ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSULTA PÚBLICA
117

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Consulta periódica nos termos do artigo 26.º do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás

SETOR GÁS

outubro - 2023

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1
2 ESTRUTURA TARIFÁRIA VIGENTE 5
2.1 Descrição da rede nacional de transporte 5
2.2 Tarifa de transporte 10
2.2.1 Aplicação pelo operador da rede de transporte 11
2.2.2 Aplicação pelos operadores das redes de distribuição 14
2.3 Produtos de capacidade 14
3 METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA 17
3.1 Metodologia de preço de referência 17
3.1.1 Metodologia de cálculo 19
3.1.2 Informação de entrada 24
3.1.3 Fator de utilização comercial 25
3.1.4 Matriz de distâncias 29
3.1.5 Frequência de atualização dos preços de referência 30
3.2 Cumprimento do enquadramento regulamentar europeu pela proposta de metodologia do preço de referência 30
3.3 Injeção de gases renováveis ou de baixo carbono 32
3.4 Alocação do custo dos ramais e das GRMS 33
4 PROVEITOS PERMITIDOS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE 37
4.1 Proveitos permitidos do operador da rede de Transporte de gás 37
4.2 Parâmetros de proveitos 38
4.3 Prémios de leilões de atribuição de capacidade 41
5 TARIFAS DE TRANSPORTE BASEADAS NA ENERGIA E TARIFAS NÃO RELACIONADAS COM O TRANSPORTE 43
6 ANÁLISE DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA INDICATIVOS 45
6.1 Preços de referência indicativos para o ano gás 2024-2025 45
6.2 Comparação com os preços de referência do ano gás 2023-2024 46
6.3 Comparação com a metodologia CWD 47
6.4 Avaliação de imputação de custos 49
6.5 Evolução indicativa dos preços de referência 51
7 DESCONTOS, MULTIPLICADORES E FATORES SAZONAIS 53
7.1 Descontos nos pontos de interface com o Armazenamento Subterrâneo 53
7.2 Multiplicadores 54
7.3 Fatores sazonais 58

8 RELAÇÃO COM OUTRA LEGISLAÇÃO EUROPEIA.....59
8.1 Pacote de hidrogénio e gás descarbonizado 59
8.2 Regulamento relativo ao armazenamento de gás na UE.....60

1 INTRODUÇÃO

O Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás (doravante designado por Código de Rede de Tarifas), define as regras sobre a aplicação de uma metodologia de preço de referência e os requisitos de consulta, entre outras regras.

Mais concretamente, os artigos 26.º a 28.º do Código de Rede de Tarifas definem os requisitos de consulta, incluindo o calendário para a consulta periódica prevista no artigo 26.º, que deve ocorrer pelo menos a cada cinco anos, e que deve permanecer aberta pelo menos durante dois meses. Posteriormente, no prazo de um mês após o término da consulta, deve ser publicado um documento com o resumo destes comentários. A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER, na sigla inglesa) terá posteriormente um mês adicional para analisar a consulta e apresentar comentários não vinculativos, integrando nessa decisão os comentários dos vários participantes na consulta pública. Por fim, no prazo de cinco meses a contar do termo da consulta pública, a entidade reguladora nacional deve publicar uma decisão fundamentada sobre todos os elementos previstos no artigo 26.º, n.º 1, do Código de Rede de Tarifas [1].

A consulta pública que agora se lança abrange, para além da consulta periódica prevista no artigo 26.º, também a consulta prevista no artigo 28.º, relativa aos descontos, multiplicadores e fatores sazonais. É de relembrar que a anterior consulta periódica esteve aberta entre 17 de agosto e 17 de outubro de 2018 [2], com efeitos a partir do ano gás 2019-2020, e correspondeu à implementação inicial do Código de Rede de Tarifas em Portugal.

Este novo processo de consulta periódica representa uma continuidade com a anterior decisão fundamentada, e terá efeitos a partir do ano gás 2024-2025. Na proposta é mantida a metodologia de preço de referência vigente, embora sujeita à atualização de parâmetros, que condicionam a estrutura tarifária que daí resulta. A aplicação da metodologia de preço de referência é descrita no capítulo 3, e resulta no modelo tarifário simplificado em formato Excel, que integra esta consulta. No capítulo 4 é dado cumprimento às obrigações de transparência que se referem aos proveitos permitidos a recuperar nas

[1] Após a publicação da decisão fundamentada, a entidade reguladora nacional deve enviar a sua decisão à ACER e à Comissão Europeia.

[2] Consulta Pública da ERSE n.º 66, relativa à Implementação do Código de Rede relativo a Estruturas Tarifárias harmonizadas para o Transporte de Gás Natural.

tarifas. O capítulo 5 aborda os temas das tarifas de transporte baseadas na energia e das tarifas não relacionadas com o transporte. Por sua vez, o capítulo 6 apresenta os preços de referência indicativos, que resultam da metodologia de preço de referência, incluindo as análises exigidas pelo Código de Rede de Tarifas, em particular a avaliação de imputação de custos e a comparação com a metodologia definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas. As matérias a consultar no âmbito do artigo 28.º são apresentadas no capítulo 7, enquanto o capítulo 8 faz um breve enquadramento sobre outros diplomas europeus com relevância para as tarifas.

Por fim, informa-se que a ERSE se encontra de momento a desenvolver um estudo, em conjunto com a entidade reguladora congénere de Espanha (CNMC, *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*), relativo ao papel das tarifas na integração dos mercados de gás em Espanha e Portugal [3]. Como referido no programa de trabalho da Iniciativa Regional do Sul para o Gás, o estudo deve avaliar um conjunto de opções, entre elas, a eliminação da tarifa no ponto de interligação entre Portugal e Espanha e a aplicação de uma metodologia de cálculo comum para as tarifas de transporte nos dois países. A próxima consulta periódica, a realizar pela ERSE, já poderá beneficiar das conclusões deste estudo conjunto.

Formas de participação

A consulta pública decorre até ao dia 4 de dezembro de 2023, prazo em que termina o envio de contributos sobre a proposta apresentada pela ERSE.

Os contributos podem ser enviados por email ou correio para os seguintes contactos, identificando a consulta a que responde ao introduzir o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex: Assunto: CP 117 ou Consulta pública 117):

- Endereço eletrónico: consultapublica@erse.pt
- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama 1, 3.º andar, 1400-113 Lisboa

A ERSE terá em conta os contributos quando elaborar a decisão fundamentada. Juntamente com a aprovação e publicação da versão final, a ERSE disponibiliza igualmente um relatório onde são identificadas as matérias que suscitaram comentários, respondendo de forma justificada aos mesmos e indicando, sempre que possível, se foram ou não considerados na redação final.

[3] Estudo previsto no programa da Iniciativa Regional do Sul para o Gás (SGRI, *South Gas Regional Initiative*) relativo ao biénio 2021-2022 (ver secção relativa ao 'Target 2').

O seu contributo será publicado, exceto se, expressamente, pedir confidencialidade, e deve:

- confirmar se envia elementos cuja divulgação seja restrita, caso em que também deve disponibilizar uma versão pública;
- para proteção dos dados pessoais dos remetentes, enviar os contributos num documento autónomo que não contenha dados pessoais.

Aviso

O presente documento é publicado em Português e Inglês. Em caso de diferentes interpretações, prevalece a versão em Português.

2 ESTRUTURA TARIFÁRIA VIGENTE

Nos termos do Regulamento Tarifário para o setor do gás[4] (RT), a tarifa de Uso da Rede de Transporte (tarifa de URT) deve proporcionar ao Operador da Rede de Transporte (ORT) os proveitos permitidos da atividade de transporte de gás, recuperando os custos de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes que lhe estão associados [5].

2.1 DESCRIÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

A rede nacional de transporte de gás (RNTG), apresentada na Figura 2-1, é constituída por dois eixos: um eixo norte-sul que liga a interligação com Espanha, em Valença do Minho, com o terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL), em Sines, e um eixo este-oeste que conecta a interligação com Espanha em Campo Maior com o litoral, passando próximo do armazenamento subterrâneo no Carriço. Em 2013 foi concluída a ligação entre dois troços que terminavam em Mangualde e na Guarda, resultando num troço circular. O Quadro 2-1 faz uma caracterização da RNTG.

Quadro 2-1 - Caracterização da RNTG, em 31 de dezembro de 2022

Comprimento total dos gasodutos, em km	1375
Diâmetro dos gasodutos, em mm	150 – 800
Estação de regulação de pressão e medida (GRMS), em n.º	86
Estação de seccionamento (BV), em n.º	44
Interligação (CTS), em n.º	2
Estação de derivação em T simples (ICJCT), em n.º	5
Estação de derivação (JCT), em n.º	66

Fonte: Data Hub (REN). Informação do final do ano de 2022.

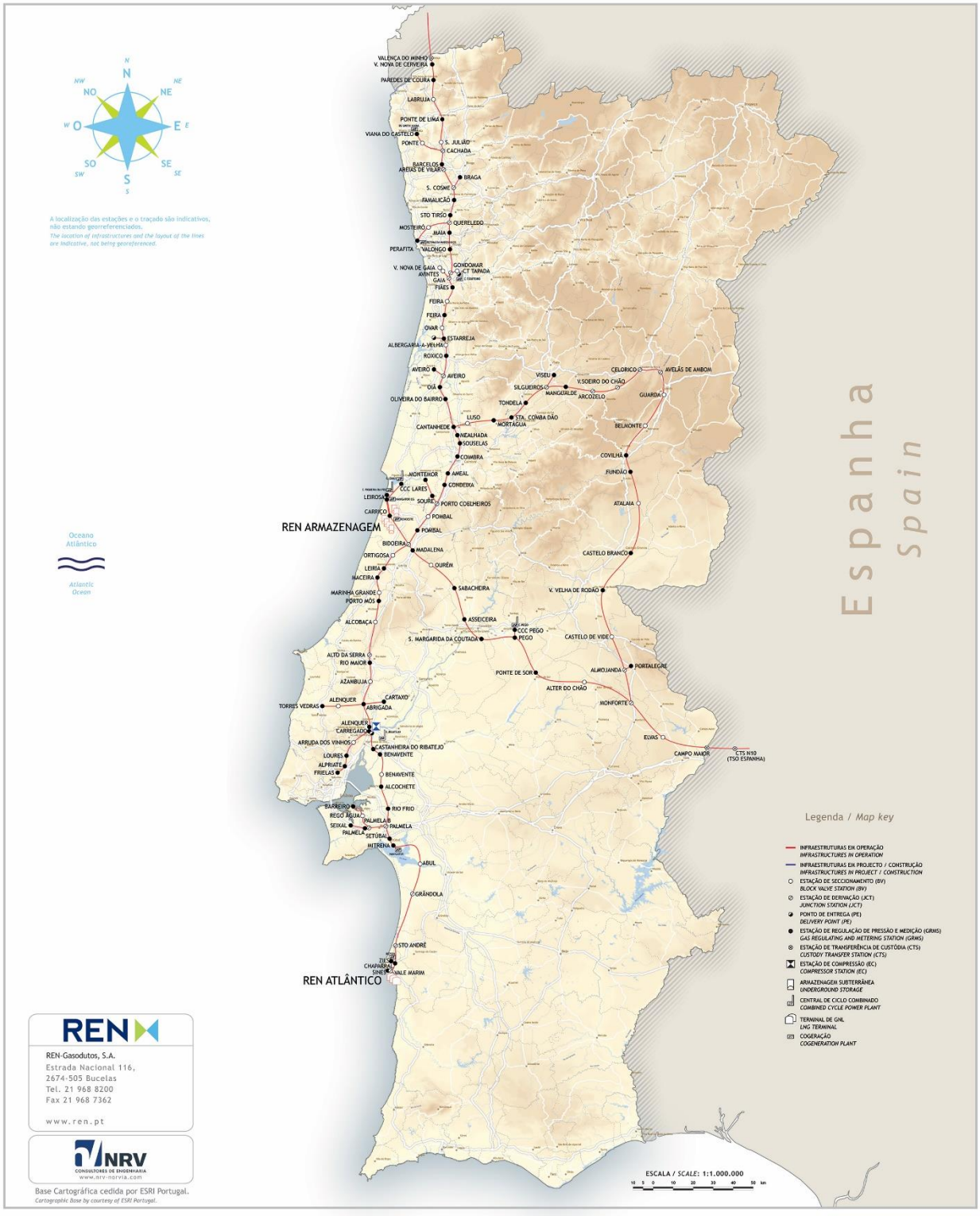
[4] Aprovado pelo Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho.

[5] A metodologia vigente para a determinação do valor anual dos proveitos permitidos do ORT encontra-se descrita no documento "Parâmetros de Regulação para o Período de 2024 a 2027". O cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2023-2024 está no documento "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das Empresas Reguladas do Setor do Gás".

A RNTG, que opera com um nível de pressão superior a 20 bar [6], tem atualmente uma extensão de 1 375 km, apresenta diâmetros de condutas de transporte compreendidos entre 150 e 800 mm e inclui 86 estações de regulação e medição de gás nos pontos de entrega, entre outros ativos de rede.

[6] Nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás, a pressão máxima de operacionalidade na RNTG é de 84,0 barg.

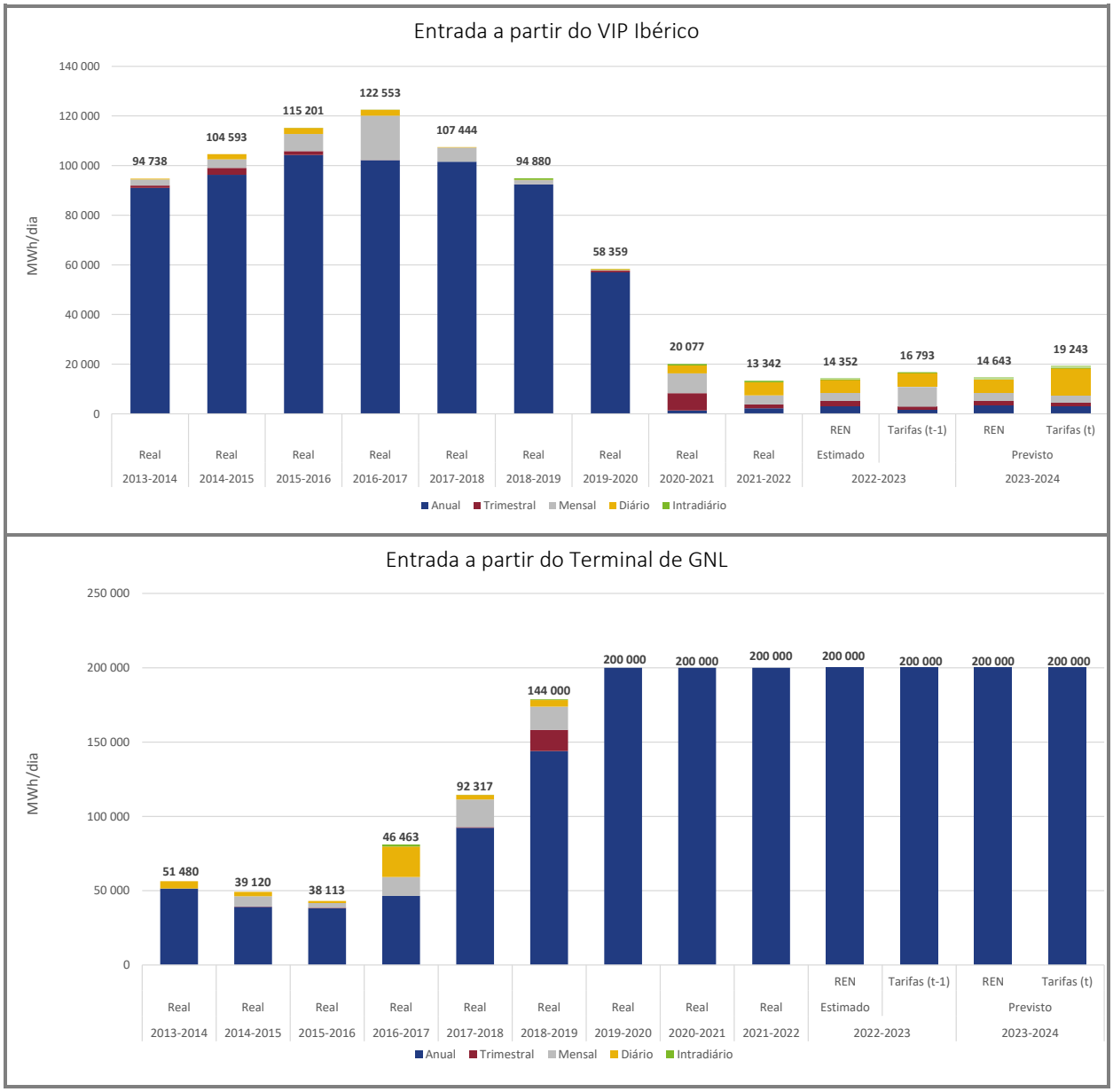
Figura 2-1 - Diagrama da rede nacional de transporte de gás



Fonte: Data Hub (REN). Informação do final do ano de 2022.

A Figura 2-2 apresenta a contratação de capacidade firme nos pontos de entrada a partir do Virtual Interconnection Point (VIP) Ibérico e do Terminal de GNL, evidenciando a alteração no perfil de importação de gás, com o Terminal de GNL a assumir um papel mais preponderante desde o ano gás 2018-2019.

