gás comprimido, as estações de receção de gás liquefeito têm armazenamento local (depósito criogénico), pelo que se prevê o cálculo de balanços de gás nessa infraestrutura, cabendo ao operador responsável pela gestão das entregas de gás essa quantificação, por analogia com os balanços na UAG virtual.

³² Vd. “Caracterização da procura de gás no ano gás 2026-2027” (pág. 8), da ERSE, disponível [online](#).

Ao propor aplicar os balanços nas estações de receção de gás liquefeito por analogia com as UAG, resulta a aplicação de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nestas estações de receção de gás, dado que o seu desenho técnico será semelhante.

À semelhança das estações de receção de biometano comprimido, também para a utilização das estações de receção de biometano liquefeito em redes interligadas se propõe a aplicação de um preço regulado, previsto no artigo 322.º C do RRC, para além do pagamento da Tarifa de Uso de Rede aplicável às entregas de produtores de gases renováveis, por conta da injeção na rede.

7.3 MODELO LOGÍSTICO DO BIOGNL EM CENÁRIO DE GRANDE UTILIZAÇÃO

Conforme referido antes, o consumo das redes de distribuição não interligadas é pouco expressivo (800 GWh), pelo que um eventual sucesso deste modelo logístico para a receção de biometano pode colocar desafios. A solução de estações de receção de BioGNL ligadas à rede interligada é um exemplo de uma solução para um potencial congestionamento físico.

Porém, antes ainda de se verificarem congestionamentos físicos deste tipo (incapacidade de receção de biometano liquefeito por falta de consumo nas redes não interligadas e abastecidas por UAG), podem surgir problemas comerciais quanto aos balanços, no caso do produtor não ter clientes nas redes não interligadas. Este tema tinha sido objeto de discussão específica no contexto da [Consulta Pública n.º 116](#) (vd. documento justificativo), que decorreu em 2023.

Então, foram estabelecidos dois modelos de intercâmbio de existências para permitir uma grande flexibilidade comercial na gestão destes fluxos:

- a) Intercâmbio em mercado livre – troca de existências notificada pelos agentes de mercado ao GTG, na UAG Virtual (também possível no VTP, no armazenamento do terminal de Sines e no armazenamento subterrâneo);
- b) Intercâmbio regulado, entre a UAG Virtual e o terminal de Sines – este intercâmbio é viabilizado pelo CURG, substituindo cargas de fornecimento do CURG aos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas por intercâmbios com existências na UAG Virtual.

O modelo preferencial para a realização de trocas comerciais é o intercâmbio livre. O modelo alternativo (intercâmbio regulado) foi estabelecido de forma a oferecer uma alternativa viável quando os agentes de mercado não encontram contraparte para esse intercâmbio. No entanto, logo na consulta pública foram

reconhecidas as limitações deste modelo, restringido pelas quantidades abastecidas pelo CURG. Face ao fim dos contratos históricos de fornecimento, o modelo de comercialização de último recurso pode vir a sofrer alterações significativas. Por essa razão, visto o elevado interesse que o biometano liquefeito tem suscitado, considera-se necessário discutir nesta consulta uma proposta de evolução do modelo de intercâmbios regulados.

A alternativa, agora proposta, considera uma maior responsabilização do GLUAG na gestão das cargas de GNL, com origem no Terminal de GNL ou nas instalações de produção de gases renováveis (BioGNL). Neste modelo proposto, havendo um agente de mercado que representa um produtor a requerer um intercâmbio regulado, o GLUAG substitui o carregamento a partir do Terminal de GNL de Sines pela carga de gás renovável proveniente da instalação de produção. Adicionalmente o GLUAG sinaliza ao GTG a atribuição do correspondente valor de energia em acréscimo às existências do agente de mercado na UAG Virtual e um intercâmbio do mesmo valor entre as existências desse agente no Terminal de GNL de Sines e o agente de mercado que representa o produtor. Esta operação ocorre sem impacto comercial para o agente de mercado com clientes na UAG, que vê o seu gás transferido entre o Terminal de GNL Sines e a UAG Virtual, como suposto. Por outro lado, o produtor vê a sua carga ser descarregada virtualmente no Terminal de GNL de Sines, abrindo a possibilidade de negociação no VTP, de forma independente de outros agentes de mercado.

No fundo, esta proposta estende o modelo vigente, anteriormente, apenas aplicável ao CURG, a qualquer outro agente de mercado. O contrato de gestão logística de gás com o GLUAG é assim, segundo a proposta, a base formal de consentimento para esta atuação do GLUAG.

