

IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Documento justificativo da decisão fundamentada

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	ANÁLISE DA ACER E COMENTÁRIOS RECEBIDOS À CONSULTA PÚBLICA	3
3	METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA	7
3.1	Fórmulas para a aplicação da metodologia CWD modificada	9
3.2	Aplicação da metodologia CWD modificada à Rede Nacional de Transporte de Gás Natural	13
3.3	Divisão de entrada-saída	17
3.4	Frequência de atualização dos preço de referência	19
3.5	Comparação da metodologia de preço de referência	20
3.6	Avaliação de imputação de custos	21
3.7	Conformidade da metodologia de preços de referência com o artigo 7.º	24
4	ESTRUTURA DE RECEITAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE	27
5	EVOLUÇÃO DO NÍVEL DAS TARIFAS DE TRANSPORTE	29
6	DESCONTOS E MULTIPLICADORES	33
6.1	Desconto nos pontos de interface com instalações de armazenamento (artigo 9.º).....	33
6.2	Desconto aplicável a produtos de capacidade interruptível normalizados (artigo 16.º).....	33
6.3	Multiplicadores.....	34
7	ANEXO – DESCRIÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL	37

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Preços pré-equalização indicativos da metodologia CWD modificada	17
Figura 3-2 - Comparação dos preços de referência indicativos entre a metodologia CWD e a metodologia CWD modificada	21
Figura 7-1 - Diagrama da rede nacional de transporte de gás natural.....	38
Figura 7-2 - Diagrama simplificado da rede nacional de transporte de gás natural.....	39

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Pontos de entrada e saída da rede nacional de transporte.....	14
Quadro 3-2 - Matriz de distâncias.....	14
Quadro 3-3 - Matriz de distâncias efetivas	15
Quadro 3-4 - Capacidade efetiva por ponto de entrada e ponto de saída	15
Quadro 3-5 – Investimentos na rede de transporte, a preços constantes de 2019	18
Quadro 3-6 - Avaliação de imputação de custos de capacidade (com capacidade contratada prevista como fator de custo)	22
Quadro 3-7 - Avaliação de imputação de custos de capacidade (com capacidade efetiva como fator de custo)	24
Quadro 4-1 - Informação indicativa sobre a estrutura de receitas do operador da rede de transporte	27
Quadro 5-1 - Preços de referência indicativos para os períodos tarifários até ao final do período de regulação 2019-2022 e comparação com os preços do período tarifário 2018-2019	31
Quadro 6-1 - Fórmula de cálculo para o desconto posterior do artigo 16.º	34
Quadro 6-2 - Nível de multiplicadores	35

1 INTRODUÇÃO

1. O Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, estabelece o Código de Rede de Tarifas que define as regras relativas às estruturas harmonizadas das tarifas de transporte de gás, incluindo as regras sobre a aplicação de uma metodologia de preço de referência, os requisitos de publicação e consulta, bem como o cálculo dos preços de reserva dos produtos de capacidade normalizados. Este Regulamento é obrigatório em todos os seus elementos e diretamente aplicável em todos os Estados-Membros, desde abril de 2017, sem prejuízo dos diferentes prazos de entrada em vigor para determinadas matérias.
2. As regras relativas às estruturas harmonizadas das tarifas de transporte de gás natural, nos termos dos prazos estabelecidos no Código de Rede de Tarifas, devem ser submetidas a consulta pública de todos os interessados por um período de dois meses.¹ Posteriormente, a ERSE tinha um mês para analisar os comentários recebidos e publicar um documento com o resumo destes comentários. A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) tinha posteriormente um mês para analisar e apresentar comentários não vinculativos à proposta da ERSE integrando nessa decisão os comentários dos vários participantes na consulta pública. Trata-se assim de um processo de consulta que se desenvolveu durante 4 meses. Por fim, no prazo de cinco meses a contar do termo da consulta pública, a entidade reguladora nacional devia tomar e publicar uma decisão fundamentada sobre todos os elementos previstos no artigo 26.º, n.º 1, do Código de Rede de Tarifas.²
3. O presente documento corresponde ao documento justificativo que acompanha a decisão fundamentada mencionada no parágrafo anterior. O quadro seguinte indica os parágrafos deste documento justificativo que contêm os requisitos de informação previstos no artigo 26.º, n.º 1.

¹ A 66.ª Consulta Pública da ERSE decorreu entre os dias 17 de agosto de 2018 e 17 de outubro de 2018, tendo a ERSE recebido comentários por parte de 13 entidades participantes.

² Após a publicação da decisão fundamentada, a entidade reguladora nacional deve enviar a sua decisão à ACER e à Comissão Europeia.

Artigos	Informação	Parágrafos
26(1)(a)	descrição da metodologia de preço de referência proposta	9 – 22
26(1)(a)(i) 26(1)(a)(i)(1) 26(1)(a)(i)(2)	informações indicativas previstas no artigo 30.º, n.º 1, alínea a), incluindo: <ul style="list-style-type: none"> • justificação dos parâmetros utilizados que estão relacionados com as características técnicas do sistema • informações correspondentes sobre os valores desses parâmetros e os pressupostos aplicados 	23 – 33 77 – 82
26(1)(a)(ii)	valor dos ajustamentos propostos para as tarifas de transporte baseadas na capacidade, nos termos do artigo 9.º	67 – 69
26(1)(a)(iii)	preços de referência indicativos sujeitos a consulta	61 – 65
26(1)(a)(iv)	resultados, componentes e dados relativos a esses componentes para as avaliações da imputação dos custos previstas no artigo 5.º	44 – 49
26(1)(a)(v)	avaliação da metodologia do preço de referência proposta, em conformidade com o artigo 7.º	50 – 57
26(1)(a)(vi)	se a metodologia do preço de referência proposta não for a metodologia do preço de referência da distância ponderada pela capacidade referida no artigo 8.º, a sua comparação com esta última acompanhada das informações referidas no ponto iii)	40 – 43
26(1)(b)	informações indicativas estabelecidas no artigo 30.º, n.º 1, alínea b), subalíneas i), iv), v)	58 – 60
26(1)(c)(i)	informação relativa a tarifas de transporte baseadas na energia a que alude o artigo 4.º, n.º 3	<i>não aplicável</i>
26(1)(c)(ii)	informação relativa a serviços não relacionados com o transporte	<i>não aplicável</i>
26(1)(d)	informações indicativas previstas no artigo 30.º, n.º 2	61 – 65
26(1)(e)	informação referente à abordagem de preço fixo, sempre que se considere propor essa abordagem referida no artigo 24.º, alínea b), no âmbito de um regime de preços máximos para a capacidade existente	<i>não aplicável</i>

2 ANÁLISE DA ACER E COMENTÁRIOS RECEBIDOS À CONSULTA PÚBLICA

4. Nos termos do artigo 27.º, n.ºs 2 e 3, do Código de Rede de Tarifas a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) analisou a 66.ª Consulta Pública³ da ERSE, relativa à “Implementação do Código de Rede relativo a Estruturas Tarifárias Harmonizadas para o Transporte de Gás Natural”, quanto ao cumprimento dos requisitos presentes no artigo 7.º e no artigo 4.º, n.ºs 3 e 4.⁴ No dia 14 de dezembro de 2018 a ACER publicou a sua análise relativa à consulta pública lançada pela ERSE.⁵
5. Nas suas conclusões a ACER destacou três aspetos. Em primeiro lugar, a ACER registou que a ERSE publicou na consulta publicou todos os requisitos de informação, com exceção das previsões de evolução das tarifas até ao final do próximo período de regulação.⁶ Em segundo lugar, a ACER considerou que a proposta de metodologia de preço de referência não estava em conformidade com o artigo 7.º do Código de Rede de Tarifas, designadamente por considerar que as tarifas nulas aplicadas em alguns pontos de saída não são aderentes aos custos. Face a essa falta de aderência, a ACER alertou para a existência de uma situação de subsídição cruzada e uma possível distorção do comércio transfronteiriço. Em terceiro lugar, a ACER concluiu que as tarifas de transporte baseadas em preços de energia não estavam a cumprir o Código de Rede de Tarifas uma vez que a rede nacional de transporte em Portugal não inclui custos relacionados com o fluxo de gás natural.
6. Em função das suas conclusões, a ACER formulou um conjunto de recomendações não vinculativas para a ERSE ter em conta na publicação da sua decisão fundamentada:
 - Publicar os requisitos de informação em falta.
 - Ponderar uma simplificação da metodologia de preço de referência e reconsiderar a divisão de entrada-saída caso se mantenham tarifas nulas em alguns pontos de saída.
 - Explicar a volatilidade do índice de comparação da imputação de custos para a rede nacional de transporte em Portugal.

³ Documentação disponível [aquí](#).