Figura 2-2 - Contratação de capacidade firme na RNTG, por ponto de entrada



Fonte: Caracterização da procura de gás no ano gás 2023-2024 (ERSE), de junho de 2023. Inclui informação real até ao ano gás 2021-2022.

A ERSE emitiu no início de setembro o seu Parecer [7] ao plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL para o período 2024-2033 (PDIRG 2023), apresentado pelo operador da Rede Nacional de Transporte de Gás. O Parecer da ERSE foi precedido de uma consulta pública e deverá ser considerado na versão final do PDIRG 2023, a ser aprovado pelo membro do Governo responsável pela área de energia, nos termos do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na redação vigente.

Não se perspetiva que, no prazo de cinco anos (prazo que o Código de Rede de Tarifas determina para a realização de um novo processo de consulta pública periódica), se realizem investimentos significativos que impactem a análise efetuada no presente documento.

[7] https://www.erse.pt/media/eb1k0u0a/parecer-%C3%A0-proposta-de-pdirg-2023-hp.pdf

2.2 TARIFA DE TRANSPORTE

A tarifa de URT é aplicada pelo ORT e pelos operadores das redes de distribuição (ORD).

A tarifa de URT aplicada pelo ORT tem uma estrutura do tipo **entrada-saída**, isto é, os utilizadores da rede de transporte pagam um preço pelo gás que entra na rede de transporte e pagam outro preço pelo gás que sai da mesma [8]. A tarifa de URT é aplicada pelos ORD aos clientes ligados às redes de distribuição em Média Pressão (MP) e Baixa Pressão (BP). Estes devem pagar a tarifa de URT, uma vez que utilizam a RNTG a montante: o gás que chega aos clientes, em MP e em BP, passa pela RNTG antes de entrar na RNDG.

O Quadro 2-2 resume a aplicação da tarifa de URT aos vários utilizadores da RNTG.

Quadro 2-2 - Resumo da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

	Utilizador da Rede de Transporte	Aplicação pelo Operador da Rede de Transporte	Aplicação pelo Operador da Rede de Distribuição
Entrada na RNTG	VIP Ibérico	Pago pelo agente de mercado	*Não aplicável*
	Terminal de GNL em Sines		
	Armazenamento subterrâneo		
	Produtores de gás	Pago pelo produtor de gás	
Saída da RNTG	VIP Ibérico	Pago pelo agente de mercado	
	Terminal de GNL em Sines		
	Armazenamento subterrâneo		
	Operadores das redes de distribuição	Valor a repercutir nos clientes em Média Pressão e Baixa Pressão	
	Clientes em Alta Pressão	Pago através da Tarifa de Acesso às Redes	
	UAG (propriedade de clientes)		
Saída da RNDG	Clientes em Média Pressão	*Não aplicável*	Pago através da Tarifa de Acesso às Redes
	Clientes em Baixa Pressão		

[8] A estrutura tarifária do tipo entrada-saída é aplicada em Portugal desde o período tarifário de 2010-2011.

2.2.1 APLICAÇÃO PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A tarifa de URT é aplicada pelo ORT aos seus utilizadores nos pontos de fronteira com a RNTG, quer sejam pontos de entrada, quer sejam pontos de saída. O Quadro 2-3 indica para cada ponto a variável de faturação da tarifa de URT aplicada pelo ORT, bem como observações complementares.

Quadro 2-3 - Tarifa de URT aplicada pelo Operador da Rede de Transporte

	Utilizador da Rede de Transporte	Variável de faturação (unidade do preço)	Observações
Entrada na RNTG	VIP Ibérico	Capacidade contratada (EUR/kWh/dia/dia) ou (EUR/kWh/hora/hora)	▪ Sujeito a processos de atribuição de capacidade (tarifa de URT representa o preço de reserva) ▪ Preço depende do tipo de produto (capacidade firme ou interruptível) e do horizonte temporal (plurianual, anual, trimestral, mensal, diário ou intradiário)
	Terminal de GNL		
	Armazenamento subterrâneo		
	Produtor de gás	Capacidade utilizada na injeção (EUR/kWh/dia/dia)	▪ Não sujeito a processos de atribuição de capacidade
Saída da RNTG	VIP Ibérico	Capacidade contratada (EUR/kWh/dia/dia) ou (EUR/kWh/hora/hora)	▪ Sujeito a processos de atribuição de capacidade (tarifa de URT representa o preço de reserva) ▪ Preço depende do tipo de produto (capacidade firme ou interruptível) e do horizonte temporal (plurianual, anual, trimestral, mensal, diário ou intradiário)
	Terminal de GNL		
	Armazenamento subterrâneo		
	Operadores das redes de distribuição	Capacidade utilizada (EUR/kWh/dia/dia)	▪ Os ORD repercutem a tarifa de URT através da tarifa de Acesso às Redes aos clientes ligados em MP e BP
	Clientes em Alta Pressão		▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes ▪ Disponível em diferentes opções tarifárias [9]
	UAG (propriedade de clientes)		▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes das UAG (propriedade de clientes) [10]

No caso da variável **capacidade contratada**, o preço aprovado pela ERSE para a tarifa de URT corresponde ao preço de reserva nos processos de atribuição de capacidade, na forma de leilões de capacidade. Em função das condições de procura e de oferta desses leilões, pode resultar um preço final igual ou superior

[9] Nas opções tarifárias a variável de faturação é um conceito semelhante à capacidade utilizada.

[10] Devido a restrições na medição da capacidade utilizada destes clientes, o preço de capacidade utilizada é convertido para um preço de energia, em euros por kWh.

ao preço de reserva. A diferença entre o preço final e o preço de reserva designa-se por prémio de leilão. Refira-se ainda que o valor de capacidade reservada pelo agente de mercado constitui um direito de utilização de capacidade com pagamento de caráter vinculativo, independentemente do uso efetivo, para o horizonte temporal anual, trimestral, mensal, diário e intradiário. Os direitos de utilização designam-se também por produtos de capacidade, e estão divididos em produtos de capacidade firme e produtos de capacidade interruptível.

No caso da variável **capacidade utilizada na injeção**, o preço aprovado pela ERSE para a tarifa de URT é aplicado ao valor medido na instalação do produtor de gás da capacidade de injeção para a rede de transporte, aplicando-se ao máximo da injeção diária, medido em kWh/dia, registado nos últimos 12 meses.

No caso da variável **capacidade utilizada**, o preço aprovado pela ERSE para a tarifa de URT é aplicado ao valor medido na instalação do consumidor (ou nos pontos de fronteira da RNTG com a RNDG) pela utilização da capacidade de saída da rede de transporte, aplicando-se por defeito ao máximo consumo diário, medido em kWh/dia, registado nos últimos 12 meses. As exceções a esta aplicação ocorrem nas opções tarifárias adicionais para os clientes em AP e no caso das Unidades Autónomas de Gás (UAG) propriedade de clientes [11]. As **opções tarifárias** disponíveis para clientes em AP estão caracterizadas no Quadro 2-4, sendo que a opção de «longas utilizações» corresponde à opção por defeito.

Quadro 2-4 - Variável de faturação na tarifa de URT para clientes em AP, por opção tarifária

Opção tarifária	Variável de faturação	Unidade do preço
Longas utilizações	Capacidade utilizada Máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado nos últimos doze meses, medido no ponto de entrega da rede de transporte.	EUR/(kWh/dia) por dia
Flexível anual	Capacidade base anual A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.	
	Capacidade mensal adicional A capacidade mensal adicional dos meses de verão (abril a setembro) corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual.	

[11] Nas entregas às instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes, devido à impossibilidade de ter uma medição para o conceito de capacidade utilizada, a ERSE procede a uma conversão do preço de capacidade utilizada, aplicável aos clientes em AP, para um preço de energia, em EUR/kWh, de acordo com um fator de modulação publicado pela ERSE.

Flexível mensal	Capacidade mensal Máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado no mês da fatura. Preços são diferenciados entre a época de verão (abril a setembro) e a época de inverno (outubro a março).	
Flexível diária	Capacidade diária Consumo diário, medido em kWh/dia, registado no mês da fatura. Preços são diferenciados entre a época de verão (abril a setembro) e a época de inverno (outubro a março).	

Os preços de capacidade das **opções tarifárias flexíveis** são obtidos mediante a aplicação de fatores multiplicativos [12] ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações.

CASO PARTICULAR DAS UAG PROPRIEDADE DE CLIENTES

As Unidades Autónomas de Gás (UAG) são sistemas de armazenamento (reservatórios criogénicos) destinados à armazenagem de gás natural liquefeito, outros gases ou mistura de gases, que permitem abastecer redes de distribuição ou clientes dedicados (UAG propriedade de clientes), em zonas do país onde não existe rede de gás. O abastecimento das UAG é efetuado por via rodoviária através de camiões cisterna que se abastecem no terminal de GNL de Sines.

Os custos com o transporte por cisterna para abastecimento de UAG propriedade de clientes são transferidos pelo detentor da UAG para o ORT, sendo incluído no cálculo da tarifa da rede de transporte. Assim, obtém-se uma tarifa de transporte que é igual para todos os consumidores sejam abastecidos através de uma rede interligada com a rede de transporte ou sejam abastecidos através de uma UAG propriedade de clientes.

As UAG propriedade de clientes são considerados um ponto de entrega da rede de transporte, faturando-se o acesso através de uma regra de faturação simplificada que consiste na aplicação de um preço em EUR/kWh à quantidade de energia entregue à UAG, determinada com base nas quantidades de gás descarregadas. A quantidade de energia entregue pode ser calculada com base no peso ou no volume das quantidades descarregadas, dispensando-se a instalação de um equipamento de medição criogénico.

[12] No caso da opção flexível anual, aplica-se um fator multiplicativo de 1,5 à capacidade mensal adicional. No caso da opção flexível mensal, aplicam-se fatores multiplicativos de 3,0 e 1,5 à capacidade mensal faturada nos períodos [outubro a março] e [abril a setembro], respetivamente. No caso da opção flexível diária, aplicam-se fatores multiplicativos de 10,0 e 6,0 à capacidade diária faturada nos períodos [outubro a março] e [abril a setembro], respetivamente.

O preço em EUR/kWh da tarifa de Acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG propriedade do cliente resulta da soma do preço da tarifa de Uso da Rede de Transporte, do preço da tarifa de Uso Global do Sistema. O preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte resulta da conversão das respetivas capacidades em energia, condicionadas por um fator de modulação publicado pela ERSE.

2.2.2 APLICAÇÃO PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Importa referir que o pagamento da tarifa de URT pelos clientes em MP e BP aos ORD é neutra para estes últimos, uma vez que transferem a totalidade do valor para o ORT através do pagamento da tarifa de URT aplicada pelo ORT aos ORD. O Quadro 2-5 indica a variável de faturação na tarifa de URT aplicada pelos ORD, bem como observações complementares.

Quadro 2-5 - Tarifa de URT aplicada pelos Operadores das Redes de Distribuição

	Utilizador da Rede de Transporte	Observações	Variável de faturação
Saída da RNDG	Clientes em Média Pressão	▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes ▪ Disponível em diferentes opções tarifárias	Energia EUR/kWh
	Clientes em Baixa Pressão		

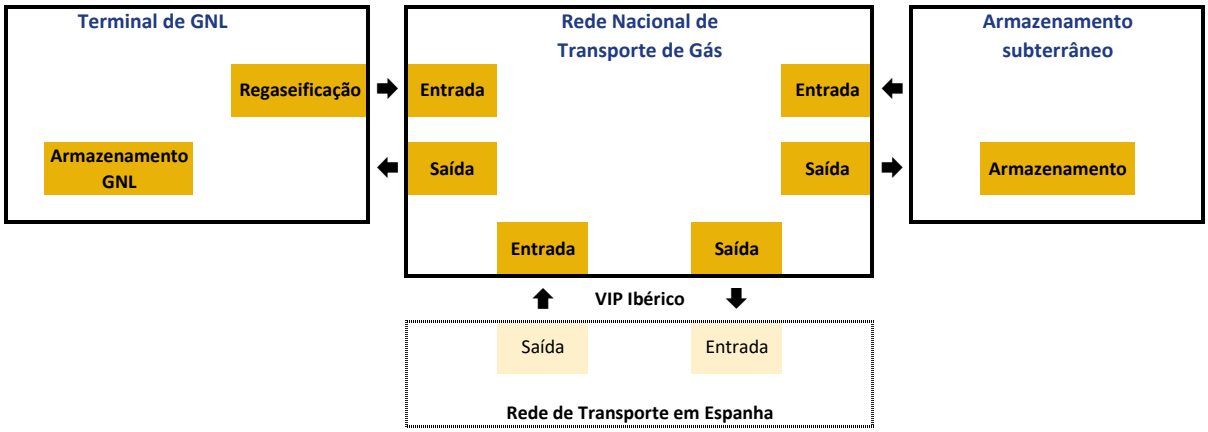
Conforme decorre do artigo 75.º do RT, os preços da tarifa de URT a aplicar pelos ORD às entregas a clientes resultam da conversão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo. Por esta razão o preço da tarifa de URT, em EUR/kWh, é diferente entre MP e BP [13].

2.3 PRODUTOS DE CAPACIDADE

Nas infraestruturas de Alta Pressão do SNG (terminal de GNL, armazenamento subterrâneo, pontos de entrada e de saída da rede de transporte para estas infraestruturas e interligações internacionais) vigora um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, através de mecanismos de mercado, sujeita a pagamento, independentemente da sua utilização. A Figura 2-3 ilustra os produtos de capacidade em Portugal que decorrem de processos de atribuição de capacidade.

[13] O preço da tarifa de URT é igual para todas as opções tarifárias e escalões de consumo dentro do mesmo nível de pressão.

Figura 2-3 - Ilustração dos produtos de capacidade em Portugal



Legenda: Produto de capacidade em Portugal, cujos preços de reserva são aprovados pela ERSE

Produto de capacidade em Espanha, cujos preços de reserva são aprovados pela CNMC

No terminal de GNL, os dois produtos de capacidade referem-se ao armazenamento de GNL e à regaseificação. No armazenamento subterrâneo, o único produto de capacidade é referente ao armazenamento. No transporte os produtos de capacidade dizem respeito aos pontos de entrada e saída da RNTG com reserva vinculativa, nomeadamente na interface com o VIP Ibérico, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo. A título complementar, a figura indica igualmente os produtos de capacidade do lado espanhol para o VIP Ibérico, referentes à rede de transporte em Espanha.

Para além dos produtos de capacidade individuais na Figura 2-3, existem ainda produtos '*bundle*', i.e. produtos de capacidade atribuídos de forma conjunta, designados por produtos de capacidade harmonizada ou agrupada:

- Produtos '*bundle*' no VIP Ibérico, que envolvem um ponto de entrada e um ponto de saída das redes de transporte em Portugal e de Espanha, nos dois sentidos de transporte de gás.
- Produto '*bundle*' na fronteira da rede de transporte com o terminal de GNL, que envolve o serviço de regaseificação do terminal e a entrada na rede de transporte.

O Quadro 2-6 apresenta os produtos de capacidade, de natureza firme e interruptível, na RNTG.

Quadro 2-6 - Produtos de capacidade na RNTG

Infraestrutura	Ponto da RNTG		Produto de capacidade
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico	Firme: A, T, M, D, ID Interruptível: D, ID
		Terminal de GNL	Firme: A, T, M, D, ID Interruptível: ID
		Armazenamento subterrâneo	Firme: D, ID Interruptível: ID
	Saída da RNTG	VIP Ibérico	Firme: A, T, M, D, ID Interruptível: D, ID
		Terminal de GNL	Interruptível: D, ID
		Armazenamento subterrâneo	Firme: D, ID Interruptível: ID

Legenda: A – anual, T – trimestral, M – mensal, D – diário e ID – intradiário.

A última coluna do Quadro 2-6 identifica os horizontes de contratação (anual, trimestral, mensal, diário, intradiário) disponíveis para produtos de capacidade firme e interruptível.

3 METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Nos termos do Código de Rede de Tarifas, as tarifas de transporte devem basear-se numa metodologia de preço de referência.

O Código de Rede de Tarifas define como «**metodologia de preço de referência**» a *metodologia aplicada à parte das receitas provenientes dos serviços de transporte a recuperar por meio de tarifas de transporte baseadas na capacidade, com o objetivo de obter preços de referência* (artigo 3.º, n.º 2). Por sua vez, o código de rede define como «**preço de referência**» o p*reço para um produto de capacidade firme com a duração de um ano, aplicável nos pontos de entrada e de saída e que é utilizado para estabelecer tarifas de transporte baseadas na capacidade* (artigo 3.º, n.º 1).

A metodologia de preço de referência utilizada para determinar os preços de entrada e saída, bem como os preços pré-escalamento que a metodologia determina, foram mantidos constantes e iguais ao anterior período de regulação, que abrangeu os anos gás 2019-2020 a 2022-2023.

Com a implementação do Código de Rede de Tarifas em 2019, a ERSE passou a determinar a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a aplicar pelo operador da rede de transporte, de acordo com a metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade, nos termos da Diretiva n.º 8/2019, de 4 de abril. A referida metodologia determina, anualmente, os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte nos pontos de entrada e saída da rede de transporte. Esses preços resultam da aplicação de um fator de escalamento multiplicativo aos preços pré-escalamento nos pontos de entrada e de um fator de escalamento multiplicativo aos preços pré-escalamento nos pontos de saída de forma a assegurar a obtenção dos proveitos permitidos, com base nas capacidades previstas. Os preços pré-escalamento são constantes durante o período de regulação (artigo 2.º, n.º 9 da mencionada Diretiva).