Adicionalmente, o modelo de intercâmbio regulado apenas aplicável ao CURG é descontinuado, sendo expandido para todos os agentes de mercado, salvo uma exceção, no caso de constituição de existências mínimas na UAG Virtual por parte de agentes de mercado que iniciam operação em redes de distribuição não interligadas, o intercâmbio regulado continua a ser garantido pelo comercializador de último recurso grossista sendo um mecanismo de último recurso, para os agentes de mercado que não encontrem uma contraparte para o seu intercâmbio, apenas para este fim específico.

No novo modelo proposto, o procedimento para os intercâmbios regulados prevê que a contabilização no balanço dos agentes de mercado envolvidos seja feita no dia gás da entrega de gás na UAG Virtual (carga incluída no plano semanal) ou, no dia gás definido pelo gestor logístico das UAG (existências já entregues na UAG Virtual), desta forma, o agente de mercado, que representa o produtor, pode não constituir existências na UAG Virtual.

A substituição da carga a partir do Terminal de GNL Sines por cargas de BioGNL resulta numa poupança do custo de carregamento de cisterna nesta infraestrutura. O GLUAG deve redistribuir o efeito desta poupança, procurando atribuir as cargas deste intercâmbio aos agentes de mercado ao longo do ano gás, em proporção da sua carteira de consumo.

Tendo em conta esta proposta de reformar o mecanismo do Intercâmbio regulado, para que o GLUAG facilite as transferências de quantidades de gás de origem renovável ou debaixo teor de carbono provenientes das instalações de produção com liquefação, das UAG para o restante SNG, propõe-se alterar o seguinte:

- Procedimento n.º 27 do MPGTG, relativo a Mecanismo de Intercâmbios comerciais de gás na UAG Virtual, no que se refere aos intercâmbios regulados
- Parte II – Responsabilidades dos Intervenientes e Procedimento n.º 3 do MGLA, sobre papel do GLUAG nos intercâmbios regulados, sobre a disponibilização de dados e sobre o plano semanal de cargas.

7.4 FUNÇÃO DE RESPONSÁVEL PELOS DESEQUILÍBRIOS NA RNTG

No modelo de compensação adotado para as redes não interligadas, concentrado na UAG Virtual, foi prevista a possibilidade de delegação da responsabilidade pela compensação.

Segundo o documento justificativo da Consulta Pública n.º 116, «prevê-se a figura de agente de mercado agregador, possibilitando que um agente de mercado delegue num terceiro, também agente de mercado (agregador), a responsabilidade pelo abastecimento das UAG e pela compensação nas redes não interligadas. Assim o agente que delega vê os seus consumos incorporados no balanço do agente de mercado agregador na UAG Virtual e este é diretamente responsável pela compensação desses consumos, bem como pelo abastecimento das UAG».

Nessa altura, foi solicitado pelos agentes que participaram na consulta, que esta figura fosse adotada também para a rede de transporte, aderindo também ao modelo regulamentar do setor elétrico, que também permite que um agente de mercado, delegue a responsabilidade pelos desvios.

A ERSE considera que a presente consulta é um momento oportuno para propor esta extensão da figura do agente de mercado agregador à compensação na RNTG. O ambiente de mercado irá sofrer alterações

pela presença de novos atores – produtores de gases renováveis e de baixo teor de carbono, aumentando o interesse por modelos flexíveis de participação em mercado e de organização (e segmentação) empresarial.

Na perspetiva do SNG, a possibilidade de agregação de responsabilidades oferece a clarificação de papéis de alguns agentes de mercado e potencia a coerência com as obrigações associadas ao fornecimento, como a constituição de reservas de segurança. A redução do número de interlocutores (ou, pelo menos, a contenção do aumento) para o processo de compensação e liquidação de desequilíbrios e a participação de agentes mais especializados nesta dimensão pode facilitar a atividade da gestão técnica global.

Assim, propõe-se a alteração do MPGTG para adotar a figura do agente de mercado agregador para a responsabilidade pela compensação na RNTG, tendo sido incluída a definição de agente de mercado agregador, assim, todas as disposições sobre os agentes de mercado passam a ser aplicáveis também a esta nova figura.

O agente de mercado que delega num agente de mercado agregador as suas responsabilidades de balanço na RNTG, continua a ter a possibilidade de contabilizar as suas existências no Terminal de GNL de Sines e no Armazenamento subterrâneo de forma individual, bem como a possibilidade de nomear e transacionar gás (bilateralmente ou no Mibgás) no VTP.