⁴ O artigo 7.º é referente aos requisitos a cumprir pela metodologia de preço de referência. Os n.ºs 3 e 4 do artigo 4.º referem-se aos requisitos aplicáveis à fixação de tarifas de transporte baseadas na energia e à fixação de tarifas não relacionadas com o transporte.

⁵ Análise disponível [aquí](#) (apenas em inglês).

⁶ O próximo período de regulação termina no ano gás 2021-2022.

- Clarificar a metodologia de cálculo para as tarifas de transporte baseadas em preços de energia.
 - Assegurar que as opções tarifárias existentes e os escalões de consumo na tarifa de uso da rede de transporte cumprem o disposto no Código de Rede de Tarifas.
 - Assegurar que o desconto a aplicar aos produtos de capacidade interruptível normalizados cumpre o disposto no Código de Rede de Tarifas.
 - Clarificar se as tarifas a aplicar às unidades autónomas de gás que são propriedade de clientes são definidas através da metodologia de preço de referência.
7. Para além da análise da ACER, a ERSE também recebeu comentários⁷ por parte de várias entidades participantes, podendo os contributos ser resumidos nos seguintes pontos:
- A ERSE deve garantir a coordenação com a CNMC, a entidade responsável pela regulação do gás natural em Espanha, sendo de realçar que à data do lançamento da consulta pública pela ERSE se desconhece o calendário previsto por Espanha para efetuar o processo de consulta análogo.⁸
 - A generalidade dos comentários aprova a proposta para a metodologia de preço de referência, em particular por ser mais simples e transparente do que o modelo de cálculo matricial em vigor.
 - Alguns comentários consideram ser inadequado ter uma diferenciação de preços nos pontos de entrada a partir do VIP⁹ e a partir do terminal de GNL, designadamente se o preço for superior no VIP.
 - Uma alteração da repartição de entrada-saída deve ser introduzida de forma gradual, articulada com Espanha e acompanhada de uma avaliação de impactes.
 - Uma alteração da repartição de entrada-saída deve levar a ERSE a ponderar a comunicação dos impactes tarifários, uma vez que no caso de um aumento na proporção de receitas a recuperar nos pontos de entrada os consumidores finais percecionam uma redução da tarifa de transporte paga nos pontos de saída, mas que é compensada por um aumento da tarifa de transporte nos

⁷ Pode encontrar na página da ERSE os [comentários recebidos](#) à consulta pública e a [síntese preparada pela ERSE](#) que resume os comentários recebidos.

⁸ À data da publicação desta decisão fundamentada a ERSE ainda não foi consultada pela CNMC no âmbito do seu processo de consulta pública.

⁹ Ponto virtual de interligação.

pontos de entrada paga pelos agentes de mercado e repercutida no custo de energia para os consumidores.

- Os preços de capacidade nulos nos pontos de saída para o VIP, para o terminal de GNL e para o armazenamento subterrâneo são considerados como adequados pelo operador da rede de transporte em Portugal. No entanto, o operador da rede de transporte em Espanha (ENAGAS) questiona o racional para a aplicação de preços de capacidade nulos no ponto de saída para o VIP.
- Vários participantes apontam para a relevância do problema do ‘tariff pancaking’¹⁰, e que a falta de coordenação entre Portugal e Espanha pode agravar este problema.

8. Importa referir que a ERSE tomou boa nota da análise da ACER e dos comentários recebidos à consulta pública por parte de todos os interessados, incorporando na sua decisão fundamentada várias alterações¹¹, designadamente:

- Adaptação da metodologia de preço de referência no sentido de manter uma metodologia de estrutura simplificada;
- Reavaliação da divisão de entrada-saída;
- Eliminação dos preços de energia e dos escalões de consumo na tarifa de uso da rede de transporte;
- Eliminação da opção tarifária de curtas utilizações.

¹⁰ ‘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.

¹¹ Os últimos dois pontos foram propostos na 71.ª Consulta Pública da ERSE referente à Revisão Regulamentar do Gás Natural.

3 METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA

9. A metodologia de preço de referência adotada pela ERSE será designada por **metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade** (metodologia CWD¹² 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 opcional embora de apresentação obrigatória para efeitos comparativos.
10. 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 do ponto de vista comercial desliga o cálculo tarifário da natureza física dos fluxos de gás, impossibilitando a definição de sinais de preço para situações de escassez de capacidade.
11. Tendo em conta os comentários da ACER sobre a metodologia CWD modificada que foi proposta na 66.ª Consulta Pública, a ERSE decidiu introduzir aperfeiçoamentos de forma a acomodar algumas das observações da ACER. A ACER considerou que a utilização do custo unitário de capacidade, medido em €/((kWh/dia)/km, não estava adequadamente justificada.¹³ Em particular, a ACER concluiu que a aplicação de um preço nulo no ponto de saída para o VIP podia distorcer o comércio transfronteiriço, sendo pouco provável que esse preço nulo possa contribuir para aliviar situações de congestionamento na direção Espanha->Portugal, uma vez que historicamente a contratação de capacidade de exportação para Espanha não ocorre em dias de maior utilização do VIP. Os aperfeiçoamentos introduzidos agora pela ERSE visam a obtenção de uma metodologia próxima da metodologia que foi proposta na 66.ª Consulta Pública, e que obteve uma avaliação favorável por vários participantes, mas em que os vários preços de referência, em particular na saída para o VIP, possam assumir valores não-nulos em função dos dados estatísticos relevantes para o bom funcionamento da rede nacional de

¹² Abreviatura para o nome em inglês (CWD – ‘*capacity weighted distance*’).

¹³ O custo unitário de capacidade podia assumir dois valores, nomeadamente um valor positivo ou um valor nulo (o valor nulo era aplicado às combinações de entrada-saída que terminam nas infraestruturas, isto é, que terminam no VIP, no terminal de GNL ou no armazenamento subterrâneo). O valor nulo para este parâmetro foi justificado pela ERSE pelo facto de estes pontos de saída da rede não corresponderem a utilizações que possam implicar novos investimentos no futuro, uma vez que são contrárias ao fluxo dominante naqueles pontos. Em consequência, o valor nulo para o custo unitário de capacidade implicava igualmente um preço de referência nulo, à semelhança da estrutura tarifária atual.

transporte.¹⁴ Conseqüentemente, a ERSE substituiu o conceito de custo unitário de capacidade por dois novos parâmetros de alocação de custos, designadamente o fator de valor económico e o fator de utilização física.

12. 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 medição e regulação de gás natural (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.
13. O **fator de utilização física** reflete para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída a proximidade entre os fluxos físicos de gás natural e a respetiva capacidade técnica. Quanto mais próximo são os fluxos físicos da capacidade técnica para um determinado ponto da rede de transporte, mais provável é a ocorrência de situações de congestionamento e a necessidade de novos investimentos de expansão. O fator de utilização física, que corresponde a um fator multiplicativo, será determinado pelo rácio entre uma medida para os fluxos físicos de gás mais relevantes e a capacidade técnica de determinado ponto.
14. Os dois fatores descritos anteriormente, fator de valor económico e fator de utilização física, serão utilizados para ajustar de forma multiplicativa os dois indutores de custo, distância e capacidades previstas, respetivamente. Estes ajustes multiplicativos darão origem a dois novos conceitos, nomeadamente a distância efetiva e a capacidade efetiva. Em suma, a metodologia CWD modificada consiste em aplicar as fórmulas da metodologia CWD, definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, aos dois novos conceitos de distância efetiva e capacidade efetiva.
15. 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

¹⁴ Na metodologia proposta na 66.ª Consulta Pública a aplicação de um valor nulo no custo unitário de capacidade nos pontos de saída para as infraestruturas em Alta Pressão implicava necessariamente um preço de referência nulo.

física está mais próxima da capacidade técnica, permitindo incrementar o sinal preço nesses pontos e consequentemente identificar a maior probabilidade de ocorrência de situações de congestionamento a resolver através de novos investimentos em reforço de capacidade.

3.1 FÓRMULAS PARA A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA CWD MODIFICADA

16. A metodologia CWD modificada consiste em aplicar as fórmulas da metodologia CWD, definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, aos conceitos de distância efetiva e capacidade efetiva.¹⁵ Esta secção detalha as fórmulas matemáticas para a aplicação da metodologia CWD modificada.
17. Em primeiro lugar, importa definir o conceito de distância efetiva. 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. Face ao diagrama simplificado da rede de transporte, e face à classificação de ativos em gasodutos, ramais e GRMS, o fator multiplicativo será superior a 100% para todas as combinações de entrada-saída que tenham como ponto de saída os clientes em AP ou as redes de distribuição.¹⁶ Este fator multiplicativo será designado por fator de valor económico. A expressão para determinar a distância efetiva é:

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

Em que:

$D_{i,j}^e$ – 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.