3.1 METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA

A metodologia de preço de referência atualmente adotada e que a ERSE propõe manter é designada por **metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade** (metodologia CWD [14] modificada). A designação da metodologia reflete a proximidade com a metodologia da distância ponderada pela capacidade (metodologia CWD), definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, cuja aplicação é

[14] A abreviatura CWD decorre da designação do Código de Rede de Tarifas em inglês (CWD – '*capacity weighted distance*').

opcional, mas que é de apresentação obrigatória para efeitos comparativos (nos termos do artigo 26.º, n.º 1, alínea *a)*, subalínea *vi)* do Código de Rede de Tarifas).

Existem duas razões principais para a ERSE ter introduzido modificações à metodologia CWD descrita no Código de Rede de Tarifas. Por um lado, constata-se que a metodologia CWD é restritiva, pelo facto de não refletir adequadamente o valor económico dos ativos da rede de transporte, utilizando principalmente a distância como indutor de custos. Por outro lado, o recurso às capacidades previstas para o próximo exercício tarifário desliga o cálculo tarifário da utilização da capacidade técnica da rede de transporte, impossibilitando a definição de sinais de preço para situações de escassez de capacidade. A ERSE incorpora estas duas preocupações através de dois parâmetros, designadamente o fator de valor económico e o fator de utilização comercial.

O fator de valor económico reflete, para cada combinação de entrada-saída, a utilização de ativos da rede de transporte do ponto de vista económico, ponderando as distâncias entre um ponto de entrada e um ponto de saída. Nomeadamente, um fluxo de gás que deixa a rede de transporte num ponto de saída de consumo utiliza para além dos gasodutos e dos ramais, medidos em quilómetros, também as estações de regulação de pressão e medida (GRMS). O fator de valor económico, que corresponde a um fator multiplicativo, assume um valor superior a 100% para as combinações de pontos de entrada-saída que utilizam GRMS, de forma a refletir o valor económico das GRMS, e assume um valor igual a 100% para as combinações de pontos de entrada-saída que não utilizam GRMS.

O fator de utilização comercial reflete, para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída, a proximidade da capacidade comercial face à respetiva capacidade técnica. Quanto mais próxima for a capacidade comercial da capacidade técnica para um determinado ponto da rede de transporte, mais provável é a ocorrência de situações de congestionamento. O fator de utilização comercial, que corresponde a um fator multiplicativo, será determinado pelo rácio entre a capacidade comercial e a capacidade técnica de determinado ponto.

Os dois fatores descritos são utilizados para ajustar os dois indutores de custo da metodologia CWD, distância e capacidades previstas. Estes ajustes dão origem a dois novos conceitos, nomeadamente a distância efetiva e a capacidade efetiva.

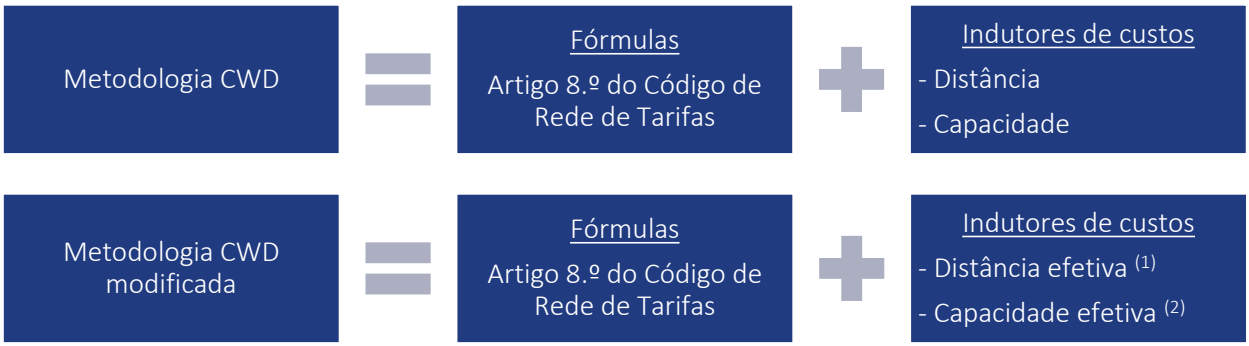
O conceito de distância efetiva permite refletir os investimentos em GRMS, as quais apenas são utilizadas por fluxos de gás destinados a clientes em Alta Pressão (AP) e às redes de distribuição. Em contrapartida, o conceito de capacidade efetiva possibilita a identificação de pontos, cuja utilização comercial está mais

próxima da capacidade técnica, permitindo incrementar o sinal de preço nesses pontos e consequentemente identificar a maior probabilidade de ocorrência de situações de congestionamento.

3.1.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO

A metodologia CWD modificada consiste em aplicar nas fórmulas da metodologia CWD, definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, os conceitos de distância efetiva e capacidade efetiva [15]. A Figura 3-1 apresenta, de forma simplificada, a comparação entre a metodologia CWD e a metodologia CWD modificada. Enquanto ambas as metodologias recorrem às fórmulas do artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, as mesmas distinguem-se pelos indutores de custos utilizados, designadamente pelo facto de a metodologia CWD modificada utilizar como indutores de custos a distância efetiva e a capacidade efetiva.

Figura 3-1- Ilustração das metologias CWD e CWD modificada



Notas: (1) A distância efetiva (D^e) corresponde ao produto entre a distância (D) e o fator de valor económico (v), isto é, $D^e=D\times v$.
(2) A capacidade efetiva (K^e) corresponde ao produto entre a capacidade (K) e o fator de utilização comercial (f), isto é, $K^e=K\times f$.

Esta secção detalha as fórmulas matemáticas para a aplicação da metodologia CWD modificada.

A distância efetiva equivale à distância entre dois pontos na rede, acrescida de um fator multiplicativo que será superior a 100% caso o fluxo de gás entre esses dois pontos utilize ativos de rede adicionais que não sejam mensuráveis em termos de distância, mas sim em termos económicos. O fator multiplicativo será superior a 100% para todas as combinações de entrada-saída que tenham como ponto de saída os clientes

[15] Com exceção da expressão para determinar os preços pré-equalização, a qual continuará a utilizar as capacidades previstas, e não as capacidades efetivas.

em AP ou as redes de distribuição. [16] Este fator multiplicativo é designado por fator de valor económico. A expressão para determinar a distância efetiva é a seguinte:

$$D^{e}_{i,j}=D_{i,j}\times v_{i,j}$$

Em que:

$D^{e}_{i,j}$ – distância efetiva, medida em km, entre um ponto de entrada i e um ponto de saída j

$D_{i,j}$ – distância, medida em km, entre um ponto de entrada i e um ponto de saída j

$v_{i,j}$ – fator de valor económico, a fixar pela ERSE, para o troço entre um ponto de entrada i e um ponto de saída j, para refletir o valor económico dos ativos da rede de transporte utilizados.

A capacidade efetiva equivale à capacidade prevista para cada ponto de entrada e cada ponto de saída, corrigida por um fator multiplicativo que mede a utilização desse ponto. Para um ponto que esteja permanentemente com uma utilização igual à capacidade técnica o fator multiplicativo, designado por fator de utilização comercial, será igual a 100%. Para pontos cuja utilização seja inferior à capacidade técnica, o fator de utilização comercial será inferior a 100%, e determinado pelo rácio entre a utilização comercial e a capacidade técnica. As expressões para determinar as capacidades efetivas nos pontos de entrada e nos pontos de saída são as seguintes:

$$K^{e}_{i}=K_{i}\times f_{i}$$

$$K^{e}_{j}=K_{j}\times f_{j}$$

Em que:

K^{e}_{i} – capacidade efetiva, medida em kWh/dia, no ponto de entrada i

K_{i} – capacidade prevista, medida em kWh/dia, no ponto de entrada i

f_{i} – fator de utilização comercial, a fixar pela ERSE, no ponto de entrada i

K^{e}_{j} – capacidade efetiva, medida em kWh/dia, no ponto de saída j

[16] E igual a 100% nas restantes situações.

K_j – capacidade prevista, medida em kWh/dia, no ponto de saída j

f_j – fator de utilização comercial, a fixar pela ERSE, no ponto de saída j

Com base nos valores da distância efetiva e da capacidade efetiva, são determinadas as distâncias médias ponderadas pela capacidade para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída, recorrendo às fórmulas seguintes, equivalentes às fórmulas utilizadas pela metodologia CWD do Código de Rede de Tarifas:

$$AD_i = \frac{\sum_{j=1}^{J} K_j^e \times D_{i,j}^e}{\sum_{j=1}^{J} K_j^e}$$

$$AD_j = \frac{\sum_{i=1}^{I} K_i^e \times D_{i,j}^e}{\sum_{i=1}^{I} K_i^e}$$

Em que:

AD_i – distância média ponderada, medida em km, no ponto de entrada i

K_j^e – capacidade efetiva, medida em kWh/dia, no ponto de saída j

$D_{i,j}^e$ – distância efetiva, medida em km, entre um ponto de entrada i e um ponto de saída j

AD_j – distância média ponderada, medida em km, no ponto de saída j

K_i^e – capacidade efetiva, medida em kWh/dia, no ponto de entrada i

J – total de pontos de saída j

I – total de pontos de entrada i

Uma vez calculadas as distâncias médias ponderadas, calcula-se a ponderação do custo para cada ponto de entrada e cada ponto de saída. A ponderação do custo determina a proporção de receitas a recuperar em cada ponto de entrada e saída. Também aqui é de referir que as fórmulas apresentadas são equivalentes às fórmulas da metodologia CWD do Código de Rede de Tarifas. As expressões para determinar a ponderação do custo nos pontos de entrada e nos pontos de saída são as seguintes:

$$W_{c,i} = \frac{K_i^e \times AD_i}{\sum_{i=1}^{I} K_i^e \times AD_i}$$

$$W_{c,j} = \frac{K_j^e \times AD_j}{\sum_{j=1}^{J} K_j^e \times AD_j}$$

Em que:

$W_{c,i}$ – ponderação do custo para o ponto de entrada i

K_i^e – capacidade efetiva, medida em kWh/dia, no ponto de entrada i

AD_i – distância média ponderada, medida em km, no ponto de entrada i

I – total de pontos de entrada i

$W_{c,j}$ – ponderação do custo para o ponto de saída j

K_j^e – capacidade efetiva, medida em kWh/dia, no ponto de saída j

AD_j – distância média ponderada, medida em km, no ponto de saída j

J – total de pontos de saída j

Dados os valores da ponderação do custo para cada ponto da rede, e dada a repartição de receitas desejada entre os pontos de entrada e saída, determinam-se os preços pré-equalização para cada ponto. As expressões para determinar os preços pré-equalização nos pontos de entrada e nos pontos de saída são as seguintes:

$$T_i = \frac{W_{c,i} \times S_I \times R_{total}}{K_i}$$

$$T_j = \frac{W_{c,j} \times S_J \times R_{total}}{K_j}$$

Em que:

T_i – preço pré-equalização decorrente da metodologia de preço de referência para o ponto de entrada i

$W_{c,i}$ – ponderação do custo para o ponto de entrada i

S_I – proporção dos proveitos permitidos a recuperar no total de pontos de entrada i

R_{total} – proveitos permitidos dos serviços de transporte, medidos em euros, a recuperar a partir de tarifas de transporte baseadas na capacidade

K_i – capacidade prevista, medida em kWh/dia, no ponto de entrada i

T_j – preço pré-equalização decorrente da metodologia de preço de referência para o ponto de saída j

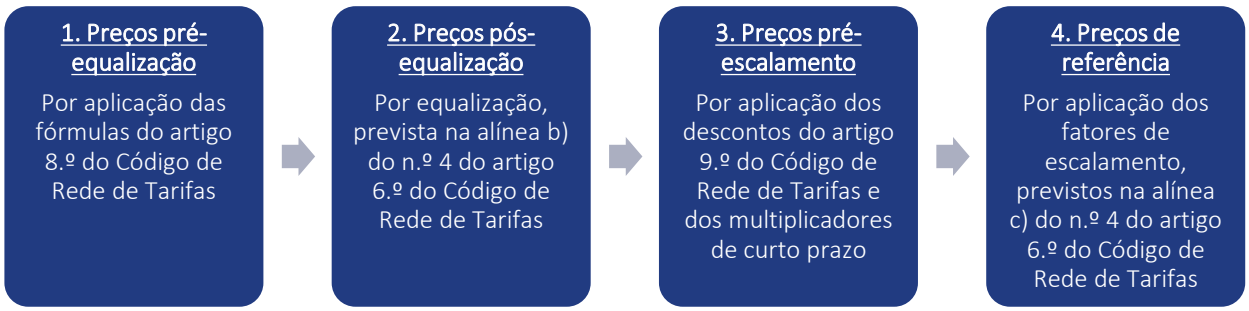
$W_{c,j}$ – ponderação do custo para o ponto de saída j

S_J – proporção dos proveitos permitidos a recuperar no total de pontos de saída j

K_j – capacidade prevista, medida em kWh/dia, no ponto de saída j

Por fim, aplicam-se aos preços pré-equalização os ajustamentos referidos no artigo 6.º, n.º 4, os descontos previstos no artigo 9.º do Código de Rede de Tarifas e os multiplicadores aplicáveis a produtos de capacidade com um prazo diferente do horizonte anual. Em primeiro lugar, é aplicada a equalização de preços decorrente do artigo 6.º, n.º 4, alínea b), que permite a equalização de preços entre pontos pertencentes a um grupo homogéneo de pontos. No caso concreto aplica-se a equalização aos dois pontos de interligação, formando o VIP Ibérico, e aos pontos de saída para clientes ligados à rede de transporte e para as redes de distribuição. Os preços resultantes designam-se por preços pós-equalização. Em segundo lugar, aplicam- se os descontos previstos no artigo 9.º e os multiplicadores para produtos de capacidade com prazo diferente do anual. Os preços obtidos designam-se por preços pré-escalamento. Por fim, é aplicado um fator de escalamento multiplicativo aos preços pré-escalamento dos pontos de entrada e outro fator de escalamento multiplicativo aos preços pré-escalamento dos pontos de saída, de forma a assegurar a obtenção dos proveitos permitidos com base nas capacidades previstas, mantendo a divisão de entrada-saída. A aplicação de escalamentos encontra-se prevista na alínea c) do n.º 4 do artigo 6.º do Código de Rede de Tarifas. A Figura 3-2 sintetiza as diferentes etapas para determinar os preços de referência na metodologia CWD modificada.

Figura 3-2- Etapas para determinar os preços de referência na metodologia CWD modificada



3.1.2 INFORMAÇÃO DE ENTRADA

Esta secção apresenta a informação de entrada, utilizada para determinar os preços de referência indicativos apresentados na secção 6.1. Os preços de referência são indicativos, na medida que alguma da informação utilizada será necessariamente atualizada no momento da definição da tarifa de Uso da Rede de Transporte para o ano gás 2024-2025, que será o primeiro ano gás em que se aplicará a metodologia nos termos propostos nesta consulta pública. O Quadro 3-1 indica a fonte e o ano da informação de entrada da metodologia CWD modificada.

Quadro 3-1 - Informação de entrada para determinar os preços de referência indicativos

Dado de entrada	Fonte de informação	Ano da informação
Proveitos permitidos	Tarifas de Gás	Previsão para ano gás 2023-2024
Capacidade prevista (1)	Tarifas de Gás	Previsão para ano gás 2023-2024
Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo	Tarifas de Gás	Previsão para ano gás 2023-2024
Descontos	Tarifas de Gás	Previsão para ano gás 2023-2024
Divisão de entrada-saída	Decisão fundamentada de 2019	Anos 2010 a 2022
Fator de valor económico	Decisão fundamentada de 2019	Anos 2010 a 2022
Fator de utilização comercial	ENTSOG TP, Normas da REN Gasodutos e cálculos ERSE	Anos 2019 a 2022
Matriz de distâncias	REN Gasodutos e cálculos ERSE	Diagrama da RNT de 31 de dezembro de 2021
Estrutura da capacidade por ponto de saída doméstico	REN Gasodutos e cálculos ERSE	Informação dos anos 2019 a 2021

Notas: (1) Inclui produtos de capacidade firme e interruptível e capacidade utilizada nos pontos de saída domésticos.

Os proveitos permitidos, a capacidade prevista, os multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo e os descontos são os valores disponíveis nas tarifas de gás definidas para o ano gás 2023-2024 [17]. Para efeitos da aplicação da metodologia de preço de referência, os valores de capacidade encontram-se calculados no referencial de capacidade equivalente, isto é, em que o valor de capacidade é multiplicado pelo respetivo multiplicador, sempre que seja aplicável um multiplicador diferente de 1 [18].

A divisão de entrada-saída e o fator de valor económico correspondem aos valores definidos na Decisão fundamentada de 2019 [19]. Como a RNTG não tem registado investimentos de expansão, estes dois parâmetros foram mantidos inalterados.

O fator de utilização comercial resultou de uma nova análise da ERSE, a partir de informação da plataforma de transparência da ENTSOG (ENTSOG TP) e das normas reais e previsionais da REN Gasodutos submetidas no âmbito das regras de prestação de informação estabelecidas regulamentarmente. A determinação do fator de utilização comercial é descrita na secção 3.1.3.