Desta forma, no procedimento n.º 5, relativo ao serviço de flexibilidade do *Linepack*, é incluído o agente de mercado agregador como possível contratante deste serviço. Já no procedimento n.º 12, referente ao apuramento de desequilíbrios diários nos seus, n.º 1 e n.º 2, propõe-se estabelecer que um agente de mercado pode delegar a responsabilidade pelos seus balanços individuais na RNTG a um agente agregador. Em suma, propõe-se que o agente de mercado possa delegar num terceiro também agente de mercado (agregador) a responsabilidade pelos seus fornecimentos, pelos seus desequilíbrios diários e por sua vez sobre os encargos de compensação diários por conta dos desequilíbrios.

7.5 MECANISMO DE INCENTIVO À COMPENSAÇÃO NA UAG VIRTUAL

No âmbito da aplicação deste mecanismo, previsto no Procedimento n.º 26 do MPGTG, foi identificada, pelo GTG, a necessidade de ser possível corrigir erros de balanço e consequente aplicação de penalidades aos agentes de mercado. De acordo com o estabelecido neste mecanismo «não há lugar a correções de penalidades já aplicadas, nem devem ser aplicadas penalidades retroativas por revisão das existências dos

agentes de mercado motivadas pela incorporação de correções às quantidades de energia inicialmente anunciadas para cada dia gás». Tendo sido identificada a necessidade de enquadrar a correção de valores de encargos com penalidades por incumprimento das existências mínimas comerciais na UAG Virtual que se verificam posteriormente incorretas.

Paralelamente, quanto ao Procedimento n.º 13 do mesmo Manual, houve operadores que têm vindo a referir a necessidade de tratar casos para corrigir o valor de uma penalidade aplicada a um agente de mercado após os períodos previstos para acertos de liquidações. A ERSE não submete nenhuma proposta de alteração de regime nesse sentido, colocando em discussão a aproximação ao modelo existente na eletricidade, em concreto o n.º 4 do artigo 406.º do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

8 APLICAÇÃO NO TEMPO DAS REGRAS DE PARTILHA DE CUSTOS PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

O Decreto-Lei n.º 94/2026, de 30 de abril, determinou a sua entrada em vigor para o dia seguinte ao da sua publicação, i.e., 1 de maio de 2026 (artigo 4.º). Dessa forma, o regime estabelecido pelo legislador no artigo 72.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 62/2020, que habilita a nova metodologia dos encargos com a ligação desde a instalação de produção até à interligação com a RPG, a definir pela ERSE, apenas se pode ter como «dispondo para o futuro», nos termos gerais (artigo 12.º do Código Civil).

Faz-se notar que, até 30 de abril, i.e. enquanto vigorou a redação inicial do artigo 72.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 62/2020, a regra imperativa no sentido de que os encargos com a ligação desde a instalação de produção, que sirva em exclusivo um ou mais produtores, até à interligação com a RPG, incluindo as infraestruturas associadas à ligação e injeção na rede, eram da responsabilidade dos respetivos titulares de registo (produtores).

A ERSE propõe, atento o sistema jurídico, que a sua regulamentação produza efeitos para o futuro, admitindo, porém, uma aplicação (dos n.ºs 3 a 5 do artigo 179.º-C do RRC) que retroaja efeitos desde a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 94/2026, ressalvadas certas condições que garantam a igualdade de tratamento entre os diferentes requisitantes. Assim, para o período entre a entrada em vigor e a produção de efeitos do Decreto-Lei n.º 94/2026, por um lado, e a entrada em vigor da regulamentação ora sujeita a consulta pública, por outro, a ERSE propõe que sejam mobilizadas as normas regulamentares, desde que, cumulativamente:

- O acordo entre o produtor requerente da ligação e o operador da rede, que adjudique a construção da ligação, tenha sido celebrado após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 94/2026 (i.e., desde 1 de maio de 2026);
- O operador da rede ateste que a ligação em causa corresponde ao traçado proposto pelo operador da rede e que tal traçado corresponde à solução tecnicamente viável e económica mais eficiente para o SNG.

O preenchimento dos requisitos mencionados é fundamental para garantir o cumprimento das exigências de legalidade, relacionadas com as normas em vigor à data da celebração do acordo (momento juridicamente fundador da relação jurídica).

É também fundamental para fazer respeitar o princípio da igualdade, designadamente, ao garantir que não existem produtores que tenham adjudicado a ligação com o operador da rede após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 94/2026, mas antes da regulamentação da ERSE, e que pudessem ficar, em relação aos produtores que celebrassem o contrato após a entrada em vigor da regulamentação da ERSE, privados da aplicação de uma nova metodologia mais favorável ou numa posição de benefício (por anteriormente as exigências para a aplicação dessa metodologia não lhes serem totalmente aplicáveis, no que respeita à solução tecnicamente viável e económica mais eficiente para o SNG).

Tal proposta consta do artigo 8.º do Regulamento que altera o RRC e o RT.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

+351 213 033 200

erse@erse.pt

www.erse.pt