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

¹⁶ E igual a 100% nas restantes situações.

18. Em segundo lugar, importa definir o conceito de capacidade efetiva. 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 física, será igual a 100%. Para pontos cuja utilização seja inferior à capacidade técnica, o fator de utilização física será inferior a 100%, e determinado pelo rácio entre a utilização e a capacidade técnica. As expressões para determinar as capacidades efetivas nos pontos de entrada e nos pontos de saída são:

$$K_i^e = K_i \times f_i$$

$$K_j^e = K_j \times f_j$$

Em que:

K_i^e – 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 física, a fixar pela ERSE, no ponto de entrada i

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

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

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

19. 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 a formulas equivalentes às fórmulas utilizadas pela metodologia CWD do Código de Rede de Tarifas. As expressões para determinar a distância média ponderada nos pontos de entrada e nos pontos de saída são:

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

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

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

20. 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:

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

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

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

21. 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:

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

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

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

22. 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 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 prazo 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.

3.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA CWD MODIFICADA À REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

23. Esta secção ilustra a aplicação da metodologia CWD modificada à Rede Nacional de Transporte de Gás Natural em Portugal continental. De acordo com o diagrama simplificado da rede nacional de transporte de gás natural em Portugal continental¹⁷, a rede pode ser caracterizada por um total de 11 pontos de saída (A até K), sendo que 4 desses pontos também representam pontos de entrada na rede (A até D). A lista de pontos encontra-se resumida no Quadro 3-1 e inclui os pontos de saída e entrada da rede de transporte, classificando-se os mesmos em pontos para satisfação de consumo, interligação (IP) e pontos de interface com o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo.

¹⁷ Ver anexo no capítulo 7.

Quadro 3-1 - Pontos de entrada e saída da rede nacional de transporte

Descrição do ponto	Tipo de ponto
A - Campo Maior	IP
B - Valença do Minho	IP
C - Terminal de Sines	Terminal GNL
D - Curiço	Armazenamento
E - Lisboa, Setúbal, Carregado, Ribatejo	Consumo
F - Portugal, Central Outeiro	Consumo
G - Lusitânia, Central Lares, Central Figueira da Foz	Consumo
H - Tagus, Central Pego	Consumo
I - Portugal	Consumo
J - Refinaria Sines, Portugal	Consumo
K - Beirós	Consumo

24. De acordo com o diagrama simplificado da rede nacional de transporte pode ser calculada uma matriz de distâncias que indica para cada combinação de pontos de entrada-saída a distância em quilómetros. A matriz de distâncias encontra-se no Quadro 3-2.

Quadro 3-2 - Matriz de distâncias

Matriz de distâncias											
km	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
A	0,0	509,0	481,8	254,3	416,9	434,0	290,2	148,2	477,8	441,0	274,9
B	509,0	0,0	549,5	321,9	484,5	190,7	357,9	371,0	71,7	508,6	334,0
C	481,8	549,5	0,0	294,7	276,8	474,4	330,7	343,8	518,2	51,1	462,8
D	254,3	321,9	294,7	0,0	229,7	246,9	36,0	116,2	290,6	253,8	235,2

25. De seguida obtêm-se as distâncias efetivas multiplicando a distância entre pontos pelo respetivo fator de valor económico. No caso de combinações de pontos de entrada-saída que utilizam GRMS o fator de valor económico é igual a 131,6%, de forma a refletir o valor económico das GRMS.¹⁸ No caso de combinações de pontos de entrada-saída que não utilizam GRMS o fator de valor económico é igual a 100%. A matriz de distâncias efetivas, obtida por aplicação da fórmula do parágrafo 17, encontra-se no Quadro 3-3.

¹⁸ O valor de 131,6% 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 investimento adicional de 31,6% ($24\% \div 76\%$).

Quadro 3-3 - Matriz de distâncias efetivas

Matriz de distâncias efetivas											
km	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
A	0,0	509,0	481,8	254,3	548,5	571,1	381,9	195,0	628,7	580,3	361,7
B	509,0	0,0	549,5	321,9	637,5	250,9	470,9	488,1	94,4	669,2	439,5
C	481,8	549,5	0,0	294,7	364,2	624,3	435,1	452,3	681,9	67,2	608,9
D	254,3	321,9	294,7	0,0	302,2	324,8	47,3	152,9	382,4	334,0	309,5

26. Importa ainda identificar as capacidades efetivas por ponto de entrada e por ponto de saída. Como explicado anteriormente, a capacidade efetiva resulta da multiplicação da capacidade prevista pelo fator de utilização física. O fator de utilização física é para cada ponto de entrada e de saída igual ao rácio entre uma medida para os fluxos físicos de gás mais relevantes e a respetiva capacidade técnica. A capacidade efetiva, para um determinado ponto, medido em kWh/dia, mede a utilização de um ponto de entrada ou de saída na perspetiva física. A capacidade efetiva por ponto da rede, obtida por aplicação das fórmulas do parágrafo 18, bem como a capacidade prevista e o fator de utilização física, encontram-se apresentados no Quadro 3-4.

Quadro 3-4 - Capacidade efetiva por ponto de entrada e ponto de saída

		Fator de utilização física		Capacidade prevista GWh/dia		Capacidade efetiva GWh/dia	
		Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída
A	Campo Maior	90%	7%	114,322	0,093	103,370	0,006
B	Valença do Minho	90%	7%	8,532	0,042	7,714	0,003
C	Terminal de Sines	89%	0%	77,226	1,445	69,048	0,000
D	Carricho	49%	28%	4,894	4,894	2,411	1,376
E	Lisboagás, Setgás, Carregado, Ribatejo	-	59%	-	66,687	-	39,254
F	Portgás, Central Outeiro	-	59%	-	79,763	-	46,952
G	Lusitâniagás, Central Lares, Central Figueira da Foz	-	59%	-	69,210	-	40,740
H	Tagusgás, Central Pego	-	59%	-	34,031	-	20,032
I	Portucel	-	59%	-	4,796	-	2,823
J	Refinaria Sines, Portucel	-	59%	-	29,893	-	17,596
K	Beiragás	-	59%	-	3,548	-	2,088

27. O fator de utilização física apresentado no Quadro 3-4 foi determinado através do rácio entre uma medida de fluxos físicos, em kWh/dia, e o valor da capacidade técnica, igualmente em kWh/dia. A medida de fluxos físicos utilizada neste caso corresponde ao valor médio dos fluxos diários de gás

natural nos 10%¹⁹ dos dias de maior valor para um período de 3 anos.²⁰ Nos dados apresentados para o fator de utilização física destacam-se algumas observações. Nos 10% de dias de maior fluxo de gás, a utilização do ponto de entrada a partir do VIP e a partir do terminal de GNL apresenta um valor médio perto dos 90% das respetivas capacidades técnicas. No que respeita ao ponto de saída para o VIP a utilização apresenta um valor baixo, de cerca de 7%, coerente com o facto de o VIP ser utilizado predominantemente para importar gás natural de Espanha. No caso do ponto de saída para o terminal de GNL, o valor é necessariamente igual a 0% pelo facto de a contratação de capacidade de saída para o terminal ter uma natureza comercial e não física.

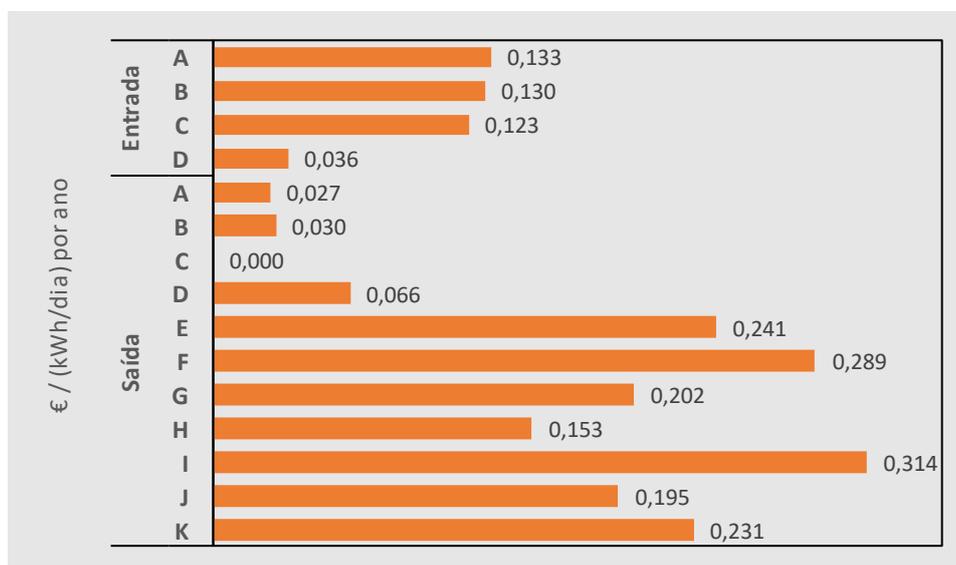
28. Baseado nos valores da distância efetiva e da capacidade efetiva é possível determinar os preços pré-equalização da metodologia CWD modificada, aplicando as fórmulas apresentadas na secção 3.1. A Figura 3-1 ilustra os preços pré-equalização indicativos para os quatro pontos de entrada e os 11 pontos de saída.²¹

¹⁹ Existindo diferentes formas de mensurar os fluxos físicos mais preponderantes, a ERSE discutirá no âmbito da proposta tarifária a enviar ao Conselho Tarifário, até 31 de março, o cálculo do valor.