A matriz de distâncias e a estrutura da capacidade por ponto de saída doméstico foram determinados a partir de informação solicitada à REN Gasodutos. Comparativamente com a Decisão fundamentada de 2019, em vez de se utilizar um diagrama simplificado da RNT, a matriz de distâncias é agora baseada na caracterização real da rede, com quatro pontos de entrada e 89 pontos de saída. Adicionalmente, de forma a acomodar a possibilidade de ligações à RNT de produtores de gás, a metodologia de preço de referência determina um preço de referência para estes pontos de entrada assumindo, na ausência de informação real, que estes produtores se localizam perto do armazenamento subterrâneo [20].

3.1.3 FATOR DE UTILIZAÇÃO COMERCIAL

Como referido anteriormente, o fator de utilização comercial reflete para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída a proximidade da capacidade comercial face à respetiva capacidade técnica, permitindo incrementar o sinal de preço nos pontos em que a utilização comercial está mais próxima da capacidade técnica. O fator de utilização comercial é determinado através da seguinte expressão:

[17] Informação disponível na página da ERSE.

[18] Este procedimento garante que o preço de referência a determinar pela metodologia de preço de referência não dependa da estrutura dos produtos de capacidade.

[19] Informação disponível na página da ERSE.

[20] Com um preço pós-equalização equivalente ao preço correspondente, em horizonte anual, na entrada a partir do armazenamento subterrâneo.

$$f_k = K_k \div K_k^T$$

Em que:

f_k – fator de utilização comercial no ponto de entrada ou saída k

K_k – capacidade comercial, em kWh/dia, no ponto de entrada ou saída k

K_k^T – capacidade técnica, em kWh/dia, no ponto de entrada ou saída k

Nos pontos sujeitos a processos de atribuição de capacidade, a capacidade comercial K_k corresponde à capacidade contratada em produto de capacidade firme. Nos restantes pontos, sem processos de atribuição de capacidade, a capacidade comercial K_k corresponde à capacidade utilizada, enquanto variável de faturação da tarifa de Acesso às Redes. O Quadro 3-2 apresenta para os dois tipos de ponto da RNT as fontes de informação utilizadas para determinar a capacidade comercial K_k. Em ambos os casos, a capacidade comercial corresponde ao valor médio dos anos 2019 a 2022.

Quadro 3-2 - Fonte da informação para a capacidade comercial

Tipo de ponto da RNT	Pontos da RNT	Fonte da informação
Pontos sujeitos a processos de atribuição de capacidade	Entrada: VIP Ibérico, Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo Saída: VIP Ibérico, Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo	Valor médio da capacidade contratada em produto firme nos anos 2019 a 2022. Informação disponível na plataforma de transparência da ENTSOG.
Pontos sem processos de atribuição de capacidade	Saída: Clientes em AP, ORD	Valor médio da capacidade utilizada nos anos 2019 a 2022. Informação recolhida através das normas reais e previsionais, reportadas à ERSE no âmbito da regulação económica.

O Quadro 3-3 e o Quadro 3-4 detalham o cálculo do fator de utilização comercial nos pontos de entrada e saída, respetivamente. Para além de apresentar o valor para o período de 2019 a 2022, também é apresentado o valor para cada um desses anos.

Quadro 3-3 - Cálculo do fator de utilização comercial nos pontos de entrada

	VIP Ibérico	Terminal de GNL	Armazenamento subterrâneo
	Capacidade técnica		
	GWh/dia		
Anos 2019-2022	**144,00**	**200,00**	**85,68**
	Capacidade comercial		
	GWh/dia		
Ano 2019	85,95	189,31	8,58
Ano 2020	51,92	200,00	13,24
Ano 2021	16,79	200,00	14,61
Ano 2022	18,69	200,00	8,55
Anos 2019-2022	**43,34**	**197,33**	**11,25**
	Fator de utilização comercial		
	%		
Ano 2019	59,7%	94,7%	10,0%
Ano 2020	36,1%	100,0%	15,5%
Ano 2021	11,7%	100,0%	17,1%
Ano 2022	13,0%	100,0%	10,0%
Anos 2019-2022	**30,1%**	**98,7%**	**13,1%**

Quadro 3-4 - Cálculo do fator de utilização comercial nos pontos de saída

	VIP Ibérico	Terminal de GNL	Armazenamento subterrâneo	Saídas domésticas
	Capacidade técnica			
	GWh/dia			
Anos 2019-2022	**80,00**	**0,00**	**24,00**	**613,23**
	Capacidade comercial			
	GWh/dia			
Ano 2019	7,08	0,00	11,27	288,06
Ano 2020	8,77	0,00	10,49	298,47
Ano 2021	12,72	0,00	17,32	334,93
Ano 2022	17,67	0,00	11,63	301,49
Anos 2019-2022	**11,56**	**0,00**	**12,68**	**305,74**
	Fator de utilização comercial			
	%			
Ano 2019	8,9%	0,0%	47,0%	47,0%
Ano 2020	11,0%	0,0%	43,7%	48,7%
Ano 2021	15,9%	0,0%	72,2%	54,6%
Ano 2022	22,1%	0,0%	48,4%	49,2%
Anos 2019-2022	**14,5%**	**0,0%**	**52,8%**	**49,9%**

O Quadro 3-5 apresenta os valores do fator de utilização comercial adotado na metodologia CWD modificada, por ponto de entrada e ponto de saída, tendo por base os resultados para o período de 2019 a 2022.

Quadro 3-5 - Fator de utilização comercial nos pontos de entrada e saída

	Entrada	Saída
VIP Ibérico	30,1%	14,5%
Terminal de GNL	98,7%	0,0%
Armazenamento subterrâneo	13,1%	52,8%
Produtores de gás	13,1%	-
Saídas domésticas	-	49,9%

Notas: Com base no valor médio da capacidade comercial nos anos 2019 a 2022.

Por fim, apresentam-se os argumentos que levaram a ERSE a substituir na metodologia CWD modificada o fator de utilização física [21] pelo fator de utilização comercial. Ambos os parâmetros correspondem a um rácio que tem em denominador a capacidade técnica: enquanto o primeiro utiliza no numerador uma medida de fluxos físicos de gás, o segundo utiliza o conceito de capacidade comercial. Existem dois argumentos para a alteração.

Primeiro, a utilização da capacidade comercial representa uma melhoria metodológica, na medida que utiliza os dois conceitos [22] de capacidade faturada em Portugal para determinar preços baseados na capacidade. O parâmetro anterior, ao considerar os fluxos físicos de gás, está mais próximo de um conceito de energia. Segundo, a alteração aumenta a coerência da variável de capacidade efetiva. Como esta equivale agora ao produto entre a capacidade prevista, que corresponde necessariamente à dimensão comercial, e o fator de utilização comercial, a capacidade efetiva passa a ter uma natureza unicamente comercial. Anteriormente, a variável de capacidade efetiva combinava simultaneamente as perspetivas comercial e física, dificultando assim a sua interpretação.

É ainda de realçar que a estatística utilizada no numerador do fator de utilização comercial corresponde ao valor médio dos anos 2019 a 2022, o que equivale à duração do período de regulação em Portugal. O uso do valor médio de um período de quatro anos revela-se como menos volátil, e por isso mais adequado para garantir a estabilidade tarifária, do que um conceito orientado para um determinado percentil, como foi o

[21] O fator de utilização física, na Decisão fundamentada de 2019, correspondia ao rácio entre uma medida para os fluxos físicos de gás mais relevantes e a respetiva capacidade técnica, ambas medidas em kWh/dia. Concretamente, a medida de fluxos físicos utilizada correspondeu ao valor médio dos fluxos diários de gás natural nos 10% dos dias de maior valor para um período de 3 anos. Para mais informação consulta a secção 3.2 da Decisão fundamentada de 2019.

[22] Nos pontos sujeitos a processos de atribuição de capacidade, a capacidade comercial corresponde à capacidade contratada em produto de capacidade firme. Nos restantes pontos, sem processos de atribuição de capacidade, a capacidade comercial equivale à capacidade utilizada, enquanto variável de faturação da tarifa de Acesso às Redes.

caso da Decisão fundamentada de 2019. Isto tornou-se particularmente evidente nos anos recentes, com a alteração do ponto de entrada dominante, que passou do VIP Ibérico para o terminal de GNL.

3.1.4 MATRIZ DE DISTÂNCIAS

A matriz de distâncias foi determinada a partir de informação solicitada à REN Gasodutos, designadamente sobre os comprimentos dos vários gasodutos e sobre a existência de gasodutos unidirecionais. A partir dessa informação, a ERSE classificou os vários segmentos de rede em gasodutos centrais e periféricos, para além de identificar os gasodutos que não deveriam entrar no cálculo da matriz de distâncias, por estarem para além das GRMS. O Quadro 3-6 apresenta um resumo da classificação dos gasodutos.

Quadro 3-6 - Classificação dos gasodutos da RNTG

Gasodutos centrais	1 117,124 km
Gasodutos periféricos	248,999 km
Gasodutos para além das GRMS	8,990 km
TOTAL	**1 375,113 km**

Os gasodutos centrais correspondem a segmentos necessários para transportar gás de e para as interligações, o terminal de GNL, o armazenamento subterrâneo e outros eventuais pontos de entrada, com todos esses gasodutos classificados pelo ORT como gasodutos bidirecionais. Os gasodutos periféricos correspondem aos segmentos que transportam gás a partir dos gasodutos centrais para as GRMS, com todos esses gasodutos classificados pelo ORT como gasodutos unidirecionais.

Assim, para efeitos da metodologia de preço de referência, a matriz de distâncias foi determinada exclusivamente a partir dos gasodutos centrais e periféricos, totalizando um comprimento total de 1 366,123 km. Para obter a matriz de distâncias, foi aplicado um algoritmo [23] de minimização da distância necessária para cada rota entre um ponto de entrada e um ponto de saída [24].

[23] Aplicado através do programa estatístico R.

[24] Para executar o algoritmo, foi necessário incluir em alguns pontos sobrepostos a introdução de distâncias instrumentais de 1 metro. Os comprimentos apresentados no Quadro 3-6 incluem um total de 13 metros de distâncias instrumentais. Mais concretamente: os gasodutos centrais incluem 4 segmentos de distâncias instrumentais, num total de 4 metros; os gasodutos periféricos incluem 9 segmentos de distâncias instrumentais, num total de 9 metros.

3.1.5 FREQUÊNCIA DE ATUALIZAÇÃO DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA

Para cada ano gás serão recalculados os preços de referência de acordo com a informação atualizada dos proveitos permitidos, da capacidade prevista e da matriz de distâncias. Adicionalmente, os preços de referência podem também variar em função dos multiplicadores e dos descontos aplicáveis. Logo, em cada ano gás os vários preços indicados na Figura 3-2 serão atualizados.

Os restantes dados de entrada serão mantidos constantes até uma nova consulta periódica sobre a metodologia de preço de referência, designadamente os seguintes parâmetros: divisão de entrada-saída, fator de valor económico e fator de utilização comercial.

3.2 CUMPRIMENTO DO ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR EUROPEU PELA PROPOSTA DE METODOLOGIA DO PREÇO DE REFERÊNCIA

Nesta secção é avaliado se a metodologia de preço de referência a aplicar no cálculo das Tarifas de Uso da Rede de Transporte em Portugal cumpre os requisitos do artigo 7.º do Código de Rede de Tarifas e do artigo 13.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho.

Nos termos do artigo 7.º do Código de Rede de Tarifas devem ser respeitados um conjunto de requisitos, designadamente (i) permitir aos utilizadores da rede a reprodução do cálculo dos preços de referência, (ii) ter em conta os custos reais do serviço de transporte (atendendo à complexidade da rede de transporte), (iii) assegurar a não-discriminação e evitar a subsidiação cruzada, (iv) evitar a atribuição do risco dos volumes transfronteiriços aos consumidores finais e (v) garantir que os preços de referência não falseiam o comércio transfronteiriço.

As tarifas de acesso às redes no setor do gás, que abrangem as tarifas de uso da rede de transporte, as tarifas (ou a metodologia para as calcular) devem, nos termos do artigo 13.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, *(i)* ser "transparentes, ter em conta a necessidade de integridade da rede e da sua melhoria e refletir os custos realmente suportados"; *(ii)* ser "aplicadas de forma não discriminatória", *(iii)* "contribuir para a eficácia das transações de gás e para a concorrência, evitando simultaneamente subsídios cruzados entre os utilizadores da rede e fornecendo incentivos ao investimento e mantendo ou criando a interoperabilidade para as redes de transporte"; e *(iv)* "não podem reduzir a liquidez do mercado nem distorcer as transações transfronteiriças".

No entendimento da ERSE a metodologia de preço de referência adotada cumpre os requisitos anteriormente referidos. Em primeiro lugar, a metodologia de preço de referência é suficientemente simples e bem documentada para ser transparente, permitindo a reprodução de cálculo por parte dos utilizadores da rede nacional de transporte de gás natural. A disponibilização de um modelo tarifário simplificado, em formato Excel, contribui para este objetivo e permite estimar a evolução das tarifas de transporte até ao final do período de regulação.

Por outro lado, considera-se que a metodologia tem em conta os custos reais do serviço de transporte, atendendo à complexidade da rede de transporte. Comparativamente com a decisão fundamentada de 2019, que assentava num diagrama simplificado da rede de transporte, a presente proposta aplica a metodologia de preço de referência ao diagrama real da rede [25]. Esta alteração contribui para a definição dos indutores de custo com base na caracterização real da rede, constituindo por isso uma melhoria.

Em segundo lugar, a utilização de uma única metodologia para alocar todos os proveitos permitidos do ORT contribui para a não-discriminação e a ausência de subsidiações cruzadas. Os resultados da avaliação de imputação de custos confirmam a ausência de subsidiações cruzadas entre utilizações intrassistema e utilizações intersistema [26].

Em terceiro lugar, embora a atribuição do risco dos volumes transfronteiriços aos consumidores finais não seja tão determinante para Portugal como para outros Estados Europeus, uma vez que os fluxos transfronteiriços representam valores residuais para Portugal, o requisito encontra-se preenchido. A avaliação da imputação de custos aponta para a importância das receitas com a utilização intersistema de 5,0% no total dos proveitos do ORT, considerando os preços de referência indicativos no capítulo 6 [27].

Em último lugar, a promoção do comércio transfronteiriço advém de preços de referência que fomentam uma utilização eficiente das redes de transporte, através do sinal de preço aplicado em cada ponto de entrada e saída, em particular no caso do VIP Ibérico. Tendo em conta a análise aos preços de referência

[25] Enquanto o diagrama simplificado da rede de transporte, utilizado desde 2019, considerava um total de sete pontos de saída para consumo nacional, o diagrama real da rede, utilizado agora e refletido na matriz de distâncias, considera um total de 85 pontos de saída para consumo nacional.

[26] Tendo por base o resultado obtido para o caso em que é utilizada a capacidade e a distância como fatores de custo. Ver secção 6.4.

[27] A informação publicada no âmbito da transparência das tarifas de transporte indica que este valor tem sido ainda mais baixo no passado, com valores de 0,7% e 2,9% nos anos gás 2021-2022 e 2022-2023, respetivamente.

indicativos no capítulo 6, constatam-se as seguintes observações sobre os preços de referência aplicáveis ao VIP Ibérico:

- Comparativamente com outras abordagens possíveis [28], a atualização da metodologia de preço de referência assegura preços mais reduzidos em ambas as direções no VIP Ibérico, evitando o risco de contribuir para a situação do 'tariff pancaking' [29]. A adoção de qualquer uma das outras metodologias apresentadas iria sempre aumentar os preços de referência no VIP Ibérico, em ambos os sentidos, contrariando o objetivo de uma maior integração dos mercados português e espanhol, baseada numa redução gradual das tarifas na interligação dos dois países.
- Comparativamente com as tarifas aprovadas para o ano gás 2023-2024, a atualização da metodologia de preço de referência aumenta os preços de referência aplicáveis no ponto de saída para o VIP Ibérico e no ponto de entrada a partir do terminal de GNL, contrariando argumentos de que a estrutura tarifária procura favorecer a exportação de gás para Espanha a partir do terminal de GNL [30].

3.3 INJEÇÃO DE GASES RENOVÁVEIS OU DE BAIXO CARBONO

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto na sua redação vigente, introduziu, entre outras alterações, uma nova atividade no setor do gás, exigindo a revisão regulamentar [31] do Regulamento Tarifário do setor do gás [32] para se assegurar a adaptação das regras de aplicação tarifária devidas pela injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono nas redes de transporte e distribuição de gás.

Assim, o RT foi revisto, prevendo a definição do regime tarifário aplicável à injeção de gases renováveis nas redes de transporte e de distribuição de gás. No ano gás 2021-2022 foi publicado, pela primeira vez, um

[28] As outras abordagens analisadas são: metodologia CWD com uma divisão entrada-saída de 50/50; metodologia CWD com uma divisão entrada-saída de 28/72; e, metodologia do tipo selo postal com uma divisão entrada-saída de 28/72.

[29] 'Tariff pancaking' refere-se à acumulação das tarifas de transporte pagas pelos fluxos transfronteiriços de gás natural: uma vez que o gás natural suporta o pagamento de tarifas de transporte de entrada e de saída por cada vez que atravessa uma rede de transporte, um fluxo transfronteiriço tem que suportar as tarifas de transporte de entrada e saída das várias redes de transporte que atravessa. Vários agentes de mercado consideram esta acumulação de tarifas de transporte excessiva.

[30] A soma dos preços de referência aplicados no ponto de entrada a partir do terminal de GNL e no ponto de saída para o VIP Ibérico passa com a atualização da metodologia de preço de referência de 0,1040 para 0,1491 EUR/kWh/dia/ano. Esta variação consubstancia um aumento relativo de 43,4% face à estrutura de preço em vigor no ano gás 2023-2024.

[31] Consulta pública ERSE n.º 96.

[32] Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril.

preço aplicável às entregas dos produtores de gás à rede de transporte, em EUR/(kWh/dia)/dia, aplicado à capacidade utilizada de injeção [33], ou seja, à injeção máxima diária nos últimos doze meses.

Com efeito, a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada pelo ORT apresenta preços de entrada e de saída da rede de transporte. Como pontos de entrada consideram-se o VIP Ibérico, o terminal de GNL em Sines, o armazenamento subterrâneo no Carriço e os produtores de gás ligados à rede de transporte.

Uma vez que as estruturas tarifárias aplicadas ao transporte (modelo de entrada-saída) e à distribuição (modelo de saída) são objetivamente diferentes não é aplicado um preço de injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono quando a injeção ocorre na rede de distribuição.

Também em Espanha se aplicam preços de entrada a produtores de gás apenas quando a injeção ocorre na rede de transporte. A injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nas redes locais [34] em Espanha beneficia de uma isenção tarifária, através da Circular 6/2020, de 22 de julho [35].

Tendo em conta a preparação do 4.º Pacote Europeu para o gás, que provavelmente irá abordar questões tarifárias para a injeção de gás de origem renovável ou de baixo teor de carbono, considera-se ser mais prudente aguardar pelo novo enquadramento europeu para eventualmente revisitar este tema.

3.4 ALOCAÇÃO DO CUSTO DOS RAMAIS E DAS GRMS

Na Consulta Pública n.º 66 determinou-se que os investimentos na rede de transporte nos anos 2010 a 2022, a preços constantes de 2019, resultavam na seguinte estrutura média por tipo de ativo da rede: gasodutos (56%), ramais (20%) e GRMS (24%).

Considerando que os ramais e as GRMS são ativos que podem potencialmente ser considerados como ativos de rede regionais, que apenas se destinam a uma utilização intrassistema, a metodologia da ERSE introduziu duas modificações para acautelar essa situação.

[33] A variável de faturação é a capacidade utilizada na injeção, uma vez que não se pretende aplicar um regime de reserva de capacidade à injeção destes gases.

[34] O conceito de "redes locais" em Espanha equivale ao conceito de "redes de distribuição" em Portugal, uma vez que as redes locais em Espanha abrangem as redes não sujeitas à aplicação do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março.

[35] https://www.cnmc.es/sites/default/files/3074982_6.pdf.

Primeiro, a escolha da divisão de entrada-saída de 28/72 reflete uma repartição igualitária do valor equivalente aos gasodutos entre os pontos de entrada e saída e uma alocação exclusivamente aos pontos de saída do valor equivalente aos ramais e às GRMS. Os gasodutos representam a infraestrutura principal da rede de transporte, ligando os vários pontos de entrada diretamente a GRMS ou a ramais em AP. Uma vez que qualquer ponto de entrada ou ponto de saída recorre aos gasodutos, considera-se que estes devem ser alocados em proporções iguais aos pontos de entrada e aos pontos de saída, resultando em pesos de 28% para cada conjunto de pontos. Os restantes ativos da rede de transporte (ramais e GRMS), que representam em termos médios 44% dos investimentos na rede de transporte, são ativos que se devem alocar exclusivamente aos pontos de saída. Assim, uma proporção de 44% dos proveitos permitidos a recuperar em cada ano deve ser atribuída exclusivamente aos pontos de saída. Logo, este racional resulta na divisão de entrada-saída de 28/72.

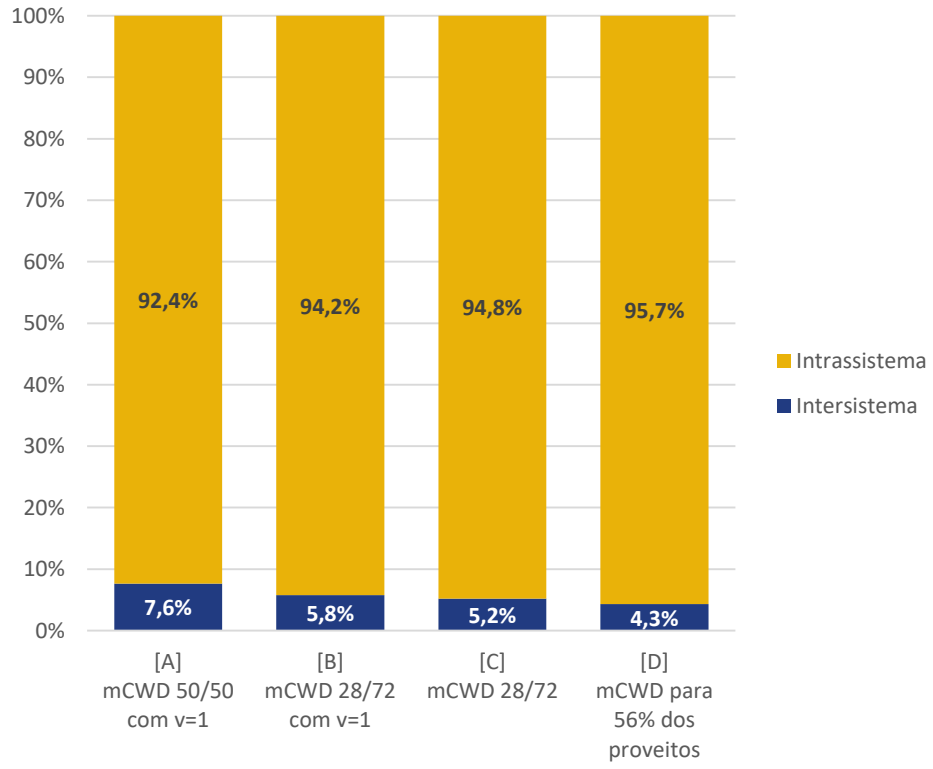
Segundo, a introdução do fator de valor económico tinha por objetivo alocar o valor equivalente às GRMS exclusivamente aos pontos de saída para consumo nacional. O fator de valor económico de 131,6%, a aplicar para as combinações de pontos de entrada-saída que utilizam GRMS, resulta do facto de as GRMS representarem em termos médios 24% dos investimentos na rede nacional de transporte. Logo, comparativamente com os gasodutos e os ramais, que representam os restantes 76%, a utilização das GRMS representa um valor adicional de 31,6% (24% ÷ 76%).

A Figura 3-3 ilustra a distribuição das receitas entre as utilizações intrassistema e intersistema [36], para diferentes abordagens metodológicas. A primeira abordagem [A] corresponde ao caso em que metodologia de preço de referência não reflete as duas modificações referidas anteriormente para melhorar a alocação dos custos dos ativos de rede regionais, isto é, corresponde a um caso em que a divisão de entrada-saída é de 50/50 e o fator de valor económico assume um valor neutro, isto é, um valor que é sempre 100%. A segunda abordagem [B] corresponde ao caso em que metodologia de preço de referência reflete apenas uma das duas modificações referidas, designadamente a divisão de entrada-saída de 28/72. A terceira abordagem [C] corresponde ao caso em que metodologia de preço de referência reflete as duas modificações, isto é, com uma a divisão de entrada-saída de 28/72 e o fator de valor económico a refletir o valor das GRMS para as combinações de pontos de entrada-saída que utilizam GRMS. Por fim, a quarta

[36] Esta separação segue os pressupostos adotados na avaliação da imputação de custos, nos termos do artigo 5.º do Código de Rede de Tarifas.

abordagem [D] corresponde ao caso em que metodologia de preço de referência apenas se aplica a 56% dos proveitos permitidos [37], o valor correspondente aos gasodutos, e o valor remanescente é alocado através de um preço de capacidade uniforme apenas aos pontos de saída para consumo nacional.

Figura 3-3- Distribuição das receitas entre as utilizações intrassistema e intersistema, para diferentes abordagens



Notas: **[A]** Metodologia CWD modificada com uma divisão entrada-saída de 50/50 e valores unitários para o fator de valor económico. **[B]** Metodologia CWD modificada com uma divisão entrada-saída de 28/72 e valores unitários para o fator de valor económico. **[C]** Metodologia CWD modificada com uma divisão entrada-saída de 28/72 e o fator de valor económico igual a 1,316 para as combinações de pontos de entrada-saída que utilizam GRMS. **[D]** Metodologia CWD modificada aplicada apenas a 56% dos proveitos, com o valor remanescente alocado aos pontos de saída para consumo nacional através de um preço de capacidade uniforme.

A abordagem [D] reflete, assim, um contexto em que a metodologia de preço de referência é apenas aplicada aos ativos que não se consideram ser ativos de rede regionais, com o valor remanescente a ser alocado separadamente através de um preço de capacidade uniforme. Como se observa, as duas

[37] Neste caso com uma divisão de entrada-saída de 50/50 e o fator de valor económico a assumir um valor neutro, isto é, um valor que é sempre unitário.

modificações introduzidas na metodologia CWD modificada ajudam a aproximar a distribuição de receitas entre as utilizações intrassistema e intersistema à distribuição sugerida pela situação [D]. Considera-se que metodologia proposta pela ERSE nesta consulta, na abordagem [C], e que incorpora as duas modificações referidas, representa uma aproximação mais razoável à distribuição que se poderia obter pela separação dos ativos de rede regionais.

4 PROVEITOS PERMITIDOS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A atividade de Transporte de gás consiste na veiculação de gás na rede interligada de alta pressão, ligando os pontos de entrada no SNG aos pontos de saída, nomeadamente aos grandes clientes ligados diretamente na rede de transporte (centros electroprodutores e clientes industriais) e às redes de distribuição com interligação à rede de alta pressão.

A exploração da RNTG é exercida pela REN Gasodutos em regime de serviço público e está sujeita à regulação da ERSE. Os proveitos da atividade de Transporte de gás são recuperados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte nos termos definidos no RT.

A informação apresentada neste capítulo assenta nos valores fixados para as tarifas do gás a vigorar no ano gás 2023-2024. Este ano gás marca o início de um novo período de regulação deste setor, que decorre entre os anos de 2024 a 2027. Os parâmetros e metodologias de regulação materializam os objetivos plasmados no RT, designadamente assegurar a sustentabilidade económica das atividades reguladas do setor do gás, num contexto de descarbonização dos setores económicos e de transição energética.

4.1 PROVEITOS PERMITIDOS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE DE GÁS

Os proveitos permitidos [38] do operador da rede de transporte, para o ano gás 2023-2024 e a variação percentual desse valor face ao ano gás anterior, são os que se encontram no quadro seguinte:

Quadro 4-1 - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de Transporte de gás

Art. 30 (1)(b)(i) Proveitos do operador da rede de transporte, permitidos, previstos ou ambos	70 874 364 € (proveitos recuperados pelas tarifas)
Art. 30 (1)(b)(ii) Informações relativas à alteração dos proveitos a que se refere o ponto (i) de um ano para o ano seguinte	196,4% (variação dos proveitos recuperados anuais face ao ano gás 2022/2023)

A grande variação ocorrida ao nível dos proveitos de 2023-2024 face ao ano gás 2022-2023 deveu-se, essencialmente, à diminuição dos ajustamentos aos proveitos dos dois anos anteriores (2021 e 2022) que

[38] Artigo 30 º, n.º 1, alínea b), subalíneas i) e ii) do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão.

de acordo com o Regulamento Tarifário atualmente em vigor são parte integrante dos proveitos permitidos de cada ano gás. Os ajustamentos definitivos (s-2) são considerados nas tarifas dois anos depois ao ano a que dizem respeito. Estes ajustamentos correspondem à diferença entre os valores efetivamente faturados pelo operador e os seus proveitos permitidos recalculados com base em valores reais e auditados, à qual é deduzido o ajustamento provisório de s-2 considerado nas tarifas do ano anterior. Os ajustamentos provisórios (s-1) são considerados nas tarifas um ano depois. Estes ajustamentos correspondem à diferença entre os valores estimados faturar pelo operador e os seus proveitos permitidos recalculados com a melhor estimativa [39]. No caso do operador da rede de Transporte, os ajustamentos considerados nos proveitos permitidos do ano gás 2023-2024 foram de cerca de 0,8 milhões de euros a favor dos consumidores enquanto nas tarifas do ano anterior ascenderam a 38,5 milhões de euros, também a favor dos consumidores. Este valor elevado dos ajustamentos considerado em tarifas do ano-gás 2022-2023, deveu-se essencialmente à devolução à tarifa, por parte do operador da rede de Transporte de gás, dos valores recebidos referentes a prémios provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento[40]. Refira-se que nos proveitos permitidos de 2023-2024 não foi considerado o ajustamento provisório de s-1.

4.2 PARÂMETROS DE PROVEITOS

Neste ponto apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás conforme estabelecido no artigo 30.º, n.º 1, alínea b), subalínea iii) do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão. A estrutura da informação apresentada segue a recomendação [41] da ACER e encontra-se subdividida nos seguintes pontos:

1. A descrição da metodologia de cálculo dos proveitos.
2. Os valores dos parâmetros.
3. Os valores dos custos e despesas utilizados para definir os proveitos permitidos ou previstos.

É ainda apresentada informação detalhada sobre a amortização de ativos no Quadro (anexo A) e Quadro (anexo B).

[39] A inclusão dos ajustamentos provisórios do ano s-1 nos proveitos do ano gás t está sujeita à avaliação anual prévia dos impactos tarifários que daí advêm.

[40] Explicado com maior detalhe no ponto 4.3.

[41] Ver «The internal gas market in Europe: The role of transmission tariffs», ACER, abril 2020, pág. 71.

Quadro 4-2 - Metodologia de regulação da atividade de Transporte de gás no período de regulação 2024 a 2027

Art. 30 (1)(b)(iii) **(1) A descrição da metodologia, incluindo pelo menos a descrição de:**	
(a) A metodologia geral, como por exemplo, revenue-cap, híbrido, custo de serviço ou benchmarking de tarifas;	É aplicada uma metodologia do tipo *price cap* nos custos de exploração (OPEX), com uma parte fixa e uma variável indexada à evolução de variáveis físicas. Nos custos com capital (CAPEX) é aplicada uma metodologia do tipo *rate-of-return* . Os proveitos permitidos são ajustados após dois anos, com base nos dados reais auditados e dos valores faturados.
(b) A metodologia para definir a base regulatória de ativos;	A base de ativos regulada (RAB) consiste no valor médio dos ativos líquidos de subsídios ao investimento e de amortizações e depeciações. O valor dos ativos em curso não são considerados na base de ativos regulados.
i. Metodologias para determinar o valor inicial (abertura) dos ativos;	Para o primeiro período regulatório (2007) o RAB foi reavaliado pelo Governo (ICR).
ii. Metodologias para reavaliar os ativos;	Não existe reavaliação dos ativos (ICR).
iii. Explicações sobre a evolução do valor dos ativos;	Ativos evoluem anualmente por adição dos imobilizados transferidos para exploração deduzidos de abates e líquidos de subsídios e comparticipações.
(c) A metodologia para definir o custo de capital;	No ano gás 2023-2024 inicia-se o novo período de regulação 2024-2027. O custo de capital (nominal antes de impostos) aplicado é o Custo de Capital Médio Ponderado (CCMP). A metodologia de cálculo para o custo do capital próprio é o Capital Asset Pricing Model (CAPM) e a metodologia para o custo da dívida é de default spread. O CCMP a ser aplicado no período de regulação 2020-2023 é indexado à evolução das Obrigações do Tesouro Portuguesas com maturidade de 10 anos, com um limite máximo de 8,80% e um limite mínimo de 4,50%. O CCMP a ser aplicado no período de regulação 2024-2027 é indexado à evolução das Obrigações do Tesouro Portuguesas com maturidade de 10 anos, com um limite máximo de 7,40% e um limite mínimo de 3,10%.
(d) A metodologia para determinar o TOTEX ou, se aplicável, OPEX e CAPEX;	Para determinar o OPEX é aplicada uma metodologia do tipo *price cap* nos custos de exploração, com uma parte fixa e uma parte variável indexada à evolução de variáveis físicas (capacidade utilizada nas saídas baseada no máximo diário dos últimos 12 meses e uma meta anual de eficiência de 3% até 2023 e de 2% para o período de regulação 2024-2027). Ao nível do OPEX são acrescidos os custos de transporte de GNL por rodovia. O CAPEX é determinado pela remuneração do ativo líquido médio (WACC x ativo líquido médio), acrescido de amortizações e depreciações líquidas de comparticipações ao investimento. Os imobilizados em curso não são remunerados.
(e) A metodologia para determinar a eficiência do custo, se aplicável.	Para a fixação de parâmetros da atividade de Transporte de gás é efectuada uma análise da evolução do OPEX ao longo dos últimos anos. Com base nessa evolução, procede-se à revisão da base de custos que tem como objetivo, por um lado, a partilha com os consumidores de parte dos ganhos/perdas alcançados pela empresa e incentivar a empresa em diminuir os seus custos, permitindo que a empresa retenha parte dos ganhos de eficiência obtidos. Baseada na análise efetuada é também avaliado se as metas de eficiência impostas à empresa no período de regilação anterior estão em linha com o nível de custos alcançado e consoante o resultado os fatores de eficiência poderão ser revistos (para o período de regulação 2024 a 2027 a meta de eficiência a aplicar ao operador da rede de transporte de gás passaram para 2% ao ano. No período de regulação 2020-2023 tinha sido de 3% ao ano). Finalmente, é analisada a posição relativa do operador da rede de transporte face a outros *peers* europeus em termos de eficiência, com destaque para o trabalho feito para a definição dos parâmetros para o período de regulação 2024 a 2027, em colaboração com a CNMC. É também avaliada e acompanhada a posição do operador Português comparativamente a outros operadores com a participação em benchmarkings europeus.