²⁰ A utilização de um período de 3 anos equivale a utilizar informação de um horizonte temporal equivalente à duração do período de regulação. Neste caso concreto foi utilizada informação relativa ao período de 1 de março de 2016 até 28 de fevereiro de 2019 (10% dos dias em 3 anos equivale a um total de 109 dias) para as infraestruturas em AP.

²¹ Como será explicado na secção 3.3, a divisão de entrada-saída utilizada na aplicação das fórmulas no parágrafo 21 é igual a 28/72.

Figura 3-1 - Preços pré-equalização indicativos da metodologia CWD modificada



29. Por fim, aos preços da Figura 3-1 terão que ser aplicados alguns ajustamentos, nomeadamente a equalização de preços, os descontos do artigo 9.º, os multiplicadores e os fatores de escalamento.

3.3 DIVISÃO DE ENTRADA-SAÍDA

30. No caso da metodologia CWD definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas é obrigatória a utilização de uma divisão de entrada-saída de 50/50, isto é, a recuperação de metade dos proveitos permitidos nos pontos de entrada e da outra metade nos pontos de saída. Na metodologia CWD modificada será aplicada uma divisão de entrada-saída de 28/72, isto é, a recuperação de 28% dos proveitos permitidos nos pontos de entrada e a recuperação dos restantes 72% nos pontos de saída.

31. A divisão de entrada-saída de 28/72 decorre de um racional de alocação de custos da rede de transporte de acordo com a utilização dos ativos pelo conjunto dos pontos da rede de transporte. O Quadro 3-5 apresenta os investimentos na rede de transporte nos anos 2010 a 2022, a preços constantes de 2019, que resulta na seguinte estrutura média por tipo de ativo da rede: gasodutos (56%), ramais (20%) e GRMS (24%).

Quadro 3-5 – Investimentos na rede de transporte, a preços constantes de 2019

Investimentos na rede de transporte, a preços constantes de 2019													
Milhares €													
Ano	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Gasodutos	32 998	1 176	1 792	53 084	1 240	5 587	1 935	619	264	893	4 181	4 962	4 816
Ramais	31 727	1 361	801	98	225	29	727	834	264	893	1 225	1 173	717
GRMS	16 271	8 821	190	346	3 831	2 708	1 318	3 519	474	1 873	3 875	3 435	3 537
Total	80 996	11 358	2 784	53 529	5 297	8 324	3 980	4 972	1 002	3 660	9 281	9 571	9 071

Nota: dados do período de 2010-2017 são investimentos que entraram em exploração; dados do período de 2018-2022 são previsionais.

32. 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. A título teórico, caso a rede de transporte fosse construída sem pontos de saída para clientes ligados em AP e sem ligação às redes de distribuição, os investimentos em ramais e GRMS não teriam sido necessários. 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.

33. A divisão de entrada-saída de 28/72 difere da divisão de 40/60 apresentada na 66.^a Consulta Pública da ERSE. A divisão de entrada-saída de 40/60 tinha sido orientada pela estrutura de investimentos a começar no ano 1997, coincidente com o início da rede nacional de transporte em Portugal continental. Após a fase inicial de expansão da rede, em que os investimentos em gasodutos assumiram um peso de aproximadamente 80%, em períodos subsequentes os investimentos em ramais e GRMS assumiram um peso maior. Logo, os investimentos reais entre 2010 e 2017 e os investimentos previsionais de 2018 até 2022 sugerem um menor peso dos investimentos em gasodutos e um maior peso dos investimentos em ramais e GRMS, traduzindo-se na divisão de 28/72 anteriormente justificada e que melhor representa a situação atual e futura. Acresce que a maioria dos comentários recebidos à 66.^a Consulta Pública alertou para o risco de uma alteração estrutural deste valor, atendendo à repartição de 27/73 presente nas tarifas aprovadas para o ano gás 2018-2019.

3.4 FREQUÊNCIA DE ATUALIZAÇÃO DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA

34. Os preços de referência resultantes da metodologia de preço de referência serão atualizados no início de cada período tarifário de acordo com os proveitos permitidos estabelecidos pela ERSE e as previsões de procura existentes na altura. Não obstante esta atualização anual, e no sentido de assegurar o princípio da estabilidade tarifária, a ERSE manterá os preços pré-escalamento constantes durante o período de regulação.²² A diferença entre os conceitos de preços de referência e preços pré-escalamento encontra-se explicitada nos parágrafos seguintes.
35. Na aplicação da metodologia de preço de referência importa distinguir quatro conceitos distintos de preços de referência, designadamente os (1) preços pré-equalização, os (2) preços pós-equalização, os (3) preços pré-escalamento e os (4) preços de referência.
36. Os preços pré-equalização correspondem aos preços que resultam diretamente da metodologia de preço de referência, antes da aplicação dos ajustamentos previstos no n.º 4 do artigo 6.º do Código de Rede de Tarifas.²³ Isto significa que os preços pré-equalização correspondem a um preço por cada ponto de entrada e um preço por cada ponto de saída.
37. Os preços pós-equalização correspondem à equalização dos preços pré-equalização relativos a pontos pertencentes a um grupo homogéneo de pontos. No caso português a equalização de preços aplica-se aos dois pontos de interligação de entrada e de saída, resultando preços únicos para o ponto virtual de interligação (VIP ibérico) como ponto de entrada e ponto de saída da rede de transporte, e a todos os pontos de saída para consumidores ligados à rede de transporte e para as redes de distribuição. Esta última equalização decorre diretamente do princípio da uniformidade tarifária, princípio consagrado na lei de bases e no Regulamento Tarifário do setor do gás natural. Em resultado, o número de preços pós-equalização é menor do que o número de preços pré-equalização.²⁴

²² Esta decisão está em linha com a atuação da ERSE nas restantes vertentes do cálculo tarifário, preservando uma determinada estrutura de preços durante o período de regulação, sujeito a ajustamentos multiplicativos de forma a assegurar a recuperação dos proveitos permitidos em cada ano.

²³ Esse número prevê a aplicação de ajustamentos baseados em critérios de competitividade dos preços, na equalização dos preços em pontos pertencentes a um grupo homogéneo de pontos e no escalamento dos preços por fatores multiplicativos ou aditivos.

²⁴ Os preços pós-equalização consistem em três preços de entrada (VIP ibérico, terminal de GNL, armazenamento subterrâneo) e em quatro preços de saída (VIP ibérico, terminal de GNL, armazenamento subterrâneo, clientes/redes de distribuição).

38. Os preços pré-escalamento correspondem à aplicação dos preços pré-equalização aos vários produtos de capacidade e às várias opções tarifárias. Os preços pré-escalamento compreendem ainda a aplicação dos multiplicadores para produtos inferiores a um ano e a aplicação do desconto para o armazenamento subterrâneo, que decorre do artigo 9.º.
39. Por fim, os preços de referência consistem nos preços regulados a aplicar aos utilizadores das redes e aos preços de reserva dos leilões de produtos de capacidade normalizados. Os preços de referência resultam dos preços pré-escalamento multiplicados por fatores de escalamento para recuperar o montante de proveitos permitidos.²⁵