Quadro 4-3 - Parâmetros para cálculo dos proveitos da atividade de Transporte de gás no ano gás 2023-2024

Art. 30 (1)(b)(iii) **(2) Os valores dos parâmetros:**	
(a) Custo de capital e custo da dívida ou custo médio ponderado do capital, em percentagens;	Custo médio ponderado do capital: 2023: 5,69% 2024: 5,30%
(b) Períodos de amortização em anos;	As taxas de amortizações e depreciações têm-se mantido estáveis desde o ano gás 2018/2019. Ver quadro abaixo (Anexo A com as taxas médias de amortizações por tipo de ativo).
(c) Metas de eficiência em percentagens;	2023: 3% 2024: 2%
(d) Índices de inflação;	2023: 5,8% 2024: 2,3%

Quadro 4-4 - Custos e despesas considerados na definição dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás no ano gás 2023-2024

Art. 30 (1)(b)(iii) **(3) Os valores dos custos e despesas utilizados para definir os proveitos permitidos ou previstos na moeda local e em euros de:**	
(a) A base regulatória de ativos por tipo de ativo;	503 103 479 € (valor médio líquido dos ativos)
(b) Amortização por tipo de ativo;	Ver quadro abaixo (Anexo B com os valores médios anuais das amortizações por tipo de ativo).
(c) Custo do capital;	56 539 319 €
(d) Despesas operacionais.	21 606 016 €

Quadro 4-5 - Anexo A: taxas médias de amortização por tipo de ativo

Tipo de ativo	**Taxa média de amortização**
Propriedade industrial	5,26%
Gás linepack	4,94%
Terrenos e Recursos Naturais	2,52%
Edifícios e Outras Construções	1,68%
Equipamento Básico	2,84%
Equipamento de Transporte	13,90%
Ferramentas e Utensílios	6,38%
Equipamento Administrativo	6,63%
Outro Imobilizado Corpóreo	1,65%

Quadro 4-6 - Anexo B: valor médio anual das amortizações por tipo de ativo

Tipo de ativo	Valor médio anual das amortizações (ano gás)
Propriedade industrial	1 526 316 €
Gás linepack	668 286 €
Terrenos e Recursos Naturais	1 951 515 €
Edifícios e Outras Construções	342 513 €
Equipamento Básico	29 991 886 €
Equipamento de Transporte	334 879 €
Ferramentas e Utensílios	100 811 €
Equipamento Administrativo	591 155 €
Outro Imobilizado Corpóreo	27 510 €

4.3 PRÉMIOS DE LEILÕES DE ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE

Os mecanismos de atribuição de capacidade nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte estão previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII)[42] e o detalhe dos procedimentos dessa atribuição é publicado no Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas (MPAI) [43]. As receitas provenientes da atribuição de capacidade nas infraestruturas integram a retribuição pelo uso das infraestruturas prevista no RT, nomeadamente as receitas provenientes da atribuição da capacidade das infraestruturas, em resultado da aplicação de prémios de leilões de capacidade.

Os valores referentes aos prémios de leilão de capacidade recebidos pelos operadores de Terminal de GNL, de Armazenamento Subterrâneo de gás e de Transporte de gás revertem para a tarifa [44].

O ajustamento aos proveitos permitidos de 2021 constantes do cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2023-2024 da atividade de Transporte de gás contemplam um valor de 25 424 milhares de euros de prémios de leilão de atribuição de capacidade na *interface* entre o Terminal de GNL e a rede de transporte. Desse montante, uma parte significativa, correspondente a 24 504 milhares de euros, já impactou em tarifas de 2022-2023, por via dos ajustamentos provisórios de 2021 considerados nos proveitos permitidos desse ano gás.

[42] Aprovado pelo Regulamento n.º 407/2021, de 12 de maio.

[43] Aprovado pela Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril.

[44] Conforme RT em vigor.

Em termos acumulados, o valor dos prémios de atribuição de capacidade recebidos pelo operador da rede de Transporte de gás entre 2020 e 2022, e que já reverteram à tarifa, ascendem a 34 494 milhares de euros.

Quadro 4-7 – Valor dos prémios de leilão recebidos pelo ORT e revertidos para as tarifas

Unid: 10^3 EUR

	Ano de recebimento			Total 2020-2022
	2020	2021	2022	
REN Gasodutos	**8 227,2**	**25 424,1**	**842,9**	**34 494,1**
Interface				
entrada Terminal de GNL	8 227,2	24 431,5	323,1	**32 981,8**
entrada Armazenamento Subterrâneo		0,1		**0,1**
saída Terminal GNL		0,8		**0,8**
Saída Armazenamento Subterrâneo		991,7	519,7	**1 511,4**

No ano de 2023 já ocorreu um novo leilão de atribuição de capacidade de que resultou novamente um prémio de leilão, no interface entre o terminal de GNL e o transporte de gás.

5 TARIFAS DE TRANSPORTE BASEADAS NA ENERGIA E TARIFAS NÃO RELACIONADAS COM O TRANSPORTE

Com a Decisão fundamentada de 2019 da ERSE, a tarifa de transporte aplicada pelo ORT deixou de ter tarifas de transporte baseadas na energia [45].

Nos termos do Código de Rede de Tarifas, consideram-se «Serviços de transporte», serviços regulados prestados pelo ORT no âmbito do sistema de entrada-saída para efeitos de transporte (artigo 3.º, n.º 12), acrescentando-se ainda que um dado serviço será considerado serviço de transporte se se cumprirem ambos os critérios seguintes (Artigo 4.º):

a) Os custos desse serviço são causados pelos indutores de custo capacidade técnica ou capacidade contratada prevista e distâncias;

b) Os custos desse serviço estão relacionados com o investimento e a exploração da infraestrutura, que integra a base de ativos regulada para a prestação de serviços de transporte.

Se algum dos critérios indicados nas alíneas a) e b) não for cumprido, um determinado serviço pode ser atribuído a serviços não relacionados com o transporte ou a serviços relacionados com o transporte, sob reserva das conclusões da consulta periódica pelo(s) operador(es) de rede de transporte ou pela entidade reguladora nacional e da decisão da entidade reguladora nacional, tal como previsto nos artigos 26.º e 27.º.

Em contraposição, o Código de Rede prevê os «Serviços não relacionados com o transporte», como *serviços regulados que não sejam serviços de transporte nem serviços regulados pelo Regulamento (UE) n.º 312/2014 que são prestados pelo operador da rede de transporte* (artigo 3.º, n.º 15). Os serviços não relacionados com o transporte, nos termos do Código de Rede de Tarifas, podem aplicar «Tarifas não relacionadas com o transporte», ou seja, encargos a pagar pelos utilizadores da rede por serviços não relacionados com o transporte que lhes sejam prestados.

Nos termos do Código de Rede de Tarifas, as receitas de serviços não relacionados com o transporte serão recuperadas através de tarifas não relacionadas com o transporte aplicáveis a um determinado serviço não associado ao transporte. Essas tarifas serão (artigo 4.º, n.º 4):

[45] Com exceção do valor aplicado às UAG que sejam propriedade de clientes, uma vez que nesse caso não existe a medição de um valor de capacidade, por restrições de medição. Nesse caso o preço baseado na capacidade, determinado a partir da metodologia de preço de referência, é convertido num preço baseado na energia.

a) *reflexo dos custos, não discriminatórias, objetivas e transparentes;*

b) *cobradas aos beneficiários de um determinado serviço não relacionado com o transporte, com vista a minimizar a subsidiação cruzada entre utilizadores da rede dentro ou fora de um Estado-Membro, ou ambos.*

Sempre que, de acordo com a entidade reguladora nacional, um determinado serviço não relacionado com o transporte beneficie todos os utilizadores da rede, os custos relativos a esse serviço serão recuperados a partir de todos os utilizadores da rede.

Considerando a informação divulgada pela ACER relativamente à avaliação dos relatórios sobre a aplicação de metodologias de preço de referência nos Estados-Membros, verifica-se que 11 países não apresentam serviços não relacionados com o transporte [46] e 13 países [47] reportam a existência de tarifas específicas para serviços não relacionados com o transporte. Nestas situações, os serviços mais frequentemente identificados como não relacionados com o transporte são a redução de pressão, a odorização, a prestação de informação não standard, os serviços de ligação à rede, taxas de conversão da área de mercado, taxas de injeção de biogás e a utilização de redes regionais.

Em Portugal, o conjunto dos serviços prestados pelo operador da rede de transporte são serviços relacionados com o transporte. No que respeita à ligação de clientes à rede de transporte, os custos de ligação decorrem do acordo entre o requisitante e ORT, com a homologação da ERSE, nos termos do Regulamento das Relações Comerciais. Na ligação dos produtores de gás, é devido o pagamento dos elementos de ligação, mas ainda não há preços aprovados pela ERSE. Como em ambos os casos não há preços previamente determinados, considera-se que os mesmos não têm ainda enquadramento nas tarifas dos serviços não relacionados com o transporte.

[46] Designadamente, Áustria, Bulgária, Eslováquia, Espanha, Estónia, Irlanda do Norte, Letónia, Lituânia, Países Baixos, Polónia (OGP Gaz-System S.A.), Chequia. Informação disponível em https://acer.europa.eu/gas/network-codes/tariffs/acer-reports-national-tariff-consultations/acer-analysis-national-tariff-consultation-documents.

[47] Designadamente, Alemanha, Bélgica, Croácia, Dinamarca, Eslovénia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Itália, Irlanda, Roménia, Suécia. Informação disponível em https://acer.europa.eu/gas/network-codes/tariffs/acer-reports-national-tariff-consultations/acer-analysis-national-tariff-consultation-documents.

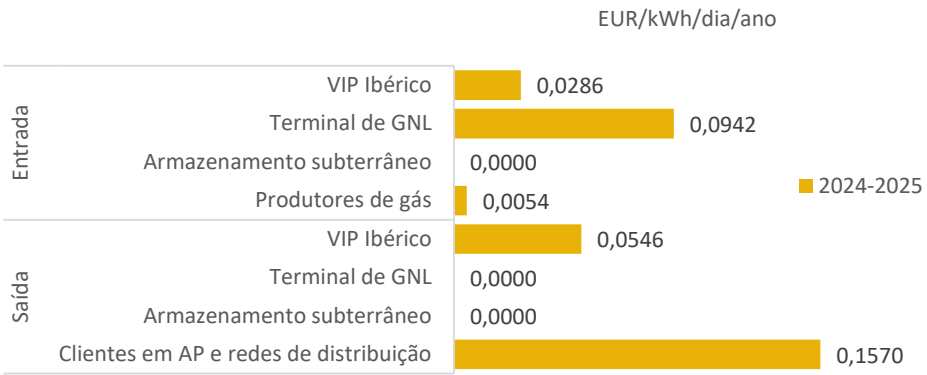
6 ANÁLISE DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA INDICATIVOS

Este capítulo apresenta os preços de referência indicativos, determinados nos termos da metodologia de preço de referência apresentada na secção 3.1.

6.1 PREÇOS DE REFERÊNCIA INDICATIVOS PARA O ANO GÁS 2024-2025

Os preços de referência indicativos para o ano gás 2024-2025, na definição do Código de Rede de Tarifas [48], são apresentados na Figura 6-1. Estes preços foram determinados a partir da metodologia de preço de referência na secção 3.1, que se propõe implementar a partir do ano gás 2024-2025, com base na informação da capacidade prevista e os proveitos permitidos que estiveram na base da decisão de tarifas de gás para o ano gás 2023-2024, de 1 de junho de 2023 [49].

Figura 6-1- Preços de referência indicativos para o ano gás 2024-2025



Notas: Os preços assumem a capacidade prevista e os proveitos permitidos da decisão de tarifas para o ano gás 2023-2024.

Nos pontos de entrada, o preço do Terminal de GNL é superior ao preço do VIP Ibérico por um fator de 3,3x. Adicionalmente, o preço do armazenamento subterrâneo é nulo, devido ao desconto de 100% [50], e o preço dos produtores de gás representa aproximadamente 19% do preço do VIP Ibérico.

[48] Preço para um produto de capacidade firme com a duração de um ano, aplicável nos pontos de entrada e de saída e que é utilizado para estabelecer tarifas de transporte baseadas na capacidade.

[49] A documentação da Decisão está disponível na página da ERSE.

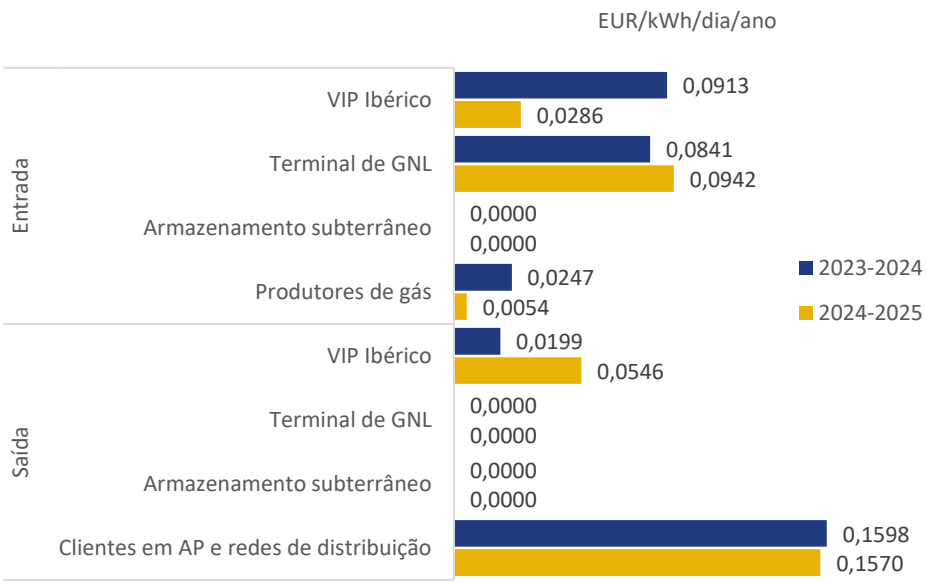
[50] Ver secção 7.1.

Nos pontos de saída, o preço do VIP Ibérico representa aproximadamente 35% do preço dos clientes em AP e redes de distribuição. De resto, o preço do armazenamento subterrâneo é nulo, devido ao desconto de 100%, e o preço do Terminal de GNL, aplicável à contratação virtual em contra fluxo, é nulo.

6.2 COMPARAÇÃO COM OS PREÇOS DE REFERÊNCIA DO ANO GÁS 2023-2024

Como referido anteriormente, os preços de referência indicativos, apresentados na secção 6.1, utilizam a capacidade prevista e os proveitos permitidos que estiveram na base da decisão de tarifas de gás para o ano gás 2023-2024. Por essa razão, eles podem ser comparados com os preços de referência aprovados para o ano gás 2023-2024, determinados a partir da metodologia de preço de referência em vigor. Essa comparação consta da Figura 6-2.

Figura 6-2- Comparação com os preços de referência do ano gás 2023-2024



Notas: (1) Os preços do ano gás 2023-2024 correspondem aos preços aprovados para esse ano gás. (2) Os preços do ano gás 2024-2025 correspondem aos preços de referência indicativos apresentado na secção 6.1.

Os preços de referência aprovados para o ano gás 2023-2024 apresentam algumas diferenças estruturais face aos preços de referência indicativos para o ano gás 2024-2025.

Nos pontos de entrada, considerando o ano gás 2023-2024, o preço do Terminal de GNL é inferior ao preço do VIP Ibérico em aproximadamente 8%. Esta situação inverte-se com os preços de referência

determinados para 2024-2025, passando o preço de entrada a partir do Terminal de GNL a ser mais do triplo do preço de entrada a partir do VIP Ibérico. Esta alteração resulta de uma elevada contratação de capacidade no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL [51]. O preço do armazenamento subterrâneo é nulo, devido ao desconto de 100%, e o preço dos produtores de gás representa aproximadamente 27% do preço do VIP Ibérico.

Nos pontos de saída, considerando o ano gás 2023-2024, o preço do VIP Ibérico representa aproximadamente 12% do preço dos clientes em AP e redes de distribuição. Considerado os preços de referência do ano gás 2024-2025 o preço do VIP Ibérico passaria a representar 35% do preço dos clientes e redes de distribuição. De resto, os preços do armazenamento subterrâneo e para a contratação em contra fluxo no terminal de GNL são nulos.

Em resumo, comparativamente com a metodologia em vigor no ano gás 2023-2024, as principais alterações da proposta para a nova metodologia de preço de referência são: (1) no VIP Ibérico, uma redução relativa no preço de entrada e um aumento relativo no preço de saída; (2) no Terminal de GNL, um aumento relativo no preço de entrada.

6.3 COMPARAÇÃO COM A METODOLOGIA CWD

Sempre que a metodologia de preço de referência é diferente da metodologia da distância ponderada pela capacidade (metodologia CWD), definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, é obrigatória a sua comparação com esta última [52].