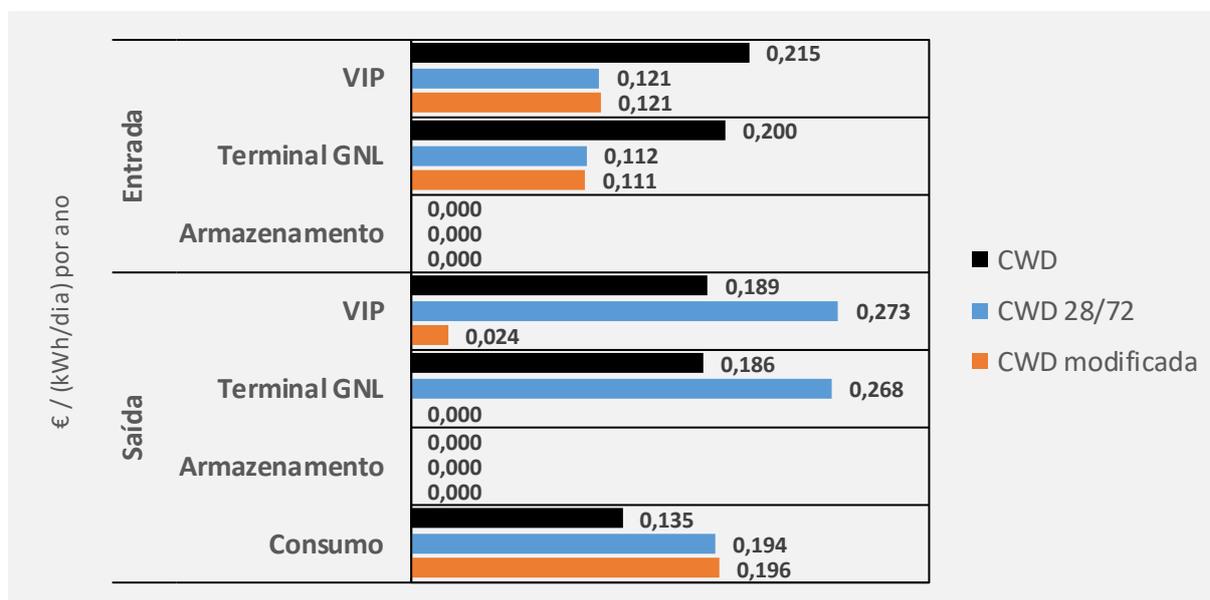
3.5 COMPARAÇÃO DA METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA

40. Sempre que a metodologia de preço de referência seja diferente da metodologia da distância ponderada pela capacidade, definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, é obrigatória a sua comparação com esta última.
41. A Figura 3-2 apresenta a comparação dos preços de referência que resultam de três metodologias distintas, designadamente a metodologia CWD, a metodologia CWD com uma divisão de entrada-saída de 28/72 (CWD 28/72)²⁶ e a metodologia CWD modificada, sendo que a última corresponde à metodologia de preço de referência adotada pela ERSE.
42. A comparação direta dos preços de referência salienta os diferentes pressupostos em termos de divisão de entrada-saída. No caso da metodologia CWD, o Código de Rede de Tarifas estabelece uma divisão 50/50. A metodologia CWD modificada utiliza a divisão de entrada-saída 28/72.

²⁵ De forma a respeitar a divisão de entrada-saída nas receitas a recuperar nos pontos de entrada e nos pontos de saída é necessário aplicar um fator escalamento aos pontos de entrada e outro fator de escalamento aos pontos de saída.

²⁶ O cenário CWD 28/72 é incluído na Figura 3-2 de forma a poder comparar a metodologia CWD modificada com a metodologia CWD numa base comparável.

Figura 3-2 - Comparação dos preços de referência indicativos entre a metodologia CWD e a metodologia CWD modificada



Nota: **CWD** - metodologia CWD do Código de Rede de Tarifas; **CWD 28/72** - metodologia CWD com uma divisão de entrada-saída de 28/72; **CWD modificada** - metodologia de preço de referência adotada pela ERSE.

43. Estas hipóteses distintas fazem com que no geral os preços de referência nos pontos de entrada sejam mais elevados na metodologia CWD quando comparados com a metodologia CWD modificada, verificando-se a situação oposta nos pontos de saída.

3.6 AVALIAÇÃO DE IMPUTAÇÃO DE CUSTOS

44. De acordo com o artigo 5.º do Código de Rede de Tarifas devem ser realizadas duas avaliações de imputação de custos, designadamente para avaliar se existe subsídio cruzada entre a utilização da rede a um nível intersistema (trânsitos de gás natural que atravessam o país) e a um nível intrasistema (fluxos de gás natural que se destinam ao consumo nacional).

45. O artigo 5.º exige o cálculo de dois indicadores, um para as receitas provenientes dos termos de capacidade e outro para os termos de energia, para avaliar se a recuperação das receitas pelas utilizações intersistema e intrasistema é proporcional aos fatores de custos dessas utilizações. O indicador para a presença de subsídio cruzada varia entre os valores 0% e 200%, em que 0% indica

a ausência de subsídio cruzada e 200% indica a situação de subsídio 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.

46. No caso português, a eliminação do termo de energia da tarifa de uso da rede de transporte implica que apenas tenha que ser realizada a avaliação de imputação de custos para as receitas provenientes dos termos de capacidade. A tabela seguinte apresenta o resultado para o índice de comparação da imputação de custos de capacidade²⁷ para três metodologias distintas, designadamente a metodologia CWD, a metodologia CWD com uma divisão de entrada-saída de 28/72 (CWD 28/72) e a metodologia CWD modificada, sendo que a última corresponde à metodologia de preço de referência adotada pela ERSE.

Quadro 3-6 - Avaliação de imputação de custos de capacidade (com capacidade contratada prevista como fator de custo)

		CWD	CWD 28/72	CWD modificada
Receitas				
Intrasistema	milhões €	92,73	92,74	92,80
Intersistema	milhões €	0,11	0,10	0,04
Fator de custo: capacidade contratada prevista				
Intrasistema	GWh/dia	249,55	249,55	249,55
Intersistema	GWh/dia	0,14	0,14	0,14
Rácio = Receitas ÷ Fator de custo				
Intrasistema	milhões € ÷ (GWh/dia)	0,3716	0,3716	0,3719
Intersistema	milhões € ÷ (GWh/dia)	0,7792	0,7695	0,2707
Índice de comparação da imputação de custos de capacidade		(-) 70,8%	(-) 69,7%	(+) 31,5%

Nota: O sinal entre parênteses indica a direção da subsídio cruzada: um sinal positivo (+) indica que as utilizações intersistema estão a ser subsidiadas; um sinal negativo (-) indica que as utilizações intrasistema estão a ser subsidiadas.

47. O Quadro 3-6 evidencia que as três metodologias ultrapassam o valor de 10%, sugerindo a existência de uma subsídio cruzada entre utilizações intrasistema e intersistema. Neste âmbito importa

²⁷ A alínea a) do n.º 1 do artigo 5.º do Código de Rede de Tarifas define quatro alternativas para utilizar como fator de custo na avaliação de imputação de custos de capacidade. A ERSE escolheu como alternativa para fator de custo a subalínea ii), designadamente a capacidade contratada prevista.

destacar duas observações. Por um lado, a própria metodologia CWD, definida no Código de Rede de Tarifas, não permite cumprir com o valor máximo de 10%, o que significa que não garante por si só a ausência de subsidiação cruzada entre utilizações intrasistema e intersistema. Por outro lado, a metodologia CWD modificada apresenta o valor mais baixo entre as três metodologias, e conseqüentemente apresenta um menor grau de subsidiação cruzada quando comparada com a metodologia CWD do Código de Rede de Tarifas.

48. Uma vez que o valor do índice de comparação da imputação de custos (ICIC) de capacidade ultrapassa o valor de 10% a ERSE apresenta de seguida uma justificação para esta ocorrência. Em primeiro lugar, o ICIC de capacidade revelou-se na análise da ERSE como um indicador bastante volátil para situações em que a utilização intersistema tem uma natureza residual, como é o caso português. Isto é, numa situação em que a metodologia CWD modificada recupera 0,04% dos proveitos permitidos nas utilizações intersistema quando a capacidade contratada prevista nas utilizações intersistema representa 0,05% do valor total, o ICIC de capacidade conclui que existe uma subsidiação cruzada a beneficiar a utilização intersistema uma vez que os proveitos a recuperar são aproximadamente inferiores em 1/5 face ao peso sugerido pela capacidade contratada prevista. Enquanto em termos relativos a diferença pode ser considerada significativa, em valor absoluto a diferença de receitas é de apenas 0,01%. Em segundo lugar, o artigo 5.º limita os fatores de custo admissíveis para a avaliação de imputação de custos a um universo restrito. No caso da metodologia CWD modificada, esta define os preços de referência com base nos fatores de custo designados por capacidade efetiva e distância efetiva.²⁸ Logo, a avaliação de imputação de custos a realizar devia incluir pelo menos um destes dois fatores de custo. Neste sentido a ERSE recalculou o ICIC de capacidade utilizando como fator de custo a capacidade efetiva, apresentando os resultados no Quadro 3-7.

²⁸ Ver fórmulas nos parágrafos 17 e 18.

Quadro 3-7 - Avaliação de imputação de custos de capacidade (com capacidade efetiva como fator de custo)

		CWD	CWD 28/72	CWD modificada
Receitas				
Intrasistema	milhões €	92,73	92,74	92,80
Intersistema	milhões €	0,11	0,10	0,04
Fator de custo: capacidade efetiva				
Intrasistema	GWh/dia	176,64	176,64	176,64
Intersistema	GWh/dia	0,065	0,065	0,065
Rácio = Receitas ÷ Fator de custo				
Intrasistema	milhões € ÷ (GWh/dia)	0,5250	0,5250	0,5254
Intersistema	milhões € ÷ (GWh/dia)	1,6215	1,6013	0,5634
Índice de comparação da imputação de custos de capacidade		(-) 102,2%	(-) 101,2%	(-) 7,0%

Nota: O sinal entre parênteses indica a direção da subsídio cruzada: um sinal positivo (+) indica que as utilizações intersistema estão a ser subsidiadas; um sinal negativo (-) indica que as utilizações intrasistema estão a ser subsidiadas.

49. O Quadro 3-7 evidencia que na utilização da capacidade efetiva como indutor de custo apenas a metodologia CWD modificada apresenta um valor inferior ao limite de 10%. A ERSE considera que este resultado representa uma evidência para considerar que a metodologia de preço de referência adotada pela ERSE não implica subsídios cruzados entre as utilizações intrasistema e intersistema.

3.7 CONFORMIDADE DA METODOLOGIA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA COM O ARTIGO 7.º

50. 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 715/2009 da Comissão.

51. 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 subsídio cruzada, (iv) evitar a atribuição do risco dos volumes transfronteiriços aos consumidores finais e (v) garantir que os preços de referência promovem o comércio transfronteiriço.

52. Nos termos do artigo 13.º do Regulamento 715/2009 da Comissão, que se refere às tarifas de acesso às redes no setor do gás natural, abrangendo assim as tarifas de uso da rede de transporte, as tarifas (ou a metodologia para as calcular) devem ser “transparentes, ter em conta a integridade da rede e da sua melhoria e refletir os custos realmente suportados”, devem ser “aplicadas de forma não discriminatória”, devem “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 “não podem reduzir a liquidez do mercado nem distorcer as transações transfronteiriças”.
53. 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.
54. Em segundo lugar, considera-se que a metodologia tem em conta os custos reais do serviço de transporte, atendendo à complexidade da rede de transporte. O diagrama de rede simplificado e a classificação dos investimentos na rede de transporte permitem refletir os principais aspetos da rede.
55. Em terceiro lugar, a utilização de uma única metodologia para alocar todos os proveitos permitidos do operador da rede de transporte contribui para a não-discriminação e a ausência de subsidiasões cruzadas. Os resultados da avaliação de imputação de custos (ver secção 3.6) confirmam a ausência de subsidiasões cruzadas entre utilizações intrasistema e utilizações intersistema.²⁹
56. Em quarto lugar, considera-se que a atribuição do risco dos volumes transfronteiriços aos consumidores finais não é uma preocupação real para Portugal, uma vez que os fluxos transfronteiriços representam valores residuais para Portugal.
57. 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 preço aplicado em cada ponto de entrada e saída, em particular no caso do VIP ibérico. Concretamente, a adoção do fator de

²⁹ Resultado obtido para o caso em que é utilizada a capacidade efetiva como fator de custo.

utilização física permite refletir a proximidade entre os fluxos físicos e a capacidade técnica, sinalizando a maior probabilidade de ocorrência de situações de escassez de capacidade e conseqüentemente da necessidade de investimento para reforço da capacidade.

4 ESTRUTURA DE RECEITAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

58. Esta secção visa dar cumprimento ao artigo 26.º, n.º 1, alínea b), do Código de Rede de Tarifas, no sentido de apresentar informação indicativa estabelecida no artigo 30.º, n.º 1, alínea b), subalíneas i), iv) e v), e referentes aos proveitos e receitas do operador da rede de transporte.

59. A informação indicativa sobre a repartição de receitas do operador da rede de transporte encontra-se no quadro seguinte.

Quadro 4-1 - Informação indicativa sobre a estrutura de receitas do operador da rede de transporte

Artigo do código de rede	Descrição	Informação	
Art. 30 (1)(b)(i)	Proveitos permitidos/previstos, em milhares de euros		92 840
Art. 30 (1)(b)(iv)	Receitas dos serviços de transporte, em milhares de euros		92 840
Art. 30 (1)(b)(v)(1)	Divisão capacidade-energia	Capacidade	100%
		Energia	0%
Art. 30 (1)(b)(v)(2)	Divisão entrada-saída (nas tarifas de transporte baseadas na capacidade)	Entrada	28%
		Saída	72%
Art. 30 (1)(b)(v)(3)	Divisão transfronteiriço-nacional (calculada nos termos do artigo 5.º)	Utilização intrasistema	99,96%
		Utilização intersistema	0,04%

60. O quadro anterior apresenta a informação indicativa baseada num nível de proveitos permitidos igual ao valor incluído como proveitos permitidos do operador da rede de transporte nas tarifas para o período tarifário de 2018-2019.

5 EVOLUÇÃO DO NÍVEL DAS TARIFAS DE TRANSPORTE

61. Esta secção visa dar cumprimento ao artigo 26.º, n.º 1, alínea d), do Código de Rede de Tarifas, designadamente com a publicação da informação indicativa do artigo 30.º, n.º 2:

- diferença entre o nível das tarifas de transporte para o mesmo tipo de serviços de transporte aplicáveis durante o período tarifário em vigor e durante o período tarifário para o qual são publicadas as informações;
- estimativa da diferença no nível das tarifas de transporte para o mesmo tipo de serviços de transporte aplicáveis durante o período tarifário em relação ao qual as informações são publicadas e para cada período tarifário dentro do período de regulação restante.

62. O Quadro 5-1 apresenta os preços de referência indicativos para os períodos tarifários até ao final do período de regulação 2019-2022, determinados com base na metodologia CWD modificada. O quadro inclui para efeitos comparativos os preços da tarifa de uso da rede de transporte em vigor no período tarifário 2018-2019, os quais resultaram da aplicação de uma metodologia diferente, designadamente de um modelo matricial.

63. É importante referir que os preços apresentados têm meramente uma natureza indicativa e baseiam-se em pressupostos simplificados de forma a utilizar previsões razoáveis para a evolução dos proveitos permitidos e das capacidades previstas.³⁰

64. Para o período tarifário 2019-2020 observa-se uma redução dos vários preços face ao período tarifário de 2018-2019, em particular no ponto de entrada a partir do terminal de GNL, fruto da hipótese de aumento significativo das capacidades previstas para 2019-2020.³¹ Destaca-se também em 2019-2020 a aplicação pela primeira vez de preços positivos na saída para o VIP ibérico, fruto da nova metodologia de preços de referência e fruto dos dados recentes que indicam a exportação de gás natural para Espanha em termos líquidos durante vários dias nos primeiros dois meses de 2019. Outro destaque relaciona-se com a diminuição em 100% do preço de entrada a partir do armazenamento subterrâneo,

³⁰ Em termos de proveitos permitidos, o quadro assume proveitos permitidos em cada ano iguais aos proveitos permitidos do período tarifário 2018-2019 (92,84 milhões de euros). Em termos das capacidades previstas assume-se uma estrutura equivalente às capacidades previstas utilizadas na aprovação das tarifas de transporte para o período tarifário de 2018-2019, assumindo para 2019-2020 um crescimento uniforme de +7,5% e para os dois anos subsequentes variações nulas das capacidades.

³¹ A estimativa de crescimento de +7,5% baseia-se numa estimativa provisória da procura para o ano gás 2019-2020.

fruto da aplicação de um desconto de 100% em conformidade com o artigo 9.º do Código de Rede de Tarifas.³²

65. Em relação aos períodos tarifários 2020-2021 e 2021-2022 observa-se uma estabilização dos preços de referência, cujo resultado é influenciado pelos pressupostos de crescimento nulo dos proveitos permitidos e das capacidades previstas.

³² Ver secção 6.1.

Quadro 5-1 - Preços de referência indicativos para os períodos tarifários até ao final do período de regulação 2019-2022 e comparação com os preços do período tarifário 2018-2019

	Ponto	Produto	Unidade	Preços de referência indicativos (preços unitários)				Preços de referência indicativos (variação anual)			
				2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2019-2020	2020-2021	2021-2022	
Entrada	VIP	Anual	€/kWh/dia/ano	0,1218	0,1211	0,1211	0,1211	-0,6%	0,0%	0,0%	
		Trimestral	€/kWh/dia/ano	0,1583	0,1574	0,1574	0,1574	-0,6%	0,0%	0,0%	
		Mensal	€/kWh/dia/ano	0,1827	0,1816	0,1816	0,1816	-0,6%	0,0%	0,0%	
		Diário	€/kWh/dia/ano	0,2436	0,2421	0,2421	0,2421	-0,6%	0,0%	0,0%	
		Intradiário	€/kWh/h/ano	6,4308	6,3919	6,3919	6,3919	-0,6%	0,0%	0,0%	
	Terminal GNL	Anual	€/kWh/dia/ano	0,1218	0,1114	0,1114	0,1114	-8,5%	0,0%	0,0%	
		Trimestral	€/kWh/dia/ano	0,1583	0,1448	0,1448	0,1448	-8,5%	0,0%	0,0%	
		Mensal	€/kWh/dia/ano	0,1827	0,1671	0,1671	0,1671	-8,5%	0,0%	0,0%	
		Diário	€/kWh/dia/ano	0,2436	0,2228	0,2228	0,2228	-8,5%	0,0%	0,0%	
		Intradiário	€/kWh/h/ano	6,4308	5,8822	5,8822	5,8822	-8,5%	0,0%	0,0%	
	Armazenamento subterrâneo	Diário	€/kWh/dia/ano	0,0034	0,0000	0,0000	0,0000	-100,0%	-	-	
		Intradiário	€/kWh/h/ano	0,0902	0,0000	0,0000	0,0000	-100,0%	-	-	
	Saída	VIP	Anual	€/kWh/dia/ano	0,0000	0,0240	0,0240	0,0240	-	0,0%	0,0%
			Trimestral	€/kWh/dia/ano	0,0000	0,0311	0,0311	0,0311	-	0,0%	0,0%
Mensal			€/kWh/dia/ano	0,0000	0,0359	0,0359	0,0359	-	0,0%	0,0%	
Diário			€/kWh/dia/ano	0,0000	0,0479	0,0479	0,0479	-	0,0%	0,0%	
Intradiário			€/kWh/h/ano	0,0000	1,2650	1,2650	1,2650	-	0,0%	0,0%	
Terminal GNL		Anual	€/kWh/dia/ano	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-	-	
		Trimestral	€/kWh/dia/ano	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-	-	
		Mensal	€/kWh/dia/ano	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-	-	
		Diário	€/kWh/dia/ano	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-	-	
		Intradiário	€/kWh/h/ano	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-	-	
Armazenamento subterrâneo		Diário	€/kWh/dia/ano	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-	-	
		Intradiário	€/kWh/h/ano	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-	-	
Redes de distribuição e Clientes em AP		Clientes em AP	Longas utilizações	€/kWh/dia/ano	0,2110	0,1965	0,1965	0,1965	-6,9%	0,0%	0,0%
			Tarifa flexível anual - capacidade base anual	€/kWh/dia/ano	0,2110	0,1965	0,1965	0,1965	-6,9%	0,0%	0,0%
		Tarifa flexível anual - capacidade mensal adicional (abril a setembro)	€/kWh/dia/ano	0,3165	0,2947	0,2947	0,2947	-6,9%	0,0%	0,0%	
		Tarifa flexível mensal - capacidade mensal (outubro a março)	€/kWh/dia/ano	0,6329	0,5894	0,5894	0,5894	-6,9%	0,0%	0,0%	
		Tarifa flexível mensal - capacidade mensal (abril a setembro)	€/kWh/dia/ano	0,3165	0,2947	0,2947	0,2947	-6,9%	0,0%	0,0%	
		Tarifa flexível diária - capacidade diária (outubro a março)	€/kWh/dia/ano	2,1097	1,9646	1,9646	1,9646	-6,9%	0,0%	0,0%	
		Tarifa flexível diária - capacidade diária (abril a setembro)	€/kWh/dia/ano	1,2658	1,1787	1,1787	1,1787	-6,9%	0,0%	0,0%	

6 DESCONTOS E MULTIPLICADORES

66. 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 sazonais³³ e os descontos previstos nos artigos 9.º e 16.º.

6.1 DESCONTO NOS PONTOS DE INTERFACE COM INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO (ARTIGO 9.º)

67. 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 a partir de instalações de armazenamento e nos pontos de saída para instalações de armazenamento.

68. No caso da rede nacional de transporte de gás natural este desconto será aplicado à interface com o armazenamento subterrâneo (AS), com um desconto de 100% no ponto de entrada a partir do AS e no ponto de saída para o AS.

69. A decisão de aumentar o desconto percentual de 95%, proposto na 66.ª Consulta Pública, para um valor de 100% visa facilitar que os comercializadores estejam em balanço através do uso do armazenamento subterrâneo, aproveitando a flexibilidade que esta infraestrutura pode providenciar ao sistema. Assim, esta infraestrutura, cuja utilização está significativamente abaixo da sua capacidade técnica, poderá contribuir melhor para o balanço do sistema.

6.2 DESCONTO APLICÁVEL A PRODUTOS DE CAPACIDADE INTERRUPTÍVEL NORMALIZADOS (ARTIGO 16.º)

70. Em alternativa à aplicação de descontos prévios, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 16.º do Código de Rede de Tarifas, a entidade reguladora nacional pode decidir aplicar um desconto posterior, segundo o qual os utilizadores da rede são compensados após as interrupções incorridas. Esse desconto posterior só pode ser utilizado nos pontos de interligação em que não se verificou uma interrupção de capacidade devido a congestionamento físico no ano gás anterior.

³³ Em Portugal não se aplicam à data fatores sazonais aos produtos de capacidade normalizados.

71. Tendo em conta a consulta pública realizada pela ERSE e a ausência de comentários contrários à decisão da ERSE, a ERSE mantém a sua decisão de aplicar o mecanismo de desconto posterior (ou desconto ‘ex-post’), consagrado no n.º 4 do artigo 16.º do Código de Rede de Tarifas.
72. A compensação posterior paga por cada dia em que ocorreu uma interrupção deve ser igual a três vezes o preço de reserva para os produtos de capacidade firme normalizados diários.
73. Em virtude da interpretação da ACER sobre a aplicação do n.º 4 do artigo 16.º do Código de Rede de Tarifas, publicada no contexto da análise da ACER efetuada à consulta pública conduzida pela entidade reguladora da Holanda, o cálculo do desconto posterior é efetuado de acordo com a seguinte fórmula de cálculo³⁴:

Quadro 6-1 - Fórmula de cálculo para o desconto posterior do artigo 16.º

$$\underbrace{\text{Desconto posterior}}_{\text{€}} = 3 \cdot \underbrace{\text{Preço de reserva (produto firme diário)}}_{\text{€/ (kWh/dia)}} \cdot \underbrace{\text{Capacidade contratada}}_{\text{kWh/dia}}$$

Nota: A ‘Capacidade contratada’ é dada pelo valor de capacidade contratada de um produto de capacidade interruptível normalizado de um utilizador para o qual o operador da rede de transporte interrompeu o produto de capacidade.

6.3 MULTIPLICADORES

74. O Código de Rede de Tarifas estabelece regras para os níveis dos multiplicadores no 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.
75. Nos termos do número 1 do artigo 13.º, 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, no entanto, em casos devidamente justificados ser superior a 3 e inferior 1, embora superior a zero.

³⁴ De referir que esta fórmula diverge da formulação apresentada pela ERSE na 66.ª Consulta Pública, a qual calculava o desconto em função da energia não entregue. A fórmula no Quadro 6-1 tem em conta a interpretação da ACER publicada posteriormente.

76. O Quadro 6-2 apresenta a lista de multiplicadores aplicáveis no VIP, no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo do Carriço. Os multiplicadores apresentados neste quadro cumprem os limites estabelecidos no n.º 1 do artigo 13.º.

Quadro 6-2 - Nível de multiplicadores

Prazo do produto de capacidade normalizado	VIP	Terminal GNL	Carriço
Trimestral	1,3	1,3	-
Mensal	1,5	1,5	-
Diário	2,0	2,0	1,0
Intradiário	2,2	2,2	1,1

Nota: Multiplicadores aplicáveis no VIP nos termos do artigo 13.º, n.º 1, do Código de Rede de Tarifas.

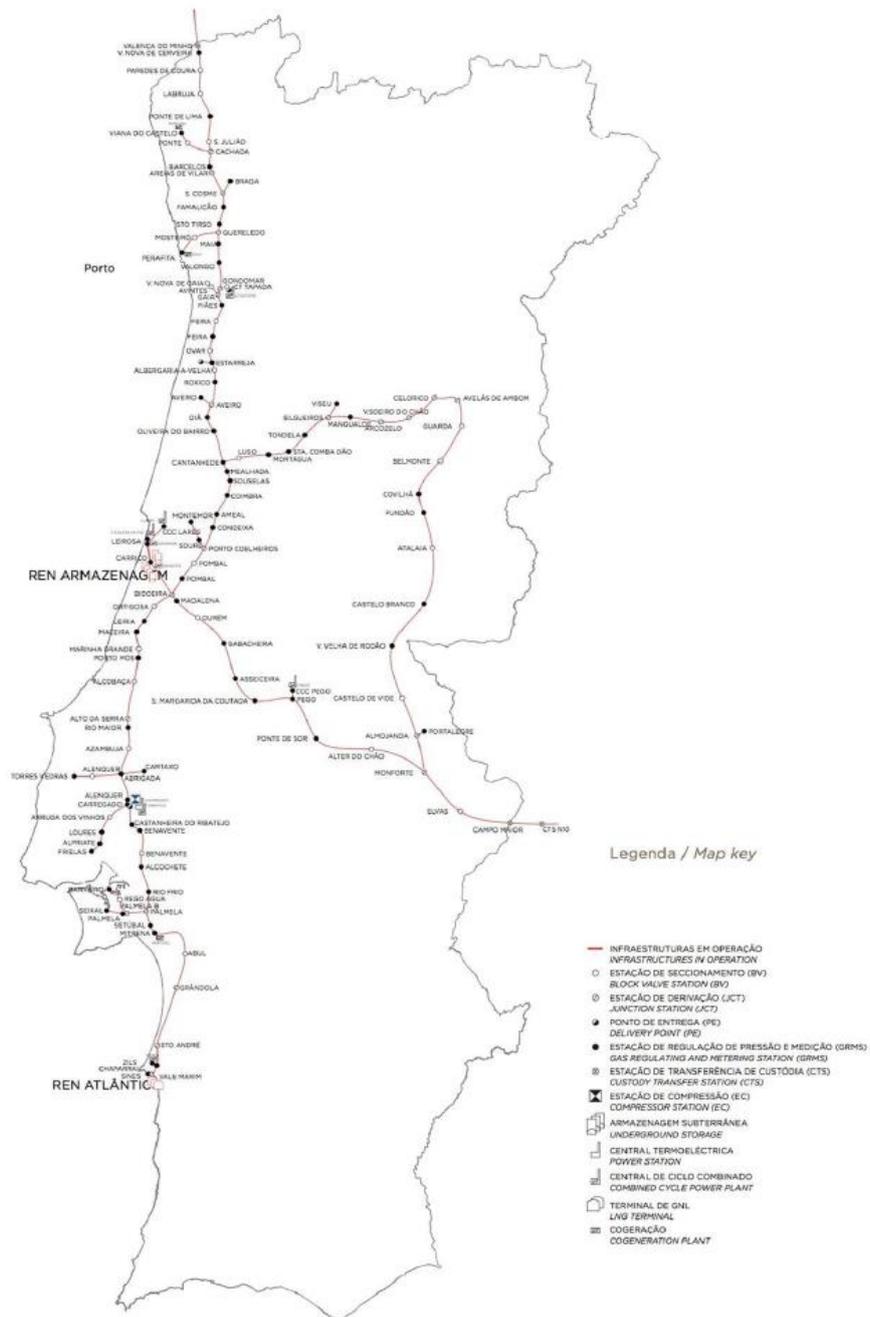
7 ANEXO – DESCRIÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

77. De seguida descreve-se sucintamente a rede nacional de transporte, nomeadamente para se compreender o diagrama simplificado da rede de transporte que é adotado para a aplicação da metodologia de preço de referência.
78. A rede nacional de transporte de gás natural, apresentada na Figura 7-1, é constituída por dois eixos³⁵: um eixo norte-sul que liga a interligação com Espanha em Valença do Minho com o terminal de 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 em Carriço. Em 2013 foi concluída a ligação entre dois troços que terminavam em Mangualde e na Guarda, resultando num troço circular que liga estes dois pontos.
79. A rede nacional de transporte de gás natural tem atualmente uma extensão de 1 375 km, apresenta diâmetros de condutas de transporte compreendidos entre 150 e 800 mm e inclui 85 estações de regulação e medição de gás nos pontos de entrega.³⁶

³⁵ A figura é baseada no mapa da rede de transporte da REN Gasodutos.

³⁶ Dados referentes ao final do ano 2016, apresentados no Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL para o período 2018-2027.

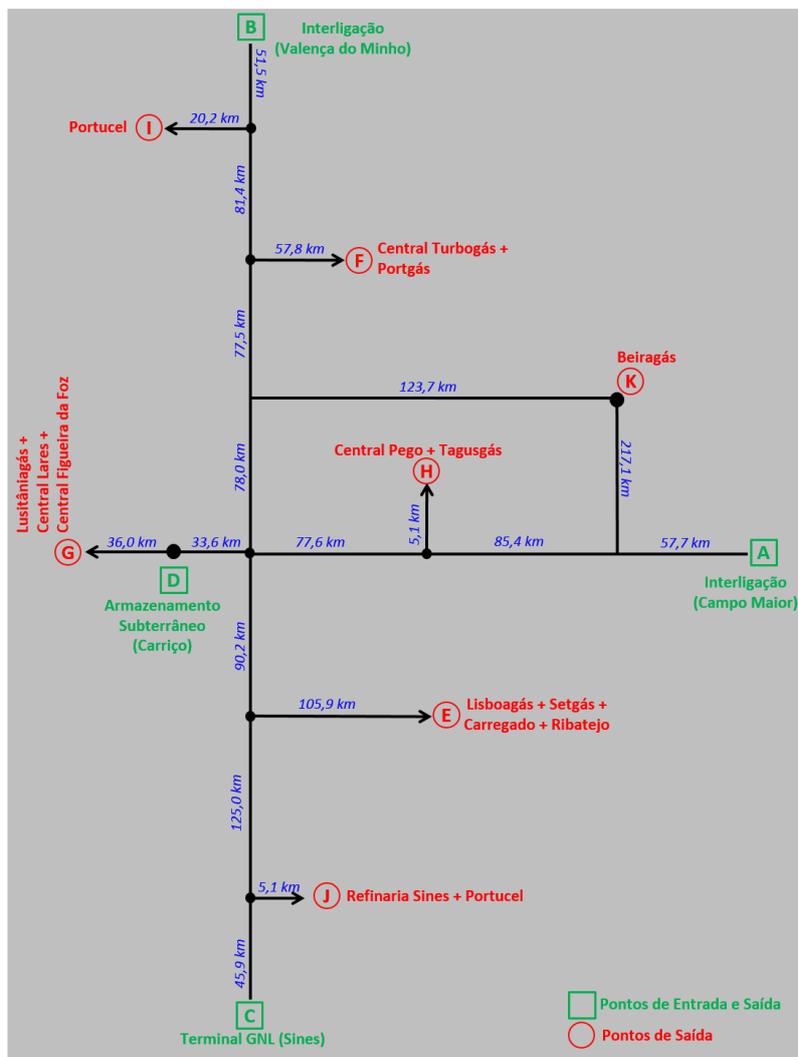
Figura 7-1 - Diagrama da rede nacional de transporte de gás natural



Fonte: Baseado no mapa de rede de transporte da REN Gasodutos.

80. A figura seguinte apresenta o diagrama simplificado da RNT utilizado na metodologia de preço de referência para determinar as distâncias entre os pontos de entrada e os pontos de saída.³⁷

Figura 7-2 - Diagrama simplificado da rede nacional de transporte de gás natural



81. Considera-se que a rede nacional de transporte inclui quatro pontos de entrada, designadamente duas interligações com Espanha (Campo Maior e Valença do Minho), o terminal de GNL em Sines e o armazenamento subterrâneo no Carricho. Estes quatro pontos de entrada são igualmente considerados

³⁷ Sublinha-se que este diagrama da RNT representa uma atualização do diagrama de rede simplificado apresentado no documento “[Tarifas de Uso da Rede de Transporte de Gás Natural em Portugal 2018-2019](#)”, publicado em Junho 2018 e disponibilizado na página da ERSE.

como pontos de saída da RNT. No caso das interligações e do armazenamento subterrâneo as infraestruturas são efetivamente bidirecionais, permitindo o fluxo de gás em ambos os sentidos. No caso do terminal de GNL, apesar do fluxo de gás natural ser unidirecional, consubstanciando uma entrada na RNT, os agentes podem, através de um contrato, colocar gás no terminal por redução do fluxo físico de gás que sai do terminal, implicando que se considere esta instalação também como ponto de saída.

82. As restantes saídas da RNT, representadas pelas estações de regulação e medição de gás nos pontos de entrega, foram agrupadas num total de sete zonas de saída, e encontram-se indicadas pelas letras E a K na Figura 7-2. As distâncias em relação a estas zonas de saída foram determinadas tomando os pontos mais significativos dentro de cada grupo como o ponto de referência.

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