Para além de apresentar os resultados da metodologia CWD com uma divisão entrada-saída de 50/50, conforme previsto no Código de Rede de Tarifas, a comparação que se segue apresenta igualmente os resultados da metodologia CWD com uma divisão entrada-saída de 28/72, de forma a ser mais comparável com os preços relativos dos pontos de entrada e saída. Adicionalmente, foram também incluídos os resultados para a metodologia do tipo selo postal [53] com uma divisão entrada-saída de 28/72 e os resultados da metodologia CWD modificada (mCWD), nos termos apresentados na secção 3.1. A

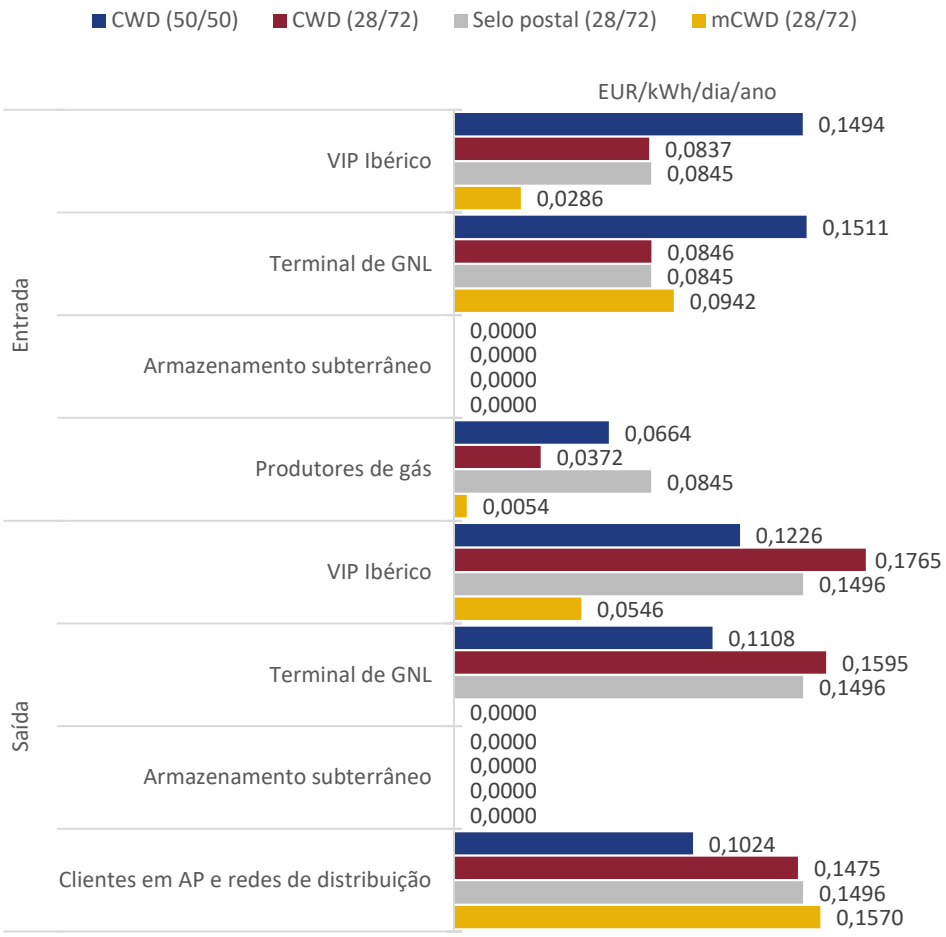
[51] Na metodologia de preço de referência esta elevada utilização reflete-se num fator de utilização comercial de 98,7%, conforme o Quadro 3-5.

[52] Ver artigo 26.º, n.º 1, alínea a), subalínea vi), do Código de Rede de Tarifas.

[53] Metodologia segundo a qual os preços são iguais nos vários pontos de entrada e iguais nos vários pontos de saída.

comparação dos preços de referência indicativos para o ano gás 2024-2025, determinados com as várias metodologias, encontra-se na Figura 6-3.

Figura 6-3- Comparação com a metodologia CWD e outras metodologias



Notas: **CWD (50/50)** – Metodologia CWD com uma divisão entrada-saída de 50/50; **CWD (28/72)** – Metodologia CWD com uma divisão entrada-saída de 28/72; **Selo postal (28/72)** – Metodologia do tipo selo postal com uma divisão entrada-saída de 28/72; **mCWD (28/72)** – Metodologia CWD modificada com uma divisão entrada-saída de 28/72. Os preços de referência indicativos para o ano gás 2024-2025, das várias metodologias, assumem a capacidade prevista e os proveitos permitidos que estiveram na base da decisão de tarifas de gás para o ano gás 2023-2024.

A metodologia CWD, com uma divisão entrada-saída de 50/50, produz uma estrutura de preços que é menos comparável com as restantes metodologias apresentadas. Em média os preços são mais elevados nos pontos de entrada e mais reduzidos nos pontos de saída, devido à diferente repartição das receitas entre os pontos de entrada e os pontos de saída.

Comparando as três metodologias com uma divisão entrada-saída de 28/72, as conclusões são as seguintes para os pontos de entrada:

- A metodologia CWD e a metodologia selo postal produzem uma estrutura de preços semelhante entre o VIP Ibérico e o Terminal de GNL. No preço aplicável ao VIP Ibérico, as três metodologias produzem preços diferentes, com a seguinte hierarquia, do preço mais alto para o preço mais baixo: Selo postal > CWD > mCWD. No preço aplicável ao Terminal de GNL, as três metodologias produzem preços diferentes, com a seguinte hierarquia, do preço mais alto para o preço mais baixo: mCWD > CWD > Selo postal.

- Na comparação entre as metodologias CWD e mCWD, a última produz uma maior diferenciação entre o VIP Ibérico e o terminal de GNL, com as duas metodologias a produzirem um rácio de preços entre o Terminal de GNL e o VIP Ibérico de 1,01 e 3,29, respetivamente.

- No preço aplicável a produtores de gás, as três metodologias produzem preços muito diferentes, com a seguinte hierarquia, do preço mais alto para o preço mais baixo: Selo postal > CWD > mCWD. Contudo, é de recordar que o preço aplicável a este caso está a ser determinado de forma provisória, uma vez que ainda não existe informação sobre pontos de ligação à rede de transporte.

No caso dos pontos de saída, a comparação das três metodologias com uma divisão entrada-saída de 28/72 resulta nas seguintes conclusões:

- No preço aplicável ao VIP Ibérico, as três metodologias produzem preços muito diferentes, com a seguinte hierarquia, do preço mais alto para o preço mais baixo: CWD > Selo postal > mCWD.

- No preço aplicável ao contra fluxo para o Terminal de GNL, as metodologias CWD e selo postal resultam em preços positivos, comparáveis em nível ao preço aplicável aos clientes em AP e às redes de distribuição. A metodologia mCWD resulta num preço nulo.

- No preço aplicável aos clientes em AP e às redes de distribuição, as três metodologias produzem uma hierarquia inversa à hierarquia no ponto de saída para o VIP Ibérico (do preço mais alto para o preço mais baixo): mCWD > Selo postal > CWD.

6.4 AVALIAÇÃO DE IMPUTAÇÃO DE CUSTOS

De acordo com o artigo 5.º do Código de Rede de Tarifas deve ser realizada uma avaliação de imputação de custos, para avaliar se existe subsidiação cruzada entre a utilização da rede a um nível intersistema

(trânsitos de gás natural que atravessam o país) e a um nível intrassistema (fluxos de gás natural que se destinam ao consumo nacional). No caso de apenas existirem preços baseados na capacidade, deve ser calculado o índice de comparação da imputação de custos (ICIC) de capacidade, para avaliar se a recuperação das receitas pelas utilizações intersistema e intrassistema é proporcional aos fatores de custos dessas utilizações. O indicador para a presença de subsidiação cruzada varia entre os valores 0% e 200%, em que 0% indica a ausência de subsidiação cruzada e 200% indica a situação de subsidiação cruzada máxima. O número 6 do artigo 5.º estabelece que no caso de os indicadores calculados ultrapassarem o valor de 10%, a entidade reguladora nacional deve justificar esses resultados na sua decisão fundamentada a que alude o artigo 27.º, n.º 4.

Para calcular o ICIC de capacidade é necessário determinar o fator de custo a utilizar, entre as quatro opções indicadas no artigo 5.º, n.º 1, alínea a). Uma vez que a metodologia CWD modificada utiliza como fatores de custo a capacidade efetiva e a distância efetiva, o cálculo do ICIC de capacidade recorre ao fator de custo que utiliza capacidade contratada prevista e distância, referido na subalínea (iiv).

Uma vez que o Código de Rede de Tarifas não apresenta fórmulas para determinar o fator de custo quando este conjuga a capacidade contratada prevista e a distância, admitiu-se utilizar diretamente o valor da ponderação de custo das fórmulas da metodologia de preço de referência, que corresponde às variáveis $W_{c,i}$ e $W_{c,j}$ para os pontos de entrada e saída [54,55], respetivamente, multiplicadas pela percentagem de receitas a recuperar nos pontos de entrada e saída, respetivamente.

O Quadro 6-1 apresenta o resultado para o ICIC de capacidade para quatro metodologias distintas, designadamente a metodologia CWD, a metodologia CWD com uma divisão de entrada-saída de 28/72 (CWD 28/72), a metodologia do tipo selo postal com uma divisão de entrada-saída de 28/72 e a metodologia CWD modificada, sendo que a última corresponde à metodologia de preço de referência proposta pela ERSE.

[54] As variáveis ponderação de custo ($W_{c,i}$, $W_{c,j}$) refletem precisamente o produto entre capacidade e a distância média de determinado ponto.

[55] Na utilização intersistema: a ponderação de custo para as saídas corresponde ao valor $W_{c,j}$ do ponto de saída para o VIP Ibérico, enquanto a ponderação de custo para as entradas corresponde ao valor do ponto de entrada a partir do Terminal de GNL, na proporção que o valor de saída no VIP Ibérico representa no total das entradas a partir do Terminal de GNL. Na utilização intrasistema: a ponderação de custo para entradas e saídas é calculada de forma a somar 100% quando somado ao respetivo valor da utilização intersistema.

Quadro 6-1 - Avaliação de imputação de custos de capacidade

		CWD 50/50	CWD 28/72	Selo postal 28/72	mCWD 28/72
Receitas					
Intersistema	milhões €	6,79	6,48	5,81	3,69
Intrassistema	milhões €	64,08	64,39	65,06	67,18
Fator de custo					
Intersistema	%	9,40%	8,96%	8,96%	5,16%
Intrassistema	%	90,60%	91,04%	91,04%	94,84%
Rácio = Receitas ÷ Fator de custo					
Intersistema	milhões €	72,29	72,38	64,87	71,65
Intrassistema	milhões €	70,73	70,73	71,46	70,83
Índice de comparação da imputação de custos de capacidade		**(-) 2,2%**	**(-) 2,3%**	**(+) 9,7%**	**(-) 1,2%**

Nota: O fator de custo é calculado a partir da ponderação de custo, multiplicada pela percentagem de receitas recuperadas nos pontos de entrada e saída. O sinal entre parênteses no resultado do ICIC de capacidade indica a direção da subsidiação cruzada: um sinal positivo (+) indica que as utilizações intersistema estão a ser subsidiadas; um sinal negativo (-) indica que as utilizações intrassistema estão a ser subsidiadas.

Face ao fator de custo selecionado, as quatro metodologias apresentam valores abaixo do limiar de 10% indicado no Código de Rede de Tarifas. Com exceção da metodologia do tipo selo postal, era expectável resultar um valor baixo para o ICIC de capacidade nas metodologias CWD e CWD modificada, uma vez que estas utilizam precisamente a capacidade e a distância como indutores de custo [56].

O fator de custo determinado para a metodologia mCWD segue as fórmulas apresentadas na secção 3.1, o que significa que o seu valor reflete as variáveis de capacidade efetiva e distância efetiva.

6.5 EVOLUÇÃO INDICATIVA DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA

Face à grande volatilidade da utilização da rede de transporte no passado recente, e que permanece face à guerra em território ucraniano, considera-se que a apresentação de valores indicativos para os preços de referência até ao último ano gás do período de regulação em curso seria um desafio, optando a ERSE por não apresentar uma previsão particular para os vários anos gás. Contudo, o modelo tarifário simplificado que é disponibilizado permite aos utilizadores a introdução de previsões de procura e de proveitos que permitem determinar a trajetória dos preços de referência.

[56] Caso não existissem descontos na aplicação da metodologia de preço de referência, é possível mostrar que as metodologias CWD e a metodologia mCWD resultariam num valor de ICIC de capacidade igual a 0,0%.

7 DESCONTOS, MULTIPLICADORES E FATORES SAZONAIS

Esta secção visa dar cumprimento ao artigo 28.º, n.º 1 do Código de Rede de Tarifas, que estabelece a necessidade de consultar por um lado, as entidades reguladoras nacionais de todos os Estados-Membros diretamente ligados e, por outro lado, as partes interessadas pertinentes sobre o nível dos multiplicadores, o nível dos fatores sazonais e os descontos previstos nos artigos 9.º e 16.º.

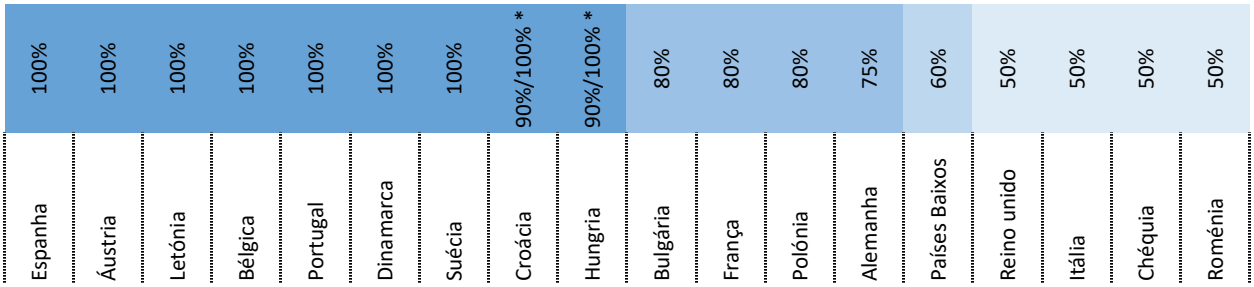
7.1 DESCONTOS NOS PONTOS DE INTERFACE COM O ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

De acordo com o n.º 1 do artigo 9.º do Código de Rede de Tarifas deve aplicar-se um desconto de pelo menos 50% aos preços de referência aplicáveis nos pontos de entrada da rede de transporte a partir de instalações de armazenamento e nos pontos de saída da rede de transporte para instalações de armazenamento (exceto se a instalação de armazenamento ligada a mais de uma rede de transporte ou de distribuição for utilizada para entrar em concorrência com um ponto de interligação).

Este desconto, que assume em Portugal um valor de 100% desde o ano gás 2019/2020, visa facilitar que os comercializadores estejam em balanço através do uso do armazenamento subterrâneo, aproveitando a flexibilidade que esta infraestrutura pode providenciar, podendo assim melhor contribuir para o balanço do sistema.

Uma comparação do nível de desconto aplicado em diversos países europeus detentores de instalações de armazenamento subterrâneo, na Figura 7-1, permite verificar que cerca de metade aplicam um desconto de 100% e todos aplicam uma percentagem igual ou superior a 50%.

Figura 7-1 - Descontos nos pontos de entrada e saída com as instalações de armazenamento, por Estado Membro



* Entrada / Saída

Fonte: Relatórios ACER sobre os documentos de consulta nacional para cada Estado Membro

A atribuição destes descontos contribui assim para incentivar os agentes a contratar e usar a capacidade de armazenamento, o que concorre para a boa implementação do Regulamento UE 2022/1032, sobre as medidas de emergência aplicáveis ao armazenamento que impõe aos Estados Membros a adoção de medidas e trajetórias de enchimentos mínimos (90% a partir de 1 de novembro de 2023).

7.2 MULTIPLICADORES

O Código de Rede de Tarifas estabelece regras para os níveis dos multiplicadores (artigo 13.º), aplicáveis aos produtos de capacidade firme normalizados nos pontos de interligação. Os multiplicadores, depois de aplicados aos preços de reserva anuais, permitem encontrar os respetivos preços de reserva não anuais, designadamente nos horizontes trimestral, mensal, diário e intradiário.

Nos termos do número 1 do artigo 13.º do Código de Rede de Tarifas, o nível do multiplicador não deve ser inferior a 1 nem superior a 1,5 para os produtos de capacidade normalizados trimestrais e mensais. Para os produtos de capacidade normalizados diários e intradiários o nível do respetivo multiplicador não deve ser inferior a 1 nem superior a 3 podendo, em casos devidamente justificados, ser superior a 3 e inferior 1, embora superior a zero.

O Quadro 7-1 apresenta os multiplicadores vigentes no ano gás 2023-2024, aplicáveis ao VIP Ibérico, terminal de GNL e armazenamento subterrâneo do Carriço. Os multiplicadores apresentados neste quadro cumprem os limites estabelecidos no n.º 1 do artigo 13.º.

Quadro 7-1 - Multiplicadores de curto prazo aplicados no ano gás 2023-2024

	Ponto de entrada na Rede de Transporte			**Ponto de saída da Rede de Transporte**		
	VIP Ibérico	Terminal GNL	Armazenamento Subterrâneo	VIP Ibérico	Terminal GNL	Armazenamento Subterrâneo
Trimestral	1,3	1,3	-	1,3	1,3	-
Mensal	1,5	1,5	-	1,5	1,5	-
Diário	2,0	2,0	1,0	2,0	2,0	1,0
Intradiário	2,2	2,2	1,1	2,2	2,2	1,1

Os multiplicadores aplicados nos produtos trimestral, mensal e diário, no ano gás 2023-2024, vigoram inalterados desde o ano gás 2013-2014. A partir do ano gás 2015-2016 começaram também a ser estabelecidos preços de referência para o produto de capacidade intradiária no VIP Ibérico. A partir do ano gás 2016-2017, foi estendida a existência de produtos intradiários também na entrada e saída através do Terminal de GNL e entrada através do Armazenamento Subterrâneo. O multiplicador para os produtos intradiários tem sido constante desde o ano gás 2016-2017.

O artigo 28.º, n.º 3, alínea a), do Código de Rede de Tarifas refere cinco critérios para ter em conta na aprovação dos multiplicadores pela entidade reguladora nacional, a saber: i) o equilíbrio entre facilitar o comércio de gás a curto prazo e fornecer sinais de longo prazo para um investimento eficiente na rede de transporte; ii) o impacto nas receitas dos serviços de transporte e na recuperação dos proveitos; iii) a necessidade de evitar a subsidiação cruzada entre utilizadores da rede e aumentar o reflexo dos custos nos preços de reserva; iv) situações de congestionamento físico e contratual; v) o impacto nos fluxos transfronteiriços.

O primeiro critério, de equilíbrio entre comércio de gás a curto prazo e sinais de longo prazo para um investimento eficiente, considera-se satisfeito na medida em que os multiplicadores vigentes não têm impedido os agentes de mercado de reservarem a capacidade no VIP Ibérico nos vários horizontes dos produtos de capacidade em função da sua estratégia comercial de aprovisionamento: no VIP Ibérico há uma transferência de contratação da capacidade anual para capacidade em produtos de menor maturidade desde o ano gás 2020-2021 (veja-se Figura 2-2), em conjunto com uma contratação total da capacidade técnica de regaseificação do Terminal de GNL através do produto anual, desde o ano gás 2019-2020. Dada a permanência dos multiplicadores, esta alteração na estratégia de aprovisionamento dos agentes de mercado resulta essencialmente da relação de preços entre o GNL e o gás natural e dos contratos de longo prazo detidos pelos agentes que operam na Península Ibérica e, em particular, em Portugal. O valor dos multiplicadores nos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano deve garantir que, por um lado, não sejam desencorajadas as reservas de longo prazo de modo a justificar os investimentos de longo prazo nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelos operadores das infraestruturas e, por outro lado, não sejam criadas barreiras à contratação de curto prazo, prejudicando-se a flexibilidade tarifária e a entrada de novos agentes no mercado. Adicionalmente, os multiplicadores devem aumentar com a diminuição da maturidade do produto, incentivando-se uma contratação de capacidade que confira maior previsibilidade à gestão do sistema.

O segundo critério, do impacto na recuperação das receitas, é assegurado através da estabilidade dos multiplicadores, que tem permitido à ERSE estimar a utilização do VIP Ibérico nos vários horizontes temporais com uma maior certeza, mitigando o risco de desvios de receitas devido aos multiplicadores [57] .

[57] O principal motivo para a volatilidade dos proveitos recuperados nos pontos da rede de transporte prende-se com a procura de gás por parte dos centros electroprodutores, que depende da dinâmica do mercado grossista de eletricidade, bem como das condições meteorológicas. O nível dos multiplicadores aplicados no VIP Ibérico não contribui para esta volatilidade.

Face ao terceiro critério, a subsidiação cruzada entre utilizadores da rede é evitada na medida que se aplicam os mesmos multiplicadores para os dois pontos de aprovisionamento do sistema português, representados pelo VIP Ibérico e pelo terminal de GNL em Sines.

No quarto critério, sobre situações de congestionamento físico e contratual, esta situação não é aplicável a Portugal uma vez que ainda não se registaram situações de congestionamento físico no VIP Ibérico, nem a aplicação de prémios de risco nos respetivos leilões de capacidade.

Por fim, no critério relacionado com os fluxos transfronteiriços, considera-se que os atuais multiplicadores são neutros para os fluxos transfronteiriços, uma vez que se aplicam os mesmos multiplicadores em ambos os sentidos do VIP Ibérico e ambos os pontos de entrada do sistema português.

Os multiplicadores definidos condicionam o comportamento dos utilizadores, uma vez que cada agente de mercado vai adotar uma utilização temporal de forma a minimizar a sua fatura.

Considerando que o nível dos multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo deve assegurar a recuperação das receitas sem que constitua uma barreira à contratação de curto prazo, procedeu-se a um exercício de cálculo do nível de multiplicadores dos produtos de curto prazo garantindo que as receitas obtidas com os produtos de curto prazo, para cada prazo de maturidade trimestral, mensal e diário, são equivalentes às receitas proporcionadas pelo produto anual.

O exercício foi realizado com base em dados de capacidade contratada diária extraídos da Plataforma de Transparência do ENTSOG [58], para o período compreendido entre 1 de janeiro de 2017 e 31 de dezembro de 2022, para dois dos pontos de entrada na RNTG (VIP Ibérico e Terminal de GNL) e os mesmos dois pontos de saída da RNTG (VIP Ibérico e Terminal de GNL). Não foi analisada informação sobre os pontos de entrada ou de saída do Armazenamento Subterrâneo, dado que o preço é nulo, conforme abordado na secção 7.1.

O

Quadro 7-2 apresenta o nível de multiplicadores obtidos considerando a referida metodologia da equivalência entre a faturação do produto anual e do produto de curto prazo.

[58] https://transparency.entsog.eu/#/zones/data?zones=

Quadro 7-2 - Multiplicadores de curto prazo propostos para o ano gás 2024-2025

	Ponto de entrada na Rede de Transporte			**Ponto de saída da Rede de Transporte**		
	VIP Ibérico	Terminal GNL	Armazenamento Subterrâneo	VIP Ibérico	Terminal GNL	Armazenamento Subterrâneo
Trimestral	1,22	1,22	-	1,22	1,22	-
Mensal	1,43	1,43	-	1,43	1,43	-
Diário	2,17	2,17	1,00	2,17	2,17	1,00
Intradiário	2,39	2,39	1,10	2,39	2,39	1,10

Fonte: Cálculos ERSE.

Refira-se que esta metodologia para a fixação dos multiplicadores dos produtos de curto prazo resulta na aplicação de uma majoração de cerca de 9% ao preço do produto diário e ao preço do produto intradiário em vigor no ano gás 2023-2024 [59], sendo esta a diferença mais relevante nos multiplicadores de curto prazo. A comparação entre os multiplicadores em vigor e os agora propostos é evidenciada no Quadro 7-3.

Quadro 7-3 – Comparação entre o nível dos multiplicadores atuais e os propostos

	Portugal (Entradas =Saídas)	
	Atuais	Propostos
Trimestral	1,3	1,22
Mensal	1,5	1,43
Diário	2	2,17
Intradiário	2,2	2,39

São obtidos valores de multiplicadores semelhantes aos atualmente em vigor. Os multiplicadores trimestrais e mensais diminuem ligeiramente, enquanto os multiplicadores diários e intradiários aumentam ligeiramente.

Ainda que os multiplicadores agora propostos sejam semelhantes aos que vigoram, sugere-se a sua adoção, uma vez que os multiplicadores propostos derivam da aplicação de uma metodologia quantificável, sendo por isso mais robustos e justificáveis. A ERSE acredita que a alteração sugerida, sendo pequena, está em linha com os comentários dos agentes em ocasiões anteriores [60], que privilegiam a estabilidade dos multiplicadores.

[59] No VIP Ibérico e no Terminal de GNL, os multiplicadores dos produtos diários e intradiários são 2,0 e 2,2, respetivamente. No Armazenamento subterrâneo, os multiplicadores dos produtos diários e intradiários são 1,0 e 1,1, respetivamente.

[60] Por exemplo, nas respostas à Consulta Pública n.º 66 da ERSE.

7.3 FATORES SAZONAIS

O Código de Rede de Tarifas estabelece ainda regras para os níveis dos fatores sazonais no n.º 2 do artigo 13.º, aplicáveis aos produtos de capacidade firme normalizados nos pontos de interligação. A ERSE informa que tenciona continuar a não aplicar fatores sazonais aos produtos de capacidade firme normalizados nos pontos de interligação [61].

[61] Refira-se que existe a definição de fatores sazonais, que variam com o mês, aplicáveis à capacidade utilizada nas opções tarifárias flexíveis, que se destinam exclusivamente aos pontos de saída para clientes em AP. Como estes fatores sazonais não se aplicam nos pontos de interligação com Espanha, eles estão fora do âmbito de consulta pública prevista no artigo 28.º, n.º 1.

8 RELAÇÃO COM OUTRA LEGISLAÇÃO EUROPEIA

Neste capítulo são descritos de forma genérica os elementos legais e regulamentares mais relevantes e com influência direta na decisão relativa às estruturas tarifárias para o transporte de gás.

8.1 PACOTE DE HIDROGÉNIO E GÁS DESCARBONIZADO

O gás natural (metano fóssil) constitui cerca de 95% dos combustíveis gasosos atualmente consumidos na União Europeia (UE). Os combustíveis gasosos representam cerca de 25% do consumo total de energia da UE, incluindo cerca de 20% da produção de eletricidade e 39% da produção de calor [62]. Para além de serem um vetor energético, os combustíveis gasosos são também uma matéria-prima fundamental para os processos industriais e são uma das fontes de flexibilidade para um sistema energético cada vez mais baseado em fontes de energia renováveis.

Como parte do segundo lote de propostas no âmbito das medidas "Fit-for-55" [63], em 15 de dezembro de 2021, a Comissão apresentou as propostas de alteração da Diretiva de Gás 2009/73/EC, relativa a regras comuns para os mercados internos do gás natural e gases renováveis e do hidrogénio, e do Regulamento (CE) n.º 715/2009, relativo ao mercado do hidrogénio e do gás descarbonizado (através das Comunicações da Comissão COM/2021/803 final e COM/2021/804 final, respetivamente).

Em 28 de março de 2023, o Conselho Europeu alcançou um acordo geral sobre as propostas de alteração da Diretiva de Gás 2009/73/EC [64] e do Regulamento (CE) n.º 715/2009 [65]. De notar que a alteração legislativa ainda carece da aprovação do Parlamento Europeu.

No acordo alcançado relativamente às alterações ao Regulamento (CE) n.º 715/2009, o Conselho clarificou as regras relativas às tarifas e aos descontos tarifários para o hidrogénio e os gases renováveis que solicitem a ligação à rede de gás e deu mais flexibilidade aos Estados-Membros para a sua fixação. Adicionalmente, diferenciou os descontos tarifários para os gases renováveis (100%) e os gases com baixo teor de carbono (75%) no sistema de gás natural.

---

[62] Fonte: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pt/qanda_21_6685 e https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0803&qid=1640002501099.

[63] Pacote Fit-for-55 - https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/

[64] Disponível em: https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-7911-2023-INIT/pt/pdf.

[65] Disponível em https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-7909-2023-INIT/pt/pdf.

No que diz respeito à certificação dos operadores de sistemas de armazenamento, são integradas as disposições do regulamento relativo ao armazenamento de gás adotado em junho de 2022 e introduz um desconto de 100% nas tarifas de transporte e distribuição baseadas na capacidade para as instalações de armazenamento subterrâneo de gás e as instalações de GNL. A orientação geral estabelece ainda níveis para mistura de hidrogénio no sistema de gás natural até 2% em volume (em vez de 5%), a fim de assegurar uma qualidade harmonizada do gás.

No que respeita aos entendimentos relativos às alterações propostas à Diretiva de Gás 2009/73/EC, de salientar a prorrogação, até 2035, da fase de transição para a aplicação de regras pormenorizadas ao hidrogénio e a adição às definições de "baixo teor de carbono" da referência ao parâmetro de comparação dos combustíveis fósseis estabelecido na Diretiva Energias Renováveis, a fim de garantir condições equitativas na avaliação da pegada total das emissões de gases com efeito de estufa dos diferentes gases. O resultado das negociações com o Parlamento Europeu, previsto para o final de 2023, determinará as disposições e o quadro para os gases descarbonizados e o hidrogénio nos próximos anos.

8.2 REGULAMENTO RELATIVO AO ARMAZENAMENTO DE GÁS NA UE

O armazenamento de gás desempenha um papel importante na garantia da segurança do aprovisionamento da União Europeia (UE), cobrindo, num inverno normal, 25 % a 30 % do gás consumido em toda a UE [66].

Considerando a sua relevância para a segurança do aprovisionamento de energia e para outros interesses essenciais em matéria de segurança, quer a nível nacional, quer a nível da União Europeia, as instalações de armazenamento subterrâneo de gás são consideradas infraestruturas críticas, na aceção da Diretiva 2008/114/CE do Conselho. Neste contexto, os Estados-Membros são encorajados a ter em conta as medidas introduzidas pelo Regulamento (UE) 2022/1032 do Parlamento Europeu e do Conselho, que altera os Regulamentos (UE) 2017/1938 e (CE) n.º 715/2009 no que respeita ao armazenamento de gás, nos seus planos nacionais em matéria de energia e de clima e nos relatórios de progresso adotados nos termos do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho.

[66] Fonte: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/eu-action-address-energy-crisis_pt. Para obter dados atualizados sobre os níveis de armazenamento por Estado-membro consultar: https://agsi.gie.eu/#/.

Com base na análise da Comissão Europeia, nomeadamente sobre a adequação das medidas para garantir o aprovisionamento de gás e a análise reforçada da preparação para os riscos a nível da União, realizada em fevereiro de 2022 pela Comissão, cada Estado-Membro deverá assegurar, em princípio, o enchimento das instalações de armazenamento subterrâneo de gás localizadas no seu território e diretamente ligadas a uma área de mercado desse Estado-Membro até, pelo menos, 90% da sua capacidade a nível de Estado-Membro até 1 de novembro de cada ano (meta de enchimento), com uma série de metas intermédias (trajetória de enchimento) do ano seguinte.

A partir de 2023, a monitorização dos níveis de armazenamento de gás é obrigatória, a fim de evitar a retirada súbita de gás das instalações de armazenamento subterrâneo de gás a meio do inverno. Para evitar aumentos do preço de gás injustificados em fase de aquisição obrigatória de gás para enchimento, ao abrigo do Regulamento (UE) 2022/1032, as entidades reguladoras poderão aplicar um desconto até 100% às tarifas de transporte e distribuição baseadas na capacidade nos pontos de entrada e de saída das instalações de armazenamento, tanto para as instalações de armazenamento subterrâneo de gás como para as instalações de GNL, tornando o armazenamento mais atrativo para os participantes no mercado.

Com vista a garantir o aprovisionamento energético da UE a preços acessíveis, a Comissão Europeia e os Estados-Membros criaram uma plataforma da UE para a aquisição comum de gás, GNL e hidrogénio [67]. Trata-se de um mecanismo de coordenação voluntário, que apoia a aquisição de gás e hidrogénio para a União[68].

Para reforçar os mecanismos de ação a nível da União, o Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho, de 5 de agosto de 2022, relativo a medidas coordenadas de redução da procura de gás, estabeleceu regras para fazer face a uma situação de graves dificuldades no aprovisionamento de gás, num espírito de solidariedade[69]. Este regulamento do Conselho define um conjunto de regras, nomeadamente uma redução voluntária da procura de gás no período compreendido entre 1 de agosto de 2022 e 31 de março de 2023, de, pelo menos, 15% em comparação com o consumo médio de gás durante os cinco anos

[67] Aprovado pelo Regulamento (UE) 2022/2576.

[68] Mais informação em https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/eu-energy-platform_en. Os países da UE são obrigados a agregar a procura de volumes de gás equivalentes a 15% das suas respetivas obrigações de enchimento de armazenamento. Para além dos 15%, a agregação será voluntária, mas baseada no mesmo mecanismo

[69] De notar que, o mecanismo de solidariedade enquanto instrumento para atenuar os efeitos de uma situação de emergência grave foi introduzido pelo Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho.

anteriores consecutivos no mesmo período [70]. Na sequência da adoção deste Regulamento, os Estados-Membros reduziram a sua procura de gás em 19% entre agosto de 2022 e janeiro de 2023, em comparação com a média dos últimos cinco anos [71].

A análise da Comissão Europeia[72] concluiu que, apesar da redução observada, é necessária uma redução contínua de 15% da procura durante um período de 12 meses, até ao final de março de 2024, a fim de assegurar que os Estados-Membros possam cumprir o objetivo de armazenamento de 90% estabelecido no Regulamento (UE) 2017/1938, o que é imperativo para a segurança do aprovisionamento de gás e para evitar qualquer défice de aprovisionamento no inverno de 2023-2024. Estas medidas foram aprovadas pelo Regulamento (UE) 2023/706 do Conselho de 30 de março de 2023 que altera o Regulamento (UE) 2022/1369 no respeitante à prorrogação do período de redução da procura para as medidas de redução da procura de gás e ao reforço da comunicação de informações e da monitorização da aplicação dessas medidas.

[70] A monitorização da redução da procura é realizada pela Direção-Geral de Energia e Geologia. Mais informação disponível em https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/planeamento-energetico-e-seguranca-de-abastecimento/seguranca-de-abastecimento/monitorizacao-da-reducao-do-consumo-de-energia/

[71] De acordo com Relatório da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho sobre determinados aspetos respeitantes ao armazenamento de gás com base no Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho (COM/2023/182 final), de 27 de março de 2023.

[72] Relatório da Comissão ao Conselho sobre o reexame do Regulamento (UE) 2022/1369 relativo a medidas coordenadas de redução da procura de gás (COM/2023/173 final), de 20 de março de 2023.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt